

Strom aus Erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts (SEEKEr)

Endbericht

Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorschutz
11055 Berlin

Auftragnehmer: IZES gGmbH
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
E-mail: izes@izes.de

Projektleitung: Dr. Michael Brand, IZES gGmbH

Bearbeiter: Heiko Bokelmann, Dr. Dornbach & Partner GmbH
Prof. Dr. Stefan Klinski, Fachhochschule für Wirtschaft, Berlin
Prof. Dr. Uwe Leprich, E&E Consult GbR
Thorsten Müller/Christina Ringel, Universität Würzburg
Dr. Uwe Klann/ Dr. Anton Schweiger, IZES gGmbH

Ort, Datum Saarbrücken, 19.09.2008

Inhaltsverzeichnis

Strom aus Erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts (SEEKER).....	1
1 Szenarien zum Ausbau erneuerbarer Energien.....	15
1.1 Ziel-Szenarien 2030	15
1.1.1 Problemstellung, Zielsetzung und Gang der Untersuchung.....	15
1.1.2 Studie „Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien“	16
1.1.3 Studie „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis 2020“	17
1.1.4 Leitstudie 2007	18
1.1.5 Fazit und Schlussfolgerungen.....	21
1.2 System-Szenarien 2030 - Probleme der Marktausweitung und Netzintegration eines großen Anteils dezentraler Anlagen an der Stromerzeugung.....	22
1.2.1 Problemstellung, Zielsetzung und Gang der Untersuchung.....	22
1.2.2 Zentral versus dezentral? – Die künftigen Strukturen des Stromsystems ...	22
1.2.3 Übersicht über bestehende System-Szenarien der Dezentralisierung	25
1.2.4 Modifiziertes IEA-System-Szenario <i>Anpassung</i>	27
1.2.5 Modifiziertes IEA-System-Szenario <i>Dezentralisierung</i>	28
1.2.6 Modifiziertes IEA-System-Szenario <i>Verbreitung: Stromwirtschaftliche Struktur 2030?</i>	30
1.2.7 Fazit und Ausblick	30
2 Problemanalyse.....	32
2.1 Netzintegration.....	33
2.1.1 Netzanschluss	35
2.1.1.1 Zulässigkeit der Netzanschlussverweigerung.....	35
2.1.1.1.1 Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus	37
2.1.1.1.2 „Unverzögerlicher“ Netzausbau.....	40
2.1.1.2 Netzanschlusskosten.....	41
2.1.2 Netzzugang.....	44
2.1.2.1 Energiewirtschaftliche Betrachtung	44
2.1.2.2 Rechtliche Integrationshemmnisse	45
2.1.2.2.1 Netzzugangsvorschriften im EEG-Erzeugungsmanagement.....	45
2.1.2.2.2 Die energiewirtschaftlichen Regelungen zum Engpassmanagement.....	47

2.1.2.2.3	Regelungen zum Engpassmanagement im europäischen Recht	52
2.1.3	Netzkapazitäten (Ausbau und betriebliche Optimierung)	54
2.1.3.1	Energiewirtschaftliche Betrachtung	54
2.1.3.2	Rechtliche Integrationshemmnisse	55
2.1.3.2.1	Allgemeine energiewirtschaftliche Regelungen im EnWG zur Kapazitätssicherung	56
2.1.3.2.2	Bestimmungen des EEG zur Kapazitätssicherung	60
2.1.3.2.3	Bestimmungen des EnWG zur Anbindung der Offshore-Windparks.	61
2.1.3.2.4	Bestimmungen über die Zulassung von und die Kostenlast für Leistungsanlagen	62
2.1.4	Netznutzung	63
2.1.4.1	Rechtliche Grundlagen der Anreizregulierung	64
2.1.4.2	Festlegung von Netznutzungsentgelten im Rahmen der Anreizregulierung	66
2.1.4.3	Fazit	68
2.2	Marktintegration	69
2.2.1	Energiewirtschaftliche Betrachtung	69
2.2.2	Zulässigkeit der Teilnahme am Strommarkt für EEG-Anlagen	72
2.2.3	Spezifika im Großhandelsmarkt	74
2.2.3.1	Marktzugangsregelungen zu den Teilmärkten des deutschen Stromgroßhandelsmarktes und damit verbundene Marktzutrittschennisse	74
2.2.3.2	Integrationshemmnisse im Börsenrecht	76
2.2.4	Spezifika im Regelenergiemarkt	77
2.2.5	Spezifika im Verlustenergiemarkt	79
3	Lösungsansätze	82
3.1	Netzintegration	82
3.1.1	Netzanschluss	87
3.1.1.1	Zulässigkeit der Netzanschlussverweigerung	87
3.1.1.1.1	Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus	87
3.1.1.1.2	„Unverzöglichkeit“ des Netzausbaus	95
3.1.1.1.3	Technische Anschlussvoraussetzungen	95
3.1.1.2	Netzanschlusskosten	98

3.1.2	Netzzugang.....	99
3.1.2.1	Energiewirtschaftliche Betrachtung	99
3.1.2.2	Rechtliche Verbesserungsansätze	100
3.1.2.2.1	Verhältnis der Bestimmungen zum Engpass- bzw. Einspeisemanagement in EnWG und EEG zueinander.....	101
3.1.2.2.2	Einbeziehung von KWK-Anlagen in das EEG-Erzeugungsmanagement.....	103
3.1.2.2.3	Informations-/Nachweispflichten sowie Überwachung durch die BNetzA	107
3.1.2.2.4	Entschädigungsregelungen	110
3.1.2.2.5	Gesamtlösung zur Änderung des § 13 EnWG	115
3.1.2.2.6	Regelungen zum Engpassmanagement im europäischen Recht....	116
3.1.3	Netzkapazitäten (Ausbau und betriebliche Optimierung)	116
3.1.3.1	Energiewirtschaftliche Betrachtung	116
3.1.3.2	Rechtliche Verbesserungsansätze	117
3.1.3.2.1	Regelungen zur Kapazitätssicherung im EEG-Kontext	117
3.1.3.2.2	Regelungen zur Kapazitätssicherung im EnWG	121
3.1.3.2.3	Zulassungsregelungen für Leitungen	124
3.1.3.2.4	Offshore-Anbindung.....	128
3.1.4	Netznutzung.....	130
3.1.4.1	Rechtliche Grundlagen der Anreizregulierung.....	130
3.1.4.2	Festlegung von Netznutzungsentgelten im Rahmen der Anreizregulierung	132
3.2	Marktintegration.....	134
3.2.1	Energiewirtschaftliche Betrachtung.....	134
3.2.2	Zulässigkeit der Teilnahme am Strommarkt für EEG-Anlagen	135
3.2.3	Zu den Spezifika im Großhandelsmarkt	136
3.2.4	Zu den Spezifika im Regelenergiemarkt.....	141
3.2.5	Zu den Spezifika im Verlustenergiemarkt	141
	Literaturverzeichnis.....	145

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1 Struktur der Bruttokraftwerksleistung im LEITSZENARIO 2006 nach Energiequellen und Kraftwerksarten.....	20
Abbildung 1-2 Das vorherrschende Paradigma des zentralistischen Großverbundes	23
Abbildung 1-3 Perspektiven dezentraler Stromerzeugung, Quelle: Siemens AG.....	24
Abbildung 2-1 Netzintegration und die wesentlichen Vorschriften für die Anlagen- und Netzbetreiber.....	35
Abbildung 2-2 Die Marktstruktur im Stromsektor	70

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1 Überblick über die IEA-Szenarien zur Dezentralisierung des Stromsystems	26
---	----

Vorbemerkung

Es ist erklärtes Ziel nationaler wie europäischer Politik, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erhöhen. Mit dem EEG ist dafür national ein bewährtes Instrument vorhanden, das sich auch auf europäischer Ebene immer stärker durchsetzt. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien steigen jedoch auch die Anforderungen ihrer stärkeren elektrizitätswirtschaftlichen Integration, wodurch sich vielfältige Berührungspunkte zum allgemeinen energiewirtschaftlichen Rechts- und Ausgestaltungsrahmen ergeben.

Ziel des Projekts ist es zum einen, das Zusammenspiel der aktuellen nationalen und europäischen Rechtsgrundlagen für erneuerbare Stromerzeugung und der allgemeinen energiewirtschaftlichen Rechtsgrundlagen in Bezug auf ihre Zielerreichungseffizienz zu analysieren (Problemanalyse), sowie zum anderen Eckpunkte eines Regelungskonzeptes für ihre effiziente Weiterentwicklung im Hinblick auf eine verbesserte elektrizitätswirtschaftliche Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erarbeiten (Lösungsansätze).

Ausgangspunkt für die Problemanalyse ist die Konkretisierung der elektrizitätswirtschaftlichen Ziele im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und die Beantwortung der Frage, mit welchen technischen Optionen sich diese am ehesten erreichen lassen. Hier wird auf einschlägige Szenarien (Teil 1) zurückgegriffen und das Spektrum der Möglichkeiten referiert mit dem Ziel, die Bedeutung und Dringlichkeit der weiteren Analyse darzulegen und sie zu konkretisieren. Es zeigt sich, dass eine stärkere Netz- und Marktintegration erneuerbarer Energien mit ihrem weiteren Ausbau an Bedeutung zunimmt.

In der anschließenden Hemmnisanalyse (Teil 2) wird der Integrationsansatz aus ökonomisch-elektrizitätswirtschaftlicher Sicht möglichst breit in seine relevanten Teilaspekte aufgefächert und geprüft, inwieweit und wo die bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen auf nationaler und/oder europäischer Ebene Integrationshemmnisse aufweisen. Dabei werden die in der zweiten Hälfte 2007 geltenden Gesetze zugrunde gelegt.

Wo solche Integrationshemmnisse identifiziert werden konnten, werden in Teil 3 Lösungsansätze entwickelt und konkrete Vorschläge für ihre rechtliche Umsetzung unterbreitet. Hier wird dann auch der Beitrag der aktuellen Gesetzesinitiativen zur Lösung diskutiert.

Zusammenfassung

Es ist erklärtes Ziel nationaler wie europäischer Politik, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung kontinuierlich zu erhöhen. Mit dem EEG ist dafür national ein bewährtes Instrument vorhanden, das sich auch in anderen europäischen Staaten immer stärker verbreitet. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien steigen jedoch auch die Anforderungen ihrer stärkeren elektrizitätswirtschaftlichen Integration, wodurch sich vielfältige Berührungspunkte zum allgemeinen energiewirtschaftlichen Rechts- und Ausgestaltungsrahmen ergeben.

Ziel des Projekts war es zum einen, das Zusammenspiel der aktuellen nationalen und europäischen Rechtsgrundlagen für erneuerbare Stromerzeugung und der allgemeinen energiewirtschaftlichen Rechtsgrundlagen in Bezug auf ihre Zielerreichungseffizienz zu analysieren (Problemanalyse), sowie zum anderen Eckpunkte eines Regelungskonzeptes für ihre effiziente Weiterentwicklung im Hinblick auf eine verbesserte elektrizitätswirtschaftliche Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erarbeiten (Lösungsansätze).

Das Projekt wurde zum Teil vor und zum Teil während des laufenden Gesetzgebungsverfahrens zum EEG 2009 durchgeführt. Aus diesem Grund bezog sich die Problemanalyse zunächst auf die Situation vor dem Beschluss der Regierung zum Entwurf des EEG, während sich die Lösungsvorschläge zum Teil bereits auf diesen (BT-Drs. 16/8148) beziehen konnten. Die in der Schlussphase des Gesetzgebungsverfahrens vorgenommenen Einzeländerungen an dem Regierungsentwurf (siehe BT-Drs 16/9477) konnten nur noch in dieser Zusammenfassung Berücksichtigung finden. Einige dieser Änderungen nehmen Anregungen aus dem Forschungsprojekt auf bzw. entsprechen diesen zum Teil.

Ausgangspunkt der Untersuchung war die Konkretisierung der nationalen Ziele im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und die Beantwortung der Frage, mit welchen technischen Optionen sich diese am ehesten erreichen lassen. Die referierten **Ziel-Szenarien** gehen von einem tiefgreifenden Wandel bei der Stromerzeugung aus, hin zu mehr Dezentralität. Dezentrale Stromerzeugung lässt sich nicht nur auf EEG-geförderte erneuerbare Energie reduzieren, sondern umfasst auch KWK-Anlagen.

Im Jahr 2030 stellen nach der Leitstudie 2007 des Bundesumweltministeriums KWK und die unterschiedlichen EE-Technologien zusammen einen Anteil von rund 61% an der deutschen Bruttostromerzeugung. Weil die Offshore-Windenergie und große Onshore-Windparks keinen dezentralen Charakter mehr haben, da sie ins Übertragungsnetz einspeisen und die Versorgung nicht mehr verbraucher-/lastnah erfolgt, kann der voraussichtliche Anteil dezentraler EE- und KWK-Erzeugung für das Jahr 2030 auf rund 40 % der Bruttostromerzeugung veranschlagt werden.

Die Netzintegration eines steigenden Anteils dezentraler Anlagen, auch in den Mittel- und Niederspannungsnetzen der Verteilnetzbetreiber, wird damit zu einem immer wichtigeren energiewirtschaftlichen Thema. Der Wandel zu dezentraleren

Erzeugungsstrukturen korrespondiert wiederum mit der Notwendigkeit einer entsprechenden Anpassung der Stromnetze.

Der in den nächsten Jahren einsetzende zunehmende Erneuerungsbedarf der Netze bietet eine große Chance, die Netzinfrastruktur so umzugestalten, dass ein zunehmender Anteil dezentraler Optionen in das Netz integriert werden kann. Entsprechende Ansätze dafür konnten in den entsprechenden **System-Szenarien** dargestellt werden. Der Umbau des Stromsystems sollte einzel- und volkswirtschaftlich optimiert und koordiniert erfolgen. Bezüglich der technischen und politisch-organisatorischen Ausgestaltung dieses Transformationsprozesses könnten dänische Erfahrungen genutzt werden.

Bei der elektrizitätswirtschaftlichen Integration können die beiden Ansätze Netz- und Marktintegration unterschieden werden. Darüber hinaus sind noch supranationale Integrationserfordernisse im Rahmen eines europäischen Strombinnenmarktes zu berücksichtigen, die den grenzüberschreitenden Wirkungen und Austauschprozessen erneuerbarer Stromerzeugung Rechnung tragen.

Netzintegration: Problemanalyse und Lösungsansätze

Die Integration der erneuerbaren Energien in das bestehende, sich jedoch im Zuge der Liberalisierung dynamisch verändernde Stromsystem ist eine Aufgabe, die zumindest in Deutschland noch relativ am Anfang steht, da zum einen der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien mit rund 14 % - davon rund 10 % so genannte „neue Erneuerbare“ - noch vergleichsweise gering ist und sich zum anderen der Integrationsbedarf bislang durch die gesetzliche Verankerung einer geschützten Nische in engen Grenzen hielt. Bei weiterem ehrgeizigen Ausbau der erneuerbaren Energien wird dieser Nischenansatz jedoch realistischerweise sukzessive zugunsten eines Integrationsansatzes aufgegeben werden müssen, der den Erfordernissen und Funktionsmechanismen eines liberalisierten Stromsektors besser Rechnung trägt.

Die **Netzintegration** setzt sich zusammen aus:

- Netzanschluss
- Netzzugang
- Netzkapazität und
- Netznutzung.

Diese wurde überwiegend juristisch untersucht. Die Problemanalyse bezog sich dabei auf den noch geltenden Gesetzestext (im Weiteren „EEG2004“). Hingegen bezogen die Lösungsvorschläge den Regierungsentwurf zur EEG-Novelle (im weiteren „EEG2008“) ein. Der inzwischen verabschiedete Gesetzestext konnte nicht in die Arbeiten aufgenommen werden.

Der **Netzanschluss** von EE-Anlagen kann vom Netzbetreiber verweigert werden, sofern die Anlagen die technischen Voraussetzungen nicht erfüllen oder ein für einen Netzanschluss erforderlicher Netzausbau wirtschaftlich nicht zumutbar ist. Der

Netzausbau muss ansonsten unverzüglich erfolgen. Im Falle eines Netzanschlusses ist schließlich die Verteilung der Anschlusskosten auf Netz- und Anlagenbetreiber zu klären.

- Ein Netzanschluss kann nach § 4 Abs. 2 Satz 1 und 2 EEG2004 vom Netzbetreiber verweigert werden, sofern ein Netzausbau erforderlich wäre, der für **wirtschaftlich unzumutbar** erachtet wird. Der Begriff wirtschaftliche Zumutbarkeit wird im EEG jedoch bislang nicht definiert. Neben einer Definition dieses Begriffs im EEG oder EnWG könnte der Bundesnetzagentur die Aufgabe und Befugnis gegeben werden, zu prüfen, ob eine Zumutbarkeit vorliegt. Sie könnte auf Antrag eines Einspeisewilligen oder eines Netzbetreibers tätig werden. Durch den Verwaltungsvollzug könnte die Rechtsunsicherheit über die Auslegung beseitigt werden. Das setzt voraus, dass das Gesetz zumindest einen allgemein gehaltenen Maßstab nennt.
- Nach dem EEG2004 § 4 Abs. 2 Satz 2 HS. 2 haben die Netzbetreiber ihr Netz **unverzüglich** auszubauen, um erneuerbare Energien aufzunehmen. Damit soll letztlich eine vorausschauende Planung der Netzbetreiber ausgelöst werden. Der Begriff „unverzüglich“ ist rechtlich als „ohne schuldhaftes Verzögern“ zu verstehen. Allerdings ist seine konkrete Bedeutung im Einzelfall mitunter schwer zu bestimmen. Eine vorausschauende Planung der Netzbetreiber kann am ehesten erreicht werden, wenn ein Anreiz gesetzt wird, ausreichende Netzkapazitäten vorzuhalten. Eine Verpflichtung der Netzbetreiber würde dies erreichen. Alternativ könnte der Netzbetreiber zu einer Entschädigung verpflichtet werden, sofern sich ein EE-Anschluss wegen zu geringer Netzkapazitäten verzögert.
- Die **Netzkosten** werden zwischen dem Netz- und dem EE-Anlagenbetreiber aufgeteilt. Der EE-Anlagenbetreiber trägt die Netzanschlusskosten, der Netzbetreiber die Netzausbaukosten. Mitentscheidend für die Kosten ist der Netzanschlusspunkt. Sowohl die Abgrenzung zwischen Anschluss- und Ausbaukosten als auch die Wahl des Anschlusspunkts führten bisher zu Auseinandersetzungen. Dabei ist die Abgrenzung von Netzanschluss und -ausbau konzeptionell klar, eine Definition der beiden Begriffe fehlt aber. Daraus entstehende Probleme können jedoch nicht für jeden Einzelfall treffend explizit gesetzlich geregelt werden. Die Wahl des Netzanschlusspunkts allerdings kann gesetzlich genauer bestimmt werden. Hierzu kann die Zuweisung des Punktes durch den Netzbetreiber genauer geregelt werden, etwa indem er generell befugt wird, einen bestimmten Punkt zuzuweisen, dann aber auch die gesamten Mehrkosten des Anschlusses tragen muss. Beides ist im EEG2008 enthalten (§ 5 Abs. 3 Satz 1; § 13 Abs. 2).

Der **Netzzugang** wird durch das Einspeisemanagement des EEG sowie durch das Engpassmanagement des EnWG geregelt. Problematisch ist das Verhältnis der Regelungen in den beiden Gesetzen zueinander (§ 13 EnWG; § 4 EEG2004 bzw. § 11 Abs. 2 EEG2008).

Der Wortlaut der Gesetze kann so missverstanden werden, dass im Falle eines drohenden **Engpassmanagements** nach EnWG zuerst nach den EEG-Bestimmungen EE-Anlagen geregelt werden und erst danach eigene netz- oder marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG vom Netzbetreiber eingeleitet werden. Dem kann durch eine Änderung des Wortlauts von § 11 EEG 2009 oder § 13 EnWG abgeholfen werden. In § 11 EEG2008 kann eingefügt werden, dass ein **Einspeisemanagement** erst in Frage kommt, wenn Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 nicht ausreichen. Zudem wäre in § 11 Abs. 2 „unbeschadet § 13 Abs. 1 und § 14 Abs. 2“ zu ersetzen durch „unbeschadet § 13 Abs. 2“. Alternativ kann in § 13 Abs. 1 EnWG ergänzend klargestellt werden, dass Maßnahmen nach diesem Paragraphen vorrangig vor Maßnahmen nach § 11 EEG zu ergreifen sind.

Im Falle eines Einspeisemanagements ist in § 12 EEG2008 eine Entschädigung der Anlagenbetreiber durch den Netzbetreiber vorgesehen. Wird im gleichen Fall ein Engpassmanagement nach § 13 Abs. 2 gewählt, ist keine Entschädigung zu zahlen. Deshalb besteht die Gefahr, dass die Entschädigungsregelung umgangen wird. Durch eine Verstärkung der Informations- und Nachweispflichten nach § 13 Abs. 5 EnWG kann diese Umgehungsmöglichkeit eingeschränkt werden.

Das EEG2004 bietet keine ausreichende Regelung für eine Anpassung der **Netzkapazitäten**. Der § 4 Abs. 2 Satz EEG2004 legt die Verpflichtung eines Netzbetreibers fest, auf Verlangen eines Einspeisewilligen das Netz auszubauen, sofern dies erforderlich ist, um die Abnahme des Stroms zu sichern. Die Regelung bezieht sich eindeutig auf den Netzausbau und lässt damit andere Maßnahmen der Kapazitätssteigerung außer Acht. Zudem erstreckt sich die Pflicht nicht auf vorgelagerte Netze, in denen ebenfalls Kapazitätsengpässe auftreten können. Schließlich können beim Ausbau größere Übertragungsleitungen, wie sie z.B. für den Anschluss eines Offshore-Windparks erforderlich sind, erhebliche Zeitverzögerungen entstehen, da der § 4 Abs. 2 EEG2004 erst Anwendung findet, wenn dem Einspeisewilligen eine Genehmigung, Teilgenehmigung oder ein Vorbescheid erteilt wurde.

Die Regelungen des EnWG in Verbindung mit der Stromnetzentgeltverordnung und der Anreizregulierungsverordnung führen insgesamt zu nicht ungünstigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Netzausbauinvestitionen. Allerdings erscheinen die Anreize für Maßnahmen betrieblicher Optimierung zur Erhöhung der Netzkapazität als gering, rechtliche Mittel für eine planmäßige Steuerung von Kapazitätsmaßnahmen sind nicht adäquat bereitgestellt, und die langen Verfahren bis zur Realisierung sind ein Hemmnis.

Das EEG2008 regelt die Kapazitätssicherung neu. Es stellt sinnvollerweise Netzverstärkung und Optimierung nun ausdrücklich einem Netzausbau gleich und schafft einen speziellen Schadensersatztatbestand des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber, falls dieser der Netzausbaupflicht nicht nachkommt. Entsprechende Informationsansprüche der Anlagenbetreiber begleiten den Tatbestand.

Allerdings erscheint es auf Grundlage des Wortlauts von § 9 Abs. 1 EEG2008 nicht hinreichend eindeutig, dass der Anspruch der Einspeisewilligen auf kapazitätserhöhende Maßnahmen auch für vorgelagerte Netzebenen gilt. Dem kann durch eine explizite Einfügung in § 9 Abs. 1 EEG2008 abgeholfen werden. Um die erforderliche Kapazitätserweiterung für EEG-Anlagen abzusichern, kann auch der Bundesnetzagentur eine Regulierungs- und Steuerungsbefugnis zur Vermeidung von Netzengpässen eingeräumt werden. In diesem Rahmen könnte sie Netzbetreiber, die keine ausreichende Netzkapazität bereitstellen, verpflichten, spezielle Netzerweiterungsmaßnahmen durchzuführen. Diese Steuerungsbefugnis könnte der Bundesnetzagentur allgemeiner im EnWG eingeräumt werden. Dann erstreckten sich die Befugnisse der Bundesnetzagentur auf die Kapazitätssicherung des gesamten Stromnetzes und nicht allein auf die Sicherung für EEG-Anlagen.

Ein generelles Hemmnis für den Netzausbau ist der lange Zeitraum für die **Zulassung** von oberirdisch geführten **Hoch- und Höchstspannungsleitungen**. In der Regel bestehen eine Planfeststellungspflicht, eine Pflicht einer Umweltverträglichkeitsprüfung sowie eine Pflicht zur Durchführung eines vorgelagerten Raumordnungsverfahrens.

Zur Beschleunigung könnten vordringliche Leitungsvorhaben auf eine gesetzliche Liste von Projekten aufgenommen werden, die nach dem Infrastrukturplanungs-Beschleunigungsgesetz abgewickelt werden. Dadurch würde sich das Planfeststellungsverfahren beschleunigen und für nicht UVP-pflichtige Vorhaben die Möglichkeit einer Plangenehmigung anstelle einer Planfeststellung erleichtert. Allerdings wird sich die Beschleunigung für die entscheidenden größeren Vorhaben in Grenzen halten, da eine Freileitung ohne UVP nicht möglich sein dürfte und weiterhin ein Raumordnungsverfahren erforderlich ist.

Erdkabel unterliegen weniger aufwendigen Genehmigungsanforderungen. Sie sind teils aber erheblich teurer als Freileitungen. Nach § 21a EnWG werden die Mehrkosten für Erdkabel, die nach § 43 Satz 3 EnWG planfestgestellt worden sind, als nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne der Anreizregulierung betrachtet. Die Kosten können damit über die Netznutzungsentgelte weitergewälzt werden. Durch eine Ausdehnung dieser in § 43 geregelten Fälle der Antrags-Planfeststellung – insbesondere auf Leitungen, die in der Nähe eines oder durch ein Landschaftsschutzgebiet oder ein Wohngebiet verlaufen – können die Realisierungszeiträume dieser Leitungen mehr als halbiert werden. Dem stehen Mehrbelastungen durch höhere Netzentgelte gegenüber, die sich durch den Landschafts- und Klimaschutz aber rechtfertigen lassen.

Die Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen wurde durch § 17 Abs. 2a EnWG bereits erheblich erleichtert. Hiernach werden Errichtung und Betrieb der Leitungen den küstenseitigen Übertragungsnetzbetreibern zugeordnet, deren finanzielle Aufwendungen bundesweit auf alle Übertragungsnetzbetreiber verteilt werden. Gegenwärtig ergibt sich das größte Hemmnis aus der Vielzahl der einzelnen Genehmigungsverfahren nach Vorschriften des Gewässerschutzes, Wasserstraßen- und Nationalparkrechts. Die Einführung eines konzentrierten

Zulassungsverfahren für Seekabel würde dem abhelfen. Dazu müsste in § 43 Satz 1 Nr. 3 EnWG als zusätzlicher Tatbestand die Verlegung von Stromleitungen von Windenergieanlagen auf See zu den Netzverknüpfungspunkten auf Land aufgenommen werden. Die einzelnen Verfahren wären dann in der Planfeststellung gebündelt, wobei der Behörde ein Abwägungs- und Gestaltungsspielraum zukäme.

Zur Bewältigung des hohen Ausbaubedarfs in den Übertragungsnetzen hat die Bundesregierung mittlerweile (nach Abschluss dieses Projekts) den Entwurf zu einem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vorgelegt, der auch gewisse Änderungen des EnWG vorsieht (vgl. BR-Drs. 559/08). Die Anregungen des Projekts finden sich dort zum Teil wieder. Im Mittelpunkt stehen drei Regelungen:

- eine unter der missverständlichen Bezeichnung „Bedarfsplan“ zusammengestellte Liste mit vordringlichen Ausbauprojekten im Höchstspannungsnetz, für die bestimmte Maßnahmen zur Verfahrensverkürzung gelten sollen,
- die Fixierung von vier Neubauleitungen im Höchstspannungsnetz, die als „Pilotprojekte“ teilweise als Erdkabel ausgeführt werden können, wobei die Mehrkosten unter den Übertragungsnetzbetreibern verteilt werden können sollen,
- die Vorgabe eines einheitlichen Zulassungsverfahrens mit Konzentrationswirkung für Offshore-Leitungsvorhaben im Bereich des Küstenmeeres.

Während die vorgesehenen Regelungen zur Anbindung von Offshore-Windparks eine wesentliche Verbesserung des geltenden Rechts darstellen, fallen die Neuerungen für die Verwendung von Erdkabeln auffällig zurückhaltend aus. Mit der restriktiven Festlegung auf nur vier Erdkabelprojekte bleibt das effektivste Mittel zur Verfahrensbeschleunigung weitgehend ungenutzt.

Die **Netznutzung** und deren Entgelt sind nunmehr durch die Anreizregulierung geregelt. Dezentrale Erzeugungsanlagen sollten in den ersten beiden Regulierungsperioden als ein Strukturparameter für den Effizienzvergleich verwendet werden. In der Liste der in den ersten zwei Regulierungsperioden zwingend zu berücksichtigenden Parameter nach § 13 Abs. 4 ARegV sind sie allerdings nicht enthalten. Sie sollten dort aufgenommen werden, um frühzeitig eine angemessene Berücksichtigung dezentraler Erzeugung zu erreichen. Das vereinfachte Verfahren für kleine Netzbetreiber kennt die Berücksichtigung von dezentralen Anlagen für die Berechnung des Effizienzwertes nicht. Wie dezentrale Anlagen im vereinfachten Verfahren berücksichtigt werden können, bedarf weiterer vertiefter Betrachtungen.

Marktintegration: Problemanalyse und Lösungen

Wenn man einmal davon ausgeht, dass in der Perspektive auch die Betreiber erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen ihren Strom selbst vermarkten müssen bzw. vermarkten lassen und dadurch gezwungen werden, in Kategorien vermarktbarer

Produkte zu denken, ist es notwendig, sich die unterschiedlichen Teilmärkte des Stromsektors einmal näher anzuschauen und ihre Marktzutrittsbedingungen zu analysieren.

In dieser Studie fokussieren wir auf die Marktsegmente/Teilmärkte

- Großhandelsmarkt / Strombörse und OTC
- Regelenergiemarkt
- Verlustenergiemarkt

Die Märkte für Kraftwerks- und Netzkapazitätsreserve klammern wir hier für das Segment der erneuerbaren Stromerzeugung aus.

Auf dem **Regelenergiemarkt** treten die vier Übertragungsnetzbetreiber als Nachfrager auf. Sie schreiben nach Festlegung der Bundesnetzagentur für die drei Teilmärkte Primär-, Sekundär- und Minutenreserve die von ihnen benötigten Mengen aus. Die durch die Agentur festgelegten Ausschreibungsmodalitäten haben mit geringeren Mindestangebotsleistungen und der Möglichkeit eines Angebotspooling die Teilnahmemöglichkeit von EE-Anlagen verbessert. Allerdings bleiben auf dem Sekundär- und Primärreservemarkt hohe Transaktionskosten als Markteintrittshemmnis. Sie werden auf diesen beiden Märkten durch unterschiedliche Präqualifikationsanforderungen der vier Übertragungsnetzbetreiber verursacht. Eine Lösungsmöglichkeit könnte eine einheitliche Regelzone sein. Das würde zudem den Bedarf an Sekundär- und Minutenreserve reduzieren, da in den verschiedenen Regelzonen nicht mehr gleichzeitig positive und negative Regelenergie bereitgestellt würde.

Auf dem **Verlustenergiemarkt** kaufen die Netzbetreiber die physikalisch bedingten Netzverluste, um die sich die Einspeisung und die Entnahme aus dem Netz zu einem bestimmten Zeitpunkt unterscheiden. Zur Beschaffung liegt ein Positionspapier der Bundesnetzagentur vor. Danach ist die benötigte Verlustenergie von Verteilnetzbetreibern mit mehr als 100.000 direkt oder indirekt angeschlossenen Kunden auszuschreiben. Die Ausschreibung soll getrennt nach einer langfristigen und einer kurzfristigen Komponente erfolgen.

Für EE-Anlagenbetreiber stellen die Präqualifikationen auf diesem Markt kein Hemmnis dar. Gleichzeitig wird durch Informationspflichten der Netzbetreiber eine Markttransparenz erzeugt. Regelungen, die jedoch zu großen Ausschreibungsmengen führen, bleiben als Hemmnisse für die Marktintegration von EE-Anlagenbetreibern bestehen:

- die im allgemeinen einzuhaltende Losgröße von 50.000 MWh für die langfristige Komponenten ist für EE-Anlagenbetreiber sehr groß;
- der Netzbetreiber kann entscheiden, ob er die einzelnen Tranchen gemeinsam oder getrennt ausschreibt. Eine Verpflichtung zu einer getrennten Ausschreibung würde die Chancen für EE-Anlagenbetreiber erhöhen;

- kleinere Netzbetreiber sind gegenwärtig von der Ausschreibungspflicht befreit; eine Verringerung der De-minimis-Regel würde auch kleinere Ausschreibungsmengen auf den Markt bringen. Dadurch würde die Teilnahmemöglichkeit von EE-Anlagenbetreibern verbessert.

Die Teilnahme am **Großhandelsmarkt** erfordert einen Zugang zur Strombörse oder zum OTC-Handel. Anlagenbetreiber sind für die Abwicklung auf den good-will der Netzbetreiber angewiesen. Zudem sind hohe Sicherheiten und jährliche Anbindungs- und Teilnahmeentgelte zu erbringen. Mit der neuen Regelung zur Direktvermarktung im § 17 EEG2008 könnte das erste Hemmnis beseitigt sein, da nun klare Vorgaben für einen Verkauf von in EEG-Anlagen erzeugtem Strom außerhalb der EEG-Vergütung vorliegen. Die Regelung fordert eine mindestens einmonatige Vorankündigung einer Direktvermarktung mit der zusätzlichen Maßgabe, dass die Direktvermarktung für mindestens einen Monat erfolgen muss. Inwieweit diese Regelungen und die resultierende Praxis für EE-Anlagenbetreiber attraktiv sind, bleibt abzuwarten. Die hohen Sicherheiten und Kosten für die Teilnahme am Großhandelsmarkt können durch die EE-Anlagenbetreiber überwunden werden, sofern sie für die Vermarktung kleinerer Mengen Händler in Anspruch nehmen. Dies ist weitgehend problemlos funktionierende Praxis.

1 Szenarien zum Ausbau erneuerbarer Energien

1.1 Ziel-Szenarien 2030

1.1.1 Problemstellung, Zielsetzung und Gang der Untersuchung

Ausgangspunkt für die Problemanalyse ist die Konkretisierung der elektrizitätswirtschaftlichen Ziele im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien (EE) zur Stromerzeugung und die Beantwortung der Frage, mit welchen technischen Optionen sich diese am ehesten erreichen lassen. Dazu werden die Ergebnisse der wesentlichen aktuellen Ziel-Szenarien zum Ausbau erneuerbarer Energien vorgestellt.

Die aktuellste Ziel-Szenario-Studie bezogen auf den Ausbau erneuerbarer Energien ist die Studie von Nitsch, J./DLR (2006) „Leitstudie 2007. Ausbaustrategie Erneuerbare Energien. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050“. In der „Leitstudie 2007“ wird angeknüpft an die wichtigsten bisherigen Ziel-Szenario-Studien:

- Nitsch, J. et al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
- Nitsch, J. et al. (2005): Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor bis 2020 UBA (Hrsg.) (2000) Klimaschutz durch erneuerbare Energien

Ziel-Szenarien legen dar, welche politischen Ziele (z.B. Reduktion der Klimagasemissionen, Ausbau der erneuerbaren Energien) in bestimmten Zeiträumen wie realisiert werden können. Die Aufgabe von zielorientierten Szenarien besteht darin, die notwendigen Umstrukturierungen und Maßnahmen darzustellen, die realisiert werden müssen, um die politischen Ziele auch erreichen zu können. Ziel-Szenarien stellen allerdings nur einen möglichen Umstrukturierungspfad dar.

Als Bezugs- und Vergleichsbasis von Ziel-Szenarien dienen Referenzprognosen. Der Ausgangspunkt von Referenzprognosen ist die Funktionsweise des sozio-ökonomischen Gesamtsystems und seiner Veränderungen, die durch private und politische Präferenzen zustande kommen.

Im Unterschied zu Ziel-Szenarien, die zeigen sollen, wie politisch bestimmte Ziele erreicht werden können, haben Referenzprognosen den Anspruch, eine „wahrscheinliche“ künftige Entwicklung zu prognostizieren. Bis vor kurzem wurden bei Referenzprognosen bezüglich wichtiger energiewirtschaftlicher Parameter, wie der Entwicklung der Ölpreise und der Technologien, sehr „konservative“ Annahmen (niedrige Ölpreise, hoher Anteil an fossilen Kraftwerken, geringe technologische Innovationen) getroffen. In den letzten Jahren zeigt sich allerdings eine Annäherung der Referenzprognosen an die Ziel-Szenarien, die die

tatsächliche energiewirtschaftliche Entwicklung offensichtlich treffender widerspiegeln.

Die Auswertung dieser Untersuchungen verschafft einen Überblick über das Spektrum der Ausbaumöglichkeiten erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030. Zuerst werden dazu die wesentlichen Ergebnisse der beiden Studien von Nitsch, J. et al. aus 2004 und 2005 vorgestellt, danach werden die Ergebnisse der „Leitstudie 2007“ (LEITSZENARIO 2006) referiert. Abschließend werden die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst und es werden entsprechende Schlussfolgerungen für den Ausbau von erneuerbaren Energien bzw. dezentraler Erzeugungsanlagen bezogen auf ihre Netz- und Marktintegration gezogen.

1.1.2 Studie „Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien“

In den Szenarien der Studie „Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien“ (Nitsch, J. et al. 2004) wurde dargestellt, wie das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 auf rund 20% des Wertes von 1990 zu senken, grundsätzlich realisiert werden kann. Dazu wurden drei Teilstrategien „Erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)“, „Erhöhte Umwandlungseffizienz durch deutlichen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und effiziente Kraftwerke“ und „Einstieg in die substanzielle Nutzung erneuerbarer Energien (EE)“ identifiziert. Es wurde gezeigt, dass dazu unterschiedliche Etappen des Umbaus der Energieversorgung nötig sind. Dazu wurde ein fünfphasiges Programm des Ausbaues erneuerbarer Energien vorgestellt. Diese Phasen besitzen jeweils charakteristische Merkmale und Zeitfenster.

Die erste Phase bis 2010 wird charakterisiert als energiepolitisch gestützter „Einstieg“ in den Ausbau erneuerbarer Energien durch Zielvorgaben und ein wirksames Instrumentenbündel. Sie ist gekennzeichnet durch das „Verdopplungsziel 2010“. In diesem Zeitraum entscheidet es sich auch, ob das Fenster für einen Erfolg versprechenden Weg in eine nachhaltige Energiewirtschaft überhaupt rechtzeitig geöffnet wird. Dazu sind allerdings „die Chancen, die sich aus den ohnehin anstehenden Erneuerung des Kraftwerksparks ergeben, konsequent zu nutzen“ (Nitsch, J. et al. 2004, S. 244).

Für die zweite Phase von 2010 bis 2020 wird eine „Stabilisierung“ des Wachstums erneuerbarer Energien vorgesehen. Es wird explizit davon ausgegangen, dass in dieser Phase - selbst unter günstigen Rahmenbedingungen - ein Ausbau der meisten Technologien zur Nutzung von erneuerbaren Energien noch durch umwelt- und energiepolitische Instrumente flankiert werden muss. Es dürfte sich nämlich erst in dieser Phase entscheiden, ob die in der Studie simulierte Ausbaudynamik der erneuerbaren Energien zu selbsttragenden Märkten führt und auch längerfristig stabil bleibt und ob sich die für einen weiteren Ausbau erforderlichen Exportmärkte etabliert haben. Nur wenn dies der Fall ist, kann ein weiterer Ausbau, wie er in den Ausbauszenarien dargestellt wird, auch erfolgreich umgesetzt werden. Dies kann zu einem rund 50%igen Anteil erneuerbarer Energien

bis zum Jahr 2050 führen. Um dieses Ziel erreichen zu können, müssen bis dahin allerdings auch deutliche Erfolge bei der effizienteren Energienutzung und dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung erzielt werden, wenn das für 2050 angestrebte Klimaschutzziel möglichst kosteneffizient realisiert werden soll. In der zweiten Phase soll die Unterstützung der erneuerbaren Energien allmählich in die Instrumente des generellen Klimaschutzes einbezogen werden.

Die referierte Studie weist auch darauf hin, dass kurz- bis mittelfristig, bezogen auf den Einsatz erneuerbarer Energien im Stromsektor, neben einer konsequenten Weiterentwicklung des EEG noch weitere Maßnahmen nötig sind, um einen entsprechenden Ausbau auch tatsächlich realisieren zu können. Zu den vorgeschlagenen Maßnahmen gehört auch die Erarbeitung eines „tragfähigen Netzanschluss- und Netzausbaukonzeptes“, vor allem bezogen auf den Ausbau der (offshore) Windenergie. Dabei wird das Ziel verfolgt, eine integrierte Optimierung von Kraftwerkstandorten (Windenergie, fossile Anlagen), verbrauchsseitiger Nachfragestrukturen und Netzausbau zu befördern.

In der dritten Phase von 2020 bis 2030 soll eine vollwertige „Etablierung“ aller neuen Technologien der erneuerbaren Energien mit optimierten Beiträgen in den einzelnen Verbrauchssektoren erfolgen. Zudem soll damit begonnen werden, kostengünstige Potenziale in ganz Europa und dem Mittelmeerraum mittels einer Verbundversorgung für Strom zu nutzen. Die referierte Studie schlägt vor, dass dann alle Stromerzeuger dazu verpflichtet werden sollen, einen bestimmten Teil der neuen Kraftwerkskapazität durch Strom aus erneuerbaren Energien zu decken. Verbunden mit dem Kraftwerkserneuerungs- und -ersatzbedarf könnte diese Maßnahme zu einem deutlichen Ausbauschub für erneuerbare Energien führen.

Die vierte Phase von 2030 bis 2050 wird als Zeitraum der „beginnenden Dominanz“ der erneuerbaren Energien in allen Bereichen der Energieversorgung und der beginnenden Verwendung von regenerativem Wasserstoff bezeichnet.

In der fünften Phase nach 2050 soll eine fortschreitende „Ablösung“ der fossilen Energieträger und eine Etablierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien beruhenden Energiewirtschaft u. a. durch einen sukzessiven Einstieg in eine solare Wasserstoffwirtschaft erfolgen.

1.1.3 Studie „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis 2020“

Die Studie „Ausbau Erneuerbare Energien im Stromsektor bis 2020“ (Nitsch, J. et al. 2005) zeigt, dass, unter Beibehaltung der Rahmenbedingungen des EEG, bis die erneuerbaren Energien „die Marktreife“ erreicht haben, auch die Wachstumsdynamik der erneuerbaren Energien beibehalten werden kann. Auf diese Weise kann bis 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung auf rund 27% steigen. Analog dazu steigt auch der Beitrag der erneuerbaren Energien für den Klimaschutz. Im Jahr 2020 liegen die durch das EEG

vermiedenen CO₂-Emissionen mit rund 90 Mio. t/a gegenüber dem derzeitigen Stand um den Faktor 2,7 höher (vgl. ebenda, S. 5).

In den Zeitraum bis 2020 fällt die Erneuerung eines großen Teiles des deutschen Kraftwerkspark. Bis 2020 sind altersbedingt rund 40 GW fossile Kraftwerksleistung und Atomenergieleistung zu ersetzen. Vor diesem Hintergrund kommt es in diesem Zeitraum darauf an, dass das sich damit öffnende Zeitfenster zum Einstieg in eine wirksame Ausbaustrategie für erneuerbare Energien genutzt wird.

1.1.4 Leitstudie 2007

Die „Leitstudie 2007“ (Nitsch, J./DLR 2007) basiert auf dem LEITSZENARIO 2006. Dieses Ziel-Szenario legt dar, wie das Ziel der Bundesregierung, die CO₂-Emissionen bis 2050 auf rund 20% des Wertes von 1990 zu senken, erreicht werden kann¹. Dieses Ziel soll ohne Atomenergie erreicht werden. Als Referenzprognosen der „Leitstudie 2007“ dienen:

- EWI/Prognos (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Energiereport IV.
- EWI/Prognos (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Langfassung.

Diese beiden Referenzprognosen werden in der „Leitstudie 2007“ als REF 2005 und REF 2006 bezeichnet.

Die „Leitstudie 2007“ setzt die drei Teilstrategien

- Einstieg in die substanzielle Nutzung erneuerbarer Energien (EE)
- Erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF) und
- Erhöhte Umwandlungseffizienz durch den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und effizientere Kraftwerke.

der Studie „Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien“ (Nitsch, J. et al. 2004) modifiziert fort.

Diese Teilstrategien sind volkswirtschaftlich optimal und strukturell aufeinander abgestimmt (vgl. Nitsch, J./DLR 2007, S. 18). D.h. die weitere Dezentralisierung der Stromversorgung soll nicht nur durch EEG-geförderte EE-Technologien erfolgen, sondern auch durch den weiteren Ausbau von KWK und einer Steigerung der Nutzungseffizienz. Im LEITSZENARIO 2006 wird davon ausgegangen, dass

¹ Es wurde zudem noch eine Szenario-Variante mit einer 40%igen-Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990 gerechnet.

entsprechende Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien und der KWK eingesetzt werden. Auch die „Leitstudie 2007“ konstatiert, dass in der Zeit bis 2010 darüber entschieden wird, ob das Fenster in eine nachhaltige Energiezukunft rechtzeitig geöffnet wird.

Lässt sich das LEITSZENARIO 2006 umsetzen, ist vor allem die Zeit bis 2020 von grundsätzlicher Bedeutung, denn bis dahin wird dann nicht nur eine mengenmäßige, sondern auch eine kostenseitig vollständige Gleichberechtigung der EE gegenüber den fossilen Energien im Stromsektor stattfinden. Doch selbst dann noch dominiert im Jahr 2020 die Kondensationsstromerzeugung mit 60% (2005 = 82%), die fossilen Brennstoffe stellen noch 67% des Stroms bereit. Bis zum Jahr 2030 sinken dann der Anteil an Kondensationsstrom auf 39% und derjenige der fossilen KWK auf 16%. Der Anteil der EE-Technologien an der deutschen Bruttostromerzeugung würde danach im Jahr 2030 45% betragen.

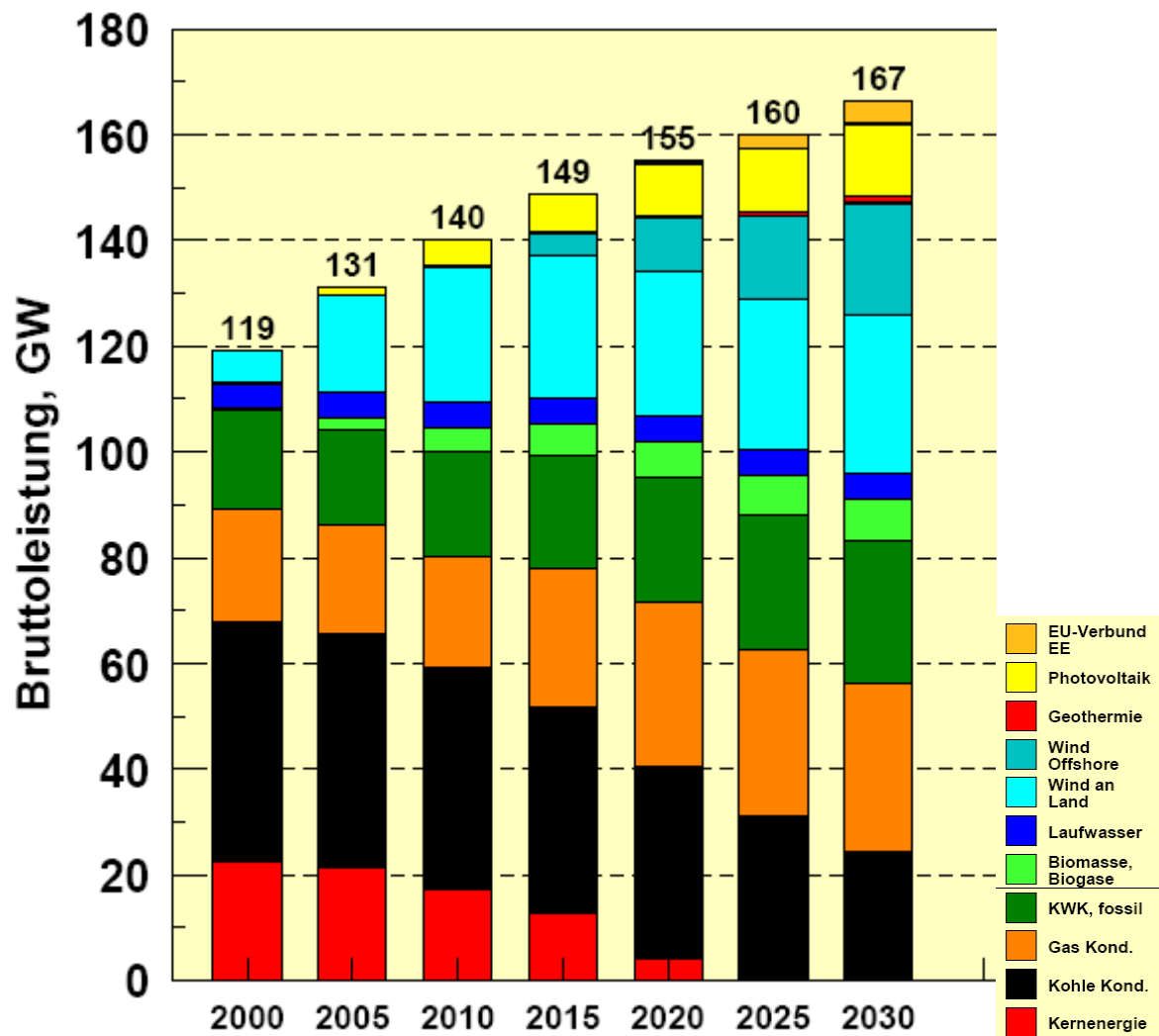
Nach dem LEITSZENARIO 2006 sollen von 2001 bis zum Jahr 2030 insgesamt 139,3 GW kumulierte Leistung *zugebaut* werden. Davon entfallen:

- 52,3 GW auf fossil befeuerte Großkraftwerke
- 6,4 GW auf fossile, dezentrale BHKW und
- 80,6 GW auf EE-Anlagen

Von den insgesamt 80,6 GW EE-Strom entfallen wiederum:

- 28,0 GW auf Onshore-Windenergie
- 21,0 GW auf Offshore-Windenergie
- 8,0 GW auf Biomasse und Biogas
- 13,7 GW auf Fotovoltaik

Abbildung 1-1 Struktur der Bruttokraftwerksleistung im LEITSZENARIO 2006 nach Energiequellen und Kraftwerksarten



Quelle: Nitsch, J. / DLR 2006, S. 36

Bezogen auf den Ausbau der unterschiedlichen EE-Technologien zeigt sich folgendes Bild: Beim weiteren Ausbau der Onshore-Windenergie wird zum einen ausgegangen von einem weiteren Neubau auf derzeit ausgewiesenen, aber noch nicht genutzten Flächen und zum anderen von einem Einstieg in das Repowering, ab etwa dem Jahr 2010 (vgl. Nitsch, J./DLR 2007, S. 31f.). Das Repowering-Potenzial wird in der DENA-Netzstudie (2005, S. 11) auf rund 7.200 MW geschätzt. Die Einschätzung, dass noch auf entsprechende Ausbaufächen zurückgegriffen werden kann, wird allerdings im EEG-Sachstandsbericht 2006 (vgl. BMU 2006, 35 f.) anders eingeschätzt.² Im LEITSZENARIO 2006 wird weiter davon ausgegangen, dass

² Größere Windparks, die in Folge von Repowering oder als Offshore-Windparks entstehen werden, dürften aber kaum mehr als dezentrale Optionen betrachtet werden können, denn sie speisen in das Hochspannungsnetz ein und die Versorgung erfolgt nicht mehr verbrauchernah/lastnah (vgl. Leprich, U. et al. 2005, S. 18).

sich die Stromerzeugung aus Biomasse bis zum Jahr 2020 verdreifacht. Am stärksten wächst der Ausbau der Stromerzeugung aus Biogas. Nach 2020 nähert man sich dann den Potenzialgrenzen. Ein weiterer Ausbau der Biomasse ist dann gegen 2030 nahezu abgeschlossen. Auch die Marktdiffusion von PV ist mit ihren zweistelligen Wachstumsraten beachtlich. Bis zum Jahr 2030 wird eine kumulierte Leistung von rund 13.700 MW erreicht.

Aus Gründen der Kostenoptimierung, und damit EE-Anlagen auch Regelungs- und Reserveaufgaben übernehmen können, stammt dann rund die Hälfte der bereitgestellten Bruttostromerzeugung (in TWh/a) aus regelbaren (Biomasse, Geothermie, Solarthermische Kraftwerke) oder bedingt regelbaren (Wasserkraftwerke) erneuerbaren Energiequellen. Auch die Offshore-Windenergie zeigt diesbezüglich eine günstige Erzeugungscharakteristik, die ebenfalls zur Sicherung der Stromversorgung eingesetzt werden kann.

Die Umstrukturierung der Stromerzeugung in Richtung dezentralere Anlagen bewirkt auch eine Minderung der Umwandlungsverluste und der CO₂-Emissionen. Wegen des steigenden Anteils von EE im konventionellen Teil der Stromversorgung entsteht ein erhöhter Regelbedarf. Dieser soll dann vorzugsweise mit Gaskraftwerken (vorwiegend GuD-Anlagen) abgedeckt werden. Bei sehr hohen EE-Anteilen an der Stromversorgung (nach 2030) verschwindet die herkömmliche Grundlastversorgung weitgehend. Die verbleibenden fossilen Kraftwerke dienen dann ausschließlich der Sicherstellung einer für die Stromversorgung erforderlichen Leistung. Eine zentrale Voraussetzung für die Realisierung dieses Umbaus der Stromerzeugung ist es, dass der Abbau der Atomenergieleistung planmäßig erfolgt, da sich sonst Konflikte mit den Zubauplänen für fossile Kraftwerke ergeben, wenn gleichzeitig am Ausbau der EE und am Bestand des EEG festgehalten werden soll.

1.1.5 Fazit und Schlussfolgerungen

Die referierten Ziel-Szenarien zum Ausbau erneuerbarer Energien gehen von einem tiefgreifenden Wandel bei der Stromerzeugung aus, hin zu mehr Dezentralität. Dezentrale Stromerzeugung lässt sich nicht nur auf EEG-geförderte erneuerbare Energie reduzieren, sondern umfasst auch KWK-Anlagen.

Im Jahr 2030 stellen nach der Leitstudie KWK und die unterschiedlichen EE-Technologien zusammen einen Anteil von rund 61% an der deutschen Bruttostromerzeugung. Weil die Offshore-Windenergie und große Onshore-Windparks keinen dezentralen Charakter mehr haben, da sie ins Übertragungsnetz einspeisen und die Versorgung nicht mehr verbraucher-/lastnah erfolgt, kann der Anteil dezentraler EE- und KWK-Erzeugung für das Jahr 2030 auf rund 40% der Bruttostromerzeugung veranschlagt werden.

Die Netzintegration eines steigenden Anteils dezentraler Anlagen, auch in den Mittel- und Niederspannungsnetzen der Verteilnetzbetreiber, wird damit zu einem

immer wichtigeren energiewirtschaftlichen Thema. Der Wandel zu dezentraleren Erzeugungsstrukturen korrespondiert wiederum mit der Notwendigkeit einer entsprechenden Anpassung der Stromnetze.

1.2 System-Szenarien 2030 - Probleme der Marktausweitung und Netzintegration eines großen Anteils dezentraler Anlagen an der Stromerzeugung

1.2.1 Problemstellung, Zielsetzung und Gang der Untersuchung

In den Ziel-Szenarien wird der Anteil dezentraler Stromerzeugung in Deutschland für das Jahr 2030 wie ausgeführt auf rund 40% geschätzt. Dabei gelten nur jene Anlagen als „dezentral“, die verbraucher/lastnah in die Verteilnetze der Mittel- und Niederspannungsebene einspeisen. Vor diesem Hintergrund wird der Frage nachgegangen, wie sich das Stromsystem insgesamt durch den Ausbau der erneuerbaren Energien verändert. Dies betrifft neben Aussagen zur künftigen Netzkonfiguration die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die Sicherung der Versorgung und die Frage nach den Akteuren des Transformationsprozesses. Dazu sollen nachfolgend „Outlines“ für eine weiterführende Diskussion entwickelt werden. Diese werden in Form von System-Szenarien gebündelt. System-Szenarien beschreiben die möglichen Veränderungen des technisch-ökonomischen Stromversorgungssystems aufgrund eines zunehmenden Anteils dezentraler Anlagen.

Nachfolgend wird zuerst eine Übersicht gegeben über die Entwicklungstrends der künftigen Strukturen des Stromsystems und über bestehende System-Szenarien der Dezentralisierung. Dem schließt sich eine Darstellung bestehender System-Szenarien der IEA an, die modifiziert werden. Dabei wird auch eingegangen auf die jetzigen Ansätze und Probleme der Netzintegration dezentraler Anlagen, und es werden Aussagen getroffen zur künftigen Netzkonfiguration, der Bereitstellung von Systemdienstleistungen und der Sicherung der Versorgung. Im Fazit werden dann die wesentlichen Ergebnisse abschließend zusammengefasst und ein kurzer Ausblick gegeben.

1.2.2 Zentral versus dezentral? – Die künftigen Strukturen des Stromsystems

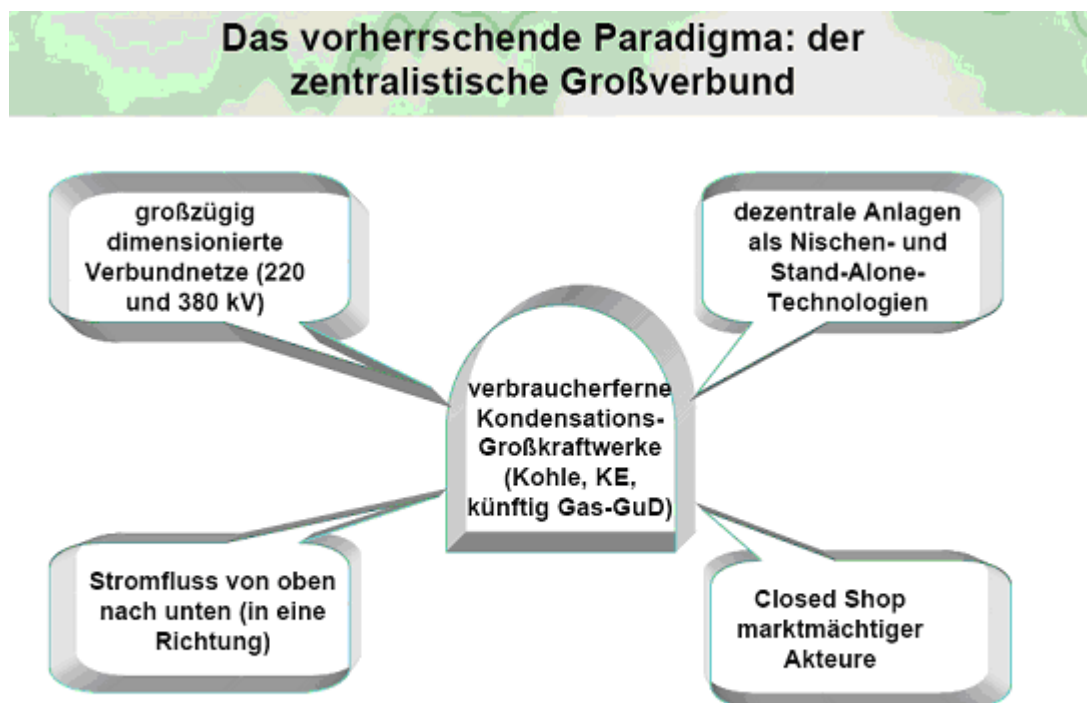
Das bisherige zentralistische Großverbund-Stromsystem ist nicht ausgerichtet auf dezentrale Erzeugungsanlagen, es ist vor allem nicht konzipiert für Marktdiffusion dezentraler Erzeugungsanlagen in den prognostizierten Größenordnungen.

In der Abbildung 1-2 wird das vorherrschende Paradigma des zentralistischen Großverbundes beschrieben.

Dezentrale Anlagen müssen dann zu einem integralen Bestandteil des Stromversorgungssystems werden. Dies ist mit einem grundsätzlichen Umbau des Stromsystems verbunden.

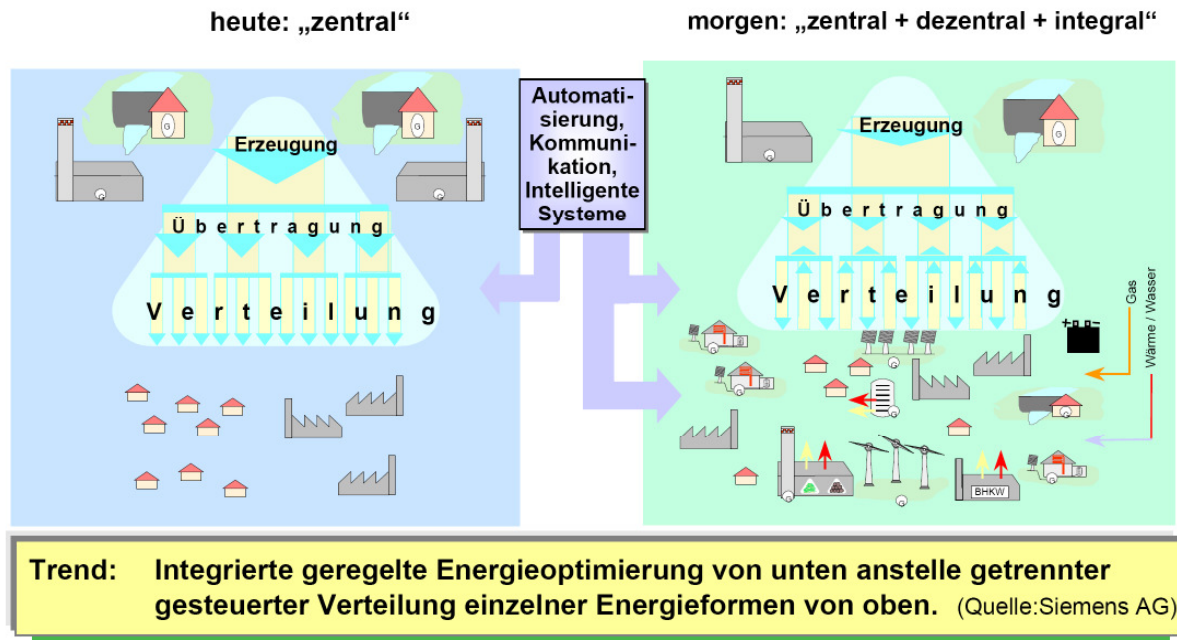
Aus heutiger Sicht kann davon ausgegangen werden, dass in den nächsten beiden Jahrzehnten zentrale, dezentrale und integrale Strukturen nebeneinander bestehen werden.

Abbildung 1-2 Das vorherrschende Paradigma des zentralistischen Großverbundes



26. Januar 2005 Leprich

Abbildung 1-3 Perspektiven dezentraler Stromerzeugung, Quelle: Siemens AG



Zentrale Strukturen werden noch bestehende fossile Großkraftwerke und große Windparks sowie andere Großanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien mit den Verbrauchern verbinden. Bis zum Jahr 2030 soll die Leistung der Offshore-Windparks auf gut 21.000 MW anwachsen. Eine Voraussetzung dafür ist ein entsprechender volkswirtschaftlich optimierter Ausbau der Netze. Zudem ist auch noch zu beachten, dass ja in den nächsten Jahren der europäische Stromverbund noch weiter ausgebaut werden soll, auch hier sollten einzel- und volkswirtschaftliche Optimierungsüberlegungen angestellt werden. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass in der Zeit von 2020 bis 2030 ein neues Verbundversorgungssystem aufgebaut werden soll, das in der Lage ist, kostengünstige Potenziale in ganz Europa und dem Mittelmeerraum zur Nutzung zu erschließen (vgl. Nitsch, J. et al. 2004).

Mit einem zunehmenden Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen und nachfrageseitiger dezentraler Optionen wird aber gleichzeitig auch deren Integration in die Verteilnetze der Mittel- und Niederspannungsebene immer bedeutender. Dezentrale Optionen (Distributed Energy Resources/DER) sind unterschiedliche Technologien und Maßnahmen, die in einem dezentralen System eine Rolle spielen. Dazu zählen KWK-Anlagen als Heizkraftwerke, Blockheizkraftwerke oder Mikro-KWK, EEG-geförderte Anlagen außer Offshore-Windparks und größere Onshore-Windparks, Lastmanagement-Optionen bei den Kunden in Form von Abschaltmöglichkeiten (flankiert durch entsprechende Verträge), gezielte Energieeffizienz-Maßnahmen und -programme bei den Kunden (Demand Side Management). Für dezentrale Erzeugungsanlagen gibt es keine eindeutigen

Abgrenzungen, aber in der Regel geht man davon aus, dass sie in das Nieder- und Mittelspannungsnetz und verbrauchernah/lastnah einspeisen. Diese stehen im Mittelpunkt der weiteren Analyse.

Es kann also nach dem heutigen Wissensstand davon ausgegangen werden, dass auch im Jahr 2030 noch zentralistische und dezentrale Strukturen nebeneinander bestehen und diese vermutlich auch technisch integriert sein werden. Die zentralistischen Strukturen dürften jedoch immer mehr fragmentieren, denn es besteht ein Trend zu einer integriert geregelten Energieoptimierung von unten, d.h. einer dezentralen Struktur des Stromsystems, die künftig an die Stelle einer getrennten gesteuerten Verteilung einzelner Energieformen von oben treten kann, vorausgesetzt, die Weichen dahin werden rechtzeitig und richtig gestellt.

Der Umbau des Stromversorgungssystems in Richtung Dezentralität erfordert wiederum einen Paradigmenwechsel³ bei den Anbietern dezentraler Optionen und bei den Netzbetreibern. Bei den dezentralen Erzeugern geht es darum, die rein betriebswirtschaftliche Fahrweise aus der Perspektive der Anlagen zu einem Bestandteil des Stromversorgungssystems werden zu lassen und in die Netze und Märkte zu integrieren (vgl. Leprich, U. et al. 2005, S. 18). Auf der Netzseite muss entweder ein wirksames, eigentumsrechtliches Unbundling erfolgen, oder die Netze müssen, wie in Dänemark das Übertragungsnetz, vergesellschaftet werden, damit die Netzbetreiber keine Erzeugerinteressen mehr verfolgen und als strikt neutrale Akteure diesen Umbauprozess nicht nur mittragen, sondern aktiv vorantreiben. Dann werden von ihnen die an das Verteilnetz angeschlossenen, dezentralen Optionen nicht mehr als passiver, nicht steuerbarer Anhang gesehen, sondern aktiv in das Netzmanagement einbezogen (vgl. dazu die Ergebnisse des OPTAN-Projektes). Nur unter diesen Voraussetzungen können dezentrale Optionen auch in einem bedeutenden Umfang zentrale Erzeugungskapazität ersetzen. Und nur so können die energetischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Vorteile wie der teilweise Ersatz von Netzkapazität bzw. Vermeidung von Netzverstärkung/-ausbau, Vermeidung von Energieverlusten, Klimaschutz usw. voll erschlossen werden.

1.2.3 Übersicht über bestehende System-Szenarien der Dezentralisierung

Die stärkere Integration von dezentralen Optionen ist mit unterschiedlichen Auswirkungen auf das Stromsystem verbunden. Die International Energy Agency (IEA 2002, S. 98-100) unterscheidet beispielsweise zwischen drei Phasen bzw. Szenarien der Entwicklung dezentraler Systeme, dabei ist die Entwicklung von Phase 1 zu Phase 3 von einer Zunahme der dezentralen Entwicklung bestimmt. Die

³ Nach dem US-amerikanischen Wissenschaftssoziologen Thomas S. Kuhn ist ein Paradigmenwechsel ein radikaler Umbruch einer wissenschaftlichen Leitidee bzw. eines Denkmusters, das bislang die herrschende wissenschaftliche Orientierung prägte.

IEA greift bei der Ausarbeitung ihrer Szenarien auf eine Reihe von Arbeiten zurück (Cohen, D. 2001; See Peco, J./Gomez, T 2000; Handschin, E. 2001). Diese Phasen können als unterschiedliche System-Szenarien betrachtet werden, die unterschiedliche Phasen des Transformationsprozesse des Stromsystems beschreiben (vgl. Leprich et al. 2006, S. 19).

Das erste System-Szenario wird als *Anpassung* („Accommodation“) bezeichnet. Das zweite Szenario wird von der IEA als *Dezentralisierung* („Decentralisation“) bezeichnet und das dritte Szenario wird *Verbreitung* („Dispersal“) genannt. In der Tabelle 1-1 wird ein Überblick über die IEA-System-Szenarien zur Dezentralisierung des Stromsystems gegeben.

Tabelle 1-1 Überblick über die IEA-Szenarien zur Dezentralisierung des Stromsystems

	Szenario „Anpassung“	Szenario „Dezentralisierung“	Szenario „Verbreitung“
Kurzbeschreibung	Dezentrale Erzeugung wird in das bestehende System integriert	Zunahme dezentraler Erzeugung, sowie Veränderung und Dezentralisierung der Systemstruktur, stärkere Integration der verschiedenen Systemebenen	Fragmentierung in einzelne Teilnetze und Mikrogrids
Beispiele	Virtuelles Regelkraftwerk	Entwicklung in Dänemark	
Wie verändert sich die Netzstruktur?	Weitgehend unverändert	Leichte Veränderungen	Sehr weitgehende Veränderung
Welche dezentralen Optionen spielen eine Rolle?	v. a. dezentrale Erzeugungsanlagen	Nachfrageseite gewinnt an Bedeutung	Nachfrageseite gewinnt große Bedeutung
Wer steuert das System?	Wie bisher	Zunehmende Rolle für Verteilnetzbetreiber bei Systemdienstleistungen	Teilnetzbetreiber
Welche Akteure sind wichtig?	Wie bisher, zusätzliche Aggregatoren, die dezentrale Erzeugung bündeln u. in bestehendes System integrierbar machen	Verteilnetzbetreiber entlasten Transportnetzbetreiber	Teilnetzbetreiber

Quelle: Leprich, U. et al. 2005, S. 22

Die IEA konzentriert sich in ihrem Report dann hauptsächlich auf das System-Szenario *Anpassung*, wobei Bezüge zur gegenwärtigen Situation herausgearbeitet werden. In diesem Sinne werden nachfolgend die beiden ersten IEA-System-Szenarien modifiziert.

1.2.4 Modifiziertes IEA-System-Szenario *Anpassung*

Im IEA-Szenario *Anpassung* wird die dezentrale Erzeugung in das bestehende Stromsystem integriert. Dazu sollen entsprechende Preissignale eingebaut werden. Die Netzstruktur bleibt weitgehend unverändert und das System wird wie bislang auch zentral gesteuert, d.h. die zentrale Kontrolle der Netze bleibt erhalten. Im Szenario *Anpassung* müssen sich die dezentralen Optionen an das bestehende zentralistische System anpassen. Die dezentralen Optionen werden sich beispielsweise zu *virtuellen Kraftwerken* zusammenschließen, die für das Gesamtsystem jeweils wie ein steuerbares Großkraftwerk arbeiten. Bei diesem Szenario geht es vor allem darum, dass ein möglichst großer Teil dezentral erzeugter Strom auf zentralen Märkten gehandelt wird.

Ansätze dafür bestehen bereits, und damit ist dieses System-Szenario nah an der gegenwärtigen stromwirtschaftlichen Realität. Es könnte somit als „Einstiegszenario“ für einen Umbau des Stromsystems in Richtung mehr Dezentralität verstanden werden, das die gegenwärtige Situation beschreibt und entsprechende Gestaltungsansätze zeigt, die allerdings noch modifiziert werden müssten. Dieses Szenario würde dann auch für einen längeren Zeitraum Orientierung geben. Erst wenn dieser Einstieg in dezentralere Strukturen des Stromsystems gelingt, könnten bis zum Jahr 2030 die beiden anderen IEA-System-Szenarien den weiteren Weg in den Umbau des Stromsystems in Richtung Dezentralität weisen.

Ein Beispiel dafür, dass dieses Szenario nah der gegenwärtigen Situation ist, ist der praktische Einsatz *virtueller Regelkraftwerke*. Konkret betreibt die Steag SaarEnergie seit 2003 das erste deutsche virtuelle Regelkraftwerk. An diesem Beispiel kann expliziert werden, wie dieses Szenario für einen wichtigen neuen Teilmarkt umgesetzt werden kann und welche Hürden einer Umsetzung derzeit noch im Wege stehen.

Beim virtuellen Regelkraftwerk der Steag SaarEnergie werden verschiedene eigene, aber auch fremde dezentrale Kraftwerke (BHKW, GTB, Notstromaggregate) aus dem gesamten Bundesgebiet in einem Minutenreserve-Pool so zusammengeschaltet, dass die entsprechenden Regelenergiemärkte der Übertragungsnetzbetreiber bedient werden können. Durch die Poolung von Minutenreserve kann eine ökonomisch und ökologisch sinnvolle Regelenergie zur Verfügung gestellt werden, denn die Vorhaltung von Kraftwerken nur zum Zweck der Bereitstellung von Regelenergie kann damit deutlich reduziert werden (vgl. Strese, J. 2003). Durch die Ausweitung des Angebots wird auch Betreibern dezentraler Anlagen eine Vermarktungschance eröffnet und damit wird das Preisniveau im Minutenreservemarkt sinken und der Stromhandel begünstigt.

Dem stehen aktuell allerdings noch administrative Hürden der *Regelenergiemärkte* entgegen. Es besteht vor allem das Problem, dezentrale Anlagen aus unterschiedlichen Bilanzkreisen zu bündeln, weil es rechtliche Unklarheiten über die Energietransferverfahren zwischen den Bilanzkreisen des Minutenreservebereitstellers und des Poolanbieters gibt. Zur Lösung des Problems könnten energiebilanzneutrale Verfahren gefunden werden. Darüber hinaus ist auch der Administrationsaufwand zur Marktteilnahme hoch, denn die Vereinheitlichung der vorgeschriebenen Präqualifikationen sind zwar im „Transmission Code“ vereinheitlicht, aber diese sind von jedem Übertragungsnetzbetreiber beliebig spezifizierbar. Um die Regelenergiemärkte wettbewerbsneutral organisieren zu können, müsste eine Rechts- und Verfahrensnorm geschaffen werden, wie Minutenreservebündelungen durchgeführt werden müssen (vgl. Strese, J. 2003).

Ein weiteres Handicap für den Marktzutritt der Anbieter dezentraler Optionen ist das Verbot der Doppelvermarktung von EEG-Strom gemäß § 18 EEG. Aus diesem Grund ist die Zulassung von Strom aus erneuerbaren Energien zum Regelenergiemarkt umstritten. Es spricht aber einiges dafür, den Markt für Regelenergie auch für Strom aus EEG-Anlagen zu öffnen. Dies würde die grundsätzlich angestrebte größere Marktnähe von EEG-Anlagen unterstützen (s. dazu auch Abschnitt 3.2.4).

Bei diesem IEA-Szenario ändert sich trotz einer Zunahme dezentraler Erzeugung die Rolle des Verteilnetzbetreibers kaum, außer er trägt selbst zur Integration dezentraler Anlagen in die zentralistischen Strukturen bei. Das Szenario kann allerdings dahingehend erweitert werden, dass durch eine Herstellung eines „level playing field“ für dezentrale Optionen der Netzbetreiber ökonomische Anreize erhält, sich zum aktiven Netzbetreiber zu entwickeln, der mit den Anbietern dezentraler Optionen kooperiert und interagiert und damit dezentrale Optionen pro-aktiv unterstützt. Den Anbietern dezentraler Optionen kann zugleich der Zutritt zu bestimmten Teilmärkten, wie eben dem Regelenergiemarkt, rechtlich erleichtert werden.

1.2.5 Modifiziertes IEA-System-Szenario *Dezentralisierung*

Im Szenario *Dezentralisierung* steigt nicht nur der Anteil der dezentralen Erzeugung, sondern dabei werden auch die Strukturen des Stromsystems insgesamt dezentraler. In diesem Szenario ist die lokale Optimierung von Erzeugung und Verbrauch von größerer Bedeutung als im ersten System-Szenario. Dabei übernehmen lokale Verteilnetzbetreiber („local utilities“) zunehmend die Steuerung und Kontrolle des Systems. Dabei optimieren sog. „virtual utilities“ den Service der dezentralen Anbieter mittels gemeinsamer Kommunikationssysteme. Im Gegensatz zu den Überlegungen der IEA können aber „virtual utilities“ bereits im ersten Szenario eine bedeutende Rolle (Aggregationsfunktion) übernehmen (vgl. Leprich, U. et al. 2005, S. 20). Im Unterschied zum ersten Szenario wird davon

ausgegangen, dass Strom- und Wärmeerzeugung und Verbrauchsort nahe beieinander liegen.

Auch in diesem Szenario wird keine vollständige Dezentralisierung unterstellt. Aber es geht um eine intensivere Interaktion der unterschiedlichen Netzebenen. Dabei ist die gegenwärtige Entwicklung in Dänemark beispielhaft.

In Dänemark betrug Ende 2005 der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung gut 29% und der Anteil von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung zusätzlich noch mal gut 42%. Rechnet man die großen, zentralen KWK-Anlagen heraus, sind das immerhin noch rund 44% dezentrale Stromerzeugung, die an das Verteilnetz angeschlossen sind (vgl. Schorde, A./Bauknecht, D. 2007, S. 60). In manchen Teilen Dänemarks beträgt der Anteil dezentraler Anlagen an der Stromerzeugung (vor allem von Windkraftanlagen) sogar 50% und mehr. Dies sind Größenordnungen, die in Deutschland für das Jahr 2030 erwartet werden.

Das dänische Energienetz muss also mit einem großen Anteil dezentraler Anlagen gesteuert werden. Dabei ist nur rund ein Viertel der gesamten Stromerzeugung begrenzt kontrollierbar. Dies hat grundsätzliche Folgen für das dänische Stromsystem. Bislang muss Dänemark wegen fehlender Speicherkapazitäten „billig“ Strom in Nachbarländer verkaufen, um seine temporären Überschüsse loszuwerden, oder es muss (teuer) Regelenergie zukaufen, um das Netz zu stabilisieren. Dabei stellt sich permanent die Frage nach der *Sicherheit* des zentral gesteuerten Netzes. Die Netzbetreiber benötigen deshalb ein *neues Kontroll- und Steuerungssystem* für das Stromnetz. Es vollzieht sich dort ein Wandel vom zentral gesteuerten zum zunehmend dezentral gesteuerten Stromnetz (vgl. ebenda). In diesem Kontext stellt sich auch dort die Frage nach den *Akteuren und Instrumenten* des Transformationsprozesses.

Dänemark ist also derzeit dabei, nach der erfolgreichen weitgehenden Dezentralisierung der Erzeugung, den Transformationsprozess des *Stromnetzes* in Richtung Dezentralität zu beginnen. *Technisch* wird die Entwicklung dort vor allem durch das „Cell“-Projekt vorangetrieben. Damit soll eine neue Kontroll-Architektur implementiert werden. Die bisherige Steuerung der Netze, die mit einer Marktausweitung dezentraler Anlagen immer komplexer wird, soll auf diese Weise dezentralisiert werden. Sie soll auf „*Mittelspannungs-Zellen*“ übertragen werden. „Mittelspannungs-Zellen“ sind halb-autonome Systeme, welche Erzeugung und Verbrauch vor Ort ausbalancieren sollen. Der nationale Übertragungsnetzbetreiber interagiert dabei statt mit einem einzelnen Kraftwerk mit den „Zellen“. Dazu wird ein neues Kommunikationssystem errichtet, das die gesamte Infrastruktur der Übertragungs- und Verteilernetze umfassen soll. Das dänische Beispiel zeigt zwar zum einen, dass zentrale Netzstrukturen auch große Mengen (fluktuierender) dezentraler Erzeugung aufnehmen können, es zeigt aber auch, dass dies teuer ist. Mit dem neuen Ansatz soll die Versorgungssicherheit gestärkt und der weiter steigende Anteil dezentraler Anlagen ohne einen größeren Ausbau des Netzes und zu möglichst geringen Kosten realisiert werden (vgl. ebenda).

In diesem Szenario kommt es grundsätzlich darauf an, inwieweit ein Teil der Verantwortung für die Systemdienstleistungen von den Übertragungsnetzbetreibern auf die Verteilnetzbetreiber übertragen werden kann.

Das dänische Beispiel besitzt neben diesem technischen Konzept der „Mittelspannungs-Zellen“ aber auch noch ein langfristig ausgerichtetes *politisches Konzept*, das die Frage nach den *Akteuren* des Umbaus des Stromsystems und der Steuerung dieses Transformationsprozesses beantwortet. Das Übertragungsnetz wurde einem verstaatlichten und vollständig entflochtenen Betreiber übertragen. Die Steuerung des Transformationsprozesses soll durch eine Kooperation der beteiligten Akteure erfolgen, dies entspricht auch dem konsensorientierten dänischen Politikverständnis. Die Ausarbeitung des Transformationsprozesses des dänischen Stromsystems in Richtung Dezentralität obliegt dem nunmehr staatlichen Übertragungsnetzbetreiber, denn diese politischen Fragen über die künftige Energieversorgung gehen weit über technische Aspekte hinaus (vgl. ebenda).

1.2.6 Modifiziertes IEA-System-Szenario *Verbreitung:* Stromwirtschaftliche Struktur 2030?

In diesem Szenario bzw. dieser Phase wird Strom vor allem in dezentralen Kraftwerken erzeugt. Dieses weitgehend dezentralisierte Stromsystem basiert auf dem Einsatz von Power Parks und Microgrids. Die Eigenerzeugung von Strom und die Netzeinspeisung von Haushalten sind zu einer üblichen Form der Stromversorgung geworden. Inselbildung ist die Regel, Bezug aus einem übergeordneten Netz die Ausnahme für Notfälle. Damit wäre das bisherige zentralistische System weitgehend fragmentiert. „Distribution operates more like a co-ordinating agent between separate systems rather than controller of the system“ (IEA 2002, S. 98). Dezentrale Optionen werden auch dezentral genutzt. Auch die Regulierung würde dies entsprechend unterstützen und vorbereiten. Damit würde auch eine dezentralere Regulierung etabliert werden, die Bundesnetzagentur hätte dann vor allem eine koordinierende Funktion.

1.2.7 Fazit und Ausblick

Der in den nächsten Jahren einsetzende zunehmende Erneuerungsbedarf der Netze bietet eine große Chance, die Netzinfrastruktur so umzugestalten, dass ein zunehmender Anteil dezentraler Optionen in das Netz integriert werden kann und bis zum Jahr 2030 ein weitgehend dezentrales Stromsystem implementiert ist. Entsprechende Ansätze dafür konnten in den jeweiligen System-Szenarien dargestellt werden. Der Umbau des Stromsystems sollte volkswirtschaftlich optimiert und koordiniert erfolgen. Ansätze dazu werden im Projekt OPTAN entwickelt, die auch die nachfrageseitigen, dezentralen Optionen einbeziehen, die in den IEA-

Szenarien nicht beachtet werden. Auch bei der Netzeinbindung von Windenergie an der norddeutschen Küste werden entsprechende Ansätze bezüglich der Frage Freileitung versus Kabelanschlüsse diskutiert. Bezüglich der technischen und politisch-organisatorischen Ausgestaltung dieses Transformationsprozesses könnten dänische Erfahrungen genutzt werden.

2 Problemanalyse

Vorbemerkung

Die Integration der erneuerbaren Energien in das bestehende, sich jedoch im Zuge der Liberalisierung dynamisch verändernde Stromsystem ist eine Aufgabe, die zumindest in Deutschland noch relativ am Anfang steht, da zum einen der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien mit knapp 14 % - davon rund 10 % so genannte „neue Erneuerbare“ - noch vergleichsweise gering ist und sich zum anderen der Integrationsbedarf bislang durch die gesetzliche Verankerung einer geschützten Nische in engen Grenzen hielt. Bei weiterem ehrgeizigen Ausbau der erneuerbaren Energien wird dieser Nischenansatz jedoch realistischerweise sukzessive zugunsten eines Integrationsansatzes aufgegeben werden müssen, der den Erfordernissen und Funktionsmechanismen eines liberalisierten Stromsektors besser Rechnung trägt.

Der Integrationsansatz unterscheidet zwei Grundpfeiler:⁴

1. **Netzintegration**

Aus Sicht der Anlagen- und der Netzbetreiber sind hierbei die Integrations-ebenen Netzanschluss, Netzzugang und Netznutzung zu unterscheiden, aus Sicht der Netzbetreiber zusätzlich die Aufgabenfelder Netzbetrieb/Netzwartung sowie Netzausbauplanung, jeweils unter systematischer Berücksichtigung der bestehenden und der künftigen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen.

2. **Marktintegration**

Im liberalisierten Stromsektor sind eine Reihe von Teilmärkten zu unterscheiden. Dazu gehören der Großhandelsmarkt in Verbindung mit der Strombörse und deren unterschiedlichen Handelssegmenten, der Regelenenergiemarkt sowie der Markt zur Beschaffung von Verlustenergie.

Darüber hinaus sind noch supranationale Integrationserfordernisse im Rahmen eines europäischen Strombinnenmarktes zu berücksichtigen, die den grenzüberschreitenden Wirkungen und Austauschprozessen erneuerbarer Stromerzeugung Rechnung tragen.

In der Hemmnisanalyse wird der Integrationsansatz aus ökonomisch-elektrizitätswirtschaftlicher Sicht möglichst breit in seine relevanten Teilaspekte aufgefächert und geprüft, inwieweit und wo die bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen auf nationaler und/oder europäischer Ebene Integrationshemmnisse

⁴ Streng genommen ließe sich noch die Systemintegration als dritter Grundpfeiler unterscheiden, bei der der kontinuierliche Abgleich von Angebot und Nachfrage im Mittelpunkt steht. Allerdings werden mögliche Barrieren einer Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem systematisch in den beiden Feldern Netz- und Marktintegration abgehandelt, so dass hier auf eine explizite Behandlung verzichtet wurde.

aufweisen (Problemanalyse). Dabei werden die in der zweiten Hälfte 2007 geltenden Gesetze zugrunde gelegt.

Wo solche Integrationshemmnisse identifiziert werden, werden im dritten Teil Lösungsansätze entwickelt und konkrete Vorschläge für ihre rechtliche Umsetzung unterbreitet. Hier wird dann auch der Beitrag der einschlägigen Gesetzesänderungen nach IEKP 1 diskutiert.

2.1 Netzintegration

Die Stromnetze stellen im liberalisierten Stromsektor das neutrale Bindeglied zwischen der Stromerzeugung/Bereitstellung auf der einen Seite und der Handelsebene auf der anderen Seite dar. Als so genannte „natürliche Monopole“ unterliegen sie nicht dem Wettbewerb – der als Leistungswettbewerb zu ökonomisch suboptimalen Ergebnissen führen würde –, sondern einer staatlichen Regulierung. Die Aufgaben der Regulierung bestehen einerseits darin, allen Interessenten einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten, andererseits den Netzbetreibern einen effizienten Netzbetrieb zu ermöglichen.

Im Zentrum der ersten Aufgabe steht die möglichst umfassende Interessenentflechtung zwischen dem Netzbetrieb und den anderen Stufen der Wertschöpfungskette im liberalisierten Stromsektor, insbesondere jedoch gegenüber der Stromerzeugung/Bereitstellung und der Stromlieferung an die Endkunden. Es ist unmittelbar einleuchtend, dass ein Netzbetreiber, der selbst Interessen im Bereich der Stromerzeugung verfolgt, Stromerzeugungsanlagen Dritter tendenziell nicht neutral gegenüber steht und ihre reibungslose Integration in sein Netz zumindest nicht als seine Schlüsselaufgabe begreift. Die wirkungsvollste Art der Interessenentflechtung wäre sicherlich die eigentumsrechtliche Trennung der Netze von allen anderen Aktivitäten; sie hätte den Vorteil, dass dann die Ermöglichung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs gegenüber allen Interessenten im Interesse der Netzbetreiber selber läge und die Regulierungsaufgabe dadurch erheblich erleichtert würde. Während die eigentumsrechtliche Trennung der Übertragungsnetze ganz oben auf der politischen Agenda der europäischen Kommission steht und im 3. Liberalisierungspaket vom 19. September 2007 explizit vorgeschlagen wurde, erscheint dies für die Verteilernetze zumindest in Deutschland auf absehbare Zeit keine realistische Perspektive zu sein. Daraus folgt, dass bei der Netzintegration der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen auch künftig von einem Spannungsfeld zwischen Anlagen- und Netzbetreibern auszugehen ist, das sorgfältig beobachtet werden muss und für das das rechtliche Regelwerk naturgemäß umfassender und tiefer ausgestaltet werden muss als im Falle einer eigentumsrechtlichen Trennung.

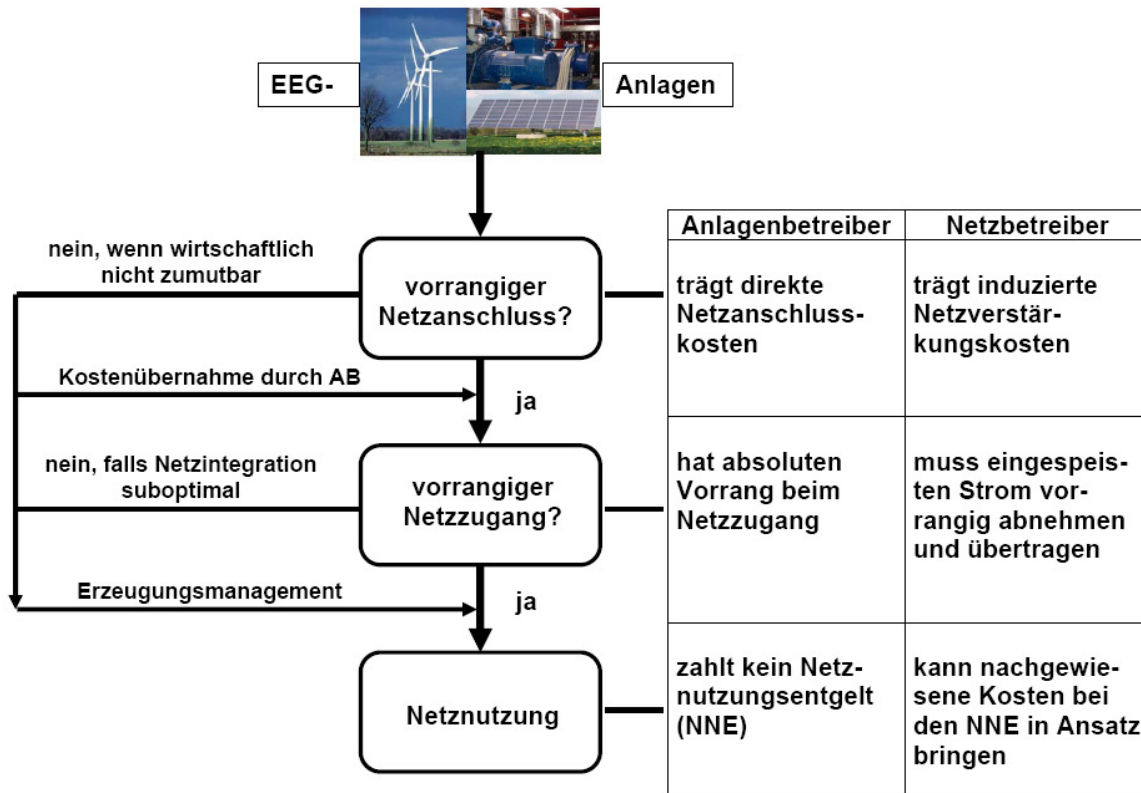
Im Zentrum der zweiten Aufgabe steht die Netzentgeltregulierung als kontinuierliche Regulierungsaufgabe. Hier besteht die größte Herausforderung darin, das Spannungsfeld zwischen einer beständigen Verbesserung der Effizienz des Netzbetriebs und der Sicherung definierter Qualitätsstandards in den Bereichen Versor-

gungssicherheit/-zuverlässigkeit und Netzkundenservice regulatorisch zu meistern. Die Integration der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen ist insofern betroffen, als dass die damit verbundenen Kosten nur über die Netzentgelte refinanziert werden können und der Grad der Verlässlichkeit dieser Kostenüberwälzung maßgeblich sein wird für die Kooperationsbereitschaft der Netzbetreiber gegenüber den Anlagenbetreibern.

Im Folgenden wird das Thema Netzintegration entsprechend der Terminologie des Energiewirtschaftsgesetzes in die Teilbereiche Netzanschluss, Netzzugang und Netznutzung unterteilt, und für jeden Teilbereich werden aktuelle Integrationshemmnisse – soweit vorhanden – herausgearbeitet. Zudem wird die Netzoptimierung sowohl im Hinblick auf den laufenden Netzbetrieb als auch auf die Netzausbauplanung unter Integrationsgesichtspunkten analysiert mit dem Ziel, hier ebenfalls mögliche Hemmnisse zu identifizieren.

Die folgende Abbildung 2-1 fasst die thematische Auffächerung der Netzintegration und die wesentlichen Vorschriften für die Anlagen- und Netzbetreiber noch einmal auf einen Blick zusammen.

Abbildung 2-1 Netzintegration und die wesentlichen Vorschriften für die Anlagen- und Netzbetreiber



2.1.1 Netzanschluss

Der diskriminierungsfreie Netzanschluss ist die erste Voraussetzung für die Integration von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in das Stromsystem. Gem. § 4 Abs. 1 Satz 1 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen. Es besteht demnach ein Anspruch des Anlagenbetreibers auf Netzanschluss gegen den Netzbetreiber. In diesem Zusammenhang sind die folgenden beiden Fragen interessanter Prüfungsgegenstand:

1. Wann kann der Anschluss an das Netz verweigert werden?
2. Wer trägt die Kosten des Netzanschlusses?

2.1.1.1 Zulässigkeit der Netzanschlussverweigerung

Verweigerungsmöglichkeiten hinsichtlich des Netzanschlusses ergeben sich aus § 4 Abs. 2 Satz 1, § 13 Abs. 1 Satz 3 und § 4 Abs. 3 Satz 1 EEG.

- a) Nach § 4 Abs. 2 Satz 1 EEG trifft den Netzbetreiber die Verpflichtung zur Abnahme des Stroms, „zu dessen *technisch für die Aufnahme geeignetem Netz die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage besteht, **wenn nicht** ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist*“. (Hervorhebung d. A.) Demnach hat der Netzbetreiber, dessen Netz technisch geeignet ist und die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, die Möglichkeit, den Anschluss zu verweigern, wenn der Anschluss an ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt ergeben würde. Hintergrund der Regelung ist, dass das räumlich nächstgelegene Netz regelmäßig auch die geringsten Anschlusskosten verursacht. Dies spiegelt den Willen des Gesetzgebers wider, der unnötige volkswirtschaftliche Kosten vermeiden will. Entscheidend ist demnach, welche Anschlussvariante die geringsten volkswirtschaftlichen Kosten erzeugt.⁵

Die Verweigerungsmöglichkeit des Netzbetreibers wird zudem dadurch beschränkt, dass er im Fall der fehlenden technischen Eignung sein Netz ausbauen muss, um die Anlage anschließen und anschließend den Strom abnehmen zu können, wenn ein solcher Netzausbau *wirtschaftlich zumutbar* ist. In diesen Fällen gilt das Netz als technisch geeignet, § 4 Abs. 2 Satz 2 HS. 1 EEG. Es wird widerleglich gesetzlich vermutet, dass der Ausbau wirtschaftlich zumutbar ist. Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit, das Gegenteil zu beweisen.⁶ Fraglich ist dabei allerdings, wann der Ausbau wirtschaftlich nicht zumutbar ist. (s. 2.1.1.2).

Wenn der Ausbau wirtschaftlich zumutbar ist, hat er unverzüglich zu erfolgen, § 4 Abs. 2 Satz 2 HS. 2 EEG. Auch aus dem Begriff „unverzüglich“ ergeben sich problematische Fallgestaltungen (s. 2.1.1.3).

- b) Außerdem ergibt sich für den Netzbetreiber eine Verweigerungsmöglichkeit bei unzureichender technischer Ausführung des Anschlusses nach § 13 Abs. 1 Satz 3 EEG. Demnach müssen die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 EnWG entsprechen. Dafür hat der Anlagenbetreiber Sorge zu tragen. Nach § 49 Abs. 1 Satz 1 EnWG sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften sind nach § 49 Abs. 1 Satz 2 EnWG die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Eine Bestimmung der im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers für die Ausführung des Anschlusses, an die sich der Anlagenbetreiber zu halten hat, kann nur im jeweils gesonderten Fall erfolgen. Eine Verallgemeinerung ist

⁵ Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 4 Rn. 44 ff.

⁶ Reshöft, in: Reshöft/Steiner/Dreher, EEG, 2. Aufl. 2005, § 4 Rn. 23, Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 4 Rn. 59.

nicht möglich. Die Anforderungen des Netzbetreibers, an die sich der Anlagenbetreiber zu halten hat, sind im Einzelfall zu bestimmen⁷.

- c) Ferner ergibt sich aus § 4 Abs. 3 Satz 1 EEG eine Möglichkeit des Netzbetreibers zur Verweigerung des Netzanschlusses. Dort heißt es:

*„Die Verpflichtung zum vorrangigen Anschluss nach Absatz 1 Satz 1 besteht auch dann, wenn das Netz oder ein Netzbereich zeitweise vollständig durch Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas ausgelastet ist, **es sei denn**, die Anlage ist nicht mit einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet.“* (Hervorhebung d. A.)

- d) Auch im EnWG (§ 17, f.) finden sich Regelungen zum Netzanschluss und damit einhergehende Verweigerungsmöglichkeiten. Allerdings sind die Regelungen des EEG gemäß § 2 Abs. 2 EnWG vorrangig zu diesen Regelungen des EnWG.

Das EEG regelt als Teilbereich des Umweltenergierechts das Recht der Erneuerbaren Energien im Stromsektor. Es enthält teilweise spezielle Regelungen von Sachverhalten, die allgemein ebenfalls im Energiewirtschaftsrecht geregelt werden. Im Fall des Zusammentreffens von Normen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit Regelungen des Energiewirtschaftsrechts und sich gegenseitig ausschließenden Rechtsfolgen gehen die Normen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes den Regelungen des Energiewirtschaftsrechts als speziellere Normen vor und verdrängen die Regeln des Energiewirtschaftsrechts für den Bereich der Erneuerbaren Energien. Das ergibt sich aus dem Wortlaut von § 2 Abs. 2 EnWG, der insoweit ausdrücklich als einzige Ausnahme den § 13 EnWG nennt⁸. In konkreten Krisensituationen hat die Abwehr eines Netzzusammenbruchs nach Maßgabe der Bestimmungen des § 13 Abs. 2 EnWG Vorrang⁹ (zu § 13 EnWG siehe auch unten zum Themenkomplex Netznutzung). Im Übrigen kommt das EnWG nur zur Anwendung, soweit das EEG keine abschließenden Regelungen enthält.

Hierzu stellt sich der folgende, bereits aufgeworfene Diskussionspunkt:

2.1.1.1.1 Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus

Die Abgrenzung zwischen wirtschaftlich zumutbarem und unzumutbarem Ausbau ist im Wortlaut nicht hinreichend genau bestimmt. Eine Entscheidung kann nur anhand der individuellen Tatsachen für den jeweiligen Einzelfall getroffen werden. Für

⁷ Altrock/Oschmann/Thoe bald, EEG, § 13 Rn. 36.

⁸ Salje, EnWG (2006), § 2 Rn. 11; so schon zur früheren Rechtslage Büdenbender, in: Salje, EnWG (2003), § 2 Rn.66.

⁹ BT Drs. 15/3917, S.48.

den Netzbetreiber ergibt sich aufgrund der gesetzlichen Vermutungswirkung in § 4 Abs. 2 daraus die Konsequenz, dass er die wirtschaftliche Unzumutbarkeit darlegen und ggf. beweisen muss.

- a) Der Gesetzgeber ging davon aus, dass im Zusammenhang mit der wirtschaftlichen Zumutbarkeit der *Grundsatz der Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten* einzuhalten ist. Nach der Gesetzesbegründung ist ein Netzausbau dann zumutbar, „wenn durch den Ausbau die Gesamtkosten der Anbindung und Einbindung einer Anlage in das Netz (losgelöst von der jeweiligen Kostentragungspflicht) geringer sind als eine Anbindung an einer anderen Stelle des Netzes, an der das Netz unmittelbar (ohne Ausbau) technisch geeignet ist.“¹⁰ Der Ausbau soll nicht mehr zumutbar sein, wenn die Vergütungssumme, die aus der Anlage gewonnen wird, die Kosten des Ausbaus nicht deutlich überschreitet. Der Kostenvergleich berücksichtigt dabei auch, ob der Anschluss weiterer Anlagen an das Netz geplant ist, denn so können die Gesamtkosten aller Anschlüsse mit denen des Netzausbaus verglichen werden¹¹. Dieser Vergleich ergibt sich auch aus dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit, denn die wirtschaftliche Zumutbarkeit ist, laut Gesetzesbegründung, Ausprägung dieses Grundsatzes¹². Daraus folgt nach der Literatur, dass eine einzelfallbezogene Abwägung zu erfolgen hat.¹³ Es sollen die Interessen des Anlagenbetreibers und die des Netzbetreibers gegeneinander abgewogen werden. Dabei ist insbesondere auch auf den Gesetzeszweck, die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung, abzustellen.
- b) Neben dieser volkswirtschaftlichen Betrachtung kommt dem Tatbestandmerkmal der wirtschaftlichen Zumutbarkeit auch eine auf den jeweiligen Netzbetreiber bezogene grundrechtliche Dimension zu. Während der Grundsatz der Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten eine absolute Grenze ohne Berücksichtigung der individuellen Auswirkungen der Kosten und der dadurch beim Netzbetreiber hervorgerufenen Folge darstellt, bilden Art. 12 und 14 GG eine Schranke zum Schutz vor unverhältnismäßigen Belastungen des einzelnen Unternehmens.¹⁴ Ein möglicher Grundrechtseingriff ist regelmäßig gerechtfertigt, da nach der geltenden Rechtslage die Möglichkeit besteht, die für den Ausbau anfallenden Kosten für den Netzausbau bei den Netzentgelten in Ansatz zu bringen. Diese Möglichkeit wird in § 13 Abs. 2 Satz 3 EEG ausdrücklich eröffnet. Dies ist sachgerecht, weil sie zu den Gesamtkosten für die Errichtung und den Erhalt des Netzes zählen und

¹⁰ BT-Drs. 15/2864 S. 34.

¹¹ Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 4 Rn. 63; Reshöft, in: Reshöft/Steiner/Dreher, EEG, 2. Auflage 2004, § 4 Rn. 29ff.; BT-Drs. 15/2327 S. 25

¹² BT-Drs. 15/2864 S. 34.

¹³ Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 4 Rn. 60f..

¹⁴ Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 4 Rn. 61.

diese grundsätzlich auf die Netznutzer umgelegt werden¹⁵. Somit trifft den Netzbetreiber im Ergebnis kein wirtschaftlicher Nachteil durch den Ausbau des Netzes, der Eingriff ist daher gerechtfertigt und der Ausbau wirtschaftlich zumutbar.

- c) Durch die auf § 21a EnWG beruhende Anreizregulierung hinsichtlich der Netznutzungsentgelte verliert das Kriterium der wirtschaftlichen Zumutbarkeit nicht an Bedeutung:

Die EEG-bedingten Aufwendungen für den Netzausbau erfahren nach den Vorgaben der im November 2007 bekannt gegebenen Anreizregulierungsverordnung (ARegV)¹⁶ keine Sonderbehandlung. Die ARegV nimmt zwar die EEG-bedingten Aufwendungen für Abnahme und Vergütung von der Anreizregulierung aus, indem § 11 Abs. 2 Nr. 1 der Verordnung die gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile“ einstuft. Die Vorschrift kann aber nicht für EEG-bedingte Netzausbaumaßnahmen in Anspruch genommen werden, so dass diese grundsätzlich (d.h. soweit sie sich nicht mit anderen Arten von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen decken) Gegenstand der Anreizregulierung bleiben.

Ziel der Anreizregulierungsverordnung ist es, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung und damit eine Kostensenkung bei den Entgelten zu schaffen. Die Verordnung sieht dabei vor, dass für Netzbetreiber eine Obergrenze ihrer Gesamterlöse festgelegt wird, § 4 ARegV. Im Rahmen dieser Erlösobergrenzen werden den Netzbetreibern Effizienzvorgaben gesetzt, die sich aus ihren in einem Effizienzvergleich ermittelten individuellen Effizienzwerten ergeben, § 12 ARegV. Alle Netzbetreiber müssen sich am effizienten Betreiber messen¹⁷. Wenn Ineffizienzen auftreten, müssen diese innerhalb weniger Jahre abgebaut werden, § 16 ARegV. Zudem werden die Erlösobergrenzen jährlich um einen festgelegten Prozentsatz abgesenkt. Wenn sich die Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers während einer Regulierungsperiode nachhaltig ändert, wird dies bei der Bestimmung der Erlösobergrenze durch einen Erweiterungsfaktor berücksichtigt, § 10 ARegV. Mit diesen Faktoren erhöht sich die dem Verteilnetzbetreiber zugestandene Erlösobergrenze jährlich entsprechend der Zunahme von Anschlusspunkten, der versorgten Fläche und der Höchstlast, § 10 Abs. 2 ARegV.

Zu diesen Änderungen der Versorgungsaufgabe zählt auch der Ausbau des Stromnetzes, weil der Ausbau für den Netzbetreiber keinen wirtschaftlichen Nachteil bringen soll. Daher kann auch der erforderliche Ausbau des Netzes

¹⁵ Müller, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 2, Stand Mai 2007, § 13 Rn. 33; Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 13 Rn. 51.

¹⁶ Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung) vom 29. Oktober 2007, BGBl. I S. 2529.

¹⁷ Schultz/Westermann, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2007, S. 48.

nach § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG zu einer Erhöhung der Erlösobergrenzen führen. Voraussetzung ist nach § 10 Abs. 2 Sätze 2 und 3 ARegV, dass sich einer der in Satz 2 genannten Parameter verändert und sich dadurch die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5 Prozent erhöhen. Allerdings bedarf es im Falle des Netzausbaus eines Antrags auf Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 ARegV. Der Antrag auf Anpassung kann einmal jährlich zum 30. Juni gestellt werden. Gem. § 4 Abs. 4 Hs. 2 ARegV erfolgt die Anpassung der Erlösobergrenze mit den Anpassungen der Netzentgelte zum 1. Januar des folgenden Kalenderjahres.

Die Regulierungsbehörde entscheidet über den Antrag, so dass sich aus ihrer Einzelfallentscheidung ergibt, in welchem *Umfang* die Kosten für einen Netzausbau umgelegt werden können. Die Behörde kann jedoch bei Vorliegen der Ausbaupflicht nach § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG nicht über das „ob“ der Kostenumlage auf die Netzentgelte entscheiden, da diese in § 13 Abs. 2 Satz 3 EEG verbindlich festgelegt ist. Das Kriterium der wirtschaftlichen Zumutbarkeit aus § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG verliert somit durch die Anreizregulierung nicht an Bedeutung. Die Frage der wirtschaftlichen Zumutbarkeit ist der Frage, ob eine Erweiterung der Erlösobergrenze in Betracht kommt, systematisch vorgelagert. Die wirtschaftliche Zumutbarkeit muss vorab geklärt werden, um einen Anspruch auf Netzausbau zu erlangen. Nur wenn der Ausbau wirtschaftlich zumutbar ist, hat der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf Durchführung. Wenn ein Ausbauanpruch besteht und der Ausbau durchgeführt wird, entsteht ein Anspruch des Netzbetreibers, die auf ihn entfallenden Kosten bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz zu bringen. Dieser Anspruch steht dem Netzbetreiber nach § 13 Abs. 2 Satz 3 EEG zu und kann daher nicht vom Ordnungsgeber eingeschränkt werden. Die Regulierungsbehörde ist an diese Regelung gebunden. Das folgt aus dem allgemeinen verfassungsrechtlichen Rechtsstaatsgebot (Art. 20 Abs. 3 GG). Daher kann sie nicht darüber entscheiden, ob diese Kosten des Ausbaus bei den Netzentgelten in Ansatz gebracht werden können. Die Behörde kann lediglich prüfen, ob ein Fall der Ausbaupflicht vorliegt und ob eine wirtschaftliche Variante des Ausbaus gewählt wurde. Damit obliegt ihr, über den Umfang der Erweiterung der Erlösobergrenze zu entscheiden.

Drängender dürfte für die praktische Anwendung des EEG eine andere Regelung sein, die bei unkooperativem Verhalten der Netzbetreiber zum Problem werden kann:

2.1.1.1.2 „Unverzüglicher“ Netzausbau

Letztlich geht es hier darum, dass die Netzbetreiber in ihren Netzausbauplanungen den Neuanschluss von Anlagen „rechtzeitig“ antizipieren und den Ausbau ihrer Netze entsprechend planen.

Netzbetreiber haben ihr Netz unverzüglich auszubauen, um den Strom einer Anlage abnehmen zu können, § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG. Unverzüglich ist ein Ausbau in analoger Anwendung des § 121 Abs. 1 Satz 1 BGB, wenn mit ihm ohne schuldhaftes Zögern begonnen wird. Die üblichen Planungs- und Berechnungsphasen sowie Ausschreibungsfristen sind dabei zu berücksichtigen. Eine Verzögerung ist schuldhaft, wenn sie im Sinne des § 276 BGB bewusst und gewollt oder zumindest unter Verletzung der im Verkehr erforderlichen Sorgfalt erfolgt ist. Der Netzbetreiber muss demnach alles ihm Zumutbare und Mögliche tun, um das Netz auszubauen. Wenn er nicht unverzüglich handelt, normiert weder das EEG noch das EnWG eine Sanktion. Der Anlagenbetreiber ist auf zivilrechtliche Ansprüche beschränkt. Ihm steht ein Schadensersatzanspruch gem. § 280 Abs. 1 BGB zu. Nach § 280 Abs. 1 Satz 2 BGB trägt der Netzbetreiber die Beweislast. Er muss beweisen, dass er seiner Ausbauverpflichtung nach § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG ohne schuldhaftes Zögern nachgekommen ist. Der Anlagenbetreiber hat einen Anspruch auf Ersatz des Schadens, der durch die verspätete Einspeisung entstanden ist.

Insgesamt erscheint die Netzanschlussfrage umso weniger problematisch, je expliziter die damit verbundenen Fragen der Kostenwälzung im Rahmen der Netzentgeltregulierung berücksichtigt und für den Netzbetreiber befriedigend gelöst werden (vgl. dazu Abschnitt 2.4).

2.1.1.2 Netzanschlusskosten

Zu den Kosten des Netzanschlusses heißt es in § 13 Abs. 1 und 2 EEG:

„(1) Die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des Netzes sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung der gelieferten und der bezogenen elektrischen Arbeit trägt der Anlagenbetreiber. (...) weist der Netzbetreiber einen anderen Verknüpfungspunkt zu, ist er verpflichtet, die daraus resultierenden Mehrkosten zu tragen.

(2) Die notwendigen Kosten eines nur infolge neu anzuschließender, reaktiverter, erweiterter oder in sonstiger Weise erneuerter Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas erforderlichen Ausbaus des Netzes im Sinne von § 4 Abs. 2 zur Abnahme und Übertragung des Stroms aus Erneuerbaren Energien trägt der Netzbetreiber, bei dem der Ausbau erforderlich wird. Er muss die konkret erforderlichen Investitionen unter Angabe ihrer Kosten im Einzelnen darlegen. Der Netzbetreiber kann die auf ihn entfallenden Kosten bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen.“

Obwohl damit die Kostenaufteilung zwischen Anlagen- und Netzbetreibern klar geregelt erscheint, kommt es im Einzelfall immer wieder zum Streit darüber, wo der Netzanschluss aufhört und die Netzverstärkung anfängt. Die Abgrenzung selbst ist nicht in § 13 EEG geregelt, vielmehr wird an § 4 Abs. 2 Satz 4 EEG angeknüpft. Dort ist der Umfang der Netzausbaupflicht beschrieben und damit festgelegt, welche

Maßnahmen in den Verantwortungsbereich des Netzbetreibers fallen und nicht als Anlagenanschluss anzusehen sind. § 4 Abs. 2 Satz 4 EEG lautet:

„Die Pflicht zum Ausbau erstreckt sich auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen.“

Damit hat der Gesetzgeber im Rahmen der EEG-Novelle 2004 zwei alternative Abgrenzungskriterien definiert: die Betriebsnotwendigkeit einerseits und das Eigentumskriterium andererseits.

Das Merkmal der technischen Einrichtungen ist nach dem Willen des Gesetzgebers weit zu verstehen und umfasst auch bauliche Anlagen wie etwa Schaltgebäude¹⁸. Eine solche Einrichtung ist dann für den Betrieb notwendig, wenn ohne sie die Funktionsfähigkeit des Netzes nicht gewährleistet werden könnte. Entscheidend kommt es darauf an, ob das Netz ohne die fragliche Einrichtung störungsfrei betrieben werden kann¹⁹. Die Notwendigkeit kann für bereits vor dem Anlagenanschluss vorhandene ebenso wie für in dessen Rahmen neu errichtete Elemente bestehen²⁰. Dabei ist es ausreichend, wenn eine mittelbare Betriebsnotwendigkeit besteht²¹.

Die Abgrenzung zwischen Anlagenanschluss und Netzausbau kann daneben alternativ anhand der eigentumsrechtlichen Zuordnung der Anschlussanlage erfolgen. Die einzelne Maßnahme ist dem Netzausbau zuzuordnen, wenn die dabei geschaffenen baulichen und technischen Einrichtungen dem Eigentum des Netzbetreibers zuzuordnen sind. Unerheblich ist dabei, ob eine Vereinbarung oder ein Fall des gesetzlichen Eigentumsübergangs vorliegt. Dieses Zuordnungskriterium soll unnötige Kosten vermeiden helfen, indem die Kostentragungspflicht beim späteren Eigentümer liegt und damit ein Anreiz zu kostengünstigem Handeln gesetzt wird²².

Der Abgrenzung vorgelagert ist die Festlegung des „technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des Netzes“. Diese fiktive Schnittstelle von Netz und Anlage dient nicht nur der Bestimmung des Anspruchsverpflichteten (s.o.), sondern wirkt sich auch auf die Höhe und Verteilung der Kosten für den Anschluss der Anlage und einen möglicherweise erforderlichen Netzausbau aus. Dabei ist der Punkt von Gesetzes wegen als der wirtschaftlich und technisch günstigste Punkt bestimmt, so dass grundsätzlich nur ein Verknüpfungspunkt in Frage kommt. Eine Entscheidung zwischen verschiedenen Punkten kann nur dann erfolgen, wenn diese

¹⁸ BT-Drs. 15/2864, S. 34.

¹⁹ BT-Drs. 15/2864, S. 34; vgl. auch Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 13 Rn. 17 ff.

²⁰ Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 4 Rn. 74.

²¹ Salje, EEG, 3. Aufl. 2004, § 4 Rn. 31.

²² Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 4 Rn. 75; § 13 Rn. 14 ff.

völlig gleichwertig sind. Weder Anlagen- noch Netzbetreiber steht daher das Recht zu, den gesetzlich vorgesehenen Anschlusspunkt abweichend festzulegen. Allerdings muss dieses gesetzlich vorgegebene Ergebnis in die Praxis umgesetzt werden. Dabei ist es möglich, dass die Umsetzung mitunter ungünstig für den Anlagenbetreiber ausfällt.

Es steht dem Netzbetreiber aber frei, dem Anlagenbetreiber einen anderen als den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt zuzuweisen; in diesem Fall hat er die durch die Zuweisung entstehenden Mehrkosten zu tragen, § 4 Abs. 2 Satz 2 HS 2 EEG analog²³. Da regelmäßig nicht klar sein wird, ob es sich bei der Vorgabe des Netzbetreibers hinsichtlich des Verknüpfungspunktes um die Mitteilung des gesetzlich bestimmten oder eines alternativen Anschlusspunktes handelt, birgt auch die Einräumung dieser Möglichkeit die Gefahr, einer für den Anlagenbetreiber nachteiligen Festsetzung.

Umstritten war auch die Frage, ob vertraglich zwischen Netz- und Anlagenbetreiber eine von der gesetzlichen Kostenaufteilung nach § 13 EEG abweichende Verteilung vereinbart werden kann²⁴. Diese Frage muss mit dem Urteil des BGH vom 27.06.2007 als entschieden angesehen werden²⁵. Die dort entschiedene Frage betraf zwar nur eine vertragliche Vereinbarung zu Baukostenzuschüssen, die rechtliche Beurteilung lässt sich indes übertragen. Danach ist eine abweichende Vereinbarung möglich, da § 13 EEG kein Verbotsgesetz nach § 134 BGB ist, ein Verstoß gegen das Verbotsgesetz des § 12 Abs. 1 EEG nicht zur Nichtigkeit führt. Allerdings ist es nach der Entscheidung des BGH unzulässig, eine vom gesetzlich vorgesehenen Normalfall abweichende Verteilung durch Allgemeine Geschäftsbedingungen des Netzbetreibers zu vereinbaren.

Konflikt erhaltend wirkt die Unsicherheit, inwieweit die beim Netzbetreiber anfallenden Kosten in die Netzentgelte abgewälzt werden können bzw. inwieweit eine Anerkennung im Rahmen der Bestimmung der Erlösobergrenzen bei der Anreizregulierung erfolgt.

Bisweilen wird die Forderung erhoben, dass die Netzananschlussgebühr für dezentrale Anlagen explizite Standortsignale dahingehend vermitteln sollte, dass sie an für den Netzbetreiber optimalen Standorten errichtet werden und so zu einer Netzoptimierung beitragen können. Bei großräumiger Betrachtung werden Standortsignale freilich durch die Höhe der Netzananschlusskosten an den günstigsten Verknüpfungspunkt vermittelt, lediglich bei kleinräumiger Betrachtung fehlen diese Signale. Zu beachten ist dabei allerdings, dass gerade die Nutzung erneuerbarer Energien häufig standortgebunden ist und wenige Spielräume für einen Standortwechsel bestehen.

²³ Auch wenn § 13 Abs. 2 Satz 2 HS 2 EEG lediglich den Fall des Anschluss von Anlagen mit einer Leistung bis zu 30 kW an einem vorhandenen Anschluss regeln sollte, ist der Rechtsgedanke jedenfalls analog auch auf alle anderen Konstellationen anzuwenden.

²⁴ Müller, in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht Kommentar, Band 2, Stand Mai 2007, § 13 EEG Rn. 34.

²⁵ BGH ZNER 2007, 323.

2.1.2 Netzzugang

2.1.2.1 Energiewirtschaftliche Betrachtung

Für die Einspeisung des Stroms aus EEG-Anlagen besteht nach § 4 Abs. 1 EEG in Verbindung mit § 2 Abs. 2 EnWG absoluter Vorrang („priority dispatch“), d.h. die Abnahme dieses Stroms ist unabhängig vom Zeitpunkt und der Einspeiseleistung gesichert. Damit entfällt auch die Notwendigkeit, den EEG-Strom selbst vermarkten zu müssen, ebenso wie die der Rücksichtnahme auf mögliche Restriktionen oder Optimierungsmöglichkeiten der Netzbetreiber.

Es ist unmittelbar einleuchtend, dass dieser hohe elektritätswirtschaftliche Schutzzaun um EEG-Anlagen – der in einer Phase der breiten Markteinführung und –etablierung sicher unabdingbar ist – bei stark anwachsenden Anteilen an der Stromversorgung in dieser Form nicht mehr aufrechterhalten werden kann.²⁶ In Dänemark beispielsweise, wo der Anteil dezentraler Erzeugung landesweit bereits deutlich mehr als 50 % beträgt und wo in manchen Gegenden allein erneuerbare Energien mehr als 100 % des Verbrauchs in einem Netzgebiet bereitstellen, sind dezentrale Anlagen bereits sehr viel stärker als in Deutschland in das Netzlastmanagement der Netzbetreiber einbezogen und in diesem Rahmen verpflichtet, Systembeiträge wie Spitzenlastbereitstellung oder Regelernergieleistung zu erbringen (Bach et al 2003).

Dieser Entwicklung trägt im EEG § 4 Abs. 1 Satz 3 Rechnung. Dort heißt es:

„Unbeschadet des § 12 Abs. 1 können Anlagenbetreiber und Netzbetreiber vertraglich vereinbaren, vom Abnahmevorrang abzuweichen, wenn dies der besseren Integration der Anlage in das Netz dient.“

Dies zu entscheiden ist Aufgabe des Netzbetreibers, die er im Rahmen seines Netzlastmanagements wahrzunehmen hat. Aktuell werden neue Windanlagen insbesondere in Norddeutschland nur dann an das Stromnetz angeschlossen, wenn sie einem Erzeugungsmanagement durch den Netzbetreiber vertraglich zustimmen und mit entsprechenden Einrichtungen zur Reduzierung der Einspeiseleistung ausgestattet sind. Begründet wird dies mit Kapazitätsengpässen in den Netzen, die durch den schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien verursacht wurden. In diesem Zusammenhang stellen sich folgende Fragen:

- Wären die Engpässe bei vorausschauender Netzausbauplanung vermeidbar gewesen, und falls ja, warum ist es dazu nicht gekommen?
- Wer trägt die Vergütungseinbußen?

²⁶ Die Notwendigkeit dafür ist bei einem diskriminierungsfreien, transparenten Kraftwerks-Dispatch ohnehin nicht mehr gegeben, da EEG-Anlagen wegen ihrer geringen Grenzkosten in der Merit Order stets bevorzugt werden.

- Ist das – diskriminierungsfreie - Erzeugungsmanagement Teil eines weitergehenden Netzlastmanagements, das beispielsweise auch die Optionen auf der Nachfrageseite einbezieht und ausschöpft?

Auf die erste Frage nach der Netzausbauplanung wird im Abschnitt 2.3 näher eingegangen, die Vergütungseinbußen trägt derzeit ausschließlich der Anlagenbetreiber. Der letzten Frage wird im nachfolgenden Abschnitt nachgegangen.

2.1.2.2 Rechtliche Integrationshemmnisse

2.1.2.2.1 Netzzugangsvorschriften im EEG-Erzeugungsmanagement

Auf Grundlage der derzeit (und absehbar) noch unzureichenden rechtlichen und wirtschaftlichen Trennung zwischen Netzbetreibern auf der einen und Stromversorgern auf der anderen Seite ergibt sich im Strommarkt eine Interessenstruktur, die der Marktintegration des EE-Stroms (auch) im Bereich des *Netzzugangs* – also der Abnahme und Übertragung des Stroms – abträglich ist. Nach wie vor bestehen enge Interessenverflechtungen zwischen den Betreibern der Netze und den Betreibern der großen konventionellen Stromerzeugungsanlagen, so dass die Gewähr des vorrangigen Netzzugangs, wie er in § 4 Abs. 1 EEG angelegt ist, keinen „Selbstläufer“ darstellt. Auch in Ansehung der aktuellen Vorschläge der EU-Kommission zur weitergehenden Entflechtung der Energieversorgungsunternehmen²⁷, für die das legislative Verfahren erst gerade eingeleitet wurde, wird sich daran voraussichtlich nur teilweise etwas ändern, weil sich die vorgesehenen weitergehenden Entflechtungsvorgaben lediglich auf die Betreiber von Übertragungsnetzen (und nicht von sonstigen Versorgungsnetzen) beziehen²⁸.

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Abnahme des EEG-Stroms bei ausreichenden Übertragungskapazitäten reibungslos funktioniert, da die betreffende Vorrangregelung des EEG (hier § 4 Abs. 1 Satz 1) einen gesetzlichen Anspruch vorgibt, der erforderlichenfalls zivilrechtlich eingeklagt werden kann. Die gesetzlichen Bestimmungen reichen aus, um dies zu gewährleisten.

Probleme können jedoch entstehen, wenn die Übertragungskapazitäten ungeachtet des vom EEG an sich ebenfalls gewährten Ausbauanpruchs (§ 4 Abs. 2 Satz 2 EEG) tatsächlich nicht ausreichen, um den gesamten EEG-Strom abzutransportieren. Dies muss nicht zwangsläufig darauf zurückzuführen sein, dass die Netzbetreiber ihrer Ausbaupflicht nicht (rechtzeitig) nachgekommen sind, sondern kann auch an dem für einen Ausbau erforderlichen Zeitaufwand liegen oder daran, dass außergewöhnliche Netzbelastungssituationen aufgetreten sind, für die es vom Netzbetreiber aus Gründen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit nicht erwartet werden kann, dass Netzausbauinvestitionen getätigt werden. Derartige Situati-

²⁷ Siehe den Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 19.09.2007 (KOM(2007) 528 endgültig).

²⁸ Vgl. Dok. KOM(2007) 528 endgültig, dort Art. 8 ff. (S. 32 ff.).

onen können aufgrund der diskontinuierlichen Stromerzeugung durch Windenergieanlagen insbesondere im Norden Deutschlands bei Starkwindverhältnissen vorkommen.

Im EEG 2004 wurden speziell für derartige Fallgestaltungen die Bestimmungen zum sog. Erzeugungsmanagement geschaffen (§ 4 Abs. 3 EEG). Danach gilt:

- Die Pflicht zum *Anschluss* von EE-Anlagen ist beschränkt auf Anlagen, die mit einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet sind (§ 4 Abs. 3 Satz 1 EEG).
- Die Pflicht aus § 4 Abs. 1 Satz 1 EEG zur vorrangigen *Abnahme* des Stroms besteht nur, soweit das Netz oder der Netzbereich „nicht durch Strom aus zeitlich vor diesen Anlagen angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas vollständig ausgelastet ist; die Verpflichtung zum unverzüglichen Ausbau nach Absatz 2 Satz 2 bleibt unberührt“ (§ 4 Abs. 3 Satz 2 EEG).
- Der Netzbetreiber ist auf Verlangen des Anlagenbetreibers verpflichtet, bei Nichtabnahme des Stroms das Vorliegen der Voraussetzungen nach Satz 2 innerhalb von vier Wochen schriftlich unter Vorlage nachprüfbarer Berechnungen nachzuweisen (§ 4 Abs. 3 Satz 3 EEG).

Hinsichtlich der Auslegung der Vorschriften fragt sich zum einen, ob der Netzbetreiber den Anschluss verweigern kann, wenn auf Grund des Neuanschlusses eine zeitweilige Netzüberlastung drohen würde. Diese Frage kann mittlerweile auch unter Bezugnahme auf Rechtsprechung²⁹ eindeutig verneint werden, weil sich aus dem Zusammenhang von § 4 Abs. 3 Satz 1 und 2 EEG ergibt, dass auf eine derartige Situation nicht mit der Verweigerung des Netzanschlusses, sondern mit einer Reduzierung der Leistungsabgabe durch die neu angeschlossene Erzeugungsanlage zu reagieren ist.³⁰ § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG statuiert eine Rangfolge des Einspeisungsanspruchs nach dem Zeitpunkt des Erst-Anschlusses der dem EEG unterfallenden Anlagen (Prioritätsprinzip), über deren Angemessenheit sich durchaus streiten lässt³¹, deren Klarheit jedoch nicht ernstlich in Frage zu stellen sein dürfte³². Unter Gesichtspunkten der Rechtssicherheit ist die Lösung im Sinne des Prioritätsprinzips jedenfalls nicht zu bemängeln. Außerdem reflektiert sie, dass ältere Anlagen nicht mit einer entsprechenden Steuerungseinrichtung ausgerüstet werden mussten und folgt damit dem im rechtlichen Raum verbreiteten Prinzip, den Bestandsanlagen einen möglichst weitreichenden Schutz zu gewähren.

²⁹ Vgl. LG Itzehoe, Urt. v. 23.12.2005, ZUR 2006. S. 270.

³⁰ In diesem Sinne auch Fischer/Henning: Stromabnahme, Netzlastmanagement und Netzausbau nach § 4 EEG, in: ZUR 2006, S. 225, 227 ff. (229); ferner de Wyl/Hartmann/Hilgenstock: Wettbewerb auf dem Erzeugermarkt? – Zur Netzeinbindung von Großkraftwerken (Teil 1), in: IR 2006, S. 199, 203; Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 4 Rdnr. 96 ff.; Salje, EEG, § 4 Rdnr. 100.

³¹ Kritisch Salje: EEG-Vorrangprinzip und Netzanpassungsmanagement, in: RdE 2005, S. 250 ff.

³² Ausdrücklich LG Itzehoe, Urt. v. 23.12.2005, ZUR 2006. S. 270, 271.

Die aus § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG resultierenden Vergütungseinbußen trägt der Betreiber der Anlage, deren Leistung reduziert wurde. Aus diesem Umstand kann ein Investitionshindernis erwachsen, jedenfalls wenn nicht sicher zu sein scheint, dass der betreffende Netzbetreiber seiner an sich bestehenden Pflicht zum Netzausbau nach § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG bzw. (allgemein) zur Sicherung ausreichender Kapazitäten (§ 12 Abs. 3 EnWG) nicht auf zufriedenstellende Weise nachkommt (siehe dazu nachfolgend unter 2.3.2).

2.1.2.2.2 Die energiewirtschaftlichen Regelungen zum Engpassmanagement

Die im Jahr 2004 aufgestellten Regelungen des § 4 Abs. 3 EEG treffen mittlerweile auf die nachfolgend im Jahr 2005 geschaffenen energiewirtschaftsrechtlichen Bestimmungen zum sog. Engpassmanagement, die in § 13 EnWG und (ergänzend) in § 15 StromNZV geregelt sind. Hieraus ergeben sich weitergehende Problemstellungen, die – soweit ersichtlich – noch keiner Klärung durch die Rechtsprechung zugeführt wurden.

§ 13 Abs. 1 und 2 EnWG haben – unter der Überschrift „**Systemverantwortung der Netzbetreiber**“ – folgenden Wortlaut:

„(1) Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind Betreiber von Übertragungsnetzen berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch

1. netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen, und
2. marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Regelernergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und Management von Engpässen sowie Mobilisierung zusätzlicher Reserven

zu beseitigen. Bei netzbezogenen Maßnahmen nach Satz 1 sind die Verpflichtungen nach § 4 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und nach § 4 Abs. 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes zu berücksichtigen. Bei Maßnahmen nach Satz 1 ist nach sachlich-energiewirtschaftlichen Grundsätzen im Sinne des § 1 Abs. 1 vorzugehen.

(2) Lässt sich eine Gefährdung oder Störung durch Maßnahmen nach Absatz 1 nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so sind Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Zusammenarbeit nach § 12 Abs. 1 berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen in ihren Regelzonen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen. Bei einer erforderlichen Anpassung von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen sind insbesondere die betroffenen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Stromhändler soweit möglich vorab zu informieren.

(...)“

Ergänzend bestimmt § 15 StromNZV unter der Überschrift „**Engpassmanagement**“:

„(1) Betreiber von Übertragungsnetzen haben im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren das Entstehen von Engpässen in ihren Netzen und an den Kuppelstellen zu benachbarten Netzen mit Hilfe von netzbezogenen und marktbezogenen Maßnahmen zu verhindern, die auch die Zusammenarbeit der Betreiber von Übertragungsnetzen einschließen kann.

(2) Lässt sich die Entstehung eines Engpasses mit Hilfe von Maßnahmen nach Absatz 1 nicht vermeiden, so sind Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei zu bewirtschaften.(...)“

Das Verhältnis von § 13 EnWG und § 15 StromNZV auf der einen und § 4 EEG auf der anderen Seite erschließt sich aus dem Text der Vorschriften nur unzureichend. Insbesondere ergibt sich aus dem auf § 4 Abs. 1 EEG verweisenden § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG keine Klarheit, da diese Vorschrift verschiedenen Interpretationen zugänglich ist.

Mit Blick auf die hier interessierende Frage, ob sich aus den Vorgaben des EnWG zum Engpassmanagement problematische Hürden für die Integration des EE-Stroms ergeben können, lassen sich zwei Kernfragen zum Verhältnis der Vorschriften zueinander identifizieren:

1. Gibt es auch bei drohenden oder bereits bestehenden Netzengpässen einen Vorrang des Netzzugangs für EEG-Anlagen? Wenn ja, auf welcher Stufe des Engpassmanagements ist er zu beachten?
2. Welche Bedeutung haben die Vorschriften des EEG zum Erzeugungsmanagement für das EnWG-Engpassmanagement?

Für beide Gesichtspunkte ist es erforderlich, zunächst den rechtlichen Aussagegehalt von § 13 Abs. 1 und 2 EnWG in Verbindung mit § 15 StromNZV festzustellen.

Von ihrem Anwendungsbereich her sind die beiden energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften darauf zugeschnitten zu regeln, wie sich Netzbetreiber im Falle von konkret drohenden oder bereits bestehenden Kapazitätsengpässen zu verhalten haben. Das Gesetz spricht insofern von „Gefährdung oder Störung“ (so § 13 Abs. 1 Satz 1 EnWG) und definiert in § 13 Abs. 3 EnWG ergänzend, dass „eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone“ vorliegt, wenn „örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann“. Damit erfasst die Vorschrift auch und insbesondere den Fall, dass die Netzkapazität nicht ausreicht, um sämtlichen zu transportierenden Strom aufzunehmen. Eine solche Situation kann (unter anderem) auftreten, wenn (allein) auf Grund der Menge des nach § 4 Abs. 1 Satz 1 EEG abzunehmenden EEG-Stroms eine zeitweilige Netzüberlastung drohen würde. Insofern decken sich also die Anwendungsbereiche von § 13 EnWG und § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG (anders als in dem ebenfalls denkbaren Fall, dass das Netz aus anderen Gründen ausgelastet ist und der Strom aus erneuerbaren Energien nur

eine Teilmenge des gesamten zu transportierenden Stroms ausmacht; dann findet nur § 13 EnWG Anwendung).

Damit ist allerdings noch nicht geklärt, an welcher Stelle des Engpassmanagements in welcher Weise auf EEG-Anlagen Rücksicht zu nehmen ist.

§ 13 EnWG baut ein gestuftes System für Maßnahmen des Netzbetreibers zur Verhinderung und Beseitigung von Netzengpässen auf³³. Auf der ersten Stufe greift § 13 Abs. 1 EnWG mit seiner Forderung nach (1.) netzbezogenen und „sodann“³⁴ (2.) marktbezogenen Maßnahmen des Netzbetreibers zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung. Erst wenn diese sich durch die Maßnahmen des Absatzes 1 nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen lassen, sind die Netzbetreiber nach Maßgabe des § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt (und verpflichtet), weitergehende Anpassungsmaßnahmen zu ergreifen und damit insbesondere auch Stromeinspeisungen von sich aus zu reduzieren oder deren Reduzierung verbindlich zu verlangen.

Unsicher ist dabei, ob auch schon § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und Nr. 2 EnWG zueinander in einem Stufenverhältnis stehen. In der Literatur wird das überwiegend³⁵, nicht aber einheitlich angenommen. Dafür spricht jedenfalls der Wortlaut der Gesetzesbegründung³⁶.

Eindeutig ist demgegenüber, dass die Netzbetreiber im Rahmen der Anwendung von § 13 Abs. 2 EnWG grundsätzlich auch EEG-Anlagen (ab-) regeln oder gegenüber den Betreibern die Abregelung verlangen können, sofern es im Einzelfall erforderlich ist. Fraglich ist, ob und inwieweit dies weitergehend auch schon im Vorfeld dessen für Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG gilt. Zweifellos verneint werden kann das für „marktbezogene Maßnahmen“ nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG, denn diese Maßnahmenvariante umfasst – wie der Wortlaut zu erkennen gibt – neben möglichen informellen Bemühungen des Netzbetreibers nur Handlungen, die diesem auf vertraglicher Basis gestattet sind und entsprechende Marktelemente enthalten (wie der Einsatz von Regelenergie oder vereinbarte Abschaltungen)³⁷.

³³ Vgl. Salje, EnWG (2006), § 13 Rdnr. 15 ff.; de Wyl/Hartmann/Hilgenstock, IR 2006, S. 199, 201 f.; Koenig/Kühling/Rasbach, Energierecht (2006), S. 44.

³⁴ So ausdrücklich die Gesetzesbegründung, BT-Drs. 15/3927, S. 57.

³⁵ In diesem Sinne Salje, EnWG (2006), § 13 Rdnr. 15 f.; de Wyl/Hartmann/Hilgenstock, IR 2006, S. 199, 201 f.; anders (insoweit undifferenziert) Koenig/Kühling/Rasbach, Energierecht (2006), S. 44.

³⁶ Dort (BT-Drs. 15/3927, S. 57) heißt es: „Sind Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört, so sind Betreiber von Übertragungsnetzen nach Absatz 1 in einer ersten Stufe berechtigt und verpflichtet, vorrangig netzbezogene Maßnahmen und sodann marktbezogene Maßnahmen, wie etwa den Einsatz von Regelenergie oder die Nutzung vertraglich vereinbarter Optionen zur Abschaltung von Lasten, zur Erhaltung der Versorgung einzusetzen. Bei den netzbezogenen Maßnahmen ist der Vorrang des EEG zu wahren.“

³⁷ Eingehend de Wyl/Hartmann/Hilgenstock, IR 2006, S. 199, 201 ff.; ferner Salje, EnWG (2006), § 13 Rdnr. 21 ff.

Fraglich ist, was für die erste Maßnahmenvariante des § 13 Abs. 1 EnWG gilt, die auf „netzbezogene Maßnahmen“ gerichtet ist. Auf den ersten Blick scheint § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG dafür zu sprechen, hierunter auch Maßnahmen zur (Ab-) Regelung von EEG-Anlagen in Betracht zu ziehen, da es dort speziell für die netzbezogenen Maßnahmen heißt, die Verpflichtungen nach § 4 Abs. 1 EEG seien „zu berücksichtigen“. Da die Pflicht, etwas zu „berücksichtigen“ in der Rechtssprache im Allgemeinen nicht mit einer verbindlichen Pflicht, etwas zu befolgen (beachten) gleichgesetzt, sondern lediglich als „in die Erwägungen einzubeziehen“ verstanden wird, ließe sich argumentieren, der Einspeisevorrang von EEG-Anlagen könne im Rahmen von netzbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EnWG jedenfalls unter Umständen überwunden werden – so dass es in letzter Konsequenz nicht ausgeschlossen wäre, dass die Netzbetreiber von EEG-Anlagenbetreibern schon im Zuge der netzbezogenen Maßnahmen und damit vorrangig gegenüber marktbezogenen Maßnahmen die Abregelung verlangen könnten.³⁸

Diese vom Wortlaut her denkbare Auslegung überzeugt jedoch nicht. Sie übersieht, dass unter „netzbezogenen Maßnahmen“ unter keinen Umständen die Reduzierung von Erzeugungsleistungen verstanden werden kann. Gemeint sind vielmehr rein *interne*³⁹ Maßnahmen der Netzbetreiber, die allein auf das Netz bzw. den Netzbetrieb gerichtet sind und denen keine Außenwirkung gegenüber Dritten zukommt (z.B. Netzschaltungen)⁴⁰. Diesem Verständnis steht der Wortlaut von § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG nicht entgegen, denn diese Regelung kann auch als (missglückter) Versuch einer Klarstellung verstanden werden, dass mit netzbezogenen Maßnahmen die Vorrangregelungen des EEG (und des KWKG) für die Stromabnahme nicht unterlaufen werden dürfen.

Subsumierte man unter „netzbezogene Maßnahmen“ demgegenüber auch Leistungsreduzierungen auf Seiten der Erzeuger, so ergäbe sich (auch im Hinblick auf herkömmliche Stromerzeugungsanlagen) keine klare Unterscheidungslinie mehr zu dem Maßnahmenspektrum des § 13 Abs. 2 EnWG – und in der Konsequenz könnten Leistungsreduzierungen gegenüber Erzeugern vorrangig gegenüber marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG verlangt werden (z.B. gegenüber durch vorherige Ausschreibung für derartige Fälle sichergestellte Lastzuschaltung). Ein solches Ergebnis wäre nicht nur systematisch nicht folgerichtig, sondern würde bei wertender Betrachtung auch den Zielen des § 13 EnWG nicht entsprechen, weil es den Netzbetreibern gestatten würde, von Dritten Einschränkungen zu verlangen, bevor sie selbst alle in ihrem eigenen Verantwortungsbereich liegenden Maßnahmen ausgeschöpft haben.

³⁸ In diesem Sinne Salje, EnWG (2006), § 4 Rdnr. 20, der aus § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG eine „Relativierung des Vorrangprinzips“ aus § 4 Abs. 3 EEG folgert, die u.a. Abschaltungen von EE-Erzeugungsanlagen zulasse (a.a.O., Rdnr. 20).

³⁹ So de Wyl/Hartmann/Hilgenstock, IR 2006, S. 199, 202; interessanterweise an anderer als der soeben genannten Stelle auch Salje, EnWG (2006), § 13 Rdnr. 15.

⁴⁰ In diesem Sinne de Wyl/Hartmann/Hilgenstock, IR 2006, S. 199, 202. Ähnlich spricht Salje (EnWG, 2006, § 4 Rdnr. 15) davon, dass die netzbezogenen Maßnahmen die Netzkunden „allenfalls mittelbar“ berührten.

Aus alledem folgt, dass der Abnahmevorrang für EEG-Strom uneingeschränkt besteht, solange und soweit es lediglich zur Anwendung von § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 oder 2 EnWG kommt. Das Erzeugungsmanagement nach § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG spielt auf diesen Stufen des Engpassmanagements keine Rolle, weil es den Netzbetreibern im Rahmen des *gesamten* § 13 Abs. 1 EnWG nicht gestattet ist, einseitig in die Stromerzeugung einzugreifen oder insoweit Reduzierungen zu verlangen.

In der Konsequenz fragt sich, an welcher Stelle des Engpassmanagements das Erzeugungsmanagement nach § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG dann zum Tragen kommen kann: im Rahmen der Anwendung des § 13 Abs. 2 EnWG oder zeitlich/ logisch vor dessen Anwendung? Überwiegendes spricht für die zweite Alternative. Wenn dem Erzeugungsmanagement des § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG ein eigenständiger Sinn zukommen soll, dann kann dieser nur darin liegen, weitergehende Eingriffe der Netzbetreiber in die Leistungserzeugung durch Dritte zu vermeiden, indem mit Leistungsreduktionen zuerst bei denjenigen Anlagen angesetzt wird, die die Engpasssituation hervorrufen (würden). Diese Zielsetzung liefe leer, wenn man das Erzeugungsmanagement lediglich als Teil des Engpassmanagements nach § 13 Abs. 2 EnWG betrachtete.

§ 4 Abs. 3 Satz 2 EEG kommt demnach einerseits erst *nach* Ausschöpfung von netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG, aber andererseits zeitlich/ logisch *vor* dem „harten“ Engpassmanagement nach § 13 Abs. 2 EnWG zur Anwendung. Im Rahmen des § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG haben die Netzbetreiber die Möglichkeit, EEG-Anlagen abzuregeln, die dem Regime des § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG unterfallen. Eingriffe in die Leistungserzeugung durch andere EEG-Anlagen sind demgegenüber erst auf der nachfolgenden Stufe des § 13 Abs. 2 EnWG zulässig.

Praktisch heißt das: Im Rahmen von § 13 Abs. 1 EnWG können die Netzbetreiber gegenüber EEG-Anlagen nur insoweit Maßnahmen treffen, als es sich dabei um marktbezogene Maßnahmen handelt. Netzbezogene Maßnahmen kommen insoweit nicht in Betracht. Reichen die Maßnahmen des § 13 Abs. 1 EnWG nicht aus, so sind die Netzbetreiber (in zweiter Linie) befugt, die Leistungsaufnahme aus EEG-Anlagen in der sich § 4 Abs. 3 Satz 2 EEG ergebenden Reihenfolge zu beeinflussen. Erst in dritter Linie (wenn auch dies nicht ausreichend ist) dürfen sie weitergehende Maßnahmen zur Leistungsreduzierung bei anderen Erzeugungsanlagen (einschließlich EEG-Anlagen, die dem Erzeugungsmanagement des EEG nicht unterfallen) ergreifen. Falls in zeitlicher Hinsicht kein abgestuftes Verfahren möglich ist, dürfen sie von vornherein weitreichende Maßnahmen im letztgenannten Sinne vornehmen.

Es kann allerdings vor allem in Anbetracht der hiervon abweichenden Auffassung *Saljes*⁴¹ nicht ohne weiteres davon ausgegangen werden, dass die Netzbetreiber die Vorgaben der Gesetze in diesem Sinne interpretieren und anwenden. Deshalb ist zu empfehlen, in den betreffenden Gesetzen klarstellende Regelungen zu verankern.

⁴¹ Vgl. Salje, EEG, 3. Aufl. 2004, § 4 Rdnr. 20.

2.1.2.2.3 Regelungen zum Engpassmanagement im europäischen Recht

Die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel⁴² verpflichtet die im Elektrizitätsmarkt tätigen Unternehmen dazu, bestimmte Bedingungen einzuhalten, um einen reibungslosen und diskriminierungsfreien grenzüberschreitenden Stromhandel sicherzustellen. Als EG-Verordnung gilt die Vorschrift unmittelbar gegenüber den Unternehmen und bedarf keiner regelungstechnischen Umsetzung durch die Mitgliedstaaten. Sie steht regelungstechnisch damit neben § 13 EnWG und § 15 StromNZV und wird durch diese nationalen Vorschriften nicht ersetzt.

Gegenstand der EG-Verordnung sind bestimmte Regelungen über den *grenzüberschreitenden* Stromhandel, namentlich über die Zuweisung von Kapazitäten auf den Verbindungsleitungen zwischen den Netzen der Mitgliedstaaten, über die Festlegung harmonisierter Regeln für die Entgelte bei grenzüberschreitender Übertragung und über einen finanziellen Ausgleichsmechanismus für die Kosten grenzüberschreitender Stromflüsse (vgl. Art. 1 EG-VO Nr. 1228/2003).

Die EG-Verordnung fordert von den Netzbetreibern im Speziellen auch, etwaigen *Engpässen* mit „nichtdiskriminierenden marktorientierten Lösungen“ zu begegnen, und zwar „vorzugsweise (...) mit Methoden, die keinen Unterschied zwischen den Verträgen einzelner Marktteilnehmer“ machen (vgl. Art 6 Abs. 1 der EG-VO Nr. 1228/2003). Unter einem „Engpass“ versteht die Verordnung „eine Situation, in der die Verbindungsleitung zwischen nationalen Übertragungsnetzen verschiedener Mitgliedstaaten wegen unzureichender Kapazität der Verbindungsleitung und/oder der betreffenden nationalen Übertragungsnetze nicht alle Stromflüsse im Rahmen des von den Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigen kann“ (Art. 2 Abs. 2 c) der EG-VO Nr. 1228/2003).

Im Verhältnis zu den Bestimmungen des EEG stellt sich hier die Frage, ob die Vorgabe zum Engpassmanagement so verstanden werden kann, dass sie den in § 4 Abs. 6 EEG festgelegten *Übertragungsvorrang* für EE-Strom einschränkt. Die EG-VO äußert sich nicht konkret dazu, ob und inwieweit im Rahmen des „Engpassmanagements“ Rücksicht auf nationale Bestimmungen zum Übertragungsvorrang von EE-Strom genommen werden darf. Daher erscheint es denkbar, die Vorschriften so auszulegen, dass auch nationalgesetzlich angeordnete Vorrangbestimmungen für die Übertragung von EE-Strom im Engpassfall zurückzutreten haben sollen.

Eine solche Interpretation erweist sich bei näherer Betrachtung indessen nicht als belastbar:

- Ihr ist *erstens* schon vom Wortlaut her entgegen zu halten, dass Art. 6 Abs. 1 der EG-VO im Falle von Engpässen nur die Unterscheidung zwischen „Verträgen“ mit verschiedenen Marktteilnehmern untersagt, während es hier um gesetzliche Vorrangbestimmungen geht.

⁴² ABI. EG Nr. L 176, S. 1.

- *Zweitens* ist zu beachten, dass die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie⁴³ den Mitgliedstaaten entsprechende Vorrangregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien ausdrücklich gestattet (Art. 11 Abs. 3 der RL 2003/54/EG). Dieser Vorrang würde stark eingeschränkt, wenn er sich im Engpassfall dem zwischenstaatlichen Handel unterzuordnen hätte. Es würde dem Sinn von Art. 11 Abs. 3 der Binnenmarktrichtlinie widersprechen, die EG-VO Nr. 1228/2003 derart einengend zu interpretieren. Von daher hätte es nach hiesiger Auffassung einer ausdrücklichen Bestimmung bedurft, um eine Rechtsfolge derartiger Tragweite auszusprechen. Es ist nicht ersichtlich, dass der Richtlinien- und Verordnungsgeber Entsprechendes beabsichtigt hätte.

Im Hinblick auf die Klärung des Verhältnisses beider Rechtsnormen zueinander darf nicht der Fehler begangen werden, die Verordnung quasi als vorrangig gegenüber der Richtlinie zu betrachten, weil sie – anders als die Richtlinie – keine nationalen Rechtsakte zur Umsetzung erfordert, sondern unmittelbar gilt. Verordnungen und Richtlinien des europäischen Gemeinschaftsrechts stehen zueinander nicht in einem hierarchischen Verhältnis.⁴⁴ Ihre jeweilige Bedeutung ergibt sich vielmehr aus ihrer unterschiedlichen Funktion im System des Gemeinschaftsrechts: Die Richtlinie richtet sich an die Mitgliedstaaten, die Verordnung unmittelbar an die Unionsbürger (vgl. schon den Wortlaut von Art. 249 Abs. 2 und 3 EGV).

Aus diesem Blickwinkel erschließt sich, warum die hier maßgebende Bestimmung der EG-VO Nr. 1228/2003 ausschließlich die vertragliche Ebene anspricht: Sie ist direkt an die Übertragungsnetzbetreiber adressiert und fordert von ihnen für die Ausgestaltung ihrer vertraglichen Beziehungen ein diskriminierungsfreies Vorgehen. Demgegenüber richtet sich die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie an die Mitgliedstaaten – und räumt ihnen die Möglichkeit ein, durch Rechtsvorschriften bestimmte nationale Vorrangregelungen auszusprechen. Von daher besteht kein Anlass, eine der beiden Rechtsnormen als die andere einschränkend zu interpretieren. Sie können bei funktions- und sinngerechter Auslegung beide als uneingeschränkt nebeneinander gültig betrachtet werden. Im Resultat spricht folglich ganz Überwiegendes dafür, in Ausfüllung des Art. 11 Abs. 3 der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie ergangene nationale Vorrangregelungen als von der EG-VO Nr. 1228/2003 schlicht *unberührt* zu erachten. Hätte der europäische Richtlinien- und Verordnungsgeber anderes gewollt, hätte er es in einer der beiden Vorschriften fixieren müssen.

Trotz dieses Ergebnisses der juristischen Auslegung muss im Rahmen der Anwendung der EG-VO Nr. 1228/2003 mit nicht unerheblichen praktischen Problemen und Konflikten gerechnet werden. Denn es erscheint keineswegs sicher, dass sich die in der EG-VO unmittelbar angesprochenen Netzbetreiber von sich aus ohne weiteres dieser Interpretation anschließen werden. Vielmehr besteht die Gefahr, dass sie im Falle von Engpässen unter Missachtung des § 4 Abs. 6 EEG tatsächlich auch die Betreiber von EE-Anlagen einem einheitlichen, rein „marktorientierten“ Engpassmanagement unterwerfen werden. In diesem Sinne sind negative Auswir-

⁴³ ABl. EG Nr. L 176, S. 37.

⁴⁴ Ausdrücklich Schroeder, in: Streinz: EUV/EGV, Art. 249 Rdnr. 21 m.w.N.

kungen auf das Ziel einer zuverlässigen Übertragung des EEG-Stroms zu befürchten, solange das Verhältnis der Bestimmungen aus der EG-VO Nr. 1228/2003 zum Übertragungsvorrang gemäß § 4 Abs. 6 EEG keiner ausdrücklichen Klärung zugeführt wird.

2.1.3 Netzkapazitäten (Ausbau und betriebliche Optimierung)

2.1.3.1 Energiewirtschaftliche Betrachtung

Vor der Liberalisierung des Stromsektors waren die Stromnetze Teil eines integrierten Energieversorgungsunternehmens und unterlagen insbesondere folgenden Optimierungskalkülen:

- Investitionen in Netze galten als sichere Geldanlagen, da die staatlich genehmigten Strompreise in aller Regel eine problemlose Refinanzierung der Investitionen inkl. einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung ermöglichten. Die Interessen der Netzingenieure nach einer möglichst sicheren Stromversorgung trafen sich mit den Interessen der Kaufleute nach rentierlichen Investitionen mit geringen Risiken. Eine Obergrenze für Netzinvestitionen war allenfalls durch eine Maximalhöhe der Strompreise gegeben, die im Vergleich zu anderen EVU politisch noch akzeptabel war.
- Politisch und von den Strompreisaufsichten gern gesehene niedrige Strompreise ließen sich bei einer guten Auslastung der Stromnetze leichter erreichen. Hohe Benutzungsstunden im Netz durch Förderung von Stromanwendungen in lastschwachen Zeiten und Spitzenlastabsenkungen in laststarken Zeiten waren daher eine Zielsetzung, die in Verbindung mit der Vertriebspartei des integrierten EVU angestrebt wurde.

Diese impliziten Optimierungskalküle der integrierten Netzbetreiber sind Geschichte, da die künftige Stromnetzentgeltregulierung deutlich transparentere und strengere Maßstäbe an das Investitionsverhalten der Netzbetreiber anlegt als die vormaligen Strompreisaufsichten und da die entflochtenen neutralen Netzbetreiber keinerlei Absatzinteressen mehr verfolgen (sollen).

Der Frage, nach welchen Kriterien die Netzbetreiber ihren Netzbetrieb und ihren Netzausbau im liberalisierten Stromsektor optimieren sollen, ist bislang relativ wenig Aufmerksamkeit geschenkt worden.

Wir gehen davon aus, dass ein optimaler Netzbetrieb versuchen wird, die durch das bestehende Netz vorgegebene maximale Netzhöchstlast durch ein aktives Netzlastmanagement nicht zu überschreiten. Ein solches Netzlastmanagement berücksichtigt systematisch alle zeitnah nutzbaren dezentralen Optionen auf der Angebots- und der Nachfrageseite wie z.B. vorhandene Blockheizkraftwerke, Abschaltlasten bei Verbrauchern oder Speichermöglichkeiten. Die Kalkulationsgrundlage zur Priorisierung der unterschiedlichen Optionen sind deren Levelized Life Cycle Costs (LLCC) bezogen auf die Vollkosten, jeweils unter Zugrundelegung risikoadäquater Zinssätze für die einzelnen Optionen.

Das gleiche Kalkül wird bei einem optimierten Netzausbau zugrunde gelegt, wobei nun auch alle potenziellen dezentralen Optionen sorgfältig geprüft und in das Kalkül einbezogen werden, die im Netzgebiet erschließbar sind. Nach §4 Abs. 2 EnWG muss der Netzbetreiber bei seiner Netzausbauplanung diese Optionen in seinem Netzgebiet berücksichtigen. Für den laufenden Netzbetrieb ist eine solche Portfolio-Erweiterung im Gesetz zwar nicht vorgesehen, wäre aber sicherlich sinnvoll. Konkret wäre dabei das Erzeugungsmanagement erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen auf eine Stufe zu stellen mit den Möglichkeiten der kurzfristigen Lastreduktion bei industriellen und gewerblichen Verbrauchern und der Kapazitätserweiterung des Netzes durch Maßnahmen wie z.B. Freileitungs-Monitoring oder Austausch peripherer Komponenten. Allerdings ist die konkrete Ausgestaltung eines solchen optimierten Netzlastmanagements bislang nicht definiert und in das Ermessen der Netzbetreiber gestellt; die im EnWG im §4 Abs. 2 verankerte Verordnungsermächtigung wurde bislang nicht umgesetzt.

Das so umrissene Kalkül eines optimierten Netzlastmanagements wird seit einiger Zeit einem so genannten „aktiven“ Netzbetreiber zugeschrieben, der sich vom bisherigen durch die beschriebene Erweiterung seines Handlungs-Portfolios sowie durch die Anwendung einer „einzelwirtschaftlichen“⁴⁵ Optimierung unterscheidet (Leprich u.a. 2005). Zudem wird er insbesondere nicht versuchen,

- die Benutzungsstunden des Netzes durch Auffüllstrategien vorhandener Schwachlasttäler zu maximieren;
- Netzinvestitionen allen anderen Möglichkeiten des Netzlastmanagements vorzuziehen;
- dezentrale Einspeiser zu behindern;
- Eigenerzeugungsansätze Dritter im Netzgebiet zu konterkarieren;
- Objektnetze Dritter im Netzgebiet zu verhindern.

Ein aktiver Netzbetreiber im obigen Sinne wird vielmehr alle dezentralen Erzeugungsanlagen in seinem Netzgebiet als willkommene Kunden ansehen, denen er einen hochwertigen Service anbietet und deren Anlagen er optimal in sein eigenes Netzlastmanagement integriert.

2.1.3.2 Rechtliche Integrationshemmnisse

Der Aufgabe, auf mittlere und längere Sicht ausreichend Kapazitäten im Stromnetz bereit zu stellen, um die sichere Übertragung der zu erwartenden Mengen an EE-Strom gewährleisten zu können, werden die einschlägigen Vorschriften weder des EEG noch des EnWG gerecht.

⁴⁵ Die „einzelwirtschaftliche“ unterscheidet sich von der betriebswirtschaftlichen Optimierung dahingehend, dass erstere von den konkreten Rahmenbedingungen abstrahiert und ausschließlich den LLCC-Vergleich zur Entscheidungsgrundlage macht.

2.1.3.2.1 Allgemeine energiewirtschaftliche Regelungen im EnWG zur Kapazitätssicherung

Hinsichtlich der Gewährleistung einer ausreichenden Übertragungskapazität existieren seitens des europäischen Gemeinschaftsrechts seit Kurzem gewisse – allerdings relativ allgemein gehaltene – Mindestvorgaben. Die **Richtlinie 2005/89/EG** vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen⁴⁶ verlangt von den Mitgliedstaaten unter anderem in ihrem Art. 6 („Netzinvestitionen“), einen gesetzlichen Rahmen zu schaffen, (a) „von dem sowohl für Übertragungsnetzbetreiber als auch für Verteilernetzbetreiber Investitionssignale ausgehen, die diese Betreiber dazu veranlassen, ihre Netze auszubauen, um die vorhersehbare Marktnachfrage zu decken“ und (b) „der die Instandhaltung und erforderlichenfalls die Erneuerung ihrer Netze erleichtert“. Die Richtlinie muss bis zum 24. Februar 2008 umgesetzt werden⁴⁷.

Das **EnWG** greift das Thema der Kapazitätssicherung zwar auf, bleibt dabei aber ebenfalls vergleichsweise allgemein. Die zentralen Vorschriften befinden sich in den an die Betreiber von Übertragungsnetzen gerichteten Bestimmungen des § 12 Abs. 3 und Abs. 3a EnWG. Diese beiden Bestimmungen gelten nach näherer Maßgabe von § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG grundsätzlich entsprechend auch für die Betreiber von Verteilernetzen.

Gemäß § 12 Abs. 3 EnWG haben die Betreiber von Übertragungsnetzen „dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen“. Die speziell Übertragungsnetze betreffende Regelung knüpft an die generelle Verpflichtung der Betreiber von Versorgungsnetzen aus § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG an, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“.

§ 12 Abs. 3 EnWG wird ergänzt durch Absatz 3a der Bestimmung, der von den Übertragungsnetzbetreibern verlangt, erstmals zum 1. Februar 2006 und dann alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und diesen der Regulierungsbehörde auf Verlangen vorzulegen. Die Berichtspflicht des § 12 Abs. 3a EnWG ist – anders als die Grundpflicht zur Kapazitätssicherung nach Absatz 3 der Vorschrift – bußgeldbewehrt (vgl. § 95 Abs. 1a EnWG). Die Regulierungsbehörde kann gemäß § 12 Abs. 3a Satz 4 EnWG allgemein bestimmte Anforderungen an die Inhalte der Berichte aufstellen. In ihrer bisherigen Praxis hat sie dies noch nicht getan. Über die Qualität der ersten vorliegenden Berichte lässt sich aus dem Blickwinkel der Autoren derzeit noch nichts sagen, da die Bundesnetzagentur keine öffentliche Stellungnahme dazu abgegeben

⁴⁶ ABl. EG 2006 Nr. L 33, S. 22.

⁴⁷ Vgl. Art. 8 Abs. 1 der RL 2005/89/EG.

hat. Ihre Funktionen, die Netzbetreiber zu einer vorsorgenden Kapazitätspolitik anzuhalten und zugleich die zuständigen Behörden in den Stand zu setzen, die Erfordernisse der Kapazitätssicherung umfassend beurteilen zu können⁴⁸, werden die Berichte allerdings nur erfüllen können, wenn sie ausreichend konkrete detaillierte Aussagen enthalten. Von daher spricht viel dafür, alsbald Anforderungen an den (Mindest-) Inhalt der Berichte aufzustellen.

Abgesehen von der relativ „weichen“ Anforderung zur Vorlage von Berichten gemäß Absatz 3a enthält § 12 EnWG keine spezifischen Werkzeuge zur Operationalisierung der Grundpflicht, ausreichende Kapazitäten vorzuhalten. Denkbar ist zwar, dass die zuständige Regulierungsbehörde insoweit von der Generalklausel des § 65 Abs. 2 EnWG⁴⁹ (oder insoweit auch von der Möglichkeit vorläufiger Anordnungen nach § 72 EnWG⁵⁰) Gebrauch macht. Nach dieser Vorschrift kann die Regulierungsbehörde, wenn ein Unternehmen seinen Verpflichtungen nach dem EnWG nicht nachkommt, „die Maßnahmen zur Einhaltung der Verpflichtung anordnen“. Damit steht der Regulierungsbehörde an sich ein Instrument zur Verfügung, um den betreffenden Netzbetreiber im Einzelfall anzuhalten, seinen Pflichten aus § 12 Abs. 3 EnWG nachzukommen. Jedoch: Allenfalls wenn klar erkennbar ist, dass eine bestimmte, an sich notwendige Maßnahme zur Vermeidung oder zur Behebung von Kapazitätsproblemen unterlassen wurde, wird eine derartige Anordnung sinnvoll möglich sein. Angesichts der technisch-wirtschaftlichen Komplexität der jeweiligen Sachverhalte wird § 65 Abs. 2 EnWG allenfalls in seltenen Einzelfällen zielführend eingesetzt werden können. *Salje* schließt insoweit aus der Betonung der unternehmerischen Eigenverantwortung der Netzbetreiber in der Gesetzesbegründung⁵¹ sogar auf einen derart weiten Beurteilungsspielraum der Netzbetreiber, dass die zuständige Behörde ihr Entschließungs- und Auswahlermessen „kaum“ an die Stelle desjenigen des Übertragungsnetzbetreibers werde setzen können⁵².

Auch aus der möglichen „Sanktion“ der Einzelanordnung gemäß § 65 Abs. 2 EnWG dürfte sich folglich für § 12 Abs. 3 EnWG jedenfalls *praktisch* keine nennenswerte Wirkungsverstärkung ergeben. Es bleibt bei einer allgemein gehaltenen Grundpflicht der Kapazitätsvorhaltung, deren Ausfüllung im Wesentlichen davon abhängig ist, ob und inwieweit der jeweilige Netzbetreiber aus eigenem wirtschaftlichen Kalkül die Bereitschaft entwickelt, Vorsorge zur Kapazitätssicherung zu treffen – nicht nur, aber auch mit dem Blick auf die Erfordernisse der Integration steigender Mengen an EE-Strom.

⁴⁸ Undeutlich zur Funktion der Berichte die Gesetzesbegründung in BT-Drs. 15/5268, S. 118.

⁴⁹ Vgl. Koenig/Kühling/Rasbach, Energierecht (2006), S. 204 ff.

⁵⁰ In diesem Sinne Säcker: Sicherheit im Netz? – Die Anschluss- und Ausbaupflichten der Netzbetreiber gem. §§ 11 ff. EnWG (Thesen, 2006), S. 4 f.
[www.ruhr-uni-bochum.de/ibe/veranstaltung/gliederungsaecker.pdf].

⁵¹ Vgl. BT-Drs. 15/3917, S. 56.

⁵² *Salje*, EnWG (2006), § 12 Rdnr. 11.

Im Übrigen fällt an § 12 Abs. 3 und Abs. 3a EnWG auf, dass die Vorschriften von ihrem Wortlaut her die Aufgabe der Sicherstellung ausreichender Übertragungskapazitäten zwar nicht ausdrücklich darauf beschränken, die Netze zu diesem Zweck *auszubauen*. Insbesondere die Regelung zur Berichtspflicht hebt diese *eine* Möglichkeit der Kapazitätssicherung von ihrem Duktus her jedoch hervor. Maßnahmen nicht baulicher Art - etwa solche der Optimierung der Betriebsweise oder auch des Lastmanagements - finden keine Erwähnung. Das schließt zwar nicht aus, dass die Netzbetreiber auch derartige Maßnahmen ergreifen, macht jedoch erkennbar, dass die Wichtigkeit solcherart Methoden zur Kapazitätssicherung in den gegenwärtigen gesetzlichen Vorschriften noch nicht voll erkannt ist. Spezifische Impulse oder Anreize in Richtung dieser volkswirtschaftlich (unter Umständen auch betriebswirtschaftlich) oft sinnvollerer Maßnahmen der Kapazitätssicherung fehlen erst recht.

Eine gewisse Wirkungsverstärkung der Pflicht zur Kapazitätsvorhaltung könnte allerdings unter Umständen durch den in § 32 Abs. 3 EnWG geregelten zivilrechtlichen Schadensersatzanspruch entstehen. Nach dieser Vorschrift ist, wer vorsätzlich oder fahrlässig einen Verstoß gegen § 32 Abs. 1 EnWG begeht, zum Ersatz des daraus entstandenen Schadens verpflichtet. Angesprochen sind damit Verstöße gegen die Vorschriften von Teil 3 Abschnitt 2 und 3 des EnWG (= §§ 17 bis 28a EnWG)⁵³. Dazu gehört auch die Bestimmung des § 20 Abs. 2 EnWG, nach der die Betreiber von Energieversorgungsnetzen den von § 20 Abs. 1 aufgestellten Anspruch auf Netzzugang (nur) verweigern dürfen, soweit sie nachweisen, dass „ihnen die Gewährung des Netzzugangs aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 nicht möglich oder nicht zumutbar ist“.

Auf dieser Grundlage lässt sich argumentieren, dass ein Netzbetreiber die Verweigerung des Netzzugangs nicht mit Kapazitätsengpässen wird begründen können, soweit ihm eine Erweiterung der Kapazität möglich und zumutbar war. Es spricht daher Einiges dafür, dass sich der Netzbetreiber in eine schadensersatzrechtlich riskante Situation begibt, wenn er auf erkennbar unzureichende Übertragungskapazitäten jedenfalls bei gewisser Dauerhaftigkeit nicht mit kapazitätssteigernden Maßnahmen reagiert. Als abgesichert kann dieses von Säcker⁵⁴ vorgetragene Verständnis allerdings nicht angesehen werden. Unklar ist insbesondere, ob im Rahmen des § 20 Abs. 2 EnWG hinsichtlich der Unmöglichkeit und der Unzumutbarkeit auf den Zeitpunkt der begehrten Einspeisung abzustellen ist oder ergänzend auch darauf, ob es dem Netzbetreiber hätte zugemutet werden können, die Entstehung der Engpasssituation zu vermeiden. Denn für den Zeitpunkt des Engpasses selbst wird jedenfalls häufig von einer Unmöglichkeit oder Unzumutbarkeit der Einspeisung ausgegangen werden können. Stellt man allein darauf ab, so liegt ein Verstoß nicht vor, auch wenn dahinter steht, dass der Netzbetreiber keine ausreichende Kapazitätsvorsorge betrieben hat. Jedenfalls auf Basis einer solchen –

⁵³ Vgl. allgemein Salje, EnWG (2006), § 32 Rdnr. 6 ff.

⁵⁴ Säcker: Sicherheit im Netz? – Die Anschluss- und Ausbaupflichten der Netzbetreiber gem. §§ 11 ff. EnWG (Thesen, 2006), S. 5 [www.ruhr-uni-bochum.de/ibe/veranstaltung/gliederungsaecker.pdf].

nach dem Wortlaut der Bestimmungen durchaus vertretbaren – Auslegung würde es an einem adäquaten zivilrechtlichen Druckmittel für den Fall der Nichteinhaltung von § 12 Abs. 3 EnWG im Gesetz fehlen.

Gehen von den bislang erörterten Bestimmungen demnach in der Gesamtschau nur eingeschränkte Impulse in Richtung einer ausreichenden Kapazitätsvorsorge der Netzbetreiber aus, so ist allerdings zu bedenken, dass sich aus den Bestimmungen einerseits der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und andererseits der Anreizregulierungsverordnung (AnreizRegV) ebenfalls wirtschaftliche Anreize zur Vornahme von Ausbauinvestitionen ergeben können. Denn je nachdem, wie hoch der den jeweiligen Berechnungen für die Netznutzungsentgelte zugrunde zu legende Satz für die Eigenkapitalverzinsung angesetzt wird, können sich Investitionen in den Ausbau der Netze mehr oder weniger lohnenswert darstellen. Der gegenwärtig geltende Eigenkapitalzinssatz gemäß § 7 Abs. 6 StromNEV in Höhe von 7,91 % bei Neuanlagen und 6,5 % bei Altanlagen (auf den auch in § 14 Abs. 2 der AnreizRegV Bezug genommen wird) scheint in der Praxis durchaus als relativ attraktive Grundlage für Ausbauinvestitionen angesehen zu werden.⁵⁵

Die regulativen Festlegungen zur Höhe der anrechenbaren Eigenkapitalverzinsung sind für die Bereitschaft zur Aufnahme von Netzinvestitionen von nicht zu unterschätzender Bedeutung. Das darf allerdings nicht im Sinne eines Plädoyers für möglichst hohe Anrechnungssätze missverstanden werden. Eine zu weit gehende Anrechnung würde die gesamtgesellschaftlichen Kosten erhöhen, zu unberechtigten Mitnahmeeffekten führen und den Anreiz zur betrieblichen Optimierung herabmindern.

Gegenwärtig wird man nach alledem insgesamt jedenfalls nicht von ungünstigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Netzausbauinvestitionen ausgehen können. Unterbelichtet erscheinen in den rechtlichen Bestimmungen demgegenüber die Anreize für Maßnahmen der betrieblichen Optimierung unterhalb des Netzausbaus. Außerdem ist nicht erkennbar, dass die rechtlichen Bestimmungen adäquate Mittel und Möglichkeiten zur *planmäßigen Steuerung* von kapazitativen Maßnahmen bereitstellten. Geeignete Instrumente, um von behördlicher Seite in Fällen unzureichender Kapazitätsplanungen eingreifen zu können, zeitliche Prioritäten zu setzen oder unwirtschaftliche Parallelinvestitionen vermeiden zu können, sind nicht vorhanden. Das wirft die Frage auf, ob es nicht sinnvoll wäre, etwa der Regulierungsbehörde insoweit weitergehende Einflussmöglichkeiten einzuräumen und/oder insgesamt auf eine übergeordnete Netzausbau- bzw. Bedarfsplanung zu orientieren.

⁵⁵ So die mdl. vorgetragene Einschätzung des Vertreters der BNetzA (Herrn Zerres) auf dem Workshop des SEEKer-Projekts vom 29.09.2007 in Berlin, der zur Erläuterung auf relativ zahlreiche aktuelle Netzausbauprojekte verwies. Die schwierigeren Hemmnisse sah er bei dem großen Zeitbedarf für die praktische Realisierung der Ausbauprojekte.

2.1.3.2.2 Bestimmungen des EEG zur Kapazitätssicherung

Das **EEG** scheint speziell für den EE-Strom auf den ersten Blick mit der Regelung seines § 4 Abs. 2 eine recht passable Lösung für die Sicherstellung ausreichender Übertragungskapazitäten bereit zu halten, die allerdings noch deutlicher allein auf den *Ausbau*, nicht auf anderweitige Maßnahmen der Kapazitätsbereitstellung zielt:

§ 4 Abs. 2 Satz 2 EEG stellt für den Betreiber des jeweiligen Anschlussnetzes grundsätzlich eine Netzausbaupflicht auf. Gemäß § 4 Abs. 2 Satz 1 EEG trifft die Anschlusspflicht für EE-Anlagen denjenigen Netzbetreiber, zu dessen „technisch für die Aufnahme geeignetem Netz die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage besteht, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist“. Satz 2 der Vorschrift legt fest, dass ein Netz auch „als technisch geeignet gilt“, wenn „die Abnahme des Stroms (...) erst durch einen wirtschaftlich zumutbaren Ausbau des Netzes möglich wird; in diesem Fall ist der Netzbetreiber auf Verlangen des Einspeisewilligen zum unverzüglichen Ausbau verpflichtet“.

Bei näherem Hinsehen ergeben sich jedoch mehrere Unzulänglichkeiten der Vorschrift:

- Die Verpflichtung bezieht sich nach ihrem eindeutigen Wortlaut nur auf den Ausbau des Netzes. Sie erstreckt sich also nicht auf Maßnahmen der Kapazitätssteigerung durch Optimierungsmaßnahmen betrieblicher Art (z.B. Temperaturmonitoring oder Laststeuerung), die einen Ausbau ggf. überflüssig machen könnten.
- Die Regelung richtet sich nur an den Betreiber des jeweiligen Anschlussnetzes, nicht an die Betreiber von anderen Netzen – insbesondere von vorgelagerten Übertragungsnetzen –, bei denen ebenfalls eine Kapazitätssteigerung erforderlich sein kann.
- Die Bestimmung klärt nicht ausdrücklich, was unter einem „wirtschaftlich zumutbaren“ Ausbau zu verstehen ist.⁵⁶ Insoweit bestehen verbreitet Rechtsunsicherheiten (siehe oben, 2.1.1.2), die in der Praxis dazu führen dürften, dass ein an sich notwendiger Ausbau häufig gleichwohl unterbleibt.
- Selbst wenn sich im Einzelfall ein hinreichend konkreter Anspruch aus § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG herleiten lassen sollte, bliebe bei größeren Übertragungsanlagen das Problem, dass sich der Planungsvorlauf, die Zulassungsverfahren und die Errichtungsphase für neue Netzanlagen typischerweise über sehr lange Zeiträume hinziehen. Das gilt insbesondere für Großprojekte des Baus neuer Übertragungsleitungen, wie sie sich etwa für den Anschluss der vorgesehenen Offshore-Windparks nicht vermeiden lassen. Der Ausbauanpruch aus § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG würde für derartige Ausbaumaßnahmen nur mit erheblicher Zeitverzögerung wirken können, da er gemäß § 4 Abs. 2 Satz 3 EEG erst von dem Zeitpunkt an besteht, in dem der Betreiber

⁵⁶ Insbesondere unter Würdigung der Gesetzesbegründung (vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 33 f.) spricht Überwiegendes dafür, insoweit eine gesamtwirtschaftliche Bewertung vorzunehmen (so auch Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 4 Rdnr. 58 ff., insb. Rdnr. 62 ff.). In den Einzelheiten bestehen aber große Unsicherheiten (vgl. einerseits Altrock/Oschmann/Theobald, a.a.O. – andererseits mit Kritik an der Gesetzesbegründung Salje, EEG, § 4 Rdnr. 44 ff.).

der anzuschließenden EE-Anlage eine Genehmigung, eine Teilgenehmigung oder einen Vorbescheid in der Hand hat.

Damit ergibt sich, dass § 4 Abs. 2 EEG keine umfassende Lösung für die anstehende Aufgabe der Netzintegration des EE-Stroms in kapazitativer Hinsicht bietet. Es fehlt auch hier an ausreichend wirksamen Anreizen zur Kapazitätsvorhaltung, sei es in Richtung des Netzausbaus als auch – und erst Recht – in Richtung von Maßnahmen der betrieblichen Optimierung. Möglichkeiten der behördlichen Steuerung (etwa durch bestimmte Kompetenzen für die Bundesnetzagentur im Hinblick auf die Festsetzung notwendiger Ausbauinvestitionen) sind insoweit bislang ebenfalls nicht vorgesehen. Mit dem zivilrechtlich konstruierten System des Abnahme- und Vergütungsanspruchs im EEG müssten entsprechende Bestimmungen jedoch keineswegs unvereinbar sein.

2.1.3.2.3 Bestimmungen des EnWG zur Anbindung der Offshore-Windparks

Für die Verwirklichung speziell der Ausbaustrategie der Bundesregierung für die Windenergienutzung auf See stellen sich gegenwärtig noch viele rechtliche und administrative Probleme.⁵⁷ Zu den wichtigsten Herausforderungen gehört die Sicherstellung der Anbindung an die Übertragungsnetze. In dieser Hinsicht enthält das EnWG auf Grund von Änderungen im Zuge des Infrastrukturplanungs-Beschleunigungsgesetzes⁵⁸ mit dem neuen § 17 Abs. 2a EnWG eine neue Bestimmung, die einen wichtigen Beitrag zur Problemlösung leisten kann.

Die Vorschrift hat folgenden Wortlaut:

„(2a) Betreiber von Übertragungsnetzen, in deren Regelzone die Netzanbindung von Offshore-Anlagen im Sinne des § 10 Abs. 3 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfolgen soll, haben die Leitungen von dem Umspannwerk der Offshore-Anlagen bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes zu errichten und zu betreiben; die Netzanbindungen müssen zu dem Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlagen errichtet sein. Eine Leitung nach Satz 1 gilt ab dem Zeitpunkt der Errichtung als Teil des Energieversorgungsnetzes. Betreiber von Übertragungsnetzen sind zum Ersatz der Aufwendungen verpflichtet, die die Betreiber von Offshore-Anlagen für die Planung und Genehmigung der Netzananschlussleitungen bis zum 17. Dezember 2006 getätigt haben, soweit diese Aufwendungen den Umständen nach für erforderlich anzusehen waren und den Anforderungen eines effizienten Netzbetriebs nach § 21 entsprechen. Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Kosten nach Satz 1 und 3 über eine finanzielle Verrechnung untereinander auszugleichen; § 9 Abs. 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes findet entsprechende Anwendung.“

⁵⁷ Vgl. Klinski/Buchholz u.a.: Umweltstrategie zur Windenergienutzung an Land und auf See (2007), S. 79 ff.

⁵⁸ Art. 7 des Gesetzes zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 9. November 2006, BGBl. I 2006 S. 2833. Zum Vorlauf des Gesetzgebungsverfahrens siehe BT-Drs. 16/54 und BT-Drs. 16/3158.

Die Vorschrift führt damit mehrere nach früherem Recht schwierige Problem- und Konfliktstellungen einer Lösung zu:⁵⁹

- Sie überträgt die Aufgaben der Errichtung und des Betriebs von Anschlussleitungen auf die küstenseitigen Übertragungsnetzbetreiber (Satz 1 und 2).
- Sie sichert einen bundesweiten Ausgleich unter den Übertragungsnetzbetreibern für die unterschiedlichen finanziellen Aufwendungen nach dem Modell des § 9 Abs. 3 KWKG (Satz 4).
- Und sie verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber zur Übernahme der bei den Anlagenbetreibern (als den bisherigen Projektierern der Leitungsanlagen) zuvor angefallenen Kostenbelastungen nach Maßgabe des § 21 EnWG (Satz 3).

Zu beachten ist dabei, dass die Regelung nach der ebenfalls neu eingefügten Übergangsbestimmung des § 118 Abs. 7 EnWG nur für Windenergieanlagen gilt, mit deren Errichtung bis zum 31. Dezember 2011 begonnen worden ist. Die Bestimmung entfaltet ihre Wirkung also nur für die sog. Pilotphasen, während eine längerfristige Gesamtlösung für die Schaffung und den Betrieb von vorgelagerten Netzen für die Ausbauphasen noch aussteht. Insofern wird – auch unter Auswertung der ersten Erfahrungen mit § 17 Abs. 2a EnWG – genauer darüber nachzudenken sein, ob für die Ausbauphasen an dieses Regelungsmodell angeknüpft werden oder stattdessen ein wettbewerbliches Modell mit Ausschreibung der Betreiberschaft bevorzugt werden sollte.⁶⁰

2.1.3.2.4 Bestimmungen über die Zulassung von und die Kostenlast für Leistungsanlagen

Für die Erhöhung der Netzkapazitäten wird auch bei unterstellter technischer Optimierung in nicht unwesentlichem Umfang eine bauliche Erweiterung des Netzes erforderlich sein. Der Ausbau des Netzes erfordert allerdings viel Zeit. Nach der Festlegung auf bestimmte Ausbauvorhaben bedarf es der planungsrechtlichen Absicherung (wegen der raumbedeutsamen Auswirkungen bei Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen oft eines Raumordnungsverfahrens, anschließend eines in der Regel mehrjährigen Planfeststellungsverfahrens, unter Umständen eines hierauf bezogenen Gerichtsverfahrens sowie einzelner Enteignungsverfahren), bevor die betreffende Trasse tatsächlich errichtet werden kann. Für planfeststellungsbedürftige Leitungsbauvorhaben sind daher Realisierungszeiträume in der Größenordnung von bis zu einem Jahrzehnt keine Seltenheit.

Aus diesem Grund und wegen der weitaus geringeren Belastung des Landschaftsbildes können Erdkabel eine interessante Alternative sein. Erdkabel sind jedenfalls in Spannungsbereich deutlich oberhalb von 110 kV jedoch in der Regel mit Mehr-

⁵⁹ Eingehend Wustlich: Das Recht der Windenergie im Wandel – Teil 2, in: ZUR 2007, S.122, 126 ff.; vgl. auch Klinski/Buchholz u.a.: Umweltstrategie zur Windenergienutzung an Land und auf See (2007), S. 114 f.

⁶⁰ Vgl. Klinski/Buchholz u.a.: Umweltstrategie zur Windenergienutzung an Land und auf See (2007), S. 114.

kosten verbunden⁶¹, so dass die Netzbetreiber typischerweise wenig Interesse an dieser Variante haben dürften.

Das für die Dauer des Verfahrens besonders bedeutsame Erfordernis der Planfeststellung trifft einerseits (und insbesondere) Hochspannungsfreileitungen ab 110 kV, andererseits auch Erdkabel zur Anbindung von Offshore-Windparks (vgl. speziell hierzu jetzt § 43 Abs. 3 EnWG). Für Freileitungen mit geringerer Netzspannung sowie für sonstige Erdkabel sieht die verfahrensrechtliche Ausgangssituation in zeitlicher Hinsicht zwar an sich wesentlich günstiger aus, weil diese keines aufwändigen Planfeststellungsverfahrens bedürfen. Das fehlende Erfordernis des Planfeststellungsverfahrens kann sich in manchen Fällen aber auch als problematisch erweisen, insbesondere wenn die Trasse unter Privatgrund geführt werden soll und die Grundstückseigentümer mit der Verlegung nicht einverstanden sind – denn ohne Planfeststellungsverfahren fehlt auch eine rechtssichere Grundlage für eine Enteignung.

Im Zuge der Neuregelungen des „Gesetzes zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben“⁶² wurden einige Verfahrensverbesserungsmaßnahmen im EnWG verankert, die die Realisierungszeiträume für Hochspannungsfreileitungen möglicherweise zumindest in Teilbereichen nicht unwesentlich verkürzen könnten. Andererseits ist es nicht gelungen, eine *allgemeine* Regelung zu schaffen, nach der (a) generell Erdkabel auf Antrag des Netzbetreibers auch planfestgestellt werden können und (b) die Mehrkosten für die Verlegung als unterirdische Kabel auf die Netznutzer umgelegt werden dürfen, wenn dadurch Wohngebiete oder die Umwelt/Natur entlastet werden. Eine entsprechende Mehrkostenregelung enthält das Gesetz lediglich für den Küstenbereich in einer Entfernung von bis zu 20 km landeinwärts, nicht jedoch für außerhalb dieses Bereichs gelegene Leitungsvorhaben (vgl. § 21a Abs. 4 Satz 3 i.V.m. § 43 Satz 3 EnWG in der durch das Gesetz geänderten Fassung).⁶³

Es stellt sich folglich die Frage, ob hieran anknüpfend ein entsprechender finanzieller Anreiztatbestand auch für andere Erdkabel geschaffen werden sollte.

2.1.4 Netznutzung

Das Verhältnis zwischen dezentraler Erzeugung und den Stromverteilnetzbetreibern ist von jeher gespannt, was vor allem an den Interessenunterschieden liegt, die

⁶¹ Eingehend Brakelmann: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Rheinberg 2004, S. 115 ff.; siehe dazu auch Klinski/Buchholz u.a.: Umweltstrategie zur Windenergienutzung an Land und auf See (2007), S. 122.

⁶² Vgl. §§ 43 bis 45a EnWG in der Fassung vom 9. Dezember 2006, BGBl. I 2006 S. 2833 (dort Art. 7).

⁶³ Wobei vom Wortlaut her nicht ganz eindeutig ist, ob die Regelung nur auf Anschlussleitungen für Offshore-Windparks Anwendung findet oder generell in dem Gebiet bis 20 km landeinwärts gilt.

durch die bestehenden Rahmenbedingungen bestimmt werden.⁶⁴ Die Anreizsituation der Netzbetreiber wird maßgeblich durch die Möglichkeiten bestimmt, die eigenen Netzkosten über Netznutzungsentgelte an die Netzkunden weiterzugeben. Während das Energiewirtschaftsgesetz in der von 1998 bis 2005 gültigen Fassung hierfür grundsätzlich keine regulierende Einflussnahme durch den Staat vorsah, ist die Festlegung der Netzentgelte neuerdings einer behördlichen Regulierung nach Kriterien der effizienten Leistungserbringung unterworfen, in deren Zentrum die sog. Anreizregulierung steht (vgl. §§ 21-21a EnWG).

Im Folgenden werden zunächst überblicksartig die rechtlichen Grundlagen der Anreizregulierung daraufhin betrachtet, welche Bedeutung ihnen für das Ziel einer stärkeren dezentralen Erzeugung von Strom (insbesondere) aus EE-Anlagen allgemein zukommt, bevor sodann näher auf bestimmte Aspekte des Verfahrens zur Ermittlung der einzelnen relevanten Parameter für die Anreizregulierung eingegangen wird.

2.1.4.1 Rechtliche Grundlagen der Anreizregulierung

§ 21a EnWG gestattet der Bundesregierung seit Ende 2005, durch Rechtsverordnung spezifische Anforderungen zur Bildung der Netzentgelte aufzustellen, um Anreize zu einer effizienten Leistungserbringung zu setzen (Anreizregulierung). Die konkreten Einzelheiten hierzu wurden in der am 6. November 2007 in Kraft getretenen Anreizregulierungsverordnung (ARegV)⁶⁵ niedergelegt.

Die Anreizregulierung als solche führt vom Ansatz her nicht zu einer Entspannung des strukturellen Interessenkonflikts zwischen (dezentralen) Energieerzeugern und Netzbetreibern, sondern trägt, sofern nicht spezifische Elemente zur Gegensteuerung geschaffen werden, zur Verschärfung dieses Spannungsverhältnisses bei, weil sie Druck in Richtung der Kostensenkung aufbaut, der sich auch auf die Vermeidung von Aufwendungen beziehen kann, die auf die dezentrale Erzeugung zurückzuführen sind. Daher ist besonderes Augenmerk darauf zu legen, die Anreizregulierung auf der konkreten Ebene so auszugestalten, dass die Interessenunterschiede möglichst weitgehend relativiert (oder gar aufgelöst) werden, damit die Anreizregulierung nicht in eine Fehlsteuerung zu Lasten dezentraler EE-Erzeugungsanlagen hineinführt.

Die zentrale Rechtsvorschrift im EnWG (dort § 21 a) delegiert die Entscheidungen über die konkrete Ausgestaltung der Anreizregulierung weitgehend auf die Verordnungsebene. Sie lautet:

⁶⁴ Diese Aussage beschreibt u. E. den Regelfall, wohl wissend, dass es unter Netzbetreibern wohlthuende Ausnahmen von dieser Regel gibt.

⁶⁵ Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29. Oktober 2007, BGBl. I S. 2529. Siehe dazu auch den Verordnungsentwurf der Bundesregierung in BR-Drs. 417/07 und den betreffenden Bundesratsbeschluss in BR-Drs. 417/07 (B).

„(4) Bei der Ermittlung von Obergrenzen sind die durch den jeweiligen Netzbetreiber beeinflussbaren Kostenanteile und die von ihm nicht beeinflussbaren Kostenanteile zu unterscheiden. Der nicht beeinflussbare Kostenanteil an dem Gesamtentgelt wird nach § 21 Abs. 2 ermittelt; hierzu zählen insbesondere Kostenanteile, die auf nicht zurechenbaren strukturellen Unterschieden der Versorgungsgebiete, auf gesetzlichen Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und Betriebssteuern beruhen. Soweit sich Vorgaben auf Gruppen von Netzbetreibern beziehen, gelten die Netzbetreiber als strukturell vergleichbar, die unter Berücksichtigung struktureller Unterschiede einer Gruppe zugeordnet worden sind. Der beeinflussbare Kostenanteil wird nach § 21 Abs. 2 bis 4 zu Beginn einer Regulierungsperiode ermittelt. Effizienzvorgaben sind nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen. (...)“

Der für die Feststellung der Kostenanteile mit entscheidende § 21 Abs. 2 EnWG hat folgenden Wortlaut:

„(2) Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet, soweit in einer Rechtsverordnung nach § 24 nicht eine Abweichung von der kostenorientierten Entgeltbildung bestimmt ist. Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.“

§ 21a Abs. 4 EnWG gibt also vor, bei der Festsetzung des entscheidenden Steuerungsmaßstabs der *Obergrenzen* zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteilen zu unterscheiden (vgl. § 21a Abs. 4 EnWG). Für die Zuordnung einzelner Kosten zu den beeinflussbaren oder den nicht beeinflussbaren Kostenanteilen steht der Bundesregierung im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung ein gewisser Gestaltungsspielraum zu (vgl. § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 6 EnWG), wobei sie insoweit die Grenzen aus § 21a Abs. 4 EnWG zu beachten hat. Entsprechendes gilt, wie sich aus § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 1 und 2 hinsichtlich der Festlegung der für die Gruppenbildung maßgebenden Strukturkriterien und strukturellen Umstände, zu denen auch die Besonderheiten einerseits eines hohen Anteils an Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder eines hohen Grades von dezentraler Erzeugung im betreffenden Netz gehören können.

Die Anreizregulierungsverordnung trägt dem – soweit in der Kürze der Bearbeitungszeit bei nur cursorischer Prüfung festgestellt werden kann – an sich grundsätzlich Rechnung, lässt jedoch offen, ob und inwieweit dem schon in den ersten beiden Regulierungsperioden eine praktische Bedeutung zukommt. In der maßgebenden Vorschrift sieht sie vor, dass zu den zentralen Beurteilungskriterien für die Bildung von Effizienzvorgaben als Vergleichsparameter unter anderem die „dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromversorgungsnetzen, insbesondere die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie“ gehören (so § 13 Abs. 3 Satz 3 Nr. 6 ARegV). Diese Einstufung erfährt jedoch eine wesentliche Relativierung durch zwei ergänzende Bestimmungen:

- § 13 Abs. 4 ARegV nimmt das zitierte Kriterium aus dem Kreis der für die beiden ersten Regulierungsperioden verbindlichen Vorgaben wieder heraus und stellt seine Anwendung stattdessen vorläufig ins Ermessen der Regulierungsbehörde.
- § 13 Abs. 3 Satz 3 Nr. 6 ARegV findet darüber hinaus keine Anwendung, wenn sich der Netzbetreiber für die Teilnahme am „vereinfachten Verfahren“ zur Bildung der Netzentgelte entscheidet. Hierfür können im Strombereich alle Netzbetreiber optieren, an deren Netzgebiet weniger als 30.000 Kunden unmittelbar oder mittelbare angeschlossen sind.

Aus der Sicht des Forschungsvorhabens stellen sich beide Ausnahmen als kritikwürdig dar, weil von ihnen Hemmnisse für die Entwicklung zukunftsfähiger Netzstrukturen ausgehen können.⁶⁶

Auf der Grundlage dieser rechtlichen Rahmenbedingungen erhält die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde weitreichende Gestaltungsspielräume für die Anreizregulierung. Wie gut es gelingt, den quasi naturgemäß im Effizienzwettbewerb liegenden strukturellen Anreizen gegen eine stärkere Dezentralisierung der Erzeugung mit Erfolg entgegen zu wirken, hängt im Ergebnis in erster Linie von der konkreten Ausgestaltung der Regulierungspraxis durch die Bundesnetzagentur ab, hinsichtlich der sich aus der Anreizregulierungsverordnung und dem EnWG nur zum Teil verbindliche Vorgaben entnehmen lassen.

Wesentlichen Einfluss auf die Integration von dezentralen EE-Stromerzeugungsanlagen haben im Übrigen unterhalb der Ebene materiellrechtlicher Kriterien auch die Berechnungsverfahren zur Ermittlung von Kosten und Erlösen.

2.1.4.2 Festlegung von Netznutzungsentgelten im Rahmen der Anreizregulierung

Die inhärenten Hemmnisse, die einer Harmonisierung der Interessen von dezentralen Anlagen- und Stromverteilnetzbetreibern im Verfahren der Anreizregulierung entgegen stehen, wurden an anderer Stelle bereits ausführlich analysiert (vgl. (internen) Zwischenbericht des Projektes EEG – gesamtwirtschaftliche Auswirkungen vom April 2007), so dass diese hier nur kurz skizziert werden sollen:

- Ausgehend von der These, dass ein Netzbetreiber, der einen höheren Anteil dezentraler Erzeugung in seinem Netz hat, zumindest kurz- und mittelfristig auch höhere Kosten zu tragen hat, stellt sich die Frage, wie diese Kosten berücksichtigt werden sollen. Zu ihnen gehören neben Vertrags- und sonstigen Transaktionskosten insbesondere auch mögliche Netzverstärkungskosten sowie häufig höhere Kosten für Ausgleichsenergie. Bislang gibt es für die Anerkennung dieser Kosten kein eindeutig festgelegtes Procedere.

⁶⁶ Eine besondere Begründung hierfür lässt sich aus der Entwurfsvorlage zur ARegV nicht herauslesen (vgl. BR-Drs. 417/07, S. 57).

In ihrem Bericht vom Juni 2006 hat die Bundesnetzagentur allerdings bestätigt, dass die Integration von (dezentralen) Erzeugungsanlagen eine kostensteigernde Wirkung auf die Netze hat. In Ziffer 1040 heißt es dort⁶⁷:

„Die Erkenntnis, dass in der Anschlussebene von Erzeugungsanlagen mit nennenswerten Mehrkosten zu rechnen ist, hat auch die für Mittelspannungsnetze durchgeführte Untersuchung bestätigt. Hier haben sich in dem betrachteten Mittelspannungsnetz Mehrkosten von rund 5% bei einer Gesamtkapazität der dezentralen Erzeugungsanlagen etwa in Höhe der Jahreshöchstlast dieses Netzes ergeben. Diese Mehrkosten fallen, wie zu erwarten ist und durch eine weiterführende Untersuchung bestätigt werden konnte, in der Praxis noch höher aus, da Erzeugungsanlagen im Gegensatz zu der obigen „Grüne-Wiese“-Betrachtung in der Regel in ein bereits bestehendes Netz zu integrieren sind.“

Folgerichtig wurden „Erzeugungsanlagen als Netzanschlüsse“ als Kostentreiber und damit als Strukturmerkmal beim Effizienzvergleich identifiziert⁶⁸. Offen ist bislang allerdings, wie sich seine Berücksichtigung **quantitativ** niederschlagen soll. Ein Hinweis, in welche Richtung gedacht wird, gibt die obige Ziffer, in dem von Mehrkosten von rund 5% bei einer Gesamtkapazität der dezentralen Erzeugungsanlagen etwa in Höhe der Höchstlast des Netzes gesprochen wird.

- Sowohl das vorgesehene Investitionsbudget nach § 23 Abs. 6 ARegVO als auch der Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegVO können ausschließlich den mit der Einbindung dezentraler Anlagen verbundenen Kapitalkosten Rechnung tragen, nicht jedoch den ebenfalls damit verbundenen laufenden Kosten (OPEX) wie z.B. Vertrags- und Transaktionskosten sowie die Kosten für die Netzanschluss- und Schutzprüfung.
- Der Effizienzvergleich im Rahmen der Anreizregulierung entwickelt einen starken Rationalisierungsdruck und gibt das Signal an die Netzbetreiber, möglichst alle „unnötigen“ Kosten zu vermeiden. Dazu könnte dann auch die Verhinderung des Anschlusses dezentraler Anlagen im eigenen Netzgebiet gehören, wenn der Netzbetreiber Möglichkeiten dazu besitzt.
- Je stärker das Netz ausgelastet ist, desto besser verteilen sich die Fixkosten auf die Netzentgelte und desto niedriger fallen diese aus. Wird nun durch Eigenerzeugung, evtl. in Verbindung mit eigenen Objekt-/Arealnetzen diese Auslastung verschlechtert, müssen die Netzentgelte zum Ausgleich erhöht werden, was u. U. schwierig ist, wenn der Effizienzvergleich diesen Spielraum nicht hergibt oder das politische Umfeld eine Erhöhung nicht zulässt. Dies könnte den Netzbetreiber darin bestärken, die Eigenerzeugung möglichst zu unterbinden.

⁶⁷ Bundesnetzagentur: Bericht zur Einführung der Anreizregulierung (2006), S. 221.

⁶⁸ Bundesnetzagentur: Bericht zur Einführung der Anreizregulierung (2006), Tabelle 16, S.134.

- Zur Unterstützung dezentraler Einspeisungen gehören angemessene Service- und Dienstleistungen mit dem Ziel, Informationsdefizite und Marktzutritts-hemmnisse abzubauen sowie Investitions- und Transaktionskosten für die Anlagenbetreiber zu senken. Wird diese besondere Servicequalität nicht honoriert, gibt es keinen Anreiz für die Netzbetreiber, sie zu erbringen. Eine explizite Qualitätsregulierung ist zumindest in der ersten Regulierungsperiode nicht vorgesehen.

Schließlich ist beim „vereinfachten Verfahren“ die Gefahr groß, dass sich die Interessengegensätze von Anlagen- und Netzbetreibern weiter vertiefen: bei Vorgabe eines einheitlichen Effizienzwertes sind die jährlichen Effizienzsteigerungen, die in Kostensenkungen übersetzt werden, festgelegt. Mithin haben die betroffenen Netzbetreiber einen hohen Anreiz, zusätzliche Kosten jedweder Art möglichst zu vermeiden. Dies könnte wiederum dazu führen, dass die Netzbetreiber sich gegenüber jedweden dezentralen Anlagen im Netzgebiet wenig kooperativ zeigen. Dies gilt umso mehr, als dass beim vereinfachten Verfahren grundsätzlich keine Qualitätsregulierung vorgesehen ist.

2.1.4.3 Fazit

Die elektrizitätswirtschaftliche Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen in das Stromsystem wird umso notwendiger, je höher ihre Anteile an der gesamten Stromerzeugung werden. Diese Integration hat ein kooperatives und berechenbares Verhältnis zwischen Anlagenbetreibern und Stromnetzbetreibern zur Voraussetzung, das die Interessen beider Seiten beachtet. Die wesentliche Einnahmequelle der Netzbetreiber sind die Netznutzungsentgelte, deren konkrete Festlegung künftig eine Vielzahl von Anreizen vermitteln wird. Für die künftig stärkere Integration der EEG-Anlagen in das Stromsystem ist daher die konkrete Ausgestaltung der Netzentgeltregulierung fundamental; sie ist das Bindeglied zwischen einer diesbezüglichen Weiterentwicklung des EEG und einer Harmonisierung mit den allgemeineren Regelungen des EnWG. Insgesamt muss die stärkere Integration der EEG-Anlagen freilich einhergehen mit starken wettbewerblichen Fortschritten im bundesdeutschen Stromsektor insbesondere in den Bereichen Stromerzeugung/ Stromhandel, Regelenergie und Stromvertrieb.

2.2 Marktintegration

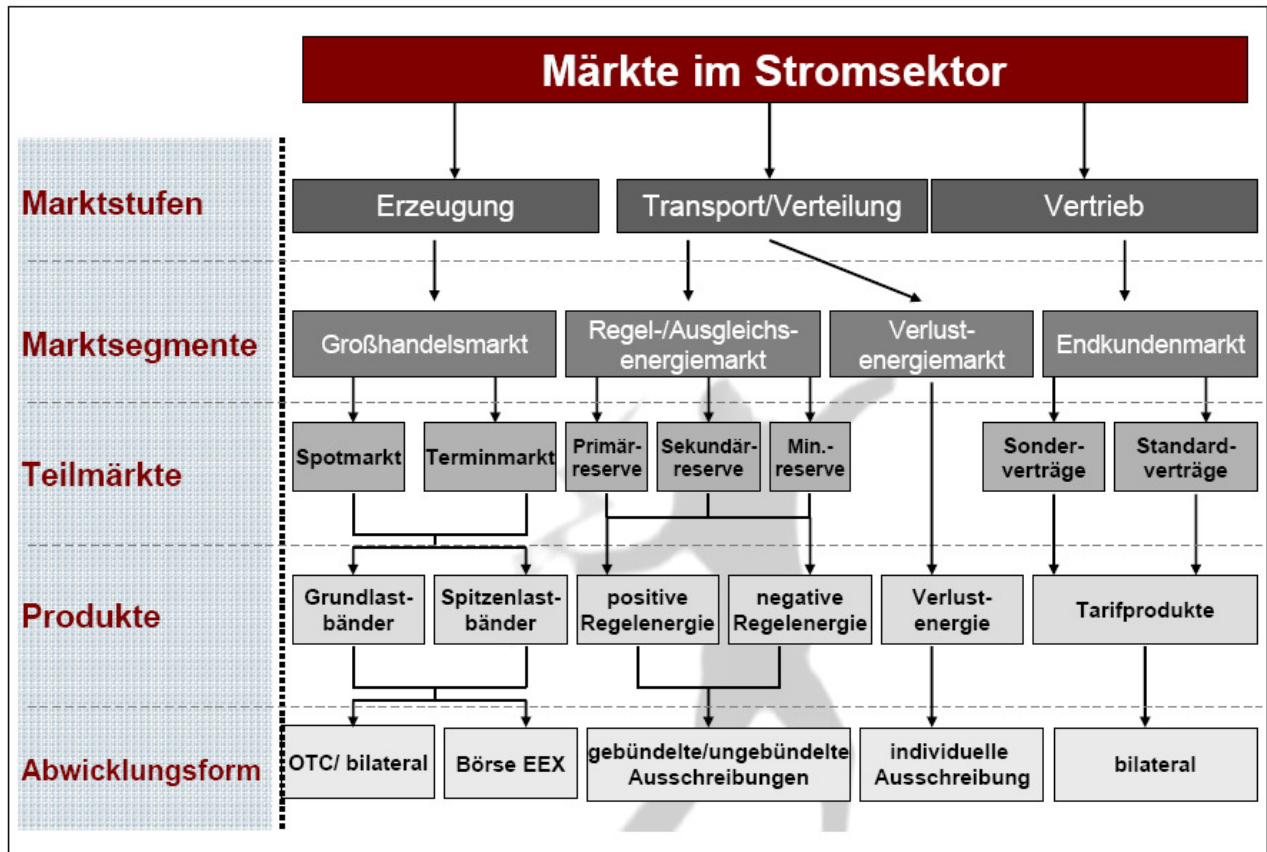
Ausgangspunkt für dieses Kapitel ist die Fragestellung, inwieweit und wo ein EEG-Anlagenbetreiber auf Hemmnisse trifft, wenn er sich entscheiden sollte, seine Anlage auf den unterschiedlichen Teilmärkten optimal zu vermarkten. Um diese Analyse von der anderen Gutachten zum EEG zu trennen, wird unterstellt, dass das EEG hierbei als Förderinstrument nicht mehr zur Verfügung steht. Die Fragestellung einer temporären Direktvermarktung von EEG-Strom bleibt demnach ausgeklammert.

2.2.1 Energiewirtschaftliche Betrachtung

Wenn man einmal davon ausgeht, dass in der Perspektive auch die Betreiber erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen ihren Strom selbst vermarkten müssen bzw. vermarkten lassen und dadurch gezwungen werden, in Kategorien vermarktbarer Produkte zu denken, ist es notwendig, sich die unterschiedlichen Teilmärkte des Stromsektors einmal näher anzuschauen und ihre Marktzutrittsbedingungen zu analysieren.

Die Marktstruktur im Stromsektor lässt sich aus dem folgenden Schaubild ableiten:

Abbildung 2-2 Die Marktstruktur im Stromsektor



Der Großhandelsmarkt lässt sich unterscheiden in die Teilmärkte:

- Spotmarkt und
- Terminmarkt.

Die Abwicklung der Handelsgeschäfte auf diesen Teilmärkten erfolgt über:

- die Strombörse EEX in Leipzig,
- den sogen. OTC (Over-The-Counter)-Handel
- bilaterale Liefergeschäfte

Am Spotmarkt werden folgende Standardprodukte gehandelt:

- Grund- oder Spitzenlastbänder als Strommengen für den nächsten Tag (als Stunden oder Zeitblockkontrakte), sog. day-ahead-Handel. Die Preisbildung erfolgt durch eine EDV-technisch durchgeführte geschlossene Auktion, sog. Fixing aller Angebote und Nachfragen (§ 32 Börsenordnung der EEX). Der Schnittpunkt aller Angebots- und Nachfragekurven bildet den Market Clearing Price, zu dem alle Marktteilnehmer bedient werden (sofern er über bzw. unterhalb ihrer Mindest- bzw. Höchstpreise liegt).

- Strommengen für den gleichen Tag (als Stunden oder Zeitblockkontrakte), sog. Intraday-Handel.

Am Terminmarkt werden gehandelt:

- physische Strom-Futures für Grund- und Spitzenlast
- finanzielle Strom-Futures für Grund- und Spitzenlast
- Optionen auf Strom-Futures

Der OTC-Handel ist durch den Handel mit standardisierten Produkten gekennzeichnet, als Dienstleister übernimmt die EEX das Clearing für die Marktteilnehmer.

Das Handelsvolumen am Spotmarkt betrug 2006 rund 220 TWh, am Terminmarkt knapp 400 TWh. Außerbörsliche OTC-Kontrakte erreichten ein Handelsvolumen von mehr als 600 TWh.

Wir konzentrieren uns im Folgenden auf die Marktsegmente/Teilmärkte

- Großhandelsmarkt / Strombörse und OTC
- Regelenergiemarkt
- Verlustenergiemarkt

Die Märkte für Kraftwerks- und Netzkapazitätsreserve klammern wir hier für das Segment der erneuerbaren Stromerzeugung aus.

Exkurs: Eigenvermarktung von EEG-Anlagen

Neben der eigentlichen Marktintegration in die unterschiedlichen Teilmärkte existiert eine weitere Option für Anlagenbetreiber, ihre Anlage betriebswirtschaftlich optimal einzusetzen und somit ein Anreiz zur Errichtung derartiger Anlagen. Diese Option betrifft die Schaffung von Objektnetzen zur Eigenversorgung im Sinne des § 110 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 3 EnWG bzw. von Arealnetzen.

Hintergrund ist die Möglichkeit, die Erzeugungskapazität größerer EE-Anlagen für den Eigenverbrauch eines bestimmten Kreises von Letztverbrauchern zu verwenden. Dies könnten Mehrfamilienhäuser oder ganze Straßenzüge sein.

In diesem Fall wird auf die Abnahme- und Vergütungsverpflichtung des Netzbetreibers nach § 4 Abs. 6 / § 5 Abs. 1 EEG verzichtet. Der eigen erzeugte Strom wird vielmehr direkt durch die an das Objektnetz angeschlossenen Letztverbraucher verbraucht. Nur der danach verbleibende Überschussstrom wird ins vorgelagerte Netz eingespeist bzw. als Zusatzstrom im Falle nicht ausreichender eigener Erzeugung entnommen.

In diesem Modell existiert lediglich ein Summenzähler zum allgemeinen Versorgungsnetz. Die Einspeisung des EE-Stroms erfolgt erst hinter diesem Zähler. Die Nutzer sind durch netzinterne Zähler für Zwecke der internen Abrechnung angeschlossen. Damit weist das Objekt-/Arealnetz lediglich einen Zählpunkt für alle angeschlossenen Letztverbraucher auf, nicht jeder Letztverbraucher verfügt über einen eigenen Zählpunkt. Die Abrechnung folgt

hinsichtlich der Bilanzierung und Entgeltpflichtigkeit somit dem tatsächlichen Verbrauchsverhalten.

In Zeiten steigender Strompreise ist diese Option in einigen Fällen bereits heute günstiger als die Einspeisung und Vergütung des erzeugten EE-Stroms nach EEG bei gleichzeitiger Abnahme des selbst benötigten Stroms zu Marktpreisen.

Wie unter Punkt 3.2 der Problemanalyse dargelegt, bedeutet der Abnahmevorrang nach § 4 Abs. 1 EEG u. A. auch keine Verpflichtung des Anlagenbetreibers, seinen erzeugten Strom ausschließlich als EEG-Strom in das vorgelagerte Netz einzuspeisen.

Weitere Bedenken wie die Reduzierung von gezahlten Grundpreisen durch Wegfall von Zählpunkten, Beeinflussung der Netzleistung bei Ausfall der Eigenerzeugung und damit verbundene Erfordernisse von Lastgangmessungen, fehlende Standardlastprofile für die Belieferung des Objekt-/Arealnetzes, Schaffen von Insellösungen, Genehmigungspflicht des Netzbetriebs, freie Auswahlmöglichkeit des Stromlieferanten oder die Frage nach der Letztverbrauchereigenschaft der angeschlossenen Stromabnehmer führen weder zu rechtlichen noch praktischen Hindernissen. Dies zeigt die Entscheidung der 6. Beschlusskammer der Bundesnetzagentur vom 19.3.2007, AZ BK 6-06-071, wo für den Fall einer KWK-Anlage eine derartige Konstellation für zulässig erklärt wird.

Da in der Regel jedoch keine Vollversorgung durch EEG-Anlagen möglich ist, wird die Eigenvermarktung wohl auch in Zukunft keine große Rolle spielen.

2.2.2 Zulässigkeit der Teilnahme am Strommarkt für EEG-Anlagen

Die Möglichkeiten zur Veräußerung von Strom aus EEG-Anlagen außerhalb des EEG-Vergütungssystems sind gegenwärtig weder im EEG noch in anderen Rechtsvorschriften ausdrücklich und vollständig geregelt. Von daher stehen EEG-Anlagenbetreiber, die ihren Strom zeitweise außerhalb der EEG-Vergütung vermarkten wollen, nicht unerheblichen rechtlichen Unsicherheiten gegenüber, die ohne abschließende gesetzliche Regelung oder (positive) obergerichtliche Entscheidung nicht befriedigend beseitigt werden können. Das gilt für die Teilnahme an der Strombörse generell ebenso wie für die speziellen Märkte für Regel- und Verlustenergie.

Das EEG spricht diese Frage in seinen Bestimmungen zum Doppelvermarktungsverbot nicht direkt an. § 18 Abs. 1 EEG bestimmt lediglich, dass EEG-Strom nicht „mehrfach verkauft oder anderweitig überlassen werden“ darf (wobei das „anderweitig überlassen“ sinngemäß als „mehrfach anderweitig überlassen“ zu verstehen ist). Von daher kann kein ernsthafter Zweifel daran bestehen, dass es mit dem Doppelvermarktungsverbot des § 18 Abs. 1 EEG zu vereinbaren ist, Strom aus EEG-Erzeugungsanlagen wechselnd zeitweise über das System des EEG und zeitweise auf andere Weise abzusetzen⁶⁹.

⁶⁹ So auch Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 18 Rdnr. 8; ähnlich Salje, EEG, § 18 Rdnr. 18.

Ist aus § 18 Abs. 1 EEG folglich zu schließen, dass die Veräußerung von Strom aus EEG-Anlagen *keinen* Verstoß gegen das *Doppelvermarktungsverbot* darstellt, wenn dieser Strom aus dem Vergütungsanspruch herausgelöst wird, so folgt daraus allerdings noch nicht zwingend, dass die Herauslösung *in jeder Hinsicht* mit den Bestimmungen des EEG im Einklang steht. Es lässt sich immerhin die Auffassung vertreten, dass der auf der Einspeisestufe abnehmende Netzbetreiber durch das gesetzliche Schuldverhältnis aus § 4 Abs. 1 EEG einen Anspruch auf Lieferung des (gesamten) Stroms aus EEG-Anlagen gewonnen hat, so dass der Anlagenbetreiber daran gehindert ist, seinen Strom anderweitig zu veräußern.

Für dieses Verständnis könnte namentlich § 4 Abs. 1 Satz 3 EEG angeführt werden, der bestimmt, dass Anlagenbetreiber und Netzbetreiber unbeschadet des § 12 Abs. 1 EEG vertraglich vereinbaren können, vom Abnahmevorrang abzuweichen, wenn dies der besseren Integration in das Netz dient. Im Rückschluss daraus könnte gefolgert werden, dass es den Beteiligten außerhalb dieses spezifischen Zweckes *nicht* gestattet sei, vom Abnahmevorrang (und damit gemäß § 5 Abs. 1 EEG auch von der Pflicht zur Vergütung) abzuweichen.

Eine derartige Auslegung würde nach hiesiger Auffassung allerdings den Wortlaut der Vorschriften überspannen, weil sie darüber hinwegginge, dass den gesetzlichen Regelungen generell die Vorstellung eines zivilrechtstypischen Zusammenspiels von Angebot und (dann verpflichtender) Abnahme zugrunde liegt, so dass die Abnahmepflicht nur wirksam werden kann, soweit der Anlagenbetreiber den Strom innerhalb des EEG-Gefüges *anbietet*.⁷⁰ Wäre das anders, so müssten die Abnahme- und Vergütungsregelungen des EEG generell dahin verstanden werden, dass die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien verpflichtet wären, ihren Strom den Netzbetreibern nach Maßgabe des EEG anzubieten (und folglich daran gehindert wären, ihren EE-Strom als sog. Ökostrom selbst zu vermarkten). Entsprechendes kann aber weder aus dem Wortlaut noch aus dem Sinn und Zweck des Gesetzes abgeleitet werden.

Ungeachtet dessen bleibt festzuhalten, dass die Vorschriften des EEG Entsprechendes jedenfalls ausdrücklich nicht aussagen, so dass die Interpretationsfrage letztlich den Gerichten überlassen bleibt, sofern es nicht zu einer ausdrücklichen gesetzlichen Klärung kommt.⁷¹ Das Verhalten einiger Netzbetreiber zeigt, dass das Fehlen ausdrücklicher Bestimmungen im EEG zu nicht unerheblichen Rechtsunsicherheiten führen kann.

⁷⁰ Überzeugend in diesem Sinne Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, § 4 Rdnr. 34 m.w.N.; undeutlich (da nur bezogen auf die Möglichkeit der EEG-Anlagenbetreiber, Strom zum Eigenverbrauch zurückzuhalten) Salje, EEG, § 4 Rdnr. 92.

⁷¹ Die Bundesnetzagentur vertritt in ihrem Eckpunktepapier für die Direktvermarktung von EEG-Strom (BK6-07-003) allerdings den Standpunkt, dass eine Ausgliederung von EEG-Anlagen aus dem EEG-Vergütungsmechanismus für einen Zeitraum von unter einem Monat als nicht zulässig bzw. als nicht kompatibel mit dem energiewirtschaftlichen Gesamtsystem angesehen werden sollte.

2.2.3 Spezifika im Großhandelsmarkt

2.2.3.1 Marktzugangsregelungen zu den Teilmärkten des deutschen Strom-großhandelsmarktes und damit verbundene Marktzutrittschancen

Um am Strom-Großhandel teilnehmen zu können, ist ein Zugang zu den Handelsplätzen Börse und OTC-Handel erforderlich. Ein derartiger Zugang von EE zu den genannten Märkten hat in praxi bereits stattgefunden.

Da in den Jahren 2005 und 2006 die Spotmarktpreise an der EEX in einer nicht unwesentlichen Anzahl von Stunden höher lagen als die Vergütungssätze des EEG, wurde der EEG-Strom dort bereits direkt – unter Verzicht auf die Vergütung – während dieser Zeitfenster vermarktet.

Die Vermarktung erfolgte erwartungsgemäß von denjenigen Unternehmen, die einen eigenen Trading-Floor besitzen bzw. Zugang dazu hatten und bei denen keine zusätzlichen Kosten für den EEX-Zugang anfielen (inoffiziell spricht man von ca. 50 Unternehmen). Dies erfolgte nahezu unbemerkt von der Öffentlichkeit und es sind dazu auch keine Unterlagen öffentlich zugänglich (lediglich die MVV Energie AG hat sich bisher öffentlich hierzu bekannt).

Fest steht, dass die Vermarktung vorzugsweise im day-ahead-Segment des Spotmarktes erfolgte, wobei für Windstromvermarktung auch der Intraday-Handel attraktiv sein könnte.

Für Laufwasser, Biomasse-/Biogasverstromung und Geothermie erscheint auch eine Vermarktung auf dem Futuremarkt möglich.

Um als Unternehmen eine direkte Vermarktung an der Börse durchführen zu können, ist eine Zulassung als Börsenteilnehmer oder als Broker/market maker (Terminmarkt) erforderlich. Im Wesentlichen sind die folgenden Zulassungsvoraussetzungen zu erfüllen:

- Zuverlässigkeit der Geschäftsführer, -inhaber (polizeiliches Führungszeugnis, Ausweis, Lebenslauf, persönliche Erklärung)
- Nachweis der für den Börsenhandel notwendigen beruflichen Qualifikation
- Nachweis eines haftenden Eigenkapitals in Höhe von T€ 50
- Erfüllen der technischen Anforderungen zum Anschluss an das EDV-System der EEX
- Teilnahme am Clearing-System der EEX
- Sicherstellung der Erfüllung der Stromlieferverpflichtungen durch Vorlage einer Abwicklungsvereinbarung mit den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen und Bestätigung eines Übertragungsnetzbetreibers über die Existenz eines gültigen Bilanzkreisvertrages
- Erbringung einer Sicherheitsleistung

Mit Erfüllung der genannten Voraussetzungen kann auch die Zulassung zum OTC-Handel beantragt werden.

Aus den genannten Zulassungsvoraussetzungen ergeben sich zunächst keine offensichtlichen Marktzutritts hemmnisse für Anbieter von EE-Strom.

Integrationshemmnisse können sich jedoch durch folgende Notwendigkeiten ergeben:

- Jeder EEX-Teilnehmer muss sowohl bei der Clearingbank (Clearing-Mitglied) als auch bei jedem einzelnen Übertragungsnetzbetreiber Sicherheiten hinterlegen, die gerade für kleine Marktteilnehmer prohibitiv wirken können.
- bei der geforderten Abwicklungsvereinbarung und Bestätigung der Netzbetreiber ist der Anlagenbetreiber auf diesbezüglichen good-will der Netzbetreiber angewiesen.

Als weiteres Integrationshemmnis sind die entstehenden Transaktionskosten sowie die insbesondere für kleinere Anlagenbetreiber hohen einmaligen und jährlichen Anbindungs- und Teilnahmeentgelte zu werten (z.B. je T€ 12,5 jährliches Teilnahmeentgelt für Spot- und Terminmarkthandel).

Basierend auf den von uns durchgeführten Expertengespräche schätzen wir aufgrund der erforderlichen Prozesse bei der Durchführung des Handels und der hiermit zusammenhängenden Anforderungen (Energiekreisbilanzierung etc.) ein eigenes Auftreten von EE-Anlagenbetreibern als Händler zur Vermarktung des eigen erzeugten Stroms erst ab dreistelligen installierten MW-Leistungen als betriebswirtschaftlich sinnvoll ein.

Jedoch besteht die Möglichkeit der Inanspruchnahme von Dienstleistern für die Vermarktung kleinerer EE-Mengen, was in der Praxis bereits weitgehend problemlos funktioniert.

Als mögliche faktische Markthemmnisse bei der Direktvermarktung von EE-Strom ergeben sich in der Praxis:

- die Notwendigkeit des rechtlich konformen Managements der gleichzeitigen Vermarktung von Energie als gefördertem EEG-Strom und frei vermarktetem Strom. Diese Anforderung ist durch Doppelzähler- und/oder Bilanzkreismodelle lösbar, demnach liegt hierin u. E. kein Hinderungsgrund.
- die Weigerung der Netzbetreiber, an dem Vermarktungsprozess der EE-Mengen teilzunehmen. Hier erfolgt der Hinweis seitens der Netzbetreiber auf die rechtliche Unsicherheit bzgl. des Doppelvermarktungsverbots (der Netzbetreiber lässt den Anschluss nur als reine EEG-Anlage, die dem EEG-Vergütungs- und Wälzungsmechanismus unterworfen wird, zu). Dies stellt in praxi ein faktisches Marktzutritts hemmnis dar. Obwohl es für diese Weigerung unseres Erachtens keine rechtliche Grundlage gibt, verhindert sie eine breitere Vermarktung.

Nur von untergeordneter Bedeutung für unsere Untersuchung ist in diesem Zusammenhang, ob der deutsche Stromgroßhandel einen funktionierenden Markt darstellt oder nicht.

Hinweise auf ein Marktversagen bzw. die Ausübung von Marktmacht können die Kartellrechtsnovelle, Aktivitäten der Kartellbehörden bzw. der EU-Kommission sowie die Forderungen nach erhöhter Transparenz nichtbörslicher Informationen (z.B. aus den Bereichen Erzeugung, Übertragung, Netzlast, Großverbraucher) geben.

Jedoch stellen Marktmacht und Intransparenz des Marktgeschehens grundsätzlich Markteintrittshemmnisse für neue Anbieter und damit auch für EE-Stromanbieter dar. Dies betrifft weniger die evtl. überhöhten Strompreise, von denen aus betriebswirtschaftlicher Sicht auch EE-Anlagenbetreiber profitieren würden, sondern das durch die vertikale Integration der großen Stromerzeuger und Stromverkäufer gegebene Marktabschottungsinteresse.

2.2.3.2 Integrationshemmnisse im Börsenrecht

Die Rechtsgrundlagen für den Börsenhandel von Strom ergeben sich aus den Vorschriften des erst kürzlich novellierten Börsengesetzes (BörsG)⁷². Das Börsengesetz gilt für sämtliche Arten von Börsenhandel in Deutschland (vgl. § 2 BörsG) und statuiert für diese grundsätzlich einheitliche Regeln hinsichtlich des Betreibens von Börsen, der Zulassung zum Börsenhandel und deren Überwachung. Für den Börsenhandel von Strom enthält es keine besonderen Regelungen. Von daher sind keine spezifischen Integrationshemmnisse für die Teilnahme von EE-Stromerzeugern am Stromhandel auf Grund der börsenrechtlichen Bestimmungen ersichtlich.

Die grundlegenden Regeln für die Erhebung von Sicherheitsleistungen für die Teilnahme am Börsenhandel ergeben sich aus § 20 BörsG. Gemäß § 20 Abs. 1 BörsG kann die vom Betreiber der Börse auf Grund der von ihm erlassenen Börsenordnung bestimmen, dass die zur Teilnahme am Börsenhandel zugelassenen Unternehmen und die Skontroführer ausreichende Sicherheit zu leisten haben, um die Verpflichtungen aus Geschäften, die an der Börse sowie in einem an der Börse zugelassenen elektronischen Handelssystem abgeschlossen werden, jederzeit erfüllen zu können (so Satz 1 der Vorschrift). Die Höhe der Sicherheitsleistung muss in angemessenem Verhältnis zu den mit den abgeschlossenen Geschäften verbundenen Risiken stehen (so Satz 2 der Bestimmung).

Die Forderung von Sicherheitsleistungen stellt demnach ein grundsätzlich übliches Element zur Aufrechterhaltung eines funktionsfähigen Börsenhandels dar. Inwieweit bestimmte Forderungen von Sicherheitsleistungen prohibitive Wirkungen entfalten, weil sie ihrer Art oder Höhe nach unangemessen und damit nach § 20 Abs. 1 Satz

⁷² Börsengesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 16. Juli 2007 (BGBl. I S. 1330). Die Vorläuferfassung datierte vom 09. September 1998 (BGBl. I S. 2682). Sie enthielt für den hier interessierenden Zusammenhang keine wesentlich anderen Regelungen.

2 BörsG unzulässig sind, kann nur auf Grundlage eines relativ umfassenden Vergleichs mit anderen Börsen oder Börsenhandelsbereichen beurteilt werden.

2.2.4 Spezifika im Regelenergiemarkt

Bei der Beschaffung von Regelenergie durch die Betreiber von Übertragungsnetzen ist nach §22 Abs. 2 EnWG ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren anzuwenden, bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Regelenergie für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, von den Betreibern von Übertragungsnetzen zu vereinheitlichen sind.

§ 6 Stromnetzentgeltverordnung konkretisiert:

„(1) Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, die jeweilige Regelenergieart im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform zu beschaffen.

(3) Die Primärregelung ist als zusätzliche Einspeisung oder Reduzierung des Bezugs oder Reduzierung der Einspeisung (positive oder negative Primärregelung) auszuschreiben. Die Sekundärregelung, Minutenreserve sowie weitere Regelenergieprodukte sind getrennt nach positivem und negativem Regelenergiebedarf auszuschreiben.

(4) Betreiber von Übertragungsnetzen sind berechtigt, Mindestangebote festzulegen. Die Anbieter sind berechtigt, zeitlich und mengenmäßig Teilleistungen anzubieten. Dabei dürfen die Teilleistungen nicht das jeweilige Mindestangebot unterschreiten. Die Bildung einer Anbietergemeinschaft ist auch zur Erreichung der Mindestangebote zulässig.“

Die drei Arten von Regelenergie unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Aktivierungsgeschwindigkeit:

Die **Primärregelung** setzt automatisch bereits einige Sekunden nach einem Leistungsungleichgewicht ein und wird gemeinsam innerhalb des europaweiten UCTE-Netzes erbracht.

Die **Sekundärregelung** löst die Primärregelung nach wenigen Minuten ab und wird von jedem ÜNB eigenverantwortlich zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten innerhalb der eigenen Regelzone eingesetzt.

Bei länger andauernden Ungleichgewichten kann der ÜNB zusätzlich die **Minutenreserve** aktivieren, die innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung stehen muss.

Der Regelenergiemarkt ist mit einem jährlichen Gesamtumsatz von knapp 1 Mrd. Euro ein äußerst lukrativer Markt; allein auf die Sekundärregelung entfallen dabei mehr als 500 Mio. Euro und auf die Minutenreserve rund 300 Mio. Euro.

Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen können grundsätzlich Regelenergie bereitstellen. Insbesondere die nicht-stochastischen EE-Anlagen sind in der Lage, positive wie auch negative Regelenergie physikalisch zur Verfügung zu stellen:

Positive Regelenenergie: Wird in Kraftwerken durch Leistungserhöhung bereitgestellt. Dabei werden meistens vorhandene Leistungsreserven ausgenutzt. Bei modularisiert aufgebauten Biogasanlagen könnten aber auch zusätzliche Motoren als Leistungsreserve eingesetzt werden. Außerdem werden Nachfragepotenziale genutzt.

Negative Regelenenergie: Kann in Kraftwerken durch Leistungsminderung oder Abschaltung erreicht werden. Zuschaltung von Verbrauchern (Last) ist ebenfalls möglich.

Die Regelfähigkeit der Anlagen entsprechend bestimmter Anforderungen (zur sogenannten Präqualifikation) bestimmt die Fähigkeit zur Teilnahme. Auch stochastische EE-Anlagen sind in bestimmtem Umfang für eine Teilnahme geeignet.⁷³

In ihren Beschlüssen zur Festlegung der Ausschreibungsmodalitäten für die Minutenreserve vom 29.08.2006 und für die Sekundärregelung vom 31.08.2007 hat die 6. Beschlusskammer der Bundesnetzagentur die Bedingungen für die jeweiligen Ausschreibungen der ÜNB auf einer gemeinsamen Internetplattform vorgegeben. Diese Modalitäten ermöglichen prinzipiell auch das Poolen erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen und damit auch die Einhaltung der vorgegebenen Mindestangebotsgrößen. Damit erscheint der Weg frei für die Vermarktung positiver (und im Ausnahmefall auch negativer) Regelenenergie.

Die bisherige Erfahrung bei der Ausschreibung von Minutenreserve deutet jedoch darauf hin, dass die regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber ihre Freiräume nutzen, um erneuerbare Stromerzeugungsanlagen bzw. generell gepoolte Angebote möglichst von diesem Markt fernzuhalten. Ein wesentliches Hemmnis hierbei ist das Fehlen einheitlicher technischer Spezifikationsstandards seitens der ÜNB bei den Präqualifikationsanforderungen und daraus resultierend große Unterschiede zwischen den einzelnen ÜNB, was einen erheblichen Transaktionsaufwand verursacht und potenzielle Anbieter abschreckt. Wie sich dies im Bereich der Sekundärregelung entwickeln wird, bleibt zunächst abzuwarten. Insgesamt ist der gesamte Regelenenergiemarkt noch vom kraftwerksorientierten Denken der ÜNB geprägt, was wesentlich mit der wichtigen Rolle der Großkraftwerksschwernern im Gesamtkonzern der ÜNB zusammen hängt. Dadurch werden aber eine wesentlich flexiblere bedarfsorientierte Herangehensweise und insgesamt ein diskriminierungsfreier Regelenenergiemarktzugang verhindert. Dies ist aber insbesondere für den weiteren Ausbau der Windenergie von außerordentlicher Wichtigkeit, da bereits die Dena-Studie davon ausging, dass rund 20% der installierten Windenergieleistung an zusätzlicher positiver Regel-/reserveleistung vorgehalten und knapp 10% dieser Leistung zusätzlich „day ahead“ kontrahiert werden muss (Dena 2006, S.264). Ein funktionsfähiger wettbewerbblicher Regelenenergiemarkt, der alle vorhandenen Optionen nutzt, liegt demnach im fundamentalen Interesse einer erneuerbaren Expansions- und Integrationsstrategie.

⁷³ Bei rein ökologischer Betrachtung macht die Bereitstellung negativer Regelenenergie durch erneuerbare Energien jedoch wenig Sinn, solange es noch abschaltbare fossile oder nukleare Anlagen gibt.

2.2.5 Spezifika im Verlustenergiemarkt

Als Verlustenergie gilt entsprechend der Legaldefinition des § 2 Nr.12 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie. Hierunter fallen die Energiemengen, die bei Umwandlung und Transport in den Übertragungs- und Verteilernetzen für die Nutzung verloren gehen und daher von den Netzbetreibern beschafft werden müssen.

Nach §22 Abs. 1 EnWG haben Netzbetreiber diese Verlustenergie nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene oder assoziierte Unternehmen nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen. Die Beschaffung und damit das Beschaffungsverfahren haben sich an dem Ziel einer möglichst preisgünstigen Energieversorgung auszurichten, beispielsweise durch Nutzung untertäglicher Beschaffung.

§ 10 Stromnetzzugangsverordnung konkretisiert diese Vorschrift wie folgt:

„(1) Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Dabei sind Ausschreibungsverfahren durchzuführen, soweit nicht wesentliche Gründe entgegenstehen. Ein wesentlicher Grund kann insbesondere dann vorliegen, wenn die Kosten der Ausschreibungsverfahren in einem unangemessenen Verhältnis zu deren Nutzen stehen. Von der Verpflichtung nach Satz 2 sind Netzbetreiber ausgenommen, an deren Verteilernetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

(2) Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, einen Bilanzkreis zu führen, der ausschließlich den Ausgleich von Verlustenergie umfasst. Von der Verpflichtung nach Satz 1 sind Netzbetreiber ausgenommen, an deren Verteilernetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.“

Die Bundesnetzagentur hat in einem Positionspapier vom September 2007 moniert, dass diese Vorgaben noch nicht vollständig umgesetzt sind und schlägt daher ein konkretes Ausschreibungsverfahren vor, das den gesetzlichen Anforderungen genügt und kostengünstig implementiert werden kann⁷⁴.

Kernpunkte des vorgeschlagenen Verfahrens sind die Ausschreibung einer Langfrist- und einer Kurzfristkomponente nach der sog. Second Price Sealed Bid-Auktion (Zweitpreis- oder Vickrey-Auktion). Die Besonderheit dieses Auktionsverfahrens liegt darin, dass der Gewinner der Ausschreibung den Zuschlag nicht zu den von ihm gebotenen Preisen, sondern zu den vom Zweitplatzierten gebotenen Preisen bekommt. Die Ausschreibung erfolgt direkt durch den Netzbetreiber via Internet.

Dabei umfasst die Langfristkomponente die für einen längeren Zeitraum - in der Regel ein Jahr - prognostizierte Verlustenergiemenge. Für diese Menge werden Fixpreisgebote je MWh angefordert, wobei die Ausschreibung Mengen bis maximal 80.000 MWh umfassen soll. Bei größeren Mengen ist die Gesamtmenge auf gleich große, kleinere Lose aufzuteilen, die 50.000 MWh nicht überschreiten dürfen.

⁷⁴ Bundesnetzagentur: Positionspapier zur Ausschreibung von Verlustenergie (2007), S. 6 f.

Zur Berücksichtigung kurzfristiger Prognoseänderungen wird gleichzeitig eine Kurzfristkomponente ausgeschrieben, die Abweichungen zu der langfristig prognostizierten Verlustenergiemenge auffangen soll. Dabei werden dem Ausschreibungsgewinner auf Grundlage kurzfristiger Belastungsverlaufskurven ermittelte Differenzen zu der Langfristkomponente „day-ahead“ mitgeteilt, woraufhin dieser die erforderlichen Mengen durch Zu- bzw. Verkäufe für den Netzbetreiber besorgt. Die Differenzen zu den tatsächlich benötigten Verlustenergiemengen werden durch Ausgleichsenergie ausgeglichen.

Die Langfrist- und die Kurzfristkomponente sollen unabhängig voneinander gleichzeitig für einen Zeitraum zwischen einem und maximal zwölf Monaten ausgeschrieben werden; sie können an unterschiedliche Bieter vergeben werden.

Ausgeschrieben werden Energiemengen je Viertelstunde.

Die Kosten der Kurzfristkomponente beinhalten die Abrechnung der zur Verfügung gestellten Mengen zu Marktpreisen (EEX-Spotmarktpreis) sowie die im Rahmen des Gebotes für den Ausschreibungszeitraum angebotene Bearbeitungspauschale.

Die Gesamtkosten für die Verlustenergie ergeben sich dann aus den Kosten für die beiden Komponenten und den Kosten für die Ausgleichsenergie.

Das beschriebene Auktionsverfahren erscheint grundsätzlich geeignet und sachgerecht, um die Wettbewerbsintensität am Markt für Verlustenergie zu erhöhen.⁷⁵ Sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch der potentiellen Ausschreibungsteilnehmer handelt es sich um ein transparentes und einfach zugängliches Handelsmittel.

Mit Hinblick auf eine verstärkte Teilnahme von Erneuerbaren Energien an diesen Ausschreibungen würden sich jedoch bei unverändertem Vorschlag folgende Integrationshemmnisse ergeben:

- Fehlen einer ausdrücklichen Klarstellung im EEG über die Zulässigkeit der zeitweisen Vermarktung von EE-Strom als Verlustenergie (Wahlrecht der freien Vermarktung von EE-Strom bei Verzicht auf die Vergütungen nach dem EEG, siehe dazu bereits Abschnitt 3.2). Lösungsansätze in diesem Bereich bieten Doppelzähler- oder Bilanzkreismodelle.
- Schaffen kleinerer Losgrößen der Ausschreibung, die auch kleineren Anlagenbetreibern eine Teilnahme ermöglichen. Rechnet man die vorgeschlagenen Losgrößen von 50.000 MWh in Leistung um, wären nur Anlagen mit einer Leistung ab 5,7 MW (theoretischer Wert bei 100%-iger Ausschöpfung der Kapazität, die in praxi nicht erreicht werden kann) zur Lieferung derartiger Losgrößen in der Lage.

⁷⁵ Eine aus den Entgeltgenehmigungsverfahren abgeleitete ex post - Analyse der Beschaffungskosten von Verlustenergie zeigt jedoch aktuell, dass diejenigen Netzbetreiber, die ihre Verlustenergie bereits heute über transparente Beschaffungsverfahren/ Ausschreibungen besorgen, sogar höhere Beschaffungskosten aufweisen als die von assoziierten Stromhandelsunternehmen belieferten Netzbetreiber. Hintergrund dieses unerwarteten Ergebnisses könnten Beschaffungs-/ Portfoliostrategien des Vertriebs sein.

- Aufweichung der Lieferpflicht: die geforderte Sicherstellung der jederzeitigen Belieferung stellt insbesondere die stochastischen EE vor praktische Probleme. Im Falle der Nichtlieferung sieht das Positionspapier derzeit einen Erstattungsanspruch des Netzbetreibers gegenüber dem Lieferanten in Höhe der zu diesem Zeitpunkt aktuellen Preise für Spotmarkt- bzw. Ausgleichsmengen vor. Alternativ könnten diese Mehrkosten als Netzkosten bei der Netzentgeltkalkulation des Netzbetreibers anerkannt werden. Zur Vermeidung von Missbräuchen seitens der Anlagenbetreiber müssten diese im Falle der Nichterfüllung von Lieferverpflichtungen die Gründe hierfür der Aufsichtsbehörde anzeigen. Eine Anzeige der Nichtlieferung könnte durch den Netzbetreiber erfolgen. So würde vermieden, dass die Anlagenbetreiber im Falle höherer Marktpreise anstelle der Einhaltung ihrer Lieferpflicht die freie Vermarktung ihrer Energiemengen betreiben.

Volkswirtschaftlich sind die evtl. Mehrkosten für Netznutzer aus den erhöhten Netzentgelten, die aus der Nichterfüllung der Lieferpflicht von Anlagenbetreibern von EE resultieren mit den durch die Teilnahme der EE am Markt der Verlustenergie möglichen Preissenkungen und den damit verbundenen Minderkosten zu vergleichen.

Der Umfang der Verlustenergie in Deutschland beträgt zur Zeit rund 25 TWh bei einem Gesamtumsatz von rund 400 Mio. Euro, und es sollte sicher gestellt werden, dass Betreiber von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen prinzipiell ungehinderter Zugang zu diesem Markt bekommen.

Ein weiterer positiver Aspekt der Einführung eines verbindlichen Beschaffungsverfahrens im Rahmen der Beschaffung von Verlustenergie liegt darin, dass die hieraus erzielten Ergebnisse bei der Netzentgeltkalkulation zwingend Berücksichtigung finden würden und somit hieraus keine Kalkulationsunsicherheiten auf Seiten der Netzbetreiber entstünden.

In der derzeitigen Genehmigungspraxis der Bundesnetzagentur werden unter Bezugnahme auf die Vorgabe des § 21 Abs. 2 und 4 EnWG zu einem effizienten Netzbetrieb die tatsächlichen Beschaffungskosten für Verlustenergie mit den durchschnittlichen Beschaffungskosten und Verlustmengen anderer Netzbetreiber verglichen. Im Falle des Übersteigens der durchschnittlichen Verlustmengen und / oder der durchschnittlichen Bezugspreise werden die übersteigenden Bestandteile entgegen des Wortlauts des § 10 Abs. 1 Satz 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) nicht anerkannt.

3 Lösungsansätze

Der vorangehende Teil hatte eine umfassende ökonomische und rechtliche Analyse von Integrationsproblemen erneuerbarer Energien in das bestehende Stromsystem zum Inhalt. Dabei wurde zwischen Problemen der Netz- und denen der Marktintegration unterschieden.

Auf Basis der Ergebnisse werden nun in einem parallel aufgebauten Kapitel gezielt Lösungsansätze entwickelt und in ihren rechtlichen Kontext gestellt. Der parallele Aufbau ermöglicht einen schnellen Vergleich der beiden Kapitel. Im Unterschied zur vorstehenden Problemanalyse wird in den Lösungsansätzen der Gesetzentwurf zum EEG vom 05.12.2007 berücksichtigt. Der vom Bundestag am 06.06.08 verabschiedete Gesetzestext konnte allerdings nicht mehr vollständig eingearbeitet werden.

Die vorgestellten Lösungsansätze zielen aber nicht nur auf Veränderungen im Entwurf der EEG-Novelle, sondern auf die Gesamtheit der rechtlichen Rahmenbedingungen, insbesondere auf das Energiewirtschaftsgesetz mit seinen Verordnungen und die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Sie sind im Kern rechtlicher Natur, aber stets unterlegt durch ökonomische Analysen und Fundierungen.

Aus den Novellierungen des EEG sowie des KWKG ergeben sich auch neue Diskussionspunkte, die in der Problemanalyse selbst noch nicht besprochen werden konnten. Sie sind eine unvermeidliche Begleiterscheinung der gesetzlichen Weiterentwicklung des energiewirtschaftlichen Regelsystems. Im Folgenden werden diese Punkte ohne weiteres aufgenommen. Dadurch werden auch Anregungen für künftige Weiterentwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen geboten.

3.1 Netzintegration

In der Problemanalyse werden zwei zentrale Aufgaben der staatlichen Regulierung von Netzbetreibern genannt:

1. Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs
2. Ermöglichung eines effizienten Netzbetriebs

Die zweite Aufgabe wird insbesondere durch die Netzentgeltregulierung umgesetzt. Damit zusammenhängende Fragen werden in den weiteren Punkten dieses Kapitels jeweils angesprochen. Dabei ist zu berücksichtigen, ob und inwieweit der Beitrag der erneuerbaren Energien u.a. zum Klimaschutz und damit zur volkswirtschaftlichen Effizienz auch in den Regelungen zum Netzbetrieb gebührende Anerkennung findet.

Zentral für die erste Aufgabe ist das sog. Unbundling, also eine möglichst umfassende Interessenentflechtung zwischen dem Netzbetrieb auf der einen und der Stromerzeugung und dem Stromhandel auf der anderen Seite. Denn der Netzbetrieb und das damit verbundene Leitungsmonopol und die für ihn erforderlichen Informationen geben z.B. die Möglichkeit

- Kosten aus Vertrieb und Erzeugung dem Netzbereich zuzuordnen. Dadurch würden die Kosten reduziert, die der eigenen Erzeugung und dem eigenen Vertrieb zugerechnet werden, wodurch überhöhte Kosten (Bundesnetzagentur, 2007a, S.86) für Netzanschluss, -zugang und -nutzung für dezentrale Anlagen entstehen können,
- Konkurrenten durch unangebracht aufwendige Verfahren und intransparente oder strikte Anforderungen von der Erzeugung fern zu halten (Bundesnetzagentur, 2007a, S.86),
- Informationen aus dem Netzbetrieb über eine geplante oder bestehende Eigenerzeugung zu verwenden, um dem eigenen Stromvertrieb die Möglichkeit zu bieten, die Kosten der Eigenerzeugung durch genau angepasste lukrative Angebote zu unterbieten (vgl. allgemein Bundesnetzagentur, 2007a, S. 90). Die Liste sensibler Daten nach Bundesnetzagentur (Juni 2007, S.15) enthält demzufolge unter anderem „Informationen bzgl. der Vorbereitung und des Inhalts der Verträge, die zwischen Netzbetreiber und Netznutzer abgeschlossen werden,... Informationen des Ables- und Zählermanagements (Profile, Zählerstände, Lastgänge, Geräteinformationen),... Informationen über das Wechselverhalten ... und den Energieverbrauch von Endkunden“.

Zur Umsetzung der Entflechtung findet eine anhaltende Diskussion auf der europäischen Ebene statt, da die Europäische Kommission für die **Übertragungsnetze** die durchgreifendste Art der Entflechtung - eine eigentumsrechtliche Trennung von Netzbetrieb und Erzeugung und Handel - vorgeschlagen hat, aber nicht alle Regierungen der EU-Mitgliedstaaten, darunter Deutschland, diesem Vorschlag zustimmen. Einen Überblick über die Position der Bundesregierung zur eigentumsrechtlichen Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber bietet BMWi (2008, S. 29ff.; zur Diskussion s. Monopolkommission, 2007, S.160ff., sowie 2007a, Nr. 43ff.).

Die Verteilnetzbetreiber sind noch mehr als die Übertragungsnetzbetreiber für einen diskriminierungsfreien Netzzugang für Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien von größter Bedeutung. In deren Netze wird der Strom aus Erneuerbaren Energien überwiegend eingespeist. So hat z.B. die Bundesnetzagentur (April 2008) wiederholt auf die komplette Einspeisung in Verteilnetze verwiesen (z.B. S.12 und S.13). Allerdings weist die Bundesnetzagentur auch darauf hin (2007b, S.66, Abb. 19), dass Windenergieanlagen (unter 100 MW Leistung pro Anschluss) mit einer Nettoerzeugungsleistung von über 1.200 MW vor dem 01.01.2006 an das Höchstspannungsnetz angeschlossen waren. „In 2006 erfolgt ein weiterer Zuwachs an Windenergie-Erzeugungsleistung an das Netz der Übertragungsnetzbetreiber in

Höhe von 455 MW“ (S.66). Hinzu kommen noch Windparks mit einer Anschlussleistung von mindestens 100 MW, die in ein 220 kV-Netz einspeisen. Deren Gesamtleistung ist allerdings nicht ersichtlich (S.65). Insgesamt waren Ende 2006 Windkraftanlagen mit ca. 21 GW am Netz (Bundesnetzagentur, April 2008, Seite 10, Tabelle 3). Demnach war Ende 2006 mehr als 7,5% der Windkraftanlagenleistung in Deutschland an das Höchstspannungsnetz angeschlossen. Diese Spannungsebene erfüllt eine Übertragungs- aber keine Verteilungsaufgabe. Von den rund 2,2 GW Zubau im Jahr 2006 (errechnet aus: ebenda, Tabelle 4) wurden mindestens 21% an das Höchstspannungsnetz angeschlossen. Insofern sind die Übertragungsnetzbetreiber für den Netzanschluss gegenwärtig nicht ganz unbedeutend, ihre Bedeutung scheint zu wachsen und sollte mit dem Ausbau von Wind-offshore weiter zunehmen. Insoweit dürfte das Unbundling der Übertragungsnetzbetreiber künftig für einen diskriminierungsfreien Netzzugang von Strom aus Erneuerbaren Energien wichtig werden⁷⁶. Gegenwärtig sind jedoch die Verteilnetzbetreiber entscheidend.

Für Verteilnetzbetreiber sind vier Entflechtungsarten verbindlich (s. Bundesnetzagentur 2007a, Bundesnetzagentur, 2007b, S. 24ff.; Monopolkommission, 2007, S.68ff.):

- rechtliche Entflechtung (nach §7 EnWG, für Netzbetreiber, an deren Netz mittel- oder unmittelbar mindestens 100.000 Kunden angeschlossen sind). Hiernach müssen Netzbetreiber „hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung“ sein (Bundesnetzagentur 2007a, S. 87);
- operationelle Entflechtung (nach §8 EnWG, für Netzbetreiber, an deren Netz mittel- oder unmittelbar mindestens 100.000 Kunden angeschlossen sind). Hier „sind organisatorische und personelle Maßnahmen zu ergreifen, um die Entscheidungsfreiheit des Netzbetriebs zu gewährleisten“ (Bundesnetzagentur 2007a, S. 88),
- buchhalterische Entflechtung (alle Netzbetreiber). „Die geforderte Kontentrennung in der internen Rechnungslegung soll eine transparent Darstellung der tatsächlichen Netzkosten ermöglichen und die sachgerechte und nachvollziehbare Grundlage für die Berechnung der Netznutzungsentgelte darstellen“ (nach §9 EnWG, Bundesnetzagentur 2007a, S. 92)⁷⁷,
- informatorische Entflechtung (alle Netzbetreiber). Ziel ist „die Gewährleistung des diskriminierungsfreien Netzbetriebs durch den vertraulichen Umgang mit

⁷⁶ Nach Bundesnetzagentur (2007b, Abb. 19) waren auch Biomasseanlagen, allerdings mit relativ geringer Nennleistung, sowie Wasserkraftanlagen mit rund 1,4 MW Nennleistung – rund 30% der Wasserkraftleistung (Gesamtleistung: 4,7 GW; s. Nitsch, 2007, Anhang 3, Tabelle 12) - an Höchstspannungsnetze angeschlossen. Inwieweit sich EEG-Wasserkraftanlagen, die nach Bundesnetzagentur (April 2008, Tabelle 3) ca. 1,2 GW Leistung bereitstellten, darunter befinden, wurde nicht untersucht.

⁷⁷ Eine flächendeckende Markterhebung im Jahr 2006 ergab, dass ca. 97% der Energieunternehmen die gesetzlichen Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung umgesetzt haben. Eine vollständige Auswertung der Jahresabschlüsse konnte allerdings erst Juli 2007 beginnen (Bundesnetzagentur 2007b). Ergebnisse sind noch nicht bekannt.

wirtschaftlich sensiblen Informationen ...“ und ein „diskriminierungsfreier Umgang mit wirtschaftlich vorteilhaften Informationen“ (nach §10 EnWG, Bundesnetzagentur 2007a, S. 90).

Für die rechtliche und operationale Entflechtung galt für die Netzbetreiber eine Frist bis zum 01.07.2007⁷⁸. Die Ergebnisse der Prüfungen der Bundesnetzagentur sind noch nicht bekannt, zwei Verfahren wegen Verdachts auf mögliche Verstöße laufen vor der 6. Beschlusskammer⁷⁹. Ein weiteres betrifft die Frage, wie die Regelung „mindestens 100.000 Kunden“ zu verstehen ist⁸⁰. Das Ergebnis entscheidet, welche Netzbetreiber den strengeren Entflechtungsbestimmungen unterworfen sind, namentlich einer rechtlichen und operationellen Entflechtung.

Zu der informatorischen Entflechtung liegt eine Richtlinie der Bundesnetzagentur vor, die den Unternehmen als Orientierungshilfe dienen soll, aber keine verbindlichen Vorgaben enthält (Bundesnetzagentur, Juni 2007). Förmliche Entscheidungen der Bundesnetzagentur zur gegenwärtigen Praxis der Entflechtung liegen noch nicht vor.

In Deutschland gibt es nach der Liste der Bundesnetzagentur (Stand: 01.04.2008) aktuell 857 Stromnetzbetreiber. Davon haben jedoch die meisten weniger als 100.000 Kunden und fallen somit nur unter die buchhalterische und informatorische Entflechtung.⁸¹ Aufgrund ihrer teils geringen Größe könnten sie weitergehende Entflechtungen - wie z.B. personelle Trennungen im Rahmen der operationellen Entflechtung - mitunter gar nicht oder nur mit erheblichen Kosten umsetzen. Diese Kosten sind mit den Folgen einer möglichen Diskriminierung abzuwägen.

Die Monopolkommission (2007, S.70f.) bezweifelt z.B., dass sich die „Anreize zur Bevorzugung von Erzeugungs- und Vertriebsschwestern durch die Entflechtungsvorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes in ihrer Gänze beseitigen lassen, da unter anderem die Informationsweitergabe nie in vollem Umfang kontrolliert werden kann.“ Demnach wäre künftig sowohl zu untersuchen, wie bedeutend die kleinen Verteilnetzbetreiber energiewirtschaftlich insgesamt sind, ob eine Diskriminierung zu erkennen ist, und ob ein geringerer de minimis-

⁷⁸ Nach Bundesnetzagentur (2007b, S.21) waren alle Übertragungsnetzbetreiber und bis zum 30.04.07 etwa die Hälfte der dazu verpflichteten Verteilnetzbetreiber rechtlich entflochten. Die Bundesnetzagentur erwartet eine „weitestgehend fristgerechte Umsetzung der rechtlichen Entflechtung.“ (ebenda)

⁷⁹ Aktenzeichen BK6-08-016: Einleitung eines Verfahrens gegen die Stadtwerke Karlsruhe GmbH und die Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH wegen möglicher Verstöße gegen §§ 7 und 8 EnWG und Aktenzeichen BK6-07-044_044N: Einleitung eines Verfahrens gegen die Stadtwerke Bielefeld GmbH und die Stadtwerke Bielefeld Netz GmbH wegen möglicher Verstöße gegen §§ 7 und 8 EnWG.

⁸⁰ Aktenzeichen BK6-06-062: Verfahren gegen die Städtische Werke AG Kassel. Aufgrund des gleichen Wortlauts könnte das Verfahren auch für die de minimis - Regel für das vereinfachte Verfahren nach §24 Abs. ARegV von Bedeutung sein.

⁸¹ Kleinere Netzbetreiber allerdings, die unter die so genannte „Konzernklausel“ fallen, an denen also einer der vier großen Energiekonzerne beteiligt ist, unterliegen ebenfalls dem rechtlichen Entflechtungsgebot („legal unbundling“).

Schwellenwert für eine operationelle und rechtliche Entflechtung sinnvoll sein könnte.

Andererseits könnte die Kostenerhöhung den Spielraum gerade für kleine Verteilnetzbetreiber reduzieren, Strategien zu verfolgen, die auf dezentrale Erzeugung setzen, sofern dadurch auch nur vorübergehend die Kosten erhöht werden könnten, da die Unternehmen nunmehr unter harten Budgetrestriktionen agieren. Ein Verteilnetzbetreiber, der nicht entflochten ist, wird mitunter auch als Alternative zu Netzausbaumaßnahmen eigene dezentrale Erzeugungen berücksichtigen⁸². Die Entflechtung könnte deshalb einerseits eine Diskriminierung von EE-Anlagen reduzieren, andererseits aber den Ausbau dezentraler Erzeugung zumindest im Gebiet einzelner Verteilnetzbetreiber hemmen.

Aufgefangen werden kann dieser mögliche hemmende Effekt durch Regelungen bei der Anreizregulierung, die bei der Festlegung der Netzentgelte die Kosten und Nutzen dezentraler Optionen angemessen berücksichtigen müssten. Dabei ist aufgrund der Vielzahl von Netzbetreibern auch das vereinfachte Verfahren wichtig, das kleinere Netzbetreiber optional wählen können⁸³.

Inwieweit durch die gegenwärtige Entflechtung Hemmnisse für Erneuerbare Energien geschaffen bzw. reduziert werden, kann gegenwärtig nicht aus praktischer Erfahrung beantwortet werden, da noch keine entsprechenden Berichte vorliegen. Deshalb wird den Lösungsansätzen der Stand zu Unbundling im Teil „Problemanalyse“ zugrunde gelegt.

⁸² Die Auswertung einer Befragung von Energieunternehmen zur Liberalisierung führte für das Unbundling zu folgender Aussage: „Es gibt keinen Akteur mehr im Unternehmen, der...auf eine gesamtunternehmerische Optimierung achten würde.“ (Leprich u.a., 2005, S.66f.).

⁸³ Nach Monopolkommission (2007, S.159, Nr.598) erfüllen 75% der Stromnetzbetreiber die Bedingung nach §24 Abs. 1 ARegV. Für ein vereinfachtes Verfahren finden sich bei der Bundesnetzagentur 46 Anträge unter http://www.bundesnetzagentur.de/enid/518fe3db0625206f822c3f31f4e7291c.0/BK8/vereinfachtes_Verfahren_24_ARegV_4f6.html (letzte Aktualisierung: 17.01.2008). Diese Verfahren werden insbesondere für die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen, Niedersachsen und Schleswig-Holstein geführt. Das Bundesland Sachsen ist für die Regulierung von 30 Stromnetzbetreibern zuständig, davon haben 27 das vereinfachte Verfahren gewählt, in Hessen waren es 30 von 35. Der Schwellenwert für Stromnetzbetreiber, die ein vereinfachtes Verfahren wählen können, liegt nach §24 Abs. 1 ARegV bei weniger als 30.000 Kunden, die unmittelbar oder mittelbar an das Verteilnetz angeschlossen sind. Falls ein Verteilnetzbetreiber ein vereinfachtes Verfahren wählen kann, ist er demnach nur zur buchhalterischen und informatorischen Entflechtung verpflichtet (Schwellenwert: weniger als 100.000 Kunden). Das ist nach EnWG §54 Abs. 1 auch der Schwellenwert für die Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden. Diese sind zuständig, sofern das Netz nicht Landesgrenzen überschreitet. Nach Monopolkommission (2007, S.137, Tabelle 4.5) ist die Bundesnetzagentur nur für 12% der Netzentgeltsanträge zuständig. Demnach ist grob mit fast 90% der Unternehmen zu rechnen, die keinem rechtlichen und operationellen Unbundling unterliegen. Von diesen könnten dann rund 83% das vereinfachte Verfahren wählen. Die Zahlen aus Hessen und Sachsen deuten darauf hin, dass dies ein Großteil der Unternehmen auch tut.

3.1.1 Netzanschluss

3.1.1.1 Zulässigkeit der Netzanschlussverweigerung

Die Verweigerung des (unverzöglichen) Netzanschlusses spielt, wie in der Problemanalyse aufgezeigt, in einer Vielzahl von Einzelfällen der Anwendungspraxis des EEG eine bedeutende Rolle. Aus rechtlicher Sicht kristallisierten sich dabei insbesondere zwei Problempunkte heraus, an denen entlang sich immer wieder Konflikte aufbauen: zum einen der Begriff der „Wirtschaftlichen Zumutbarkeit“, zum anderen der Rechtsbegriff „unverzöglich“ – beide bezogen auf den für den Netzanschluss unter Umständen notwendigen Netzausbau (siehe dazu nachfolgend unter 3.1.1.1.1 und 3.1.1.1.2).

Der Regierungsentwurf zur Novellierung des EEG wirft darüber hinaus ein in der Problemanalyse in dieser Form noch nicht diskutiertes Thema auf: die technischen Anschlussvoraussetzungen seitens der Anlagenbetreiber. Der Gesetzentwurf sieht vor, den Anschlussanspruch nach dem EEG grundsätzlich daran zu binden, dass die Anlage über geeignete technische Einrichtungen verfügt, um sie in das Erzeugungsmanagement einbeziehen zu können. Dieser Punkt wird gesondert in Kap. 3.1.1.1.3 angesprochen.

3.1.1.1.1 Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus

Problemlage

- Gemäß § 4 Abs. 2 Satz 2 Halbsatz 1 EEG ist der Netzausbau durch das Kriterium der wirtschaftlichen Zumutbarkeit begrenzt. Die Regelung wird in § 9 Abs. 3 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 fortgeschrieben.
- Der Netzausbau soll dabei weiterhin die Regel darstellen, nur im Ausnahmefall der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit soll ein Netzausbau unterbleiben.
- Es bestehen jedoch bereits in § 4 Abs. 2 Satz 2 Halbsatz 1 EEG Rechtsunsicherheiten hinsichtlich der Auslegung des Tatbestandsmerkmals, da es einerseits keine Definition der wirtschaftlichen Zumutbarkeit im EEG gibt und andererseits der Begriff der wirtschaftlichen Zumutbarkeit u.a. auch in Regelungen des EnWG und KWKG Anwendung findet, jedoch uneinheitlich verstanden wird.
- Die Vorschriften der ARegV helfen für die Auslegung des Begriffs nicht weiter. Die ARegV stuft EEG-bedingte Aufwendungen für den Netzausbau nicht als „nicht beeinflussbare Kostenanteile“ ein, so dass die EEG-bedingten Ausbaukosten grundsätzlich Gegenstand der Anreizregulierung sind.
- Auch durch den neuen § 9 Abs. 3 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 kommt es nicht zu einer Klärung des Begriffs. Dort wird lediglich auf die Unzumutbarkeit abgestellt, statt wie vorher (positiv) auf die Zumutbarkeit. Es wurden zwei Negativformulierungen gewählt. Daraus ergibt sich jedoch hinsichtlich der Begriffsbestimmung keine Änderung.

- Eine Klarstellung erfolgt lediglich dahingehend, dass das Kriterium der wirtschaftlichen Zumutbarkeit auch bei Maßnahmen der Netzoptimierung und der Netzverstärkung Anwendung findet.
- Auch die Gesetzesbegründung gibt keine Auslegungshilfe hinsichtlich des Begriffs der wirtschaftlichen Zumutbarkeit.
- Der Vorschlag des Referentenentwurfs (Stand 09.10.07), eine Definition in das EEG aufzunehmen, wurde nicht aufgegriffen. Danach war ein „Netzausbau insbesondere dann wirtschaftlich zumutbar, wenn die Aufwendungen des Netzbetreibers nicht außer Verhältnis zu dem Nutzen für die Förderung der Ziele dieses Gesetzes stehen. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn die Summe der Vergütungen für den Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Grubengas, der durch den Netzausbau zusätzlich eingespeist werden könnte, und des Nutzens für den Netzbetrieb, die Netzausbaukosten übersteigt“.

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

- a) Vereinheitlichung des energiewirtschaftlichen Zumutbarkeitsbegriffs durch Anknüpfung an § 11 Abs. 1 Satz 1 letzter Halbsatz EnWG.
- b) Redaktionelle Überarbeitung von § 9 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 durch Einfügung einer eindeutigen Definition.
- c) Festlegung einer den Zwecken des EEG gerecht werdenden Definition der wirtschaftlichen Zumutbarkeit im EnWG.
- d) Konkretisierung der bestehenden gesetzlichen Vermutungsregelung zur wirtschaftlichen Zumutbarkeit bezüglich der Widerlegungsmöglichkeiten.
- e) Einräumung einer (behördlichen) Feststellungsbefugnis zum Vorliegen der Zumutbarkeit.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag a)

- Maßnahme: Das EEG verzichtet auf eine eigene Ausgestaltung des Zumutbarkeitsbegriffs, stattdessen findet eine Anknüpfung an den Begriff der wirtschaftlichen Zumutbarkeit in § 11 Abs. 1 Satz 1 letzter Halbsatz EnWG statt.
- Konkrete Ausgestaltung:
 - In § 9 Abs. 3 Regierungsentwurf zum EEG 2009 werden nach den Worten „wirtschaftlich zumutbar“ die Worte „im Sinne von § 11 Abs. 1 Satz 1 letzter Halbsatz des Energiewirtschaftsgesetzes“ eingefügt.
- Bewertung:
 - Der Verzicht auf eine eigenständige Regelung wird den strukturellen Unterschieden der Netzausbaunotwendigkeiten nicht gerecht. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfordert eine andere Bewertung als die Entscheidung über den allgemeinen Netzausbauanspruch, da

ansonsten die Gewichtung der klimaschützenden Bedeutung der Erneuerbaren Energien nicht ausreichend berücksichtigt werden könnte.

- Außerdem ist auch in § 11 Abs. 1 Satz 1 letzter Halbsatz EnWG keine Definition enthalten und somit nicht umfassend klargestellt, wie der Begriff ausgefüllt werden kann, so dass kein Gewinn hinsichtlich der Rechtssicherheit über den Umfang der Netzausbaupflicht geschaffen werden könnte.
- Weder die Gesetzgebungsmaterialien noch die Kommentierungen in der Rechtsliteratur zu § 11 EnWG machen den Begriff hinreichend greifbar. Die neuere Kommentarliteratur⁸⁴ beschreibt lediglich in Ansätzen, was unter der Begrifflichkeit verstanden werden soll. So wird ausgeführt, dass ein Netzausbau dann wirtschaftlich nicht zumutbar sei, wenn der Netzbetreiber die Kosten für den Ausbau nicht bei den Netznutzungsentgelten (§ 21 EnWG) in Ansatz bringen könne und er sie somit vom Verbraucher nicht erstattet bekomme. Dabei soll insbesondere geprüft werden, ob ein Missbrauchsverfahren gemäß §§ 30/31 EnWG bei einer Entgelterhöhung ausschließbar ist⁸⁵. Demnach würde ein wirtschaftlich zumutbarer Ausbau vorliegen, solange kein Missbrauchsverfahren eingreift. Die Grenze für die Unzumutbarkeit würde gezogen, wenn sich der Netzausbau nicht mehr amortisiert. Ob eine Gewinnausschüttung des Netzbetreibers in den Kosten einbezogen ist, lässt sich nicht erkennen. Immerhin lässt sich daraus jedoch entnehmen, dass das Kriterium der wirtschaftlichen Zumutbarkeit im Zusammenhang des § 11 EnWG bei der individuellen Betroffenheit des Netzbetreibers ansetzt. Dass darüber hinaus öffentliche Interessen eine Rolle bei der Zumutbarkeitsbewertung spielen könnten, ist nicht ersichtlich.
- Bei einem schlichten Verweis auf das EnWG kommt es somit zu keinem Gewinn an Rechtssicherheit bezüglich des Umfangs der Netzausbaupflichtung.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag b)

- Maßnahme: Im EEG wird das Tatbestandsmerkmal der wirtschaftlichen Zumutbarkeit durch eine Definition klargestellt. Dabei sind folgende Punkte besonders zu berücksichtigen:
 - Einbeziehung von Anlagen, die später errichtet werden sollen oder können.
 - Klarstellung, dass sich die Netzausbaupflicht auch auf vorgelagerte Netze erstreckt.
 - Einbeziehung der Kostenumlage als Rechtfertigung.

⁸⁴ Salje, Energiewirtschaftsgesetz, 2006, § 11 Rn. 19ff..

⁸⁵ Salje, Energiewirtschaftsgesetz, 2006, § 11 Rn. 23.

- Konkrete Ausgestaltung:
 - In § 9 Abs. 3 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 werden folgende Sätze 2 und 3 eingefügt: „Eine Unzumutbarkeit liegt nur dann vor, wenn die Aufwendungen des Netzbetreibers außer Verhältnis zu dem Nutzen für die Förderung der Ziele dieses Gesetzes stehen. Das ist insbesondere nicht der Fall, soweit die entstehenden Aufwendungen im Rahmen der Netzentgelte Berücksichtigung finden oder wenn die Summe der Vergütungen für den Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Grubengas, der durch den Netzausbau zusätzlich in das auszubauende oder ein nachgelagertes Netz eingespeist werden könnte, unter Berücksichtigung der vermiedenen Netznutzungskosten die Netzausbaukosten übersteigt.“
 - Alternative: Beschränkung der Regelung auf Satz 1.
 - In § 21a Abs. 4 Satz 2 Halbsatz 2 EnWG können zur Klarstellung nach den Worten „Abnahme- und Vergütungspflichten“ die Worte „Netzausbau-pflichten nach § 9 Abs. 3 EEG“ und in § 11 Abs. 2 der ARegV eine neue Nr. 1a „Netzausbaupflichten nach § 9 Abs. 3 EEG“ eingefügt werden.
- Bewertung:
 - Die Aufnahme einer Definition schafft Rechtssicherheit für die Auslegung des Tatbestandsmerkmals und damit für den Umfang der Netzausbaupflicht.
 - Weiterhin enthaltene unbestimmte Rechtsbegriffe („könnte“, „vermiedene Netznutzungskosten“) schaffen zwar auch künftig bestimmte Unsicherheiten, diese sind aber zugunsten der dadurch entstehenden Auslegungsspielräume für den Einzelfall hinnehmbar. Sie müssen nicht vom Gesetzgeber geklärt werden, sondern können der Rechtsprechung zur endgültigen Ausgestaltung anvertraut werden.
 - Die vorgeschlagene Änderung begegnet keinen verfassungsrechtlichen Bedenken im Hinblick auf die Verhältnismäßigkeit des mit ihr verbundenen Eingriffs in Art. 14 Abs. 1 sowie Art. 12 Abs. 1 GG. Das Verhältnismäßigkeitsprinzip verlangt nicht, die Zumutbarkeit ausschließlich aus der individuellen Perspektive der jeweiligen Grundrechtsbetroffenen heraus zu definieren. Die Grundrechtsbeeinträchtigung ist vielmehr ins Verhältnis zu den jeweils verfolgten gesetzlichen Zielen zu setzen. Ein derartiges Verständnis der Zumutbarkeit liegt zahlreichen Vorschriften des öffentlichen Rechts zugrunde, beispielsweise den §§ 17 Abs. 2 und 41 Abs. 2 BImSchG (wobei dort allerdings begrifflich nicht auf die „wirtschaftliche Zumutbarkeit“ abgestellt wird, sondern unmittelbar auf die „Verhältnismäßigkeit“).
 - § 17 Abs. 2 BImSchG regelt konkret die Frage, unter welchen Voraussetzungen nachträgliche Anordnungen mit verschärften

Umweltanforderungen in Ansehung der mit ihnen verbundenen wirtschaftlichen Belastungen gegenüber den betroffenen Anlagenbetreibern zulässig sind. Die Bestimmung untersagt solche Anordnungen, „wenn sie unverhältnismäßig sind, insbesondere wenn der mit ihnen verbundene Aufwand außer Verhältnis zu dem mit der Anordnung verfolgten Zweck steht“. Damit setzt die Vorschrift an der individuellen Belastung an, stellt ihr aber nach Art einer Abwägung die mit der Anordnung verfolgten Ziele des Gemeinwohls gegenüber.⁸⁶ Dieser (verfassungsrechtlich tragfähigen) Herangehensweise entspricht auch der o.g. Vorschlag in Satz 1.

- Um den Ansatz konkret handhabbar zu machen, folgt dem in Satz 2 eine beispielhafte (aber nicht abschließende) Erläuterung, nach der eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit (insbesondere) dann nicht vorliegt, wenn a) die Aufwendungen über die Netzentgelte Berücksichtigung finden – was in der Praxis in aller Regel der Fall sein dürfte –, oder wenn b) die zu erwartende Einspeisemenge unter Berücksichtigung der vermiedenen Netznutzungsentgelte die Netzausbaukosten übersteigt.
- Die in Satz 2 genannten konkreten Beispiele für die Zumutbarkeit erklären bzw. rechtfertigen sich unter dem in Satz 1 der Vorschrift gesetzten Beurteilungsmaßstab dadurch, dass es bei Alternative a) überhaupt an einer rechtserheblichen individuellen Belastung fehlt, während bei Variante b) der Nutzen für das Gemeinwohl so groß ist, dass die individuelle Belastung dahinter zurücktritt.
- Eine in Anlehnung an § 17 Abs. 2 Satz 1 Halbsatz 1 BImSchG alternativ mögliche Beschränkung auf den vorgeschlagenen Satz 1 würde im Vergleich zu den vorgeschlagenen Regelungen weniger Rechtssicherheit bringen, könnte aber bei Kombination mit Vorschlag d) ausreichen.
- Die Änderungen in § 21a Abs. 4 Satz 2 Halbsatz 2 EnWG und § 11 Abs. 2 Nr. 1a ARegV sind zur Klarstellung sinnvoll.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag c)

- Maßnahme: Festlegung einer den Zwecken des EEG gerecht werdenden Definition der Zumutbarkeit in § 11 EnWG. Dies ist entweder in einer spezifischen auf EE- (und ggf. auch KWK-) Strom bezogenen Regelung möglich oder im Sinne der generellen Festlegung eines Zumutbarkeitsmaßstabes, bei dem es zu einer Abwägung mit den Gemeinwohlinteressen kommt.
- Konkrete Ausgestaltung:
 - Variante 1: In einem neuen § 11a EnWG wird bestimmt:

⁸⁶ Siehe dazu einerseits Jarass, in: BImSchG, § 17 Rdnr. 33 ff.; Hansmann, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht Bd. I, § 17 BImSchG Rdnr. 94 ff.; andererseits Frenz, in: Kotulla, BImSchG, § 17 Rn. 89 ff.

S. 1: „ Die wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus nach Abs. 1 Satz 1 ist gegeben, wenn die Kosten des Netzausbaus vom Netzbetreiber auf die Netzentgelte umgelegt werden können.“

S. 2: „Die wirtschaftliche Zumutbarkeit nach § 9 Abs. 3 EEG [i.d.F. des Regierungsentwurfs zum EEG 2009] und nach § 4 Abs. 6 Satz 2 KWKG liegt nur dann nicht vor, wenn die Aufwendungen des Netzbetreibers außer Verhältnis zu dem Nutzen für die Förderung der Ziele dieses Gesetzes stehen. Das ist insbesondere nicht der Fall, soweit die entstehenden Aufwendungen im Rahmen der Netzentgelte Berücksichtigung finden oder wenn die Summe der Vergütungen für den Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Grubengas, der durch den Netzausbau zusätzlich in das auszubauende oder ein nachgelagertes Netz eingespeist werden könnte, unter Berücksichtigung der vermiedenen Netznutzungsentgelte die Netzausbaukosten übersteigt.“

- Variante 2: In einem neuen § 11a EnWG wird bestimmt:

„ Die wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus nach Abs. 1 Satz 1 ist gegeben, wenn die Aufwendungen des Netzbetreibers nicht außer Verhältnis zu dem Nutzen für die Förderung der Ziele dieses Gesetzes sowie des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes stehen.“
- Bewertung
 - Grundsätzlich kann durch den Vorschlag in beiden Varianten erheblich mehr Rechtssicherheit für die Auslegung des Tatbestandsmerkmals und damit für den Umfang der Netzausbaupflicht geschaffen werden. Sachlich kann das gleiche Ziel erreicht werden wie durch Vorschlag b).
 - Die erste Variante bringt die besonderen Förderzwecke des EEG (und des KWKG) zum Ausdruck. Sie passt deshalb allerdings rechtssystematisch an sich besser in die betreffenden Fachgesetze als in das EnWG.
 - Die zweite Variante setzt den politischen Willen voraus, generell festzulegen, dass das individuelle Wirtschaftsinteresse der Netzbetreiber nicht alleiniger Beurteilungsmaßstab ist, sondern stets eine Abwägung mit den Gemeinwohlinteressen zu erfolgen hat. Verfassungsrechtlich ist auch das tragfähig, denn die allgemeinen Ziele des EnWG (insbesondere das der Gewährleistung der Versorgungssicherheit) rechtfertigen es, den Netzbetreibern eine herausgehobene Sachwalterstellung für das Gemeinwohl zuzuweisen und von ihnen zu verlangen, ihr wirtschaftliches Handeln darauf auszurichten.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag d)

- Maßnahme: Der Zumutbarkeitsbegriff wird nicht inhaltlich näher bestimmt, die Vermutungsregelung kann durch den Netzbetreiber jedoch nur widerlegt

werden, wenn er darlegen und ggf. beweisen kann, dass die Maßnahmen zu einem erheblichen Teil nicht über die Netzentgelte abgegolten werden kann.

- Konkrete Ausgestaltung:
 - § 9 Abs. 3 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 wird wie folgt gefasst:
"Der Netzbetreiber ist zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, es sei denn, die Aufwendungen können zu einem erheblichen Teil (Alt.: Bezeichnung eines Prozentanteils) nicht über die Netzentgelte abgegolten werden."
- Bewertung:
 - Die Frage der Zumutbarkeit wird damit anhand eines operablen Kriteriums bewertet und damit besser anwendbar.
 - Juristisch: Unsicherheiten bestehen hinsichtlich der Auslegung des Tatbestandes „erheblichen Teil“, da unklar bleibt, wo genau diese Schwelle anzusiedeln ist. Durch die dargestellte Alternative der Benennung eines bestimmten Prozentanteils könnte dieser Nachteil formulierungstechnisch behoben werden.
 - Juristisch: Eine gewisse Unsicherheit besteht auch hinsichtlich des Tatbestandsmerkmals „abgegolten werden kann“, da hier unklar bleibt, ob allein rechtliche oder auch tatsächliche Gründe anerkannt werden können.
 - Fachlich: Der Vorschlag wird wahrscheinlich keine angemessene Lösung herbeiführen, da die unternehmensspezifischen Aufwendungen nach der gegenwärtigen Anreizregulierung teilweise überhaupt nicht über die Netzentgelte abgegolten werden können. Dies ist im Zuge des vereinfachten Verfahrens der Fall. Damit geriete die Ausbaupflicht bei Betreibern kleinerer Netze in Abhängigkeit vom Regulierungsverfahren und würde demzufolge nicht bundesweit einheitlich. Zudem wird der Ausbau erneuerbarer Energien im Zuge einer solchen Regelung abhängig von den Vorschriften und der Praxis der Anreizregulierung, die eigenen Zielen folgt, und deren Entwicklung nicht vorherzusehen ist. Insofern ist fachlich von dem Vorschlag abzuraten.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag e)

- Maßnahme: Die Bundesnetzagentur erhält die Aufgabe und Befugnis festzustellen, ob das Tatbestandsmerkmal der Zumutbarkeit vorliegt.
- Konkrete Ausgestaltung:
 - In § 61 Abs. 1 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 wird nach Satz 1 folgender Satz 1a eingefügt: "Sie hat die Aufgabe, die Zumutbarkeit eines Netzausbaus nach § 9 Abs. 3 festzustellen."
 - Nach Abs. 2 wird folgender Abs. 2a neu eingefügt:
"(2a) Die Bundesnetzagentur entscheidet auf Antrag eines

Einspeisewilligen oder des Netzbetreibers über die Zumutbarkeit eines Netzausbaus nach § 9 Abs. 3“.

- Bewertung:
 - Die Regelung kann Rechtsunsicherheiten über die Auslegung des Tatbestandsmerkmals der Zumutbarkeit durch Verwaltungsvollzug beseitigen.
 - Das gilt aber nur, wenn im Gesetz zusätzlich zumindest ein allgemein gehaltener Maßstab für die Zumutbarkeit genannt wird. Anderenfalls wäre die Vorschrift möglicherweise nicht hinreichend bestimmt. Gut denkbar ist insbesondere eine Kombination mit Vorschlag b) – auch in der dargestellten „kleinen“ Alternative – oder c).
 - Sie kann zu einer Vereinheitlichung des Maßstabs durch Bündelung der Entscheidung bei der Bundesnetzagentur und der ausschließlichen Zuständigkeit der Gerichte führen.
 - Die Regelung kann zu einer (erheblichen) Verfahrensbeschleunigung führen, da die Entscheidung von einer fachkompetenten Behörde getroffen wird, deren Entscheidungen sofort vollziehbar sind, § 61 Abs. 2 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 i.V.m. § 76 Abs. 1 EnWG.
 - Die Zuweisung einer solchen Entscheidungsbefugnis fügt sich in das vorhandene System der Aufgaben und Befugnisse der Bundesnetzagentur in § 19a EEG/§ 61 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 ein.
 - Die Netzbetreiber könnten im Rahmen der Anhörung nach § 67 Abs. 1 EnWG die Tatsachen vortragen, die eine Unzumutbarkeit begründen.
 - Die alternativ zur Bundesnetzagentur in Frage kommende Clearingstelle ist nicht in gleicher Weise geeignet, die Feststellung zu treffen.
 - Die Clearingstelle ist nach ihrer Ausrichtung nicht auf verbindliche Entscheidungen ausgelegt.
 - Sie würde in ihrer sonstigen, insbesondere der vermittelnden Arbeit behindert werden.
 - Die Bundesnetzagentur hat dagegen die notwendigen Kompetenzen zur Bewertung von Netzfragen.
 - Um eine vergleichbare Wirksamkeit zu erhalten, müssten aufwendige Regelungen zur Verbindlichkeit und Vollziehbarkeit der Entscheidungen der Clearingstelle getroffen werden.

Empfehlungen

Weiterverfolgung der Vorschläge b) und e) im laufenden Gesetzgebungsverfahren zur EEG-Novelle; ggf. Weiterverfolgung von Vorschlag c) in einem gesonderten Gesetzgebungsverfahren.

3.1.1.1.2 „Unverzüglichkeit“ des Netzausbaus

Gemäß § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG 2004 (2. Halbsatz) hat der für den Netzanschluss erforderliche Netzausbau ggf. „unverzüglich“ zu erfolgen. Auch in dieser Hinsicht sind zahlreiche Praxisprobleme zu beobachten. Rein rechtsdogmatisch ist der verwandte Rechtsbegriff „unverzüglich“ hinreichend klar – er ist zu verstehen als „ohne schuldhaftes Zögern“. Gleichwohl ist die Feststellung, was „unverzüglich“ im konkreten Einzelfall bedeutet, mitunter sehr schwierig, da der verwendete Rechtsbegriff vielfältige Ansatzpunkte für unterschiedliche Auffassungen und „Ausreden“ bietet.

Auf der rechtlichen Ebene lassen sich hierfür keine einfachen Lösungen finden, da der Begriff als solcher durchaus sinnvoll gesetzt ist. Verbesserungen lassen sich am ehesten durch wirksame unmittelbare Verpflichtungen zur Vorhaltung ausreichender Netzkapazitäten sowie durch Entschädigungsregelungen für den Fall unzureichender Kapazitätsvorsorge erreichen. Entsprechende Optionen werden im Kapitel zu den Netzkapazitäten diskutiert.

3.1.1.1.3 Technische Anschlussvoraussetzungen

Dieses Thema stellt sich auf Grundlage des Regierungsentwurfs zur Novelle des EEG gegenüber der Problemanalyse neu, da in diesem Zusammenhang daran gedacht ist, besondere technische Anforderungen an den (vorrangigen) Anschluss aufzustellen.

Problemlage

- Nach § 6 Nr. 1 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 besteht für EEG-Anlagen mit einer Leistung über 100 kW nur dann ein Anspruch auf Anschluss, wenn sie technisch so ausgestattet sind, dass eine ferngesteuerte Regelung durch den Netzbetreiber (lit. a) und eine Abrufung der jeweiligen Ist-Daten (lit. b) möglich ist.
- Es sollte in § 6 Nr. 1 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 klargestellt werden, dass der Netzbetreiber lediglich nach Maßgabe des § 11 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 auf die Anlage zugreifen darf.
- Der Gesetzestext des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 regelt nicht eindeutig, ob auch bestehende und bereits angeschlossene Altanlagen mit einer technischen Einrichtung zur Regelung der Einspeiseleistung ausgestattet werden müssen, wie dies nach der Gesetzesbegründung Wille des Gesetzgebers sein soll.
- § 66 Abs. 1 Nr. 1 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 ordnet an, dass „die Vorschrift des § 6 Nr. 1 (...) eingehalten werden“ muss. Dabei ist unklar, ob sich die Verweisung auf den Fall des Anlagenanschlusses bezieht oder lediglich die dort geregelten technischen Anforderungen einzuhalten sind.
- Bei einem weiten Verständnis liefe die Regelung leer, da die Altanlagen bereits an das Netz angeschlossen sind.

- Die Regelung hätte in diesem Fall nur einen Anwendungsbereich, wenn der Netzbetreiber das Recht zur Trennung der Anlage vom Netz hätte, so dass beim Neuanschlussbegehren die entsprechenden Vorrichtungen vorhanden sein müssten.
- Unklar ist außerdem die Rechtsfolge bei Nichterfüllung der Voraussetzungen des § 6 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009: Der Entwurf sieht lediglich keinen Anspruch auf Anschluss vor, jedoch bestehen die Möglichkeiten, dass 1.) dennoch angeschlossen wird und 2.) ein Anschlussanspruch nach § 17 EnWG besteht.
- In beiden Fällen besteht ein Abnahme- und Vergütungsanspruch nach § 8, 16 ff. des Regierungsentwurfs zum EEG 2009, ohne dass die technische Möglichkeit zur Einbeziehung ins Einspeisemanagement besteht.
- Schließlich ist es problematisch, dass § 11 und § 6 Nr. 1a des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 an unterschiedlichen Eingriffsschwellen anknüpfen: Nach § 6 Nr. 1a des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 muss die technische Einrichtung erst bei Netzüberlastung eine Reduzierung ermöglichen, während nach § 11 Abs. 1 Nr. 1 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 darauf abgestellt wird, dass ohne die Regelung seitens des Netzbetreibers die Netzkapazität vollständig ausgelastet wäre. § 11 Abs. 1 Nr. 1 erlaubt daher bereits unterhalb der Netzüberlastung ein Eingreifen des Netzbetreibers.

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

- a) Klarstellung der Berechtigung zum Zugreifen des Netzbetreibers auf die technischen Einrichtungen.
- b) Änderung von § 66 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009.
- c) Klärung der Rechtsfolgen bei Nichteinhaltung der Voraussetzungen des § 6 Nr. 1 des Regierungsentwurfs zum EEG 2008 (Varianten).
- d) Vereinheitlichung der Eingriffsschwelle in § 6 und § 11 des Regierungsentwurfs zum EEG 2008.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag a)

- Maßnahme: In § 6 Nr. 1 wird klargestellt, dass das Recht zum Zugriff auf die Anlage nur nach Maßgabe des § 11 zulässig ist.
- Konkrete Ausgestaltung:
 - In § 6 Nr. 1 werden nach den Worten „auf die der Netzbetreiber“ die Worte „hinsichtlich Buchstabe a) nur nach Maßgabe des § 11“ eingefügt.
- Bewertung:

Die Regelung schafft Rechtssicherheit.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag b)

- Maßnahme: Sicherstellung, dass auch bestehende und bereits an das Netz angeschlossene Anlagen technisch so ausgestattet werden, wie dies für Neuanlagen in § 6 Nr. 1 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 vorgesehen ist.
- Konkrete Ausgestaltung:
 - In § 66 Abs. 1 wird die Nr. 1 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 wie folgt gefasst: „Die technischen Vorgaben des § 6 Nr. 1 müssen ab dem 1. Januar 2011 eingehalten werden.“
- Bewertung:

Die Regelung dient der Klarstellung und damit Rechtssicherheit.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag c)

- Maßnahme: Die Rechtsfolgen einer Nichterfüllung der Pflicht zur Vorhaltung regeltechnischer Einrichtungen werden ausdrücklich benannt. Hierfür gibt es vom Ansatz her verschiedene Alternativen:
 - Variante 1: Verlust des Anschlussanspruches
 - Variante 2: Verlust des Abnahmeanspruches
 - Variante 3: Verlust des vorrangigen Abnahmeanspruches
 - Variante 4: Verlust des Vergütungsanspruches
- Konkrete Ausgestaltung:
 - Umformulierung von § 6 des Regierungsentwurfs zum EEG oder Einfügung in die jeweiligen speziellen §§ zum Abnahmeanspruch (§ 8 des Regierungsentwurfs) bzw. zum Vergütungsanspruch (§ 16 des Regierungsentwurfs).
- Bewertung:
 - Die Regelung klärt, welche Rechtsfolgen die Nichterfüllung der Pflicht zur Vorhaltung fernsteuerbarer Regeleinrichtungen hat. Das ist notwendig, weil der gegenwärtige Entwurf insoweit nicht eindeutig ist.
 - Variante 4 (Verlust des Vergütungsanspruches) ist gegenüber den auf den Anschluss oder die Abnahme bezogenen Varianten 1 bis 3 zu bevorzugen, weil sich sonst systematische Brüche zum EnWG ergeben würden, das einen (allgemeinen) Anschluss- und Abnahmeanspruch für Stromerzeugungsanlagen enthält, der nicht von entsprechenden Voraussetzungen abhängig ist (siehe dort §§ 18 und 20 ff.). Der Verlust des Vergütungsanspruches ist im Übrigen eine ausreichende „Sanktion“; einer weitergehenden „Bestrafung“ durch Verlust des Anschluss- oder Abnahmeanspruches bedarf es nicht.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag d)

- Maßnahme: Herstellung eines identischen Anwendungsbereichs in den §§ 11 und 6 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009
- Konkrete Ausgestaltung:
 - In § 11 Abs. 1 Nr. 1 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 werden die Worte „vollständig ausgelastet“ durch das Wort „überlastet“ ersetzt.
- Bewertung:
 - Die Regelung sichert den Gleichlauf der beiden korrespondierenden Normen.
 - Die alternativ mögliche Angleichung auf Niveau des § 11 Abs. 1 Nr. 1 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 ist nicht sachgerecht, da es nicht erforderlich ist, eine vollständige Auslastung des Netzes zu verhindern. Eines Eingreifens bedarf es erst, wenn das Netz über dieses Maß hinaus in Anspruch genommen werden würde.

Empfehlungen

Weiterverfolgung der Vorschläge a) bis d) im laufenden Gesetzgebungsverfahren zur EEG-Novelle.

3.1.1.2 Netzanschlusskosten

Auf der Ebene der Netzanschlusskosten ergibt sich, wie in der Problemanalyse aufgezeigt, eine Verzahnung von zwei Themenkomplexen: Einerseits geht es um die im Hinblick auf die Kostentragung zentrale Abgrenzung von Netzausbau- und Netzanschlussmaßnahmen, andererseits um die insofern ebenfalls wichtige Frage nach der Wahl bzw. Zuweisung des jeweiligen Netzverknüpfungspunktes.

Problemlage

- Hinsichtlich der Zuordnung der Kostenverpflichtung für den Netzanschluss zu den Anlagen- und Netzbetreibern ergibt sich trotz gewisser gesetzesinterpretatorischer Fragen kein grundlegender gesetzlicher Änderungsbedarf. Es besteht in § 13 Abs. 1 und 2 EEG 2004 eine vom Ansatz her klare Regelung, die zwischen Anschluss- und Netzausbaukosten trennt. Zwar fehlt es an einer Definition der Begriffe Netzanschluss und Netzausbau im EEG. Allerdings kann eine Abgrenzung der Kostenverteilung anhand von § 4 Abs. 2 Satz 4 EEG erfolgen. Die bestehenden Probleme, die sich aus der Kostentragungslast ergeben, können nicht für jeden Einzelfall explizit gesetzlich geregelt werden. Auf die Abgrenzungsproblematik zwischen Anlagenanschluss und Netzausbau wurde in der Problemanalyse ausführlich eingegangen.
- Allerdings empfiehlt es sich, die Bestimmungen hinsichtlich der Zuweisung eines anderen Verknüpfungspunktes der anzuschließenden Anlage durch den Netzbetreiber zu ändern. Einerseits sollte die Zuweisungsmöglichkeit des Netzbetreibers auf sämtliche Anlagen ausgedehnt werden, andererseits sollte

für diesen Fall eindeutig geregelt werden, dass die Mehrkosten dann durch den Netzbetreiber getragen werden (zu dessen wirtschaftlichem Vorteil die Änderung des Verknüpfungspunktes erfolgt). Die bestehende Beschränkung der Zuweisungsmöglichkeit auf Kleinanlagen unter 30 Kilowatt müsste folglich gestrichen werden. Schon nach momentaner Rechtslage gilt eine Weigerung des Anlagenbetreibers, dem Anschluss an einen anderen Verknüpfungspunkt zuzustimmen, als treuwidrig, wenn der Netzbetreiber die dadurch entstandenen Mehrkosten trägt und keine Verzögerung des Anschlusses entsteht.

- Im Gesetzentwurf für die Novelle des EEG 2004 sind entsprechende Regelungen bereits enthalten.

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

Einführung einer generellen Befugnis für den Netzbetreiber, einen anderweitigen Verknüpfungspunkt festzulegen, verbunden mit der Verpflichtung zur Tragung der Mehrkosten.

Ausgestaltung und Bewertung

- Maßnahmen:
 - a) Einführung einer Berechtigung des Netzbetreibers, einen anderen Verknüpfungspunkt zuzuweisen: § 5 Abs. 3 Satz 1 RegE zur EEG-Novelle.
 - b) Verpflichtung des Netzbetreibers zur Tragung der Mehrkosten im Falle der Zuweisung eines abweichenden Verknüpfungspunktes: § 13 Abs. 2 RegE zur EEG-Novelle.

- Bewertung:

Die Maßnahmen sind positiv zu bewerten (siehe bereits zur Problemlage).

Empfehlungen

Weiterverfolgung im laufenden Gesetzgebungsverfahren zur EEG-Novelle.

3.1.2 Netzzugang

3.1.2.1 Energiewirtschaftliche Betrachtung

Der absolute Vorrang von EEG-Strom schafft mit dem zu erwartenden hohen Anteil an der Stromerzeugung die Notwendigkeit, Maßnahmen zu ergreifen, die künftige Systemdienstleistungen durch die Anlagen bewirken. Der hohe künftige Anteil wird in der Beschlussempfehlung des Deutschen Bundestags zum EEG durch das Ziel, einen mindestens 30%igen Anteil im Jahr 2020 zu erreichen, festgelegt (BT-Drucksache 16/9477, S.3, Nr. 1.2. §1 Abs. 2). Zudem wird in der Begründung des KWK-Gesetzentwurfs (Begründung, Teil A, I.) als Ziel für das Jahr 2020 ein Anteil des KWK-Stroms von etwa 25% genannt. Gleichzeitig wird Strom aus KWK-Anlagen im

KWK-Gesetzentwurfs § 4 Abs. 1 der gleiche Vorrang wie EEG-Strom eingeräumt. Die Fragen des Systembeitrags und des Engpassfalls werden durch diese Entwicklungen umso wichtiger.

Der Gesetzgeber hat im EEG-Entwurf auf die Anforderungen reagiert:

- Nach §6 erfordert der vorrangige Anschluss von Anlagen über 100 kW Leistung u.a. eine Fernsteuerbarkeit durch den Netzbetreiber. Nach der Beschlussempfehlung des Deutschen Bundestags erhalten nicht-fernsteuerbare Anlagen ab dieser Leistung keine Vergütung (BT-Drucksache 16/9477, S.3, Nr. 1.2. §6 in Verbindung mit §16 Abs. 6). Für Windkraftanlagen gelten anstelle der Fernsteuerbarkeit Anforderungen einer nach §64 Abs. 1 Nr. 1 zu erlassenden Verordnung;
- Das Einspeisemanagement und die Kapazitätserweiterungspflichten werden im Abschnitt 2 neu geregelt; dabei ist insbesondere eine Schadenersatzregelung von Anlagenbetreibern gegen Netzbetreiber im Fall eines Einspeisemanagements (§12) hervorzuheben;
- Für bestehende Windkraftanlagen, die nach dem 31.12.2001 errichtet wurden, und für nach Inkrafttreten des Gesetzes aber vor dem 01.01.2014 neu errichtete Windkraftanlagen wird die Vergütung um einen Systemdienstleistungs-Bonus von 0,7 bzw. 0,5 cent/kWh erhöht, sofern die jeweiligen Anforderungen einer Rechtsverordnung nach §64 Abs. 1 Nr. 1 erfüllt sind (§29 Abs. 2 Satz 4, §66 Abs. 1 Nr.6, §64 Abs. 1 Nr.1 EEG-Entwurf unter Berücksichtigung der Änderungen nach BT-Drucksache 16/9477);
- §17 regelt die „Direktvermarktung“, also den Verkauf von Strom durch EEG-Anlagenbetreiber außerhalb des EEG (s. BT-Drucksache 16/9477; S.5f.);
- §64 Abs. 1 Nr. 6 ermächtigt die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundestags „insbesondere für eine Verstetigung, bedarfsgerechte Einspeisung sowie für die verbesserte Netz- und Marktintegration“ von Strom aus EEG-Anlagen per Rechtsverordnung finanzielle Anreize zu schaffen sowie „die Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelle Energiemarkt“ zu regeln.

Damit sind die in „Problemanalyse“ genannten Punkte im Gesetzentwurf adressiert. Sie können unter den je einschlägigen folgenden Gliederungspunkten im Detail besprochen werden. Hinzu kommt das Verhältnis des Vorrangs von Anlagen nach dem KWK-G und nach dem EEG, das aufgrund der Novellierung des KWK-G zu besprechen ist.

3.1.2.2 Rechtliche Verbesserungsansätze

In der Problemanalyse wurde aufgezeigt, dass es im Zusammenhang mit dem Erzeugungsmanagement nach dem EEG (2004) und dem Engpassmanagement nach § 13 EnWG zahlreiche offene Fragen gibt, deren alsbaldige Klärung angestrebt werden sollte. Insbesondere sollte das Verhältnis der beiden Instrumente zueinander einer eindeutigen rechtssicheren und praktikablen Lösung zugeführt werden (siehe sogleich, Kap. 3.1.2.2.1).

Weiterer Untersuchungsbedarf ergibt sich darüber hinaus im Kontext der Novelle des EEG, da mit dieser beabsichtigt wird, die Bestimmungen zum EEG-Erzeugungsmanagement deutlich zu erweitern (namentlich auch auf KWK-Anlagen), zu spezifizieren und durch ergänzende Regelungen zu flankieren (insb. durch einen Entschädigungsanspruch sowie durch Informationsansprüche). Diese Aspekte werden in den Kap. 3.1.2.2.2 bis 3.1.2.2.5 erörtert.

In Kap. 3.1.2.2.6 wird außerdem kurz darauf eingegangen, ob es auf nationaler Ebene möglich ist, die in der Problemanalyse angesprochenen Probleme in der Anwendung der EG-VO Nr. 1228/2003 zu vermeiden.

3.1.2.2.1 Verhältnis der Bestimmungen zum Engpass- bzw. Einspeisemanagement in EnWG und EEG zueinander

Problemlage

- Weder die Bestimmungen des § 13 EnWG noch diejenigen des § 4 EEG 2004 lassen eindeutig erkennen, in welchem Verhältnis sie zueinander stehen.
- Das Problem wird durch den neuen § 11 Abs. 2 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 nicht gelöst, da die Bestimmung wie folgt formuliert ist: „Die Rechte aus den §§ 13 Abs. 1 und 14 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (...) bestehen gegenüber Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas fort, soweit die Maßnahmen nach Absatz 1 nicht ausreichen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten.“
- Sowohl die bestehenden Bestimmungen als auch diejenigen des Entwurfs zu § 11 Abs. 2 EEG (neu) könnten dahin missverstanden werden, dass Netzbetreiber im Falle eines drohenden Engpasses im ersten Schritt von den EEG-Bestimmungen zur (Ab-)Regelung von EE-Anlagen Gebrauch machen, bevor sie eigene (interne) netz- oder marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG ergreifen. Das würde die Betreiber von EE-Anlagen unnötig benachteiligen und ist auch energiewirtschaftlich nicht sachgerecht.
- Sowohl der Wortlaut von § 11 Abs. 2 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle als auch die zugehörige Begründung verstärken den Eindruck, dass hier der Regelungsgehalt des § 13 EnWG nicht zutreffend reflektiert wird. Es wird nicht erkannt, dass die Anwendungsfälle des § 11 Abs. 1 EEG 2009 der Sache nach zugleich Anwendungsfälle von § 13 Abs. 2 EnWG sind, weil es sich
 - einerseits nach der Legaldefinition des § 13 Abs. 3 EnWG um Fälle der Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes handelt
 - und andererseits Gegenmaßnahmen ergriffen werden, die ihrer Art nach von § 13 Abs. 1 EnWG nicht erfasst werden, weil in Rechte Dritter (nämlich der Betreiber von Erzeugungsanlagen) eingegriffen wird.

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

- a) Redaktionelle Überarbeitung von § 11 des Entwurfs zur EEG-Novelle, mit der klar gestellt wird, dass netz- und marktbezogene Maßnahmen des Netzbetreibers gegenüber dem EEG-Einspeisemanagement vorrangig zu ergreifen sind.
- b) Änderung von § 13 EnWG mit identischer Zielsetzung.
- c) Aufnahme von Vorschlag b) in ein Gesamtpaket zur Änderung des § 13 EnWG (siehe unten, 3.1.2.2.5).

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag a)

- Maßnahme: Redaktionelle Überarbeitung von § 11 des Gesetzentwurfs zum EEG
- Konkrete Ausgestaltung:
 - Einerseits Änderung der Einleitungsformel zu § 11 Abs. 1: „Netzbetreiber sind, sofern Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht ausreichen, unbeschadet ...“,
 - andererseits in § 11 Abs. 2 des Entwurfs Ersatz der Worte „§ 13 Abs. 1 und § 14 Abs. 2“ durch „§ 13 Abs. 2“ (des Energiewirtschaftsgesetzes).
- Bewertung:
 - Die Regelung schafft inhaltlich die nötige Klarheit und stimmt (dann) mit der Regelungssystematik des § 13 EnWG überein.
 - Sie stellt der Sache nach sicher, dass von § 11 Abs. 1 EEG nur Gebrauch gemacht wird, wenn und soweit es notwendig ist, weil netz- und marktbezogene Maßnahmen nicht ausreichen.
 - Sie hat den Nachteil, dass für sie noch einmal Änderungen am Wortlaut des innerhalb der Regierung bereits abgestimmten Entwurfs zur EEG-Novelle veranlasst werden müssten.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag b)

- Maßnahme: Änderung des § 13 EnWG
- Neufassung von § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG mit folgendem Text:
 - „Maßnahmen nach Satz 1 sind gegenüber einer Anwendung von § 11 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vorrangig zu ergreifen; im Übrigen sind bei ihrem Gebrauch die Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes über den Vorrang der Abnahme und Übertragung zu beachten (alt.: zu berücksichtigen).“
 - Ergänzung (optional): Streichung von § 11 Abs. 2 des Entwurfs zur EEG-Novelle.
- Bewertung:
 - Unter Einschluss der Ergänzung sind die Bestimmungen der Sache nach ebenso wirksam wie Vorschlag a). Sie haben zugleich den Vorteil, dass der

Regelungsgehalt des derzeitigen § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG klarer zum Ausdruck kommt.

- Ohne die ergänzende Streichung von § 11 Abs. 2 des Entwurfs zur EEG-Novelle wird die Auslegungsunsicherheit nicht vollständig beseitigt. Erforderlichenfalls könnte das Gemeinte aber auch in der Begründung zur Änderung von § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG so klar zum Ausdruck gebracht werden, dass der Regelungsgehalt eindeutig hergeleitet werden kann.
- Die Formulierungsvariante in § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG „zu berücksichtigen“ entspricht dem derzeitigen Text und könnte im Falle einer Uneinigkeit im Gesetzgebungsverfahren als Kompromissformulierung dienen.

Empfehlungen

Weiterverfolgung von Vorschlag a) im laufenden Gesetzgebungsverfahren zur EEG-Novelle, anderenfalls Aufnahme von Vorschlag b) in ein nachfolgendes Gesetzgebungsverfahren zu Änderungen des EnWG.

3.1.2.2.2 Einbeziehung von KWK-Anlagen in das EEG-Erzeugungsmanagement

Problemlage

- Der Gesetzentwurf zur EEG-Novelle sieht vor, neben den dem EEG unterliegenden Erzeugungsanlagen (über 100 kW) auch KWK-Anlagen in das EEG-Einspeisemanagement einzubeziehen (vgl. § 11 Abs. 1 des Regierungsentwurfs).
- Die beabsichtigte Einbeziehung von KWK-Anlagen ist steuerungspolitisch zu diskutieren. Aus der Sicht der Forschungsnehmer ist sie der Sache nach zu befürworten, da KWK-Anlagen anderenfalls gegenüber EE-Anlagen einen faktischen Einspeisevorrang genießen würden.
- Andererseits ist zu beachten, dass KWK-Anlagen in der Regel wärmegeführt sind. Größere Anlagen (oberhalb 1 MW FWL) verfügen regelmäßig über einen Spitzenlastkessel, der bei Abschaltung der Hauptanlage allein die Wärmeleistung erbringen kann, bei kleineren (insb. BHKW) kann das aber nicht vorausgesetzt werden. Daher würde sich für kleinere Anlagen ein zusätzlicher (erheblicher) Kostenfaktor ergeben, der über die (auch bei EE-Anlagen anfallenden) Aufwendungen für die Ausstattung mit den notwendigen regeltechnischen Einrichtungen noch einmal deutlich hinausgeht.
- Für KWK-Anlagen würde nach der derzeitigen Gesetzentwurfslage keine Verpflichtung zur Ausstattung mit einer fernsteuerbaren Regeleinrichtung bestehen – anders als es für neue EE-Anlagen gemäß § 6 Abs. 1 Nr. 1 Buchstaben a) und b) des Entwurfs (sinngemäß) und ab 2011 für bestehende EE-Anlagen gemäß der Übergangsbestimmung des § 66 Abs. 1 Nr. 1 des Entwurfs der Fall ist. Eine entsprechende Parallelregelung ist im bisherigen Entwurf des Änderungsgesetzes zum KWKG nicht vorgesehen (vgl. BT-Drs. 16/8305).

- Die vom Gesetzgeber laut Begründung angestrebte Verpflichtung der EE-Anlagenbetreiber aus § 6 Abs. 1 des Gesetzentwurfs kann aus dem Wortlaut nach hiesiger Auffassung nicht eindeutig genug abgeleitet werden (siehe bereits oben, unter 3.1.1.1.3). Daher ist auch die hierauf Bezug nehmende Entwurfsvorschrift des § 6 Abs. 1 Nr. 1 nicht klar genug.
- Auch § 11 Abs. 1 des Gesetzentwurfs kann formulierungstechnisch nicht vollständig befriedigen, da nicht eindeutig genug zum Ausdruck kommt, dass vom Einspeisemanagement nur für Anlagen Gebrauch gemacht werden darf, die mit fernsteuerbaren regeltechnischen Einrichtungen gemäß § 6 Abs. 1 Nr. 1 Buchstabe a) ausgestattet sind. Die vorgesehen Rechtsfolge „Berechtigung ... zu regeln“ könnte möglicherweise dahin missverstanden werden, dass es den Netzbetreibern damit auch gestattet sein soll, von Betreibern anderer Anlagen die Reduzierung der Einspeiseleistung zu verlangen. Auch aus der in § 11 Abs. 1 Nr. 3 aufgestellten Voraussetzung der Abrufung des Ist-Zustands der Einspeisung ergibt sich keine vollständige Klarheit, weil es in einzelnen Fällen sein kann, dass zwar eine automatische Abrufung des Ist-Zustands möglich ist, aber keine Fernsteuerung der Einspeisung.
- Insbesondere für bestehende EE-Anlagen sowie für KWK-Anlagen könnte es daher in der Anwendung der Vorschriften zu Interpretationsproblemen dahingehend führen, ob einzelne Anlagen in das Einspeisemanagement einbezogen werden können/müssen oder nicht.

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

- a) Klarstellung in § 11 Abs. 1 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle, dass die Existenz einer fernsteuerbaren Regeleinrichtung Voraussetzung für die Einbeziehung ins Einspeisemanagement ist.
- b) Falls es bei der Einbeziehung von KWK-Anlagen bleiben soll: Verankerung einer Verpflichtung zur Ausstattung mit fernsteuerbaren Regeleinrichtungen im KWKG, verbunden mit der Festlegung einer eigenständigen angemessenen Auslöseschwelle.
- c) Zur Abmilderung der Kostenbelastung: Heraufsetzung der Leistungsschwelle für die Einbeziehung ins Einspeisemanagement bei KWK-Anlagen (differenzierte Bestimmung).

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag a)

- Maßnahme: Klarstellung in § 11 Abs. 1 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle, dass die Existenz einer fernsteuerbaren Regeleinrichtung Voraussetzung für die Einbeziehung ins Einspeisemanagement ist.
- Konkrete Ausgestaltung:

- Ersatz der Worte „zu regeln“ hinter „(...) Grubengas“ durch die Formulierung „ferngesteuert zu regeln, soweit die Anlage mit einer hierfür geeigneten technischen oder betrieblichen Einrichtung ausgestattet ist und (...)“
- Bewertung:
 - Allgemein: sinnvolle Klarstellung.

Speziell im Hinblick auf KWK-Anlagen: Wichtig um klarzustellen, dass auch bei KWK-Anlagen diese Voraussetzung besteht (die sich ja anders als für EEG-Anlagen nicht bereits aus dem EEG-Gesetzentwurf ergibt).

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag b)

- Vorschlag: Verankerung einer Verpflichtung zur Ausstattung mit fernsteuerbaren Regeleinrichtungen im KWKG.
- Konkrete Ausgestaltung: Einfügung einer Regelung ins KWKG mit folgendem Wortlaut:
 - „Anlagen ab einer Feuerungswärmeleistung von X kW sind mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung
 - a) zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und
 - b) zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisungauszustatten. Satz 1 gilt für Anlagen, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden, ab dem 1. Januar 2011.“
- Bewertung:
 - Die Regelung ist notwendig, um die Gleichbehandlung der betreffenden Anlagen mit EEG-Anlagen innerhalb des EEG-Einspeisemanagements zu bewirken. Ohne sie entstünde eine Regelungslücke. Die KWK-Anlagenbetreiber wären deshalb rechtlich nicht veranlasst, ihre Anlagen mit ferngesteuerten Regeleinrichtungen auszustatten. Die Folge wäre, dass KWK-Anlagen entgegen dem Wortlaut von § 11 Abs. 1 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle nicht in das EEG-Einspeisemanagements einbezogen werden könnten, weil es an den technischen Voraussetzungen hierfür fehlte. Damit würde KWK-Strom im Falle eines durch EEG- und KWK-Strom ausgelasteten bzw. überlasteten Netzes faktisch privilegiert, weil die KWK-Einspeiseleistung nicht abregelbar wäre.
 - Hinsichtlich der Auslöseschwelle (= „ab einer Leistung von X kW“) kommt es entscheidend darauf an, ob/inwieweit die mit der Einbeziehung in das EEG-Einspeisemanagement verbundenen besonderen Aufwendungen bei kleineren Anlagen ausgeglichen werden. Der bisherige Gesetzentwurf sieht dazu in §12 Abs. 1 lediglich vor, dass die entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse zu ersetzen sind, nicht jedoch über die Regeltechnik hinausgehende baulich-technische Maßnahmen, die vor allem bei kleineren Anlagen notwendig werden können (insb. Zusatz-Wärmeaggregate, die bei

größeren Anlagen selbstverständlich sind). Keinen spezifischen gesetzlichen Niederschlag finden auch denkbare Schadensersatzleistungen an Dritte im Falle eines Ausfalls der Wärmelieferung. Diese Probleme können durch die unten entwickelten Vorschläge (siehe unter 3.1.2.2.4) nur zum Teil behoben werden. Von daher wird empfohlen, die Auslöseschwelle hier etwas höher als bei EE-Anlagen anzusetzen, so dass neben sog. Mikro-BHKW auch sonstige BHKW der Größenordnung bis ca. 1 MW Feuerungswärmeleistung ausgenommen werden.

- Umsetzbar (als zusätzlicher Artikel) z.B. im Rahmen entweder des laufenden Gesetzgebungsverfahrens zum KWG oder eines gesonderten Gesetzgebungsverfahrens zum EnWG.
- Eine unmittelbare Regelung im EEG wäre zwar theoretisch denkbar, bietet sich jedoch regelungssystematisch nicht an.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag c)

- Vorschlag: Heraufsetzung der Leistungsschwelle für die Einbeziehung ins Einspeisemanagement bei KWK-Anlagen (differenzierende Bestimmung).
- Konkrete Ausgestaltung:
 - Option 1: Wenn die Vorschläge a) und b) umgesetzt werden, ist keine spezielle Regelung (auch keine Änderung von § 11 Abs. 1 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle) erforderlich, da kleinere KWK-Anlagen als die in Vorschlag b) genannten dann nicht mit geeigneten fernsteuerbaren Regeleinrichtungen ausgestattet werden (müssen). Wenn sie dies dennoch sind, bestehen gegen die Einbeziehung ebenfalls keine Bedenken.
 - Option 2: Wenn Vorschlag b) nicht umgesetzt wird, müsste eine weitere Änderung des § 11 Abs. 1 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle erfolgen, in der es dann heißen müsste: „(...) Anlagen mit einer Leistung über 100 Kilowatt zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, oder Grubengas sowie Anlagen mit einer Leistung über X Megawatt zur Erzeugung von Strom Kraft-Wärme-Kopplung (...)“
- Bewertung:
Option 1 ist zu befürworten.

Empfehlungen

Weiterverfolgung von Vorschlag a) – Klarstellung des Erfordernisses der Fernsteuerbarkeit – und Vorschlag b)- Pflicht zur Ausstattung mit Regeleinrichtungen auch für KWK-Anlagen, diese aber gebunden an eine höhere Auslöseschwelle.

3.1.2.2.3 Informations-/Nachweispflichten sowie Überwachung durch die BNetzA

Problemlage

- Um sicherzustellen, dass die durch das EEG-Einspeisemanagement gegebenen Möglichkeiten zur (Ab-)Regelung von EE-Erzeugungsanlagen nicht (ausufernd) missbraucht werden, sind im Entwurf der EEG-Novelle insbesondere zwei flankierende Regelungen vorgesehen, die seitens des Forschungsteams grundsätzlich positiv beurteilt werden:
 - eine Verpflichtung zur Information der Betroffenen über die Erforderlichkeit innerhalb von 4 Wochen (§ 11 Abs. 3 des Gesetzentwurfs),
 - ein verschuldens- und verantwortungsfreier Entschädigungsanspruch der betroffenen Anlagenbetreiber (grds. in Höhe der entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse abzgl. ersparter Aufwendungen), den die Netzbetreiber über die Netzentgelte weiterwälzen können, sofern sie den Engpass nicht zu vertreten haben (§ 12 des Gesetzentwurfs).
- Es fragt sich, ob zu empfehlen ist, zusätzliche Regelungen zu schaffen, nach denen das EEG-Einspeisemanagement behördlich kontrolliert wird und die zuständige Behörde mit konkreten Eingriffs- bzw. Steuerungsmöglichkeiten ausgestattet wird.
- Nach den bereits oben (unter 3.1.2.2.1) getroffenen Feststellungen stellen sich die Anwendungsfälle des EEG-Einspeisemanagement immer auch als Fälle des EnWG-Engpassmanagements dar. Deshalb ist davon auszugehen, dass die Regelungen des § 13 EnWG über die Information der Regulierungsbehörde auch im EEG-Kontext Anwendung finden, soweit sich aus dem EEG nichts Gegenteiliges ergibt.
- Nach § 13 EnWG würde gelten, dass:
 - die Netzbetreiber in den Anwendungsfällen des § 11 Abs. 1 EnWG gemäß § 13 Abs. 5 EnWG verpflichtet sind, die „unmittelbar Betroffenen und die Regulierungsbehörde unverzüglich zu informieren“ und die vorgetragenen Gründe auf Verlangen zu belegen,
 - die Regulierungsbehörde gemäß § 13 Abs. 6 EnWG unverzüglich zu unterrichten ist, sofern eine Versorgungsstörung für den lebenswichtigen Bedarf vorliegt, und
 - die betreffenden Netzbetreiber gemäß § 13 Abs. 7 Satz 1 EnWG außerdem „zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen (...) jährlich eine Schwachstellenanalyse zu erarbeiten und auf dieser Grundlage notwendige Maßnahmen zu treffen“ haben.
- Der Gesetzentwurf zur EEG-Novelle schafft in § 11 Abs. 3 einen eigenständigen Informations-/Nachweistatbestand, der keinen Bezug zu § 13 Abs. 5 bis 7 EnWG herstellt. Außerdem klingen einige Formulierungen in der Begründung des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle so, als gehe der Gesetzgeber wie selbstverständlich davon aus, dass § 13 EnWG im Zusammenhang mit dem EEG-Einspeisemanagements nicht zur Anwendung komme. Deshalb könnte man zu

der rechtssystematisch fehlerhaften Auffassung gelangen, dass die betreffenden Vorschriften des EnWG in den Fällen des § 11 Abs. 1 EEG generell keine Anwendung finden. Dieses (den Entwurfsverfassern der EEG-Novelle offenbar unterlaufene) Fehlverständnis würde darauf hinauslaufen, dass die Informationspflichten hinsichtlich des EEG-Einspeisemanagements insgesamt schwächer ausgestaltet sind als diejenigen des § 13 EnWG. Lediglich im Hinblick auf die Qualität bzw. Ausgestaltung der Belege (Verständlichkeitskriterium, inhaltliche Anforderungen) ist § 11 Abs. 3 des EEG-Gesetzentwurfs konkreter als § 13 Abs. 5 EnWG. Hinsichtlich des Zeitraums bis zur Information (innerhalb von 4 Wochen statt „unverzüglich“), bleibt er dahinter zurück. Außerdem fordert das EEG in besonders gravierenden Fällen keine Schwachstellenanalyse.

- Die in § 12 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle vorgesehene Entschädigungsregelung gilt nur für die Anwendung des EEG-Einspeisemanagements, nicht für sonstige Anwendungsfälle des § 13 Abs. 2 EnWG. Damit entsteht ein Umgehungsanreiz, der noch dadurch verstärkt wird, dass im Umgehungsfall die Haftungsausschlussklausel für Vermögensschäden nach § 13 Abs. 4 EnWG greifen würde, so dass auch ein zivilrechtlicher Schadensersatzanspruch hinsichtlich des (reinen) Vermögensschadens nicht wirksam werden könnte. Ein wirksamer Schutz vor Umgehung setzt daher voraus, dass die EEG-Anlagenbetreiber auch bei Anwendung von § 13 Abs. 2 EnWG einen umfassenden Informationsanspruch haben. Die gegenwärtige Bestimmung des § 13 Abs. 5 EnWG gewährleistet das nicht.

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

- a) Verweis auf § 13 Abs. 5 bis 7 EnWG in § 11 Abs. 3 EEG mit dem Ziel klarzustellen, dass die Verpflichtungen aus § 13 Abs. 5 bis 7 EnWG unberührt bleiben.
- b) Änderung von § 13 EnWG mit identischer Zielsetzung.
- c) Ergänzung der Nachweisanforderungen aus § 13 Abs. 5 EnWG, um Umgehungen von § 12 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle unter Rückgriff auf § 13 Abs. 2 EnWG entgegen zu wirken.
- d) Aufnahme der Vorschläge b) und c) in ein Gesamtpaket zur Änderung des § 13 EnWG (siehe unten, 3.1.2.2.5).
- e) Schaffung von (auch) an das Engpass-/Einspeisemanagements anknüpfenden weitergehenden Befugnissen für die Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) zur Kapazitätssicherung im EnWG. → Dieser Vorschlag wird im Kontext der Kapazitätssicherung erörtert (siehe unten, 3.1.3.2.2).
- f) Wie c) jedoch im EEG. → Auch dieser Vorschlag wird im Kontext der Kapazitätssicherung erörtert (siehe unten, 3.1.3.2.1).

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag a)

- Maßnahme: Harmonisierender Verweis im EEG auf § 13 Abs. 5 bis 7 EnWG.
- Konkrete Ausgestaltung: Neufassung von § 11 Abs. 3 des Gesetzentwurfs zum neuen EEG mit folgendem Text:
 - „§ 13 Abs. 5 des Energiewirtschaftsgesetzes ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass den betroffenen Anlagenbetreibern unverzüglich, spätestens jedoch innerhalb von vier Wochen nach dem Beginn der Maßnahmen nach Absatz 1, geeignete Belege zur Verfügung zu stellen sind. Diese müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahmen vollständig nachvollziehen zu können; insbesondere sind die nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 3 erhobenen Daten vorzulegen. Im Übrigen bleiben § 13 Abs. 5 bis 7 des Energiewirtschaftsgesetzes unberührt.“
- Bewertung:
 - Mit dem in der vorgestellten Weise formulierten Verweis auf § 13 Abs. 5 kann das Gewünschte auf geeignete Weise zum Ausdruck gebracht werden. Die Besonderheiten des § 11 EEG werden dabei berücksichtigt, man bleibt aber im System des § 13 Abs. 5 EnWG.
 - Die darüber hinaus vorgeschlagene Unberührtheitsklausel für § 13 Abs. 5 bis 7 EnWG dient der Klarstellung, dass die Verpflichtungen nicht entfallen, wenn es zur Anwendung des EEG-Einspeisemanagements kommt.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag b)

- Vorschlag: Änderung von § 13 EnWG mit identischer Zielsetzung.
- Konkrete Ausgestaltung: Einfügung eines § 13 Abs. 8 EnWG mit folgendem Wortlaut:
 - „Die Absätze 5 bis 7 gelten auch bei Anwendung von § 11 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, soweit sich aus § 11 Abs. 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes keine weitergehenden Verpflichtungen der Netzbetreiber ergeben.“
- Bewertung:
 - Mit einer derartigen Regelung im EnWG ließe sich das Gewünschte ebenfalls auf geeignete Weise zum Ausdruck bringen.
 - Allerdings würde sich der logische Zusammenhang mit den EnWG-Regelungen aus dem Blickwinkel der Anlagenbetreiber, deren Zugang primär das EEG ist, weniger gut erschließen, weil von dort aus kein Bezug hergestellt wird.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag c)

- Vorschlag: Ergänzung der Nachweisanforderungen aus § 13 Abs. 5 EnWG, um Umgehungen von § 12 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle unter Rückgriff auf § 13 Abs. 2 EnWG entgegen zu wirken.
- Konkrete Ausgestaltung: Neufassung von § 13 Abs. 5 EnWG mit folgendem Wortlaut:
 - „Die von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen unmittelbar Betroffenen und die Regulierungsbehörde sind über die Anpassungen und Maßnahmen, deren Umfang bei den einzelnen Betroffenen sowie über deren Gründe unverzüglich zu informieren. Auf Verlangen sind die Angaben zu belegen.“
- Bewertung:
 - Der Vorschlag geht insofern über die bisherige Vorschrift hinaus, als nunmehr zum einen auch Angaben über Anpassungen und Maßnahmen (= Einspeisereduzierungen) bei Dritten zu machen sind und zum anderen ggf. Belege nicht nur über die Gründe vorzulegen sind.
 - Die Vorschrift begegnet keinen durchgreifenden datenschutzrechtlichen Bedenken, da die Offenlegung geboten ist, um dem öffentlichen Interesse und dem Interesse der Marktbeteiligten an einem fairen Wettbewerb Genüge zu tun. Die Dritten zu übermittelnden Angaben lassen im Übrigen keinen Rückschluss auf geheimhaltungsbedürftige Daten zu.

Empfehlungen

- Weiterverfolgung von Vorschlag a) im laufenden Gesetzgebungsverfahren zur EEG-Novelle, anderenfalls Aufnahme von Vorschlag b) in ein nachfolgendes Gesetzgebungsverfahren zu Änderungen des EnWG.
- Aufnahme von Vorschlag c) in ein nachfolgendes Gesetzgebungsverfahren zu Änderungen des EnWG.

3.1.2.2.4 Entschädigungsregelungen

Problemlage

- Zu den Begleitbestimmungen der Regelungen zum EEG-Einspeisemanagement soll nach dem Regierungsentwurf zur Novelle des EEG künftig auch ein verschuldens- und verantwortungsfreier Entschädigungsanspruch der betroffenen Anlagenbetreiber gehören (grds. in Höhe der entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse abzgl. ersparter Aufwendungen), den die Netzbetreiber über die Netzentgelte weiterwälzen können, sofern sie den Engpass nicht zu vertreten haben (§ 12 des Gesetzentwurfs).
- Die Regelung stellt sich in systematischer Hinsicht als Bruch des EEG dar, das sonst als gesetzliches Schuldverhältnis ausgestaltet ist. Der Entschädigungsanspruch ist ein Ersatz für den primären Vergütungsanspruch

und sollte daher wie dieser als gesetzlicher Anspruch ausgestaltet werden (d.h. nicht lediglich als vertraglicher Anspruch).

- Es ist relativ unsicher, wie die Netzbetreiber mit dem neuen Entschädigungsanspruch umgehen werden. Es ist denkbar, dass sich die Entschädigung in manchen Fällen gegenüber Maßnahmen der Kapazitätserweiterung als die betriebswirtschaftlich günstigere Option darstellt. In diesem Falle wären zwar die EE-Anlagenbetreiber befriedigt, der angestrebte klimapolitische Nutzen fiel jedoch aus.
- Fraglich ist auch, ob die Regelung für alle Erneuerbaren Energien gleichermaßen angemessen ist. Während bei Windenergie und solarer Strahlungsenergie diesbezüglich keine Bedenken bestehen, erscheint die Regelung für Biomasse, Klär-, Deponie- und Grubengas sowie Geothermie nicht unbedingt sachgerecht. In den letztgenannten Fällen kann zusätzlich zu den entgangenen Einnahmen aus der Veräußerung vom Strom und Wärme die Notwendigkeit, jedenfalls aber die Zweckmäßigkeit technischer/baulicher Vorkehrungen bestehen. Die dafür notwendigen Aufwendungen wären aber nicht über den Anspruch nach § 12 Abs. 1 Satz 2 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 erstattungsfähig.
- § 13 Abs. 4 Satz 1 EnWG sieht vor, dass im Falle eines regelnden Engpassmanagements nach § 13 Abs. 2 EnWG alle Leistungsbeziehungen ruhen. Das gilt auch für Leistungsbeziehungen nach dem EEG. § 13 Abs. 4 Satz 2 schließt für diese Fälle die Haftung für Vermögensschäden aus. Diese Regelung erfährt durch § 12 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle insoweit eine Modifizierung, als dort eine vorgängige Spezialregelung geschaffen wird, nach der im Anwendungsfall des EEG-Einspeisemanagements ein Entschädigungsanspruch besteht.
- Fraglich ist, ob es konkrete Verbesserungsmöglichkeiten für die Entschädigungsbestimmungen von § 12 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle gibt.

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

- a) Gewährung eines gesetzlichen Anspruchs auf Entschädigung bei Erstreckung auf weitere Aufwendungen.
- b) Klarstellung des Verhältnisses von § 12 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle zu § 13 Abs. 4 EnWG im EnWG.
- c) Anwendung des Entschädigungsanspruchs nach § 12 des Gesetzentwurfs zum EEG auch auf sonstige Anwendungsfälle von § 13 Abs. 2 EnWG auf EEG-Anlagen.
- d) Ergänzung der Nachweisanforderungen von § 13 Abs. 5 EnWG, um Fälle der Umgehung von § 12 zu vermeiden (siehe dazu bereits oben unter 3.1.2.2.3).

- e) Sinngemäße Aufnahme von Vorschlag b) in ein Gesamtpaket zur Änderung des § 13 EnWG (siehe dazu unten, unter 3.1.2.2.5).

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag a)

- Maßnahme: Neufassung des § 12 Abs. 1 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009: Schaffung eines gesetzlichen Entschädigungsanspruches (Grundvariante) bei Erstreckung auf weitere Kosten/Aufwendungen. [versch. Ausgestaltungsvarianten]
- Konkrete Ausgestaltung:
 - „(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern unter Abzug der ersparten Aufwendungen Ersatz zu leisten für
 1. die durch die Anwendung von § 11 Abs. 1 dieses Gesetzes sowie von § 13 Abs. 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse,
 2. für angemessene, durch die Einbeziehung in das Einspeisemanagement begründete und über die Ausstattung mit Regel- und Steuerungstechnik hinausgehende Maßnahmen baulicher oder technischer Art, mit denen ein unterbrechbarer Anlagenbetrieb sichergestellt werden soll,
 3. für angemessene, durch die Einbeziehung in das Einspeisemanagement begründete Maßnahmen baulicher oder technischer Art, mit denen sichergestellt werden soll, dass Pflichten zur Lieferung von Wärme auch bei reduzierter Stromeinspeisung erfüllt werden können.“
 - [Alt. 1:] Einschränkung für Nr. 1, nach der dies erst ab einer bestimmten Ausfallzeit bzw. einem bestimmten Ausfallvolumen gilt.
 - [Alt. 2:] Verzicht auf Nr. 2 und/oder Nr. 3.
 - [Alt. 3:] Zusätzliche Erstreckung auf Ausgleich von Folgeschäden (auch bei Dritten).
- Bewertung:
 - Die Einräumung eines gesetzlichen Anspruchs gegenüber dem Netzbetreiber ist system- und sachgerecht; gegenüber dem im Regierungsentwurf vorgesehenen vertraglichen Anspruch ist die Regelung einfach zu handhaben und gerichtlich direkt durchsetzbar.
 - Die in Nr. 1 vorgesehene Gewährung eines Entschädigungsanspruches auch für Maßnahmen, die auf § 13 Abs. 2 EnWG gestützt worden sind, ist sachgerecht. Es macht für den Anlagenbetreiber keinen Unterschied, aufgrund welcher Rechtsgrundlage seine Einspeisung unterbunden wurde; die Gleichbehandlung unterbindet ansonsten mögliche missbräuchliche Verhaltensweisen.

- Die Einbeziehung von über die Regel-/Steuerungstechnik hinausgehenden notwendigen technischen und baulichen Maßnahmen (Nr. 2) in den Entschädigungsanspruch trägt den unterschiedlichen Bedingungen fluktuierender und steuerbarer Erneuerbarer Energien Rechnung und bezieht den zusätzlichen Aufwand in die Regelung ein. Es erscheint ausreichend, die Erstattungspflicht nur bei auch tatsächlich erfolgter Regelung der Anlagen vorzusehen, da regelmäßig eine Nachrüstung ausreichend sein dürfte.
- Nr. 3 betrifft ausschließlich KWK-Anlagen. Sie soll absichern, dass zusätzlich ergriffene Maßnahmen zur Einhaltung vertraglicher Wärmelieferungspflichten (insb. Zubau von reinen Wärmeaggregaten) abzugelten sind. Das wird selten der Fall sein, weil größere KWK-Anlagen ohnehin entsprechend ausgelegt sind und kleinere durch den Zuschnitt des Verpflichtetenkreises herausgehalten werden (siehe dazu unter 3.1.2.2.2).

Zu den Alternativen:

- [Alt. 1:] Die Einschränkung für Nr. 1 erscheint als Kompromissposition denkbar, aber fachlich gegenüber der Basisvariante als zweite Wahl, weil sie die Wirtschaftlichkeit der Anlagen schmälert (und dabei überproportional Wind- und PV-Anlagen treffen würde).
- [Alt. 2:] Ein Verzicht auf Nr. 2 und/oder 3 ist denkbar, aber nicht zu empfehlen, weil es Härtefälle geben kann, in denen schwierige Probleme entstehen könnten.
- [Alt. 3:] Die Erstreckung auf Folgeschäden (z.B. bei ausgelösten Produktionsausfällen) kann einen starken Anreiz in Richtung der Vornahme notwendiger netzbezogener Maßnahmen erzeugen. Es entstünde jedoch eine kaum zu überschauende Gemengelage mit vertraglichen Regelungen und zivilrechtlichen Anspruchsbeziehungen. Die Folge wäre, dass erhebliche zivilrechtliche Haftungsrisiken über § 12 Abs. 2 (der die Überwälzung auf die Netzentgelte regelt) in das Netzentgeltsystem hineinwirken würden. Das kann nicht als sachgerecht betrachtet werden. Angemessener ist es, einerseits die notwendigen baulich-technischen Vorkehrungen abzusichern, damit keine solchen Folgeschäden entstehen können (wie in Nr. 3 vorgesehen), und andererseits über Vorschlag b) sicherzustellen, dass zivilrechtliche Haftungsansprüche unberührt bleiben.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag b)

- Maßnahme: Klarstellung des Verhältnisses von § 12 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle zu § 13 Abs. 4 EnWG im EnWG
- Konkrete Ausgestaltung:
 - Einfügung eines zusätzlichen Satzes mit folgendem Wortlaut in § 13 Abs. 4 EnWG:

„§ 12 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bleibt unberührt.“

- **Bewertung:**

Die Maßnahmen dienen dazu, die Wirksamkeit von § 12 Abs. 3 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle sicherzustellen. Dort soll geregelt werden, dass Schadensersatzansprüche von Anlagenbetreiberinnen und -betreibern gegen den Netzbetreiber unberührt bleiben. Nach Maßgabe von § 13 Abs. 4 Abs. 2 EnWG kann es auch derartige Schadensersatzansprüche nicht geben, *soweit* es sich um Ansprüche im Hinblick auf reine Vermögensschäden handelt. Mit der oben formulierten Einfügung wäre das anders, weil darin § 12 EEG insgesamt (also unter Einschluss des Absatzes 3) von den Wirkungen des § 13 Abs. 4 Satz 2 EnWG ausgenommen würde.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag c)

- **Maßnahme:** Anwendung des Entschädigungsanspruches nach § 12 des Gesetzentwurfs zum EEG auch auf sonstige Anwendungsfälle von § 13 Abs. 2 EnWG auf EEG-Anlagen
- **Konkrete Ausgestaltung:**
 - Einfügung eines dritten Satzes in § 11 Abs. 1 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle mit folgendem Wortlaut:
 - „Satz 1 und 2 gelten für Anlagenbetreiberinnen und -betreiber nach diesem Gesetz auch in sonstigen Fällen nach § 13 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes.“
- **Bewertung:**
 - Sehr weitreichende Maßnahme, die möglicherweise politisch nicht durchsetzbar sein würde. Betreiber von EE-Anlagen würden damit gegenüber Betreibern sonstiger Anlagen privilegiert.
 - Die Regelung kann trotzdem gerechtfertigt werden, da auf diese Weise eine Umgehung der Entschädigungsregelung des § 12 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 wirksam ausgeschlossen werden kann.

Empfehlungen

- Weiterverfolgung der Vorschläge a) und b) zur Änderung von § 12 des Regierungsentwurfs zum EEG 2009 im laufenden Gesetzgebungsverfahren zur EEG-Novelle.
- Aufnahme des Vorschlags c) in das anstehende Gesetzgebungsverfahren zum EnWG.
- Berücksichtigung der Vorschläge d) und e) im Rahmen der Punkte 3.1.2.2.3 und 3.1.2.2.5.

3.1.2.2.5 Gesamtlösung zur Änderung des § 13 EnWG

Problemlage

-Siehe oben.

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

- a) Eindeutige Klärung des Verhältnisses von EEG-Einspeisemanagement und EnWG-Engpassmanagement zueinander (siehe oben, 3.1.2.2.1 und 3.1.2.2.3).
- b) Erweiterung der Nachweispflichten nach § 13 Abs. 5 EnWG, auch zur Vermeidung von Umgehungen der Entschädigungsregelung im EEG (siehe oben, 3.1.2.2.3 und 3.1.2.2.4).

Ausgestaltung und Bewertung Vorschläge a) und b)

- Ausgestaltung:

1. Neufassung des § 13 Abs. 5 EnWG mit folgendem Wortlaut:

- „Die von durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen unmittelbar Betroffenen und die Regulierungsbehörde sind über die Anpassungen und Maßnahmen, deren Umfang bei den einzelnen Betroffenen sowie über deren Gründe unverzüglich zu informieren. Auf Verlangen sind die Angaben zu belegen.“

2. Einfügung eines neuen § 13 Abs. 8 EnWG mit folgendem Wortlaut:

- „Wird die Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes in der jeweiligen Regelzone durch eine Situation herbeigeführt, die von § 11 Abs. 1 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfasst wird, so gelten die Absätze 1 bis 7 mit folgenden Maßgaben:
 1. Maßnahmen nach Absatz 1 Satz 1 sind gegenüber einer Anwendung von § 11 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vorrangig zu ergreifen;
 2. Absatz 4 findet keine Anwendung, soweit sich aus §§ 11 und 12 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes etwas anderes ergibt;
 3. Absatz 5 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass den betroffenen Anlagenbetreibern unverzüglich, spätestens aber innerhalb von vier Wochen nach dem Beginn der Maßnahmen nach Absatz 1, geeignete Belege zur Verfügung zu stellen sind. Diese müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahmen vollständig nachvollziehen zu können; insbesondere sind die nach Absatz 1 Satz 1 Nr. 3 erhobenen Daten vorzulegen.“

- Bewertung:

Kompakte Gesamtlösung für die im EnWG-Kontext zu lösenden Fragen zum Einspeise-/Engpassmanagement.

Empfehlungen

Aufnahme des Gesamtvorschlags in eine Änderungsnovelle zum EnWG.

3.1.2.2.6 Regelungen zum Engpassmanagement im europäischen Recht

Wie in der Problemanalyse aufgezeigt, bestehen gewisse rechtliche Unsicherheiten hinsichtlich der EG-VO Nr. 1228/2003, die Netzbetreiber dazu veranlassen könnten, EE-Anlagen im Engpassfall einem rein „marktorientierten“ Management zu unterziehen und so den im EEG angelegten Übertragungsvorrang leer laufen zu lassen. Eine derartige Auslegung der EG-VO Nr. 1228/2003 hält zwar nach hiesiger Auffassung einer rechtlichen Prüfung nicht stand. Gleichwohl kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich Netzbetreiber auf diesen Standpunkt stellen.

Eine rechtssichere Klärung dieses Problems lässt sich allerdings auf nationaler Ebene nicht erreichen, da sich die bindenden Bestimmungen einem – auch interpretatorischen – Zugriff des deutschen Gesetzgebers entziehen. Deshalb kann die Auslegungsfrage praktisch nur entweder durch die Rechtsprechung oder durch eine entsprechende Klarstellung innerhalb der Vorschriften des europäischen Rechts erfolgen.

3.1.3 Netzkapazitäten (Ausbau und betriebliche Optimierung)

3.1.3.1 Energiewirtschaftliche Betrachtung

Wie im Abschnitt 2.1.3.1 der Problemanalyse bereits ausgeführt, bedarf es eines umfassenderen Optimierungskalküls seitens der Netzbetreiber, um dezentrale Optionen sowohl bei der Prüfung der Notwendigkeit einer Netzverstärkung/eines Netzausbaus als auch beim bestehenden Netzlastmanagement systematisch und diskriminierungsfrei zu berücksichtigen. Damit verbunden sind ein neues Selbstverständnis und eine neue Rolle der Netzbetreiber, die über ihre bisherige Systemgrenze hinaus auf ein erweitertes Handlungs-Portfolio zurückgreifen. In Anlehnung an den angelsächsischen Begriff des „active distribution network operators“ spricht man hier von einem „aktiven Stromverteilnetzbetreiber“.

Energiewirtschaftlich betrachtet wäre der „aktive“ Netzbetreiber

- ein Akteur, der den Umbau des bisherigen stark zentralistisch geprägten Strombereitstellungssystems hin zu einem dezentraleren System auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung und der Nutzung erneuerbarer Energien jedenfalls nicht behindern, idealerweise unterstützen und befördern würde,
- ein Integrator, der autonom entstehende dezentrale Anlagen möglichst optimal in sein Netzmanagement integriert („active management“),
- ein Systemoptimierer, der auf der Basis von levelized life cycle costs originäre Netzoptionen mit den vorhandenen dezentralen Optionen auf der

Angebots- und der Nachfrageseite in seinem Netzgebiet vergleicht und die kostengünstigeren Optionen realisiert.

Grundlegend für die Rollenerweiterung der Netzbetreiber im obigen Sinne ist ihre Anreizstruktur, die im Wesentlichen durch die Ausgestaltung der Netzentgeltregulierung bestimmt wird (s. dazu Abschnitt 3.1.4).

Anreize im Rahmen der Regulierung sind umso wirksamer,

- je strikter der Netzbetrieb von den Interessen der anderen Wertschöpfungsstufen entflochten ist,
- je weniger Pauschalregelungen in den einzelnen Regulierungsvorschriften enthalten sind, die möglicherweise gezielte Anreize konterkarieren,
- je höher positive oder negative Anreizzahlungen (Sanktionen) festgesetzt werden.

Für alle Netzbetreiber, die keine rechtliche Entflechtung des Netzbetriebs vornehmen sowie für alle, die das vereinfachte Verfahren wählen, ist die Ausgestaltung der Anreizstruktur im Hinblick auf die Beförderung eines „aktiven“ Netzbetreibers besonders schwierig. Möglicherweise greifen hier jedoch ersatzweise andere Mechanismen wie kommunalpolitische Einflussmöglichkeiten, lokale Öffentlichkeit oder bürgerschaftliches Engagement.

3.1.3.2 Rechtliche Verbesserungsansätze

Die in der Problemanalyse aufgeworfenen Fragen betreffen im Abschnitt zur Netzkapazität teils den Regelungskomplex des EEG, teils denjenigen des EnWG.

Systematisch hätte es sich vor dem Hintergrund der Problemanalyse an sich angeboten, von der Reihenfolge her auch hier mit den grundlegenden Bestimmungen des EnWG zu beginnen. Auf Grund der im Zusammenhang mit der EEG-Novelle vorgesehenen Änderungen des EEG soll hier jedoch zunächst thematisiert werden, ob und ggf. auf welche Weise im EEG geeignete Regelungen für eine vorsorgende Kapazitätssicherung getroffen werden können. Deshalb wird dieses Kapitel den weiteren Ausführungen vorangestellt.

3.1.3.2.1 Regelungen zur Kapazitätssicherung im EEG-Kontext

Problemlage

- Der Gesetzentwurf zur EEG-Novelle bringt hinsichtlich der im Zwischenbericht angesprochenen Probleme mehrere Verbesserungen:
 - Er richtet den Anspruch auf kapazitätserhöhende Maßnahmen gegenüber dem Netzbetreiber nunmehr ausdrücklich auch auf die betriebliche Optimierung und die Netzverstärkung aus und erstreckt diesen damit nicht mehr ausschließlich auf den Netzausbau (§ 9 Abs. 1 des Gesetzentwurfs).

- Er schafft zusätzlich einen Schadensersatztatbestand, bei dessen Wahrnehmung der Netzbetreiber die Beweislast dafür trägt, die erforderlichen Maßnahmen ergriffen zu haben (§ 10 Abs. 1 des Gesetzentwurfs), und
- er flankiert die Bestimmungen durch einen speziellen Informationsanspruch der Anlagenbetreiber (§ 10 Abs. 2 des Gesetzentwurfs).
- Der Gesetzentwurf bleibt andererseits in einigen Punkten hinter den wünschenswerten Verbesserungsmöglichkeiten zurück:
 - Er erstreckt den Anwendungsbereich der Ansprüche aus §§ 9 und 10 des EEG-Gesetzentwurfs nicht ausdrücklich auf die vorgelagerten Netze. Damit liegt es nahe, die Vorschriften so auszulegen, dass ihre Wirkungen auf das jeweilige Anschlussnetz beschränkt bleiben und aus ihnen nicht geschlossen werden könne, dass auch für die vorgelagerten Netze eine entsprechende (schadensersatzbewehrte) Kapazitätssicherungspflicht besteht. Da Engpässe aber auch und insbesondere in vorgelagerten Netzen auftreten können, ergibt sich hieraus eine bedeutsame Steuerungslücke.
 - Die Regelungen sind (entgegen dem insoweit weitergehenden Referentenentwurf – siehe dort §§ 11 und 12) nicht flankiert durch eine Pflicht zur Vorlage eines Konzepts der Kapazitätserweiterung gegenüber der Bundesnetzagentur bei sich abzeichnender Netzauslastung. Die Bundesnetzagentur soll (anders als noch nach § 64 des Referentenentwurfs) insofern keine Überwachungs- und Anordnungsbefugnisse in entsprechender Anwendung des EnWG erhalten.
 - Eine redaktionelle Schwachstelle von § 10 des Gesetzentwurfs liegt darin, dass der Anspruch hier den „Anlagenbetreiberinnen und -betreibern“ zugeordnet wird, nicht – wie es wohl gemeint sein dürfte – den Einspeisewilligen.

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

- a) Schaffung einer Befugnis der Bundesnetzagentur zur Festsetzung von einzelnen Maßnahmen zur Kapazitätssicherung im EEG (Alternative: im EnWG, siehe dazu 3.1.3.2.2).
- b) Flankierung der Regelungen im Entwurf des neuen EEG durch eine Pflicht zur Vorlage von Kapazitätserweiterungskonzepten mit Durchsetzungsbefugnissen für die BNetzA.
- c) Redaktionelle Änderung von § 10 des EEG-Gesetzentwurfs: Einspeisewillige als Anspruchsinhaber.
- d) Ausdrückliche Erstreckung der Verpflichtung aus § 9 Abs. 1 des EEG-GE auch auf vorgelagerte Netze.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag a)

- Maßnahme: Schaffung von Eingriffs- und Steuerungsbefugnissen zur Kapazitätssicherung für die Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) im EEG-Kontext.
- Konkrete Ausgestaltung: Schaffung einer speziellen Befugnis der BNetzA zur Festsetzung konkreter Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen. Einfügung einer entsprechenden Bestimmung in einem neuen § 9 Abs. 5 oder einem neuen § 11 Abs. 4 EEG. Wortlaut:
 - Formulierungsmöglichkeit: „Die Bundesnetzagentur kann (1. Alt.: hat) (2. Alt.: soll) auf Grund von § 65 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes die Durchführung bestimmter geeigneter Maßnahmen zur Sicherstellung einer ausreichenden Übertragungskapazität für den nach § 6 Abs. 1 dieses Gesetzes abzunehmenden und zu übertragenden Strom (1. Alt.: zu) verlangen, soweit dies erforderlich ist und nicht auf andere Weise, insbesondere durch vertragliche Regelungen, sichergestellt werden kann.“
- Bewertung – Allgemeines:
 - Grundsätzlich wie der Vorschlag einer entsprechenden Regelung im EnWG-Kontext (siehe oben, 3.1.3.2.1, Buchstabe a)).
 - Nachteil demgegenüber: Bei Regelung im EEG-Kontext keine Geltung in anderen Fällen von Kapazitätsproblemen (betrifft aber jedenfalls die wesentlichen Fälle).
 - Vorteil: Könnte politisch einfacher durchsetzbar sein.
- Bewertung – Einzelheiten der Ausgestaltung:
 - Der Vorschlag geht in der „Kann-Variante“ an sich nicht über eine bloße Klarstellung hinaus. Nach Maßgabe des § 65 Abs. 2 EnWG besteht bereits eine allgemeine Befugnisnorm zur Anordnung von Maßnahmen im Einzelfall. Dennoch dürfte eine solche Vorschrift in erheblichem Maße Druck auf die Netzbetreiber entfalten, da sich aus ihr entnehmen lässt, dass die zuständige Behörde aufgefordert ist, die Notwendigkeit von Einzelanordnungen im Falle von drohenden Kapazitätsengpässen ernsthaft zu prüfen.
 - In der 1. Alternative würde demgegenüber eine bindende Verpflichtung der Bundesnetzagentur geschaffen, nicht lediglich eine ins Ermessen gestellte Berechtigung. Diese Variante hätte eine größere Wirkkraft, dürfte aber politisch kaum durchsetzbar sein.
 - Die 2. Alternative einer „Soll-Vorschrift“ könnte einen gangbaren Kompromiss darstellen. Unter einem „soll“ versteht die Rechtsprechung, dass die Behörde im Regelfall eine Anordnung zu treffen hat und nur in atypischen Fällen hiervon abweichen darf.
 - Alle Varianten geben Spielräume dafür, einvernehmliche Lösungen im Vertragswege zu finden, so dass es einer Wahrnehmung der

Anordnungsmöglichkeit nicht bedarf. Damit mildert sie die Belastungswirkungen für die Netzbetreiber zugleich ab.

- Problem ist sicher, dass konkrete Maßnahmen einen sehr guten Informationsstand der Bundesnetzagentur voraussetzen, und dass einige Maßnahmen erst sehr langfristig wirken können. Deshalb spricht viel dafür, es nicht bei dieser Einzelbefugnis zu belassen, sondern weitergehend die Grundlagen für eine verbindliche Bedarfsplanung zu schaffen.
- Die vorgeschlagene Verweisung auf das Verfahren nach dem EnWG ist notwendig, weil das EEG keine eigenen Verfahrensregelungen enthält und die Schaffung solcher auch systemfremd wäre. Die Vorschrift soll zum Ausdruck bringen, dass die Bundesnetzagentur ggf. von ihren Regelungsbefugnissen im Kontext des EnWG Gebrauch machen soll. Sie schafft dafür einen Anordnungsgrund, keine vollständig selbständige Anordnungsbefugnis.
- Die Regelung passt innerhalb des EEG besser zu § 9 Abs. 5 des Gesetzentwurfs, ließe sich aber auch an § 11 Abs. 3 des Gesetzentwurfs anschließen, dann möglicherweise mit einer auf die Vermeidung von Netzengpässen zugeschnittenen Formulierung.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag b)

- Maßnahme: Flankierung der Regelungen im Entwurf des neuen EEG durch eine Pflicht zur Vorlage von Kapazitätserweiterungskonzepten mit Durchsetzungsbefugnissen für die BNetzA.
- Konkrete Ausgestaltung: wie § 11 und (darauf Bezug nehmend) § 64 des Referentenentwurfs zur EEG-Novelle vom Oktober 2007 (Text siehe dort).

Bewertung: Gut tragfähiges, komplexes Gesamtkonzept, das aber nach Einigung auf den Regierungsentwurf zur EEG-Novelle vom 05.12.2007 nicht mehr durchsetzbar erscheint. Deshalb wird hier auf eine eingehende Erörterung verzichtet.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag c)

- Maßnahme: Redaktionelle Änderung von § 10 des EEG-Gesetzentwurfs: Einspeisewillige als Anspruchsinhaber.
- Konkrete Ausgestaltung: Ersatz der Wörter „Anlagenbetreiberinnen und -betreiber“ in § 10 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle durch „Einspeisewillige“.
- Bewertung: Sinnvolle Klarstellung, da die Schadensersatzregelung sonst im Falle vereitelter Neuanschlüsse leer laufen könnte (Auslegungsproblem).

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag d)

- Maßnahme: Ausdrückliche Erstreckung der Verpflichtung aus § 9 Abs. 1 des EEG-GE auch auf vorgelagerte Netze.
- Konkrete Ausgestaltung: § 9 Abs. 1 des GE zum EEG erhält einen zweiten Satz mit folgendem Wortlaut:
 - „Das gilt auch für die Betreiber von dem Anschlussnetz unmittelbar oder weiter vorgelagerten Netzen“.
- Bewertung:
 - Sinnvolle und wichtige Ergänzung, um eine Interpretationsfrage zu klären. § 9 des GE bringt nicht eindeutig zum Ausdruck, dass sich der Optimierungs-/Ausbauanspruch auch auf dem Anschlussnetz vorgelagerte Netze bezieht. Hierfür spricht zwar mit einigem Gewicht der Wortlaut der Vorschrift, der auch die Übertragung des Stroms anspricht. Die Formulierung ist jedoch nicht eindeutig genug, um rechtliche Unsicherheiten zu vermeiden.
 - Die Formulierung „unmittelbar oder weiter“ bringt dies auf relativ einfache Weise zum Ausdruck.
 - Damit wäre zugleich die durch die bisherige Entwurfsformulierung ebenfalls nicht eindeutig beantwortete, parallel gehende Frage (positiv) geklärt, ob sich die Schadensersatzregelungen des § 10 auf sämtliche Ebenen der Übertragungsnetze beziehen.

Empfehlungen

- Weiterverfolgung von Vorschlag a) – projektbezogene Steuerungsbefugnisse der BNetzA –, sofern keine Lösung im Zuge einer (kurzfristigen) Änderung des EnWG gefunden wird (siehe dazu sogleich, 3.1.3.2.2, dort Buchstabe a)).
- Redaktionelle Klarstellung in § 10 des Gesetzentwurfs zur EEG-Novelle gemäß Vorschlag c).
- Weiterverfolgung von Vorschlag d) in den laufenden Gesetzgebungsprozess zum EEG.

3.1.3.2.2 Regelungen zur Kapazitätssicherung im EnWG

Problemlage

- Auch unter Berücksichtigung der Regelungen des Gesetzentwurfs zum neuen EEG fehlt es an adäquaten Regelungen im EnWG, die eine planmäßige Erhöhung der Übertragungskapazitäten entsprechend dem zukünftigen Bedarf des EEG- und KWK-Ausbaus ermöglichen.
- Zudem fehlt es an einer spezifisch auf einzelne kapazitätserhöhende Maßnahmen zugeschnittenen Anordnungsbefugnis der Bundesnetzagentur für Einzelfälle des drohenden Kapazitätsengpasses. Zwar ist es grundsätzlich möglich, insofern § 65 Abs. 2 EnWG zur Anwendung zu bringen. Das EnWG lässt aber nicht erkennen, dass es hierin eine vordringliche Aufgabe für die Bundes-

netzagentur sieht. Insofern bedarf es eines besonderen Impulses seitens des Gesetzgebers.

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

- a) Schaffung von besonderen Eingriffs- und Steuerungsbefugnissen zur Kapazitätssicherung für die Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) im EnWG-Kontext.
- b) Schaffung eines Regelungsgerüsts für einen Bedarfsplan zum Ausbau der Netze mit Möglichkeit der rechtsverbindlichen Festsetzung bestimmter Einzelmaßnahmen.
- c) Erweiterung der Berichtspflicht der Netzbetreiber aus § 12 Abs. 3a EnWG.
- d) Schaffung einer gesetzlichen Liste von vordringlichen Leitungsvorhaben mit der Wirkung, dass das Zulassungsverfahren nach Maßgabe von § 43 b) EnWG beschleunigt durchzuführen ist. → Dieser im IEKP mit dem Stichwort „Bedarfsplan“ in Verbindung gebrachte Vorschlag wird, da er der Sache nach lediglich die Beschleunigung der Zulassungsverfahren für Leitungsanlagen betrifft, unter 3.1.3.2.3 Buchstabe a) diskutiert.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag a)

- Maßnahme: Schaffung von besonderen Eingriffs- und Steuerungsbefugnissen zur Kapazitätssicherung für die Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) im EnWG.
- Konkrete Ausgestaltung: Schaffung einer speziellen Befugnis der BNetzA zur Festsetzung konkreter Maßnahmen zur Kapazitätssicherung/Erhöhung. Einfügung einer entsprechenden Bestimmung in einem neuen § 12 Abs. 5 oder einem neuen § 13 Abs. 8 EnWG.
 - Formulierungsbeispiel: „Die Regulierungsbehörde kann (1. Alt.: hat) (2. Alt.: soll) von dem Netzbetreiber im Verfahren nach Teil 8 Abschnitt 1 dieses Gesetzes die Durchführung bestimmter geeigneter Maßnahmen zur Gewährleistung einer ausreichenden Übertragungskapazität (1. Alt.: zu) verlangen, soweit dies erforderlich ist und nicht auf andere Weise, insbesondere durch vertragliche Regelungen, sichergestellt werden kann.“
- Bewertung:
 - Grundsätzlich positiv – wie der bereits erörterte Vorschlag einer entsprechenden Regelung im EEG- Kontext; → siehe oben, 3.1.3.2.1, Buchstabe a).
 - Vorteil demgegenüber: Bei Regelung im EnWG-Kontext kann von dem Instrument auch außerhalb des EEG-Anwendungsrahmens sinnvoll angewandt werden.
 - Die Regelung passt rechtssystematisch gut in das EnWG.

- Zu den Einzelheiten siehe im Übrigen zu 3.1.3.2.1 Buchstabe a).

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag b)

- Maßnahme: Schaffung eines Regelungsgerüsts für einen Bedarfsplan zum Ausbau der Netze mit Möglichkeit der rechtsverbindlichen Festsetzung bestimmter Einzelmaßnahmen.
- Konkrete Ausgestaltung: Komplexes Regelungssystem, das hier nur skizziert werden kann.
 - Eine Möglichkeit könnte wie folgt aussehen: Auf Grundlage der (ggf. anzupassenden, d.h. detaillierteren) Berichtspflicht der Netzbetreiber nach § 12 Abs. 3a EnWG erhält die Bundesnetzagentur die Aufgabe, einen übergreifenden (in Regelzonen aufteilbaren) Bedarfsplan aufzustellen und in diesem bestimmte kapazitative Maßnahmen verbindlich festzusetzen, zu deren Durchführung die Netzbetreiber dann verpflichtet sind. Dabei „soll“ die Bundesnetzagentur Vorschläge der Netzbetreiber als verbindlich festsetzen, soweit nicht öffentliche Interessen entgegenstehen. Die Bundesnetzagentur erhält hierbei einen Beurteilungsspielraum.
 - Ergänzung: Flankierung durch geeignete Regelungen zur Überwälzung der Kosten im Rahmen der Netzentgelte (Erklärung bestimmter Kosten als nicht beeinflussbare Kostenanteile im Rahmen der Netzentgeltregulierung).
- Bewertung:
 - Umfassendes Gesamtkonzept, das im Hinblick auf eine planmäßige Steuerung der Integration regenerativ erzeugten Stroms in die Netzstrukturen ein hohes Maß an Wirksamkeit entfalten kann.
 - Fraglich ist auf der anderen Seite, ob die Annahme einer entsprechenden Effektivität unter den gegebenen wirtschaftlichen und politischen Verhältnissen realistisch ist, da der planerisch-ordnungsrechtliche Steuerungsansatz aufwändige und langwierige Entscheidungsprozesse mit sich bringt und ohne weiteres keine dynamischen Anreize setzt. Aus umweltökonomischer Sicht ist das Instrument daher vom Ansatz eher zurückhaltend zu betrachten.
 - Die Einzelheiten der Ausgestaltung bedürften ggf. einer vertieften Betrachtung.
 - Europarechtlich zulässig und erwünscht, da die Elektrizitätsbinnenmarkt-RL ausdrücklich Bedarfspläne für die Energieversorgung als geeignetes Instrument zur Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarkts hervorhebt.
 - Verfassungsrechtliche Probleme sind auf grundsätzlicher Ebene nicht ersichtlich.
 - Eine relativ kurzfristige „Ad-Hoc-Regelung“ in diesem Sinne ist angesichts der Komplexität eines solchen Systems nicht ohne weiteres möglich. Es müssten ggf. relativ intensive politische Diskussionen geführt werden.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag c)

- Maßnahme: Erweiterung der Berichtspflicht der Netzbetreiber aus § 12 Abs. 3a EnWG.
- Konkrete Ausgestaltung:
 - Die Pflicht der Netzbetreiber zur Vorlage eines Netzberichts wird dahin erweitert, dass sie auch konkrete Maßnahmen zum Netzausbau (sowie ggf. zur Netzverstärkung und Optimierung) mit zeitlichen Festlegungen und Realisierungsplänen umfasst (ähnlich IEKP).
 - Eine konkrete Formulierung steht noch aus.
- Bewertung:

Der Vorschlag erscheint sinnvoll, sofern Vorschlag b) nicht verfolgt werden sollte, auch als isolierte Maßnahme, weil er die Basis für ggf. erforderliche steuernde Maßnahmen der BNetzA (informeller oder auch formeller Art) verbessert.

Empfehlungen

- Verfolgung von Vorschlag a) – projektbezogene Steuerungsbefugnisse der BNetzA – im Rahmen einer kurzfristigen Änderungsnovelle des EnWG.
- Weiterverfolgung von Vorschlag c) – Detaillierung der Berichtspflicht aus § 12 Abs. 3a EnWG.
- Generell: Vertiefte wissenschaftliche und politisch-strategische Überlegungen zur Schaffung eines wirksameren Anreiz- und Steuerungsinstrumentariums zur Kapazitätssicherung (möglichst auf Basis umweltökonomischer Instrumente, ggf. unter Einbeziehung von Elementen einer Bedarfsplanung).

3.1.3.2.3 Zulassungsregelungen für Leitungen

Problemlage

- Zu den entscheidenden Problemen der Netzintegration gehört der sehr lange Planungs- und Genehmigungszeitraum für oberirdisch geführte Hoch- und Höchstspannungsleitungen, für die ab 110 kV eine generelle Planfeststellungspflicht (vgl. § 43 Abs. 1 EnWG), in der Regel eine UVP-Pflicht (vgl. Anlage 1 Nr. 19 zum UVPG) sowie generell die Pflicht zur Durchführung eines vorgelagerten Raumordnungsverfahrens (vgl. § 1 Nr. 14 der Raumordnungsverordnung) besteht.
- Zu weiteren mehrjährigen Verzögerungen kann es kommen, falls es zu Rechtsstreitigkeiten mit Anwohnern oder Naturschutzverbänden über den Trassenverlauf kommt.
- Eine ganz erhebliche Verkürzung der Planungs- und Genehmigungszeiträume kann dadurch bewirkt werden, dass Erdkabel statt Freileitungen verlegt werden.

Negative Auswirkungen auf das Landschaftsbild können nahezu vollständig vermieden und Eingriffe in die Natur im unmittelbaren Umfeld auf ein Minimum reduziert werden. Die gefühlten Störwirkungen bei den Nachbarn reduzieren sich ebenfalls erheblich. Daher kann erreicht werden, dass die Planungszeiträume deutlich verkürzt werden: kein Erfordernis eines Raumordnungsverfahrens, erheblich geringeres Prozessrisiko und weniger Probleme mit der Beschaffung der Flächen.

- Erdkabel können aber andererseits auch zu deutlichen Kostenerhöhungen führen. Im Spannungsbereich 110 KV kann davon ausgegangen werden, dass sich die Kosten von der Größenordnung nur wenig von denen für Freileitungen unterscheiden. Im Höchstspannungsbereich liegen sie jedoch weit darüber.
- Mit dem Ende 2005 ergangenen Infrastrukturplanungs-Beschleunigungsgesetz erfolgten bestimmte Änderungen des EnWG, die zu Verkürzungen der Verfahren führen können. Die Grundprobleme bestehen aber nach wie vor. Neben einigen verfahrenstechnischen Änderungen gilt seitdem insbesondere, dass im Küstenbereich verlegte Erdkabel zur Anbindung von Offshore-Anlagen auf Antrag planfestgestellt werden können und die hieraus resultierenden Mehrkosten im Rahmen der Anreizregulierung als nicht beeinflussbare Kostenanteile zu behandeln sind (vgl. §§ 21a und 43a Abs. 1 EnWG).

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

- a) Schaffung einer gesetzlichen Liste von vordringlichen Leitungsvorhaben mit der Wirkung, dass das Zulassungsverfahren nach Maßgabe von § 43b EnWG beschleunigt durchzuführen ist.
- b) Beschleunigung sämtlicher Leitungsvorhaben gemäß § 43b EnWG.
- c) Erleichterungen im Hinblick auf die UVP-Pflicht.
- d) Verzicht auf das Erfordernis der Durchführung eines Raumordnungsverfahrens.
- e) Anreizbestimmungen für die Verwendung von Erdkabeln.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag a)

- Maßnahme: Schaffung einer gesetzlichen Liste von vordringlichen Leitungsvorhaben mit der Wirkung, dass das Zulassungsverfahren nach Maßgabe von § 43 b) EnWG beschleunigt durchzuführen ist.
- Konkrete Ausgestaltung: Exakte Benennung bestimmter Leistungsvorhaben in einem Anhang zum EnWG oder an anderer Stelle.
 - Grundlage können die EG-TEN-Leitlinien (Entsch. 1364/2006/EG) sowie die Empfehlungen der DENA-Netzstudie I sein. Denkbar ist die Aufnahme weiterer Vorhaben.
 - Die Rechtswirkungen sind in § 43b) EnWG i.d.F. des Infrastrukturplanungs-Beschleunigungsgesetzes bereits festgelegt.

- Bewertung:
 - Die im IEKP unter der Bezeichnung „Bedarfsplan“ angekündigte listenartige Festlegung von Einzelmaßnahmen des vordringlichen Bedarfs kann für die aktuell anstehenden Ausbauvorhaben gewisse Beschleunigungseffekte erzielen. Dabei werden nach Maßgabe von § 43b EnWG die Anhörungs- und Beteiligungsschritte im Planfeststellungsverfahren zeitlich verkürzt und die Möglichkeiten für nicht UVP-pflichtige Vorhaben zur Plangenehmigung an Stelle einer Planfeststellung erleichtert.
 - Die real zu erreichenden Beschleunigungswirkungen dürften sich jedoch in Grenzen halten, da die entscheidenden (größeren) Vorhaben bei Ausführung als Freileitungen ohne UVP nicht möglich sein dürften. Außerdem wird kein Verzicht auf das Raumordnungsverfahren erreicht.
 - Der Vorschlag ist wegen seiner kurzfristig zu erreichenden Effekte dennoch im Ergebnis zu befürworten.
 - Ggf. sollte die Aufnahme weiterer Vorhaben in die Liste geprüft werden.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag b)

- Maßnahme: Beschleunigung sämtlicher Leitungsvorhaben gemäß § 43b EnWG.
- Konkrete Ausgestaltung: Einarbeitung der Regelungen des § 43b EnWG in § 43a EnWG.
- Bewertung:
 - Der Vorschlag erscheint wenig hilfreich, weil er eine allgemeine Debatte über die Verkürzung von Beteiligungs- und Anhörungsrechten der Bürger auslösen würde.
 - Eine solche Debatte könnte auch der politischen Akzeptanz schaden.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag c)

- Maßnahme: Erleichterungen im Hinblick auf die UVP-Pflicht.
- Konkrete Ausgestaltung: Änderung der Auslöseschwellen für die UVP-Pflicht und die UVP-Vorprüfungspflicht in Nr. 19 der Anlage 1 zum UVPG.
- Bewertung:
 - Der Vorschlag ist aus umweltfachlicher Sicht problematisch.
 - Er würde auch wenig Beschleunigungseffekte mit sich bringen, da es in der Praxis ohnehin für die relevanten Fälle im Ergebnis bei einer UVP-Pflicht bleiben würde, weil sich bei der Vorprüfung ohnehin in aller Regel herausstellen würde, dass es fachlich einer UVP bedarf.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag d)

- Maßnahme: Verzicht auf das Erfordernis der Durchführung eines Raumordnungsverfahrens.
- Konkrete Ausgestaltung: Streichung von § 1 Nr. 14 der Raumordnungsverordnung oder Heraufsetzung des Schwellenwerts von (derzeit) 110 kV auf einen höheren Wert.
- Bewertung:
 - Der Vorschlag würde zu einem erheblichen Zeitgewinn führen.
 - Es ist jedoch zweifelhaft, ob eine derartige auf bundesrechtlicher Ebene stattfindende Änderung auf die Praxis der Landesbehörden tatsächlich entsprechend durchschlägt, weil nach den Vorschriften des Landesplanungsrechts ohnehin eine Einzelfallprüfung vorzunehmen ist, ob ein Vorhaben „raumbedeutsam“ ist. Wenn das im Einzelfall von der Landesplanungsbehörde bejaht wird – was bei größeren Freileitungsvorhaben in aller Regel anzunehmen ist –, wird sie ein solches durchführen, auch wenn es bundesrechtlich nicht vorgeschrieben ist.
 - Das Problem ist einer bundesrechtlichen Lösung nicht vollständig zugänglich, weil der Bund den Ländern nicht verbieten kann, raumbedeutsame Vorhaben einem Raumordnungsverfahren zu unterziehen.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag e)

- Maßnahme: Anreizbestimmungen für die Verwendung von Erdkabeln.
- Konkrete Ausgestaltung (in den Einzelheiten variierbares Beispiel): Erweiterung des Anwendungsbereichs von § 21a EnWG, nach dem die Mehrkosten für die Verlegung von Erdkabeln unter bestimmten Voraussetzungen im Rahmen der Netzentgeltregulierung als „nicht beeinflussbare Kostenanteile“ behandelt werden,
 - „durch Ausdehnung der in § 43 Satz 3 EnWG geregelten Fälle der Antrags-Planfeststellung auf (sämtliche) Erdkabel ab 110 kV, soweit die Erdverlegung über nicht nur unerhebliche Teilstrecken erforderlich ist
 - a) zur Durchquerung eines Landschaftsschutzgebiets oder eines anderen naturschutzrechtlich besonders geschützten Gebiets,
 - b) zur Errichtung der Leitung in einer Entfernung von weniger als X Metern zu nach a) besonders geschützten Gebieten,
 - c) zur Errichtung der Leitung in einer Entfernung von weniger als Y Metern zu Wohn-, Misch- und Dorfgebieten sowie sozialen Einrichtungen, oder
 - d) um sonstigen Festlegungen durch Gesetz, Raumordnungsplan oder Bauleitplan Genüge zu tun.“

- Bewertung:
 - Mit Hilfe des Vorschlags wäre es möglich, die Realisierungszeiträume für die betreffenden Leitungen mehr als zu halbieren.
 - Der Vorschlag würde zu Mehrbelastungen bei den Netzentgelten führen, die sich jedoch durch die Ziele der Regelung (zügige Realisierung des IEKP, Landschafts- und Nachbarschutz) rechtfertigen lassen.
 - Zur Vermeidung von kostentreibenden Fehlanreizen wird die Planfeststellungsmöglichkeit gebunden an die Erforderlichkeit der Verlegung an der betreffenden Stelle. Die Erforderlichkeit wäre innerhalb des Planfeststellungsverfahrens zu prüfen; der Planfeststellungsbehörde stünde insoweit ein Beurteilungsspielraum zu. An das Ergebnis wäre die Regulierungsbehörde dann gebunden.

Empfehlungen

- Weiterverfolgung von Vorschlag a) – Liste besonders dringlicher Vorhaben.
- Aufnahme von Vorschlag e) – Ausdehnung der Anreizbestimmungen für Erdkabel – in das Gesetzgebungsverfahren zur Änderung des EnWG. Weiterführende Überlegungen zur Ausgestaltung im Detail.

3.1.3.2.4 Offshore-Anbindung

Problemlage

- Zur beschleunigten Realisierung der Offshore-Windenergieprojekte wurden durch das Infrastrukturplanungs-Beschleunigungsgesetz bereits zwei wesentliche Verbesserungen geschaffen: zum einen die Verpflichtung der landseitigen Betreiber von Übertragungsnetzen, die betreffenden Seegebiete netztechnisch zu erschließen (§ 17 Abs. 2a EnWG), zum anderen die (bislang auf die Anbindung von Offshore-Windparks im Küstenbereich) beschränkten Regelungen zur Privilegierung von Erdkabeln (§ 43 Satz 3 und § 21a EnWG, siehe dazu bereits unter 3.1.3.2.3).
- § 43 Satz 3 EnWG ist insofern nicht eindeutig, als die Bestimmung nicht klar erkennen lässt, ob sie innerhalb des dort angesprochenen Küstenstreifens von 20 km jegliche Leitungsanlagen betrifft oder nur diejenigen, die der Anbindung von Offshore-Projekten dienen.
- Das größte verbliebene Entwicklungshemmnis ergibt sich daraus, dass es bislang kein in einem einheitlichen Verwaltungsverfahren konzentriertes Zulassungsverfahren für das Küstenmeer querenden Leitungen gibt. Stattdessen muss eine Vielzahl von einzelnen Genehmigungsverfahren nach Vorschriften insb. des Gewässerschutzrechts, des Wasserstraßenrechts und des Nationalparkrechts (im Wattenmeer) durchgeführt werden, deren Ausgang zum Teil nicht rechtssicher vorausgesehen werden kann, da insb. die Nationalparkgesetze keine spezifischen (positiven) Regelungen für den

Umgang mit Kabeln zum Zwecke der Anbindung von Offshore-Windparks haben.

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

- a) Einführung eines konzentrierten Zulassungsverfahrens für Seekabel.
 - b) Ausdehnung der Anreizbestimmungen für die Erdkabelnutzung im Küstenbereich (siehe dazu bereits oben unter 3.1.3.2.3).
- Klarstellung der Regelung des § 43 Satz 3 EnWG.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag a)

- Maßnahme: Einführung eines konzentrierten Zulassungsverfahrens für Seekabel.
- Konkrete Ausgestaltung: Einführung eines zusätzlichen Tatbestands in einem neuen § 43 Satz 1 Nr. 3 EnWG für die Planfeststellung von „im Bereich des Küstenmeeres oder der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone zu verlegenden Stromleitungen, die dem Anschluss von Windenergieanlagen auf See dienen, bis zu ihrem Netzverknüpfungspunkt an Land (...)“.
- Bewertung:
 - Der Vorschlag würde auf Grund des generellen Vorrangs und der Konzentrationswirkung von Planfeststellungsverfahren gegenüber anderen Zulassungsverfahren dazu führen, dass sämtliche bisher getrennt zu führenden Einzel-Genehmigungsverfahren entfallen und die Anforderungen der betreffenden Rechtsgebiete innerhalb des Planfeststellungsverfahrens mit zu berücksichtigen wären. Hierbei käme der Planfeststellungsbehörde ein Abwägungs- und Gestaltungsspielraum zu.
 - Das geschilderte Problem könnte auf diese Weise vollständig gelöst werden.
 - Zu klären wären ggf. noch Einzelfragen, wie diejenige der zuständigen Behörde. Es böte sich an, mit dieser Aufgabe entweder das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) zu betrauen, das bereits für die Zulassung der Windparks zuständig ist, oder die Bundesnetzagentur.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag b)

- Maßnahme: Klarstellung zu § 43 Satz 3 EnWG, um sicherzustellen, dass in dem dort genannten Küstenstreifen sämtliche Erdkabel erfasst werden, nicht nur solche, die der Anbindung von Offshore-Windparks dienen.
- Konkrete Ausgestaltung: Verschiedene Formulierungen denkbar. Die Reichweite kann variiert werden, je nachdem, ob es bei einer reinen Klarstellung bleiben soll oder eine partielle Erweiterung angestrebt wird.

- Bewertung:
 - Für den Fall, dass Vorschlag e) zu 3.1.3.2.3 (generelle Ausweitung der Anreizregelungen für Erdkabel) nicht aufgenommen wird, bedarf es in jedem Falle einer klarstellenden Regelung, um bestehende Rechtsunsicherheiten zu beseitigen.
 - Fachlich ist die generelle Ausweitung der Anreizbestimmungen für Erdkabel vorzuziehen.
 - Sollte es zu generellen Änderung von § 43 Satz 1 EnWG (wie in 3.1.3.2.3 Buchstabe e) dargestellt) kommen, so sind textliche Anpassungen von Satz 3 erforderlich.

Empfehlungen

- Aufgreifen von Vorschlag a) – Einführung eines konzentrierten Zulassungsverfahrens für Seekabel. Weiterführende Überlegungen zur Ausgestaltung im Detail.
- Weiterverfolgung von Vorschlag b) – Klarstellung des § 43 Satz 3 EnWG.

3.1.4 Netznutzung

3.1.4.1 Rechtliche Grundlagen der Anreizregulierung

Problemlage

- Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sieht vor, dass zu den zentralen Beurteilungskriterien für die Bildung von Effizienzvorgaben als Vergleichsparameter unter anderem die „dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromversorgungsnetzen, insbesondere die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie“ gehören (so § 13 Abs. 3 Satz 3 Nr. 6 ARegV). Diese Einstufung erfährt jedoch eine wesentliche Relativierung durch zwei ergänzende Bestimmungen:
 - § 13 Abs. 4 ARegV nimmt das zitierte Kriterium aus dem Kreis der für die beiden ersten Regulierungsperioden verbindlichen Vorgaben wieder heraus und stellt seine Anwendung stattdessen vorläufig ins Ermessen der Regulierungsbehörde.
 - § 13 Abs. 3 Satz 3 Nr. 6 ARegV findet darüber hinaus keine Anwendung, wenn sich der Netzbetreiber für die Teilnahme am „vereinfachten Verfahren“ gemäß § 24 Abs. 2 ARegV zur Bildung der Netzentgelte entscheidet. Hierfür können im Strombereich alle Netzbetreiber optieren, an deren Netzgebiet weniger als 30.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.
 - Im Übrigen bestehen beim vereinfachten Verfahren generell Bedenken, ob die Vereinfachung nicht tendenziell zu Lasten der dezentralen Einspeisung

geht, weil hierdurch ggf. entstehende höhere Aufwendungen keine Berücksichtigung finden.

Inhaltliche Ansätze für Verbesserungen: Übersicht

- a) Ergänzung von § 13 Abs. 4 ARegV um das Kriterium der dezentralen Erzeugung.
- b) Ergänzung des vereinfachten Verfahrens mit dem Ziel, mögliche negative Anreize zu neutralisieren.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag a)

- Maßnahme: Ergänzung von § 13 Abs. 4 ARegV um das Kriterium der dezentralen Erzeugung.
- Konkrete Ausgestaltung: Einfügung eines zusätzlichen Tatbestandselements in § 13 Abs. 4 ARegV für die bereits in der ersten und zweiten Regulierungsperiode zu berücksichtigenden Parameter:
 - „4. die dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromversorgungsnetzen, insbesondere die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie.“
- Bewertung:
 - Die Änderung ist notwendig, um möglichst frühzeitig eine angemessene Berücksichtigung der dezentralen Erzeugung in der Anreizregulierung zu bewirken.
 - Variante: Falls es zeitlich nicht mehr möglich sein sollte, die Änderung für die erste Regulierungsperiode (ab 1. Januar 2009) wirksam werden zu lassen, kann sie zumindest für die zweite Regulierungsperiode festgelegt werden.

Ausgestaltung und Bewertung – Vorschlag b)

- Maßnahme: Ergänzung des vereinfachten Verfahrens mit dem Ziel, die negativen Anreize zu neutralisieren.
- Konkrete Ausgestaltung: Die Frage bedarf weiterer vertiefter Betrachtungen. Ohne individuelle Differenzierungen im Hinblick auf den Effizienzwert und die Kostenanerkennung ist unmittelbar jedenfalls kein Ansatzpunkt erkennbar, die Anreizstruktur der Netzbetreiber noch gezielt adressieren zu können. Im Kern könnte dies bedeuten, dass ein völlig neuer Ansatz für ein vereinfachtes Verfahren entwickelt werden müsste.
- Bewertung:

Wichtiger Gesichtspunkt im Rahmen der Auswertung der ersten Erfahrungen sowie der weiteren Fortentwicklung der Anreizregulierung.

Empfehlungen

- Kurzfristige Umsetzung von Vorschlag a) – Ergänzung von § 13 Abs. 4 ARegV um das Kriterium der dezentralen Erzeugung.
- Fortführung der Überlegungen zu Vorschlag b) – Ergänzung des vereinfachten Verfahrens mit dem Ziel, die negativen Anreize zu neutralisieren.

3.1.4.2 Festlegung von Netznutzungsentgelten im Rahmen der Anreizregulierung

Das zentrale Problem, dass laufende Kosten dezentraler Anlagen nicht als Kostentreiber berücksichtigt werden, könnte behoben werden, indem

- vor dem Kostenvergleich zwischen Netzbetreibern diese Kosten herausgerechnet werden,
- der Kostenvergleich die unterschiedliche Menge und Art der angeschlossenen EE-Anlagen berücksichtigt (ausführlich s. Leprich u.a., 2008).

Sofern begründete und nachgewiesene Kosten für dezentrale Anlagen vor dem Kostenvergleich mit anderen Netzbetreibern herausgerechnet würden – also als Teil der „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile“ nach §11 Abs. 2 ARegV angesehen würden -, entfielen der Anreiz gegen den Ausbau dezentraler Anlagen, da die Kosten stets im Netznutzungsentgelt überwälzt und von der Regulierungsbehörde auch nicht als abzubauenen Ineffizienzen betrachtet würden. Gleichzeitig verschwänden allerdings auch die ökonomischen Anreize für Netzbetreiber, diese Kosten zu reduzieren. Insofern würde die Alternative das Problem lösen, gleichzeitig jedoch keinerlei Anreiz für eine kostengünstige Integration dezentraler Erzeugung belassen.

Dagegen erscheint die Lösung attraktiv, unterschiedliche Mengen und Arten der angeschlossenen EE-Anlagen zu berücksichtigen. Dort setzt auch die Anreizregulierung an, die in §13 Abs. 3 Nr. 6 Anzahl und Leistung von EE-Anlagen als Vergleichsparameter nennt. Im Zuge des Vergleichs eines Verteilnetzbetreibers mit einem effizienten Unternehmen werden diese Parameter berücksichtigt. Der Teil des Kostenunterschieds, der durch sie erklärt werden kann, wird nicht als Kostenüberhöhung aufgefasst. Der Unterschied muss dann nicht völlig abgebaut, sondern muss nur entsprechend der allgemeinen Effizienzentwicklung reduziert werden. Den möglichen zusätzlichen Kosten dezentraler Anlagen wäre insofern Rechnung getragen. Allerdings ist es der Regulierungsbehörde in den ersten zwei Regulierungsperioden (also maximal bis 2018) freigestellt, Anzahl und Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen als Parameter im Effizienzvergleich zu verwenden (§13 Abs. 4). Ob sie diese Parameter zu Beginn der ersten Regulierungsperiode verwendet, ist noch unbekannt, da die Rechnungen gerade durchgeführt werden. Folglich ist ebenso unbekannt, in welchem Umfang die Kosten angerechnet werden. Lösungsvorschläge, die auf dem Vorgehen der Regulierungsbehörde basieren, können gegenwärtig deshalb nicht entwickelt werden. Baldigst diese Parameter einzubeziehen ist besonders dringlich (zu einer konkreten Ausgestaltung s. 3.1.4.1). Ansonsten drohen die zusätzlichen Kosten -

außer den Investitionskosten (vgl. 2.1.4.2) – überwiegend als „Ineffizienzen“ aufgefasst zu werden, die innerhalb ein bis zwei Regulierungsperioden komplett abzubauen sind.

Allein der „Erweiterungsfaktor“ deckt gegenwärtig laufende Kosten des Netzbetreibers durch dezentrale Erzeugung. Selbst wenn der Vorschlag, im Zuge des Effizienzvergleichs dezentrale Anlagen zu berücksichtigen, umgesetzt wird, sollte zusätzlich angesichts des zu erwartenden starken Zubaus dezentraler Anlagen eine Änderung des Erweiterungsfaktors in Betracht gezogen werden. Denn der Erweiterungsfaktor vermag die kurzfristige Dynamik des Ausbaus unmittelbar und kurzfristig innerhalb einer Regulierungsperiode zu erfassen. Dabei könnte z.B. in der Formel (ARegV Anlage 2), die im Falle eines Anstiegs der Anschlusszahl erlaubt, die Erlösobergrenze und damit die Netzentgelte zu erhöhen, dezentrale Erzeugung mit einem Gewichtungsfaktor größer als eins eingehen. Dadurch würde z.B. zwischen einem zusätzlichen Wohnhausanschluss und einem zusätzlichen Anschluss einer Fotovoltaik-Anlage unterschieden und für den letzteren ein größerer Aufschlag auf die Kosten gewährt. Diese Art der Integration liefert jedoch nur vorübergehende Berücksichtigungen der Kosten, da sie nur Änderungen – Zunahmen – der Versorgungsaufgaben im Vergleich zum Basisjahr misst. Sie ist demnach zwar unkompliziert, aber nicht nachhaltig, und erlaubt nur Anpassungen innerhalb einer Regulierungsperiode.

Mögliche höhere Kosten durch Anlagen aus erneuerbaren Energien können über eine mögliche kurzfristige Kompensation über den Erweiterungsfaktor hinaus über das Qualitätselement nach §19 ARegV berücksichtigt werden. Das Element erlaubt den Netzbetreibern höhere Netzentgelte, sofern sie eine höhere Qualität sichern. Dabei wird die Netzleistungsfähigkeit berücksichtigt, die nach §20 Abs. 5 ARegV unter anderem über die Häufigkeit und Dauer des Einspeisemanagements nach EEG gemessen werden kann. An anderer Stelle der Anreizregulierung – während des Effizienzvergleichs - werden je nach Art und Menge der Einspeisung von EE-Anlagen in Verteilnetze prinzipiell strukturelle Kostenunterschiede anerkannt. Ein Netzbetreiber, der die gleiche Menge erneuerbarer Anlagen besser integriert, wird in Verbindung der beiden Regelungen demnach ein höheres Netzentgelt erhalten. Dadurch werden statistisch als typisch identifizierte Mehrkosten berücksichtigt, allerdings nur insoweit als die Netzleistungsfähigkeit betroffen ist. Ein Entgelt für einen darüber hinausgehenden Service für die Integration und den Ausbau erneuerbarer Energien, z.B. um Informationsdefizite und Markteintrittshemmnisse abzubauen, wird dem Netzbetreiber nicht geboten. Insofern fehlt ein Anreiz für den Netzbetreiber, den Ausbau dezentraler Erzeugung selbst voranzutreiben (s. 2.1.4.2). Eine Integration eines Ergebnisindikators für diese Dienste, z.B. in den Qualitätsfaktor, wäre eine Möglichkeit einen solchen Anreiz zu geben. Solch eine Änderung wäre ein erster Schritt auf dem Weg zum Leitbild des „aktiven Netzbetreibers“, eines Verteilnetzbetreibers der offensiv dezentrale Optionen in seine Planungen einbindet (zum Leitbild des aktiven Netzbetreibers s. z.B. Leprich u.a., 2005, S. 81ff.).

Neben der in §19 ARegV genannten reinen Netzqualität, definiert als Netzzuverlässigkeit und -leistungsfähigkeit, müssten Indikatoren für diese Dienstleistungen

entwickelt werden und in die ARegV aufgenommen werden. Gegenwärtig ist noch nicht entschieden, ab wann und inwieweit die Netzbetreiber für vermiedenes Einspeisemanagement nach EEG in der anstehenden Regulierungsperiode belohnt werden. Nach §19 Abs. 2 ARegV soll dieser „Qualitätsbonus“ zumindest im Laufe der ersten Regulierungsperiode eingeführt werden. Eine möglichst frühe Einführung würde den Netzbetreibern einen Anreiz geben, die Häufigkeit von Kapazitätsengpässen durch EE-Strom zu reduzieren.

Gleichzeitig bleibt durch die Anreizregulierung selbst ein Effizienzdruck, der den Netzbetreiber dazu verleiten kann, dezentrale Anlagen zu verhindern, um auch nur vorübergehende Kostenerhöhungen zu vermeiden. Dieser Gefahr wird umso eher begegnet, als die Kosten zügig und möglichst vollständig auf die Netzentgelte angerechnet werden. Selbst etwa nur später anfallende größere Kostenreduktion aus dem Anschluss dezentraler Anlagen könnten von Netzbetreibern nicht adäquat dagegen gerechnet werden, da die zeitliche Verzögerung zu stark sein kann und die vermiedenen Kosten teils diffus sind und teils, sofern sie eigene Investitionen ersetzen, als Gefährdung der eigenen Geschäftsgrundlage wahrgenommen werden könnten. Die gegenwärtige Anreizregulierung lässt bezweifeln, dass die möglichen Kosten auf die Netznutzungsentgelte angerechnet werden können. Zudem erfolgt eine Anpassung der Erlöse nur kalenderjährlich. Allerdings ist weder eine vollständige Anrechnung der Kosten noch eine sofortige Anpassung der Netzentgelte ohne weiteres wünschenswert, da sie den Anreiz zur Kostenkontrolle nehmen bzw. zu häufigen Preisänderungen führen würden. Als Optionen bleiben: Die Möglichkeit von Behinderungen einzudämmen, was im EEG-Entwurf geschieht (vgl. Abschnitt 3.1.1) und Informationen über die möglichen Einsparungen erneuerbarer Energien zu verbreiten und womöglich entsprechende Kalkulationstools bereitzustellen.

3.2 Marktintegration

3.2.1 Energiewirtschaftliche Betrachtung

Durch den Wälzungsmechanismus im Erneuerbare-Energien-Gesetz wird EEG-Anlagen ein Absatz ihres Stroms zu Festpreisen über einen Zeitraum von zwanzig Jahren garantiert. Die Vermarktung des EEG-Stroms erfolgt dabei indirekt über die Übertragungsnetzbetreiber mittels eines „veredelten“ Grundlastbandes an alle endkundenversorgenden Stromlieferanten. Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung erfordert mittelfristig jedoch eine stärkere Integration dieser in das bestehende Stromsystem und die unterschiedlichen Teilmärkte.

Aktuell existieren eine Reihe unterschiedlicher Diskussionsstränge, die alle zum Ziel haben, die Marktnähe der EEG-Anlagen zu verbessern und sie stärker mit den Funktionsprinzipien des liberalisierten Stromsektors zu harmonisieren. Diese Diskussionsstränge lassen sich wie folgt aufgliedern:

a) Ansätze zur Vermarktung des EEG-Stroms durch Drittakteure

- durch Übertragungsnetzbetreiber
- durch neutrale Dritte, die durch Ausschreibungsverfahren ermittelt werden könnten

b) Ansätze zur Vermarktung durch die EEG-Anlagenbetreiber selbst

- Direktvermarktung an der Börse
- Vermarktung als Ökostrom
- optionales Bonusmodell

c) Ansätze zur besseren Integration der EEG-Anlagen in die elektritätswirtschaftlichen Teilmärkte

- ausgeweitetes Einspeisemanagement als Teil des Netzlastmanagements seitens der Netzbetreiber
- Marktdesign für die Regelenergiemärkte
- Marktdesign für Verlustenergieausschreibungen

Die bislang unter a) und b) entwickelten Ansätze werfen aktuell noch eine Reihe von Fragen auf, die bei einer vollständigen Umsetzung der Verordnungsermächtigungen des novellierten EEG (§64) gelöst werden müssen. Je nach Gewichtung der bisherigen Kritikpunkte und der Einschätzung der mit den Ansätzen verbundenen Risiken wird man sich wohl grundsätzlich zwischen einer größeren Marktnähe der EEG-Anlagenbetreiber selbst (Ansätze unter b)) oder einer effizienten Drittvermarktung unter weitgehender Beibehaltung der Festvergütung (Ansätze unter a)) entscheiden müssen. Es war nicht Aufgabe dieses Gutachtens, das Portfolio dieser unterschiedlichen Vorschläge umfassend zu analysieren und Empfehlungen für einen oder mehrere Vorschläge abzugeben. Ein Teil der Anregungen, die das Projektteam im Verlauf des Projektes in den Diskussionsprozess eingespeist hat, findet sich wieder in (BMU 2008).

Der erste Ansatz unter c) wurde bereits im Abschnitt 3.1.2.2 abgehandelt, so dass wir uns im Folgenden auf die beiden Marktdesign-Ansätze konzentrieren wollen. Zuvor wollen wir aber noch kurz auf das Thema Direktvermarktung eingehen, da hierzu in den letzten Monaten besonders intensiv diskutiert wurde und das Projektteam zu dieser Diskussion beigetragen hat.

3.2.2 Zulässigkeit der Teilnahme am Strommarkt für EEG-Anlagen

Im Abschnitt 2.2.2 haben wir bereits auf die grundsätzliche Möglichkeit der Direktvermarktung von EEG-Anlagen am Großhandelsmarkt (Strombörse, OTC-Markt) bei bestehender Rückfallposition auf die EEG-Vergütung hingewiesen.

Im derzeit geltenden EEG sind der Ausstieg aus dem und der Wiedereinstieg in das Vergütungssystem jederzeit möglich. Für die Beibehaltung dieser Regelung auch im novellierten EEG wurden folgende Argumente angeführt:

- Annäherung der EEG-Anlagenbetreiber an den Großhandelsmarkt, Erwerb von entsprechendem Vermarktungs-Know How,
- Aufbau einer IT-Struktur durch Zusatzeinnahmen möglich,
- EEG-Gesamtvergütung wird verringert,
- Liquidität auf dem Spotmarkt wird erhöht.

Für eine Einengung dieser Regelung sprachen u. a. folgende Argumente:

- Annäherung der EEG-Anlagenbetreiber an den Großhandelsmarkt nur rudimentär; kein Anreiz zur Verbesserung der Erzeugungsprognosen oder der Anlagenzuverlässigkeit, kein Anreiz zur Vernetzung und Generierung höherwertiger Produkte bzw. für ein markt- und netzgerechtes Erzeugerverhalten,
- Erhöhung der Kosten für die Profildienste der gesamten EEG-Einspeisung,
- erhöhter Meldeaufwand für die Verteilnetzbetreiber,
- erhöhte Prognoserisiken für die Lieferanten.

Die am 4. Juni 2008 vom Bundestag verabschiedete Fassung des EEG sieht nun in §17 vor, dass die Direktvermarktung

- mindestens für einen vollen Kalendermonat erfolgen muss,
- mindestens einen Monat vorher vom Anlagenbetreiber angezeigt werden muss,
- zu einem bestimmten Prozentsatz erfolgen kann, wobei der Anteil über den gesamten Zeitraum eingehalten werden muss.

Diese Regelung stellt einen Kompromiss dar zwischen dem geltenden, maximal flexiblen EEG und dem ursprünglichen EEG-Entwurf, der einen mindestens halbjährlichen Ausstieg aus dem EEG bei vierteljährlicher Anzeigefrist vorsah.

Ob diese Regelung insbesondere für Windanlagenbetreiber attraktiv ist und ob kleine und mittlere Vermarktungsakteure damit leben können, wird sich erst noch erweisen müssen.

3.2.3 Zu den Spezifika im Großhandelsmarkt

Im Großhandelsmarkt wurden keine die erneuerbaren Energien offensichtlich treffenden Hemmnisse festgestellt. Die Zulassungsvoraussetzungen für die notwendige Teilnahme an der EEX erzeugen allerdings Integrationshemmnisse, da

- a) Anlagenbetreiber wegen Abwicklungsvereinbarungen und Bestätigungen auf den good-will der Netzbetreiber angewiesen sind
- b) hohe Sicherheiten erforderlich sind und
- c) hohe fixe jährliche Anbindungs- und Teilnahmeentgelte zu entrichten sind.

zu a) Für eine Diskussion des good-will sind ökonomisch insbesondere die **Anreize** und die **Möglichkeiten** für Netzbetreiber zu betrachten, nicht zu diskriminieren.

Die Netzbetreiber haben keinen **Anreiz**, den erforderlichen good-will aufzubringen:

Sie sind i.d.R. mit ihren Vertriebs- und Erzeugungsschwestern verbunden. Die Monopolkommission (2007, Nummer 245) bezweifelt, dass ohne eine eigentumsrechtliche Entflechtung die Anreize für Netzbetreiber beseitigt werden können, ihre Schwesterunternehmen zu bevorzugen. Denn ohne Entflechtung bleibt weiterhin der mögliche Gewinn des Gesamtunternehmens aus Netzbetrieb, Erzeugung und Vertrieb ausschlaggebend. Dieser ökonomische Anreiz könnte auf drei Arten aufgehoben werden:

- eine eigentumsrechtliche Entflechtung wird vorgeschrieben. Die gemeinsame Gewinnmaximierung entfällt damit;
- die Berechnung der Netznutzungsentgelte erfolgt so, dass das Gesamtunternehmen aus Netzbetrieb, Erzeugung und Vertrieb einen mindestens ebenso hohen Gewinn erzielt, falls es den good-will gegenüber EE-Anlagenbetreibern zeigt als wenn es ihn nicht zeigt. Durch die Anreizregulierung würde es aus Sicht des Gesamtunternehmens vorteilhaft, auf eine Diskriminierung zu verzichten;
- eine Diskriminierung würde so mit einer Pönale bewehrt und kontrolliert, dass der erwartete Gewinn aus einer Diskriminierung unter den erwarteten Gewinn ohne Diskriminierung gedrückt wird.

Die beiden letzten Möglichkeiten sind kaum umzusetzen. Eine Berechnung des Netznutzungsentgelts, die eine Diskriminierung berücksichtigte, würde die Gewinne aus unerwünschter Marktmacht als Eigentum ansehen und zementieren, was systemwidrig wäre. Die Anreizregulierung kann deshalb die Anreize für eine Diskriminierung erneuerbarer Energien in einer Umgebung mit vertikal integrierten Unternehmen zwar eindämmen, aber nicht gänzlich beheben.

Die Möglichkeit, eine entsprechende Pönale festzulegen, ist in der Ausführung wenig erfolgversprechend, da ein informatorisches und eine operationelles Unbundling regelmäßig nur schwer zu prüfen sein wird und Handlungen, die mit einer Pönale belegt werden, nur schwer genau und umfassend zu bezeichnen sind. Gerade der Austausch von Informationen ist kaum zu kontrollieren (s. Monopolkommission, 2007, Nr. 245). Insofern bliebe als Instrument, das den Anreiz zu diskriminieren beseitigt, eine eigentumsrechtliche Entflechtung.

Eine eigentumsrechtliche Entflechtung besteht dann, wenn Netzbetriebsunternehmen und Erzeugungs- und Handelsunternehmen so getrennt sind, dass kein Netzbetreiber eine direkte oder indirekte Kontrolle über einen Erzeuger oder Händler innehat oder Beteiligungen hält oder Rechte ausübt und vice versa. Sie scheint auf den ersten Blick zur klarsten Lösung zu führen. Schließlich verschwindet jeder Anreiz zugunsten von Erzeugungs- und Vertriebsgeschwestern zu diskriminieren, wenn es diese Geschwestern nicht gibt. Die grundlegende ökonomische Ursache einer Diskriminierung bzw. künstlicher Marktzutrittsbarrieren würde beseitigt.

In der Diskussion ist eine solche Art der Entflechtung **nur für Übertragungsnetzbetreiber**. Selbst für die Übertragungsnetzbetreiber steht eine derartige Entflechtung aber nicht auf der Agenda der Bundesregierung (s. BMWi, 2008, S. 27ff.). Auch die Bundesnetzagentur sieht praktische Probleme mit einer eigentumsrechtlichen Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber (s. Bundesnetzagentur, 2007a, S. 94f.). Ebenso betrachtet die Monopolkommission (2007a, Nr. 51) eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber nur als ultima ratio. Zu klären sind u.a. die Fragen, wie sich eine solche Entflechtung auf Investitionsanreize auswirkt, und ob ein solch schwerwiegender Eingriff in die Eigentumsrechte gerechtfertigt ist⁸⁷.

Im Kontext erneuerbarer Energien interessieren die **Verteilnetzbetreiber**. Für diese steht eine eigentumsrechtliche Entflechtung nicht zur Diskussion. Ein Anreiz, die eigenen Vertriebs- und Erzeugungsgeschwestern zu bevorzugen, ist damit prinzipiell vorhanden. Zum einen wird dem jedoch mit den Entflechtungsvorschriften begegnet, die die Möglichkeiten zu einer Diskriminierung verringern. Zum anderen kann die Anreizregulierung den Anreiz für einen eigenständigen Netzbetreiber gegen die Vermarktung erneuerbarer Energie reduzieren, sofern sie den Netzbetreibern erlaubt, die Kosten dezentraler Anlagen im Netzentgelt zu berücksichtigen. Letzteres ist allerdings gegenwärtig nicht der Fall (zum Problem und Lösungen s. 3.1.4).

Im Zuge der gegenwärtig vorgeschriebenen Entflechtung (siehe oben unter 3.1) sind in Kombination mit der Anreizregulierung drei Hauptfälle zu unterscheiden:

- Netzbetreiber mit mehr als 100.000 mittel- oder unmittelbar angeschlossenen Kunden. Für sie ist ein rechtliches, operationales, buchhalterisches und informatorisches Unbundling verbindlich. Gleichzeitig ist für sie ein vereinfachtes Verfahren nach der Anreizregulierung nicht zulässig.
- Netzbetreiber mit weniger als 100.000 aber mehr als 30.000 mittel- oder unmittelbar angeschlossenen Kunden (rund 15% der Netzbetreiber, s. Abschnitt 3.1). Für sie ist nur ein buchhalterisches und informatorisches Unbundling verbindlich. Gleichzeitig ist für sie ein vereinfachtes Verfahren nach der Anreizregulierung nicht zulässig.

⁸⁷ Zur Diskussion s. z.B. BMWi (2008, S. 27ff.), Monopolkommission (2007, 2007a)

- Netzbetreiber mit weniger als 30.000 mittel- oder unmittelbar angeschlossenen Kunden. Für sie ist nur ein buchhalterisches und informatorisches Unbundling verbindlich (ca. 75% der Netzbetreiber, s. Abschnitt 3.1). Gleichzeitig können sie ein vereinfachtes Verfahren nach der Anreizregulierung wählen.

Das vereinfachte Verfahren bietet selbst unabhängigen Netzbetreibern deutliche Anreize, EE-Anlagenbetreiber zu diskriminieren. Da zudem das Unbundling besonders schwach ausgeprägt ist, sind hier in besonderem Maße darüber hinaus Bevorzugungen der eigenen Erzeuger möglich. Deshalb sind die in Abschnitt 3.1.4 zum vereinfachten Verfahren aufgeführten Lösungsmöglichkeiten besonders wichtig.

Für die weiteren Netzbetreiber sind die Anmerkungen in Abschnitt 3.1.4 zum normalen Verfahren der Anreizregulierung wichtig. Dabei sind insbesondere Unternehmen mit weniger als 100.000 mittelbar oder unmittelbar angeschlossenen Kunden, die geringeren Entflechtungsvorgaben unterliegen, kritisch zu beobachten. Allerdings ist die Anzahl der Netzbetreiber weniger aussagekräftig als die Anzahl der angeschlossenen EEG-Anlagen. Eine derartige Untersuchung erforderte langwierigere Recherchen. Sie würde insbesondere dann wichtig, wenn zur Entflechtung die Berichte der Bundesnetzagentur vorliegen, und sie auch die Entscheidungen für das erste Jahr der Anreizregulierung getroffen hat. Dann können zum einen veröffentlichte Daten verwendet werden. Zum anderen kann dann die Regulierungspraxis diskutiert werden.

Zu b) und c): Betriebswirtschaftlich dürfte aufgrund der aus den Sicherheiten, Teilnahme- und Anbindeentgelten entstehenden Kosten nur eine Vermarktung von eigenerzeugtem Strom ab dreistelligen installierten MW-Leistungen sinnvoll sein (s. Abschnitt 2.2.3.1). Zu den gegenwärtigen Bedingungen werden EEG-Anlagen nur

- sofern sie einem Unternehmen, das ohnehin an der EEX zugelassen ist, gehören,
- wenn sie die Erzeugung an ein solches Unternehmen, insbesondere einen Dienstleister, verkaufen, oder
- wenn die Betreiber einen hinreichend großen Pool aus ihren Anlagen bilden,

am Großhandel teilnehmen können.

Die erste Möglichkeit beschränkt sich naturgemäß nur auf eine kleinere Anzahl von Unternehmen. Die zweite ist nach Abschnitt 2.2.3.1 zu relativ geringen Kosten möglich. Insofern als die zweite Alternative eine stets vorhandene Möglichkeit ist, könnte man versucht sein, die dritte Alternative für irrelevant zu erachten.

Aber angesichts der Marktstruktur auf dem Elektrizitätsmarkt und der relativ geringen Wettbewerbsintensität (s. z.B. Bundeskartellamt, 2007, S. 121ff.; Monopolkommission, 2007, Kapitel 3.4) gewinnt der Aufbau alternativer Vermarktungsorganisationen an Bedeutung. Insofern kann es sinnvoll sein, verschiedene gesetzliche Möglichkeiten einer Förderung zu prüfen. Als Rahmen könnten dabei die anstehenden Rechtsverordnungen nach § 64 Abs. 1 Nr. 6 EEG

dienen. Auch Regelungen zu anderen Teilen der Marktintegration, wie zur Voraussetzung der Teilnahme an Regelenergiemärkten, kann eine Koordination zwischen Betreibern von EEG-Anlagen fördern. Diese könnten von den Anlagenbetreibern zu eigenständigen Organisationen weiterentwickelt werden, die generell auf dem Großhandelsmarkt auftreten. Demnach könnten alle rechtlichen, technischen und organisatorischen Förderungen und Entwicklungen, die eine geschäftliche Koordination von Anlagenbetreibern verbilligen, auch Grundlagen für eine Marktintegration im Großhandelsmarkt sein.

In der Vergangenheit weigerten sich Netzbetreiber mitunter, an dem Vermarktungsprozess von EEG-Anlagenbetreibern teilzunehmen. Sie taten das mit dem Hinweis auf das Doppelvermarktungsverbot. Mit der Regelung zur Direktvermarktung nach §17 EEG sind nun die Bedingungen für den Verkauf von Strom aus EEG-geförderten Anlagen außerhalb des gesetzlichen Wälzungsmechanismus gesetzlich geregelt. Das genannte Hemmnis ist damit einer Lösung zugeführt worden.

Inwieweit die Höhe und Art von Sicherheitsleistungen nach §20 Abs. 1 BörsG das für einen funktionsfähigen Börsenhandel erforderliche notwendige Maß übersteigen und demnach EE-Anlagenbetreiber unnötig den Zugang zum Börsenhandel erschweren, bedürfte einer eigenen Untersuchung. Gerade im Zusammenhang mit dem Aufbau eigener Vermarktungsorganisation von EE-Anlagenbetreibern könnte eine solche Untersuchung wichtig werden. Sie könnte frühzeitig auf neu auftauchende Hemmnisse hinweisen. Die in Frage stehenden Bedingungen werden nicht durch das Börsengesetz selbst festgelegt sondern von den gesetzlichen Gremien der Börse. Die Besetzung und Entscheidungen dieser Gremien könnten in eine solche Untersuchung einbezogen werden, zumal auch ein Verdacht auf wettbewerbsbeschränkendes Verhalten an der Börse besteht (s. Monopolkommission, 2007, Nr. 188ff.). Ob damit zusammenhängende Vermutungen von Preismanipulation an der Börse, sofern sie zutreffend sind, die erwarteten Renditen von kleinen Händlern reduzieren, wäre in diesem Kontext ebenfalls zu prüfen. Marktmächtige Unternehmen könnten zum Beispiel deren offene Positionen bei day-ahead oder Termingeschäften ausnützen, um Gewinne zu erzielen und dadurch das Risikomanagement für den EE-Stromhandel verteuern. Das aus Marktmacht entstehende höhere Preisniveau an der Börse ist für sich zwar kein Hemmnis für erneuerbare Energien, eine Beeinflussbarkeit der kurzfristigen Schwankungen, die auf diesem Preis liegen, durch andere Marktteilnehmer kann aber den Markteintritt verteuern.

Die bestehende Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten und die Intransparenz des Marktgeschehens gibt den großen Stromerzeugern und -verkäufern in Verbindung mit der vertikalen Integration weiterhin die Möglichkeit zu einer Marktabschottung, die auch EE-Anlagenbetreiber betrifft. Die fortgesetzte Arbeit der Kartellämter und Netzregulierungsbehörden erleichtert deshalb auch eine Marktintegration erneuerbarer Energien. Das gilt gerade für die Regelenergiemärkte – insbesondere für Primär- und Sekundärreserve -, auf denen

eine außergewöhnliche Konzentration von Unternehmensschwestern zu finden ist, die auf beiden Marktseiten – also als Anbieter und Nachfrager – agieren (Monopolkommission, 2007, Nr. 331ff., Nr. 337ff.).

3.2.4 Zu den Spezifika im Regelenenergiemarkt

Hinsichtlich der möglichen Teilnahme von EE (Erneuerbaren Energien) am Markt der Regelenenergie gelten unverändert die Festlegungen der Ausschreibungsmodalitäten für die Primär- und Sekundärregelung der BNetzA vom 31.8.2007, die ab 1.12.2007 umzusetzen waren, sowie die Ausschreibungsmodalitäten für die Minutenreserve vom 29.8.2006, die ab 1.12.2006 umzusetzen waren.

Die Ausschreibungsmodalitäten, insbesondere die Verkürzung des Ausschreibungszeitraums auf einen Monat (Primär- und Sekundärreserve) bzw. einen Tag (Minutenreserve), die Herabsetzung der Mindestangebotsleistung (auf 5 MW bzw. 10 MW bzw. 15 MW) sowie die Möglichkeit der Angebotspoolung mehrerer kleiner Anbieter bei der Sekundär- und Minutenreserve haben zu einer verbesserten Teilnahmemöglichkeit von EE am Markt der Regelenenergie geführt.

Als Hindernis kann die weiterhin im Primär- und Sekundärreservemarkt notwendige Präqualifikation bei den verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern angesehen werden, die hinsichtlich der Präqualifikationsanforderungen große Unterschiede aufweisen und hierdurch insbesondere für kleinere Anlagenbetreiber hohe Transaktionsaufwendungen verursachen. Im Bereich der Minutenreserve hingegen ist lediglich die Präqualifikation beim zuständigen Regelzonen-Netzbetreiber notwendig; diese ist von den Übertragungsnetzbetreibern der anderen Regelzonen anzuerkennen.

Eine Lösungsmöglichkeit ist sicherlich die Schaffung einer einheitlichen Regelzone in Deutschland. Hierdurch würden die Transaktionskosten potentieller Anbieter sinken (z.B. Wegfall verschiedener Bilanzkreisverträge oder Präqualifikationsanforderungen). Zudem würde der Bedarf an Sekundär- und Minutenreserve vermutlich deutlich reduziert werden, da das sog. „Gegeneinanderregeln“, d. h. die gleichzeitige Bereitstellung von positiver und negativer Regelenenergie in unterschiedlichen Regelzonen vermindert würde. Jedoch sind hieraus resultierende Risiken für die Versorgungssicherheit bzw. für notwendige Netzinvestitionen gegenüberzustellen (vgl. hierzu auch den Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Erfahrungen und Ergebnisse mit der Regulierung durch das Energiewirtschaftsgesetz vom 28.9.2007, Abschnitt E.).

3.2.5 Zu den Spezifika im Verlustenergiemarkt

Wie bereits thematisiert, wäre zur besseren Marktintegration von EE eine verstärkte Teilnahme an den Regel- und Verlustenergiemärkten wünschenswert.

Die in der Problemanalyse noch angesprochene fehlende Legitimierung der Direktvermarktung von EE-Strom soll im Rahmen der Neuregelung des § 17 EEG-E (Gesetzesentwurf zur Neuregelung des EEG vom 18.02.08) und der Verordnungsermächtigung des § 64 Abs. 1 Nr. 6 EEG-E behoben werden.

Der Änderungsantrag vom 05.06.08 zum EEG-E sieht in § 17 weitere Verbesserungen für die EE-Direktvermarktung durch Anlagenbetreiber vor, in dem die vermarktbareren Zeiträume von einem halben Jahr auf einen Monat verkürzt werden.

Die geplanten Neuregelungen sind aus unserer Sicht geeignet, die bestehenden Integrationshemmnisse hinsichtlich der Zulässigkeit der Marktteilnahme der EE zu beseitigen.

Zur Klarstellung sollte neben der Regelenergie ebenfalls die Verlustenergie als Direktvermarktungsoption in § 64 Abs. 1 Nr. 6 EEG-E aufgenommen werden.

Das über § 22 EnWG i.V.m. §10 StromNZV geforderte transparente, nicht diskriminierende und marktorientierte Verfahren zur Beschaffung von Verlustenergie soll über Ausschreibungen erfolgen.

Die Bundesnetzagentur hatte ein derartiges Ausschreibungsverfahren in ihrem „Positionspapier zur Ausschreibung der Verlustenergie“ vom 01.08.07 konkretisiert.

Das seinerzeit vorgeschlagene Verfahren wurde im „Konzept zur Beschaffung und Ermittlung von Verlustenergie“ vom 08.02.08 durch die Bundesnetzagentur überarbeitet.

Dabei wird grundsätzlich an der Strukturierung der Beschaffung in eine Langfristkomponente und eine Kurzfristkomponente festgehalten. Hinsichtlich der Vergabekondition wurde von der sog. „Second Price Sealed Bid-Auktion“ abgewichen. Nunmehr werden als Verfahren das Gebotspreisverfahren bei Auktionierung mehrerer Tranchen und das Erstpreisauktionsverfahren bei der Auktionierung einzelner Tranchen empfohlen.

Die von uns in unserer Problemanalyse thematisierte zu große Losgrößenvorgabe der BNetzA wird unter Abwägung der Vorteile von großen Losgrößen (Kosten- und Effizienzvorteile durch Mengeneffekte und geringere Transaktionskosten) und von kleinen Losgrößen (Teilnahmemöglichkeit kleinerer Lieferanten) unverändert im neuen Konzept der BNetzA übernommen. Ab einem Verlustenergiebedarf von über 80.000 MWh soll die Bildung von Tranchen mit maximalen Losgrößen von 50.000 MWh vorgeschrieben werden. Dabei soll unter Beachtung dieser Losgröße die kleinstmögliche Tranchenanzahl verbindlich sein, um eine möglichst hohe Losgröße sicher zu stellen. Neu erscheint der Vorschlag, dass die Ausschreibungsteilnehmer ihre Gebote nicht nur hinsichtlich der Langfrist- und Kurzfristkomponente getrennt abgeben können, sondern Angebote für verschiedene, einzelne Tranchen abgeben können. Hierdurch würde die Teilnahmemöglichkeit von EE-Anlagenbetreibern gesteigert. Jedoch ergibt sich aus den weiteren Ausführungen zu den aus Sicht der BNetzA geeigneten

Auktionsverfahren, dass die Entscheidung, ob einzelne Tranchen oder alle Tranchen gemeinsam ausgeschrieben werden, beim Netzbetreiber verbleibt.

Wir halten daher eine Verpflichtung zur getrennten Ausschreibung einzelner Tranchen und eine Reduktion der Mindestlosgrößen als Lösungsansätze zur verstärkten Marktintegration der EE-Energien (weiterhin) für sinnvoll.

Ein weiterer Lösungsansatz wäre die Aufweichung der aus den „de minimis“-Regeln hergeleiteten Kundengrenze des § 10 StromNZV von 100.000 an das Netz angeschlossenen Kunden. Bei entsprechender Herabsetzung dieser für Ausschreibungen verpflichtenden Größenordnung wäre eine verbesserte Teilnahmemöglichkeit kleinerer Anbieter möglich.

Für die Qualifikation der Teilnehmer soll es, anders als bei der Teilnahme am Regelenergiemarkt, ausreichend sein, die personelle, technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit analog § 5 EnWG anzuzeigen sowie die Führung eines Bilanzkreises in der betroffenen Regelzone nachzuweisen.

Aus diesen Anforderungen können keine Integrationshemmnisse abgeleitet werden.

Hinsichtlich der mit der Schaffung einer einheitlichen Regelzone verbundenen Vorteile kann auf die Ausführungen unter Abschnitt 3.2.4 verwiesen werden.

Die neu aufgenommenen Vorschläge zur Veröffentlichung wesentlicher Informationen der durchgeführten Ausschreibungen (Jahresprofil, Ausschreibungsdaten, Entgelte der bezuschlagten Angebote) auf einer gemeinsamen Internetseite halten wir für geeignet, durch Schaffen entsprechender Transparenz den Marktzugang für EE zu erleichtern.

Als Anreiz zur Einhaltung der Lieferpflichten schlägt die BNetzA im Falle der Nichtlieferung eine vom Lieferanten an den Netzbetreiber zu zahlende Pönale vor. Des Weiteren soll dem Netzbetreiber ein Anspruch auf Erstattung der Mehrkosten aus anderweitiger Beschaffung gegenüber dem Lieferanten eingeräumt werden. Diese Vorschläge haben insbesondere für die Lieferung der Langfristkomponente Bedeutung, da bei der Kurzfristkomponente ohnehin EEX-Spotpreise zzgl. einer Bearbeitungspauschale entgolten werden und insoweit kein Preisrisiko des Lieferanten besteht.

Wie bereits in der Problemanalyse dargestellt, wird hierdurch der Besonderheit insbesondere der stochastischen EE nicht ausreichend Rechnung getragen und somit ein Integrationshemmnis geschaffen. Das Preisrisiko im Falle der Nichtlieferbarkeit wird einseitig dem Lieferanten auferlegt und durch die vorgesehene Pönale noch verstärkt.

Dies wäre in einem normalen Vertragsverhältnis mit Leistungs- und Gegenleistungspflicht angemessen; möchte man jedoch die Teilnahme der EE an dem Markt für Verlustenergie stärker befördern, wäre eine andere Kostentragung für Lieferausfälle wünschenswert. So könnte auf eine Pönale verzichtet werden und die dem Netzbetreiber entstehenden Mehrkosten über Ansatz in der

Netzentgeltkalkulation ausgeglichen werden. Über entsprechende Dokumentations- und Anzeigepflichten über Nichtlieferungen könnten Missbräuche aus anderweitiger Vermarktung vermieden werden.

Literaturverzeichnis

Altrock/Oschmann/Theobald (2006): EEG (Kommentar), München.

Bach, P.-F. et al. (2003): Active Networks as a tool to integrate large amounts of distributed generation. Beitrag zur Konferenz "Energy Technologies for post Kyoto Targets in the Medium Term" Risø, Denmark.

BMU (Hrsg.) (2006): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 20 EEG. Sachstandsbericht. 30. Juni 2006. Stuttgart.

BMU (Hrsg.) (2008): Verbesserung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien im Strombereich. Handlungsoptionen für eine Modernisierung des Energiesystems, Berlin, 9. Mai 2008

BMW (Hrsg.) (2005): EWI/Prognos-Studie. Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Energiereport IV. Berlin.

BMW (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2008): Schlaglichter der Wirtschaftspolitik, Monatsbericht, Januar 2008.

Brakelmann (2004): Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Rheinberg

Brunekreeff (2008): Ownership Unbundling auf Energiemärkten – eine Soziale Kosten-Nutzen-Analyse der ÜNB-Entflechtung in Deutschland, Präsentation am Seminar des Chairs of Financial Services and Public Utilities an der Universität Wien, 16.04.2008.

Bundesnetzagentur (2007): Positionspapier zu „Ausschreibung der Verlustenergie“, Bonn, September 2007

Bundesnetzagentur (2007a): Tätigkeitsbericht 2005-2007. Bericht nach §63(3) Energiewirtschaftsgesetz.

Bundesnetzagentur (2007b): Monitoringbericht 2007, gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. §35 EnWG.

Bundesnetzagentur (Juni 2007): Gemeinsame Richtlinie der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zur Umsetzung der informatischen Entflechtung nach §9 EnWG.

Bundesnetzagentur (September 2007): Positionspapier zu „Ausschreibung der Verlustenergie“, Bonn.

Bundesnetzagentur (April 2008): Statistikbericht. Jahresendabrechnung 2006 nach dem Erneuerbaren Energiengesetz (EEG).

Danner/Theobald (2007): Energierecht (Loseblatt-Kommentar), Band 2, Stand Mai 2007

DENA (Hrsg.) (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). Köln.

Deutscher Bundestag: Entwurf für das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, BT Drucksache 15/3917

Deutscher Bundestag: Bericht und Beschlussempfehlung zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich, BT-Drucksache 15/2864

Deutscher Bundestag: Beschlussempfehlung zu dem Entwurf für das Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 15/5268

de Wyl/Hartmann/Hilgenstock (2006): Wettbewerb auf dem Erzeugermarkt? – Zur Netzeinbindung von Großkraftwerken (Teil 1), in: IR 2006, S. 199 ff.

EU-Kommission (2006): Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 19.09.2007 (KOM(2007) 528 endgültig)

EWI/Prognos (2006): Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Langfassung. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Köln und Basel.

Fischer/Henning (2006): Stromabnahme, Netzlastmanagement und Netzausbau nach § 4 EEG, in: ZUR 2006, S. 225 ff.

IEA (International Energy Agency) (2002): Distributed Generation in liberalized electricity markets. Paris.

Klinski/Buchholz/Nehls/Rehfeldt/Schulte (2006): Umweltstrategie zur Windenergienutzung an Land und auf See; Hrsg.: Umweltbundesamt, Reihe Climate Change 06/2007

Koenig/Kühling/Rasbach (2006): Energierecht, München.

Leprich, U. et al. (2005): Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber(DENSAN). Endbericht. Saarbrücken 31. Oktober 2005.

Leprich, U. et al. (2008): Analyse und Bewertung der Wirkung des EEG im bundesdeutschen Stromsektor, in: Diekmann (Februar 2008): Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, Kapitel 3.

Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, Deutscher Bundestag Drucksache 16/7078 vom 20.11.2007.

Monopolkommission (2007a): Preiskontrollen in Energiewirtschaft und Handel? Sondergutachten zur Novellierung des GWB.

Nitsch, J. et al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben FKZ 901 41 803 im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. DLR Stuttgart; IFEU Heidelberg; WI Wuppertal.

Nitsch, J. et al. (2005): Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor – Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart; WI Wuppertal. Untersuchung im Auftrag des BMU.

Nitsch, J. /DLR (2007): Leitstudie 2007. Ausbaustrategie Erneuerbare Energien. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Untersuchung im Auftrag des BMU. Stuttgart und Berlin. Februar 2007.

Reshöft/Steiner/Dreher (2005): Erneuerbare Energien-Gesetz (Handkommentar), 2. Auflage, Heidelberg.

Salje (2003): Energiewirtschaftsgesetz – EnWG (Kommentar), Köln/München.

Salje (2004): Erneuerbare-Energien-Gesetz (Kommentar), 3. Aufl. Köln/München.

Salje (2005): EEG-Vorrangprinzip und Netzanpassungsmanagement, in: RdE 2005, 250 ff.

Salje (2006): Energiewirtschaftsgesetz – EnWG (Kommentar), Köln/München.

Säcker (2006): Sicherheit im Netz? – Die Anschluss- und Ausbaupflichten der Netzbetreiber gem. §§ 11 ff. EnWG (Thesen), Berlin 2006
(www.ruhr-uni-bochum.de/ibe/veranstaltung/gliederungsaecker.pdf).

Schrode, A. /Bauknecht, D. (2007): Transformation der Stromnetze in Dänemark. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57. Jg. (2007) Heft 1/2. S. 60-62.

Schultz/Westermann (2007): Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2007, S. 48 ff.

Streinz (2003): Kommentar über den Vertrag zur Gründung der Europäischen Union und den Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft - EUV/EGV (Kommentar), München.

Strese, J. (2003): Das virtuelle Regelenergiekraftwerk. In: ZfK Nr. 10/2003.

Wustlich (2007): Das Recht der Windenergie im Wandel – Teil 2, in: ZUR 2007, 122 ff.