

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Landesgruppe Norddeutschland · Heidenkampsweg 99 · 20097 Hamburg

6. Juni 2011
TB/SB

Thomas Warnecke
Schleswig-Holsteinischer Landtag
Postfach 7121
24171 Kiel

Dr. Torsten Birkholz
Geschäftsführer

Telefon +49 40 28 41 14-40
Telefax +49 40 28 41 14-440
Birkholz@bdew-norddeutschland.de
www.bdew-norddeutschland.de

**Schleswig-Holsteinischer Landtag
Kommissionsvorlage 17/111**

**BDEW Bundesverband der Energie-
und Wasserwirtschaft e.V.**
Landesgruppe Norddeutschland
Heidenkampsweg 99
20097 Hamburg

USt-IdNr: DE 122 273 784
Amtsgericht Charlottenburg
VR 26587 B

Antwort - Enquetekommission „Norddeutsche Kooperation“

Bankverbindung
Hamburger Sparkasse
Konto: 1224/121960
BLZ: 200 505 50

Sehr geehrter Herr Warnecke,

Sie haben mit Bezug zur 17. Sitzung der Enquetekommission „Norddeutsche Kooperation“ um eine schriftliche Stellungnahme zur Frage „Welche energie-, umwelt- und klimapolitischen Kooperationswege sollen beschritten werden?“ seitens des BDEW gebeten. Wir bedanken uns für diese Anfrage und kommen Ihrem Wunsch natürlich gerne nach.

Generell begrüßt der BDEW die Bestrebungen der Länder nach einem intensiveren fachlichen Austausch und vertiefter Kooperation in energie- und klimapolitischen Fragestellungen. Konkret auf Ihre Frage möchten wir uns mit folgenden Antworten beziehen:

1. Energie- und klimapolitische Fragestellungen sind, insbesondere unter Berücksichtigung der damit verbundenen komplexen leistungsgebundenen Infrastrukturen, immer auch aus einem regionalen- wie überregionalen Fokus heraus zu betrachten. Insofern sehen wir auch zukünftig den Bedarf an abgestimmten Bundes- und Länderstrategien, aber auch an einer stärkeren Abstimmung der Länder untereinander.

2. Einen Schwerpunkt für die verstärkte Kooperation der norddeutschen Bundesländer sieht der BDEW beim benötigten Ausbau der Stromnetze, um die exponentiell steigenden EEG-Strommengen aufzunehmen und zu den Verbrauchsschwerpunkten zu transportieren. Der komplexe Netzausbau und deren Anbindung ist hierbei zweifelsfrei eine länderübergreifende Aufgabe mit hohem Kooperationspotenzial. Der aktuelle Entwurf des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) sieht hierzu zentrale Eckpunkte vor, wie die Bündelung von Aufgaben gemäß des Bundesfachplanungsgesetzes bei der Bundesnetzagentur BNetzA, die wir generell befürworten. In den beschleunigten Planungsprozess der Trassen sollten aber die Landesbehörden ebenfalls stärker als bisher geplant einbezogen werden. Dies erfordert in zentralen Fragen des Netzausbaus und der Netzanbindung die verstärkte Kooperation der Länder, um z. B. verzögerte Inbetriebnahmen zu verhindern. Auch und gerade bei den geplanten Sammelanbindungen von Offshoreanlagen ist ein frühzeitiger und intensiver Austausch der verantwortlichen Landesbehörden zu befürworten.

3. Insbesondere die norddeutschen Länder haben in den letzten Jahren einen massiven Zubau an Biogasanlagen unter der entsprechenden Nutzung von Biomasse zu verzeichnen. Hier ist auch im Nachgang der kommenden EEG-Regelungen zu den Vergütungsstrukturen für Biomasse ein stärkerer Austausch der Länder zu befürworten, u. a. eine zeitnahe Kommunikation von Monitoringergebnissen zur Veränderung der Bodenqualität und möglichen Auswirkungen auf das Grundwasser insbes. in Wasserschutzgebieten.

Zur Vertiefung der kurz dargelegten Punkte erhalten Sie im Anhang einige ausführliche Stellungnahmen zu den genannten Themen.

Natürlich steht der BDEW im Nachgang der Sitzung gerne für eine vertiefte Diskussion genannter oder weiterer energie- und klimapolitischer Aspekte jederzeit für Sie zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Anlagen

Stellungnahme

Offshore-Plan

Handlungsempfehlungen zur Beschleunigung
des Ausbaus der Stromerzeugung aus Offsho-
re-Windkraftanlagen

Berlin, 23. Mai 2011

Inhalt:

1	EINFÜHRUNG UND ZUSAMMENFASSUNG	3
2	RISIKOBEWERTUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	5
2.1	Handlungsempfehlung: Einführung eines optionalen Stauchungsmodells	5
2.2	Handlungsempfehlung: Aufhebung des Frühstarterbonus	6
2.3	Handlungsempfehlung: Verschiebung der Degression	7
2.4	Handlungsempfehlung: Bedarfsbezogene Förderung für Pilotvorhaben / Bereitstellung von Bürgschaften	7
2.5	Handlungsempfehlung: Öffnung des KfW-Sonderprogramms für alle Marktteilnehmer	8
2.6	Handlungsempfehlung: Schadensersatzanspruch für Anlagenbetreiber eindeutig regeln	8
2.7	Handlungsempfehlung: Anrechnung von Ausfallzeiten auf die Dauer der Anfangsvergütung	9
2.8	Handlungsempfehlung: Dauer der Anfangsvergütung ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres	9
2.9	Handlungsempfehlung: Eine zeitweilige Direktvermarktung darf keine Nachteile bringen	9
2.10	Handlungsempfehlung: Genehmigungsprozesse für Netzanschluss optimieren	10
2.10.1	Mittelfristige Handlungsempfehlung: Strategische Netzplanung	10
2.10.2	Mittelfristige Handlungsempfehlung: Einführung standardisierter Anschlussleistungen	11
2.11	Handlungsempfehlung: Streichung der Befristung der Netzanschlusspflicht	12
2.12	Handlungsempfehlung: Bündelung der Entscheidungen beim BSH	12
2.13	Handlungsempfehlung: Personelle Ausstattung der Genehmigungsbehörden	12
2.14	Handlungsempfehlung: spezifische gesetzliche Arbeitszeitregelung in der AWZ	13

1 Einführung und Zusammenfassung

Das Energiekonzept der Bundesregierung definiert als Zielgröße für 2020 einen Anteil von 35 Prozent Erneuerbare Energien (EE) am Bruttostromverbrauch. Bis 2050 sollen vier von fünf in Deutschland verbrauchten Kilowattstunden aus Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stammen. Die Offshore-Windenergie ist dabei ein tragender Pfeiler in der Energie- und Klimaschutzpolitik der Bundesregierung. In den Energieszenarien, die dem Energiekonzept der Bundesregierung zur Grund liegen, zeigen EWI, Prognos und GWS, dass für das Erreichen dieses Ziels im Jahr 2020 eine installierte Leistung in Höhe von 10,1 GW allein im Bereich der Offshore-Windkraft-Anlagen erforderlich sein wird. Je nach Entwicklung anderer Rahmenbedingungen soll die Offshore-Windenergie mehr als ein Viertel zum Erreichen des 35-Prozent-Ziels beitragen.

Ungeachtet erster Erfolge hat sich im Rahmen der bisherigen Entwicklung der Offshore-Windenergie jedoch gezeigt, dass die Erwartungen nicht nur in Deutschland, sondern europä- und weltweit zu hoch gesetzt waren. Waren Ende 2006 weltweit knapp 1.000 MW Offshore-Leistung am Netz, so sind bis Ende 2009 nur 1.000 MW dazu gebaut worden. Ende 2010 waren insgesamt 200 MW vor der deutschen Küste errichtet. Ende dieses Jahres (2011) können bei Vervollständigung der Projekte dann rund 500 MW installiert sein. Nach der Inbetriebnahme des Offshore-Windpark-Testfeldes „alpha ventus“, wurde im Frühjahr 2010 mit dem Bau der ersten kommerziellen Offshore-Windparks Baltic 1 (EnBW) in der Ostsee und BARD Offshore 1 (Bard Holding GmbH) in der Nordsee begonnen. Beide Offshore-Windparks (OWP) liefern inzwischen den ersten Strom. Nach Abschluss dieser Projekte wird eine installierte Offshore Windenergie Leistung von ca. 510 MW ans deutsche Übertragungsnetz angeschlossen sein. Andere Offshore-Projekte sind in ihrer Planung bereits weit fortgeschritten. Für alle derzeitigen Planungen - insbesondere für die projektfinanzierten OWP - gilt jedoch angesichts der sehr schwierigen Situation auf dem Finanzmarkt, dass die Umsetzung noch nicht gesichert ist.

Während der Planungs- und Realisierungsphase der ersten Offshore-Windpark-Projekte in Deutschland konnten mehrere Risiken identifiziert werden, die die notwendige Kapitalbeschaffung erschweren. So behindern u.a. genehmigungsrechtliche Fragen und Rechtsunsicherheiten den weiteren Ausbau von Windkraftanlagen und der dazugehörigen Netzanbindung. Hinzu kommen gestiegene Anforderungen an Offshore-Windparks und Serviceeinheiten bezüglich des Schutzes und der Sicherheit (Helikopter, DP 2-Vessel, OWP-Ausrüstung, Leitzentrale). Diese kostenintensive Entwicklung war nicht automatisch und zum Zeitpunkt der Verabschiedung des heute geltenden EEG nicht absehbar und stellt aus Sicht von Kreditinstituten ein zusätzliches Risiko dar.

Zudem werden den Betreibern von Offshore-Anlagen zusätzliche Kosten auferlegt, die aus den relevanten Gesetzen nicht hervorgehen, jedoch vor Erteilung von Genehmigungen zur Auflage gemacht werden.

Zusätzlich verschärft werden die Risiken durch die Auswirkungen der Folgen der weltweiten Wirtschafts- und Finanzkrise, deren Auswirkungen auch heute noch nicht vollständig abzusehen sind. Akteure aus der Finanzbranche befinden sich weiter in Schwierigkeiten. Der Inter-

bankenmarkt ist weiter gestört. Investoren zeigen weiterhin eine generelle Risikoaversion. Hiervon sind insbesondere Investitionen im Bereich der Offshore- Windenergie betroffen, da diese aufgrund der Projektvolumina sehr kapitalintensiv sind. Das Investitionsvolumen liegt bei den meisten Projekten im Bereich von einer Milliarde Euro und mehr.

Der BDEW zeigt mit vorliegendem „Offshore-Plan“ Maßnahmen zur Reduzierung der bestehenden Risiken auf, um durch eine Beschleunigung des Ausbaus der Stromerzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen zum Erreichen der Ausbauziele beizutragen. Dabei ist von zentraler Bedeutung, dass allein die Bereitstellung finanzieller Mittel nicht ausreichen wird. Parallel hierzu sind strukturelle Anpassungen in mehreren Gesetzen und Verordnungen erforderlich.

Vor dem Hintergrund begrenzter Infrastruktur- und Produktionskapazitäten ist auch das internationale Umfeld zu berücksichtigen. Die weitere Phase bis 2015/2016 ist für die Entwicklung von Offshore-Windenergie in Deutschland von besonderer Bedeutung. Denn ab 2015/2016 sind in Großbritannien alle Planungen auf die Realisierung großer Offshore-Windenergieleistungen bis zu 33.000 MW bis zum Jahr 2030 ausgerichtet, mit entsprechenden industriepolitischen Folgen. Die britischen Ausbaupläne fordern daher in den nächsten fünf Jahren massiv die Entwicklung der deutschen Offshore-Windenergiebranche heraus. Wenn es nicht gelingt, in dem nächsten halben Jahrzehnt deutsche OWP-Projekte soweit voranzutreiben, dass sie am Heimmarkt entsprechende Nachfrage generieren, werden Produktionskapazitäten auf andere Märkte verlagert. Die Ankündigung von Siemens und GE, Produktionsstätten für Offshore WEA in England bauen zu wollen, sind erste Anzeichen für eine entsprechende Entwicklung. Auf dem Markt für die erforderlichen Seekabel sind derzeit auch starke Verknappungen erkennbar.

Trotz des Umfangs der im Folgenden skizzierten Maßnahmen und der damit verbundenen volkswirtschaftlichen Anstrengungen hält der BDEW wegen der benötigten Strommengen aus Offshore-Windkraftanlagen an den von der Bundesregierung definierten Ausbauzielen fest – nicht allein aufgrund der hohen Betroffenheit der Mitgliedsunternehmen des BDEW, die in diese Segment sehr aktiv sind. Gleichzeitig sieht der BDEW auch für andere Wirtschaftszweige eine hohe Bedeutung der Offshore-Windkraft. So ist die Offshore-Windenergie mit der maritimen Wirtschaft - Schifffahrt, Häfen, Werften vernetzt und hat das Potenzial, nachhaltiges Wachstum in diesen Branchen zu schaffen. An der Küste wurde bereits über ein halbe Milliarde Euro in Fertigungsstätten und Infrastruktur für den Ausbau der Offshore Windenergie investiert. Neben der regionalen Wirtschaft in den Küstenländern profitiert die Zuliefererindustrie in allen Bundesländern. Das energie- und industriepolitische Gewicht der Offshore-Windenergie-technologie ist daher von herausragender volkswirtschaftlicher Bedeutung.

Mit der Umsetzung der im Folgenden aufgelisteten und im zweiten Teil näher ausgeführten Handlungsempfehlungen kann aus Sicht des BDEW der Ausbau der Offshore-Windenergie beschleunigt werden.

2 Risikobewertung und Handlungsempfehlungen

Aufgrund der in der Einleitung aufgeführten Risiken zeichnet sich bei den Investoren eine starke Zurückhaltung gegenüber Offshore-Windpark-Projekten ab:

1. Die Beschaffung von Eigenkapital für Offshore-Windparks in Deutschland ist generell sehr schwierig, da die notwendige Rendite aufgrund der Herausforderungen und Risiken der noch jungen Technologie nicht realisiert werden kann.
2. Die Auswahl an Banken, die bereit und in der Lage sind, Offshore Windparks in Bau- und Betriebsphase zu finanzieren, ist überschaubar. Ein klassisches OWP mit 400 MW und einem Investitionsvolumen von weit über 1 Mrd. €, das zu 2/3 mit Fremdkapital ausgestattet werden soll, lässt sich derzeit kaum finanzieren, da insgesamt maximal 10-12 Banken weltweit zu einer Projektfinanzierung von je 30 - 50 Mio. € bereit sind. Bislang hat sich noch keine deutsche Bank bereitgefunden, eine solche Teilfinanzierung zu übernehmen.
3. Nationale und internationale Banken richten aufgrund ihrer neuen Eigenkapitalanforderungen das Neugeschäft auf bekannte und risikoarme Projekte und Strukturen aus.
4. Auch die verpflichteten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind durch die gesetzliche Konzentrationswirkung der Netzanbindungsinvestitionen mit einer enormen Finanzierungsaufgabe konfrontiert, deren Bewältigung ein stabiles und risikoadäquates rechtliches und regulatorisches Umfeld voraussetzt.

In der Folge gibt es kaum Projekte in der deutschen Nord- und Ostsee, die bereits im Wege einer Projektfinanzierung umgesetzt wurden. Referenzprojekte fehlen damit weitestgehend. Daraus resultiert wiederum ein Mangel an „Benchmarks“, an denen sich Banken, Investoren und die Industrie orientieren könnten.

2.1 Handlungsempfehlung: Einführung eines optionalen Stauchungsmodells

Ergänzend zu der bisherigen Vergütungsstruktur empfiehlt der BDEW die Einführung eines Stauchungsmodells, das an Stelle der bisherigen Regelung durch den Anlagenbetreiber gewählt werden kann. Ein solches optionales Vergütungsmodell würde – ohne insgesamt zu einer Vergütungsanhebung zu führen - den Anspruch auf die höhere Anfangsvergütung auf einen kürzeren Zeitraum konzentrieren. Es würde den Banken ermöglichen, die Rückzahlungen besser zu strukturieren und das Risiko, insbesondere in den ersten Betriebsjahren, reduzieren. Damit würde die Zustimmung bei den Banken zur Finanzierung sowohl von fremd- als auch von unternehmensfinanzierten Projekten deutlich steigen.

Das grundsätzlich aufkommensneutrale optionale Stauchungsmodell soll wie folgt geregelt werden:

"Die Vergütung beträgt für das Inbetriebnahmejahr und die darauf folgenden zwölf Kalenderjahre 15 ct/kWh (Anfangsvergütung). Dieser Zeitraum verlängert sich für Strom aus Anlagen, die in einer Entfernung von mindestens zwölf Seemeilen und in einer Wassertiefe von min-

destens 20 Metern errichtet worden sind, für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile Entfernung um 0,5 Monate und für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate. Der Anlagenbetreiber kann abweichend von Satz 1 eine Anfangsvergütung von 19,5 ct/kWh für das Inbetriebnahmejahr und die darauf folgenden 9 Kalenderjahre beanspruchen. Abweichend von Satz 2 wird die Anfangsvergütung dann um 0,4 statt 0,5 Monate für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile und um 1,3 statt 1,7 Monate für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe verlängert. Wenn der Anlagenbetreiber von der Option in Satz 3 und Satz 4 Gebrauch macht, hat er dies dem ÜNB mindestens drei Monate vor Inbetriebnahme der Anlage anzuzeigen; eine spätere Änderung ist nicht möglich."

Im Rahmen der Einführung des Stauchungsmodells ist zu berücksichtigen, dass die finanziellen Risiken auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber insofern steigen, als diese gegenüber dem Anlagenbetreiber für eventuell ihnen angelastete Netzausfälle entschädigungspflichtig sein können. Die Bildung erforderlicher Rückstellungen bzw. der Abschluss einer entsprechenden Versicherung durch den Netzbetreiber kann den Risiken entgegenwirken und sollte über die Netzentgelte gewälzt werden können.

Zudem steigt auch aus Sicht der Anlagenbetreiber das finanzielle Risiko insofern, weil bei Netzausfällen, die durch den ÜNB nicht vorsätzlich oder grob fahrlässig verursacht wurden, kein Entschädigungsanspruch für den Anlagenbetreiber entsteht. Unter der Voraussetzung, dass gleichzeitig die Ausfallzeiten auf die Dauer der Anfangsvergütung angerechnet werden (Handlungsempfehlung 2.11) bleibt der Schaden für den Anlagenbetreiber weitgehend auf Zinsverluste beschränkt.

Das Stauchungsmodell sollte aus Sicht des BDEW zunächst weder zeitlich befristet noch auf eine bestimmte Leistung begrenzt werden. Der BDEW ist jedoch der Meinung, dass es mit den kommenden EEG-Anpassungen auf seine Wirksamkeit und seinen Bedarf hin überprüft werden sollte und damit nicht als dauerhafte Einrichtung intendiert ist.

2.2 Handlungsempfehlung: Aufhebung des Frühstarterbonus

Mit der im EEG enthaltenen Befristung des Frühstarterbonus sollten Investitionsentscheidungen beschleunigt werden. Die Befristung des Frühstarterbonus hat sich aber vor dem Hintergrund anderer – aus Sicht der Investoren unzureichender - Rahmenbedingungen als weitgehend wirkungslos erwiesen. Aus Sicht des BDEW hat der Frühstarterbonus im derzeitigen Marktentwicklungsstadium aufgrund der sehr langen Vorlaufzeiten der Offshore-Projekte eher eine kontraproduktive Wirkung. Er verunsichert potenzielle Investoren für Offshore-Windparks, Logistik und Fertigungskapazitäten.

Der BDEW empfiehlt vor diesem Hintergrund und im Hinblick auf eine Vereinfachung der EEG-Vergütungsstruktur, den Frühstarterbonus aufzulösen und dessen 2 ct/kWh in die Anfangsvergütung zu integrieren. Vor dem Hintergrund der aktuellen Verzögerungen beim Ausbau könnte eine Verknüpfung mit den Ausbauzielen der Bundesregierung die Anreizwirkung verlängern, ohne zu einer Steigerung der EEG-Umlage – im Vergleich zu den ursprünglich erwarteten Ausbauszenarien – beizutragen.

2.3 Handlungsempfehlung: Verschiebung der Degression

Das Instrument der Degression im EEG hat sich grundsätzlich bewährt, um bereits am Markt etablierte Erneuerbare Energieformen unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten zu entwickeln. Aus Sicht des BDEW muss jedoch die eingetretene Verlangsamung des Ausbaus der Stromerzeugung aus Offshore-Windkraftanlagen auch im Rahmen der EEG-Novelle 2012 berücksichtigt werden.

Ohne konkrete Markterfahrungen ist es jedoch verfrüht, im EEG bereits jetzt eine Degression für Offshore-Windstrom zu definieren. Weltweit sind bislang erst knapp 2.500 Megawatt Offshore-Windleistung installiert worden, und dies zunächst in Zeiten stark steigender Rohstoffpreise und dann in einer weltweiten Wirtschafts- und Finanzkrise. Es ist daher sinnvoll, erst nach mehrjährigen Markterfahrungen eine Überprüfung der Degression im Rahmen einer der nächsten Novellierungen des EEG vorzunehmen.

Der BDEW empfiehlt daher, die ab dem 01.01.2015 geltende Degression von 5 % für Offshore-Windenergieanlagen (§ 20 Abs. 2 Nr. 7 Buchst. a) EEG) mindestens um vier Jahre zu verschieben. Es ist davon auszugehen, dass durch diese Maßnahme – verglichen mit dem ursprünglich erwarteten Fortschritt der Offshore-Windenergieprojekte – keine Erhöhung der EEG-Umlage sondern lediglich eine Verschiebung auf der Zeitachse bewirkt wird.

2.4 Handlungsempfehlung: Bedarfsbezogene Förderung für Pilotvorhaben / Bereitstellung von Bürgschaften

Die für Banken vertretbare Absicherung der Bauphase ist eine der zentralen Forderungen bei allen Finanzierungsvorhaben für deutsche Offshore-Windpark-Projekte. Vor diesem Hintergrund begrüßt der BDEW die Ankündigung von Bundesumweltminister Dr. Röttgen im Juli 2010, sich für solche Bürgschaften einzusetzen, damit bis Ende 2011 feste Investitionsentscheidungen für bis zu zehn Windparks in der Nord- und Ostsee erreicht werden können. Aus Sicht des BDEW sind daher Schritte zur Umsetzung dieser Ankündigung dringend erforderlich.

Denkbar wären beispielsweise Bürgschaften für Bankenkonsortien, die die Finanzierung eines Windparks übernehmen, Überbrückungshilfen, Kredite und staatliche Garantien für die Hersteller von Offshore-Windenergie, Gründungsstrukturen und Komponenten. Aus Sicht des BDEW sind hier insbesondere die kritische Bauphase sowie die ersten Jahre der Betriebsphase zu unterstützen.

Durch öffentliche Bürgschaften können die Risiken von Bauzeit- und Baukostenüberschreitungen reduziert werden. Die Bürgschaften könnten begrenzt werden für die Bauphase und die erste Betriebsphase, z.B. bis 36 Monate nach Fertigstellung. Diese Bürgschaften könnten damit aufgrund ihrer kürzeren Laufzeit rollierend für die Bauphase eingesetzt werden, bis genügend Offshore-Parks als Referenzprojekte umgesetzt sind.

Die aus anderen Zusammenhängen entwickelte Regelung, dass Bundesbürgschaften grund-

sätzlich nur gewährt werden, wenn in gleicher Höhe Landesbürgschaften zur Verfügung gestellt werden, lässt sich auf OWP-Projekte in der Regel nicht anwenden. Es handelt sich hier nicht um Vorhaben, die einem bestimmten Bundesland zuzuordnen wären.

Der BDEW empfiehlt eine Förderung von Windenergie-Offshore-Pilotprojekten in enger Absprache mit den potenziellen Banken sowie der KfW und der EIB durch die Bereitstellung von Bürgschaften, Zuschüssen oder Krediten.

Bei Bedarf sollten auch Hersteller von Offshore-WEA und Lieferfirmen von Komponenten in solche Finanzierungshilfen einbezogen werden. Dadurch wird das Baurisiko reduziert und die Fremdfinanzierung erleichtert. Dabei sollten solche Hilfen grundsätzlich befristet sein.

Es ist grundsätzlich auch darüber nachzudenken, ob und in welcher Weise die im Offshore-Sektor aktiven ÜNB ebenfalls an den Unterstützungsmaßnahmen teilhaben können.

2.5 Handlungsempfehlung: Öffnung des KfW-Sonderprogramms für alle Marktteilnehmer

Deutsche Stadtwerke gehören derzeit und sicherlich auch perspektivisch zu den wichtigsten Investorengruppen bei deutschen Offshore-Windkraft-Projekten. Aus Sicht des BDEW sollte - entgegen des bisherigen KfW-Sonderprogramms (Programmnummer 085), das nur Projektgesellschaften zur Verfügung stand, die sich mehrheitlich in Privatbesitz befinden - das von der Bundesregierung im Rahmen des Energiekonzeptes angekündigte KfW-Sonderprogramm auch für Projektgesellschaften, die sich mehrheitlich in öffentlichem Besitz befinden, zugänglich sein. Dies würde zu einer signifikanten Verbesserung der Finanzierungsbedingungen im derzeitigen Kapitalmarktumfeld führen.

Grundsätzlich ist in diesem Zusammenhang auch zu prüfen, inwieweit diese Unterstützungsmaßnahmen der KfW auch für die Finanzierung von Netzanschlussprojekten der ÜNB erweitert werden können.

2.6 Handlungsempfehlung: Schadensersatzanspruch für Anlagenbetreiber eindeutig regeln

Gemäß § 17 Abs. 2 a EnWG muss der Netzanschluss zwar rechtzeitig bereitgestellt werden, dennoch bietet der sich hieraus ergebene Schadensersatzanspruch derzeit keinen ausreichenden Investitionsschutz.

Daher ist es notwendig, diese Lücke durch eine entsprechende Gesetzesänderung im EEG oder durch Ergänzung des § 17 Abs. 2 a EnWG zu schließen. Die Härtefallregelung des § 12 EEG bietet hierfür einen Ansatzpunkt und sollte als Regelung für den oben beschriebenen Fall, dass der Netzanschluss vom Netzbetreiber nicht rechtzeitig hergestellt werden kann, durch einen entsprechenden gesetzlichen Verweis zur Anwendung gelangen.

2.7 Handlungsempfehlung: Anrechnung von Ausfallzeiten auf die Dauer der Anfangsvergütung

Netzausfälle, die nicht in der Risikosphäre des Parkbetreibers liegen, können durch Wegfall der Einspeisevergütungen schnell zu signifikanten finanziellen Einbussen im sechs bis siebenstelligen Bereich führen. Kann von Schadensverursacher kein Schadenersatz erlangt werden, ist die Wirtschaftlichkeit der OWP stark gefährdet. Insbesondere vor dem Hintergrund der Finanzierung ist es daher notwendig, Ausfallzeiten bei der Bemessung der Dauer der Anfangsvergütung zu berücksichtigen. D.h., sollten Ausfallzeiten einzelner OWEA von mehr als 8 Tagen pro Jahr auftreten, so sollte die Laufzeit der Anfangsvergütung um diese Ausfallzeiten verlängert werden. Hierdurch würde das Risiko im Rahmen der Finanzierung deutlich reduziert, ohne dass zusätzliche Kosten entstehen. Der Stromkunde zahlt nur für auch wirklich eingespeisten Strom und der Anlagenbetreiber muss mindestens den Zinsausfall tragen.

2.8 Handlungsempfehlung: Dauer der Anfangsvergütung ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres

Aufgrund der sich naturgemäß bei der Einführung einer neuartigen Technologie ergebenden Schwierigkeiten in der Anlaufphase eines Offshoreprojektes wird es für erforderlich erachtet, das Ende des Kalenderjahres nach der vollständigen Inbetriebnahme als Zeitpunkt für den rechnerischen Beginn der Laufzeit der Anfangsvergütung festzulegen (analog zu anderen EEG-Anlagen nach § 21 Abs. 2 EEG). Unabhängig davon muss sowohl die Stromabnahmeverpflichtung als auch die Anfangsvergütung ebenfalls für das Inbetriebnahmejahr gelten.

2.9 Handlungsempfehlung: Eine zeitweilige Direktvermarktung darf keine Nachteile bringen

Eine weitere Klarstellung ist im § 60 EEG erforderlich. Gemäß dieser Vorschrift (Nutzung von Seewasserstraßen) i.V. mit § 16 EEG (Vergütungsanspruch) stellt der Bund das Küstenmeer und die AWZ für die Dauer der Geltendmachung des Vergütungsanspruchs durch den Anlagenbetreiber für maximal 21 Jahre unentgeltlich zur Verfügung.

Bei den Vertragsverhandlungen über die Inanspruchnahme bundeseigener Flächen im Küstenmeer der Ost- oder Nordsee wurde von der Wasserschifffahrtsverwaltung die Auffassung vertreten, diese Privilegierung gelte nicht für den Zeitraum, in dem der Anlagenbetreiber gemäß § 17 EEG während einer zeitweiligen Direktvermarktung auf die Geltendmachung des Vergütungsanspruches verzichte. Das steht jedoch im Widerspruch zu dem Willen des Gesetzgebers, der auch seinen Niederschlag in der einhelligen Kommentierung zu § 60 EEG erfahren hat. Um die entstandenen Verunsicherungen in der Offshore-Windenergiebranche auszuräumen, ist trotz des zwischenzeitlich erfolgten Einvernehmens zwischen BMVBS und BMU über die Auslegung dieser Vorschrift eine Klarstellung durch die Aufnahme des folgenden Satzes erforderlich: *„Dies gilt auch dann, wenn Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber in dem Zeitraum ihrer Anspruchsberechtigung gemäß § 21 Abs. 2 die Möglichkeit einer Direktvermarktung im Sinne von § 17 wahrnehmen.“*

2.10 Handlungsempfehlung: Genehmigungsprozesse für Netzanschluss optimieren

Weitere starke Verzögerungen der Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland gründen in den unzureichenden Regelungen der Netzanbindung. War die Bundesregierung in der Offshore Windenergie Strategie 2002 noch davon ausgegangen, dass die Anbindung der OWP an das landseitige Netz vom Markt geregelt wird, hat die Novellierung des EnWG mit der Einführung des § 17 Abs. 2a EnWG im Dezember 2006 einen Paradigmenwechsel vollzogen. OWP sollten nach Inkrafttreten der EnWG-Änderung wie konventionelle Kraftwerke an Land behandelt, durch den Netzbetreiber angebunden und Investoren von den Netzanbindungskosten entlastet werden. Allerdings hat es nach Inkrafttreten der EnWG-Änderung am 17.12.2006 fast drei Jahre gedauert, bis durch das Positionspapier der BNetzA zur Netzanbindungspflicht gemäß § 17 Abs. 2a EnWG vom Oktober 2009 Vorgaben für die Umsetzung dieser Vorschrift fixiert worden sind. Dadurch wirkte diese Netzanschlusspflicht nach §17 Abs. 2 EnWG erstmals auf in 2010 getroffene Investitionsentscheidungen aus.

Das Thema Netzanschluss stellt ungeachtet erhöhter Transparenz durch das jüngste Positionspapier der Bundesnetzagentur eine zentrale Herausforderung für die OWP-Projekte auf der Zeitschiene dar (siehe hierzu Ziffer 2.2). Der in dem Positionspapier genannte Maximalzeitraum zur Realisierung des Netzanschlusses innerhalb von 30 Monaten nach Auftragsvergabe hat sich in der Praxis als zu kurz bemessen erwiesen und kann bereits heute von dem für Netzanbindungssysteme in den meisten Fällen nicht eingehalten werden. Während §17 Abs. 2 EnWG das Verhältnis zwischen Projektinvestor und Netzbetreiber erfasst, bleiben die Konditionen für Zulieferer, Kabelhersteller, Logistikdienstleister und Genehmigungsbehörden weitgehend unberücksichtigt. Hier können Verzögerungen von bis zu drei Jahren durch den Prozess von Ausschreibung, Auftragsvergabe und Verlegung des Kabels und/oder durch die Langwierigkeit der Genehmigungsverfahren entstehen.

In der Folge werden möglicherweise Windenergieanlagen auf hoher See errichtet, die wegen fehlenden Netzanschlusses nicht in Betrieb genommen werden können. Neben dem Ausfall von Vergütungen drohen hier Schäden an den Anlagen. Die Investitions- und Planungssicherheit der OWP-Betreiber und der ÜNB ist daher in erheblichem Maße beeinträchtigt.

Aus Sicht des BDEW muss zunächst entlang der gesetzlichen Grundlage (§ 17 Abs. 2a EnWG) alles versucht werden, dass bei Inbetriebnahme eines Offshore-Windparks der Netzanschluss fertig gestellt ist. Neben einer weiteren Optimierung der Auslösefristen im Positionspapier der BNetzA, empfiehlt der BDEW kurz- und mittelfristig folgende Maßnahmen:

2.10.1 Mittelfristige Handlungsempfehlung: Strategische Netzplanung

Der BDEW empfiehlt, das derzeitige System der Bündelung von OWP-Anbindungen weiterzuentwickeln. Hierfür ist im Zuge der Novellierung des EEG auch eine Änderung des EnWG vorzunehmen, die eine strategische Netzplanung als Vorstufe für ein europäisches Offshore-Netz zulässt und den Übertragungsnetzbetreibern bei gleichzeitiger, unverzögerter Umlage der Kosten auf das Netzentgelt zeitlich vorgelagerte Investitionen ermöglicht. Auf diese Weise

könnte eine rechtzeitige Netzanbindung von OWP zukünftig unter Minimierung notwendiger Kabeltrassen sowie der volkswirtschaftlichen Kosten für die Netzanbindung gewährleistet werden.

Konkret wäre § 17 Abs. 2a EnWG daher um den Auftrag bzw. die Ermächtigung zur Erarbeitung eines verbindlichen Masterplanes zu ergänzen. Dort sollten die Kabelverbindungen zwischen Küste und den OWP, die Offshore-Umspannwerke (Netzbetreiber und OWP-Betreiber) und die einzelnen genehmigten Wasserflächen aufgelistet werden. Gleichzeitig muss für die ÜNB der rechtliche Anspruch auf unverzögerte Umlage der Kosten über das Netzentgelt geschaffen werden.

Eine solche strategische Netzplanung ist perspektivisch auch im europäischen Kontext (vgl. "Nordsee-Netz-Initiative") zu betrachten. Sie ist Voraussetzung für eine effiziente Einbindung der Offshore-Windenergie in das transkontinentale Übertragungsnetz und schafft die Möglichkeit zum Aufbau eines europäischen Offshore-Netzes, sofern sich dieses als ökologisch und ökonomisch vorteilhaft erweist.

Gleichzeitig würde mit einem geordneten Bau der Netzinfrastruktur auch der Vorgabe des ab 01.03.2010 in der AWZ geltenden Bundesnaturschutzrechts Rechnung getragen, das Eingriffe in den Meeresboden generell nur zulässt, wenn sie unvermeidbar sind. Mit einem entsprechend motivierten Masterplan würde daher auch dem Gebot der Eingriffsminimierung entsprochen.

Im Rahmen der Einführung der strategischen Netzplanung ist aus Sicht des BDEW jedoch unbedingt darauf zu achten, dass dies nicht zu Verzögerungen bei den derzeit in Vorbereitung befindlichen Netzanbindungen führt.

2.10.2 Mittelfristige Handlungsempfehlung: Einführung standardisierter Anschlussleistungen

Die Netzanbindungssysteme werden exakt auf die jeweilig anzuschließenden OWP abgestimmt. Voraussetzung dafür ist die Kenntnis über die genaue Konfiguration der Windparks. Die Anschlussleistung eines OWP steht oft erst mit Vergabe der Errichtung der Windenergieanlagen zu einem relativ späten Zeitpunkt im Projekt fest, was keine vorausschauende Planung ermöglicht und dem Gedanken effizienter Sammelanbindung entgegenläuft.

Aus Sicht des BDEW ist es erforderlich, bereits frühzeitig Dimensionierungsunsicherheiten bezüglich der Netzanbindung zu beseitigen, um eine frühe und vorausschauende Planung durch den ÜNB zu ermöglichen. Durch die Einführung standardisierter Anschlussleistungen (z.B. 150 MW oder 200 MW) könnten die Unsicherheiten zu projektspezifischen Aspekten reduziert werden, was zu einer erhöhten Planungssicherheit sowohl der OWP-Betreiber als auch der ÜNB führen würde. Die Netzanschlusskapazität könnte dann in Vielfachen der standardisierten Anschlussleistung vergeben werden. Eine unvollständige Ausnutzung dieser standardisierten Netzanschlusskapazitäten durch einen OWP wäre dabei nicht als Ineffizienz im Sinne des EnWG zu bewerten.

2.11 Handlungsempfehlung: Streichung der Befristung der Netzanschlusspflicht

Ein weiteres Hemmnis für den Ausbau der Windenergie-Offshore besteht in der zeitlichen Befristung der Verpflichtung zum Netzanschluss von Offshore-Windkraftanlagen auf jene, mit deren Errichtung bis zum 31. Dezember 2015 begonnen wurde (§ 118 Abs. 3 EnWG). Ähnlich der Befristung des Frühstarterbonus und der Degression im EEG verunsichert die Befristung der Netzanbindungsregelung potentielle OWP-Investoren und erschwert somit eine Verstärkung des sich erst langsam entwickelnden Offshore-Markts in Deutschland. Darüber hinaus kann durch diese Befristung kein systematisches Vorgehen beim Aufbau eines Offshore-Netzes erreicht werden. Die von der Bundesregierung gewünschte Bündelung von Trassen und gemeinsame Nutzung von Übertragungskapazitäten durch Windparkbetreiber werden durch diese Befristung zumindest stark eingeschränkt.

Der BDEW begrüßt daher die bereits in der im Referentenentwurf zum EnWG vom 3. Mai 2011 vorgesehene ersatzlose Streichung der bisherigen Befristung der Netzanschlusspflicht in § 118 Abs. 3 EnWG.

2.12 Handlungsempfehlung: Bündelung der Entscheidungen beim BSH

Weiter ist festzustellen, dass durch die am 01.03.2010 in Kraft getretene BNatSchGNovelle das Bundesnaturschutzrecht auch in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) gilt und dadurch das Genehmigungsverfahren sowohl für Netzanbindung als auch für OWP in der AWZ der Ost- und Nordsee erschwert wird. Künftig sind zwei Behörden, nämlich das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) und das Bundesamt für Naturschutz (BfN), statt wie bisher nur eine - das BSH - zuständig. Der aktuelle Zustand kann durch die verteilten Verantwortlichkeiten zu unkalkulierbaren Verzögerungen der mit hohen Investitionen verbundenen Planungen von deutschen Offshore Windenergie- und Netzanbindungsprojekten führen. Zudem sind durch die Entscheidungskompetenzen des BfN nicht nur Verzögerungen, sondern weitere Verschärfungen des Standarduntersuchungskonzepts des BSH und der Genehmigungsaufgaben zu erwarten, was die Entwicklungszeiten, die Kosten, die internationale Wettbewerbsfähigkeit und damit die Chancen deutscher Projekte zusätzlich negativ beeinflussen kann.

Aus diesem Grund begrüßt der BDEW auch die im Entwurf der Eckpunkte für die EEG-Novelle 2012 angekündigte Bündelung der Genehmigungen beim BSH.

Der BDEW empfiehlt die alleinige Zuständigkeit für das Genehmigungsverfahren nach SeeAnIV und ggf. erforderliche Entscheidungen nach BNatSchG beim BSH wieder herzustellen.

2.13 Handlungsempfehlung: Personelle Ausstattung der Genehmigungsbehörden

Bereits in der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass die Personalausstattung der zuständigen Behörden angesichts der Komplexität und der Anzahl der Genehmigungsvorgänge nicht ausreichend ist und zu unnötig langen Genehmigungsverfahren führt.

Vor diesem Hintergrund hält der BDEW eine bessere Personalausstattung beim BSH und anderer mit der Genehmigung von Offshore-Projekten betrauter Bundes- und Landesbehörden für geboten, da in Zukunft erhebliche Ressourcen durch den Projektvollzug gebunden sein werden.

2.14 Handlungsempfehlung: spezifische gesetzliche Arbeitszeitregelung in der AWZ

Der Bedarf an Arbeitskräften, insbesondere von Fachkräften für den Bau und die Wartung von Windenergieanlagen in der AWZ wird erheblich zunehmen. Damit er ausgeschöpft werden kann und ein fairer Wettbewerb mit Anbietern aus anderen europäischen Staaten möglich ist, sind verlässliche und flexible rechtliche Rahmenbedingungen für die Beschäftigung im Offshore-Bereich erforderlich. Das gilt vor allem für die Arbeitszeitgestaltung, die den besonderen Verhältnissen (lange Wegezeiten vom Festland zu den Windparks, keine freizeitrechten Unterbringungsmöglichkeiten auf den Versorgungsinseln) Rechnung tragen muss. Nur entsprechende Bündelungen von Arbeitszeit und Freizeit ermöglichen den wirtschaftlich sinnvollen Einsatz der Arbeitskräfte und berücksichtigen die Wünsche der Arbeitnehmer. Hierfür ist das deutsche Arbeitszeitgesetz in seiner derzeitigen Fassung kein geeigneter Orientierungsrahmen. Das gilt insbesondere für die Begrenzung der täglichen Arbeitszeit auf maximal zehn Stunden.

Die europäische Arbeitszeitrichtlinie lässt hingegen für Tätigkeiten im Offshore-Bereich weitgehende Ausnahmen zu (Art. 17. Abs. 3 a). Im Unterschied zu anderen europäischen Staaten hat die Bundesrepublik von dieser Möglichkeit bisher aber keinen Gebrauch gemacht; allerdings hat sie die Geltung des Arbeitszeitgesetzes bislang auch nicht ausdrücklich auf die AWZ erstreckt.

Aus Sicht des BDEW sollte der Gesetzgeber unter Nutzung des Spielraums, den ihm die europäische Arbeitszeitrichtlinie einräumt, auch für die AWZ einen klaren und adäquaten Rechtsrahmen schaffen.

Ansprechpartner:

Stefan Thimm
Telefon: +49 30 300199-1310
stefan.thimm@bdew.de

Stellungnahme

zum Arbeitsentwurf eines Netzausbaubeschleunigungs- gesetzes (NABEG) vom 20.05.2011

Berlin, 25. Mai 2011

Inhalt

1	Vorbemerkung	3
2	Zu den Regelungen im Einzelnen	5
2.1	Bundesfachplanungsgesetz (Artikel 1)	5
2.2	Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (Artikel 2)	7
2.2.1	§ 17 Abs. 2a EnWG – Sammelanbindung von Offshore-Windparks	7
2.2.2	§ 118 Abs. 3 EnWG – Streichung der Befristung der Netzanschlusspflicht	9
2.2.3	§ 43 EnWG – Planfeststellung 110 kV-Erdkabel	10
2.2.4	§ 43f EnWG – Unwesentliche Änderung	11
2.2.5	§ 43g EnWG – Zulassung privater Projektmanager für Landesbehörden	11
2.2.6	§ 45b EnWG – Parallelführung von Planfeststellungs- und Enteignungsverfahren..	11
2.3	Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes (Artikel 3)	12
2.3.1	Naturschutzrechtliche Änderungen führen zu Klarstellung und Planungserleichterungen	12
2.3.2	Verwaltungsvorschriften erleichtern die Verfahren	12
2.4	Änderung der Verwaltungsgerichtsordnung (Artikel 4)	12
2.5	Änderung der Stromnetzentgeltverordnung (Artikel 5)	13
2.6	Änderung der Anreizregulierungsverordnung (Artikel 6)	14
2.6.1	Mehrkostenfaktor für 110-kV-Erdkabel	14
2.6.2	Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen	15
2.6.3	Berücksichtigung der durch die neuen Vorgaben entstehenden Kosten im Rahmen der Anreizregulierung	16

1 Vorbemerkung

Der BDEW begrüßt die Initiative der Bundesregierung, die aktuell geltenden Genehmigungsverfahren beim Bau von Höchstspannungsleitungen zu beschleunigen und für mehr Akzeptanz bei der Bevölkerung zum Thema Netzausbau zu werben.

Bereits heute beträgt der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland im Jahresdurchschnitt ca. 17 Prozent. Die Energiewende wird jedoch nicht allein über die zunehmende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien realisierbar sein. Wenn ein tragfähiges Energieversorgungssystem auf Basis Erneuerbarer Energien etabliert werden soll, sind nicht minder wichtige Fragen der Versorgungssicherheit zu beantworten. Die sichere und bedarfsorientierte Verfügbarkeit des Stroms ist für unsere Volkswirtschaft eine existentielle Frage. Vor diesem Hintergrund wird ersichtlich, dass die Energiewende erst abgeschlossen sein wird, wenn Erneuerbare Energien die Versorgungssicherheit vollständig gewährleisten können.

Ein wesentlicher Beitrag dazu wird durch den dringend notwendigen Ausbau des Stromtransportnetzes geleistet. Bereits im Frühjahr 2005 wurde die dena-Netzstudie I veröffentlicht. Sie untersuchte den notwendigen Ausbau der Stromübertragungsnetze für die Nutzung von 20 % erneuerbarer Stromerzeugung bis zum Jahr 2015. Ergebnis war ein Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz von 850 km neuen Leitungstrassen bis 2015. Davon sind bis heute im Wesentlichen wegen überlanger Planungs- und Genehmigungsverfahren weniger als 100 km realisiert.

Die Ergebnisse der auf der dena-Netzstudie I aufbauenden dena-Netzstudie II, die im November 2010 veröffentlicht wurde, kommt sogar zu einem zusätzlichen Ausbaubedarf im Übertragungsnetz von bis zu 3.600 km, um bis zum Jahr 2020 knapp 40% Strom aus Erneuerbaren Energien in das System zu integrieren. Die Kosten dafür werden – je nach Technologie – auf rund 10-29 Mrd. Euro veranschlagt.

Hinzu kommt der sehr aufwändige und kostenintensive Anschluss der Offshore-Windparks durch die Übertragungsnetzbetreiber. Dabei betreten Netzbetreiber und Anlagenhersteller an vielen Stellen technologisches Neuland.

Ein erheblicher Ausbaubedarf besteht jedoch nicht nur im Übertragungsnetz. In einer im März 2011 vorgestellten Verteilnetzstudie hat der BDEW den Ausbaubedarf des Verteilnetzes unter Berücksichtigung von zwei Ausbauszenarien für Wind und Photovoltaik untersuchen lassen. Wenn die Zahlen der BMU-Leitstudie 2010 angelegt werden, dann ist bis 2020 mit einem Ausbaubedarf im Verteilnetz von bis zu 380.000 km mit damit verbundenen Kosten von bis zu 27 Mrd. Euro zu rechnen.

Es ist daher unabdingbar, dass der notwendige Netzausbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene mit dem rasanten Kapazitätswachstum von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien Schritt halten kann. Andernfalls werden in naher Zukunft die Sicherheit und die Systemstabilität des Energieversorgungssystems nicht mehr gegeben sein.

Der BDEW bittet die Bundesregierung, ähnliche Beschleunigungselemente wie sie jetzt mit dem NABEG für die Strom-Höchstspannungsebene geschaffen werden sollen, auch für Gas-Fernleitungen zeitnah zu realisieren. Gerade als Folge des Energiekonzepts der Bundesregierung sowie der durch die aktuellen politischen Entscheidungen noch einmal beschleunigten Energiewende rückt der Energieträger Erdgas wieder stärker in den Vordergrund. Im Zusammenhang mit dem erwarteten verstärkten Ausbau von Kraftwerken auf Basis von Erdgas in Ergänzung zu Erneuerbaren Energien sowie der Entwicklung der Power-to-Gas-Technologie als mögliche Speicheroption für überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien könnte ein verstärkter Aus- und Umbau des Gas-Fernleitungsnetzes erforderlich werden. Eine auf den Netzentwicklungsplänen aufbauende Bundesnetz- und -fachplanung im Gasbereich wäre aus Sicht des BDEW eine sinnvolle Ergänzung im Sinne eines gesamtsystemischen Ansatzes.

Neben der Beschleunigung und Bündelung der Planungs- und Genehmigungsverfahren sind angemessene regulatorische Rahmenbedingungen für die anstehenden Milliardeninvestitionen in die Netzinfrastruktur zwingend erforderlich. Die Bundesregierung hat darauf sowohl im Energiekonzept als auch in den BMWi-Eckpunkten des NABEG von März 2011 sowie von Anfang Mai 2011 hingewiesen. Im aktuell vorliegenden Gesetzentwurf finden sich hierzu jedoch genauso wie im Entwurf eines EnWG-Änderungsgesetzes (EnWGÄndG) keinerlei Vorschläge. Dies ist ausgesprochen bedauerlich und wird der Herausforderung im Zusammenhang mit dem Umbau des Energieversorgungssystems nicht gerecht.

Darüber hinaus ist es aus Sicht des BDEW unabdingbar, neben Vorschlägen zur Vereinfachung und Beschleunigung von Infrastrukturvorhaben auch eine möglichst frühzeitige und umfangreiche Information und Beteiligung der Öffentlichkeit vorzusehen, um die Akzeptanz der Vorhaben in der Öffentlichkeit zu stärken. Dies wird durch den mit diesem Gesetz vorgelegten Entwurf eines Bundesfachplanungsgesetzes sowie durch die Regelungen im EnWGÄndG zu den Netzentwicklungsplänen für die Höchstspannungsebene bereits in einem mehr als ausreichenden Umfang geregelt. Zu begrüßen ist in diesem Zusammenhang auch die Einrichtung einer „Plattform für zukunftsfähige Netze“ durch die Bundesregierung. Der BDEW beteiligt sich intensiv an der Plattform und ihren Arbeitsgruppen. Die in diesem Rahmen begonnenen Vorarbeiten für eine Informations- und Dialogoffensive zum Thema Netzausbau werden vom BDEW als zwingend erforderlich angesehen und ausdrücklich unterstützt.

Der BDEW hat sich bereits frühzeitig mit Vorschlägen für mehr Akzeptanz und Planungsbeschleunigung bei Infrastrukturvorhaben beschäftigt und hierzu Ende März 2011 ein Diskussionspapier vorgelegt. Darin hat der BDEW u.a. die Öffnung des Scoping-Termins im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung sowie des Erörterungstermins im Planfeststellungsverfahren für die (breitere) Öffentlichkeit vorgeschlagen.

2 Zu den Regelungen im Einzelnen

2.1 Bundesfachplanungsgesetz (Artikel 1)

Bundesfachplanung als wesentlicher Schritt zur Verfahrensbeschleunigung

Der BDEW begrüßt die Vorlage des Bundesfachplanungsgesetzes. Durch die vorgesehene Trassenbildung unter Einschluss der Raumordnung ist mit einer erheblichen Verfahrensbeschleunigung zu rechnen, da die eigenständigen Raumordnungsverfahren auf Landesebene entfallen.

Es sollte in diesem Zusammenhang erwogen werden, ob Hochspannungsfreileitungen (110 kV) mit besonders wesentlicher, überregionaler Bedeutung auf Antrag des Vorhabensträgers ebenfalls in die Bundesfachplanung einbezogen werden können. In der Regel werden die 110-kV-Leitungen von regionalen Netzbetreibern betrieben, die auf dem Gebiet mehrerer Bundesländer aktiv sind und somit auf die gleichen Herausforderungen in der Genehmigung stoßen wie die Übertragungsnetzbetreiber. Darüber hinaus wäre eine Koordinierung der zur Verfügung stehenden Trassen für Höchst- und Hochspannungsleitungen wünschenswert und äußerst hilfreich. Aufgrund des in Deutschland nur begrenzt verfügbaren Raumes sollte es durch eine entsprechende Koordinierung erleichtert werden, dass auf einer Trasse sowohl Höchst- wie auch Hochspannungsleitung errichtet werden und die beteiligten Unternehmen zur Zusammenarbeit aufgefordert sind. In diesem Zusammenhang begrüßt der BDEW die vorgesehene enge Kooperation von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern bei der Aufstellung von Netzentwicklungsplänen nach § 12b Abs. 3 EnWG-Entwurf.

Aus den Rechtswirkungen der Bundesfachplanung nach § 11 ergibt sich, dass ein Rechtsschutz gegen die Fachplanung nicht möglich ist. Dies ist nicht zu beanstanden, denn Rechtsschutz wird gegen den Planfeststellungsbeschluss gewährt. Allerdings besteht die Gefahr, dass sich erst im Rahmen des Gerichtsverfahrens rechtliche Defizite des Bundesfachplans im Rahmen einer Inzidentprüfung herausstellen und das gesamte Verfahren mangels Heilungsvorschriften wiederholt werden muss. Es sind deshalb weitere Überlegungen anzustellen, wie diesem Problem begegnet werden und der Zeitverlust verhindert werden kann.

Planfeststellung aus einer Hand führt zu schnelleren Verfahren

Ebenso begrüßt der BDEW, dass die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Leitungen für den Transport von Elektrizität mit überregionaler oder europäischer Bedeutung, insbesondere bundesländerübergreifende Höchstspannungsleitungen, die im Bundesnetzplan aufgeführt sind, zentral durch die Bundesnetzagentur planfestgestellt werden sollen. Auch hierdurch sind – vorausgesetzt es gelingt, die Bundesnetzagentur zeitnah mit den erforderlichen personellen und fachlichen Kompetenzen auszustatten – Beschleunigungseffekte zu erwarten.

Es sollte nichtsdestotrotz geprüft werden, ob der in der Gesetzesbegründung ausgewiesene Bedarf von 240 zusätzlichen Stellen in der Bundesnetzagentur mit den daraus folgenden erheblichen Gebührensätzen nach § 24 Bundesfachplanungsgesetz tatsächlich erforderlich ist.

Intelligente Lösungen in Zusammenarbeit mit den Landesbehörden sollten angestrebt werden.

Verfassungsrechtliche Grundlagen überzeugend dargelegt

Für die Energiewirtschaft ist es im Rahmen der Diskussion dieser neuen Instrumente und Zuständigkeiten von herausragender Bedeutung, dass zwischen Bund und Ländern eine rechtssichere Lösung gefunden wird. Nur so kann tatsächlich eine Verfahrensbeschleunigung und der notwendige zügige Netzausbau erreicht werden. Verfassungsrechtliche Zweifel an der angestrebten Lösung müssen frühzeitig ausgeräumt werden. Die Gesetzesbegründung zum Bundesfachplanungsgesetz leitet insofern die entsprechende Kompetenz des Bundes überzeugend her.

Der BDEW appelliert eindringlich an alle Beteiligten in Bund und Ländern, die gefundene Lösung einer Bundesfachplanung für Höchstspannungsleitungen mit überregionaler oder europäischer Bedeutung ebenso wie die Planfeststellung durch die Bundesnetzagentur zu unterstützen.

Projektmanagement – durch die Behörde – kann beschleunigend wirken

Ein kompetentes Projektmanagement wird umso wichtiger, je mehr Fachbehörden bzw. Beteiligte in das Verfahren eingebunden sind. Hiervon ist eine Verkürzung von Verfahren zu erwarten. Wesentliche Aufgabe des Projektmanagements sollte das Terminmanagement insbesondere im Hinblick auf die fristgerechte Abgabe von Rückmeldungen zur Vollständigkeit der Angaben und nachfolgend der Stellungnahmen sein. Insoweit wäre es aus Sicht des BDEW allerdings vorzuziehen, wenn der Projektmanager gerade kein privater Dritter, wie in § 23 Bundesfachplanungsgesetz vorgeschlagen, sondern in die Behördenstruktur integriert wäre.

Aus Sicht des BDEW hat die Behörde grundsätzlich die Verantwortung dafür zu tragen, dass sie hinreichend Personal für die ihr übertragenen Aufgaben vorhält. Die Probleme, die etwa aus einer personellen Unterbesetzung der zuständigen Behörden folgen, können durch Beschleunigungsvorgaben nicht gelöst werden. Hier sind auch entsprechende Personalplanungen gefragt, um Verzögerungen durch zu eng bemessene Personalkapazitäten zu verhindern. Die Auslagerung von Kernaufgaben der Behörden sollte nicht mit dem Argument eines Beschleunigungsinstruments gerechtfertigt werden.

Parallelführung von Planfeststellungs- und Enteignungsverfahren hilfreich

Die Möglichkeit für Vorhabensträger, bereits vor dem förmlichen Abschluss des Planfeststellungsverfahrens ein vorzeitiges Enteignungsverfahren durchzuführen, wird begrüßt. Dies kann im Einzelfall zu einer erheblichen Beschleunigung der Verfahren führen.

Kostenregelungen transparent gestalten

Die Gebührenregelung in § 24 Bundesfachplanungsgesetz enthält in der Tat ein leicht verständliches und unkompliziert anwendbares System. Es sollte aber zum Schutz der Gebührenschuldner sicher gestellt sein und über eine Gebührenkalkulation transparent gemacht

werden, dass die Gebührenhöhe die prognostizierten Gesamtkosten für die Leistungen der Bundesnetzagentur im Rahmen der Bundesfachplanung und der Planfeststellung nicht übersteigt und den Gesamtkosten eine angemessene, über das Erforderliche nicht hinaus gehende, Planung zugrunde liegt.

Darüber hinaus sollte gesetzlich festgeschrieben werden, dass im Rahmen der Bundesfachplanung und Planfeststellung anfallende Gebühren Bestandteil der Investitionsbudgets sind.

2.2 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (Artikel 2)

2.2.1 § 17 Abs. 2a EnWG – Sammelanbindung von Offshore-Windparks

Ungeachtet erster Erfolge hat sich im Rahmen der bisherigen Entwicklung der Offshore-Windenergie gezeigt, dass u. a. genehmigungsrechtliche Fragen und Rechtsunsicherheiten den weiteren Ausbau von Windkraftanlagen und der dazugehörigen Netzanbindung behindern. Vor diesem Hintergrund hat der BDEW zusammen mit seiner Stellungnahme zum Referentenentwurf der EEG-Novelle Handlungsempfehlungen für einen beschleunigten Ausbau der Offshore-Windkraft (Offshore-Plan) vorgelegt.

Ziel der Regelungen zur Offshore-Netzanbindung muss es sein, einen transparenten Prozess mit klaren Zuständigkeiten, Abläufen und Zeitrahmen festzulegen. Nur so lässt sich die zeitnahe Netzanbindung von Offshore-Anlagen realisieren. Notwendig ist hierbei eine Härtefallregelung für diejenigen Anlagen, die aufgrund der damit verbundenen möglichen und aus volkswirtschaftlichen Gründen hinzunehmenden Verzögerung der Anbindung nicht an das Netz gehen können. Zudem ist die Kostenneutralität der mit der Anbindung beauftragten Übertragungsnetzbetreiber zu gewährleisten.

Der BDEW empfiehlt vor diesem Hintergrund die alleinige Zuständigkeit für das Genehmigungsverfahren nach SeeAnIV und ggf. erforderliche Entscheidungen nach BNatSchG beim BSH wieder herzustellen. Der BDEW hält außerdem eine bessere Personalausstattung beim BSH und anderen mit der Genehmigung von Offshore-Projekten betrauten Bundes- und Landesbehörden für dringend geboten, da in Zukunft erhebliche Ressourcen durch den Projektvollzug gebunden sein werden.

Genehmigungsprozesse für Netzanschluss optimieren

Weitere starke Verzögerungen der Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland gründen in den unzureichenden Regelungen der Netzanbindung. So hat es nach Inkrafttreten der EnWG-Änderung am 17. Dezember 2006 fast drei Jahre gedauert, bis durch das Positionspapier der BNetzA zur Netzanbindungspflicht gemäß § 17 Abs. 2a EnWG vom Oktober 2009 Vorgaben für die Umsetzung dieser Vorschrift fixiert worden sind, so dass sich diese Netzanschlusspflicht nach § 17 Abs. 2a EnWG erstmals auf in 2010 getroffene Investitionsentscheidungen auswirkten.

Das Thema Netzanschluss stellt ungeachtet erhöhter Transparenz durch das jüngste Positionspapier der BNetzA eine zentrale Herausforderung für die Projektierergesellschaften auf

der Zeitschiene dar. Aus Sicht des BDEW müssen zunächst entsprechend der gesetzlichen Grundlage in § 17 Abs. 2a EnWG die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass bei Inbetriebnahme eines Offshore-Windparks der Netzanschluss fertig gestellt ist. Ziel muss es sein, einen transparenten Prozess mit klaren Zuständigkeiten, Abläufen und Zeitrahmen festzulegen.

Hierfür empfiehlt der BDEW kurz- und mittelfristig unterschiedliche Maßnahmen:

Strategische Netzplanung

Der BDEW empfiehlt, das derzeitige System der Einzelanbindung von Offshore-Windparks weiterzuentwickeln und begrüßt vor diesem Hintergrund die Formulierung in § 17 Abs. 2a EnWG, dass Offshore-Netzanbindungen in der Regel als Sammelanbindungen auszuführen sind. Begrüßt wird auch die vorgesehene Erstellung eines Offshore-Netzplans. Aus Sicht des BDEW ist eine derartige strategische Netzplanung als Vorstufe für ein europäisches Offshore-Netz zu sehen, die den Übertragungsnetzbetreiber bei gleichzeitiger Absicherung seiner Kostenlast durch die Umlage auf das Netznutzungsentgelt zu vorgelagerten Investitionen veranlasst. Auf diese Weise könnte eine rechtzeitige Netzanbindung von Offshore-Windparks zukünftig unter Minimierung der notwendigen Kabeltrassen sowie der volkswirtschaftlichen Kosten für die Netzanbindung gewährleistet werden.

Es muss sichergestellt sein, dass Übertragungsnetzbetreiber ihre aus der Umsetzung des Offshore-Netzplans resultierenden Investitionen plus Nebenkosten über das Netznutzungsentgelt vollständig umlegen können.

Eine solche strategische Netzplanung ist perspektivisch auch im europäischen Kontext (vgl. "Nordsee-Netz-Initiative") zu betrachten. Sie bildet die Vorstufe für den Aufbau eines europäischen Offshore-Netzes, durch das sowohl ökologische als auch ökonomische Synergieeffekte (d. h. eine geringere finanzielle Belastung der Stromkunden) erreicht werden.

Gleichzeitig wird mit einem geordneten Bau der Netzinfrastruktur auch der Vorgabe des seit 1. März 2010 geltenden Bundesnaturschutzrechts Rechnung getragen, das Eingriffe in den Meeresboden generell nur zulässt, wenn sie unvermeidbar sind. Mit dem Masterplan würde daher auch dem Gebot der Eingriffsminimierung entsprochen.

Im Rahmen der Einführung ist aus Sicht des BDEW jedoch unbedingt darauf zu achten, dass diese strategische Netzplanung nicht zu weiteren Verzögerungen bei den derzeit in Vorbereitung befindlichen Einzelanschlüssen führt.

Schadensersatzanspruch für Anlagenbetreiber eindeutig regeln

Gemäß § 17 Abs. 2a EnWG muss der Netzanschluss zwar rechtzeitig bereitgestellt werden, dennoch bietet der sich hieraus ergebene Schadensersatzanspruch derzeit keinen ausreichenden Investitionsschutz für Investoren in Offshore-Windparks.

Daher ist es notwendig, diese Lücke durch eine entsprechende Gesetzesänderung im EEG oder durch Ergänzung des § 17 Abs. 2a EnWG zu schließen. Die Härtefallregelung des § 12 EEG bietet hierfür einen Ansatzpunkt und sollte als Regelung für den oben beschriebenen

Fall, dass der Netzanschluss vom Netzbetreiber nicht rechtzeitig hergestellt werden kann, durch einen entsprechenden gesetzlichen Verweis zur Anwendung gelangen.

Der BDEW schlägt vor, § 17 Abs. 2a EnWG um nachfolgenden Satz zu ergänzen:

Formulierungsvorschlag für § 17 Abs. 2 a EnWG:

[...] Die Härtefallregelung des § 12 EEG gilt entsprechend.

Kostenneutralität für Übertragungsnetzbetreiber

Für Übertragungsnetzbetreiber ist die Wälzbarkeit der durch den Netzanschluss entstehenden Kosten das entscheidende Kriterium für ihre Investitionsentscheidung für den Anschluss eines Offshore-Windparks. In diesem Zusammenhang ist sicherzustellen, dass die Kostenneutralität für die Übertragungsnetzbetreiber gewährleistet wird. Hierfür sind klare Definitionen von Kriterien erforderlich, die letztendlich die Investition in eine Sammelanbindung auslösen sollen. Zudem ist sicherzustellen, dass die bei den Übertragungsnetzbetreibern entstehenden Kosten ohne zeitlichen Verzug („t-2-Verzug“) über die Netzentgelte weitergegeben werden können.

2.2.2 § 118 Abs. 3 EnWG – Streichung der Befristung der Netzanschlusspflicht

Ein weiteres Hemmnis für den Ausbau der Windenergie-Offshore besteht in der zeitlichen Befristung der Verpflichtung zum Netzanschluss von Offshore-Windkraftanlagen in § 118 Abs. 3 EnWG auf jene, mit deren Errichtung bis zum 31. Dezember 2015 begonnen wurde. Ähnlich der Befristung des Frühstarterbonus und der Degression im EEG verunsichert die Befristung der Netzanbindungsregelung potentielle Offshore-Windpark-Investoren und erschwert somit eine Verstetigung des sich erst langsam entwickelnden Offshore-Markts in Deutschland. Darüber hinaus kann durch diese Befristung kein systematisches Vorgehen beim Aufbau eines Offshore- Netzes erreicht werden. Die durch die Bundesregierung gewünschte Bündelung von Trassen und gemeinsame Nutzung von Übertragungskapazitäten durch Windparkbetreiber - und somit die hervorragenden ordnungspolitischen Möglichkeiten des Gesetzes – werden durch diese Befristung zumindest stark eingeschränkt.

Der BDEW setzt sich daher für die ersatzlose Streichung der bisherigen Befristung der Netzanschlusspflicht in § 118 Abs. 3 EnWG ein. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund der langen Planungszeiträume bei Offshore-Windpark-Projekten. Die Befristung führt dazu, dass fest eingeplante Vorhaben, die im Hinblick auf die langen Projektvorlaufzeiten schon heute mit erheblichem Mitteleinsatz vorangetrieben werden, nicht mehr wirtschaftlich darstellbar wären und die Arbeiten daran eingestellt würden.

2.2.3 § 43 EnWG – Planfeststellung 110-kV-Erdkabel

2.2.3.1 Voraussetzungen und Erforderlichkeit nicht gegeben

Aus Sicht des BDEW kann zwar die enteignungsrechtliche Vorwirkung eines Planfeststellungsbeschlusses unter Umständen die Durchführung einzelner Leitungsbauprojekte als Erdkabel erleichtern. In der Gesamtbetrachtung wird jedoch auch ein optionales Planfeststellungsverfahren, insbesondere vor dem Hintergrund des damit verbundenen erhöhten Verfahrensaufwandes, aus den nachfolgenden Gründen nicht als hilfreich angesehen:

Fehlende Raumbedeutsamkeit von Hochspannungserdkabelprojekten

Die Planfeststellung ist ein (förmliches) Verwaltungsverfahren zur verbindlichen behördlichen Feststellung eines Bauvorhabens mit *besonderer Raumbedeutsamkeit*. Für Verkabelungsvorhaben auf der 110-kV-Ebene ist diese übergeordnete Raumbedeutsamkeit gerade nicht gegeben, und eine übergreifende Planung daher nicht erforderlich, da die Verlegung von Erdkabeln keine weitreichenden Umweltwirkungen beispielsweise durch weithin sichtbare Masten nach sich zieht.

Enteignungsrechtlich Vorwirkung des Planfeststellungsbeschlusses nicht notwendig

Besondere Bedeutung hat die mögliche enteignungsrechtliche Vorwirkung des Planfeststellungsbeschlusses. Erdkabel unterhalb des Höchstspannungsnetzes können physisch flexibel verlegt werden, so dass ein möglicherweise fehlendes Einverständnis betroffener Grundstückseigentümer durch Umgehung des betroffenen Grundstücks leichter gelöst werden können. Daher sind Enteignungsverfahren in der Regel nicht erforderlich. Die sog. Enteignungsvorwirkung hat für die 110-kV-Erdkabelprojekte nur sehr geringe Bedeutung.

Erhöhter Verfahrensaufwand des Planfeststellungsverfahrens nicht gerechtfertigt

Die mit der Planfeststellung verbundene enteignungsrechtliche Vorwirkung erfordert einen erheblich erhöhten Aufwand während des Genehmigungsverfahrens. So ist im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens eine umfangreiche Öffentlichkeitsbeteiligung notwendig. Diese Öffentlichkeitsbeteiligung ist jedoch weder aufgrund weitreichender Umweltauswirkungen noch zur Herbeiführung der enteignungsrechtlichen Vorwirkung von 110-kV-Erdkabelprojekten gerechtfertigt. Sie würde aber bei ihrer Einführung voraussichtlich zu erheblichen Verfahrenskomplikationen und -verzögerungen führen. Die heute üblichen Genehmigungszeiträume im Rahmen der Sondernutzungsrechte von max. 3 Monaten würden dann voraussichtlich im Durchschnitt ca. 2-3 Jahre betragen.

Konflikt mit Konzessionsverträgen

Bei städtischen Verteilnetzbetreibern sind die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung auch von 110-kV-Erdkabeln im Bereich von Verkehrswegeflächen in der Regel bereits in den Konzessionsverträgen geregelt. Mit einem Planfeststellungsverfahren könnte der Netzbetreiber seine im Konzessionsvertrag verbrieften Rechte zur Errichtung, zum Betrieb sowie zur Veränderung von 110-kV-Erdkabeln nur eingeschränkt wahrnehmen.

Eine Veränderung von 110-kV-Kabelanlagen des Netzbetreibers, die durch Maßnahmen des Konzessionsgebers, wie z.B. der Brückenbau oder die Straßenbaumaßnahmen, erforderlich

werden, könnte dann auch der Planfeststellung bedürfen. Auch diese Maßnahmen würden sich voraussichtlich erheblich verzögern.

2.2.3.2 Optionale Planfeststellung ist nicht hilfreich

Der vorliegende Entwurf sieht das Planfeststellungsverfahren für 110-kV-Erdkabel als durch den Vorhabensträger zu beantragende Option vor. Vor dem Hintergrund, dass die Genehmigung eines Erdverkabelungsvorhabens im Rahmen der Planfeststellung in der Summe als nicht hilfreich und das Verfahren eher verzögernd als beschleunigend angesehen wird, wird auch die Einräumung der reinen Möglichkeit kritisch beurteilt. Hierfür sind im Wesentlichen zwei Gründe zu nennen:

- Die Genehmigungsbehörden könnten geneigt sein, auf die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens für Verkabelungsprojekte hinzuwirken. Dies würde die oben genannten Nachteile nach sich ziehen.
- Es besteht Anlass zu der Befürchtung, dass Energieversorger künftig in höherem Maße als bisher anstelle einer Freileitung Erdkabel verlegen müssen, was sowohl aus ökonomischen aber auch aus ökologischen Gesichtspunkten kritisch zu bewerten ist. Zu beachten ist, dass die Verlegung von Erdkabeln im Hochspannungsbereich erheblich teurer ist als der Bau von Freileitungen. Dies würde eine deutliche Verteuerung der anstehenden Investitionsvorhaben bedeuten und stünde im Widerspruch zu § 1 EnWG, der die Energieversorgungsunternehmen dazu verpflichtet, eine *„...möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“* zu gewährleisten.

2.2.4 § 43f EnWG – Unwesentliche Änderung

Die mit dieser Regelung neu geschaffene Möglichkeit, bei unwesentlichen Änderungen oder Erweiterungen anstelle des Planfeststellungsverfahrens auch ein Anzeigeverfahren zuzulassen, wird vom BDEW im Sinne einer Entbürokratisierung und möglichen Beschleunigung von Verfahren begrüßt.

2.2.5 § 43g EnWG – Zulassung privater Projektmanager für Landesbehörden

Ein Projektmanagement kann – wie bereits oben dargelegt – beschleunigend wirken. Aus Sicht des BDEW wäre es allerdings vorzuziehen, wenn der Projektmanager gerade kein privater Dritter, sondern in die Behördenstruktur integriert wäre.

2.2.6 § 45b EnWG – Parallelführung von Planfeststellungs- und Enteignungsverfahren

Die Möglichkeit für Vorhabensträger, bereits vor dem förmlichen Abschluss des Planfeststellungsverfahrens ein vorzeitiges Enteignungsverfahren durchzuführen, wird begrüßt. Dies kann im Einzelfall zu einer erheblichen Beschleunigung der Verfahren führen.

2.3 Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes (Artikel 3)

2.3.1 Naturschutzrechtliche Änderungen führen zu Klarstellung und Planungs- erleichterungen

Der BDEW begrüßt die Gleichstellung der naturschutzrechtlichen Schutzgüter im Hinblick auf mögliche Ersatzmaßnahmen und die Klarstellung der Behördenzuständigkeiten. Diese Regelungen stellen einen ergänzenden Beitrag im Bemühen um eine weitere Planungsbeschleunigung dar. Gerade in der Abwägung zwischen Umwelt- und Naturschutzbelangen einerseits und Anwohnerinteressen andererseits kann eine Erweiterung der Ausgleichsmaßnahmen des BNatSchG durch Gleichstellung von Ersatzmaßnahmen oder Ersatzzahlungen, bei Projekten mit überregionaler oder europäischer Bedeutung, deren Bedarf bereits nachgewiesen wurde, hilfreich sein.

2.3.2 Verwaltungsvorschriften erleichtern die Verfahren

Die Einführung einer Ermächtigung zum Erlass von allgemeinen Verwaltungsvorschriften in § 54 Abs. 11 BNatSchG wird vom BDEW begrüßt. Im Rahmen von Leitungsbauvorhaben stellen insbesondere die Vorschriften zum Schutz von NATURA 2000-Gebieten erhebliche Herausforderungen für den Vollzug dar. Die Schutzvorschriften, vorneweg § 34 BNatSchG, enthalten zahlreiche unbestimmte Rechtsbegriffe, die von den Behörden auszufüllen sind und die nicht selten unterschiedlich ausgelegt und angewandt werden. Gerade bei Vorschriften, die viel Auslegungsspielraum belassen, entstehen Rechts- und Tatsachenfragen, die das Planungsverfahren auf Seiten der Behörden aber auch auf Seiten der Vorhabensträger mit erheblichen Unsicherheiten belasten und die Verfahren spürbar verzögern können. Zu nennen ist z. B. der unklare Untersuchungsumfang, dessen vereinheitlichte Umgrenzung den Vollzug deutlich entlasten würde.

Durch die Definition des zu beteiligenden Kreises wird sicher gestellt, dass die umfangreichen Erfahrungen der verschiedenen betroffenen Personengruppen aus der Vollzugspraxis in die Gestaltung der Verwaltungsvorschriften einfließen und Typisierungen gefunden werden, die der Praxis entsprechen und geeignet sind, einem einheitlichen Verständnis zugeführt zu werden. Die Energiewirtschaft geht davon aus, dass sie aufgrund der vielfältigen Betroffenheit und der daraus resultierenden großen Fachkompetenz bei der Erarbeitung der Verwaltungsvorschriften intensiv einbezogen wird.

2.4 Änderung der Verwaltungsgerichtsordnung (Artikel 4)

Der BDEW begrüßt die Verkürzung des Rechtszuges für Projekte aus dem Bundesbedarfsplan mit überregionaler und europäischer Bedeutung auf das Bundesverwaltungsgericht (BVerwG) als erste und letzte Instanz in Analogie zu den Projekten des Bedarfsplans im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG). Mit der zentralen Zuweisung von Rechtsstreitigkeiten an das Bundesverwaltungsgericht übernimmt die Bundesregierung konsequent eine Regelung, die auch bei anderen zentralen Infrastrukturmaßnahmen wie Eisenbahnverbindungen, Bundesautobahnen oder Wasserstraßen zu einer spürbaren Gesamtbeschleunigung der Projektdurchführung geführt hat.

2.5 Änderung der Stromnetzentgeltverordnung (Artikel 5)

Grundsätzlich erkennt der BDEW die Bemühungen der Bundesregierung an, den Vorhabenträgern die Möglichkeit an die Hand zu geben, mithilfe von Ausgleichszahlungen die Widerstände vor Ort gegen den Neubau von Freileitungen auf Höchstspannungsebene zu verringern. Der BDEW gibt jedoch hinsichtlich der im Entwurf des NABEG vorgesehenen Zahlungen an Kommunen die folgenden Punkte zu bedenken:

- Es bestehen Zweifel daran, dass gesetzlich angeordnete pauschale Entschädigungszahlungen an Kommunen geeignet sind, die Ziele einer Verfahrenserleichterung und -beschleunigung zu erreichen oder maßgeblich zu fördern. Insbesondere ist zweifelhaft, ob die Zahlungen an die Kommune bei den betroffenen Bürgern und den Bürgerinitiativen die erforderliche Akzeptanz schaffen und ob die Verfahren so erheblich beschleunigt werden können. Vielmehr steht zu befürchten, dass in den kommunalen Entscheidungsgremien und zwischen der Kommune und den Bürgern Konflikte über die Frage Erdkabel oder Entschädigungszahlung entstehen, deren Austragung eine erhebliche zusätzliche Verzögerung der Verfahren bewirken könnte.
- Pauschale Zahlungspflichten ohne eine echte Gegenleistung der Kommune sind rechtlich schwer begründbar. Sie fügen sich nicht ohne Weiteres in das finanzverfassungsrechtliche System des Grundgesetzes (GG) ein.
- Eine Ausgestaltung als standardisiertes Instrument schafft Mitnahmeeffekte in einem nicht unerheblichen Umfang.
- Die gesetzliche Verankerung einer Sonderzahlung an Kommunen kann eine nicht gewünschte Ausstrahlungswirkung entfalten. Zu erwarten sind etwa Forderungen betroffener Grundstückseigentümer, die über das geltende Entschädigungsrecht hinaus Zahlungen beanspruchen könnten. Entsprechende Forderungen wurden und werden z.B. vom Deutschen Bauernverband bereits erhoben. Diese wurden vom BDEW bereits in der Vergangenheit abgelehnt.
- Änderungen am Entschädigungsrecht können voraussichtlich weitreichende Folgen nicht nur für sämtliche Spannungsebenen der Stromnetze, sondern auch für Gas-, Wasser- und Fernwärmeversorgungsnetze ebenso wie für den Verkehrswegebau haben. Auch die Kommunen könnten geneigt sein, für weitere Sachverhalte „Kompensation“ zu verlangen, etwa auch für die Verlegung von Erdkabeln. Hier müsste konsequent entgegen gewirkt werden.
- Eine Wälzung der Kosten über die Netzentgelte würde zwar die Netzbetreiber zunächst entlasten. Demgegenüber wird der Energievertrieb jedoch mit erheblichen Schwierigkeiten zu rechnen haben, diese Mehrbelastungen am Markt durchzusetzen. Dies zeigt bereits die aktuelle Diskussion um die EEG-Umlage sowie die Ankündigung einer Umlage für den geplanten europäischen Netzausbau.
- Darüber hinaus sind freiwillige Zahlungen der Netzbetreiber an eine Kommune ohne erkennbare Gegenleistung auch unter Compliance-Gesichtspunkten in Frage zu stellen. Vor diesem Hintergrund bedürfte es dringend einer gesetzlichen Regelung, die eine

möglicherweise sogar strafrechtliche Relevanz entsprechender Zahlungen rechtssicher ausschließt. Die vorgesehene reine Kostenregelung scheint hier nicht ausreichend zu sein.

Sollte der Gesetzgeber vor diesem Hintergrund dennoch an der Absicht festhalten, im Rahmen des NABEG die Umlagefähigkeit von Ausgleichszahlungen an Gemeinden für die Querung kommunaler Gebiete mit Höchstspannungsfreileitungen gesetzlich zu regeln, sollten die folgenden Punkte berücksichtigt werden:

- Die Regelungen zu möglichen Zahlungen an Kommunen sollten präzisiert werden, um die bestehenden Unklarheiten hinsichtlich der öffentlich-rechtlichen und strafrechtlichen Zulässigkeit von Kompensationszahlungen zu klären.
- Die Zahlungen sind zwingend auf Höchstspannungsfreileitungen zu beschränken. Eine Ausweitung auf Erdkabelprojekte, das Verteilnetz oder Gasversorgungsnetze muss ausgeschlossen werden. Es muss klargestellt werden, dass es sich bei den vorgesehenen Zahlungen um Ausnahmefälle handelt, die keine Präcedenzwirkung für das Entschädigungsrecht im Übrigen entfalten. Das allgemeine Verständnis, dass die Errichtung von Energiefreileitungen im allgemeinen Interesse erfolgt, muss erhalten und sogar unterstützt werden.
- Zunächst sollte die akzeptanzfördernde und beschleunigende Wirkung solcher Zahlungen ebenso wie die rechtlichen Unsicherheiten im Rahmen von Pilotvorhaben untersucht werden.
- Die Zahlungen müssen im Rahmen der Regulierung vollständig anerkannt und umlagefähig sein.

2.6 Änderung der Anreizregulierungsverordnung (Artikel 6)

2.6.1 Mehrkostenfaktor für 110-kV-Erdkabel

Der BDEW begrüßt die Absicht des Gesetzgebers, durch Anhebung des Mehrkostenfaktors von 110-kV-Erdkabeln im Vergleich zu Freileitungen von 1,6 auf 2,75 einerseits die Möglichkeit zum Einsatz von Erdkabeln auf Hochspannungsebene auszuweiten und andererseits die Kostenbelastungen für Netzbetreiber und Netzkunden in Grenzen zu halten.

Durch die Erhöhung des Faktors auf 2,75 wird erreicht, dass mehr 110-kV-Projekte als bisher als Erdkabel ausgeführt werden können. Gleichzeitig gibt der BDEW jedoch zu bedenken, dass dieser vorgesehene Mehrkostenfaktor bei der erforderlichen (n-1)-Auslegung des Erdkabels eher die Untergrenze der Mehrkosten im Vergleich zu einer Freileitung darstellt. Außerdem ist ein Erdkabel regelmäßig länger als eine vergleichbare Freileitung, was im Rahmen der Kostenbetrachtung zu berücksichtigen ist.

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass eine zunehmende Erdverkabelung auf 110-kV-Ebene eine erhebliche Steigerung der Erdschlussfehlerströme zur Folge hat und somit eine Umstellung der Erdungssysteme im gesamten Netz oder eine Reduzierung der Verfügbarkeit

des Versorgungssystems nach sich ziehen wird. Vergessen werden darf auch nicht der mit einer zunehmenden Erdverkabelung einher gehende steigende Blindleistungsbedarf.

Aus Sicht des BDEW ist daher sicherzustellen dass ein fairer Kostenvergleich von Erdkabel und Freileitung auf 110-kV-Ebene die erwähnten sekundären Kosten mit berücksichtigt. Dadurch steigen die Mehrkosten von 110-kV-Erdkabeln im Vergleich zu Freileitungen auch in ländlichen Regionen in vielen Fällen deutlich über den vorgeschlagenen Faktor von 2,75.

Eine Sondersituation stellt der städtische Bereich dar. Hier wird ein Mehrkostenfaktor im direkten Vergleich von Erdkabel und Freileitung in der Regel weit überschritten. Deshalb ist sicherzustellen, dass wie bereits in der Vergangenheit in städtischen Gebieten bzw. in Ballungszentren Erdkabel auch dann genehmigungsfähig sein und im Rahmen der Anreizregulierung anerkannt werden, wenn die Mehrkosten eines Erdkabels die Kosten einer Freileitung um mehr als den Faktor 2,75 überschreiten.

Der BDEW weist darauf hin, dass mit dieser Option seitens des Netzbetreibers keinesfalls eine Verpflichtung zur Erdverkabelung einhergehen sollte. Dies gilt insbesondere im Zusammenhang mit der Modernisierung oder dem Ersatz von bestehenden 110 kV-Freileitungen. Ausbau und Ertüchtigung von Leitungen auf vorhandenen Trassen mit Freileitungen sind zielführend und tragen zur Beschleunigung bei.

2.6.2 Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen

Die Bundesregierung hat sich bereits im Energiekonzept zu einer Überprüfung der regulatorischen Rahmenbedingungen bekannt, um die Anreize für die anstehenden Milliardeninvestitionen in die Netzinfrastruktur zu verbessern. Noch in den BMWi-Eckpunkten des NABEG von Anfang Mai 2011 wurde die *„Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen“* angekündigt, *„um die Investitionen in den forcierten Netzausbau beschleunigen zu können“*.

Im aktuell vorliegenden Gesetzentwurf finden sich hierzu jedoch genauso wie im Entwurf eines EnWG-Änderungsgesetzes keinerlei Vorschläge. Dies ist ausgesprochen bedauerlich und wird der Herausforderung im Zusammenhang mit dem Umbau des Energieversorgungssystems nicht gerecht.

Das Anreizregulierungssystem zielt bisher auf einen effizienten Betrieb bestehender Netze, vernachlässigt aber die inzwischen stark gestiegenen Anforderungen an die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber. Netzbetreiber mit besonders hohem Ausbau- oder Modernisierungsbedarf werden im Wesentlichen auf Grund des um bis zu sieben Jahre zeitverzögerten Kapitalrückflusses nicht in die Lage versetzt, Investitionen rentabel vorzunehmen. Dieser Effekt tritt immer dann auf, wenn die auf Basis des Altanlagevermögens festgelegte Erlösobergrenze die insgesamt ansteigenden Kapitalkosten nicht abdecken kann.

Zur Aufhebung des Zeitverzugs gibt es mehrere Möglichkeiten. Die bestehende Anreizregulierung sollte, unabhängig von der Ausgestaltung im Detail, über eine sofortige Anerkennung von Kosten für getätigte Investitionen in der Erlösobergrenze zu einer Aufhebung des Zeitverzugs führen. So könnten die Hemmnisse für die erheblichen Investitionen von Netzbetreibern in den Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur reduziert werden.

Der BDEW schlägt in diesem Zusammenhang vor, § 21a Absatz 3 und 4 EnWG wie folgt zu ergänzen:

Formulierungsvorschlag für § 21a Abs. 3 und 4 EnWG:

(3) [...] Die Vorgaben bleiben für eine Regulierungsperiode unverändert, sofern nicht Änderungen staatlich veranlasster Mehrbelastungen aufgrund von Abgaben oder der Abnahme- und Vergütungspflichten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz **sowie Kostenänderungen aus erforderlichen Investitionen für Maßnahmen nach § 11 Absatz 1 Satz 1** oder aus anderen, nicht vom Netzbetreiber zu vertretenden, Umständen eintreten. [...]

(4) [...] **Auf Antrag eines Netzbetreibers sind Kosten aus erforderlichen Investitionen für Maßnahmen nach § 11 Absatz 1 Satz 1 im Kostenanteil und in den Netzentgelten desjenigen Kalenderjahres zu berücksichtigen, in dem sie entstehen.**

2.6.3 Berücksichtigung der durch die neuen Vorgaben entstehenden Kosten im Rahmen der Anreizregulierung

Die durch die EnWG-Novelle ausgelösten zusätzlichen Kosten müssen bei den Netzbetreibern über Netzentgelte erwirtschaftet werden können. Im System der Anreizregulierung werden Kostenänderungen außerhalb der Basisjahre (2010 für Gasnetzbetreiber, 2011 für Stromnetzbetreiber) nur in bestimmten Ausnahmefällen (z. B. bei dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 2 ARegV) berücksichtigt. Im EnWG muss deshalb festgelegt sein, dass zusätzliche Kosten, die aus geänderten Vorgaben des EnWG oder der Regulierungsbehörden entstehen, im Rahmen der Anreizregulierung berücksichtigt werden.

Dies gilt vor allem für folgende Regelungen:

- Entflechtung,
- Umsetzung der Regelungen zur Netzausbauplanung, § 12a EnWG,
- Förderung intelligenter Messsysteme, § 21b bis i EnWG,
- Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, § 14a EnWG,
- Umstellung der Gasqualität, § 19a EnWG (Regelung gehört in NDAV),
- Neuregelung zum Lieferantenwechsel, § 20a EnWG (Anpassung der Prozesse),
- Konsultation Netzentwicklungspläne, § 12a EnWG (aufwendiges 3-stufiges Verfahren),
- ggf. auch für Verteilernetzbetreiber 110 kV,
- Kritische Infrastrukturen § 12b EnWG und Versorgungssicherheit Gas,
- Abschaltbare Lasten, § 13 Abs. 4a EnWG,

- Markttransparenzstelle, § 35 EnWG, § 48 GWB (zusätzliche Datenerhebungen sind zu erwarten),
- Verbraucherschlichtungsstelle, § 111a bis c EnWG (insbesondere bei Doppelzuständigkeit BNetzA – Schlichtungsstelle),
- Umstellung der Marktprozesse (Messwesen, Lieferantenwechselprozess),

Neben der grundsätzlichen Regelung im EnWG sollte hierzu § 11 Abs. 2 ARegV um Nummer 14 „Kosten aus behördlichen Verpflichtungen“ ergänzt werden. Die Einordnung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ist vorübergehend gerechtfertigt, da es sich um kurzfristige, meist einmalig anfallende, Kosten außerhalb der Kostenjahre handelt. Sollten sich die Kosten als dauerhaft erweisen, ist dies in der betreffenden Kostenprüfung nachzuweisen.

Eine Erfassung und Abwicklung wäre über das Regulierungskonto möglich. Hierzu müsste § 5 ARegV entsprechend ergänzt werden.

Formulierungsvorschlag für § 5 Absatz 1 Satz 3 neu ARegV:

Entstehen aus der Umsetzung geänderter rechtlicher Vorgaben oder behördlicher Anordnungen Kosten, die über die in der Erlösobergrenze enthaltenen Ansätze hinausgehen, so wird die Differenz jährlich auf dem Regulierungskonto verbucht.

Ansprechpartner:

Mario Meinecke
Geschäftsbereich
Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300199-1066
mario.meinecke@bdew.de

Thorsten Fritsch
Geschäftsbereich
Recht und Betriebswirtschaft
Telefon: +49 30 300199-1519
thorsten.fritsch@bdew.de

Stefan Manske
Geschäftsbereich
Energienetze und Regulierung
Telefon: +49 30 300199-1113
stefan.manske@bdew.de

Dr. Paula Hahn
Geschäftsbereich
Recht und Betriebswirtschaft
Telefon: +49 30 300199-1517
paula.hahn@bdew.de

Stellungnahme

Antrag des Landes Niedersachsen: Entschließung des Bundesrates zur Steuerung des weiteren Ausbaus der Nutzung von Biomasse zur Biogaserzeugung

Berlin, 19. Januar 2011

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	3
2	Allgemeine Vorbemerkung	3
3	Antrag des Landes Niedersachsen	3
4	BDEW-Bewertung des Antrags	4
4.1	Klarstellungs- und Präziserungsbedarf	5
4.2	Bewertung weiterer Inhalte und Ansätze	6

1 Zusammenfassung

Das Land Niedersachsen hat dem Bundesrat am 8. Dezember 2010 einen Entschließungsantrag zur Steuerung des weiteren Ausbaus der Nutzung von Biomasse zur Biogas-erzeugung zugeleitet. Gemäß dem Antrag soll die Vergütungsstruktur des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) für Strom aus Biogas schnellstmöglich angepasst werden.

Der BDEW sieht wie auch das Land Niedersachsen Optimierungsbedarf für das EEG. Die Novelle des EEG tritt voraussichtlich zum 1. Januar 2012 in Kraft. Im Vorfeld wird die Bundesregierung nach § 65 EEG 2009 einen Erfahrungsbericht vorlegen. Anstatt eine Diskussion von Einzelaspekten des EEG, die kurzfristig geändert werden sollen, zu führen, sollte dieser Erfahrungsbericht abgewartet werden und ein ganzheitlicher Ansatz verfolgt werden.

Der Antrag des Landes Niedersachsens weist darüber hinaus aus Sicht des BDEW in weiten Teilen Konkretisierungsbedarf auf.

2 Allgemeine Vorbemerkung

Ziel der Bundesregierung ist eine moderne, klimafreundliche, nachhaltige und sichere Energieversorgung für Deutschland. Hierfür sollen die erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung des Umwelt- und Gewässerschutzes konsequent ausgebaut und die Energieeffizienz weiter erhöht werden mit dem Ziel, dass die erneuerbaren Energien den Hauptanteil an der Energieversorgung übernehmen. Der BDEW bekennt sich ausdrücklich zu den ambitionierten Klima- und Umweltschutzzielen.

Der BDEW stimmt der Auffassung der Bundesregierung zu, dass das gut speicherbare Biogas sowie feste Biomasse in Kombination mit anderen Maßnahmen gut geeignet sind, die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne auszugleichen. Bei bedarfsgerechter Einspeisung kann hocheffiziente Stromerzeugung aus Biomasse deshalb einen Beitrag zur Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien leisten. Vor diesem Hintergrund sollte die Verstromung von auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas und fester Biomasse ausgebaut werden. Zudem weist der BDEW daraufhin, dass die Verwendungspfade für Bio-Erdgas vielfältig sind. Neben der Stromerzeugung, auch im Wärmemarkt und im Verkehr bestehen erhebliche Potentiale zur Nutzung von Bio-Erdgas. Es kann z.B. ohne Umrüstung in den bestehenden Erdgasheizungen oder Erdgasfahrzeugen sofort eingesetzt werden. Die noch existierende Markthemmnisse aufgrund der politischen Rahmenbedingungen, vor allem im EEWärmeG, müssen beseitigt werden!

Im Zuge der Umsetzung des Energiekonzeptes sollte aus Sicht des BDEW unter anderem die Novelle des EEG zügig angegangen werden. Der BDEW sieht im Hinblick auf Gewässer- und Umweltschutz in der Ausgestaltung der Boni eine wichtige Lenkungsfunktion. Durch eine enge, kompetente und langfristig angelegte Kooperation zwischen Land-, Energie- und Wasserwirtschaft können die Potentiale von Bio-Erdgas in Deutschland optimal erschlossen und genutzt werden.

3 Antrag des Landes Niedersachsen

Das Land Niedersachsen hat dem Bundesrat am 8. Dezember 2010 einen Entschließungsantrag zur Steuerung des weiteren Ausbaus der Nutzung von Biomasse zur Biogas-erzeugung zugeleitet.

Kern des Entschließungsantrages bildet ein Vorschlag zur kurzfristigen Änderung der Vergütungsstruktur des EEG hinsichtlich der Strommengen aus Biogasanlagen. Dahingehend werden im Wesentlichen folgende Vorschläge unterbreitet:

- Es soll einen einheitlichen Vergütungssatz für NawaRo (nachwachsende Rohstoffe)-Anlagen geben mit „Aufnahme der bisherigen Boni“ auf einem abgesenkten Gesamtniveau.
Eine Biogasanlage soll künftig wirtschaftlich nur dann zu betreiben sein, wenn eine „marktfähige Wärmenutzung“ realisierbar ist oder kostengünstige Rohstoffe wie Gülle, Nebenprodukte oder Bioabfälle einsetzbar sind.
- Es soll einen einheitlichen Vergütungssatz für die reinen "Abfallanlagen" auf niedrigerem Niveau ohne zusätzliche Boni geben.
Eine umfangreiche Zulassung bestimmter Bioabfälle ohne Absenkung der Vergütung soll ermöglicht werden.
- Bestandsschutz für Altanlagen soll gewährt werden, Altanlagen sollen jedoch in das vorgeschlagene System wechseln dürfen.

4 BDEW-Bewertung des Antrags

Der BDEW begrüßt das Engagement des Landes Niedersachsen für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Er stimmt zu, dass es erforderlich ist, alle sinnvollen Potentiale zu nutzen, um das Ziel von 18 Prozent erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch zu erreichen.

Die Förderung des Ausbaus der regenerativen Energien sollte dem Gedanken der Nachhaltigkeit gerecht werden und den Schutz anderer Schutzgüter (wie des Grundwassers) sicherstellen.

Daher sind bei der Erzeugung von Biomasse und der Verwertung der Gärreste die Vorgaben des landwirtschaftlichen Fachrechts zu berücksichtigen und den Belangen des vorsorgenden Gewässerschutzes Rechnung zu tragen. Vor der Standortauswahl ist auf regionaler Ebene eine enge Abstimmung zwischen Land-, Energie- und Wasserwirtschaft anzustreben.

Der Schutz des Grundwassers und der Vorrang der Trinkwasserversorgung als Aufgabe der Daseinsvorsorge sind unter Beachtung der wasserrechtlichen Regelungen zu gewährleisten. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Ziele des Grundwasserschutzes insbesondere in Wasserschutzgebieten, die sich z.B. aus der europäischen Wasserrahmenrichtlinie und den dazu erlassenen Tochterrichtlinien und Entscheidungen ergeben.

Der BDEW sieht wie auch das Land Niedersachsen Optimierungsbedarf für das EEG und dessen Anpassungen an aktuelle Entwicklungen. Aus Sicht des BDEW sind jedoch mit Blick auf die Vorschläge des Landes Niedersachsen zur Anpassung des EEG weitere Klarstellungen und Präzisierungen (s. Teil 4.1) erforderlich. Auf Grundlage des vorliegenden Antrags ist daher zum Großteil eine Bewertung der einzelnen Vorschläge nicht möglich. Vielmehr erscheint es dem BDEW als sinnvoll, den von der Bundesregierung nach § 65 EEG 2009 vorzulegenden Erfahrungsbericht abzuwarten, bevor speziell hinsichtlich einzelner Vergütungskategorien Änderungen diskutiert werden.

4.1 Klarstellungs- und Präzisierungsbedarf

Für eine ganzheitliche Bewertung sind insbesondere bei folgenden Aspekten Klarstellungen notwendig:

- Es wird lediglich in zwei Vergütungskategorien (NawaRo- und Bioabfallanlagen) unterschieden. Dabei bleibt offen, wie z.B. mit Anlagen verfahren werden soll, die beide Substrate einsetzen. Dieser Aspekt ist jedoch für eine Bewertung zu dem Vorschlag wesentlich.
- Unter Beachtung der Regeln des Umweltrechts sowie der guten landwirtschaftlichen Praxis ist die Einhaltung der Nährstoffbilanzen und der umweltgerechten Ausbringung der Gärreste zu gewährleisten. Biogasanlagen sollten auf Basis gezielt angebaute Energiepflanzen mit Blick auf die Stickstoffbilanz vorrangig in Regionen mit geringer Viehhaltungsdichte und verfügbaren Ackerflächen errichtet werden.

Das umfangreiche landwirtschaftliche Fachrecht, die für die Landwirtschaft geltenden Regeln des Umweltrechts und Cross Compliance sind für den gewässerschonenden Anbau von Energiepflanzen und eine umweltgerechte Ausbringung der Gärreste auf agrarischen und nicht-agrarischen Nutzflächen anzuwenden. Eine Biogaserzeugung auf Basis von Energiepflanzen soll im geschlossenen Stoffkreislauf betrieben werden. Eine ordnungsgemäße Nutzung der Gärreste ist zu gewährleisten.

Derzeit haben Biogasanlagen aufgrund des Ausschließlichkeitsprinzips beim NawaRo-Bonus (Anlage 2 Nr. VII EEG 2009) bei einem Mischeinsatz von NawaRo und Bioabfall prinzipiell keinen Anspruch auf den NawaRo-Bonus. Wenn einmal Nicht-NawaRo in den Anlagen eingesetzt wird, verlieren diese den vorher bestehenden NawaRo-Anspruch dauerhaft und endgültig. Ausgenommen hiervon sind nur rein pflanzliche Nebenprodukte nach Anlage 2 Nr. V EEG 2009.

- Laut dem Vorschlag sollen NawaRo-Anlagen einen einheitlichen Vergütungssatz auf einem „abgesenkten Gesamtniveau“ erhalten, mit „Aufnahme der bisherigen Boni“. Es ist unklar, was unter der „Aufnahme der bisherigen Boni“ zu verstehen ist. Die Konsequenzen, die eine solche Maßnahme für den Einsatz von Biogas in EEG-KWK (Kraft-Wärme-Kopplung)-Anlagen, die nicht in Zusammenhang mit einer Biogasanlage, sondern mit Bio-Erdgas betrieben werden, sind so nicht abzuschätzen.

- Der Vergütungssatz für NawaRo-Anlagen soll außerdem gemäß dem Vorschlag so ausgelegt werden, dass „eine Biogasanlage nur dann wirtschaftlich zu betreiben ist, wenn eine marktfähige Wärmenutzung realisierbar“ ist.
Es stellt sich die Frage, was unter dem wirtschaftlichen Betrieb der Anlage zu verstehen ist. Das Konzept der marktfähigen Wärmenutzung ist ebenfalls klarer zu erläutern. Bestehende Biogasanlagen sind dabei zu berücksichtigen.
Der BDEW begrüßt die Zielsetzung eines effizienzorientierten und technologieoffenen Konzepts zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Gesetzgeberische Maßnahmen, wie zum Beispiel die Anpassung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes, sollten jedoch den Gleichbehandlungsgrundsatz wahren und energieträgerneutral und technologieoffen ausgestaltet sein. Hinsichtlich einer möglichen Bindung der EEG-Einspeisungsvergütung oder des NawaRo-Bonus an eine KWK-Nutzung sind die individuellen örtlichen und rechtlichen Möglichkeiten zwingend zu prüfen, da diese in vielen Fällen eine KWK-Nutzung nicht ermöglichen. Der Einfluss auf die Verfügbarkeit und Anzahl potentieller Standorte ist in Betracht zu ziehen. Außerdem sollte die weitere Diskussion dieses Themas nach Vorlage des Erfahrungsberichts durchgeführt werden.

Die Cofermentationsanlagen sollen nach Vorstellung des Landes Niedersachsen ebenfalls einen „einheitlichen Vergütungssatz auf abgesenktem Niveau“ erhalten. Auch hier wäre eine Präzisierung für eine BDEW-Einschätzung erforderlich.

Der Einsatz von Gärresten aus Kosubstraten ist aus Sicht des vorsorgenden Gewässerschutzes auf wasserwirtschaftlich relevanten, sensiblen Flächen auszunehmen.

Wasserwirtschaftlich relevant und „sensibel“ sind:

- Gebiete in denen nach §§ 82 und 83 WHG (Wasserhaushaltsgesetz) Maßnahmen zur Erreichung des guten chemischen Zustands von Grundwasserkörpern erforderlich sind.
- Gebiete die überwiegend Flächen mit hohen bis sehr hohen Nitrataustragsgefährdung ausweisen.
- Wassereinzugsgebiete, die der Gewinnung von Trinkwasser dienen.

Der Vorschlag für eine „umfangreiche Zulassung bestimmter Bioabfälle“ für den Einsatz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist ungenau und kann nicht bewertet werden. Vor allem aus Sicht des Gewässerschutzes wäre der Vorschlag zu prüfen. Denn es bestehen weit reichende kausale Zusammenhänge z.B. auch hinsichtlich der Ausbringung der Gärreste.

4.2 Bewertung weiterer Inhalte und Ansätze

Ungeachtet der noch erforderlichen Präzisierungen möchte der BDEW bereits erste Überlegungen zu einigen Aspekten des Entschließungsantrags in die Diskussion einbringen.

- Mit dem Antrag plädiert das Land Niedersachsen dafür, die Vergütungsstruktur des EEG „so schnell wie möglich“ anzupassen. Das kann bedeuten, dass im Vorfeld der EEG-Novelle (voraussichtliches Inkrafttreten zum 1. Januar 2012) der gesetzliche Rahmen geändert werden soll.
Der BDEW sieht ebenfalls Anpassungsbedarf am EEG. Jedoch ist der Vorschlag, kurzfristig Einzelaspekte zu ändern, als kontraproduktiv anzusehen. Die Novelle des EEG steht zum Jahr 2012 an. An diesem Zeitplan orientiert sich die Wissenschaft in der Erarbeitung von Studien und Analysen. Auch die Energiewirtschaft orientiert sich in ihren Planungen an dieser zeitlichen Vorgabe. Eingriffe in den gesetzlichen Rahmen wirken sich in dieser Branche direkt und meist investitionshemmend aus, da der Zeitraum von einer Bauentscheidung über die Genehmigung und Finanzierung bis zu Umsetzung und Inbetriebnahme lang ist (mindestens etwa ein Jahr).
Aus Sicht des BDEW sollte der Erfahrungsbericht zum EEG abgewartet werden. Nach einer sachlichen Diskussion unter sorgfältiger Abwägung der Argumente sollten dann in einem ganzheitlichen Ansatz geeignete Maßnahmen ergriffen werden.
- Das Land Niedersachsen schlägt vor, die Biogasanlagen nach NawaRo- und nach reinen Abfallanlagen zu trennen.
Grundsätzlich erscheinen aus Sicht des BDEW eine Reduzierung der Anzahl der Vergütungskategorien und eine Vereinfachung des Bonussystems sinnvoll. Der Ansatz die Anlagen nach dem eingesetzten Substrat in NawaRo- oder Biogasabfallanlagen zu trennen, müsste geprüft und in Einklang mit dem bestehenden Ausschließlichkeitsprinzip gebracht werden. Eine mögliche Änderung der Förderbedingungen sollte in jedem Fall unter Berücksichtigung der bisherigen Erfahrungen diskutiert werden. Auch in diesem Punkt sollte zwingend der Erfahrungsbericht abgewartet werden.
- Das Land Niedersachsen schlägt vor, den Vergütungssatz für reine Biogasabfallanlagen abzusenken.
Zunächst ist festzuhalten, dass dieser Vorschlag dem ebenfalls im Entschließungsantrag genannten Ziel widerspricht, den „Einsatz biogener Abfälle und Nebenprodukte in landwirtschaftlichen Biogasanlagen zu verstärken“. Sollen biogene Reststoffe eingesetzt werden, so müssen Anreize dafür gesetzt werden. Eine Senkung der Vergütungssätze ist jedoch kein solcher Anreiz und aus diesem Grund zu hinterfragen. Ob Potenziale zur Absenkung der Vergütungssätze ohne Einschränkung der gewünschten Nutzung von Biogasanlagen bestehen, ist gründlich zu prüfen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Stromgestehungskosten bei Verwendung von Bioabfällen relativ gesehen geringer sind, als die bei Verwendung von NawaRo, da unter „Bioabfälle“ z.B. auch bestimmte Althölzer fallen, in jedem Falle aber „ohnehin anfallende Reststoffe“, die einen geringeren Marktwert als „NawaRo“ haben. Wird die parallele Verwendung von Bioabfällen und von NawaRo zugelassen, kann hieraus schwerlich ein einheitlicher Vergütungssatz gebildet werden, da die Anteile der beiden Stoff-

fraktionen nicht festgestellt und daher die für die Bildung der Einspeisungsvergütung erforderlichen Stromgestehungskosten nicht beurteilt werden können.

Aus dem Vorschlag des Landes Niedersachsen geht nicht hervor, wie hoch die Vergütungsabsenkung für Biogasabfallanlagen ausfallen soll: Soll die neue Vergütung einen „reduzierten NawaRo-Zuschlag“ darstellen, oder auf das Niveau der Normalbiomasse nach § 27 Abs. 1 EEG 2009 angepasst werden, wie dies derzeit bei nicht vollständigem Einsatz von „Nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle“ im Sinne von Anlage 2 EEG 2009 gilt¹, oder soll sie noch niedriger ausfallen?

Der BDEW plädiert aufgrund der vielen offenen Fragen bei der Bewertung dieses Vorschlages dafür, diesbezüglich den Erfahrungsbericht abzuwarten.

- In dem Antrag wird darum gebeten, den Bestandschutz für die Förderung zu wahren. Auch aus Sicht des BDEW sollten die gesetzlich zugesicherten Boni mit Blick auf die Investitionssicherheit der Branche für Altanlagen Bestand haben.

Für Deutschland ergibt sich laut aktuellen Studien² ein Potential von land- und forstwirtschaftlichen Biomassen sowie Reststoffen, das ausreichend ist, um die Rohstoffbasis zur Deckung der Umweltziele des integrierten Energie- und Klimaprogramms zu geben. Studien³ haben ergeben, dass durch eine gezielte und effiziente Nutzung der landwirtschaftlichen Flächen unter günstigen Voraussetzungen bis zum Jahr 2030 ein Biogasanteil von 10 Milliarden Kubikmetern pro Jahr denkbar ist.

Ansprechpartner:

Isabel Orland
Telefon: +49 30 300199-1256
isabel.orland@bdew.de

Stefan Thimm
Telefon: +49 30 300199-1310
stefan.thimm@bdew.de

Carolin Pottel
Telefon: +49 30 300199-1361
carolin.pottel@bdew.de

Christoph Weißenborn
Telefon: +49 30 300199-1514
christoph.weissenborn@bdew.de

Benjamin Düvel
Telefon: +49 30 300199-1112
benjamin.düvel@bdew.de

Dr. Michaela Schmitz
Telefon: +49 30 300199-1200
michaela.schmitz@bdew.de

¹ Ausnahme: „Rein pflanzliche Nebenprodukte“ im Sinne von Anlage 2 Nr. V EEG 2009.

² Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Weiterentwicklung der Ausbaustategie Erneuerbare Energien Leitstudie 2008 (2008).

Agentur für erneuerbare Energien: Erneuerbare Energien 2020: Potenzialatlas Deutschland (2010).

³ Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse (2006).