

Climate Change

Climate
Change

06
07

ISSN
1862-4359

Entwicklung einer Umweltstrategie für die Windenergienutzung an Land und auf See



Umwelt
Bundes
Amt 
Für Mensch und Umwelt

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 203 41 144
UBA-FB 001022



Entwicklung einer Umweltstrategie für die Windenergienutzung an Land und auf See

von

Prof. Dr. jur. Stefan Klinski

Fachhochschule für Wirtschaft (FHW) Berlin

Prof. Dr. Hanns Buchholz

mit **Dipl.-Geogr. Detlef Krüger**

Geographisches Institut der Universität Hannover

Prof. Dr. jur. Martin Schulte

mit **Dr. Jessica Risch, Dr. Ben Michael Risch**

Institut für Technik- und Umweltrecht –
Juristische Fakultät der TU Dresden

Dr. Knud Rehfeldt

mit **Anna-Katrin Geile, Jan Wallasch**

Deutsche WindGuard GmbH

unter Mitwirkung von

Dr. Georg Nehls

BioConsult SH, Husum

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
<http://www.umweltbundesamt.de>
verfügbar.

Die in der Studie geäußerten Ansichten
und Meinungen müssen nicht mit denen des
Herausgebers übereinstimmen.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 14 06
06813 Dessau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiet I 4.3
Werner Niederle

Dessau, Juli 2007

Inhalt

1	Einleitung und Aufgabenstellung	6
2	Windenergienutzung an Land	8
2.1	Ausgangssituation und Perspektiven	8
2.1.1	Bisherige Entwicklung des Windenergieausbaus an Land	8
2.1.2	Weitere Ausbauperspektive	10
2.2	Der planungs- und zulassungsrechtliche Rahmen der Ausbauentwicklung	12
2.3	Herausforderungen, Konfliktbereiche und Hemmnisse	15
2.3.1	Technische Entwicklungen und Herausforderungen	15
2.3.2	Natur- und Landschaftsschutz	19
2.3.2.1	Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes	19
2.3.2.2	Beeinträchtigungswirkungen auf Vögel und Fledermäuse	21
2.3.3	Immissionsschutz- und Nachbarinteressen, Akzeptanz	24
2.3.4	„Verhinderungsplanungen“	25
2.3.5	Rechtliche Problemstellungen	27
2.3.5.1	Überblick	27
2.3.5.2	Insbesondere: „Aufräumen der Landschaft“ und Repowering	29
2.3.5.3	Insbesondere: Das Fehlen konkreter Immissionsschutzvorgaben	31
2.3.5.4	Insbesondere: Die Restriktionen der „Windkrafterlasse“	32
	Inhaltliche Aussagen der sog. Windkrafterlasse 33	
	Rechtliche Würdigung der Abstandserlasse 36	
2.3.6	Finanzielle Ansiedlungsanreize der Kommunen	39
2.4	Ansätze zur Problemlösung und Strategiegestaltung	42
2.4.1	Technische Problembewältigungsbeiträge	42
2.4.1.1	Minderung von Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes	42
2.4.1.2	Minderung der Auswirkungen auf Vögel und Fledermäuse	43
2.4.1.3	Minderung der Immissionen in der Nachbarschaft	45
	Schattenwurf 45	
	Schallimmissionen 45	
	Höhenbefeuerung 46	
2.4.2	Planerische Problembewältigungsbeiträge	47
2.4.2.1	„Aufräumen der Landschaft“ und Förderung des Repowering durch Wahrnehmung vorhandener Spielräume des Planungsrechts	47
2.4.2.2	Ambitionierte Wahrnehmung übergemeindlicher Planungsspielräume	50
2.4.2.3	Umgang mit Beeinträchtigungswirkungen auf Vögel und Fledermäuse	52
2.4.2.4	Umgang mit Beeinträchtigungswirkungen auf die Nachbarschaft	54
2.4.3	Verbesserungen der rechtlichen Rahmenbedingungen	54
2.4.3.1	„Aufräumen der Landschaft“ durch Rückbauverpflichtungen?	54
2.4.3.2	Doppelstrategie: „Aufräumen der Landschaft“ durch Repowering	55
	Spezielle Privilegierung für Repowering-Vorhaben 56	
	Ausweisung von an den Anlagenrückbau gebundenen Repowering-Flächen 57	
	Ausweitung des Repowering-Anreizes im EEG auf weitere Anlagen 57	
	Verbesserung der Steuerungswirkung des Repowering-Anreizes im EEG 58	
2.4.3.3	Konkrete Vorgaben zur Minderung von Emissionen / Immissionen	58
2.4.3.4	Überwindung der Hemmniswirkungen aus „Windkrafterlassen“	59

2.4.3.5	Verbesserung der finanziellen Ansiedlungsanreize für die Kommunen Abkopplung der Gewerbesteuer von der Gewinn- und Verlustsituation? 60 Erhebung gemeindlicher „Windenergiesteuern“? 61 Aufteilung der Gewerbesteuererinnahmen bei übergemeindlichen Gebietsausweisungen 62	60
2.4.3.6	Weitere Verbesserungen auf rechtlicher Ebene Schärfungen im (Bundes-) Raumordnungsrecht? 63 Generelle gesetzliche Eindämmung von „Verhinderungsplanungen“? 63 Eindämmung missbräuchlicher Anwendungen des § 15 Abs. 3 BauGB 64 Klarstellung zur bauplanungsrechtlichen Rückbauverpflichtung 64	63
3	Windenergienutzung auf See	67
3.1	Ausgangssituation und Perspektiven	67
3.1.1	Bisherige Entwicklung des Windenergieausbaus auf See	67
3.1.2	Weitere Ausbauperspektive	69
3.2	Der planungs- und zulassungsrechtliche Rahmen der Ausbauentwicklung	74
3.3	Herausforderungen, Konfliktbereiche und Hemmnisse	77
3.3.1	Technische Entwicklungen und Herausforderungen	77
3.3.2	Netzinfrastukturelle Erschließung (Kabelanbindung)	79
3.3.3	Meeresumweltschutz	82
3.3.3.1	Umwelteinwirkungen der Windenergieanlagen	82
3.3.3.2	Umwelteinwirkungen im Zusammenhang der Kabelanbindung	89
3.3.4	Verkehrssicherheit	92
3.3.5	Konkurrierende Interessen und Akzeptanz	93
3.3.5.1	Nutzungs- und Schutzinteressen in der AWZ	93
3.3.5.2	Akzeptanz in den Küstenregionen	94
3.3.6	Rechtliche Problemstellungen	94
3.3.6.1	Planung und Zulassung der Anbindungskabel	94
3.3.6.2	Das Zulassungsinstrumentarium der Seeanlagenverordnung	95
3.3.6.3	Raumordnungsrecht	96
3.3.6.4	Naturschutzrecht	97
3.3.7	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	98
3.4	Ansätze zur Problemlösung und Strategiegestaltung	99
3.4.1	Technische Problembewältigungsbeiträge	99
3.4.1.1	Überblick	99
3.4.1.2	Minderung der Schallimmissionen	101
3.4.1.3	Abmilderung der Beleuchtungswirkungen auf Vögel	102
3.4.1.4	Änderungen bei der Verwendung von Betriebsölen	103
3.4.1.5	Konstruktionstechnische Minderung von Kollisionsfolgen	103
3.4.2	Planerische Problembewältigungsbeiträge	105
3.4.2.1	Raumordnung in der AWZ	105
3.4.2.2	Raumordnerische Festlegungen im Küstenmeer und an Land	108
3.4.3	Verbesserungen der rechtlichen Rahmenbedingungen	109
3.4.3.1	Überblick	109
3.4.3.2	Kabelzulassung im Küstenmeer	110
3.4.3.3	Vorgelagerte Übertragungsnetze	111
3.4.3.4	Seeanlagenrechtliche Anlagenzulassung	114
3.4.3.5	Regelungen im Raumordnungsrecht	115

3.4.4	Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen	116
4	Querschnittsthema: Übertragungsnetze an Land	118
4.1	Ausgangssituation: Höhere Übertragungskapazitäten erforderlich	118
4.2	Der rechtliche Rahmen der Ausbauentwicklung	120
4.3	Herausforderungen, Konfliktbereiche und Hemmnisse	121
4.3.1	Technische Herausforderungen	121
4.3.2	Aspekte des Umwelt- und Nachbarschutzes sowie der Akzeptanz	122
4.3.3	Rechtliche Problemstellungen	122
4.3.3.1	Steuerungsinstrumente zur Sicherung ausreichender Kapazitäten	122
4.3.3.2	Verfahrensrechtliche Probleme bei der Zulassung von Übertragungsleitungen	124
4.4	Ansätze zur Problemlösung und Strategiegestaltung	124
4.4.1	Technische und planerische Problembewältigungsbeiträge	124
4.4.1.1	Technische Optimierung der Netznutzung	124
4.4.1.2	Einsatz von Erdkabeln	125
4.4.2	Rechtliche Problembewältigungsbeiträge	126
4.4.2.1	Steuerungsinstrumente zur Vorhaltung ausreichender Übertragungskapazitäten	126
4.4.2.2	Verbesserungen im Zulassungsrecht für Übertragungsleitungen, Anreize zum Einsatz von Erdkabeln	129
5	Ergebnisse und Handlungsempfehlungen	131
5.1	Allgemeines	131
5.2	Windenergienutzung an Land	132
5.3	Windenergienutzung auf See	139
5.4	Übertragungsnetze an Land	146
	Literatur	149
I.	Zitierte Quellen	149
II.	Eigene Ausarbeitungen im Rahmen des FuE-Vorhabens	155

1 Einleitung und Aufgabenstellung

Die Bundesrepublik Deutschland verfolgt anspruchsvolle Ziele im Hinblick auf die weitere Fortentwicklung der Windenergienutzung.

Die Koalitionsparteien der Bundesregierung stufen den „ökologisch und ökonomisch vernünftigen Ausbau der erneuerbaren Energien“ in ihrer Koalitionsvereinbarung ausdrücklich als ein wichtiges Element ihrer Klimaschutz- und Energiepolitik ein. Konkret zum Bereich Windenergie heißt es dort, die Regierung konzentriere sich auf die Erneuerung alter Anlagen (Repowering), auf die Offshore-Windstromerzeugung sowie auf die Aufgabe, die Rahmenbedingungen hierfür zu verbessern.¹

Nachdem in den vergangenen Jahren ein zeitweise rasanter Anstieg der Stromerzeugung durch Windenergieanlagen an Land verzeichnet werden konnte – der allerdings mittlerweile etwas verflacht ist – geht es nunmehr darum, im nächsten Schritt auch die Windenergie auf See („Offshore-Windenergie“) in großem Stile nutzbar zu machen. Mit diesem Ziel knüpft die Regierung an die im Jahr 2002 erreichte Verständigung der (damaligen) Bundesregierung auf eine „Strategie der Windenergienutzung auf See“ an, die für diese Aufgabe ein konkretes (mittlerweile aber jedenfalls in den ersten Stufen nicht mehr realisierbares) zeitliches Ausbauprogramm vorsah.²

Mit der Aufgabe des Repowering – d.h. des Ersatzes alter durch neue, leistungsstärkere Anlagen – ist für die Fortentwicklung der Windenergienutzung an Land ein strategisches Hauptziel benannt. Außerhalb des Repowering kann an Land zwar nach wie vor mit einem gewissen Zuwachs der Anlagenzahlen gerechnet werden. Die Spielräume für die Zunahme von windgünstig gelegenen (und damit wirtschaftlichen) Nutzflächen für die Windenergie sind jedoch begrenzt. Die ausgewiesenen Standorte in Vorrang- und Eignungsgebieten sind überwiegend „ausgebucht“, so dass zusätzliche Flächenpotenziale in größerem Umfang nur bei Ausweisung weiterer Positivgebiete erschlossen werden können. Quantitative Aussagen zum Umfang des angestrebten weiteren Ausbaus der Windenergienutzung an Land hat die Bundesregierung nicht aufgestellt.

Der weitere Ausbau der Windenergienutzung soll einerseits möglichst wirksam vorangetrieben werden, andererseits möglichst umwelt- und naturverträglich erfolgen, volkswirtschaftlich sinnvoll gestaltet werden und von einem hohen Maß an Akzeptanz in der Gesellschaft insgesamt wie auch in den betroffenen Regionen geprägt sein. Dies zu erreichen, erfordert eine überlegte **Umweltstrategie**, in der nicht nur weitreichende Ausbauziele verfolgt und vorhandene Hemmnisse rechtlicher, technischer oder politischer Natur beseitigt werden, sondern die zugleich von dem konsequenten Bemühen gekennzeichnet ist, ausgewogene räumlich-planerische Lösungen zu entwickeln, negative Einwirkungen auf Natur und Landschaft auf ein vertretbares Minimum zu beschränken, konkurrierende Schutz- und Nutzungsinteressen Dritter angemessen zu berücksichtigen und Gefahren nach Möglichkeit zu vermeiden.

¹ Gemeinsam für Deutschland – mit Mut und Menschlichkeit, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vom 11.11.2005, Pkt. 5.2.

² BMU (Hg.): Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See, Berlin 2002.

Aufgabe dieses FuE-Vorhabens ist es, die Defizite und Handlungserfordernisse für die Entwicklung einer in diesem Sinne umweltverträglichen Ausbaustrategie der Windenergienutzung auf See zusammenzutragen, auszuwerten und daraus konkrete strategische Handlungsempfehlungen abzuleiten. Zu diesem Zweck wurden im Rahmen des FuE-Vorhabens verschiedene Blickwinkel eingenommen, die ihren Ausdruck in mehreren Fachgutachten zu den Bereichen Naturschutz, Raumordnung und Energiewirtschaft/ Technik und Recht/ Regelungsinstrumentarien gefunden haben. Der vorliegende Endbericht führt die Ergebnisse der einzelnen Gutachten auf kompakte Weise zusammen.

Die Ergebnisse des Vorhabens beruhen (außer im instrumentellen Teil) ganz überwiegend nicht auf eigenen Untersuchungen, sondern werten die vorhandenen wissenschaftlichen Erkenntnisse aus, um hieraus Strategie- und Handlungsempfehlungen ableiten zu können.

Die nachfolgende Darstellung gliedert sich in die drei Hauptkapitel „Windenergienutzung an Land“, „Windenergienutzung auf See“ und „Querschnittsthema Übertragungsnetze an Land“. Das letztgenannte Kapitel rechtfertigt sich als eigenständiges Kapitel aufbautechnisch daraus, dass es für beide Entwicklungsbereiche – an Land und auf See – gleichermaßen von Bedeutung ist. Inhaltlich liegt ihm die immer deutlicher werdende Erkenntnis zugrunde, dass die Übertragungskapazitäten an Land dringend einer Ausweitung bedürfen, wenn es gelingen soll, die zunehmenden Erzeugungskapazitäten im Norden Deutschlands und auf See in die Elektrizitätsnetze zu integrieren – sprich: den Windenergiestrom dorthin zu transportieren, wo er benötigt wird.

2 Windenergienutzung an Land

2.1 Ausgangssituation und Perspektiven

2.1.1 Bisherige Entwicklung des Windenergieausbaus an Land

Bis 2002 verzeichnete man in Deutschland jährlich ständig steigende Zubauraten an Windenergieleistung. Basis dieser Entwicklung war die Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG), das am 1.1.1991 in Kraft trat. Das Stromeinspeisungsgesetz verpflichtete die damaligen Energieversorgungsunternehmen zur Abnahme und Vergütung von Strom aus Windenergie. Hierbei wurden 90 % des durchschnittlichen Endverbraucherpreises für eine kWh aus Windenergie vergütet. Zusätzlich gab es seitens des Bundes und einiger Bundesländer Programme, durch die Entwicklung und Einführung der Windtechnologie in Deutschland gefördert wurden.

Durch die Einführung einer bauplanungsrechtlichen Privilegierung für Windenergieanlagen im sog. Außenbereich und nachfolgend eingeführte Anreize zur Ausweisung von besonders geeigneten Flächen durch die Gemeinden (siehe dazu sogleich, Kap. 2.2) entstanden erhebliche weitere Ansiedlungsimpulse.

Im Jahr 2000 wurde das Stromeinspeisungsgesetz durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ersetzt. Das Gesetz verbesserte und verfeinerte die wirtschaftlichen Anreizbedingungen noch einmal deutlich. Im Mittelpunkt stand die Einführung eines von der Strompreisentwicklung unabhängigen Vergütungsanspruches für in der Regel 20 Jahre. Hinsichtlich der Höhe des Vergütungssatzes erfolgten Differenzierungen in Abhängigkeit von den Standortbedingungen (niedrigere Vergütung an sehr windgünstigen Standorten) sowie hinsichtlich des Inbetriebnahmezeitpunktes (Degression), um unangemessen hohe Renditen an windstarken Standorten zu vermeiden und einen Anreiz zur Technologieverbesserung zu setzen, ohne dabei den Ausbau im Binnenland zu gefährden.

Durch das Zusammenspiel zwischen dem Vergütungssystem des EEG den bauplanungsrechtlichen Anreizregelungen wurde der Ausbau der Windenergie an Land noch einmal intensiviert und zunehmend auf Binnenlandlagen ausgedehnt (namentlich auf Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Thüringen sowie auf bestimmte Regionen in Nordrhein-Westfalen und Hessen). Die Hersteller von Windenergieanlagen begannen, spezielle Technologien für den Einsatz in windschwächeren Regionen zu entwickeln und anzubieten.

Seit 2003 verzeichnet der deutsche Windenergiemarkt wieder einen rückläufigen Trend. Die neu installierte Windenergieleistung betrug im Jahr 2005 nur noch ca. 1.800 MW gegenüber 3.200 MW im Jahr 2002. Im Jahr 2006 lagen die Installationszahlen zwar mit 2.233 wieder er-

kennbar höher.³ Generell ist auf Grund der vorgefundenen Rahmenbedingungen jedoch mit einer Fortsetzung einer eher rückläufigen Tendenz zu rechnen.

Abbildung 1 veranschaulicht die Entwicklung bis 2006:

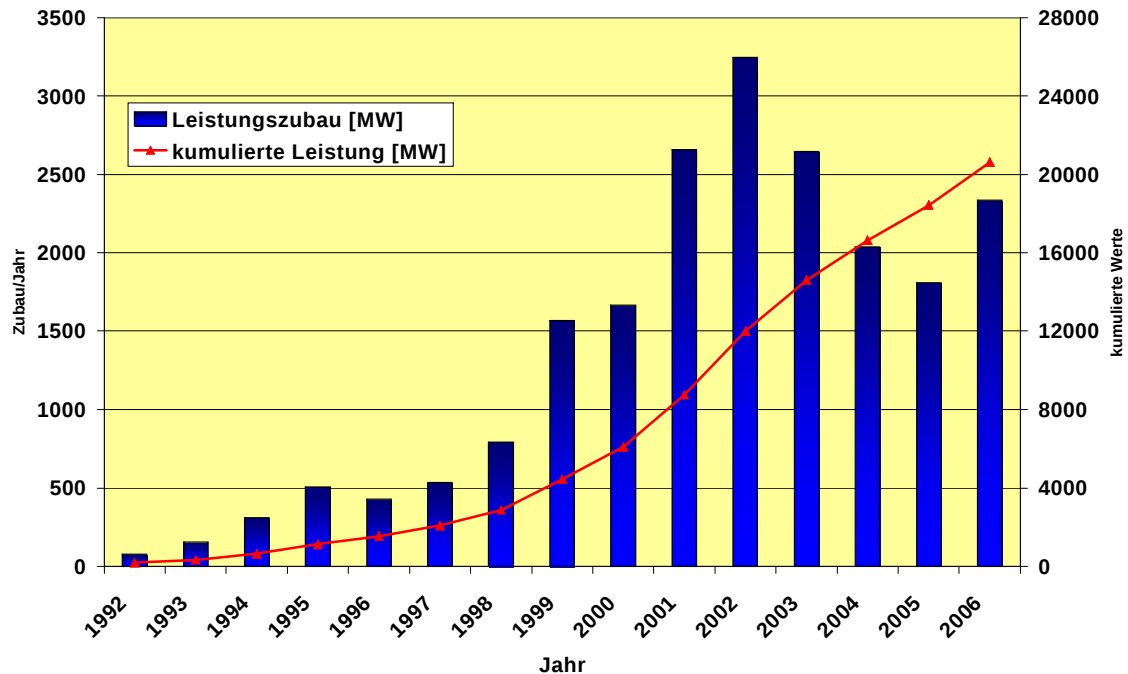


Abb. 1: Jährlicher Zuwachs an installierter Leistung aus Windenergieanlagen in Deutschland (blaue Balkenblöcke) und kumulierte Leistung (rote Kurve) von 1992 bis 2006

Die Gründe für den rückläufigen Trend liegen in der fast zum Erliegen gekommenen planerischen Ausweisung von Eignungsflächen für Windenergieanlagen sowie in dem auf Grund zahlreicher genehmigungsrechtliche Hindernisse nur langsam entstehenden Markt des Repowering. Mit dem Begriff „Repowering“ wird dabei der Ersatz einer größeren Anzahl alter Windenergieanlagen durch wenige neue, stärkere Windenergieanlagen bezeichnet.

Im Rahmen der 2004 erfolgten grundlegenden Novellierung des EEG im Jahr 2004 wurde versucht, besondere wirtschaftliche Anreize für das Repowering zu setzen: § 10 Abs. 2 EEG sieht vor, dass Strom aus neuen Windenergieanlagen für einen längeren Zeitraum in Höhe der besonders attraktiven Anfangsvergütung abzugelten ist, wenn durch die Anlage im selben Landkreis eine bis 1995 errichtete Altanlage ersetzt wird und hierdurch die installierte Stromerzeugungskapazität „mindestens um das Dreifache“⁴ erhöht wird.

³ Bundesverband WindEnergie (BWE): Pressemitteilung vom 16. Januar 2007 [Download: <http://www.wind-energie.de> (Zugriff 17.01.2007)].

⁴ Sprachlich ist das an sich gleichbedeutend mit „auf das Vierfache“. Gemeint war jedoch, wie sich aus der Begründung des Gesetzentwurfs ergibt, „auf das Dreifache“. Dort ist nämlich von einer „Verdreifachung der Leistung“ die Rede (vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 42). Es ist aus Gründen der Rechtssicherheit dringend zu empfehlen, diesen redaktionellen Fehler des Gesetzgebers bei der nächsten Novelle des EEG zu korrigieren.

Im Jahre 2004 gab Deutschland den langjährigen Spitzenplatz in der jährlich installierten Neuleistung an Spanien ab und rangierte nun auf Platz zwei. Im Jahre 2005 war die jährlich installierte Leistung aus Windenergie in den Vereinigten Staaten von Amerika (2.431 MW) größer als in Deutschland (1.808 MW). Spanien rangierte im selben Jahr mit 1.764 MW neu installierter Leistung auf Platz 3. In Deutschland ist jedoch die weltweit größte Windenergieleistung installiert. Allerdings ist zu erwarten, dass Länder wie Spanien und die Vereinigten Staaten von Amerika mit ihrer installierten Gesamtleistung aus Windenergie in wenigen Jahren vor Deutschland rangieren werden.⁵

2.1.2 Weitere Ausbauperspektive

Die weitere Ausbauperspektive der Onshore-Windenergienutzung hängt entscheidend davon ab, in welchem Umfang es gelingt, auf eine aus der Sicht des Umweltschutzes verträgliche Weise einerseits zusätzliche Flächenpotenziale für neue Standorte zu erschließen und andererseits wesentliche Leistungssteigerungen im Rahmen des sog. Repowering zu erreichen.

Die Entwicklung der letzten Jahre ist ein Anzeichen dafür, dass die Quantität der neu zur Verfügung stehenden windgünstigen Flächen abnimmt. Es ist damit zu rechnen, dass der Zubau von Anlagen an neuen Standorten Jahr für Jahr zurückgeht. Die jährliche Zubauleistung an neuen Standorten wird voraussichtlich nicht einmal mehr ein volles Jahrzehnt über der aus Altersgründen deinstallierten Leistung liegen. Mit anderen Worten: Ohne Berücksichtigung des Repowering wird die kumulierte Leistung noch bis ca. 2015 anwachsen und danach abnehmen. Diesem Trend lässt sich nur begegnen, wenn es gelingt, die Anlagenbetreiber in bedeutendem Umfang zum Ersatz leistungsschwächerer Altanlagen durch leistungsstärkere Neuanlagen zu bewegen. Das setzt aber voraus, dass die rechtlichen Rahmenbedingungen die Errichtung größerer Anlagen (mit größerer Nabenhöhe) in beträchtlichem Umfang ermöglichen.

Erste Repowering-Projekte und Studien zeigen, dass bei einem optimiertem Repowering der Ertrag auf der gleichen Fläche gegenüber den ersetzten Windpark verdreifacht werden kann. Allein eine Steigerung der Nabenhöhe durch den Einsatz moderner Maschinen führt pro Meter zu rund einem Prozent mehr Ertrag. Das Repowering von Windenergieanlagen ist daher ein entscheidender Weg, um eine politisch gewünschte Strommenge aus erneuerbaren Energiequellen mit deutlich geringerer Inanspruchnahme von Flächen zu erreichen.

Zwar ist, wie die im Rahmen der sog. Netzstudie der Deutschen Energieagentur (dena)⁶ 2005 veröffentlichten Szenarien des Deutschen Windenergieinstituts (DEWI)⁷ und des dena-Fachbeirats⁸ zeigen, das Flächenpotenzial für die Ausweisung und Nutzung weiterer Standorte an sich noch relativ groß. Berücksichtigt man aber (anders als die Szenarien des DEWI

⁵ Vgl. BTM Consult ApS (Hg.): International Wind Energy Development – World Market Update 2005; Ringkøbing, S. 4 ff.

⁶ DEWI/EON Netz/EWI/RWE Net/VE Transmission: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Hg.: Deutsche Energie-Agentur (dena), Köln 2005 (im Folgenden: dena-Netzstudie 2005).

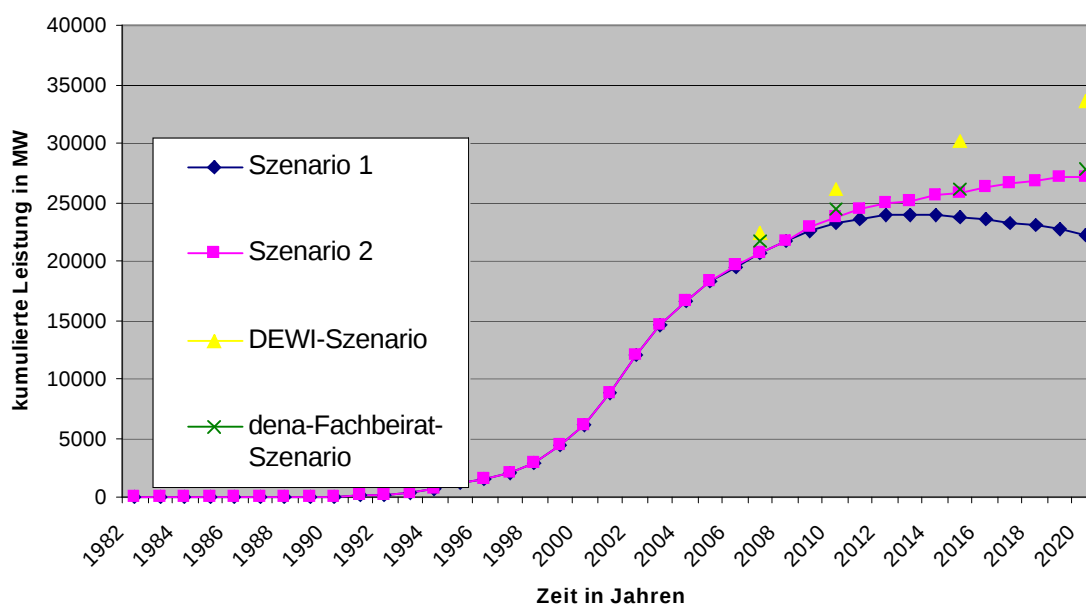
⁷ Dena-Netzstudie, S. 40 ff.

⁸ Dena-Netzstudie, S. 46 ff.

und des dena-Fachbeirats) die mittlerweile recht starke politische Tendenz, im Rahmen der Regionalplanung und der kommunalen Bauleitplanung relativ strenge Abstandsforderungen aufzustellen (bis zu 1000 m und mehr zur Wohnbebauung) und Höhenbegrenzungen (in der Größenordnung von 100 Metern) festzulegen, so reduziert sich das zur Verfügung stehende Flächenpotenzial ganz erheblich. In der im Juli 2005 für das BMU erstellten Studie der Deutschen WindGuard⁹ wurde deshalb versucht, ein Szenario zu entwickeln, bei dem diese Tendenz mit berücksichtigt wird. Unter der daraus resultierenden Annahme einer tendenziell nicht mehr zunehmenden Nabenhöhe ergibt sich ein weitaus weniger günstiges Gesamtbild (Szenario 1 in der nachfolgenden Tab. 1 und Abb. 2). Nur unter der Annahme einer weiter ansteigenden durchschnittlichen Nabenhöhe (Szenario 2 in der Tab. 1 und Abb. 2) ergibt sich auch nach 2015 noch ein Zuwachs an insgesamt installierter Anlagenleistung.

Jahr	Szenario DEWI	Szenario dena-Fachbeirat	Szenario 1 Gleiche Nabenhöhe	Szenario 2 Steigende Nabenhöhe
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2007	22.388	21.768	20.660	20.750
2010	26.043	24.347	23.235	23.755
2015	30.145	26.188	23.730	25.890
2020	33.600	27.854	22.270	27.270

Tab. 1: Vergleich der prognostizierten kumulierten Leistungen der verschiedenen Szenarien für die Windenergienutzung an Land¹⁰



⁹ Rehfeldt, K.; Wallasch, J. (Deutsche WindGuard): Kurzgutachten zum Ausbau der Windenergienutzung bis 2020. Hg.: BMU, Berlin, Juli 2005.

¹⁰ Ebenda.

Abb. 2: Vergleich der prognostizierten kumulierten Leistungen der verschiedenen Szenarien für die Windenergienutzung an Land¹¹

Trotz aller für Prognosen typischen Unsicherheiten wird daran deutlich, dass die planungsrechtlichen Rahmenbedingungen für die Ausweisung von Windpark-Standorten und im Speziellen zur Steuerung des Repowering von entscheidender Bedeutung sind. Kann die Menge der erzeugten Kilowattstunden nicht deutlich gesteigert werden, so ist – bei fallender EEG-Vergütung – eine Neuverschuldung des Betreibers für die Investition in neue Anlagen wirtschaftlich unattraktiv. Er wird dann den Betrieb der Altanlagen bei minimalen Instandhaltungsinvestitionen vorziehen.

2.2 Der planungs- und zulassungsrechtliche Rahmen der Ausbauentwicklung

Die Grundstrukturen der gegenwärtigen planungsrechtlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Windenergie an Land (und im Küstenmeer) bildeten sich in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre heraus. Das Fundament dieser Rahmenbedingungen ist in einigen wenigen speziellen Bestimmungen des Bauplanungsrechts angelegt, deren Ziel es ist, den örtlichen Planungsträgern einen Anreiz zur gebietsbezogenen Steuerung der Standortplanung für Windenergieanlagen zu bieten, mit dem die politisch angestrebten Förderziele für die Windenergienutzung auf eine städtebaulich, räumlich und umwelt-/naturschutzpolitisch verträgliche Weise erreicht werden sollen. Planungsrechtlich besteht somit vom Ansatz her eine sehr gute Grundlage für eine „Umweltstrategie“ der Windenergienutzung an Land.

Im Mittelpunkt der bauplanungsrechtlichen Bestimmungen zur Förderung des Ausbaus der Windenergie steht § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB (bis 2004: § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB¹²). Nach der im Jahr 1996¹³ geschaffenen Regelung gelten Windkraftanlagen im bauplanungsrechtlichen „Außenbereich“ (also außerhalb von im Zusammenhang bebauten Ortsteilen) als „privilegierte Vorhaben“. Das bedeutet, dass für sie dort grundsätzlich von der bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit auszugehen ist, sofern nicht im Einzelfall öffentliche Belange entgegenstehen. Die Privilegierungsvorschrift kann als der planungsrechtliche Schlüssel zur Windenergienutzung betrachtet werden.¹⁴

Der Gesetzgeber erkannte jedoch relativ schnell, dass eine allzu pauschale Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich erhebliches städtebauliches Konfliktpotenzial in sich trägt. Daher räumte er den jeweiligen Planungsträgern im Jahr 1998¹⁵ als Korrektiv die Befugnis ein, die Ansiedlung von Windkraftanlagen durch Ausweisung von Eignungsflächen im Flächennutzungsplan oder von flächenbezogenen „Zielen der Raumordnung“ im Rahmen

¹¹ Rehfeldt/Wallasch a.a.O., S. 47.

¹² Die Vorschrift wurde im Jahr 2004 durch das Gesetz zur Anpassung des Baugesetzbuches an EU-Richtlinien (Europarechtsanpassungsgesetz Bau – EAG Bau –, BGBl. I 2004 S. 1359) von § 35 Abs. 1 Nr. 6 in § 35 Abs. 1 Nr. 5 verschoben (ohne inhaltliche Änderung).

¹³ Gesetz v. 30. Juli 1996, BGBl. I S. 1189.

¹⁴ Vgl. zum Ganzen Klinski: Überblick über die Zulassung von EE-Anlagen (2005), S. 35 ff.

¹⁵ Gesetz v. 18. August 1997, BGBl. I S. 2081 (in Kraft getreten am 1. Januar 1998).

von Raumordnungsplänen (konkret in der Regel: Regionalplänen) auf bestimmte Gebiete zu konzentrieren und damit für andere Flächen auszuschließen (§ 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB).

In dem Zusammenspiel der verschiedenen Vorschriften des § 35 BauGB ist angelegt, dass die Standortentscheidungen heute in aller Regel durch (raumordnungsrechtliche) Regionalpläne oder durch gemeindliche Flächennutzungspläne vorgezeichnet werden. Die bauplanungsrechtliche Privilegierung im Außenbereich spielt nur noch in denjenigen (Ausnahme-) Fällen eine Rolle, in denen es an planartigen Vorentscheidungen über die Standorte zur Ansiedlung von Windenergievorhaben fehlt.

Die zweite tragende Komponente des Zulassungssystems für Windenergieanlagen ist die eigentliche Anlagengenehmigung. Seit dem 1. Juli 2005 erfolgt die Zulassung ganz überwiegend auf Grundlage des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG). Nach der zu diesem Zeitpunkt in Kraft getretenen Änderung der für die verfahrensrechtliche Zuordnung maßgebenden Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) kommt es darauf an, ob die (einzelne) Windkraftanlage eine Gesamthöhe von mehr als 50 Metern aufweist oder nicht.¹⁶ Nur kleinere Anlagen unterfallen noch dem Baugenehmigungsrecht der Länder.

Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung ist grundsätzlich im vereinfachten Genehmigungsverfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung einzuholen. Etwas anderes gilt, wenn nach den Vorschriften des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchgeführt werden muss (vgl. § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 c) der 4. BImSchV). Davon ist stets auszugehen, wenn die „Windfarm“ (so der im UVPG verwendete Rechtsbegriff) 20 oder mehr Einzelanlagen aufweist. Bei Windfarmen mit sechs bis 19 Anlagen findet eine allgemeine Vorprüfung der UVP-Bedürftigkeit statt, bei drei bis fünf Anlagen eine standortbezogene Vorprüfung.¹⁷ Stellt sich im Rahmen der jeweiligen Vorprüfung heraus, dass eine UVP durchzuführen ist, so tritt auch hier anstelle des vereinfachten Verfahrens das reguläre immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung.

Zu den wichtigsten Charakteristika der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung gehört ihre Konzentrationswirkung (§ 13 BImSchG). Darunter ist zu verstehen, dass es für die Zulassung des Vorhabens grundsätzlich keiner weiteren behördlichen Zulassungsakte bzw. Zulassungsverfahren bedarf.¹⁸ Sofern das materielle Recht solche an sich für erforderlich hält (z.B. Baugenehmigungen, Befreiungen von Naturschutzvorschriften, forstrechtliche Rodungserlaubnisse), wird die Zulassung auch hierfür durch den immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbescheid ausgesprochen (oder versagt).¹⁹ Die in ihren Aufgabenbereichen berührten Behörden werden in das Verfahren über fachliche Stellungnahmen einbezogen (vgl. § 10 Abs. 5 BImSchG). Weitere Verwaltungsverfahren finden nicht statt.

¹⁶ Vgl. Art. 1 der Verordnung über die Änderung der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen und zur Änderung der Anlage 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung vom 20. Juni 2005, BGBl. I S. 1687.

¹⁷ Siehe das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG), Anlage 1 Nr. 1.6.1 bis 1.6.3.

¹⁸ Eingehend Jarass, BImSchG, § 13 Rdnr. 1 m.w.N.; Seibert, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht Bd. I, § 13 BImSchG Rdnr. 13 f. m.w.N.

¹⁹ Eine gewisse Einschränkung erfährt die immissionsschutzrechtliche Konzentrationswirkung dadurch, dass sie sich nicht auch auf wasserrechtliche Erlaubnisse und Bewilligungen erstreckt (vgl. § 13 BImSchG).

Durch die Konzentrationswirkung wird unter anderem auch die regionalplanerische bzw. bauplanungsrechtliche Vorentscheidung über die Zulässigkeit des Standorts für Windkraftanlagen mit dem Genehmigungsverfahren verknüpft. Das Vorhaben darf nur genehmigt werden, wenn es (auch) mit den bauplanungsrechtlichen Vorgaben im Einklang steht (§ 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG).²⁰ Eine zusätzliche Absicherung erfahren die planerischen Vorfestlegungen zur Standorteignung dadurch, dass die Genehmigung nur erteilt werden darf, wenn die Standortgemeinde ihre bauplanungsrechtliche Zustimmung erteilt hat (vgl. § 36 des Baugesetzbuches – BauGB). Die Vorschrift findet auch im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren Anwendung.²¹ Die Konzentrationswirkung des § 13 BImSchG bewirkt keinen Übergang der Kompetenz zur Entscheidung über das Einvernehmen auf die immissionsschutzrechtliche Genehmigungsbehörde.²² Die Gemeinde darf insoweit allerdings nur die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit des gewählten Standorts prüfen.²³ Eine darüber hinausgehende Mitentscheidungsbefugnis eröffnet sich ihr dadurch nicht.²⁴

Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 100 Metern bedürfen gemäß § 14 Abs. 1 des Luftverkehrsgesetzes (LuftVG) darüber hinaus einer – ebenfalls im Zuge des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens zu bearbeitenden – speziellen Zustimmung der zuständigen Luftfahrtbehörde im Hinblick auf Fragen der Sicherheit für die Luftfahrt. Die Luftfahrtbehörde hat die Zustimmung zu erteilen, wenn keine luftsicherheitsrechtlichen Bedenken bestehen. Insofern ist zu beachten, dass die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Luftfahrthindernisse)²⁵ bestimmte Kennzeichnungen für solche Anlagen verlangt.

Außerhalb der besonderen Zustimmungserfordernisse aus § 36 BauGB und § 14 LuftVG stehen den am Genehmigungsverfahren beteiligten sonstigen Behörden keine Mitentscheidungsbefugnisse zu. Die Letztentscheidungskompetenz liegt hinsichtlich der übrigen Rechtsbereiche (allein) bei der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbehörde, die sich im Zweifelsfall auch über die Stellungnahmen der anderen Behörden hinwegsetzen kann.

Materiellrechtlich von Bedeutung sind für die Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung im Übrigen insbesondere die Vorschriften des Immissionsschutzrechts zum Schutz der Allgemeinheit und der Nachbarschaft vor von den Anlagen ausgehenden Umweltwirkungen (z. B. zu Lärm- und Lichteinwirkungen), die in den Bauordnungen der Länder verankerten Vorgaben zur Sicherheit von Bauvorhaben (etwa zur Standsicherheit, zu Mindestabständen aus Sicherheitsgründen) sowie die Bestimmungen des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatSchG) sowie der Landesnaturschutzgesetze zum Schutz von Natur und Landschaft. Auch die Aussagen der insofern einschlägigen Rechtsvorschriften werden über die Konzentrationswirkung des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens mit in das Zulassungsverfahren einbezogen, ohne dass zusätzlich weitere eigenständige Verfahren durchgeführt werden müssten.

²⁰ Vgl. Jarass, BImSchG, § 6 Rdnr. 17 ff. m.w.N.

²¹ Vgl. Krautberger, in: Battis/Krautberger/Löhr, BauGB, § 36 Rdnr. 3 m.w.N.

²² Vgl. Seibert, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht Bd. I, § 13 BImSchG Rdnr. 109 m.w.N.

²³ BVerwG DÖV 1970, S. 349.

²⁴ Vgl. Krautberger, in: Battis/Krautberger/Löhr, BauGB, § 36 Rdnr. 6.

²⁵ Derzeit anwendbar in der Fassung vom 02.09.2004, BAnz. Nr. 168 vom 07.09.2004 S. 19937.

Im Hinblick auf das Naturschutzrecht finden auf die Außenbereichsvorhaben grundsätzlich die Vorschriften der Länder zur naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung Anwendung (vgl. § 18 BNatSchG). Das bedeutet, dass in der Regel eine Kompensation der mit dem Vorhaben verbundenen Eingriffswirkungen durch Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen, in einigen Ländern auch in Geld, erforderlich ist. Zumeist wird die Ansiedlung von Windkraftanlagen nach den allgemeinen Bestimmungen des Naturschutzrechts jedoch an sich möglich sein. Etwas anderes gilt, falls das Vorhaben mit einer speziellen Schutzvorschrift aus einer gebietsbezogenen Schutzverordnung (vgl. §§ 22 ff. BNatSchG) kollidiert oder in einem nach europäischem Recht als „faktisches Vogelschutzgebiet“ oder als „potenzielles FFH-Gebiet“ zu betrachtenden Gebiet liegt (ggf. auch in dessen relevanter Nähe).

2.3 Herausforderungen, Konfliktbereiche und Hemmnisse

2.3.1 Technische Entwicklungen und Herausforderungen

Die Entwicklung in den letzten Jahren ist stark von der Tendenz zum Bau größerer Anlagen geprägt. Der immense Zuwachs an installierter Leistung ist ganz wesentlich auf Fortschritte in der Bau- und Betriebstechnik zurückzuführen, die es erlauben, Anlagen mit größeren Bauhöhen und größeren Rotoren einzusetzen, die einen deutlich höheren Stromertrag erbringen.

Während Anfang der neunziger Jahre Windenergieanlagen mit einer Leistung von 300 kW, einem Rotordurchmesser von 30 m und Nabenhöhen bis 40 m am Markt zur Verfügung standen, existieren heute Prototypen von Windenergieanlagen der so genannten Multimegawatt-Klasse mit Rotordurchmessern bis 120 m und Nabenhöhen von über 120 m sowie einer Leistung bis 6000 kW.

Abbildung 3 verdeutlicht die Entwicklung der vergangenen Jahre:

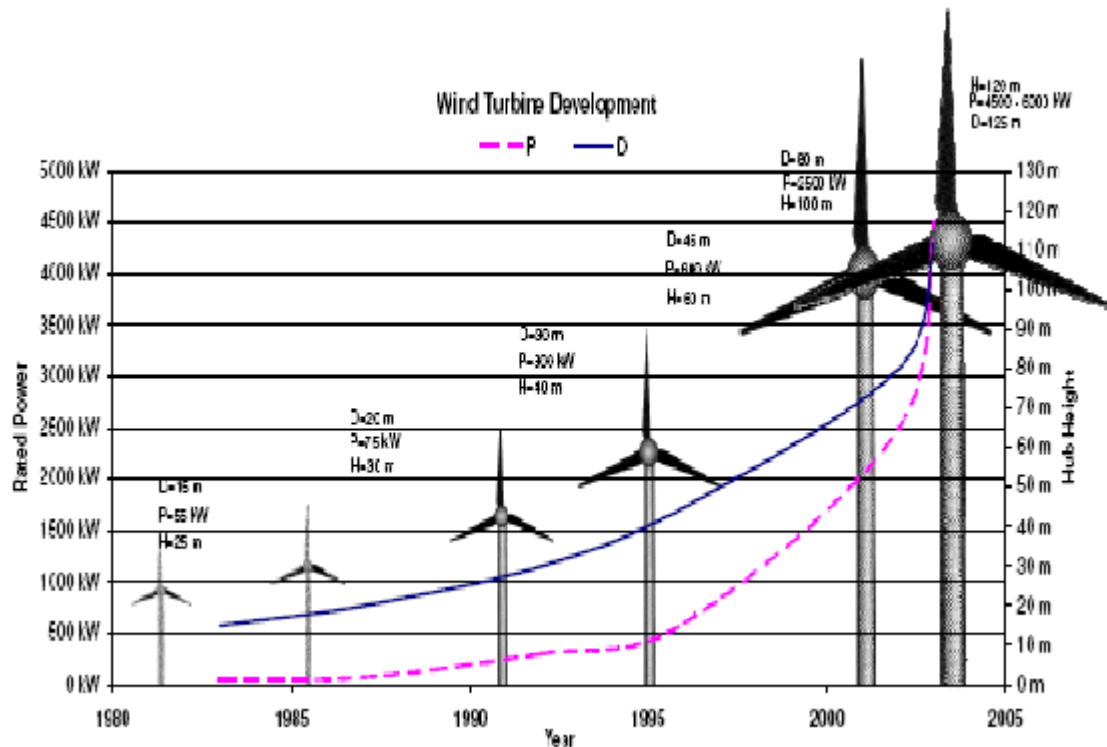


Abb. 3: Entwicklung der durchschnittlichen Nabenhöhe [H], der installierten Leistung [P] und des Rotordurchmessers [R] von Windenergieanlagen²⁶

Maßgebender Einflussfaktor des Stromertrags sind auf Basis der derzeit vorherrschenden technischen Grundtypen die Bauhöhe und der Rotordurchmesser. Zwischen den Anlagen der verschiedenen Hersteller bestehen insoweit eher graduelle Unterschiede. Die Entwicklung grundlegend neuer Bauarten und Betriebstechniken mit einem bei vergleichsweise niedriger Turmhöhe und geringerem Rotordurchmesser wesentlich höheren Stromertrag ist gegenwärtig nicht absehbar. Insofern ist ein bedeutender technologischer Forschungsbedarf zu konstatieren.

Die in den vergangenen Jahren zu beobachtende rasante Fortentwicklung der Anlagenleistung macht nicht nur den weiteren Ausbau der Windenergienutzung als solchen interessant, sondern insbesondere das Repowering: den Ersatz älterer, leistungsschwächerer Anlagen durch neue, moderne Anlagentypen mit größerer Leistung und deutlich größeren baulichen Maßen – was sich landschaftlich und städtebaulich als Herausforderung darstellt, zugleich aber bedeutende Chancen zur Verbesserung der landschaftlichen Gesamtsituation mit sich bringt (siehe hierzu unten, Kap. 2.4.2.1, 2.4.3.1 und 2.4.3.2).

Ein Repowering ist umso leichter umzusetzen, je älter die zu ersetzenden Altanlagen sind, da der Kompensationswert der alten Anlagen, der durch das neue Projekt erwirtschaftet werden muss, mit zunehmenden Anlagenalter immer geringer ausfällt. Auf Grund des mit höherem Alter anwachsenden Reparaturaufwands kann unter Berücksichtigung standortspezifisch unterschiedlicher Windbedingungen unter den durch das EEG geprägten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Durchschnitt davon ausgegangen werden, dass sich ein Repowering be-

²⁶ Deutsche WindGuard, eigene Darstellung nach BWE.

triebswirtschaftlich lohnt, wenn die zu ersetzenden Altanlagen eine Lebensdauer von ca. 12 Jahren erreicht haben.

Die folgende Abbildung präsentiert die Anzahl der in Deutschland errichteten WEA in Abhängigkeit von ihrer Betriebsdauer. Ende 1995 waren ca. 3540 WEA mit einer kumulierten Leistung von ca. 1.120 MW in Betrieb. Von daher kann angenommen werden, dass ein großer Teil dieser Anlagen heute schon interessant für das Repowering ist oder demnächst wird.

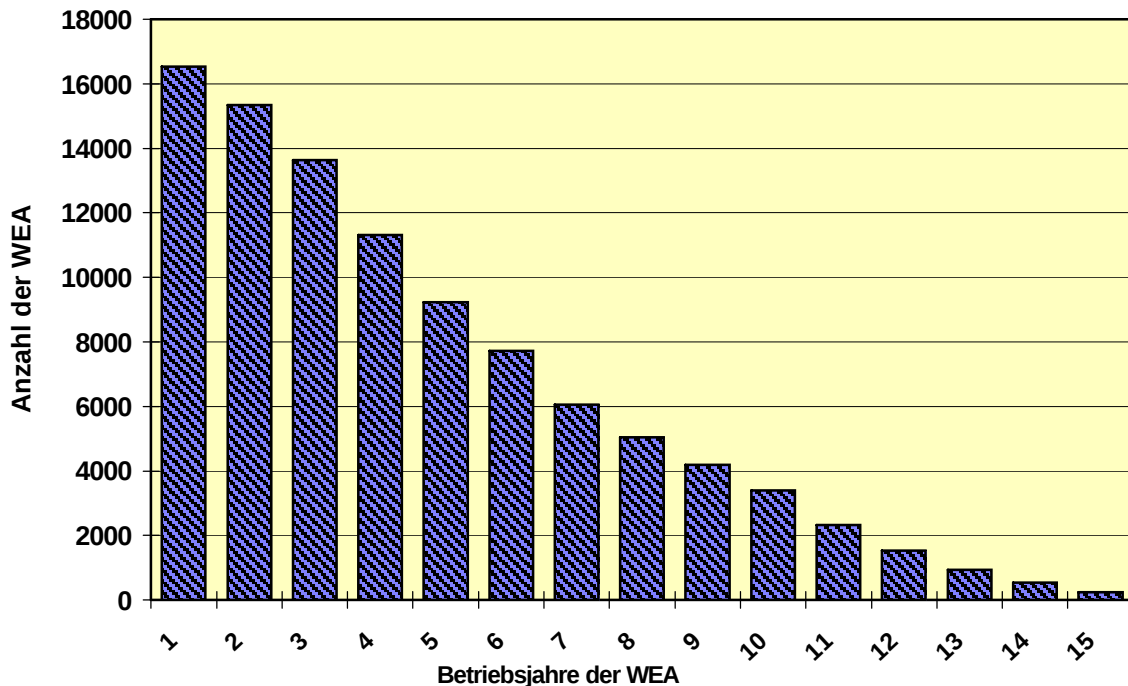


Abb. 4: Volle Betriebsjahre von in Deutschland errichteten WEA mit Stand zum 31.12.2006 (Quelle: Rehfeldt/Jansen/ Gerdes 2005; ergänzt/aktualisiert).²⁷

Trotz der durch das EEG im Jahr 2004 geschaffenen verbesserten Bedingungen zeichnet sich allerdings bislang kein umfängliches Interesse am Repowering ab. Eine systematische Auswertung auf verlässlicher Datenbasis ist zwar noch nicht erfolgt. Eine erste Vergleichsbetrachtung für die Jahre 2002 bis 2005 ergab jedoch das ernüchternde Resultat, dass Repowering-Projekte eher vereinzelt als in der größerer Anzahl realisiert werden.²⁸

Hintergrund dessen sind in erster Linie die sehr ungünstigen bauplanungsrechtlichen Bedingungen für die Errichtung von größeren Neuanlagen am Standort und in der Nähe der Altanlagen (siehe dazu auch unten, Kap. 2.3.5.2 sowie 2.3.5.4). Da grundsätzlich davon auszugehen ist, dass die Ersatzanlagen baurechtlich wie Neuanlagen zu behandeln sind, fehlt es an geeigneten Standorten. Besondere Schwierigkeiten bestehen dort, wo die Gemeinden bzw. die Zulassungsbehörden für die Repowering-typischen Großanlagen die Einhaltung weitreichender Abstandsforderungen verlangen und/oder Höhenbegrenzungen aufstellen, wie dies

²⁷ K. Rehfeldt; A. Jansen; G. Gerdes: Potenzialanalyse „Repowering in Deutschland“ - Endbericht, Hg.: Windenergieagentur Bremen/Bremerhaven, Februar 2005.

²⁸ Ender, C.: Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2005 -. Dewi-Magazin Nr. 28, Februar 2005, S. 10 ff.

namentlich durch einige Windkrafterlasse der Länder empfohlen wird (siehe dazu unten, Kap. 2.3.5.4 und 2.4.3.4).

Um die Bedeutung von Forderungen nach großzügig bemessenen Abständen zur Wohnbebauung ermessen zu können, führte die Deutsche WindGuard Beispielsberechnungen für die Auswirkungen verschiedener Abstandsforderungen auf die tatsächliche Flächenverfügbarkeit innerhalb der bestehenden Vorranggebiete des Landkreises Stade durch:

Windpark	Fläche 500 m Abstand zur Wohnbebauung	Fläche 1000 m Abstand zur Wohnbebauung	verbleibender Flächeanteil bei 1000 m Abstand
	[ha]	[ha]	[%]
Balje-Hörne	58,40	0,00	0,00
Wetterdeich	16,03	0,00	0,00
Oederquart	393,39	36,86	9,37
Drochtersen	83,09	29,80	35,86
Drochtersen Hüll	8,94	0,00	0,00
Stade Nord	25,36	0,00	0,00
Kuhla	18,61	0,00	0,00
Oldendorf	95,32	1,14	1,20
Brest	40,40	20,10	49,75
Kutenholz	182,30	171,90	94,30
Ottendorf	226,30	77,97	34,45
Ahrenswohlde	72,80	31,80	43,68
Apensen	246,70	184,10	74,63
Altes Land	90,40	87,10	96,35
Deinste	88,40	1,28	1,45
SUMME	1646,44	642,05	39,00

Tab. 2: Veränderungen der Flächengrößen der Vorranggebiete zur Nutzung der Windenergie des Landkreises Stade durch eine Abstandsempfehlung von 1000 Metern.²⁹

Die Berechnung vermittelt einen Eindruck davon, wie sehr in die Potenziale zur Realisierung leistungsstarker Anlagen durch pauschal festgelegte – also nicht durch die spezifische örtliche Situation gerechtfertigte – Abstandsforderungen eingegriffen würde. Durch Erhöhung der Abstandsforderung von 500 auf 1000 Meter reduzierte sich in den betrachteten Vorranggebieten die für die Windenergieanlagen real verfügbare Fläche auf unter 40 %. Vergleichbar einschneidende Wirkungen ergäben sich auch für Bauhöhenbegrenzungen. Bei einer Begrenzung auf 100 Meter Gesamthöhe ergäbe sich praktisch eine generelle Leistungsbegrenzung auf ca. 2 MW je Einzelanlage.³⁰

Würde den (rechtlich allerdings nicht verbindlichen – siehe dazu unten, Kap. 2.3.5.4) Empfehlungen einiger Bundesländer zur Forderung von Mindestabständen in der Größenordnung von 1000 oder gar 1500 Metern zur Wohnbebauung in der Praxis weitgehend gefolgt, so stünde deshalb zu befürchten, dass die von der Bundesregierung angestrebte Entwicklung einer umfassenden Repowering-Strategie mit dem Ziel einer wesentlichen Steigerung der insgesamt installierten Leistung wesentlich behindert, wenn nicht gar gänzlich unmöglich gemacht würde.

²⁹ Rehfeldt, K.; Wallasch, J. (Deutsche WindGuard): Auswirkungen neuer Abstandsempfehlungen auf das Potenzial des Repowering am Beispiel ausgesuchter Landkreise und Gemeinden. Hg. Windenergieagentur Bremen/Bremerhaven, November 2005, S. 27.

³⁰ Ebenda.

2.3.2 Natur- und Landschaftsschutz

2.3.2.1 Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes

Windenergieanlagen bewirken – wie andere größere bauliche Anlagen auch – spezifische Veränderungen im Landschaftsbild. Ungeachtet der individuellen ästhetischen Beurteilung kann nicht bestritten werden, dass sie einen erheblichen Eingriff in das vorgefundene Landschaftsbild darstellen. Je nach örtlicher Situation wird diese Einflusswirkung größer oder kleiner sein, in Einzelfällen sogar unter Umständen als eine Bereicherung empfunden werden können. Man wird insbesondere die größeren modernen Anlagen aber landschaftlich nicht „verstecken“ können. Deshalb ist es wichtig, ihre Standorte sorgsam auszuwählen und sie auch unter landschaftsästhetischen Gesichtspunkten baulich möglichst ansprechend zu gestalten.

Aus städtebaulicher und landschaftsästhetischer Sicht stellt es sich als ein bedeutsamer Missstand dar, dass der landschaftliche Eindruck in vielen Gegenden noch immer stark durch verstreut errichtete Windkraftanlagen beeinträchtigt ist, deren Ansiedlung nicht in einem planvollen gebietsbezogenen Programm erfolgte. Praktisch betrifft das ganz überwiegend in den 1990er Jahren errichtete kleinere Anlagen, die für die angestrebte nachhaltige Energiewirtschaft und die sichere Energieversorgung verhältnismäßig geringfügige Beiträge leisten, von denen auf der anderen Seite aber oft nicht unerhebliche Störwirkungen auf das Landschaftsbild und die Nachbarschaft mit entsprechend negativen Folgen für die Akzeptanz der Windenergie insgesamt ausgehen.

Zwar sind die Gemeinden (als Träger der örtlichen Bauleitplanung) bzw. die regionalen Planungsbehörden (als Träger der Regionalplanung) auf Grundlage der Bestimmungen des § 35 BauGB mehr und mehr dazu übergegangen, spezielle Vorrang- oder Eignungsgebiete für Windenergieanlagen auszuweisen und neue Anlagen dadurch auf bestimmte geeignete Gebiete zu konzentrieren. Praktisch ist diese Verbesserung aber in vielen Regionen kaum wahrnehmbar, weil es noch immer eine Vielzahl von verstreut liegenden Einzelanlagen gibt, auf deren Existenz die geänderten Planungsbestimmungen für neue Anlagen ohne Einfluss geblieben sind. Dieser Missstand wirkt sich auch auf das Image der Windenergie negativ aus (Schlagwort: „Verspargelung der Landschaft“).

Die Problemdimension lässt sich schlaglichtartig – wenn auch mangels repräsentativen quantitativen Vergleichs nicht exemplarisch – durch die nachfolgende Abbildung ermessen, in der die derzeitige Standortverteilung der Windkraftanlagen im Kreis Wangerland kartiert ist:

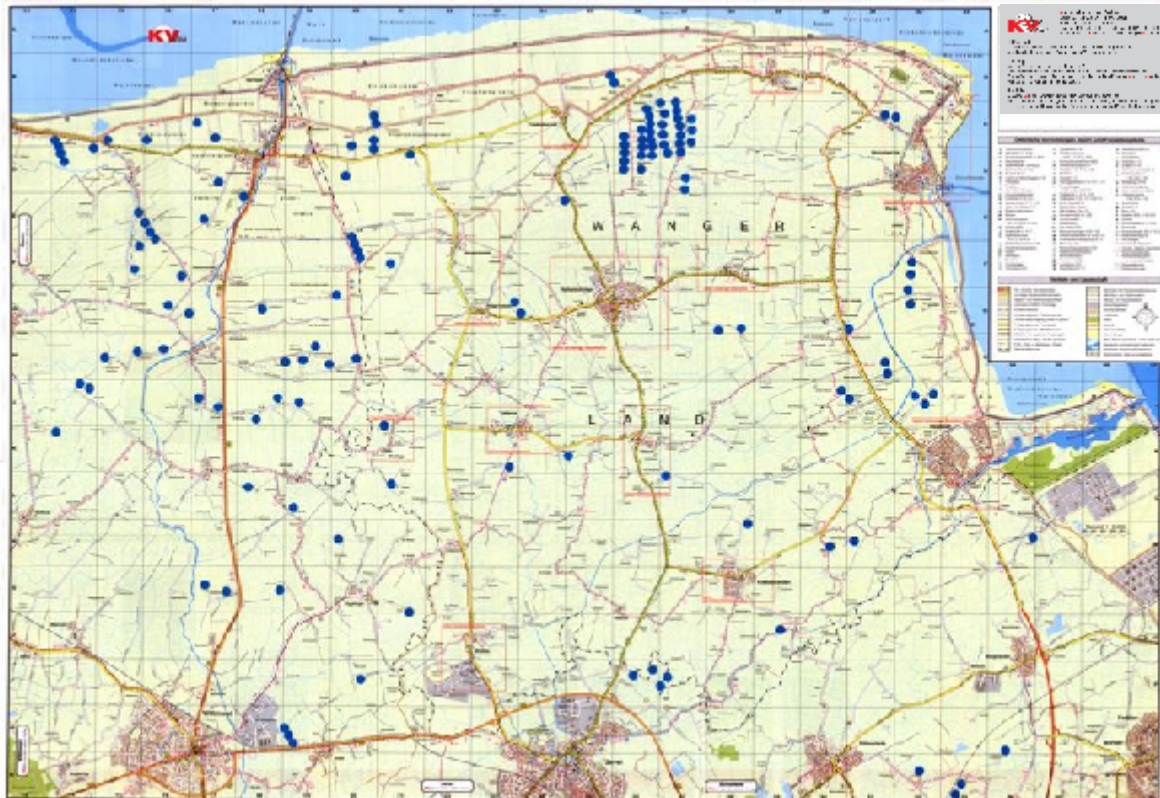


Abb. 5: Standorte von Windenergieanlagen im Kreis Wangerland (Stand 2005); eigene Darstellung (Buchholz) auf Kartengrundlage des KommunalVerlages Hans Tacke (KV-Verlag ©)³¹.

Die Karte veranschaulicht (trotz ihrer der starken Verkleinerung geschuldeten Undeutlichkeit) neben der Streulage als solcher, dass sich der Eindruck eines „flächendeckenden Überall“ von Windenergieanlagen deutlich relativieren lässt, wenn es gelingt, die vorhandenen Anlagen zugunsten der Errichtung neuer Anlagen in konzentrierten Gebieten abzubauen. Da es sich überwiegend um leistungsschwächere Anlagen aus den 1990er Jahren handelt, ließe sich damit im Rahmen des Repowering zugleich ein bedeutender Zuwachs an Stromerzeugungsleistung verbinden, allerdings zu dem „Preis“ der Errichtung höherer Anlagen. Städtebaulich kann sich dieser „Preis“ in manchen Einzelfällen sicher als zu hoch darstellen. In aller Regel dürfte aber von der Korrektur des Eindrucks flächendeckender Landschaftsbelastung eine wesentlich stärkere positive Wirkung ausgehen. Dies auf den konkreten Fall hin abwägend zu beurteilen, wäre gegebenenfalls Aufgabe der zuständigen Planungsträger auf gemeindlicher oder regionaler Ebene, die es damit auch in der Hand hätten, abgestufte Konzepte zu realisieren (indem sie beispielsweise in der Bauleitplanung – sofern für erforderlich erachtet – Höhenbeschränkungen aussprechen oder Spezifizierungen im Hinblick auf die Abstände festlegen können).

³¹ © KommunalVerlag Hans Tacke (Hrsg.): KV-Plan "Wangerland" (1 : 25.000), 3. Auflage, Essen 2005, ISBN 3-89641-169-1.

2.3.2.2 Beeinträchtigungswirkungen auf Vögel und Fledermäuse

Mit dem Ausbau der Windenergienutzung an Land sind vielfältige Eingriffe in Natur und Landschaft verbunden. Während der direkte Flächenbedarf durch die überbaute Fläche und den mit der Errichtung von Windparks verbundenen Wegebau meist gering ist und als ausreichend geregelt angesehen werden kann, ist die Wirkung auf Vögel und Fledermäuse häufig Gegenstand kontroverser Diskussionen. Als Konflikte mit der Windenergie stehen die Störwirkung auf Brut- und Rastvögel, sowie Kollisionen von Vögeln und Fledermäusen im Vordergrund.

Die Störwirkung auf Brutvögel ist in den weitaus meisten Fällen als gering einzustufen. Bei Rastvögeln ist eine Störwirkung dagegen für einige Arten abgesichert. Die höchsten Störwirkungen reichen bis etwa 600 m Entfernung. Die durch die Störwirkung entstehenden Konflikte sind lokal begrenzt und können bei der weiteren Planung der Windenergie einfach berücksichtigt werden.

Die Kollisionsrate von Vögeln an Windenergieanlagen ist in der Regel gering und liegt bei einzelnen Vögeln pro Anlage und Jahr, der Mittelwert nach 31 europäischen Studien liegt bei 9 Vögeln pro Anlage und Jahr. Kollisionen von Vögeln mit Windkraftanlagen sind für die meisten Arten zahlenmäßig unbedeutend im Vergleich zu anderen anthropogenen Todesursachen, wie dem Anflug an Gebäude, Straßenverkehr oder Anflügen an Freileitungen. Die bisher vorliegenden Untersuchungen weisen darauf hin, dass ein hoher Anteil der Kollisionsoffer auf Brut- und Rastvögeln entfällt, die in den Windparks selbst vorkommen, wogegen der Anteil von Zugvögeln, insbesondere Nachtziehern, gering ist. Der Anteil von Greifvögeln bei den Kollisionsoffern ist als hoch zu bewerten, was im Einklang mit Untersuchungen in anderen Ländern steht (siehe unten, *Abb. 1, Tab. 3*). Eine akute Gefährdung von Beständen ist derzeit nicht erkennbar, jedoch werden weitergehende Untersuchungen an den bedrohten Arten Rotmilan, Seeadler und Wiesenweihe empfohlen, um weitere Konflikte zu vermeiden. Die Untersuchungen weisen zugleich auf einen hohen Anteil von Möwen und Watvögeln bei Kollisionsoffern im Küstenbereich hin. Bei den Watvögeln ist der Goldregenpfeifer besonders zu beachten, da es sich um eine geschützte Art handelt, deren Rastgebiete sich weitgehend mit Schwerpunkten der Windenergienutzung decken. Bezüglich möglicher Kollisionen im nächtlichen Vogelzug ist eine abschließende Bewertung nicht möglich, da die Kollisionsrate vermutlich sehr variabel ist und in Abhängigkeit von den Wetterbedingungen zu den Zugzeiten schwankt.

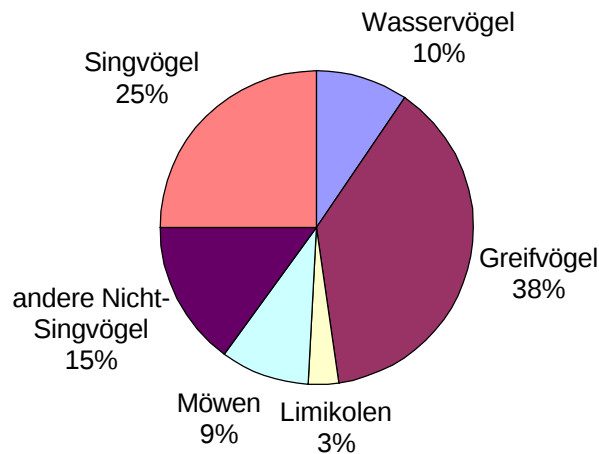


Abb. 6: Verteilung der Kollisionsoffer an Windenergieanlagen in Deutschland auf Artengruppen. Quelle: Zentrale Funddatei der Staatlichen Vogelschutzwarte Brandenburg. (N = 546).

Rotmilan	78
Mäusebussard	69
Seeadler	25
Feldlerche	24
Lachmöwe	20
Turmfalke	18
Mauersegler	18
Haustaube	17
Star	17
Ringeltaube	16
Silbermöwe	15
Stockente	13
Sturmmöwe	13
Grauammer	13
Kolkrabe	11
Höckerschwan	10
Goldregenpfeifer	10

Tab. 3: Rangliste der häufigsten Kollisionsoffern an Windenergieanlagen in Deutschland. Angegeben ist die Anzahl der bisherigen Funde je Art. Quelle: Zentrale Funddatei der Staatlichen Vogelschutzwarte Brandenburg. Stand: November 2006.

Ein Zusammenhang mit den Dimensionen der Anlagen und dem Kollisionsrisiko ist nicht abgesichert, aber als wahrscheinlich anzunehmen. Mit zunehmender Höhe der Anlagen steigt die Störwirkung auf empfindliche Rastvögel an, bezüglich des Kollisionsrisikos gibt es keine Hinweise auf einen Einfluss der Anlagenhöhe. Es wird in Übereinstimmung mit weiteren Studien angenommen, dass die Wirkung von Windenergieanlagen auf Vögel sinkt, wenn bestehende kleine Anlagen durch eine geringere Anzahl großer ersetzt werden.

Die Kollisionsrate von Fledermäusen an Windenergieanlagen scheint nach Studien in den USA und dem europäischen Ausland in ähnlichen Größenordnungen wie die Kollisionsraten von Vögeln zu liegen. Die meisten Studien ergaben nur wenige Kollisionen pro Anlage und Jahr, der Mittelwert der wenigen systematischen Erfassungen liegt bei 14 Kollisionsopfern pro Anlage und Jahr. Neuere Untersuchungen in Deutschland ergaben jedoch teilweise sehr hohe Anzahlen von Kollisionen bei Anlagen in Waldstandorten und in der Nähe von Gehölsen. Eine abschließende Bewertung ist derzeit nicht möglich, da es sehr schwierig ist, die Kollisionen von Fledermäusen in Bezug zur Höhe der betroffenen Bestände zu setzen. In welchem Maß ein Bezug zwischen der Kollisionsrate von Fledermäusen und den Dimensionen der Anlagen besteht, ist nicht bekannt. Die bisherigen Untersuchungen weisen auf eine deutliche Häufung der Kollisionen im Spätsommer hin (vgl. Abb. 8), was mit der dann hohen Flugaktivität sowohl von Insekten wie auch von Fledermäusen übereinstimmt. Die Ergebnisse lassen den kritischen Zeitraum, in dem ggf. Vorsorgemaßnahmen ergriffen werden müssen, recht gut eingrenzen. Es werden jedoch weitere Untersuchungen insbesondere während des Frühjahrszugs empfohlen, um die Aussagekraft der bisherigen Ergebnisse zu überprüfen.

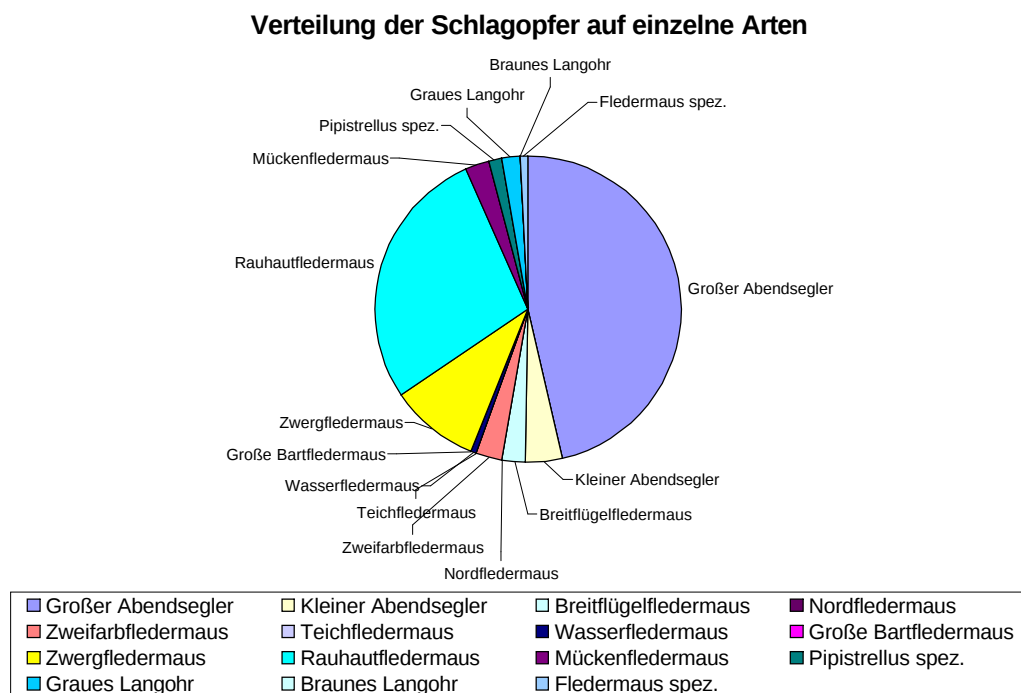


Abb. 7: Artenzusammensetzung der Fledermaus-Kollisionsopfer in Deutschland (n=552). (Quelle: Zentrale Funddatei der Staatlichen Vogelschutzwarte Brandenburg).

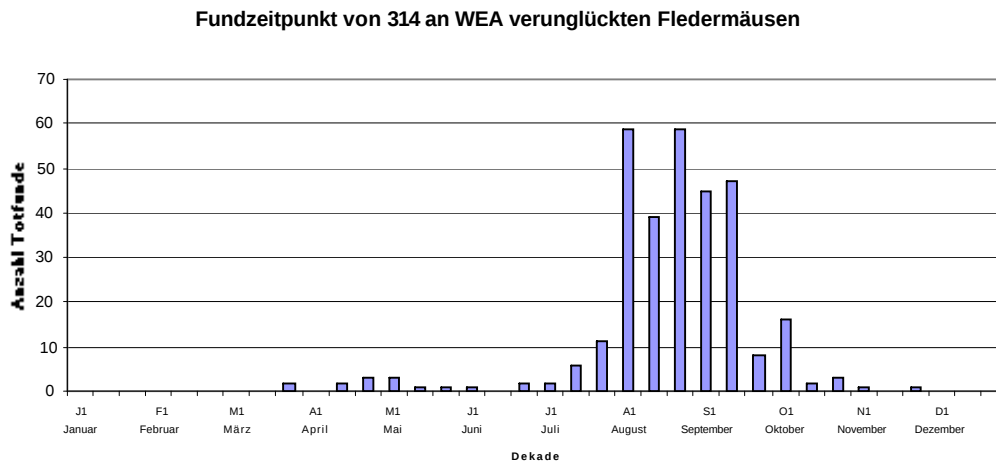


Abb. 8: Zeitlicher Verlauf der Funde von Fledermäusen als Kollisionsoptern an Windenergieanlagen (Quelle: Zentrale Funddatei der Staatlichen Vogelschutzwarte Brandenburg).

2.3.3 Immissionsschutz- und Nachbarinteressen, Akzeptanz

Auf der lokalen Ebene stehen Windenergieanlagen häufig im Widerstreit der Interessen:

- Auf der einen Seite besteht oft ein relativ großes Interesse der Gemeinden an der Ansiedlung von Windparkprojekten. In unterschiedlichem Umfang beruft man sich insoweit auf gemeindewirtschaftliche Motive (Erwartung von Gewerbesteuerereinnahmen), auf regionalwirtschaftliche Gründe (Schaffung von Arbeitsplätzen auf regionaler Ebene) oder auf übergeordnete umwelt- und energiepolitische Erwägungen (Klimaschutz, Versorgungssicherheit).
- Auf der anderen Seite begegnen die Projekte in der unmittelbaren Nachbarschaft zum Teil einer kritischen bis ablehnenden Haltung in der Bevölkerung. Im Mittelpunkt der Kritik stehen neben landschaftsästhetischen Gesichtspunkten insbesondere die im Nahbereich der Anlagen befürchteten Immissionen in Form von Schalleinwirkungen (Schlagen der Rotorblätter, in geringerem Umfang sonstige Geräusche) sowie von als unangenehm empfundenen Lichteinwirkungen (Schattenwurf im Rhythmus der Rotoren, abendliche und nächtliche Warnbeleuchtung).

Den Untersuchungen von Meinungsforschungsinstituten lässt sich eine überwiegend positive Haltung in der Bevölkerung gegenüber der Windenergienutzung entnehmen.³² In einer Untersuchung des Instituts *Forsa* aus dem Jahr 2004 sprachen sich rund 66 % der Befragten für eine weitere Förderung der Windenergie aus. Etwas schwächer fiel die Zustimmung in den neuen Bundesländern aus (59 % gegenüber 68 % in den alten Bundesländern). Sehr groß war die Zustimmung in der Gruppe der Befragten mit einem Lebensalter von unter 30 Jahren

³² Vgl. Institut Demoskopie Allensbach: „Umwelt 2004 – Repräsentative Bevölkerungsumfragen zur Umweltsituation heute sowie zu ausgewählten Fragen der Umwelt- und Energiepolitik“, S. 50 ff.; sowie FORSA (Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen): „Meinungen zur Windenergie“, 2004 S. 1 ff.

(83 %). Auch unter den über 60-jährigen Befragten ergab sich noch eine 60-prozentige Zustimmungquote. Nur unwesentlich geringer war erstaunlicherweise die Zustimmung hinsichtlich der Errichtung von Windenergieanlagen in der eigenen Region der Befragten. Im Durchschnitt sprachen sich immerhin noch 60 % der Befragten befürwortend aus. Erneut fiel die Zustimmung in den neuen Bundesländern kleiner aus (52 %). Allerdings ergab sich unter den älteren Befragten (mehr als 60 Jahre) eine nur noch zu 42 % positive Einstellung.³³

Die Zahlen dürften jedoch die Situation in der unmittelbaren Nähe von Windparkprojekten (vor allem auch in der Vorphase der Errichtung) nicht adäquat widerspiegeln. Die Zahl der unmittelbar Betroffenen ist sehr klein und dürfte sich selbst bei regional angelegten Befragungen kaum signifikant auswirken. Von daher relativiert sich die Aussagekraft derartiger Umfrageergebnisse auf der lokalen Ebene. Sie können nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Kritik in der Bevölkerung vor Ort und in der lokalen bzw. regionalen Politik – wie sich auch an den zahlreichen sog. Verhinderungsplanungen zeigt (dazu sogleich) – häufig überwiegt.

2.3.4 „Verhinderungsplanungen“

Der Umgang mit dem 1998 für Windenergieanlagen geschaffenen bauplanungsrechtlichen Förderinstrumentarium gestaltet sich nicht immer konfliktfrei und reibungslos. Es treten immer wieder – zum Teil auch regional gehäuft – Fälle auf, in denen Planungsträger versuchen, die gesetzlichen Intentionen zur Erleichterung der Ansiedlung von Windenergieanlagen gezielt zu unterlaufen, indem sie entweder nur zum Schein Absichten einer umfassenden Planung von Vorrang- und Eignungsflächen bekunden oder bewusst keine, unzureichende oder der Sache nach ungeeignete Flächen ausweisen (sog. Verhinderungsplanungen).³⁴

Entscheidender Ansatzpunkt für „Verhinderungsplanungen“ ist die an sich der positiven Standortsteuerung dienende Bestimmung des § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB, nach der die Privilegierung im Außenbereich in der Regel entfällt, wenn im Flächennutzungsplan oder in einem regionalen Raumordnungsplan bestimmte Flächen für Windenergieanlagen mit Ausschlusswirkung für andere Standorte ausgewiesen worden sind. Auf Grund des den Planungsträgern zustehenden erheblichen Beurteilungs- und Gestaltungsspielraumes ergibt sich ein relativ großer und nur schwer kontrollierbarer Handlungsspielraum für die Aufnahme von Planungen, mit denen in Wahrheit nicht die Förderung, sondern die Verhinderung der Ansiedlung von Windenergieanlagen bezweckt wird.

Inzwischen wurde durch das Bundesverwaltungsgericht (BVerwG) geklärt, dass § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB keinen Raum für derartige „Verhinderungsplanungen“ lässt. Ausdrücklich hat das BVerwG in einer Grundsatzentscheidung aus dem Jahr 2002 festgehalten, dass es den Gemeinden verwehrt ist, für Windkraftanlagen „das gesamte Gemeindegebiet (...) zu sperren“ oder diese „durch die Darstellung von Flächen, die für die vorgesehene Nutzung objektiv ungeeignet sind oder sich in einer Alibifunktion erschöpfen (...) unter dem Deckmantel der Steuerung in Wahrheit zu verhindern“.³⁵ Auch in der Regionalplanung gilt Entsprechendes. Der

³³ FORSA, a.a.O. S. 1 ff.

³⁴ Eingehend zur Problematik Klinski, Überblick über die Zulassung von EE-Anlagen, S. 35.

³⁵ BVerwG, Urt. v. 17.12. 2002 (4 C 15.01), NVwZ 2003, S. 733, 735; vgl. dazu die eingehende Überblicksdarstellung mit Stand der Rechtsprechung bis 2006 durch Wustlich, ZUR 2007, S. 16 ff.;

jeweilige Plangeber ist rechtlich nicht darin frei, seine Planung so auszugestalten, dass das gesetzliche Förderungsziel unterlaufen wird (etwa durch weitreichende Ausweisung von sog. Tabuzonen in an sich städtebaulich in Betracht kommenden Gebieten), sondern „muss die Entscheidung des Gesetzgebers, Windenergieanlagen im Außenbereich zu privilegieren, beachten und für die Windenergienutzung im Plangebiet in substantieller Weise Raum schaffen“³⁶. Im Unterschied zur Flächennutzungsplanung ist der Plangeber bei Regionalplänen allerdings nicht grundsätzlich daran gehindert, die Errichtung von Windenergieanlagen für einzelne Gemeinden vollständig auszuschließen.³⁷

Ein relativ großes Problem kann sich für die Praxis aus der Frage ergeben, ob bzw. inwieweit eine Planung zur unzulässigen Verhinderungsplanung wird, wenn Eignungs- und Vorranggebiete in Schutzgebieten (Natur- oder Landschaftsschutzgebieten) vorgesehen werden. Die Rechtsprechung sieht hier die Grenze zur Verhinderungsplanung erst überschritten, wenn Flächen als Vorrang- oder Eignungsgebiete für Windenergieanlagen ausgewiesen werden, in denen eine Genehmigung für Windenergieanlagen rechtlich von vornherein ausgeschlossen ist.³⁸ Dieser Ansatz greift jedoch meist ins Leere, wie auch der Fall zeigt, der zu der eben zitierten Grundsatzentscheidung des BVerwG geführt hat: Hier war es rechtlich – über eine Befreiungsmöglichkeit – nicht von vornherein ausgeschlossen, dass Windenergieanlagen in dem streitbefindlichen Gebiet hätten errichtet werden können, und auch die für die Befreiung zuständige Naturschutzbehörde hatte im Gerichtsverfahren ihre Bereitschaft zur Befreiung bekundet. Nach Abschluss des Verfahrens verweigerte sie jedoch die Befreiung.³⁹

In der Übergangszeit der Privilegierungsregelung bis Ende 1998 war es den Gemeinden ausdrücklich gestattet, einzelne Antragsverfahren für Windenergievorhaben bereits aussetzen, wenn sie lediglich einen Beschluss gefasst hatten, einen diesbezüglichen Plan aufzustellen und die Festlegung von Konzentrationszonen zu prüfen (vgl. § 245b BauGB 1998). Die Lage hatte sich zwischenzeitlich dann etwas entschärft, weil die Übergangsbestimmung des § 245b BauGB Ende 1998 auslief. In der Folgezeit war jedoch auch zu beobachten, dass einzelne Gemeinden dazu übergingen, eine vergleichbare Aussetzungswirkung zu erlangen, indem sie dazu Beschlüsse zur Aufstellung von Bebauungsplänen im Außenbereich fassten und zur Verhinderung von Windenergieanlagen sogleich hierauf bezogene Veränderungssperren (§ 14 BauGB) erließen, ohne hierbei ausreichend tragfähige positive Planungsziele zu verfolgen. Derartigen Versuchen tritt die Rechtsprechung des BVerwG allerdings ebenfalls entgegen.⁴⁰

mit Auswertung der Rechtsprechung bis Anfang 2004 durch Stürer/Stürer, NuR 2004, S. 341 ff; ferner die Auseinandersetzung mit den Konsequenzen bei von Nicolai, ZUR 2004, S. 74 ff.; die Rechtsprechung zieht hieraus in Einzelfällen zum Teil unterschiedlich akzentuierte Konsequenzen – vgl. insb. OVG Bautzen, Urte. v. 07.04.2005, ZNER 2005, S. 183; VGH Mannheim, Urte. v. 09.06.2005, ZUR 2006, S. 152; VGH München, Urte. v. 02.12.2005, ZNER 2006, S. 93 (Ls.); OVG NW, Urte. v. 28.01.2005, ZNER 2005, S. 100 (Ls.).

³⁶ BVerwG, Urteile v. 13.03.2003 (4 C 03.02 sowie 4 C 04.02), ZNER 2003, S. 241.

³⁷ Vgl. BVerwG, Urte. v. 13.03.2003 (4 C 04.02), ZNER 2003, S. 241 (Ls.).

³⁸ So bereits BVerwG, Urte. v. 17.12.2002, NVwZ 2003, S. 733, 735.

³⁹ Siehe zum Ganzen Wustlich, ZUR 2007, S. 16 ff..

⁴⁰ Vgl. BVerwG, Urteile v. 19.02.2004 in den Sachen 4 CN 13.03, NVwZ 2004, S. 984 und 4 CN 16.03, NVwZ 2004, S. 858.

Die Rechtsprechung des BVerwG zur Rechtswidrigkeit von „Verhinderungsplanungen“ spricht zwar für sich genommen eine recht klare Sprache. Im Einzelfall ist aber schwer fassbar, wo die konkrete Grenze zwischen einer nicht mehr zulässigen „Verhinderungsplanung“ und einer noch zulässigen Planung besteht, nach der in der konkreten örtlichen Situation aus belastbaren städtebaulichen Gründen anderen Belangen der Vorrang eingeräumt wird. Die Rechtsprechung des BVerwG bleibt insofern recht vage, als das Gericht zugleich (aus dem Kontext des Städtebaurechts heraus konsequent) betont, den Zielen der Förderung der Windenergie komme kein Vorrang gegenüber anderen städtebaulich erheblichen Zielen der Gemeinde zu.⁴¹

Den Investoren nützt im Übrigen der Verweis auf den möglichen Rechtsweg wenig, wenn die Verhinderungsintentionen bereits unbeanstandet „in Planform gegossen“ wurden. Denn von diesem Zeitpunkt an wird den potenziellen Investoren durch ein fertiges Planwerk signalisiert, dass die betreffenden Vorhaben allenfalls unter Inkaufnahme erheblicher Rechtsunsicherheiten begonnen werden können. Die Investoren werden die problembehafteten Flächen also tunlichst meiden. Auf die Durchsetzung des objektiven Rechts in üblicherweise recht langwierigen (mehrjährigen) Rechtsschutzverfahren werden sie sich oft nicht einlassen.⁴² Die Plangeber haben also – ungeachtet der objektiven Rechtswidrigkeit ihrer Planung – praktisch erreicht, was sie wollten.⁴³

2.3.5 Rechtliche Problemstellungen

2.3.5.1 Überblick

Als strategisch bedeutsame Herausforderungen für die Fortentwicklung des rechtlichen Instrumentariums lassen sich auf Grundlage der vorliegenden Erkenntnisse folgende Aufgaben- und Problemstellungen betrachten:

1. die Schaffung eines geeigneten rechtlichen Rahmens, um Windenergieanlagen, die sich in **ungeordneter Streulage** über die Landschaft verteilen und an ihren Standorten als städtebaulicher Störfaktor wirken, von dort wieder entfernen zu können,
2. die planungsrechtliche Flankierung und Steuerung der im EEG angelegten Strategie des **Repowering**,
3. die Schaffung rechtsverbindlicher Maßstäbe für die Bewältigung von Fragender **Emissionsminderung** und des **Immissionsschutzes**,
4. die Beseitigung unangemessener Hemmnisse durch überzogene Abstandsforderungen aus sog. **Windkrafterlassen** einiger Bundesländer,

⁴¹ BVerwG, Urt. v. 17.12.2002, NVwZ 2003, S. 733, 735.

⁴² Immerhin hat das BVerwG zwischenzeitlich den Weg dafür aufgezeigt, gegen Festsetzungen in Regional- und Flächennutzungsplan mit Normenkontrollanträgen unmittelbar gerichtlich vorzugehen. Vgl. Vgl. BVerwG, NVwZ 2004, S. 614, 616 f.; NVwZ 2004, S. 858; NVwZ 2004, S. 984.; instruktiv zum Ganzen Kment, in: NVwZ 2003, S. 1047 ff.

⁴³ Kritisch Klinski, Überblick über die Zulassung von EE-Anlagen, S. 37.

5. die Eindämmung gemeindlicher und regionaler „Verhinderungsplanungen“ (siehe dazu bereits oben, Kap. 2.3.4),
6. und die umfassendere Inanspruchnahme bisher ungenutzter Flächenpotenziale (siehe dazu unten, Kap. 2.4.2.2).

Die ersten vier Gesichtspunkte sollen im Folgenden aus rechtlicher Sicht etwas näher beleuchtet werden (siehe Kap. 2.3.5.2 bis 2.3.5.4).

Ergänzend ist zu betonen, dass die fachlichen Untersuchungen keinen grundlegenden Änderungsbedarf der Vorgaben zum **Natur- und Landschaftsschutz** erkennen lassen. Die Belange des Natur- und Landschaftsschutzes kommen innerhalb des Systems der Planung und Zulassung von Windkraftanlagen grundsätzlich gut zum Tragen (siehe zu diesem System oben, unter 2.2). Die Handhabung in der Praxis mag an der einen oder anderen Stelle Probleme aufwerfen oder Konfliktstoff bergen. Es ist jedoch nicht ersichtlich, dass den Belangen des Natur- und Landschaftsschutzes im Planungs- und Zulassungsrecht für Windenergieanlagen *allgemein* ein zu geringes (oder umgekehrt ein zu großes) Gewicht beigemessen würde. Anzusprechen sind die Belange des Natur- und Landschaftsschutzes daher lediglich im Zusammenhang mit den hierauf bezogenen Aussagen der Windenergieerlasse.

Keine besondere Bedeutung wird im vorliegenden Bericht des Weiteren den **verfahrensrechtlichen Problemen** im Zusammenhang mit der Zulassung von Windenergieanlagen beigemessen. In der Genehmigungspraxis der vergangenen Jahre spielte insbesondere eine Frage verfahrensrechtlicher Natur lange Zeit eine entscheidende Rolle: Die maßgebenden immissionsschutzrechtlichen Vorschriften zur Zuordnung von Windenergievorhaben zum immissionsschutzrechtlichen oder zum baurechtlichen Genehmigungsverfahren wurden in der Praxis uneinheitlich interpretiert. Bis 2004 war es in den meisten Bundesländern weithin üblich, in einem räumlichen Zusammenhang mit anderen Anlagen betriebene Einzelanlagen verfahrensrechtlich als eigenständige Anlagen zu behandeln, wenn sie durch unterschiedliche Rechtspersonen errichtet bzw. betrieben werden sollten. Diese behördliche Vorgehensweise, die einen Anreiz bot, wirtschaftlich im Zusammenhang geplante Windparks eigentumsrechtlich in Einzelanlagen aufzuspalten, um so die Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) oder einer Vorprüfung zur UVP-Bedürftigkeit zu umgehen, wurde jedoch 2004 durch das Bundesverwaltungsgericht für rechtswidrig erklärt.⁴⁴

Hierauf wurde Mitte 2005 auf der Ebene der Rechtsvorschriften mit einer Änderung der verfahrensrechtlichen Zuordnung reagiert, so dass nunmehr sämtliche (Einzel-) Anlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 Metern stets immissionsschutzrechtlich genehmigt werden müssen.⁴⁵ Hinsichtlich der UVP-Verpflichtungen ist nunmehr vorgesehen, dass stets eine UVP durchzuführen ist, wenn die Anlage räumlich als Teil einer „Windfarm“ (so der dort verwandte Rechtsbegriff) mit 20 oder mehr Einzelanlagen zu betrachten ist. Bei Windfarmen mit sechs bis 19 Anlagen findet eine allgemeine Vorprüfung der UVP-Bedürftigkeit statt, bei drei bis fünf Anlagen eine standortbezogene Vorprüfung.⁴⁶ Aus dem Blickwinkel des Forschungsvorhabens sind diese Änderungen ohne Abstriche zu begrüßen, weil sie einerseits sicherstel-

⁴⁴ BVerwG, Urt. vom 30.06.2004 – 4 C 9.03 –, NVwZ 2004, 1235 (1235 f.).

⁴⁵ BGBl. I S. 1687. Eingehend zum Ganzen Wustlich, NVwZ 2005, S. 996 ff.

⁴⁶ Siehe das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG), Anlage 1 Nr. 1.6.1 bis 1.6.3.

len, dass die Behörden bundesweit einheitlich verfahren, und andererseits dazu führen, dass für (größenmäßig relevante) Windparks in jedem Falle zumindest vorab überprüft wird, ob und inwieweit im konkreten Einzelfall eine umfassende Umweltverträglichkeitsprüfung geboten ist. Die eingetretenen rechtlichen Änderungen werden von daher als ausgewogene Lösung hinsichtlich der Umweltverträglichkeitsprüfung betrachtet, so dass sich eine weitergehende Auseinandersetzung mit der verfahrensrechtlichen Zuordnung von Windenergieanlagen im Rahmen des vorliegenden Forschungsvorhabens erübrigt.

Seitens der Projektierer und Betreiber bieten auch einzelne andere verfahrensrechtliche Fragen zur Zulassung von Windenergieanlagen gelegentlich Anlass zur Kritik, vor allem was die **Dauer der Genehmigungsverfahren** betrifft. Die immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren zeichnen sich dadurch aus, dass es zu einer umfassenden Beteiligung anderer Behörden, im Falle einer UVP-Pflicht auch zu einer Öffentlichkeitsbeteiligung kommt. Wenngleich es in der Praxis vorkommen kann, dass sich die Zulassungsverfahren deshalb in die Länge ziehen oder wegen ihrer Komplexität dazu benutzt werden können, Verhinderungs- oder Verzögerungstaktiken aufzubauen, sehen die Verfasser keinen Anlass, generell einen Wechsel zu wesentlich anders gestalteten Genehmigungsverfahren zu befürworten. Die immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren haben sich auch für die Zulassung anderer Betriebsanlagen bewährt, weil sie eine gute Basis dafür bieten, angemessene Gesamtlösungen für die betreffenden Vorhaben zu finden, ohne einen übertriebenen verfahrensrechtlichen Aufwand mit sich zu bringen. Zu bedenken ist insofern auch, dass die Verfahrensdauer wesentlich damit zusammenhängt, dass ein einziges konzentriertes Verwaltungsverfahren für die Zulassung stattfindet, so dass sich für die Antragsteller der Vorteil ergibt, nicht nebeneinander mehrere Zulassungsverfahren nach verschiedenen Fachgesetzen durchführen zu müssen (sog. Konzentrationswirkung). Es ist nicht ersichtlich, dass es für Windenergieanlagen angebracht wäre, einen hiervon abweichenden Sonderweg vorzusehen. Von daher bedarf es an dieser Stelle keiner gesonderten Aufarbeitung der verfahrensrechtlichen Aspekte. Das schließt es nicht aus, einzelne verfahrensbezogene Gesichtspunkte innerhalb der Auseinandersetzung mit anderweitigen relevanten Fragestellungen mit anzusprechen.

2.3.5.2 Insbesondere: „Aufräumen der Landschaft“ und Repowering

Die als besonderer Anreiz für den Ersatz älterer durch leistungsstärkere neue Anlagen („Repowering“) fungierende Regelung des § 10 Abs. 2 EEG findet in den bauplanungsrechtlichen Bestimmungen keine Unterstützung. Das BauGB bietet gegenwärtig keine brauchbare planerische Grundlage zur Verwirklichung einer umfassend angelegten Strategie des Repowering von Altanlagen. Auch die oben (siehe Kap. 2.3.2.1) angesprochenen möglichen positiven Effekte des Ersatzes von städtebaulich unerwünschten verstreuten Einzelanlagen im Hinblick auf das Landschaftsbild („Aufräumen der Landschaft“) bleiben daher unausgeschöpft.

Bauplanungsrechtlich werden im Zuge des Repowering verfolgte Vorhaben des Baus von Ersatzanlagen grundsätzlich wie Neubauvorhaben behandelt. Vom Bestandsschutz der Genehmigung für die zu ersetzende Altanlage werden sie nicht erfasst. Die bauplanungsrechtliche Bestandsschutzwirkung vorhandener Genehmigungen erstreckt sich nur auf das vorhandene Bauwerk, in den durch § 35 Abs. 4 BauGB geregelten Fällen auch auf geringfügige Än-

derungen, Erneuerungen oder Erweiterungen.⁴⁷ Der vollständige Ersatzbau – erst Recht ein solcher an anderer Stelle in der Nähe – wird demgegenüber allgemein als rechtlich eigenständiges Vorhaben angesehen.⁴⁸

Das hat zur Folge, dass für die Zulassung der Ersatzanlagen die gleichen bauplanungsrechtlichen Voraussetzungen gelten wie für Neuanlagen.⁴⁹ Sie sind dadurch, dass sie eine ältere Anlage ersetzen, bauplanungsrechtlich grundsätzlich nicht besser gestellt als entsprechende Neubauvorhaben. Eine leistungsstärkere Ersatzanlage wird daher an gleicher Stelle oder in unmittelbarer Nachbarschaft in der Regel nur zulässig sein, wenn sich die Anlage entweder innerhalb eines Gebiets mit planerischer Positivausweisung befindet und dort genügend Platz für eine größere Anlage vorhanden ist oder wenn die jeweilige Gemeinde bzw. die Regionalplanungsbehörde nicht von der Möglichkeit Gebrauch gemacht hat, Vorrang- oder Eignungsflächen für Windenergieanlagen an anderer Stelle festzulegen.

Unter Umständen kommt auch eine Zulassung der Ersatzanlage am Standort der Altanlage im Außenbereich auf Grundlage des § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB in Frage. Gemäß § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB stehen öffentliche Belange einem an sich im Außenbereich privilegiert zulässigen Vorhaben (nur) „in der Regel“ entgegen, soweit für entsprechende Anlagen in einem Flächennutzungsplan oder in einem Raumordnungsplan eine Ausweisung an anderer Stelle erfolgt ist. Die Klausel „in der Regel“ eröffnet die Möglichkeit, unter bestimmten – im Gesetz nicht näher definierten – Ausnahmefällen trotz Vorhandenseins von planerischen Positivausweisungen an anderer Stelle die Privilegierung nicht entfallen zu lassen.

Fraglich ist, unter welchen Voraussetzungen ein solcher Ausnahmefall von der „Regel“ anzunehmen ist. In Rechtsprechung und Literatur werden Regelfallklauseln wie diejenige des § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB üblicherweise dahin interpretiert, dass die Regelvermutung entfällt, wenn besondere, atypische Umstände vorliegen, die bei Schaffung der betreffenden Regelung nicht berücksichtigt worden sind.⁵⁰ Von einem atypischen Fall dürfte daher auszugehen sein, wenn mit dem Ersatzvorhaben die vorgegebene städtebauliche Situation entgegen der prospektiven Annahme des Plangebers nicht oder nur unwesentlich negativ verändert wird.⁵¹ Das wird man in manchen Fällen annehmen können, z.B. wenn im konkreten Fall lediglich landschaftsbezogene Aspekte im Vordergrund stehen (etwa wenn eine größere Neuanlage mit geringerer Drehgeschwindigkeit an einen bereits „vorbelasteten“ Standort gesetzt werden

⁴⁷ Eingehend Krautzberger, in: Battis/Krautzberger/Löhr, BauGB, § 35 RdNr. 80 ff, 126 ff. m.w.N.

⁴⁸ So auch Ketteler/Beckmann, Aktuelle Rechtsfragen, S. 31; Jarass, BImSchG, § 16 RdNr. 26.

⁴⁹ Klinski, Überblick über die Zulassung von EE-Anlagen, S. 43 f.

⁵⁰ OVG Münster, NVwZ 2002, S. 1135, 1139; grundlegend BVerwGE 42, S. 26, 29.

⁵¹ Maslaton/Kupke entwickeln vor diesem Hintergrund den Standpunkt, dass Repowering-Vorhaben die Annahme eines atypischen Falles begründen, wenn der Plangeber bei der Positivausweisung von Windenergiestandorten die Möglichkeit des Repowering nicht in seine Erwägungen einbezogen hatte (vgl. Maslaton/Kupke, Rechtliche Rahmenbedingungen des Repowerings von Windenergieanlagen, 2005, S. 60 ff, 63). Da das häufig der Fall gewesen sein dürfte, würde sich auf dieser Argumentationsgrundlage ein relativ breiter Anwendungsrahmen für die Berufung auf eine Ausnahmesituation ergeben. Zu bedenken ist, dass der jeweilige Plangeber die vorhandenen Standorte von Altanlagen ungeachtet einer Thematisierung des Repowering ohne weiteres in seine Positiv-Festsetzungen für Windenergiestandorte hätte einbeziehen können, wenn er diese als städtebaulich tragfähige Standorte angesehen und daher langfristig hätte sichern wollen.

soll⁵²), nicht aber, wenn der Standort zu nah an benachbarten Wohngebieten liegt, um eine wesentlich höhere Anlage zu realisieren.

Daher wird es für die betreffenden Anlagenbetreiber oft nicht möglich sein, eine Baugenehmigung für die Repowering-Anlage zu erhalten, sofern sie nicht über einen anderen geeigneten Standort innerhalb einer Vorrang- oder Eignungsfläche verfügen. Damit ergibt sich, dass sich die Anlagenbetreiber bzw. Investoren in einer relativ ungünstigen rechtlichen Ausgangssituation befinden, weil sie sich in die Konkurrenz um Standorte in den Vorrang- und Eignungsgebieten begeben müssen. Da diese aber mittlerweile ganz überwiegend „ausgebucht“ sind, stehen ihnen häufig überhaupt keine geeigneten Ersatzflächen zur Verfügung – mit der Konsequenz, dass die Betreiber ihre Anlagen an den Altstandorten unter Verwendung relativ ineffizienter Technik weiter betreiben werden, das Repowering also ausbleibt, ebenso wie die Beseitigung der städtebaulich störenden Altanlagen.

2.3.5.3 Insbesondere: Das Fehlen konkreter Immissionsschutzvorgaben

Derzeit fehlt es an ausdrücklichen verbindlichen immissionsschutzrechtlichen Vorgaben über die Bewertung des Schattenwurfs, der Höhenbefeuern und der Geräusche von Windenergieanlagen. Zwar finden die immissionsschutzrechtlichen Grundpflichten aus § 5 Abs. 1 Nr. 1 und 2 BImSchG (Schutzpflicht und Pflicht zur Vorsorge nach dem Stand der Technik) im Rahmen der Genehmigung von Windenergieanlagen nach § 6 BImSchG an sich uneingeschränkte Anwendung. Soweit die betreffenden Grundpflichten aber nicht durch speziell auf die jeweilige Anlagenart zugeschnittene Anforderungen in untergesetzlichen Vorschriften konkretisiert sind – wie das hier der Fall ist – stehen die Vollzugsbehörden regelmäßig vor schwierig zu lösenden Bewertungsfragen. Das wirkt sich auf die Genehmigungspraxis belastend aus. Die behördliche Praxis ist in der Folge bundesweit nicht einheitlich und in manchen Ländern stark durch die restriktiven Abstandsempfehlungen aus an sich unverbindlichen Landeserlassen geprägt (siehe dazu auch sogleich, Kap. 2.3.5.4).

Die immissionsschutzrechtliche Rechtslage stellt sich daher insbesondere aus der Perspektive der Rechtssicherheit als nicht befriedigend dar:

- Für die **Geräusche** bilden zwar die Vorgaben der TA Lärm⁵³ eine in der Rechtsprechung als solche anerkannte verbindliche Beurteilungsgrundlage. Hinsichtlich der schalltechnischen Einzelheiten bestehen jedoch Bewertungsunsicherheiten, weil die TA Lärm nicht auf das spezifische Geräuschverhalten von Windenergieanlagen zugeschnitten ist.⁵⁴ Hintergrund dessen ist, dass die TA Lärm lediglich den Schutz vor *Immissionen* zum Gegenstand hat. Sie richtet ihr Augenmerk mit ihren Immissionsrichtwerten allein auf den Ort der Belastung – widmet sich jedoch nicht der Frage, auf welche Weise die anlagenspezifischen *Emissionen* (an der Quelle der Geräuschenstehung) zu vermindern sind. Diese Frage ist rechtlich nicht klar geregelt. Im Übrigen wird die TA Lärm in der Praxis zum Teil

⁵² In diesem Sinne VG Freiburg, ZUR 2006, S. 232 ff.; in die Gegenrichtung OVG Bautzen, SächsVBl. 2005, S. 225, 232.

⁵³ Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm) vom 26. August 1998 (GMBl. S. 503).

⁵⁴ Vgl. zuletzt die Entscheidungen OVG Magdeburg, ZNER 2005, S. 339 und OVG Münster, ZNER 2005, S. 342.

(rechtswidrig) durch Anwendung weitergehender Abstandsforderungen auf Grund von Windenergieerlassen in den Hintergrund gedrängt.

- Hinsichtlich des **Schattenwurfs** behilft man sich in der Genehmigungspraxis zumeist mit der sog. Schattenwurf-Richtlinie des Länderausschusses für Immissionsschutz (LAI)⁵⁵. Die Richtlinie trägt aber nicht den Charakter einer verbindlichen Vorschrift. Auch die Aussagen der Schattenwurf-Richtlinie werden im Übrigen durch die Anwendung pauschalierter Abstandsempfehlungen zum Teil überlagert. Fragen des Schattenwurfs sind angesichts fehlender verbindlicher rechtlicher Vorgaben häufig Gegenstand gerichtlicher Auseinandersetzungen. Das OVG Lüneburg betont in einem grundlegenden Beschluss vom 15. März 2004, der Schattenwurf-Richtlinie komme nicht der Rang eines Rechtssatzes, sondern einer „sehr behutsamen, `konservativen` Faustformel“ zu, für die im Einzelfall zu prüfen ist, ob der in einiger Entfernung auftretende Schattenwurf eine Anwendung überhaupt rechtfertige.⁵⁶
- Vergleichsweise größere Schwierigkeiten bei der Bewertung ergeben sich im Hinblick auf **Lichteinwirkungen** durch die Befeuerung. An dieser Stelle stehen die Anforderungen des Immissionsschutzrechts und der Sicherung der Luftfahrt in einem Zielkonflikt. Das Luftfahrtrecht fordert ab einer Bauhöhe von 100 Metern *formell* eine Zustimmung der Luftfahrtbehörde (vgl. § 14 Abs. 1 des Luftfahrtgesetzes (LuftVG) und *materiell* aus Gründen der Luftfahrtsicherheit eine Höhenbefeuerung.⁵⁷ Die Einzelheiten der notwendigen Höhenbefeuerung sind in der AVV Luftfahrtkennzeichnung⁵⁸ geregelt. Von der immissionschutzrechtlichen Seite her fehlt es demgegenüber an einer verbindlichen Bewertung der durch die Höhenbefeuerung hervorgerufenen Lichteffekte. Die AVV Luftfahrtkennzeichnung wird gegenwärtig von den zuständigen Stellen überarbeitet, auch um besser auf die Windenergienutzung zugeschnittene technische Lösungen zu ermöglichen

2.3.5.4 Insbesondere: Die Restriktionen der „Windkrafterlasse“

In den besonders windstarken Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg und Nordrhein-Westfalen versuchen die Landesregierungen, mit Hilfe so genannter Windkrafterlasse den für die jeweils zu treffenden Planungs- und Zulassungsentscheidungen zuständigen Stellen Hilfestellungen zu geben und (zumindest zum Teil) hierdurch auch inhaltlichen Einfluss auf die Planungs- und Genehmigungsentscheidungen zu gewinnen. Dabei kann in den letzten drei Jahren eine Tendenz in Richtung restriktiverer Aussagen beobachtet

⁵⁵ Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI): Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise), 13.03.2002.

⁵⁶ OVG Lüneburg, ZNER 2004, S. 311. Vgl. zur Problematik auch die Entscheidungsanmerkung von Hinsch/Meier-Evers, ZNER 2004, S. 312 ff.

⁵⁷ Zur Bedeutung der luftfahrtrechtlichen Vorschriften in Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen vgl. OVG Koblenz, ZNER 2004, S. 82, 84.

⁵⁸ Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Luftfahrtkennzeichnung) vom 02.09.2004, BAnz. Nr. 168 vom 07.09.2004 S. 19937.

werden. Besonders ausgeprägt ist die windkraftkritische Grundtendenz bei dem Ende 2005 überarbeiteten Windkrafterlass des Landes Nordrhein-Westfalen⁵⁹.

Die im Zentrum der Windkrafterlasse stehenden Abstandsforderungen sind, wie oben aufgezeigt (Kap. 2.3.1), von substanzieller Bedeutung für die weitere Entwicklung der Windenergienutzung, insbesondere auch des Repowering.

Zwar lässt sich den „Erlassen“ bei näherem Hinsehen entnehmen, dass ihnen nur ein **Hinweis- bzw. Empfehlungsscharakter** zukommen soll. Das ändert aber nichts daran, dass sie faktisch eine sehr große Steuerungswirkung entfalten, weil die zuständigen Stellen ihre Entscheidungspraxis dennoch oft nach ihnen ausrichten.

Inhaltliche Aussagen der sog. Windkrafterlasse

Mittelpunkt der „Erlasse“ ist zumeist die Vorgabe von **Abstandsempfehlungen**, insbesondere zu besiedelten/bewohnten Gebieten, zum Teil auch zu Natur- und Landschaftsschutzgebieten und zu Verkehrswegen:

Der **schleswig-holsteinische** Erlass aus dem Jahr 2003⁶⁰ ist relativ stark ausdifferenziert. Er enthält u. a. folgende Abstandsempfehlungen:

- zu städtischen Siedlungen, Ferienhaus-/Wochenendgebieten und Campingplätzen bei Anlagen bis 100 m Gesamthöhe 1000 m, bei Anlagen über 100 Meter das 10-fache der Anlagenhöhe,
- zu ländlichen Siedlungen bei Anlagen bis zu 100 m Gesamthöhe 500 m, bei größeren Anlagen das 5-fache der Anlagenhöhe,
- zu Bundesautobahnen und hochbelasteten Schienenstrecken: ca. 100 m,
- zu Landschaftsschutzgebieten: Prüfung im Einzelfall,
- zu Nationalparks, Naturschutzgebieten und anderen besonders schutzwürdigen Gebieten: bei Anlagen bis 100 m Gesamthöhe mindestens 200, im Einzelfall bis 500 m, bei größeren Anlagen die 4-fache Gesamthöhe abzüglich 200 m.⁶¹

Der im Oktober 2004 ergangene Erlass **Mecklenburg-Vorpommerns** enthält ausschließlich konkrete Aussagen zum Abstand zur Wohnbebauung. Er wendet dabei zugleich zurückhaltendere Maßstäbe als der schleswig-holsteinische Erlass an, indem er für Windenergieanlagen unter 100 m Gesamthöhe eine Abstandsempfehlung von 800 m und für höhere Anlagen von 1000 m zu reinen und allgemeinen Wohngebieten, Mischgebieten und Campingplätzen ausspricht.⁶²

⁵⁹ Landesregierung Nordrhein-Westfalen: Grundsätze für Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen (WKA-Erl.) vom 21. Oktober 2005, Gemeinsamer Runderlass der Ministerien für Bauen und Verkehr, Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz und des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie, MBl. Nr. 49 vom 21.10.2005 S. 1288.

⁶⁰ Landesregierung Schleswig-Holstein: Grundsätze zur Planung von Windkraftanlagen (Ergänzung des Gemeinsamen Runderlasses vom 4. Juli 1995), Gemeinsamer Runderlass des Innenministeriums, des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Landwirtschaft und des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr vom 25.11.2003, ABl. S-H 2003, S. 893.

⁶¹ Siehe dazu die Übersicht in Anlage 2 des Windkrafterlasses Schleswig-Holstein (S. 17 f.).

⁶² Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern: Hinweise für die Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen in Mecklenburg-Vorpommern vom 20.10.2004, Gemeinsame Bekanntmachung des Ministeriums für Arbeit, Bau und Landesentwicklung und des Umweltministeriums, ABl. M-V Nr. 44 vom 01.11.2004 S. 966.

Der vom Januar 2004 datierende **niedersächsische** Erlass, bei dem es sich lediglich um ein ministerielles Rundschreiben⁶³ handelt, bleibt demgegenüber sehr allgemein. Er spricht lediglich eine nicht weiter ausdifferenzierte Empfehlung dafür aus, bei der Entscheidungsfindung im Rahmen des Abwägungsvorganges der Regionalplanung zu Gebieten mit Wohnbebauung von einem Mindestabstand von 1000 m auszugehen und von 5000 m zwischen einzelnen Vorrang- und Eignungsgebieten.⁶⁴

Der Ende 2005 neu gefasste Windkrafterlass **Nordrhein-Westfalens**, der in seinen Erläuterungen der maßgebenden Vorschriften außerordentlich detailliert ist, verzichtet im Hinblick auf die Abstandsproblematik auf differenzierte Aussagen. Stattdessen finden sich dort verstreut einzelne Textpassagen, aus denen sich eine allgemeine Abstandsempfehlung von 1500 m zu Wohngebieten herauslesen lässt. Unter der Überschrift „Vorbeugender Immissionsschutz in der Planung“ heißt es:

„Bei der Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung sollten die Planungsträger Abstände in ihrer Größenordnung daran orientieren, dass sie im Hinblick auf den Immissionsschutz "auf der sicheren Seite" liegen. Die Abstände können in Abhängigkeit von der Anlagenart, der Anlagenzahl und der Schutzwürdigkeit der betroffenen Gebiete (Richtwerte nach der TA Lärm) variieren.

So ergibt sich unter Berücksichtigung der Prognoseunsicherheit für Windkraftanlagen z.B. ein typischer Abstand von 1500 m für ein Windfeld bestehend aus 7 Windkraftanlagen der Zwei-Megawatt-Klasse zu einem reinen Wohngebiet (Richtwert 35 dB(A)). Ein derartiger Abstand kann auch bei allgemeinen Wohngebieten erforderlich werden, wenn größere Anlagenfelder und weitere Vorbelastungen vorliegen.“⁶⁵

Zur Einordnung dieser Aussage ist wichtig zu wissen, dass Windenergieanlagen der 2-Megawatt-Klasse eine Gesamthöhe von deutlich über 100 m aufweisen. Hiervon ausgehend, lässt sich die Abstandsforderung in der Größenordnung mit derjenigen Schleswig-Holsteins vergleichen. Allerdings spricht der NRW-Erlass einen Mindestabstand von 1500 m noch in zwei anderen Zusammenhängen an: Zum einen enthält die einleitende Textpassage des gesamten Erlasses die allgemeine Empfehlung für die Regionalplanung und die Bauleitplanung, einen Mindestabstand von 1500 Metern zu Wohngebieten vorzusehen.⁶⁶ Zum anderen heißt es in den Erläuterungen zu den immissionsschutzrechtlichen Zulässigkeitsvoraussetzungen:⁶⁷

„Bei einem Abstand von 1500 Metern werden in der Regel keine schädlichen Umwelteinwirkungen vorliegen. Bei geringeren Abständen muss das Vorliegen schädlicher Umwelteinwirkungen im Einzelfall geprüft werden.“

Ergänzend ist zu betonen, dass keiner der vier Erlasse selbständige Empfehlungen dazu ausspricht, welche **Bauhöhen** im Höchstfalle zulässig sein sollen.⁶⁸ Die Bauhöhe zählt bau-

⁶³ Niedersächsisches Ministerium für den ländlichen Raum, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Empfehlungen zur Festlegung von Vorrang- oder Eignungsgebieten für die Windenergienutzung, Rundschreiben an die Träger der Regionalplanung vom 26.01.2004.

⁶⁴ Ebenda, S. 1.

⁶⁵ Windkrafterlass NRW, dort unter Nr. 8.1.

⁶⁶ Windkrafterlass NRW, dort unter Nr. 1

⁶⁷ Windkrafterlass NRW, dort unter Nr. 5.1.

⁶⁸ Den gegenteiligen Eindruck vermittelt auf den ersten Blick der schleswig-holsteinische Erlass. Dieser enthält ein Kapitel mit der Überschrift „Höhenbeschränkungen“. In der Sache erschöpft sich dieses jedoch darin, einerseits auf Grund von luftfahrtrechtlichen Bestimmungen bzw. aus militärischen Gründen bestehende Bauhöhenbegrenzungen quasi nachrichtlich wiederzugeben, anderer-

planungsrechtlich zu den Parametern des zulässigen Maßes der Bebauung. Das Maß der Bebauung wird typischerweise auf der unteren (konkreten) Ebene der Bauleitplanung festgelegt, nämlich in den Bebauungsplänen (vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB). Auch in den Flächennutzungsplänen (und damit im Zusammenhang mit den Regelungen über Konzentrationsgebiete für Windenergieanlagen) können Höhenfestlegungen erfolgen (vgl. § 16 Abs. 2 Nr. 4 und § 18 der Baunutzungsverordnung – BauNVO). Solcherart Höhenbegrenzungen müssen jedoch im Einzelfall auf Grund der örtlichen Situation städtebaulich erforderlich sein (vgl. die Einleitungsformel des § 9 Abs. 1 BauGB).⁶⁹ Eine allgemeine Empfehlung zur Höhenbegrenzung in einem Windkrafteerlass begegnete daher von vornherein juristischen Bedenken. Mit einer solchen würde die Empfehlung über die konkreten städtebaulichen Belange hinweggehen. Da der Bundesgesetzgeber in § 35 BauGB nicht zum Ausdruck bringt, dass sich die Förderwirkung des § 35 BauGB für Windenergieanlagen ausschließlich auf Anlagen bis zu einer bestimmten Größe beschränkt, würde die jeweilige Landesregierung mit einer derartigen Empfehlung Gefahr laufen, sich in direkten Zielkonflikt mit dem Bundesgesetz zu begeben.

Allerdings sprechen die Regionalpläne in Schleswig-Holstein üblicherweise Bauhöhenbegrenzungen von 100 Metern in Form eines raumplanungsrechtlichen Grundsatzes aus.⁷⁰ Hintergrund dessen ist, dass man bei Erarbeitung der Pläne gegen Ende der 1990er Jahre nicht mit einer Steigerung der Bauhöhen über 100 Metern rechnete. Deshalb wurden die Abwägungsprozesse auf dieses Höchstmaß hin ausgerichtet.⁷¹ Die Aussagen der betreffenden Regionalpläne zur Höhenbegrenzung drücken demnach nicht den raumplanerischen Willen aus, höhere Anlagen sollten generell unzulässig sein. Entsprechend werden die Aussagen der Regionalpläne durch den schleswig-holsteinischen Windenergieerlass denn auch interpretiert.⁷² Aus juristischer Sicht ist insoweit noch zweierlei zu beachten: Zum einen sind raumplanerische „Grundsätze“ im Gegensatz zu „Zielen der Raumordnung“ weder für die Aufstellung von Bauleitplänen (vgl. § 1 Abs. 4 BauGB)⁷³ noch für einzelne Genehmigungsentscheidungen (vgl. § 35 Abs. 3 Satz 2 und 3 BauGB) verbindlich, so dass die zuständigen Stellen an sie nicht gebunden sind. Zum anderen wäre eine generelle, nicht aus der konkreten regionalen Raumsituation abgeleitete Höhenbegrenzung wegen Verstoßes gegen die gemeindliche Planungshoheit rechtswidrig.⁷⁴ Vor diesem Hintergrund dürfte der schleswig-holsteinische Landeserlass richtig liegen, wenn er die Rechtslage dahin interpretiert, dass die Gemeinden bei Entscheidung über den Erlass neuer Bauleitpläne von der raumordnerischen Zulässigkeit höherer Windenergieanlagen ausgehen dürfen und die Höhenbegrenzung der Regionalpläne in

seits bei Überschreitung von 100 Metern Bauhöhe innerhalb von Vogelzugkorridoren Einzelfallprüfungen zu fordern (vgl. Änderungserlass zum Windkrafteerlass Schleswig-Holstein 2003, dort unter Pkt. 4).

⁶⁹ Zum Kriterium der städtebaulichen Erforderlichkeit vgl. Löhr, in: Battis/Krautzberger/Löhr, BauGB, § 9 Rdnr. 4a ff.; speziell zur Höhenbegrenzung vgl. König, in: König, Roeser/Stock, BauNVO, § 16 Rdnr. 1 ff. sowie Fickert/Fieseler, BauNVO, § 16 Rdnr. 1 ff.

⁷⁰ So die Aussage des Windkrafteerlasses S-H, dort unter Nr. 1 (S. 2).

⁷¹ Vgl. Windkrafteerlass S-H, Nr. 2.1.1 (S. 5).

⁷² Vgl. Windkrafteerlass S-H, Nr. 2.1.1 (S. 5) sowie Nr. 3.2 und 3.3 (S. 8 ff.).

⁷³ Vgl. nur Krautzberger, in: Battis/ Krautzberger/ Löhr, BauGB, § 1 Rdnr. 32 ff. m.w.N.

⁷⁴ Zutreffend Ketteler/Beckmann, Aktuelle Fragen, S. 28 f.

den einzelnen Genehmigungsverfahren keine Rolle spielt, sofern diese nicht in eine konkrete Festsetzung eines Bauleitplans überführt wurde.

Im Hinblick auf den **Naturschutz** finden sich in den beiden Erlassen aus Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen eigenständige Ausführungen. Dabei geht es insbesondere um die Anwendung der (landesrechtlichen) Bestimmungen des Naturschutzrechts über Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen für Eingriffe in Natur und Landschaft. Den Abstandsempfehlungen der Erlasse kommt insofern die Funktion zu, die Eingriffswirkungen auf Schutzgüter von Natur und Landschaft zu vermindern.

Die beiden Erlasse enthalten darüber hinaus auch einzelne Aussagen über die Zulässigkeit von Windenergieanlagen innerhalb von naturschutzrechtlichen Schutzgebieten. In diesem Punkt gibt der schleswig-holsteinische Erlass die Rechtslage nicht ganz zutreffend wieder, wenn es dort heißt, in „Nationalparks, bestehenden und geplanten Naturschutzgebieten, in gesetzlich geschützten Biotopen, geschützten flächenhaften Landschaftsbestandteilen oder vergleichbaren Schutzgebieten (Artenschutzgebiete, EU-Vogelschutzgebiete u. a.) ist die Errichtung von Windenergieanlagen ausgeschlossen“.⁷⁵ Richtig ist, dass die Errichtung von Windenergieanlagen in den genannten Gebieten ausgeschlossen ist, *soweit* sich aus der jeweiligen konkreten Schutzregelung Entsprechendes ergibt (was in der Regel der Fall ist) und nach den einschlägigen Bestimmungen des Naturschutzrechts auch keine Ausnahme oder Befreiung in Betracht kommt (was ebenfalls in der Regel so sein dürfte). In dieser Hinsicht ist die nordrhein-westfälische Formulierung korrekter, in der insofern zwar plakativ von „Tabuflächen“ gesprochen wird, jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen wird, dass „gesetzliche Ausnahmetatbestände unberührt“ bleiben.⁷⁶

Rechtliche Würdigung der Abstandserlasse

Das Rechtskonstrukt der Windkrafterlasse ist nicht nur im Hinblick auf die von den zum Teil sehr restriktiven Abstandsempfehlungen ausgehenden Hemmniswirkungen für den weiteren Ausbau der Windenergie problematisch, sondern stellt sich auch aus **verfassungsrechtlicher Sicht** als außerordentlich bedenklich dar. Die im Rahmen des FuE-Vorhabens vorgenommene eingehende *juristische Analyse*⁷⁷ zeigt mehrere gravierende rechtliche Problemfelder auf, in deren Konsequenz darüber nachgedacht werden sollte, wie den „unlauteren“ Beeinflussungen der zuständigen Behörden durch die Windkrafterlasse begegnet werden kann:

- Soweit die Windkrafterlasse den Gemeinden Empfehlungen für die **Bauleitplanung** erteilen, beeinflussen sie die Gemeinden materiellrechtlich in einem Rechtsbereich, in dem ihnen weder Regelungs- noch Gestaltungsbefugnisse zustehen. Die Aufgabe der Bauleit-

⁷⁵ So der Wortlaut des Gemeinsamen Runderlasses der Ministerin für Natur und Umwelt, des Innenministers, des Ministers für Finanzen und Energie und der Ministerpräsidentin – Landesplanungsbehörde – vom 4. Juli 1995 (ABl. S-H S. 478, dort unter IV), der durch die Ergänzung aus dem Jahr 2003 (ABl. S-H 2003 S. 893) insoweit nicht modifiziert wurde.

⁷⁶ Windkrafterlass NRW, dort unter Nr. 8.2.1.2.

⁷⁷ Klinski, S./ Schulte, M.: Rechtlicher Handlungsbedarf und Regelungsoptionen zur Verbesserung des Zulassungsinstrumentariums für Windparks im Onshore-Bereich (Ergebnisbericht zum Arbeitskomplex „Onshore“: Rechtliche Fragen), November 2006

planung liegt als unmittelbarer Ausfluss der durch Art. 28 Abs. 2 GG geschützten⁷⁸ gemeindlichen Planungshoheit bei den **Kommunen**. Die Kommunen genießen im Rahmen der Bauleitplanung nach Maßgabe des insoweit abschließenden **BauGB** einen weitgehenden planerischen Gestaltungsspielraum. Das BauGB respektiert die auf Art. 28 Abs. 2 GG zurück zu führende verfassungsrechtliche gemeindliche Planungskompetenz, indem es die Aufgabe der Bauleitplanung ausschließlich den Gemeinden zuordnet. Landesbehörden üben hinsichtlich der gemeindlichen Bauleitplanung deshalb nur die Aufgabe der Rechtsaufsicht (nicht der Fachaufsicht) aus (vgl. § 6 Abs. 1 und 2, § 10 Abs. 2 BauGB). Es ist Landesbehörden somit nicht gestattet, über die Rechtsaufsicht hinausgehend inhaltlichen Einfluss auf die Aussagen der örtlichen Bauleitplanung zu nehmen.⁷⁹ Folglich ist es Landesbehörden *untersagt*, die Kommunen im Rahmen der Bauleitplanung an bestimmte materiellrechtliche Vorgaben zu binden.⁸⁰

- Bei der **Genehmigung** von Windenergieanlagen **im Einzelfall** liegt es so, dass die zuständigen Landesbehörden als abschließend konzipiertes Bundesrecht (Immissionschutzrecht) vollziehen. Von daher ist es den Ländern insoweit anders als hinsichtlich der Bauleitplanung grundsätzlich möglich, den behördlichen Vollzug durch (auch verbindliche) Verwaltungsvorschriften zu beeinflussen. In der Sache ist allerdings zu beachten, dass die für die Zulassung von Windenergieanlagen maßgebende Genehmigungsvorschrift des § 6 Abs. 1 BImSchG eine *Verpflichtung* der Genehmigungsbehörde zur Erteilung der Genehmigung vorsieht, wenn alle Genehmigungsvoraussetzungen erfüllt sind (sog. gebundene Anlagenerlaubnis).⁸¹ Die Vorschrift räumt der Genehmigungsbehörde hinsichtlich der Genehmigungsvoraussetzungen **keinen Beurteilungsspielraum** und **kein Ermessen** ein⁸², so dass übergeordnete Landesbehörden *inhaltlich* weder Anweisungen noch Empfehlungen aussprechen dürfen, die darauf hinaus laufen, eigene Maßstäbe aufzustellen oder einen Beurteilungs-, Gestaltungs- oder Ermessensspielraum unterstellen.
- Die maßgebenden Vorschriften des **BImSchG** gestatten es den zuständigen Genehmigungsbehörden nicht, pauschalisierte Abstandsempfehlungen zur Wohnbebauung zur Grundlage der Genehmigungsentscheidung zu machen. Das BImSchG enthält für die genehmigungsbedürftigen Anlagen abschließende Vorschriften über die Vermeidung unzumutbarer *Immissionen* und die Verminderung der *Emissionen* nach dem Stand der Tech-

⁷⁸ Grundlegend BVerfGE 36, S. 298, 310, 317 f.; dem folgend BVerwGE 81, S. 95, 106; Löhr, in: Battis/Krautzberger/Löhr, BauGB, § 6 Rdnr. 1; Pieroth, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 28 Rdnr. 13.

⁷⁹ Löhr, in: Battis/Krautzberger/Löhr, BauGB, § 6 Rdnr. 2 m.w.N.

⁸⁰ Das übersehen Ketteler/Beckmann in ihrer für den Parlamentarischen Beratungs- und Gutachterdienstes des Landtages NRW erstellen Stellungnahme „Aktuelle Rechtsfragen im Zusammenhang mit der Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen“ vom November 2005. Sie kommen dort auch zu der nicht haltbaren Einstufung des Windkrafterlasses als behördenintern verbindliche Verwaltungsvorschrift (S. 6). Das kann schon deshalb nicht sein, weil der Erlass selbst nur Empfehlungen ausspricht, keine verbindlichen Vorgaben. Im Hinblick auf die Bauleitplanung ist zudem zu beachten, dass die insoweit angesprochenen Kommunen im Bereich der Bauleitplanung nicht in einem Unterordnungsverhältnis zu den Landesbehörden stehen. Für Verwaltungsvorschriften ist jedoch prägend, dass sie von übergeordneten Verwaltungsinstanzen oder Vorgesetzten an nachgeordnete Behörden oder untergeordnete Dienststellen gerichtet werden (vgl. nur Ossenbühl, in: Isensee/Kirchhof (Hg.): Handbuch des Staatsrechts (1988), Bd. III, S. 425, 427; entsprechend Maurer, Allg. Verwaltungsrecht, § 24 Rdnr. 1.).

⁸¹ Vgl. nur Jarass, BImSchG, § 6 Rdnr. 25 m.w.N.

⁸² Klarstellend BVerwGE 97, S. 143, 148.

nik (§ 5 Abs. 1 Nr. 1 und 2 BImSchG). Das bedeutet: Die Behörde ist gesetzlich verpflichtet, hinsichtlich der von Windenergieanlagen ausgehenden Störlwirkungen auf die Nachbarschaft (Geräusche, Schattenwurf, Licht), die Einhaltung des **Standes der Technik** zu fordern. Auf dieser Grundlage ist zu beurteilen, in welcher Entfernung von der Anlage gleichwohl noch unzumutbar hohe Immissionsbelastungen der Nachbarschaft auftreten. Es ist der Genehmigungsbehörde also immissionsschutzrechtlich untersagt, größere Abstände als die danach im Einzelfall gebotenen zu fordern. Da nach dem Stand der Technik sehr weitreichende Minderungen der Geräusche sowie der Licht-/Schattenemissionen möglich sind (siehe dazu unten, Kap. 2.4.1), kann davon ausgegangen werden, dass eine Abstandsforderung von 1000 oder gar 1500 Metern immissionsschutzrechtlich sogar bei 150 Meter hohen Anlagen aus Gründen des Immissionsschutzrechts meist unzulässig sein dürfte, weil damit eine über das Anforderungsniveau des § 5 BImSchG hinausgehende Forderung aufgestellt würde. Um eine **genaue Einzelfallprüfung** kommt die Behörde immissionsschutzrechtlich folglich nicht umhin. Anderenfalls handelte sie rechtswidrig und setzte sich dadurch unter Umständen hohen Schadensersatzforderungen des Antragstellers aus. Vor diesem Hintergrund wäre es ein rechtswidriges Fehlverständnis, aus den Aussagen des NRW-Erlasses abzuleiten, es dürfe *generell* ein Abstand von 1500 Metern gefordert werden, auch wenn der Erlass vom Duktus her einen solchen Eindruck vermittelt.

- Bei der Erstellung von **Flächennutzungs- und Bebauungsplänen** müssen die Gemeinden davon ausgehen, dass die immissionsschutzrechtlichen Anforderungen eingehalten werden. Sie können also höhere Abstandsforderungen als die unmittelbar immissionsschutzrechtlich gebotenen nicht auf das Argument stützen, es müsse immissionsschutzrechtliche Vorsorge oder „vorbeugender Immissionsschutz“ getroffen werden.⁸³ Zu betonen ist aber auch, dass das Städtebaurecht den Gemeinden im Rahmen ihres **planerischen Gestaltungsspielraumes** die Befugnis einräumt, bei ihren Planungsüberlegungen eigene städtebauliche Ziele zu verfolgen.⁸⁴ Damit hat die jeweilige Gemeinde zum Beispiel die Möglichkeit, in ihren Abstandsempfehlungen Rücksicht zu nehmen auf konkrete Überlegungen, die vorhandene Wohnbebauung in Richtung der Windenergieanlagen später noch weiter auszudehnen. Auch etwa aus Gründen der Erhaltung eines bestimmten

⁸³ Missverständlich wirkt insofern das Urteil des OVG Münster vom 30.11.2001 (NVwZ 2002, S. 1135, 1138 f.), in dem es heißt, in Bauleitplänen geforderte Abstände könnten „ihrer Größenordnung nach daran orientiert sein, dass problematische Immissionssituationen bei der Ansiedlung der emissionsträchtigen Anlagen generell ausgeschlossen sind, so dass man im Hinblick auf den gebotenen Immissionsschutz von vornherein `auf der sicheren Seite` liegt“. Das Urteil gibt damit (entgegen Ketteler/Beckmann, Aktuelle Rechtsfragen, S. 16 f.) nicht zu erkennen, dass in der Bauleitplanung andere oder strengere Maßstäbe an den Immissionsschutz angelegt werden könnten als die vom Immissionsschutzrecht vorgegebenen, um immissionsschutzrechtlich „auf der sicheren Seite“ zu liegen. Mit der Formel „auf der sicheren Seite“ beschreibt das Gericht lediglich den Umstand, dass Pauschalierungen vorgenommen werden dürfen, um eine dem relativ groben Planraster der Flächennutzungsplanung angemessenen Maßstab zu finden und absehbare Entwicklungen der vorgesehenen Ansiedlungen mit zu berücksichtigen. Konsequenterweise erklärte das OVG Münster denn auch in einer 2005 gefällten Entscheidung die Festlegung von mit dem gegenüber den Anforderungen aus dem BImSchG weiterreichenden Gedanken des „vorbeugenden Immissionsschutzes“ begründeten Mindestabständen für rechtswidrig, weil diese nicht erforderlich seien, um den betreffenden Bereich ausreichend zu schützen (OVG Münster, Beschluss v. 22.09.2005 (7 D 21/04), ZNER 2005, S. 249, 250 f., Rz. 56).

⁸⁴ BVerwG, Urt. v. 17.12.2002, NVwZ 2003, S. 733, 735. Vgl. BVerwG, Urt. v. 17.12.2002, NVwZ 2003, S. 733, 735; ferner OVG NW, NVwZ 2002, S. 1135, 1138 f.

Orts- und Landschaftsbildes, zum Schutze von Naturgütern (etwa bestimmter gefährdeter Arten oder Habitate) oder auf Grund von Erwägungen des Fremdenverkehrs kann sie eine entsprechende Herangehensweise wählen und größere Abstände fordern als diejenigen, die sich unmittelbar aus dem Immissionsschutzrecht (oder auch dem Naturschutzrecht) als Mindestabstände ergeben.⁸⁵ Bei alledem ist die Gemeinde allerdings gehalten, ein in sich schlüssiges Plankonzept zu erarbeiten und dieses den entsprechenden Festsetzungen zugrunde zu legen.⁸⁶ Sie darf folglich bei der Festlegung von Windenergiekonzentrationszonen einerseits und von Flächen für andere Gebietsnutzungen andererseits nicht ohne konkreten Bezug pauschal von der Notwendigkeit künftiger Gebietserweiterungen ausgehen, sondern muss die betreffenden Festsetzungen aus konkreten städtebaulichen Überlegungen herleiten. Allein die Berufung auf eine Abstandsempfehlung aus einem Windenergieerlass reicht hierfür nicht aus. Erst recht ist er ihr verwehrt, bei existierenden Bauleitplänen mit geringeren Abstandsfestlegungen auf Grund von Empfehlungen in Windenergieerlassen die Einhaltung höherer Abstandsforderungen zu verlangen.

- Für die Ebene der **Regionalplanung** gilt im Ergebnis das Gleiche wie für die Bauleitplanung. Auch auf dieser Ebene steht den jeweiligen Planungsträgern ein relativ weiter **planerischer Gestaltungsspielraum** zu, der es ihnen ermöglicht, auf Basis von konkreten gestalterischen Überlegungen zur Raumnutzung Abstände zwischen Windenergieanlagen und anderen Raumnutzungen vorzusehen, die über das aktuell immissionsschutzrechtlich erforderliche Maß hinausgehen.⁸⁷ Voraussetzung ist aber auch hier ein schlüssiges planerisches Konzept (in diesem Falle zur regionalen Raumnutzung), bei dem zu berücksichtigen ist, dass der Gesetzgeber die Erwartung ausgesprochen hat, dass der Windenergienutzung substanziell Raum zu schaffen ist.⁸⁸ Im Unterschied zur Flächennutzungsplanung ist der Plangeber bei Regionalplänen aber nicht grundsätzlich daran gehindert, die Errichtung von Windenergieanlagen für einzelne Gemeinden vollständig auszuschließen.⁸⁹ Die Planungsträger dürfen auch im Rahmen der Regionalplanung nicht unter Berufung auf die Empfehlungen aus Windkrafterlassen schlicht davon ausgehen, dass generell die dort genannten Abstände festgelegt werden müssten oder dürften.

2.3.6 Finanzielle Ansiedlungsanreize der Kommunen

Zu den wesentlichen Antriebsfaktoren für die Ansiedlung von Windenergieanlagen auf der lokalen Ebene zählt die Aussicht auf Einnahmen der Gemeinde aus der Gewerbesteuer. Ohne diese wäre die Entwicklung in den letzten Jahren vermutlich mancherorts anders verlaufen.

Einer Untersuchung der *Prognos AG* zufolge betrugen die auf den Betrieb von Windenergieanlagen (ohne Herstellung und Zulieferung) zurückzuführenden Gewerbesteuererinnahmen

⁸⁵ Zutreffend Windenergieerlass S-H, Pkt. 3.2 (S. 8). Im gleichen Sinne, aber etwas missverständlich formuliert OVG NW, NVwZ 2002, S. 1135, 1138 f.

⁸⁶ Vgl. BVerwG, Urt. v. 17.12.2002, NVwZ 2003, S. 733, 735. Vgl. zum Ganzen auch Stürer/Stürer, NuR 2004, S. 341, 341 ff.

⁸⁷ Ausdrücklich in diesem Sinne OVG Lüneburg, Urt. v. 28.10.2004, ZUR 2005, S. 156, 160.

⁸⁸ Vgl. BVerwG, Urteile v. 13.03.2003 (4 C 03.02 sowie 4 C 04.02), ZNER 2003, S. 241.

der Gemeinden in den norddeutschen Bundesländern (Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg und Bremen) im Jahr 2004 etwa 16 Mio. €. Für 2009 wird eine Verdoppelung auf ca. 32 Mio. € erwartet.⁹⁰ Für die norddeutschen Kommunen machen die Gewerbesteuerzahlungen der Windanlagenbetreiber etwa 5 % der gesamten Gewerbesteuereinnahmen aus. In einzelnen Gemeinden, die durch besonders hohe Aktivitäten der Windenergieindustrie (dies schließt Windparks, Serviceunternehmer, Hersteller und Planer ein) gekennzeichnet sind, betragen die Gewerbesteuereinnahmen bis zu 45 % der insgesamt an die Kommune abgeführten Gewerbesteuerzahlungen.⁹¹

Aus gemeindlicher Sicht stellt sich die Gewerbesteuer dennoch nicht in jeder Hinsicht als ein attraktives Anreizinstrument für die Ansiedlung von Windenergieanlagen im Gemeindegebiet dar. Denn die strukturell in Abhängigkeit von der Einkommens- bzw. Kapitalertragsbesteuerung stehenden Gewerbesteuereinnahmen fließen typischerweise erst, wenn die Anlagen in die Gewinnzone gelangen. Die ersten Betriebsjahre bringen der Gemeinde in der Regel daher keine zusätzlichen Gewerbesteuereinnahmen. Besonders deutlich sind die zeitlichen Verschiebungen auf Grund verschiedener steuerlicher Regelungen bei Windkraftfonds (siehe dazu beispielhaft die nachfolgende Abbildung). während es bei Anlagen in Einzelbetreiberschaft und sog. Bürgerwindparks typischerweise schon recht früh (nach 2 bis 3 Jahren) zu Gewerbesteuereinnahmen kommt. Erheblich größer dürfte die Anreizwirkung sein, wenn es zu einer gleichmäßigeren Aufkommensverteilung über die Jahre käme.

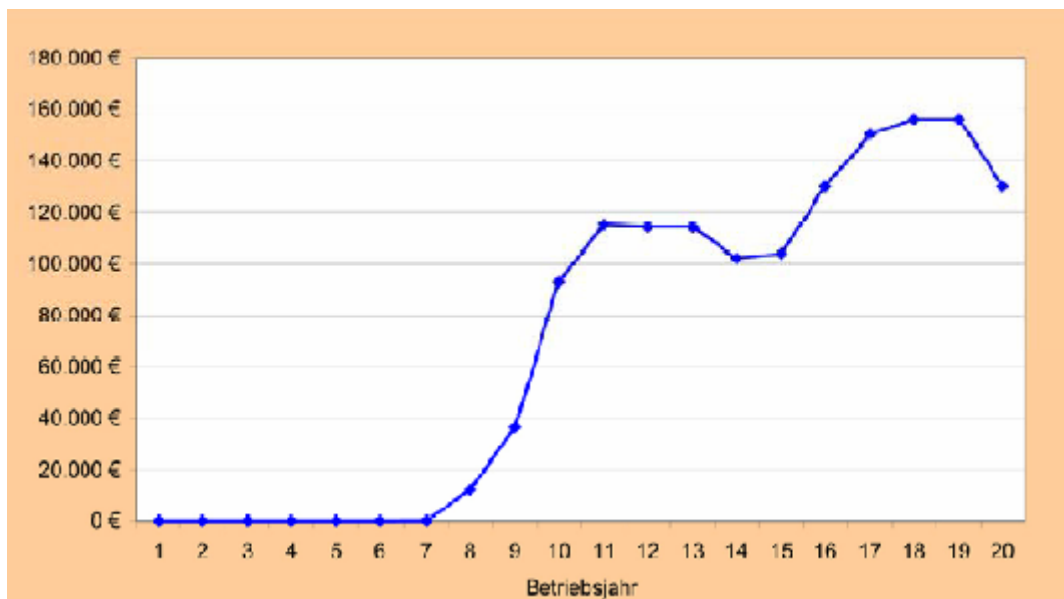


Abb. 9: Typische Entwicklung der Gewerbesteuerzahlung eines Windparks bei Fondsfinanzierung (Quelle: Prognos)⁹²

⁸⁹ Vgl. BVerwG, Urt. v. 13.03.2003 (4 C 04.02), ZNER 2003, S. 241 (Ls.).

⁹⁰ Prognos AG: Windenergienutzung in Norddeutschland – Abschätzung der Gewerbesteuereinnahmen, Berlin 2006, S. 43.

⁹¹ Prognos, a.a.O. S. 43.

⁹² Prognos, a.a.O. S. 44.

Das Repowering von Altanlagen dürfte vielen Gemeinden aus gewerbesteuerlicher Sicht wenig interessant erscheinen, da es so dazu kommen kann, dass die Gemeinde wegen der neuerlichen Aufnahme einer Investition ihre für die Altanlage erwarteten Steuereinnahmen nicht mehr realisieren kann. Noch ungünstiger stellt sich dies dar, wenn das Repowering-Vorhaben anderenorts verwirklicht wird.

Die Vereinnahmung weiterer Mittel auf Grund vertraglicher Vereinbarungen mit den Investoren ist den Gemeinden nur unter sehr engen Bedingungen möglich. Nach der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts sind Abreden über Geldzahlungen an die Gemeinde im Zusammenhang mit städtebaulichen Verträgen zur Ansiedlung von gewerblichen Anlagen nur zulässig, soweit die Einnahmen für Zwecke verwendet werden, die mit den Aufwendungen der Gemeinde für die Ansiedlung des Vorhabens im Zusammenhang stehen.⁹³ Diese Rechtsprechung schränkt die Möglichkeiten zum Abschluss von Vereinbarungen über Geldzahlungen an die Gemeinde aus Anlass der Ansiedlung von Windenergieanlagen in weitem Umfang ein. Insofern ist auch zu bedenken, dass die an Vereinbarungen über Geldzahlungen verantwortlich beteiligten Personen (im Falle eines nicht hinreichenden Sachzusammenhangs mit der öffentlichen Leistung) ein strafrechtliches Risiko zu gewärtigen haben, da die Straftatbestände der sog. Amtsdelikte (Bestechlichkeit/ Bestechung, Vorteilsannahme/ Vorteilsgewährung, vgl. §§ 330 ff. StGB) nach der jüngsten Strafrechtsreform grundsätzlich auch greifen können, wenn die eingenommenen Gelder Dritten (z.B. der Gemeinde) zugute kommen. In der Rechtsprechung wird der Anwendungskreis der betreffenden Regelungen mitunter recht weit ausgelegt.⁹⁴

⁹³ Grundlegend BVerwG, Urt. v. 16.05.2000 (4 C 4/99), NVwZ 2000, S. 1285.

⁹⁴ Vgl. den Beschluss des LG Stade v. 28.01.2005 (12 Qs 153/04), der die Strafbarkeit in einem solchen Fall nur verneinte, weil die betreffenden Personen etwa ein Jahr nach der Strafrechtsreform noch im Verbotsirrtum gehandelt hatten.

2.4 Ansätze zur Problemlösung und Strategiegestaltung

2.4.1 Technische Problembewältigungsbeiträge

2.4.1.1 Minderung von Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes

Die visuelle Beeinflussung des Landschaftsbildes steht häufig im Vordergrund von Akzeptanzproblemen. Die Weiterentwicklung der Technik hin zu leistungsstarken Großanlagen führt angesichts der Höhe der Anlagen und der damit verbundenen größeren Fernsichtbarkeit zwar einerseits zu neuen Herausforderungen, bringt aber zugleich auch die Möglichkeit mit sich, die Anzahl der Anlagen wesentlich zu vermindern und dadurch auch die in Anspruch genommenen Flächen insgesamt zu reduzieren. Bei sorgfältiger Standortauswahl und landschaftsgerechter Konfiguration kann erwartet werden, dass sich die wahrzunehmenden landschaftlichen Beeinträchtigungen in der Summe trotz größerer Energieausbeute verringern, wenn es zu einem Abbau von Einzelanlagen und kleineren Windparks in Streulagen kommt.

Die wahrgenommene Störwirkung moderner Windenergieanlagen ist auch deshalb weniger groß als die älterer Bautypen, weil die technische Entwicklung zu einer Reduzierung der Rotordrehzahl geführt hat. Während Windenergieanlagen der 500 kW-Klasse noch Rotordrehzahlen von bis zu 40 U/min aufwiesen, liegen die Rotordrehzahlen moderner Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 2 und 3 MW nur noch zwischen maximal 15 und 20 U/min. Moderne WEA werden zudem üblicherweise drehzahlvariabel betrieben, so dass die Drehzahl von der Höhe der Windgeschwindigkeit abhängt und das Drehzahlmaximum nur bei erreichter Nennleistung der Anlagen auftritt. Bei eher niedrigen Windgeschwindigkeiten liegen die Drehzahlen moderner Anlagen zwischen gemäßigten 6 und 10 U/min. Bei Anlagen der 5 MW-Klasse liegen sogar die maximalen Drehzahlen lediglich zwischen 10 und 12 U/min.

Ob und inwieweit die Errichtung von größeren Anlagen im Falle des Repowering tatsächlich im Ergebnis zu einer Minderung von Störwirkungen auf das Landschaftsbild führen, hängt von den situativen Bedingungen des Einzelfalls ab. Ein Austausch von kleineren Altanlagen durch moderne Aggregate führt nicht zwangsläufig zu Verbesserungen des visuellen Gesamtbildes, sondern kann in Einzelfällen durchaus auch mit weiterreichenden Störwirkungen verbunden sein. Deshalb ist es wichtig, im Rahmen der Planung gründliche Recherchen anzustellen, um die zu erwartenden visuellen Wirkungen im Vorhinein zutreffend beurteilen und auf dieser Grundlage zu landschaftsästhetisch und städtebaulich adäquaten Einzelfalllösungen kommen zu können. Besonders gut eignet sich hierfür der Einsatz von computertechnischen Visualisierungsmodulen, die es erlauben, die Auswirkungen verschiedener Anlagentypen und Konfigurationen optisch zu simulieren.

Ein Beispiel hierfür zeigt die nachstehende Bildfolge:



Abb. 10 (Bild 1): Bestehender Windpark mit 23 Anlagen (im sichtbaren Bereich: 16 Anlagen) vom Typ Enercon E-40 mit folgenden Daten: Anlagenhöhe 79 Meter, Leistung jeweils 0,6 MW, kumulierte Leistung 13,8 MW.



Abb. 11 (Bild 2): Repowerter Windpark an gleicher Stelle mit 11 Anlagen vom Typ Enercon E-70: Anlagenhöhe 100 Meter, Leistung jeweils 2 MW, kumulierte Leistung 22 MW.



Abb. 12 (Bild 3): Repowerter Windpark mit 7 Anlagen vom Typ Vestas V-90: Anlagenhöhe 150 Meter, Leistung jeweils 3 MW, kumulierte Gesamtleistung 21 MW.

2.4.1.2 Minderung der Auswirkungen auf Vögel und Fledermäuse

Die technischen Möglichkeiten zur Minderung der Eingriffe bei Bau und Betrieb von Windenergieanlagen sind begrenzt. Der Wahl der Standorte kommt insofern die weit größere Bedeutung zu.

Bei der Untersuchung der Auswirkungen einer Windenergieplanung auf Natur und Landschaft sollte insbesondere geprüft werden, ob der Standort eine besondere Bedeutung für empfindliche Vogelarten oder Fledermäuse hat. Bei Vögeln kann dies der Fall sein, wenn ein Standort in der Nähe bedeutender Rastgewässer oder auf Bergrücken geplant wird. Bei Fledermäusen ist insbesondere auf die Nähe zu Wäldern und Gehölzen zu achten. Beim Bau größerer Windparks kann die Ausrichtung der Parks zur Hauptrichtung des Vogelzugs oder zu anderen Flugrouten berücksichtigt werden. Bei der Hindernisbefeuerung der Windparks ist es sinnvoll, die geringstmögliche Befeuerung zu wählen und diese möglichst nur im Bedarfsfall über Transponder einzuschalten. Über die Wirkung der Beleuchtung auf den nächtlichen Vogelzug an Land ist zwar wenig bekannt, jedoch lassen die vorliegenden Untersuchungen es als möglich erscheinen, dass dies den Vogelschlag bei bestimmten Bedingungen verstärken kann. Insbesondere von hellen und isolierten Lichtquellen kann bei bestimmten Wetterlagen eine anziehende Wirkung auf nachziehende Vögel ausgehen, wie zahlreiche Studien an beleuchteten Einrichtungen insbesondere in den USA gezeigt haben. Amerikanische Studien wiesen weiterhin auf eine besondere Gefährdung von Greifvögeln bei Gittermasten hin, die als Anstrich genutzt werden. Da Gittermasten in Deutschland bislang nur vereinzelt errichtet wurden, besteht hier bislang kein genereller Handlungsbedarf bezüglich der Möglichkeiten zur Eingriffsminimierung.

Technische Möglichkeiten zur Vermeidung von Kollisionen von Vögeln sind bereits verschiedentlich ohne großen Erfolg erprobt worden⁹⁵. Insbesondere hinsichtlich der Kollisionen von Greifvögeln und anderen Rastvögeln in den Windparks erscheinen jedoch weitere experimentelle Untersuchungen sinnvoll, in denen die Wahrnehmbarkeit der Anlagen für Vögel durch verschiedenartige Kennzeichnungen der Rotorblätter näher betrachtet wird.

Zur Vermeidung von Kollisionen besteht weiterhin die Möglichkeit, die Attraktivität der Windparkfläche für gefährdete Vogelarten hinsichtlich der Vegetationsstruktur u. a. zu verändern. Dies kann vor allem hinsichtlich von Greifvögeln wie dem Roten Milan von Bedeutung sein, für den angenommen wird, dass die Kollisionen erfolgen, wenn die Vögel auf Beuteflug in die Windparks gelangen. Hier sollte insbesondere auf die Anlage von Ausgleichsflächen innerhalb von Windparks vermieden werden, die ein höheres Nahrungsangebot versprechen und damit eine anziehende Wirkung auf Greifvögel ausüben können.

Weitere technische Möglichkeiten zur Eingriffsminimierung bestehen bei weiteren mit der Errichtung von Windenergieanlagen verbundenen Installationen, vor allem der Netzanbindung der Windparks. Hier ist Erdkabeln eindeutig der Vorzug gegenüber Freileitungen zu geben. Kollisionen von Vögeln an Freileitungen erfolgen weit häufiger als an Windenergieanlagen, so dass der Ersatz von Freileitungen durch Erdkabel aus fachlicher Sicht sogar als geeignete Kompensation zum Ausgleich des Eingriffs in Natur und Landschaft durch die Errichtung von Windenergieanlagen begriffen werden kann. Insbesondere an kritischen Stellen wie der Que-

⁹⁵ Vgl. Hötter et al. 2004.

rung von Flüssen, die als Leitlinie im Vogelzug dienen, oder in der Nähe bedeutender Rastplätze kann der Vogelschlag mit der Verkabelung von Freileitungen reduziert werden. Es wird empfohlen, insbesondere bei dem anstehenden Ausbau der Stromnetze zur Ableitung von Windstrom aus den Küstenregionen, Erdkabel zu verwenden und bestehende Freileitungen, wo dies möglich und naturschutzfachlich bedeutsam ist, in Erdkabel umzubauen.

Zur Vermeidung von Kollisionen von Fledermäusen erscheint die Abschaltung von Windenergieanlagen zu Zeiten, in denen eine erhöhte Kollisionsgefahr besteht, als ein Erfolg versprechender Weg, um Problemstandorte zu entschärfen. Da die Kollisionsgefahren tages- und jahreszeitlich recht gut eingrenzbar und zudem in erster Linie auf Zeiten mit niedrigen Windgeschwindigkeiten beschränkt sind, sollten die diesbezüglichen Möglichkeiten weiter untersucht und fortentwickelt werden. Insofern ist weiterer Forschungsbedarf zu konstatieren, um eine möglichst hohe Effizienz von Minderungsmaßnahmen zu erreichen.

2.4.1.3 Minderung der Immissionen in der Nachbarschaft

Schattenwurf

Um die Belästigungswirkungen des Rhythmischen Schattenwurfs in der unmittelbaren Umgebung der Anlagen auf ein zumutbares Maß zu reduzieren, werden Anlagen an empfindlichen Standorten heute mit technisch ausgereiften so genannten Abschaltmodulen ausgerüstet. Die elektronischen Module reagieren windrichtungsabhängig und in Abhängigkeit vom Sonnenstand und schalten die Windenergieanlagen ab, sobald die nach der üblicherweise herangezogenen sog. Schattenwurf-Richtlinie des LAI einzuhaltenden Schattenwurfzeiten an den benachbarten Wohngebäuden überschritten werden (siehe dazu bereits oben, Kap. 2.3.5.3).

Derartige Schattenwurfmodule werden heutzutage praktisch von allen Windenergieanlagenherstellern angeboten und arbeiten sehr zuverlässig. Sie können als Stand der Technik betrachtet werden. Ihr Einsatz ist allerdings nicht in jedem Falle notwendig, sondern nur dort, wo sich bestimmte Sensibilitäten der Nachbarschaftssituation ergeben. Zur Feststellung bedarf es im Rahmen der Genehmigungsverfahren genauerer Simulationsuntersuchungen.

Für die Planung der Windparks muss der Einsatz von Schattenwurfmodulen auch in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden. Nach internen Abschätzungen der deutschen WindGuard kann davon ausgegangen werden, dass die Verwendung von Abschaltmodulen für den Anlagenbetreiber zu einer Einbuße von bis zu ca. 1 % des jährlichen Energieertrages führen kann.

Schallimmissionen

Im Bereich der Reduzierung der Schallemissionen konnten in den vergangenen Jahren aufgrund intensiver Forschungs- und Entwicklungsarbeit deutliche Fortschritte erzielt werden. Neben Maßnahmen zur akustischen Entkopplung des Triebstrangs der Anlagen vom Maschinenträger wurden insbesondere bei der Rotorblattentwicklung wesentliche akustische Optimierungen erreicht; mit weiteren Optimierungen ist in den kommenden Jahren zu rechnen. Komponenten wie Getriebe und Generatoren weisen inzwischen nur noch eine vergleichsweise geringe Tonhaltigkeit auf.

Im Gegensatz zu anderen industriellen Anlagen sind die Schallemissionen von Windenergieanlagen nicht zu jedem Zeitpunkt des Betriebs identisch, da sie stark von der jeweiligen Windgeschwindigkeit und der Windrichtung abhängig sind. Vor diesem Hintergrund gab es in den vergangenen Jahren intensive – und erfolgreiche – Bemühungen um die Entwicklung von Techniken, mit denen es möglich ist, den Betrieb so auszurichten, dass hohe Schalleistungskurven in geräuschempfindlichen Nahbereichen und zu geräuschempfindlichen Zeiten vermieden werden können.

Durch eine Reduzierung der Drehzahl einer Windenergieanlage ist es möglich, den Schallleistungspegel der Anlage insgesamt zu senken. Diese – insbesondere für den Nachtbetrieb wichtige – Möglichkeit besteht allerdings nur bei so genannten drehzahlvariablen Anlagen, bei denen der Rotor der Anlage nicht direkt gekoppelt zur Netzfrequenz betrieben wird. Besonders bei Anlagen früherer Generationen ist es nicht möglich, eine entsprechende Absenkung des Schallleistungspegels durch die Reduzierung der Rotordrehzahl zu erreichen. Die heute und zukünftig eingesetzten Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1,5 MW sind jedoch üblicherweise mit der notwendigen Technik ausgestattet.

Modernere Windenergieanlagen verfügen darüber hinaus über die Möglichkeit, den Einsatz reduzierter Schalleistungskurven nach der Windrichtung zu variieren. So kann erreicht werden, dass die Schallimmissionen in bestimmten Siedlungsgebieten, in denen erhöhte Anforderungen bestehen, auch dann unterhalb der geforderten Grenzwerten gehalten werden, wenn aufgrund der aktuellen Windrichtung eine Schallausbreitung an sich genau in Richtung des betreffenden Siedlungsgebietes erfolgt. Kommt der Wind jedoch aus der Richtung des „kritischen“ Siedlungsgebietes, erfolgt die größte Schallausbreitung der Windenergieanlagen in die entgegengesetzte Richtung, so dass ein Betrieb mit reduzierter Schalleistungskurve nicht erforderlich ist.

Ähnlich wie bei dem Einsatz von Schattenwurfmodulen muss der Betreiber allerdings gewisse Einbußen im Energieertrag der Anlagen hinnehmen.

Höhenbefeuerung

Die negativen Wirkungen der aus Gründen der Sicherheit der Luftfahrt bei Anlagen mit einer Gesamthöhe von 100 oder mehr Metern generell vorgeschriebenen Befeuerung von Windenergieanlagen auf die Nachbarschaft lassen sich durch technische Hilfsmittel deutlich reduzieren, aber nicht völlig vermeiden. Technisch bieten sich mehrere Optionen an:⁹⁶

- Eine wichtige, in der Praxis bereits teilweise übliche Methode zur Minimierung der Einflüsse einer Anlagenbefeuerung ist die Reduzierung der Lichtstärke. So kann die Lichtstärke der Befeuerungsanlagen am Tage sowie in der Nacht um 70 % bzw. 90 % reduziert werden, wenn die Sichtweite mehr als 5 bzw. 10 km beträgt.
- Die möglicherweise einfachste Reduktionsmaßnahme ist die Abschirmung der Befeuerung nach unten. Durch diese Methode wird eine Ausbreitung des Lichts nach unten verhindert (siehe hierzu auch Kap. 2.4.1.2). Solcherart Abschirmungselemente sind am Markt verfügbar und können ohne großen Aufwand eingesetzt werden. Die Abschirmung

⁹⁶ Siehe zum Ganzen Helfenrath, Klaus: Kennzeichnung von Windenergieanlagen [Download unter <http://www.honeywell.de/airportsystems/download/Fachbeitrag.pdf>].

nach unten ist als isolierte Maßnahme zwar aus der Perspektive des Vogelschutzes wenig nützlich. Andererseits bietet sie aus dem Blickwinkel der Luftfahrtsicherheit den besonderen Vorteil, dass durch die Reflektoren in der Befeuerungsanlage die gesamte Lichtausbeute für die Wahrnehmung des Piloten eines betroffenen Luftfahrzeuges zur Verfügung steht. Die Abschirmung der Leuchtmittel stellt bei alledem an die Qualität der Produkte hohe Anforderungen, da Konstruktion und Betrieb solcher Befeuerungsanlagen hohen Haltbarkeits- und Zuverlässigkeitsansprüchen genügen müssen.

- Landschaftsbild und Anwohner werden zudem weniger belastet, wenn die Befeuerung mehrerer nahe beieinander stehenden Anlagen synchronisiert betrieben wird (d.h. die Blitze der Feuerung finden im gesamten Bereich mit einem einheitlichen Taktschlag statt). Für den Betrachter wird hierdurch ein einheitlicheres Bild geschaffen, wodurch das Störempfinden entlastet wird.

Die letztgenannten zwei Lösungswege sind auf Grundlage der AVV Luftfahrtskennzeichnung ohne weiteres realisierbar, die erste (Reduzierung der Lichtstärke) nur im Wege der luftfahrtrechtlichen Ausnahmegenehmigung. Offenbar neigt man jedoch mancherorts in der Genehmigungspraxis dazu, statt eine konsequente Ausschöpfung der technischen Möglichkeiten zur Belästigungsminderung zu fordern – wie es immissionsschutzrechtlich geboten ist (siehe dazu oben, Kap. 2.3.5.4) – eine pauschale Höhenbegrenzung vorzusehen.

Technisch möglich ist außerdem der Einsatz von so genannten Transpondern, welche selbst über Radareinrichtungen die Signale sich nähernder Luftfahrzeugen empfangen und dadurch die Befeuerung der Windenergieanlagen lediglich bei Bedarf einschalten. Auf diese technisch sehr elegante Weise werden die Einschaltdauern der Befeuerungsanlagen auf ein Minimum reduziert. Speziell für den Schutz von Vögel und Fledermäusen erscheint der Einsatz von Transpondern zumindest in sensiblen Gebieten gleichwohl bevorzugenswert. Aus dem Blickwinkel der Luftfahrtsicherheit stellt sich insofern jedoch als nachteilig dar, dass nicht sämtliche Luftfahrzeuge mit dem entsprechenden Equipment ausgestattet sind. Insbesondere Hubschraubern, welche typischerweise eher in niedrigeren Höhen fliegen, fehlt die Ausrüstung häufig.⁹⁷

2.4.2 Planerische Problembewältigungsbeiträge

2.4.2.1 „Aufräumen der Landschaft“ und Förderung des Repowering durch Wahrnehmung vorhandener Spielräume des Planungsrechts

Eine breiter angelegte Strategie des Aufräumens der Landschaft und des Repowering setzt, sofern in den jeweiligen Planungsräumen keine ausreichenden Flächen innerhalb von Konzentrationsgebieten mehr verfügbar sind, die Inanspruchnahme *zusätzlicher* geeigneter Flächen voraus. Hierzu stehen den Gemeinden die üblichen Planungsinstrumente des BauGB zur Verfügung, wobei ggf. die (unter Umständen einschränkenden) Zielfestlegungen des je-

⁹⁷ Vgl. Helfenrath, ebenda; ferner Enova Energiesysteme GmbH & Co KG: Politik in Wartestellung: Kommt das ‚RROP‘? Pressemeldung vom 3. Februar 2006 [Siehe unter <http://www.enova.de/ccms/index.php3?hid=036> (Zugriff: 31.08.2006)].

weils einschlägigen Regionalplans zu beachten sind. Auf der Regionalplanungsebene ist den jeweils zuständigen Institutionen ein entsprechendes Vorgehen möglich.

Soweit der örtliche bzw. regionale Plangeber über die bisherige Flächenplanung hinausgehend Gebiete für die Windenergie reservieren möchte, ist er darin unter Beachtung vorrangiger Planvorgaben grundsätzlich frei. Dabei steht den Gemeinden unterhalb der Regionalplanungsebene auch die Aufnahme gemeinsamer übergemeindlicher Planungen in **interkommunaler Zusammenarbeit** offen (vgl. §§ 203-205 BauGB).

Für die regionale Steuerung der Standortplanung von Repowering-Vorhaben stellen die vielfältigen denkbaren Formen der interkommunalen Zusammenarbeit für sich genommen einen gut brauchbaren Rahmen zur Verfügung, mit dem es möglich ist, insbesondere für Windparks mit sehr großen Anlagen den kleinteiligen Bezugsraum der Einzelgemeinde zu überwinden. Allerdings werden die Spielräume freiwilliger Formen der interkommunalen Zusammenarbeit in der Praxis eher zurückhaltend genutzt.⁹⁸ Abgesehen von allgemeinen Hemmnissen verschiedener Art⁹⁹ dürfte im Bereich der Standortplanung von Windenergieanlagen eine wesentliche Rolle spielen, dass die **Einnahmen aus der Gewerbesteuer** mit im Zentrum des gemeindlichen Motivationsbündels zur Ansiedlung von Windenergieanlagen stehen. Eine übergemeindliche Festlegung bestimmter Standorte für Windenergieanlagen setzt deshalb die Bereitschaft zum Abschluss von ergänzenden Vereinbarungen über den zwischengemeindlichen Finanzausgleich voraus.

Das Problem der Aufteilung der Gewerbesteuereinnahmen stellt sich allerdings auch im Rahmen der Regionalplanung. Da weder das Gewerbesteuerrecht noch die Gesetze des Landesplanungsrechts einen steuerlichen Einnahmeausgleich für Fälle der übergemeindlichen Standortfestlegung kennen, entsteht im Hinblick auf regionalplanerische Festlegungen eine Konkurrenzlage zwischen den Gemeinden, die der Wahrnehmung regionalplanerischer Instrumente hinderlich sein kann – jedenfalls wenn es nicht gelingt, die betroffenen Gemeinden zu einer interkommunalen Absprache über die Aufteilung der Gewerbesteuereinnahmen zu bewegen.

Eine weitergehende Frage ist, wie es denjenigen Gemeinden¹⁰⁰, die von sich aus beabsichtigen, allein oder im interkommunalen Zusammenwirken zusätzliche Standorte für Repowering-Vorhaben auszuweisen, gelingen kann, die Nutzung der neu ausgewiesenen Standorte gezielt für Vorhaben des Ersatzes alter durch neue Anlagen zu sichern. Allein durch Festlegungen in Flächennutzungsplänen oder in „normalen“ Bebauungsplänen ist das nicht möglich. Denn hinsichtlich der Festsetzungsmöglichkeiten in Bebauungsplänen sind die Gemeinden an den als abschließend konzipierten Katalog des § 9 Abs. 1 BauGB sowie an die ergänzenden Bestimmungen der Baunutzungsverordnung (BauNVO)¹⁰¹ gebunden,¹⁰² die für entspre-

⁹⁸ Vgl. Schmidt-Eichstaedt, Gerd: Regionaler Flächennutzungsplan, in: ARL: Regionaler Flächennutzungsplan, Hannover 2000 S. 8 f.

⁹⁹ Vgl. Gawron, Thomas: Reduzierte Flächeninanspruchnahme durch interkommunale Kooperation, UFZ-Bericht 25/2004, S. 57 ff.

¹⁰⁰ Auf der Ebene der Regionalplanung scheidet eine Knüpfung von Standortausweisungen an das Repowering nach bestehender Rechtslage generell aus.

¹⁰¹ Diese geben u. a. die Möglichkeit, Sondergebiete (SO) für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien festzusetzen (vgl. § 11 Abs. 2 BauNVO). Vgl. zur Sondergebietsfestsetzung Fickert/ Fieseler: BauNVO, § 11 Rdnr. 1 ff.

chende Planinhalte keinen Raum geben. Demgegenüber trägt der Katalog der Ausweisungsmöglichkeiten aus § 5 Abs. 2 BauGB für Flächennutzungspläne zwar nur beispielhaften Charakter; jedoch ist es der Gemeinde verwehrt, dort etwas darzustellen, das auf der unteren Ebene der konkreten Bauleitplanung nicht ebenfalls darstellbar ist.¹⁰³

Den Gemeinden und Gemeindeverbänden stehen jedoch auf Grundlage der §§ 11 und 12 BauGB sowie im Rahmen privatrechtlicher Grundstücksverträge einige zusätzliche Steuerungsinstrumente zur Verfügung, die ihnen gewisse Spielräume dafür bieten, im Planungsprozess mit bestimmten Investoren zu kooperieren und auf diese Weise eine vertragliche Verknüpfung zwischen der Aufgabe alter und der ermöglichten Nutzung neuer Standorte durch die betreffenden Investoren herzustellen:¹⁰⁴

- Mit Hilfe von *städtebaulichen Verträgen* können Investoren nach Maßgabe von § 11 BauGB daran gebunden werden, als Gegenleistung für die planungsrechtliche Einräumung von Möglichkeiten der Grundstücksnutzung bestimmte Aufgaben und Kosten der Planung und Durchführung städtebaulicher Maßnahmen zu übernehmen. Auf diesem „Umweg“ besteht die Möglichkeit, im Speziellen auch die Aufnahme von Repowering-Vorhaben zu steuern. Voraussetzung ist, dass es der Gemeinde oder dem gemeindlichen Zusammenschluss gelingt, entsprechende Vereinbarungen mit den Betreibern der betreffenden Altanlagen auf den Weg zu bringen. Diese müssten sich in dem städtebaulichen Vertrag unter anderem zur Aufgabe bestimmter bestehender Standorte bzw. zum Rückbau der betreffenden Anlagen verpflichten.¹⁰⁵
- Noch enger können gemeindliche und private Kooperation über den Weg *vorhabenbezogener Bebauungspläne* miteinander verzahnt werden.¹⁰⁶ Nach Maßgabe des § 12 BauGB („Vorhaben- und Erschließungsplan“) können die Gemeinden durch einen vorhabenbezogenen Bebauungsplan die Zulässigkeit von Vorhaben regeln, wenn der Vorhabenträger (Investor) sich zur Durchführung der betreffenden Vorhaben und zur Tragung von Planungs- und Erschließungskosten verpflichtet. Interessant ist diese Variante vor allem deshalb, weil die Gemeinde hinsichtlich der näheren Bestimmungen über die Zulässigkeit von Vorhaben in diesem Falle ausnahmsweise nicht an die engen Festsetzungskategorien des § 9 BauGB und der BauNVO gebunden sind (ausdrücklich § 12 Abs. 1 Satz 2 BauGB)¹⁰⁷. Es lässt sich mittels vorhabenbezogener Bebauungspläne somit in Planform absichern, dass die Grundstücksnutzung an die Aufgabe bestimmter Altstandorte gebunden ist.

¹⁰² BVerwG NVwZ 1995, S. 696, 697.

¹⁰³ Vgl. Löhr, in: Battis / Krautzberger/ Löhr: BauGB, § 5 Rdnr. 11.

¹⁰⁴ Einen umfassenden Überblick über die verschiedenen Arten und Inhalte städtebaulicher Verträge gibt Birk: Städtebauliche Verträge, 4. Aufl. 2002.

¹⁰⁵ Vgl. zu den verschiedenartigen Regelungsmöglichkeiten in städtebaulichen Verträgen Löhr, in: Battis / Krautzberger/ Löhr: BauGB, § 11 Rdnrn. 5 ff..

¹⁰⁶ Einen Überblick über die einzelnen Charakteristika des vorhabenbezogenen Bebauungsplans gibt der Muster-Einführungserlass der Fachkommission Städtebau der ARGEBAU zur Neuregelung des Vorhabens- und Erschließungsplans 1998, abgedruckt bei Krautzberger, in: Ernst/ Zinkahn/ Bielenberg/ Krautzberger, BauGB, § 12 Rdnr. 21. Umfassend zum vorhabenbezogenen Bebauungsplan Schliepkorte: Der Vorhaben- und Erschließungsplan, 2. Aufl. Bonn 1998.

¹⁰⁷ Vgl. nur Löhr, in: Battis / Krautzberger/ Löhr: BauGB, § 12 Rdnrn. 3 und 23 ff.

- Auf privatrechtlicher Ebene ist es den Gemeinden nicht verwehrt, den Verkauf oder die Verpachtung gemeindeeigener Grundstücke an bestimmte Bebauungsprojekte zu koppeln. Die Gemeinden können für die Nutzung gemeindeeigener Grundstücke Verträge abschließen, die speziell auf die Nutzung für Repowering-Vorhaben zugeschnitten und an die Aufgabe von Altstandorten gebunden sind. Im Rahmen ihrer Grundstückspolitik können sie geeignete Grundstücke auch selbst erwerben und später an die Windparkbetreiber weiter veräußern bzw. entsprechende Nutzungsverträge abschließen.

Die praktische Wahrnehmung dieser Möglichkeiten hängt jedoch in allen (auch kombinierbaren) Varianten davon ab, dass sowohl auf Seiten der Gemeinde als auch bei den Betreibern der Altstandorte ein hinreichend tragfähiger Wille zur Kooperation besteht. Auf Betreiberseite erfordert dieser Weg außerdem, dass es gelingt, intern (d.h. unter den Einzelbetreibern der Altstandorte) die Voraussetzungen für die gemeinsame praktische Durchführung des vertraglich zu Vereinbarenden zu schaffen.

2.4.2.2 Ambitionierte Wahrnehmung übergemeindlicher Planungsspielräume

Konzentrationszonen, die als Grundlage ihrer Bemessung nur die Möglichkeiten einer einzigen Gemeinde nutzen, sind häufig zu klein, um für den weiteren Ausbau der Windenergienutzung im Sinne einer „Bereinigung der Streustandorte“ und einer umfassenden Strategie der Kapazitätssteigerung durch Repowering ausreichende Entwicklungspotenziale zu eröffnen. Unter Gesichtspunkten der räumlichen Ordnung im Sinne einer „Umweltstrategie“ erscheint es demgegenüber sinnvoll, verstärkt von den übergemeindlichen Steuerungsmöglichkeiten Gebrauch zu machen, um auf regionaler Ebene das räumliche Prinzip der **„dezentralen Konzentration auf hohem Niveau“** zum Tragen zu bringen. Hierzu stehen grundsätzlich zwei Wege zur Verfügung: Die Festlegung übergemeindlicher Konzentrationszonen durch interkommunale Kooperation (also vertragliche Vereinbarungen mehrerer Gemeinden über eine gemeinsame Standortplanung, siehe dazu bereits soeben) sowie die Aufstellung landesplanerischer Vorgaben für Konzentrationszonen im Rahmen der Regionalplanung.

Die Möglichkeiten der übergemeindlichen Planung größerer Konzentrationszonen (und insbesondere von Konzentrationszonen für besonders große Anlagen) werden bislang im Allgemeinen in zu geringem Umfang wahrgenommen. Je nach Situation kann dabei sowohl die interkommunale Kooperation oder die Regionalplanung vorteilhaft sein. Geht die Initiative von den einzelnen Gemeinden aus, so bietet sich eine kooperative Planung an. Beabsichtigt das (Bundes-) Land die Aufnahme einer breiter angelegten Strategie der Standortsteuerung in Bereichen, in denen die Bereitschaft der einzelnen Gemeinden zur kooperativen Planung geringer ist, so kann sie von den Mitteln der Regionalplanung Gebrauch machen.

Die Regionalplanung kann dafür sorgen, dass nicht jede einzelne Gemeinde Konzentrationszonen ausweisen muss und trotzdem eine angemessene Steigerung der Stromerzeugungskapazität aufgebaut wird. In abgestimmter Kooperation mit den Gemeinden lassen sich auf der Ebene der Regionalplanung am ehesten die für größere Konzentrationszonen geeigneten Areale finden. In guter Zusammenarbeit mit den Gemeinden kann die Regionalplanung im Einzelfall ohne Rücksicht auf Gemeindegrenzen entscheiden, wo und wie „transkommunale Konzentrationszonen“ ausgewiesen werden sollen. Diese kann auf dem Gebiet mehrerer Gemeinden oder auch nur einer Gemeinde liegen. Da die Regionalplanung mit ihren perso-

nellen und technischen Möglichkeiten zumeist bessere Voraussetzungen besitzt als die einzelnen Gemeinden, um die relevanten Kriterien bei der Definition der Gebiete in einer Gesamtabwägung angemessen zum Tragen zu bringen, ist davon auszugehen, dass sich auf der Ebene der Regionalplanung in der Regel leichter gesamträumlich abgestimmte Lösungen entwickeln lassen als im Wege der interkommunalen Zusammenarbeit.

Die interkommunale Zusammenarbeit dürfte den einzelnen Gemeinden andererseits oft interessanter erscheinen, da sie die Möglichkeit bietet, das Eigeninteresse der einzelnen Gemeinden an den zu erwartenden Gewerbesteuererträgen zum Trage zu bringen, ohne hierbei von der Regionalplanung beeinflusst zu werden. Qualitativ muss ein solches Vorgehen gleichwohl nicht zu räumlich, landschaftlich oder städtebaulich weniger ansprechenden Lösungen führen, wenn die beteiligten Gemeinden Wert auf eine wohl abgewogene Gesamtplanung legen.

Als besondere Aufgabe in diesem Zusammenhang stellt sich die Nutzung von in der Raumplanung bisher nicht berücksichtigten Flächen in **siedlungsfernen Lagen** für die Windenergie dar, die sich insbesondere für besonders große Windenergieanlagen/Windparks eignen können. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit und in dem Bewusstsein, dass eine Positivausweisung eine sorgfältige Prüfung der Geeignetheit im konkreten Fall voraussetzt, die in vielen Einzelfällen auch zu einem *negativen* Ergebnis kommen kann, seien hierfür beispielhaft folgende Gebietsarten aufgeführt:

- Ausgeräumte landwirtschaftlich genutzte Flächen

Große, von zusammenhängender Vegetation weitgehend freigeräumte landwirtschaftlich genutzte Gebiete stellen einen bereits für den Bau von Windkraftanlagen genutzten Landschaftstyp dar. Sie sind zumeist durch intensiven Ackerbau oder durch Weidenutzung gekennzeichnet. Siedlungsferne Bereiche dieser Flächen könnten als Standorte für Windparks mit modernen hohen Windenergieanlagen genutzt werden. Dezentral konzentriert und in gestalteter Formation würden sie zu einer geringen Beeinträchtigung, unter Umständen sogar zu einer interessanten Belebung der Landschaftscharakteristik führen. Entsprechend sollten auch hier bisher entstandene Streulagen, die sich teilweise zu flächenhaften Störungen entwickelt haben, in gestalteten Konzentrationszonen zusammengefasst werden.

- Gemeindefreie Gebiete: Staatsforsten

In den Flächen-Bundesländern gibt es in unterschiedlichem Umfang „gemeindefreie Gebiete“, die nicht bewohnt sind. Ihre Verwaltung, einschließlich der räumlichen Planung, wird üblicherweise auf Kreisebene wahrgenommen. Die Ausdehnung dieser Gebiete und ihre erhebliche Abseitslage lassen sie an sich als geeignet für den Bau von Windenergieanlagen erscheinen. Allerdings wird eine Nutzung für Windparks hier eher in Ausnahmefällen in Betracht kommen, da es sich zumeist um Waldgebiete handelt, in denen die Errichtung von Windkraftanlagen unter Gesichtspunkten des Schutzes von Vögeln und Fledermäusen in der Regel problematisch sein dürfte. Dieser Aspekt wäre ggf. einer näheren Überprüfung zu unterziehen.¹⁰⁸

- Gemeindefreie Gebiete: Truppenübungsplätze

¹⁰⁸ Nicht haltbar erscheint insofern die generelle (d.h. ausnahmslose) Einstufung als „Tabuflächen“, wie sie sich mitunter in den Windkrafteerlassen der Bundesländer wiederfindet.

Truppenübungsplätze könnten zumindest in ausgewählten Einzelfällen bzw. Teilbereichen zur Aufstellung von Windenergieanlagen genutzt werden. Sie stellen vergleichsweise große, zusammenhängende Flächen fast ohne Besiedlung dar. Allein in Niedersachsen umfassen sie eine Fläche von ca. 50.000 ha, wobei die größeren unter ihnen zudem gemeindefrei sind. Die Überlegungen der Bundeswehr, Teile dieser Areale der Windkraftnutzung anzubieten, lassen Truppenübungsplätze als ein zusätzliches Flächenpotential erscheinen, wobei neben den Anforderungen aus militärischer Sicht selbstverständlich Naturschutzbelange zu berücksichtigen sind. Sicherlich sind etwa Schießplätze oder Luftwaffenübungsbereiche auszuschließen, aber der „normale“ Übungsbetrieb in Form von Manövern der Bodentruppen würde durch Windenergieanlagen nicht ernstlich gestört. Allerdings sollte man auch hier zu konzentrierten und gestalteten Anlagengruppen kommen, die der Übersichtlichkeit dienen und den Flächenverbrauch minimieren. Die Entfernung zu Siedlungen böte sich für die Aufstellung auch großer Anlagen an, die in bestehenden Konzentrationsgebieten aufgrund der notwendigen Abstände kaum eingesetzt werden können.

Sofern auf derartigen Flächen die militärische Nutzung aufgegeben worden ist, bietet sich die Nutzung durch Windenergieanlagen erst recht an. Sie sind fast immer von breiten trennenden Waldgürteln umgeben und durch Straßen erschlossen. Vielfach wurde allerdings die Nachnutzung stillgelegter Truppenübungsplätze als Naturschutzgebiete bereits festgelegt. In solchen Fällen wäre zu prüfen, inwieweit die Schutzgüter durch Windenergieanlagen beeinträchtigt werden können und inwieweit gegebenenfalls eine Umwidmung oder eine Kombination von Naturschutz- und Windenergiefunktionen in Betracht kommen kann.

- Gebiete mit Vorbelastungen

Geeignete Nutzungsareale lassen sich vermutlich in größerem Umfang als bisher auch in lokalen Situationen mit größeren Vorbelastungen (wie Autobahnen und früheren bzw. „auslaufenden“ Industriegebieten) finden.

Als praktische Schwierigkeit dürfte sich bei der Festlegung transkommunaler Konzentrationszonen der Umgang mit dem gemeindlichen Eigeninteresse an den durch Ansiedlung von Windkraftanlagen zu erlangenden **Einnahmen aus der Gewerbesteuer** darstellen. Diesem (bereits oben, Kap. 2.4.2.1 angesprochenen) Problem dürfte auf Basis des geltenden Rechts (nur) durch interkommunale Verträge über die Aufteilung der Einnahmen begegnet werden können (zu den rechtlichen Konsequenzen siehe unten, Kap. 2.4.3.6).

2.4.2.3 Umgang mit Beeinträchtigungswirkungen auf Vögel und Fledermäuse

Die bisherigen Lösungsansätze zur Vermeidung von Konflikten zwischen Windenergienutzung und Naturschutz beruhen nach den Erlassen der Länder insbesondere auf Ausschluss- und Abstandsregelungen zu Schutzgebieten sowie auf der Konzentration der Windenergienutzung in Eignungs- oder Vorranggebieten. Die Regelungen werden als generell ausreichend eingestuft, gehen in einigen Fällen aber über ein fachlich begründbares Maß hinaus. Grundsätzlich ist kein Bedarf für pauschale Abstandsregelungen zu erkennen, da mögliche Beeinträchtigungen im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung hinreichend erfasst und bewertet werden können. Eine generelle Höhenbegrenzung von Windenergieanlagen ist aus Gründen des Naturschutzes nicht notwendig, insbesondere weil zwischen dem Kollisionsrisi-

ko von Vögeln und der Dimensionierung der Anlagen kein Zusammenhang abgesichert ist. Es erscheint aus Naturschutzsicht daher im Allgemeinen günstiger, eine bestimmte Leistung stets in möglichst wenigen großen und damit auch höheren Anlagen zu installieren als in einer größeren Anzahl kleinerer.

Für eine umfassende Bewertung ist der Wissensstand in einigen Bereich derzeit noch nicht ausreichend, so dass weitere Untersuchungen und Betrachtungen der kumulativen Wirkungen notwendig sind. In den letzten Jahren sind die Untersuchungsstandards für Genehmigungsverfahren von Windenergieanlagen erheblich angehoben und verbessert worden. Die Bewertung von Voruntersuchungen ist jedoch oftmals schwierig, da allein aus der Anwesenheit von Vögeln und Fledermäusen nur schwer auf eine Gefährdung geschlossen werden kann, da Vergleichs- und vor allem Folgeuntersuchungen fehlen. Die Bewertung von Einzelprojekten ist vor dem Hintergrund des bereits erfolgten Baus von 17.500 Windenergieanlagen in Deutschland schwierig. Für einen weiteren Ausbau der Windenergienutzung sollten daher großräumige Planungen die Grundlage bilden.

Zur Verbesserung der Bewertungsgrundlagen sind vor allem Nachuntersuchungen im Betrieb der Windparks notwendig. Untersuchungsbedarf besteht insbesondere hinsichtlich der Kollisionen von Greifvögeln und Küstenvögeln sowie von Fledermäusen. Für diese Artengruppen werden Untersuchungen empfohlen, die zugleich Erkenntnisse über Kollisionen von Zugvögeln liefern können.

Als in problematischer Form zu weitgehend sind die (unverbindlichen) Hinweise des zuständigen Ministeriums in Brandenburg (MLUV)¹⁰⁹ und des Niedersächsischen Landkreistages¹¹⁰ zur Berücksichtigung des Naturschutzes und der Landschaftspflege bei der Planung der Windenergienutzung zu betrachten. Für bedrohte Brutvogelarten werden darin sehr weitreichende Abstände zu Brutplätzen und Nahrungsgebieten empfohlen, die sich aus der vorhandenen Datenlage heraus nicht begründen lassen, wenn man an Windenergieanlagen vergleichbare naturschutzbezogene Maßstäbe anlegen will wie an andere gewerbliche, industrielle oder infrastrukturelle Anlagen. So wird vom Niedersächsischen Landkreistag die Freihaltung der Umgebung um den Brutplatz ein Abstand von 1 bis 3 km vorgeschlagen, für die Freihaltung von Nahrungsgebieten in bestimmten Fällen (Wiesenweihe, Schwarzstorch) gar bis zu 12,5 km Entfernung. Auch wenn sich diese Vorschläge teilweise auf Arten beziehen, deren Bestände so niedrig sind, dass die Regelung nur in wenigen Einzelfällen wirksam würde, so bleibt doch festzustellen, dass die Liste der aufgeführten Arten so lang und die empfohlenen Mindestabstände so hoch liegen, dass sie zum Ausschluss sehr großer Flächen aus der künftigen Windparkplanung führen oder das Repowering mit Errichtung größerer Anlagen innerhalb von bestehenden Eignungsgebieten unmöglich machen würde. Dies lässt sich mit den vorhandenen Erkenntnissen nicht rechtfertigen.

¹⁰⁹ Land Brandenburg (MLUV): Tierökologische Abstandskriterien für die Errichtung von Windenergieanlagen in Brandenburg, Stand: 01.06.2003, Potsdam 2003.

¹¹⁰ Vgl. Niedersächsischer Landkreistag: Hinweise zur Berücksichtigung des Naturschutzes und der Landschaftspflege sowie zur Durchführung der Umweltprüfung und Umweltverträglichkeitsprüfung bei Standortplanung und Zulassung von Windenergieanlagen (Stand: Mai 2005).

2.4.2.4 Umgang mit Beeinträchtigungswirkungen auf die Nachbarschaft

Wie oben aufgezeigt (siehe Kap. 2.4.1.3), lassen sich die konkreten Beeinträchtigungswirkungen auf die Nachbarschaft durch technische Mittel zumindest größtenteils reduzieren. Zwar ist nicht zu bestreiten, dass die Abstandsanforderungen bei größeren Anlagen in der Regel höher sein müssen als bei kleineren oder mittleren Anlagengrößen. Auf Grund der erheblichen technischen Verbesserungen steigen die akustischen und optischen Beeinträchtigungswirkungen auf die Umgebung mit der Anlagengröße jedoch nicht linear an. Im Vergleich zu Altanlagen mit aus technischen Gründen zum Teil weit ungünstigerem Emissionsverhalten erscheinen oftmals sogar Verbesserungen der örtlichen Immissionssituation denkbar.

Ein Bedarf für restriktiv angelegte pauschale Abstandsregelungen oder Höhenbegrenzungen ist weder aus übergeordneten Vorsorgeerwägungen im Sinne einer „Umweltstrategie“ noch aus städtebaulichem oder immissionsschutzrechtlichem Blickwinkel festzustellen. Wichtiger und angemessener erscheint es, in der Planung eine wohl sorgfältige Einzelfallbetrachtung anzustellen, durch die die verschiedenen öffentlichen und privaten Belange in der Abwägung besser zum Tragen gebracht werden können als durch pauschale Vorfestlegungen.

Im Rahmen der einzuschlagenden Umweltstrategien sollte im Übrigen besonderer Wert darauf gelegt werden, die gesellschaftliche Akzeptanz der Windenergienutzung auch und gerade am Standort der Baumaßnahmen zu vergrößern bzw. überhaupt erst einmal umfassend zu erreichen. Dazu gehört einerseits eine ästhetische, möglicherweise sogar künstlerische Gestaltung sowohl der einzelnen Windenergieanlagen als auch größerer Formationen von Windenergieanlagen. Andererseits sollten die „eentlichen“ öko-politischen Ziele der Nutzung Erneuerbarer Energien wieder in den Mittelpunkt der Diskussion gerückt und im Rahmen einer verstärkten Partizipation der betroffenen Bevölkerung vermittelt werden.

2.4.3 Verbesserungen der rechtlichen Rahmenbedingungen

2.4.3.1 „Aufräumen der Landschaft“ durch Rückbauverpflichtungen?

Die wünschenswerte Bereinigung der Landschaft von städtebaulich und landschaftsplanerisch als störend empfundenen Anlagen lässt sich auf *direktem* Wege aus rechtlichen Gründen nicht erreichen.

Der nahe liegende Vorschlag, die Betreiber zum Rückbau zu verpflichten, scheitert an **verfassungsrechtlichen Hindernissen**: Die Anlagen verfügen über zeitlich nicht befristete Genehmigungen (in der Regel Baugenehmigungen), für die das geltende Recht keine Möglichkeit vorsieht, sie einseitig gegen den Willen ihrer Inhaber nachträglich aufzuheben. Die Genehmigungen lassen sich auch nicht durch entsprechende nachträgliche gesetzliche Regelungen zu einem vorzeitigen Ende führen, weil dem der eigentumskräftige (d.h. von Art. 14 Abs. 1 GG mit umfasste) Bestandsschutz¹¹¹ der Anlagengenehmigungen entgegensteht.¹¹²

¹¹¹ Grundlegend zu dem durch öffentlich-rechtliche Genehmigungen begründeten eigentumsrechtlichen Bestandsschutz BVerfGE 50, S. 49, 55 ff.; siehe ferner BVerfGE 58, S. 300, 351 und BVerfGE 70, S. 101, 114.

Um eine nachträgliche Aufhebung von Anlagengenehmigungen zu rechtfertigen, müsste das öffentliche Interesse an der Änderung so groß sein, dass es das grundrechtlich geschützte Vertrauen in die Möglichkeit der Ausnutzung der Genehmigung überwiegt. Derart gravierende Gründe sind nicht ersichtlich.¹¹³

Denkbar ist allerdings die nachträgliche Schaffung einer Bestimmung, nach der die bauliche Anlage *nach aufgegebenen Nutzung* wieder zurückzubauen ist. Derartige Klauseln sind mittlerweile üblich (vgl. § 35 Abs. 5 Satz 2 und 3 BauGB). Verfassungsrechtlich dürfte eine solche nachträgliche Verpflichtung auch vor den soeben angesprochenen Maßstäben des Bundesverfassungsgerichts Stand halten, da es den Inhabern der Genehmigung zugemutet werden kann, ihre Anlage nach Abschluss der betreffenden wirtschaftlichen Nutzung des Standorts wieder zu beseitigen und die betreffenden Lasten nicht der Allgemeinheit aufzubürden.¹¹⁴

Zur Verfolgung des Ziels, die Inhaber von Bestandsgenehmigungen zur *vorzeitigen* Aufgabe städtebaulich unerwünschter Standorte zu bewegen, bleibt dem Gesetzgeber indessen nur der Weg, an Stelle verpflichtender Regelungen **wirksame Anreize** zur Aufgabe der betreffenden Standorte zu schaffen, um die Landschaft „aufzuräumen“. Praktisch bietet es sich dafür an, im Zusammenhang mit besonderen Regelungen für das **Repowering** geeignete Instrumente zu schaffen. Mit Hilfe besonderer Anreize für den Ersatz älterer durch neue leistungsstärkere Anlagen könnte es gelingen, zumindest für einen großen Teil der älteren Anlagen den Rückbau attraktiv zu machen und so zugleich einen gewissen städtebaulichen „Aufräumeffekt“ zu erzielen. Das setzt aber voraus, dass – wie sogleich näher zu erörtern ist – nicht nur besondere wirtschaftliche Vorteile für das Repowering in Aussicht gestellt werden (wie es ansatzweise im EEG vorgesehen ist), sondern auch auf der Ebene des Planungsrechts angemessene Bedingungen geschaffen werden, die den Ersatz älterer durch leistungsstärkere Anlagen praktisch möglich machen.

2.4.3.2 Doppelstrategie: „Aufräumen der Landschaft“ durch Repowering

In den Überlegungen zur Schaffung von verbesserten planungsrechtlichen Ausgangsbedingungen für das Repowering lässt sich zunächst an eine besondere Bestandsschutzbestimmung denken, nach der neue Windkraftanlagen, die eine Altanlage in der Nähe (in der Gemeinde oder im Landkreis) ersetzen, ggf. unter bestimmten (näher zu umreißenden) Voraussetzungen im bauplanungsrechtlichen Außenbereich als unbedenklich gelten. Derartiges würde aber zum einen der Intention, die Standorte für Windenergieanlagen planerisch zu ordnen, entgegenlaufen. Zum anderen würde dies auf eine für das Bauplanungsrecht systemfremde Besserstellung einer einzelnen besonderen Art von Ersatzbauvorhaben hinführen, deren Verwirklichung ohnehin politisch unrealistisch erscheint. In der Sache ist ferner zu bedenken, dass eine solche Regelung der Komplexität städtebaulicher Entscheidungsvorgänge nicht gerecht würde, weil sie einer differenzierten Beurteilung der Einzelfallsituation aus städtebaulicher Sicht entgegenstehen würde.

¹¹² Vgl. zum Ganzen BVerfGE 58, S. 300, 351 und BVerfGE 70, S. 101, 114.

¹¹³ Zu den Gründen der Durchbrechung des Bestandsschutzes vgl. BVerfGE 68, S. 387, 307.

¹¹⁴ Eine „Enteignung“ im Sinne von Art. 14 Abs. 3 Satz 1 GG liegt ohnehin nicht vor, da es sich nicht um den staatlichen Zugriff auf privates Eigentum handelt (grundlegend zum Ganzen BVerfGE 58, S. 300, 331).

Spezielle Privilegierung für Repowering-Vorhaben

Überzeugender erscheint deshalb der Ansatz, den Bestimmungen aus § 35 Abs. 1 Nr. 5 und § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB eine spezielle Privilegierungsregelung für Repowering-Anlagen nachzubilden. Praktisch hieße das, eine Privilegierung von Ersatzanlagen im Außenbereich vorzusehen, die ihrerseits entfällt, wenn durch einen Bauleitplan oder einen raumordnerischen Plan an anderer Stelle im Plangebiet ausreichend Flächen ausgewiesen sind, die speziell (d.h. ausschließlich) für den Ersatz von Altanlagen reserviert sind. Die jeweiligen Planungsträger müssten im Zuge dessen durch die maßgebenden gesetzlichen Bestimmungen dazu ermächtigt werden, Vorrang- und Eignungsgebiete oder Teile von dieser speziell für den Ersatz von Altanlagen festzulegen.¹¹⁵

Eine solche Regelung böte eine tragfähige Grundlage für die bauplanungsrechtliche Bewältigung der von der Bundesregierung angestrebten Repowering-Strategie. Sie ermöglichte die Installation zusätzlicher Windenergiekapazitäten bei gleichzeitiger Bereinigung der Landschaft von städtebaulich/landschaftlich unerwünschten Einzelanlagen. Sie könnte gegebenenfalls auch verknüpft werden mit bestimmten Differenzierungen, um die städtebaulich erwünschten Wirkungen zu schärfen (etwa durch Beschränkung der Wirkung auf den Ersatz von außerhalb von Plangebieten befindlichen Altanlagen, durch genauere Bestimmung des Verhältnisses von ersetzter und neuer Kapazität/Anlagenzahl oder durch zeitliche Befristung der Wirkung).

Allerdings liefe eine solche Lösung in jedem Falle darauf hinaus, die Errichtung einer gewissen Anzahl von größeren Neuanlagen als politisch gewollt städtebaurechtlich zu initiieren und von den jeweiligen Planungsträgern eine konkrete Umsetzung zu erwarten. Die damit verbundenen Belastungswirkungen für die Landschaft müssten durch ausgewogene Standortsteuerung und durch technische Maßnahmen so weit als möglich in Grenzen gehalten werden. Um dies sicherzustellen, erscheint es sinnvoll und wichtig, die Privilegierung von Repowering-Projekten ggf. zusätzlich an die Forderung zu knüpfen, dass durch den Ersatz der Altanlagen eine *Verbesserung der vorhandenen städtebaulichen Situation* erreicht oder (alternativ) dass ein *städttebaulicher Misstand beseitigt* wird. Die beiden genannten Maßstäbe wirken auf den ersten Blick ungenau, eröffnen aber andererseits die Möglichkeit, eine einzel-fallgerechte Betrachtung anzustellen, bei der sämtliche städtebaulichen Aspekte (zu denen insb. das Landschaftsbild, die Planungsabsichten der Gemeinde sowie Fragen des Nachbartschutzes zählen) angemessen berücksichtigt werden. Ansätze, stattdessen quantitativ messbare Parameter zugrunde zu legen, würden genau diese – aus dem Blickwinkel des Bauplanungsrechts zentrale – Möglichkeit nicht bieten und daher im Kontext des BauGB systemfremd wirken.

Im politischen Raum dürfte ein derartiger Regelungsvorschlag jedoch mit dem nicht unbe-deutamen Nachteil verbunden sein, dass er denjenigen, die der Auffassung sind, die Privilegierung der Windenergie im Städtebaurecht habe schon jetzt ein problematisches Ausmaß erreicht, eher schwer zu vermitteln sein dürfte.

¹¹⁵ In diese Richtung bereits die nur intern dem Umweltbundesamt und dem BMU zur Kenntnis gegebenen konkreten Formulierungsvorschläge des Forschungskonsortiums zu Änderungen des BauGB im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum EAG Bau vom März 2004.

Ausweisung von an den Anlagenrückbau gebundenen Repowering-Flächen

Als gegenüber der Einführung einer speziellen Privilegierung „mildere“ Maßnahme kommt in Betracht, in das BauGB oder in die Baunutzungsverordnung (BauNVO)¹¹⁶ Bestimmungen aufzunehmen, die den Gemeinden ausdrücklich gestatten, in ihren Bauleitplänen bestimmte Gebiete auszuweisen, in denen ausschließlich Windenergieanlagen errichtet werden dürfen, mit denen (ggf. auch bestimmte) bestehende Anlagen im Außenbereich ersetzt werden – die also allein der „Unterbringung“ von Ersatzanlagen für im Gegenzug aufzugebende Außenbereichs-Standorte dienen. Verknüpft werden könnte dies einerseits mit einem bestimmten quantitativen Maß an reduzierter Flächeninanspruchnahme, andererseits mit einem Mindestmaß an gesteigertem Energieertrag. Für den Bereich des ROG sollten ggf. parallele Regelungen geschaffen werden.

Auf diese Weise wäre es zwar nicht möglich, einen dem Modell von § 35 Abs. 1 und 3 BauGB vergleichbar kräftigen Steuerungs- und Fördermechanismus für die Onshore-Windenergienutzung in Gang zu setzen. Die realen Ausweisungsmöglichkeiten für neue Eigenschaftsflächen würden quantitativ nicht ausgeweitet, sondern nur dahin modifiziert, dass es den Gemeinden *gestattet* wird, die Inanspruchnahme von positiv ausgewiesenen Flächen an die Aufgabe bestimmter Altstandorte zu koppeln. Den Gemeinden würde damit aber immerhin erstmals ein konkretes Werkzeug in die Hand gegeben, mit dem sie den angestrebten Prozess des „Aufräumens der Landschaft“ aktiv planerisch steuern können, ohne im Planungsprozess – wie bei Wahrnehmung der Spielräume aus §§ 11 und 12 BauGB – auf die Initiative bestimmter privater Investoren angewiesen zu sein.

Mit dieser originär städtebaulichen Zielsetzung würde sich die Regelung in das Gesamtsystem des Bauplanungsrechts (und des Raumordnungsrechts) sehr gut einpassen – verbunden mit einem nicht unbedeutenden zweiten Haupteffekt zugunsten des Repowering. Die Planungsträger würden auf diese Weise veranlasst, sich gezielt darüber Gedanken zu machen, wie die Landschaft von störenden älteren Windenergieanlagen im Außenbereich planvoll bereinigt werden kann. Wahrnehmen müssten sie die sich daraus ergebenden Möglichkeiten nicht, wenn aus ihrer Sicht die Vorteile nicht überwiegen sollten. Von daher würde die Regelung in das städtebauliche bzw. raumplanerische Interessengefüge nicht in belastender Weise hineinwirken. Die Planungsträger erhielten zusätzliche Steuerungsmöglichkeiten, würden aber nicht mit neuen „von oben“ kommenden „Auflagen“ konfrontiert.

Ausweitung des Repowering-Anreizes im EEG auf weitere Anlagen

Ergänzt sei an dieser Stelle, dass die bestehende wirtschaftliche Anreizregelung des EEG für das Repowering noch nicht weit genug greift, um die von verstreut platzierten Anlagen ausgehenden landschaftlichen Störwirkungen in ausreichender Weise zu verringern. Das 2004 novellierte EEG sieht in § 10 Abs. 2 Nr. 1 und 2 einen erhöhten Vergütungssatz für den Strom aus Windenergieanlagen vor, die „im selben Landkreis bestehende Anlagen, die bis zum 31. Dezember 1995 in Betrieb genommen worden sind, ersetzen oder erneuern“, wenn damit die installierte Leistung um mindestens das Dreifache erhöht wird („Repowering“). Die zeitliche Begrenzung auf Anlagen, die bis 1995 in Betrieb genommen wurden, greift aus städtebaulicher Sicht zu kurz. Problematische Streulagen sind auch für Anlagen typisch, die in der ers-

¹¹⁶ Z.B. in Gestalt einer entsprechenden Änderung des § 11 Abs. 2 letzter Spiegelstrich BauNVO.

ten Zeit nach Einführung der Außenbereichsprivilegierung im Jahr 1996 errichtet wurden. Von daher wird hier empfohlen, die Regelung des § 10 Abs. 2 Nr. 1 EEG *zumindest* auch auf diejenigen Anlagen auszuweiten, die vor dem Inkrafttreten des § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB (am 1. Januar 1998) in Betrieb genommen wurden.

Verbesserung der Steuerungswirkung des Repowering-Anreizes im EEG

Problematisch erscheint der Wortlaut des Repowering-Anreizes im EEG insoweit, als die erhöhte Vergütung für Repowering-Vorhaben in § 10 Abs. 2 EEG davon abhängig gemacht wird, dass im selben Landkreis eine bis 1995 errichtete Altanlage ersetzt wird und hierdurch die installierte Stromerzeugungskapazität „mindestens um das Dreifache“ erhöht wird.

Abgesehen von dem bereits oben (Fußnote 4) erwähnten Umstand, dass mit der Formel „mindestens *um* das Dreifache“ eigentlich „mindestens *auf* das Dreifache“ gemeint sein dürfte¹¹⁷ – so dass sich bei nächster Gelegenheit eine Klarstellung empfiehlt – stellt es sich aus der Perspektive des Landschaftsschutzes als unzutraglich dar, dass nicht zugleich eine Begrenzung der in Bezug genommenen Leistungserhöhung (etwa auf das fünf- oder sechsfache) ausgesprochen wird. Aus diesem Grund ist es möglich, dass Investoren, die eine sehr große Anlage (beispielsweise mit 3 oder gar 5 MW) zu errichten beabsichtigen, sich eine sehr kleine bestehende Anlage als zu ersetzende Altanlage „suchen“ und so für ein an sich ohnehin geplantes Neubauvorhaben in den Genuss der Repowering-Vergütung kommen, obwohl dies im Resultat sogar zu einer zusätzlichen Belastung des Landschaftsbildes führt.

Um die landschaftsschützende Wirkung des Repowering-Anreizes zu effektuieren, sollte darüber hinausgehend über die Schaffung einer gesetzlichen Formel nachgedacht werden, durch die der Anreiz nicht nur an einen Maßstab der Leistungserhöhung gekoppelt wird, sondern zugleich auch an eine Minderung der Anlagenanzahl.

2.4.3.3 Konkrete Vorgaben zur Minderung von Emissionen / Immissionen

Aus der Sicht des Forschungskonsortiums bietet es sich an, die technischen Anforderungen an die gebotene Emissionsminderung von Windenergieanlagen im Rahmen einer speziellen **immissionsschutzrechtlichen Verordnung** (BImSchV) ausdrücklich zu regeln. Damit ließe sich besser als durch das bestehende Recht sicherstellen, dass der Stand der Technik zur Minderung der Schatten- und Lichteinwirkungen sowie zur Geräuscheminderung tatsächlich ausgeschöpft wird. Der Bund hätte so die Möglichkeit, bestimmte Grenzwerte für einzelne problematische Emissionen und/oder Immissionen aufzustellen. Er könnte bestimmte technische Lösungen als Mindeststandards im Einzelnen vorgeben. Auf diese Weise ließen sich auch schwierige Wertungsfragen einer rechtlich eindeutigen Lösung zuzuführen. Im Bereich des Lärmschutzes wäre es möglich, die spezifischen Lärmwirkungen von Windkraftanlagen auf geeignete Weise in den Blick zu nehmen. Hinsichtlich des Schattenwurfs könnten – da sich diese in der Sache bewährt haben – die Empfehlungen der LAI-Schattenwurfrichtlinie förmlich verrechtlicht werden. Möglich wäre es auch, klare immissionsschutzrechtliche Wertungen der Lichteinwirkungen durch Höhenbefeuerungen einzuführen. Zugleich würde immis-

¹¹⁷ Sprachlich ist „um das Dreifache“ gleichbedeutend mit „auf das Vierfache“. Gemeint war jedoch, wie sich aus der Begründung des Gesetzentwurfs ergibt, „auf das Dreifache“. Dort ist nämlich von einer „Verdreifachung der Leistung“ die Rede (vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 42).

sionsschutzrechtlich begründeten pauschalen Abstandsempfehlungen argumentativ der Boden entzogen, weil mit einer solchen Verordnung eindeutig geklärt wäre, welche immissionsschutzrechtlichen Maßstäbe anzulegen sind. In der Konsequenz ließe sich durch eine „BlmSchV Windenergieanlagen“ in erheblichem Umfang Rechtssicherheit gewinnen.

Der Bund hätte im Rahmen einer immissionsschutzrechtlichen Verordnung sogar die Möglichkeit, selbst pauschalisierte Abstandsregelungen aufzustellen und auf diese Weise die angesprochenen Bewertungsfragen quasi überflüssig zu machen. Zu beachten ist allerdings, dass er mit solch pauschalisierten Abstandsregelungen keinen maßgebenden Einfluss auf (möglicherweise weitergehende) Abstandsvorgaben der Bauleitplanung, der Regionalplanung oder des Natur- und Landschaftsschutzes gewinnen würde.

Wichtig erscheint neben der Schaffung einer immissionsschutzrechtlichen Verordnung für Windenergieanlagen eine Überarbeitung der AVV Luftfahrtkennzeichnung. Die bisherigen Regelungen sind relativ starr. Sie erlauben die Anwendung moderner Befeuerungstechniken, die eine Reduzierung der Intensität der Befeuerungsstärke je nach Sichtweite auf bis zu 10 % ermöglichen, nur im Ausnahmefall. Durch eine Anpassung der Vorgaben an die technische Entwicklung ließe sich die durch Höhenbefeuerung verursachte Störwirkung maßgeblich reduzieren. Entsprechende Änderungen der AVV Luftfahrtkennzeichnung werden vom zuständigen Bundesverkehrsministerium derzeit bereits geprüft.¹¹⁸

2.4.3.4 Überwindung der Hemmniswirkungen aus „Windkrafterlassen“

Wie oben aufgezeigt wurde, entfalten die Windenergieerlasse auf Grund ihres reinen Empfehlungscharakters an sich ohnehin keinerlei Bindungswirkung (siehe oben, 2.3.5.4). Ihre praktisch dennoch vorhandene Steuerungskraft beruht darauf, dass ihnen einzelne Planungsträger und Genehmigungsbehörden bei ihren Entscheidungen gleichwohl ein (mit-) entscheidendes Gewicht beimessen.

Um den Hemmniswirkungen der Windkrafterlasse zu begegnen, wäre es denkbar, in das **BauGB** eine Klausel aufzunehmen, die es den Ländern ausdrücklich untersagt, außerhalb ihnen besonders zugewiesener Befugnisse an die Gemeinden Empfehlungen zur Bauleitplanung zu richten. In der Sache wäre eine solche Lösung konsequent. Ob eine solche Klausel – bei der es sich allerdings an sich ohnehin nur um eine ausdrückliche Klarstellung der bestehenden Rechtslage handeln würde – politisch sinnvoll und erfolgreich realisierbar sein würde, ist jedoch zweifelhaft, weil allein die Thematisierung einer solchen Forderung eine kooperative Zusammenarbeit zwischen Bund und Ländern auf dem Gebiete des Baurechts eher erschweren dürfte.

Das **Raumordnungsrecht** entzieht sich demgegenüber zumindest praktisch gänzlich einer entsprechenden bundesrechtlichen Einflussnahme. Zwar steht dem Bund nach der kürzlich beschlossenen Föderalismusreform¹¹⁹ das Recht zu, die Raumordnung über die konkurrierende

¹¹⁸ Vgl. Bundesverband Windenergie, Schreiben an das Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen vom 18.11.2005 mit konkreten Vorschlägen zur Änderung der AVV Luftfahrtkennzeichnung.

¹¹⁹ Vgl. Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 GG i.d.F. des Gesetzes zur Änderung des Grundgesetzes vom 28. August 2006, BGBl. I S. 2034. Siehe dazu auch den Entwurf des Gesetzes in BT-Drs. 16/813 so-

rende Gesetzgebungskompetenz bundesrechtlich „durchzuregeln“. Den Ländern kommt insoweit jedoch ein Abweichungsrecht zu¹²⁰. Von daher dürften Versuche, im Bundesraumordnungsrecht ein wesentlich dichteres Regelungsgerüst für die Festlegung bestimmter Inhalte in den Raum- und Regionalplänen zu schaffen (z.B. in Gestalt quantitativ messbarer Verpflichtungen zur Ausweisung von speziellen Repowering-Gebieten), nur wenig Chancen haben. Es wäre auch systemfremd, mit strikten bundesrechtlichen Vorgaben direkt in die Regionalplanung hineinzuwirken. Empfehlenswert erscheint es eher, die in § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB angelegte Vorgehensweise, raumordnungsrechtliche Festlegungen auf indirekte Weise attraktiv zu machen, fortzuführen und ggf. – so z.B. zum Zwecke der planerischen Bewältigung des Repowering – hieran anknüpfende weitere Regelungen zu schaffen (siehe dazu bereits oben, unter 2.4.3.2).

Im Recht der Zulassung von immissionsschutzrechtlich **genehmigungsbedürftigen Anlagen** gilt bereits, dass den Ländern keine Mitgestaltungsspielräume bei der Formulierung materiellrechtlicher Vorgaben zustehen. Das BImSchG bringt dies eindeutig zum Ausdruck. Zulässig wäre es auch auf diesem Rechtsgebiet, den Ländern ausdrücklich die Einflussnahme auf das materielle Genehmigungsrecht im Wege der Empfehlungen zu untersagen. Eine solche – wiederum rein deklaratorische – Regelung würde jedoch nicht viel weiterhelfen, da sie den nach praktisch handhabbaren Entscheidungsgrundlagen suchenden Planungs- und Vollzugsbehörden keine Lösungen anbieten würde.

Sinnvoller erscheint es daher, im Wege der **immissionsschutzrechtlichen Rechtsverordnung** eben diese „Regelungslücke“ zu füllen – also einheitliche, verbindliche und insbesondere hinreichend *konkrete* Maßstäbe für die Beurteilung der Umwelteinwirkungen von Windkraftanlagen zu schaffen. In diesem Zusammenhang könnten auch auf den Komplex des Immissionsschutzrechts bezogene bundesweit verbindliche Abstandsregelungen aufgestellt werden (siehe bereits oben, 2.4.3.3).

Mit Hilfe bundesweiter immissionsschutzrechtlicher Abstandsregelungen ließe sich zwar nicht regeln, welche Abstände die Planungsträger im Rahmen der Bauleitplanung und der Regionalplanung vorzugeben oder zu akzeptieren haben. Immerhin ließe sich jedoch dem verbreiteten Eindruck entgegen wirken, die Abstandsempfehlungen aus den Windenergieerlassen seien für die einzelnen Anlagegenehmigungsverfahren bedeutsam. Im Übrigen ließe sich durch ein solches Vorgehen die Rechtssicherheit in den einzelnen Genehmigungsverfahren wesentlich erhöhen.

2.4.3.5 Verbesserung der finanziellen Ansiedlungsanreize für die Kommunen

Abkopplung der Gewerbesteuer von der Gewinn- und Verlustsituation?

Der gemeindewirtschaftliche Ansiedlungsanreiz wäre sicher größer, wenn es gelänge, die Einnahmen aus der Gewerbesteuer (insb. auch beim Repowering) über die Jahre zu versteti-

wie die Beschlussempfehlung des Bundestages in BT-Drs. 16/2010 und den Beschluss des Bundesrates in BR-Drs. 462/06.

¹²⁰ Vgl. Art. 72 Abs. 3 Nr. 4 GG i.d.F. des Gesetzes zur Änderung des Grundgesetzes vom 28. August 2006, BGBl. I S. 2034. Zur Abweichungsbefugnis siehe Schulte: Problematik „Abweichungsgesetzgebung“, Stellungnahme i. R. d. Forschungsvorhabens, Dresden 2006.

gen, so dass die Gemeinden in den Genuss der Einnahme nicht erst mehrere Jahre nach der Aufnahme des Betriebs der Windparks kommen. Dies setzte jedoch politisch die Bereitschaft zu einem tief greifenden Eingriff in das Gewerbesteuerrecht voraus, der als Einzelmaßnahme der Gesetzesänderung unter den gegebenen politischen Verhältnissen nicht realistisch erscheint. Diskutierbar wäre ein entsprechender Ansatz – für den ggf. noch weitere konzeptionelle Überlegungen anzustellen wären – gegebenenfalls im Rahmen einer umfassenderen Reform des Gewerbesteuerrechts.

Erhebung gemeindlicher „Windenergiesteuern“?

Als alternative Möglichkeit zur Verbesserung der gemeindlichen Einnahmen im Zuge der Ansiedlung von Windenergievorhaben kann vom Ansatz her die Einführung spezieller gemeindlicher Steuern für den Betrieb von Windenergieanlagen im Gemeindegebiet in Betracht kommen. Hierzu wären ggf. vertiefte konzeptionelle Vorüberlegungen anzustellen.

Die Gemeinden sind nach näherer Maßgabe des in dem einzelnen Land bestehenden Kommunalabgabengesetzes (KAG) grundsätzlich befugt, in ihrem Gebiet eigene kommunale Steuern zu erheben.¹²¹ Daraus kann allerdings nicht geschlossen werden, dass die Gemeinden beliebig neue Steuern „erfinden“ dürften. Zulässig ist die „Steuererfindung“ durch die Gemeinden nur in den Grenzen des Art. 105 Abs. 2a GG. Diese Vorschrift des Grundgesetzes weist den Ländern die Befugnis zur Gesetzgebung über die „örtlichen Verbrauch- und Aufwandsteuern“ zu, „solange und soweit sie bundesgesetzlich geregelten Steuern nicht gleichartig sind“. Dementsprechend sind die Kommunalabgabengesetze der Länder dahin zu interpretieren, dass sie die Befugnis zur Erhebung von Steuern auf kommunaler Ebene in den Grenzen des Art. 105 Abs. 2a GG an die Gemeinden weitergeben.

Der Spielraum zur Wahrnehmung der Steuererhebungscompetenz ist einerseits durch die Beschränkung auf „örtliche Verbrauch- und Aufwandsteuern“ und andererseits durch das Gleichartigkeitsverbot determiniert. Erwägenswert erscheint auf dieser Grundlage die Einführung einer speziellen Steuer, die an den Betrieb von Windenergieanlagen im Gemeindegebiet anknüpft. Denkbar wäre die Erhebung einer derartigen Steuer auch für andere spezielle Anlagenarten.

Eine solche Steuer wäre der Kategorie der „Aufwandsteuern“ zuzuordnen, weil sie an das Halten bzw. den Gebrauch eines Gegenstandes anknüpfen, der es gestattet, von der ausreichenden finanziellen Leistungsfähigkeit des Steuerschuldners auszugehen.¹²² Sie wäre auch „örtlich“, weil sie an eine im Gemeindegebiet gelegene Sache anknüpfte.¹²³

Fraglich ist jedoch, ob eine solche Steuer mit dem Gleichartigkeitsverbot zu vereinbaren wäre. Diese Frage lässt sich ohne eine – hier nicht mögliche – intensive Auseinandersetzung mit der finanzverfassungsrechtlichen Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts nicht mit der nötigen Sicherheit klären. Das BVerfG hat die Frage, an welchen Kriterien das Gleichar-

¹²¹ Vgl. z.B. § 3 KAG NW.

¹²² Zur Kategorie der Aufwandsteuern vgl. Kirchhof, in: HdStR, Bd. IV, 2. Aufl. 1999, § 88 Rdnr. 154 m.w.N.; Jachmann, in: v. Mangoldt/ Klein/ Starck, GG III, 4. Aufl. 2001, Art. 105 Rdnr. 51; ferner BVerwGE 98, S. 272, 281 (Kommunale Verpackungssteuern) sowie BVerfG NVwZ 1989, S. 1152 (Jagdsteuern) und BVerfGE NJW 1984, 785 (Vergnügungssteuern).

¹²³ Vgl. BVerfGE 65, S. 325, 349; BVerfGE 98, S. 106, 124.

tigkeitsverbot des Art. 105 Abs. 2a GG zu messen ist, in seiner bisherigen Rechtsprechung noch nicht eindeutig beantwortet. Es ist unsicher, ob von einer Gleichartigkeit im Falle des Art. 105 Abs. 2a GG bereits dann auszugehen ist, wenn dieselbe Quelle der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit ausgeschöpft wird wie bei einer existierenden Bundessteuer, oder ob insoweit ein engerer Gleichartigkeitsmaßstab anzulegen ist.¹²⁴ Vor diesem Hintergrund ist zu empfehlen, der Frage an anderer Stelle vertieft nachzugehen.

Anzunehmen sein dürfte eine Gleichartigkeit jedenfalls, wenn mit der Steuer der Höhe nach an die Einnahmen des Betreibers angeknüpft oder ein der Gewerbesteuer ähnlicher Erhebungstatbestand eingeführt würde. Riskant dürfte es auch sein, die Steuer regelungstechnisch derart mit der Gewerbesteuer zu verkoppeln, dass sie allein oder primär als Möglichkeit zur vorzeitigen Vereinnahmung der Gewerbesteuer diene.

Unzulässig wäre es aus allgemeinen finanzverfassungsrechtlichen Gründen in jedem Falle, eine solche Steuer derart auszugestalten, dass sie als Instrument zur Verhinderung der Ansiedlung von Windkraftanlagen eingesetzt würde. In diesem Falle kollidierte sie mit dem allgemein unumstrittenen Verbot von „Erdrosselungssteuern“¹²⁵ und mit dem Verbot, Abgaben zu erheben, mit denen sachgesetzliche Regelungen des Bundes (hier in Gestalt des EEG) unterlaufen werden¹²⁶.

Aufteilung der Gewerbesteuereinnahmen bei übergemeindlichen Gebietsausweisungen

Übergemeindliche Festlegungen für Windenergie-Konzentrationszonen stellen sich aus dem individuellen Blickwinkel der Gemeinden tendenziell als unattraktiv dar, weil eine Errichtung der Anlagen auf dem Gebiet anderer Gemeinden zum Verlust der Einnahmen aus der Gewerbesteuer führen würde (vgl. § 4 des Gewerbesteuergesetzes – GewerbeStG). Dem lässt sich auf Basis des geltenden Rechts mit interkommunalen Verträgen über den zwischengemeindlichen Ausgleich abhelfen – ein Weg, der die Bereitschaft aller betroffenen Gemeinden zu einer einvernehmlichen Lösung voraussetzt. Zur Überwindung dieses strukturellen rechtlichen Hemmnisses bietet es sich an, den Gemeinden informatorische Hilfestellungen über die Konzeption entsprechender vertraglicher Regelungen zur Verfügung zu stellen.

Fraglich ist, ob darüber hinaus angestrebt werden sollte, eine spezielle gesetzliche Regelung zu schaffen, die für Fälle der übergemeindlichen Standortfestlegung verbindliche Vorgaben zur Aufteilung der Gewerbesteuereinnahmen aufstellt. Auf den ersten Blick erscheint dies nahe liegend. Zu bedenken ist jedoch, dass die Aufgabe, hierfür einen allgemeinen tragfähigen Modus zu entwerfen, außerordentlich komplex ist, weil die Regelung für verschiedene, sehr heterogene Fallgestaltungen und divergente Interessenlagen geeignet sein muss und sich schwierige Fragen der Bemessung stellen. Eine einheitliche Festlegung könnte bei einer für die Standortgemeinden wenig attraktiven Ausgestaltung zu einer Blockadehaltung im Rahmen der Regionalplanung führen, die sich im Ergebnis sogar kontraproduktiv auswirkt. Möglicherweise lassen sich zwischengemeindlich eher angemessene und allseits akzeptierte Lösungen finden.

¹²⁴ Eingehend, mit ausdrücklich offen gelassenem Ergebnis BVerfGE 65, S. 325, 350 f. m.w.N.

¹²⁵ Vgl. BVerfGE 38, S. 61, 81.

¹²⁶ Grundlegend BVerfGE 98, S. 106, 117 ff., 125 ff. (Kommunale Verpackungssteuern).

2.4.3.6 Weitere Verbesserungen auf rechtlicher Ebene

Schärfungen im (Bundes-) Raumordnungsrecht?

Weitergehende Schärfungen im Raumordnungsrecht des Bundes sind neuerdings grundsätzlich nicht mehr nur in Gestalt von Rahmenvorgaben möglich, denn der Bund verfügt – wie bereits erwähnt – nach Abschluss der sog. Föderalismusreform¹²⁷ über die konkurrierende Gesetzgebungskompetenz auch auf dem Gebiet der Raumordnung (Art 74 Abs. 1 Nr. 31 GG). Allerdings besitzen die Länder zugleich die Befugnis, hiervon abweichende Regelungen zu treffen (Art. 72 Abs. 3 Nr. 4 GG). Das erschwert es, den Ländern auf dem Wege des Raumordnungsrechts weitergehende Aktivitäten zugunsten einer aktiven Steuerung der Windenergieansiedlung mit dem Ziel weiterer Kapazitätssteigerungen abzurufen – auch wenn damit Verbesserungen hinsichtlich des Landschaftsschutzes und der städtebaulichen Ordnung erreichbar wären. Die seitens der Bundesländer deutlich wahrnehmbare Tendenz, bundesrechtliche Einflussnahmen auf ihre Kern-Kompetenzbereiche abzuwehren, spricht jedenfalls gegenwärtig nicht dafür, das Bundes-Raumordnungsrecht nutzbar zu machen, um weiterreichende und damit die Spielräume der Landes- und Regionalplanung einengende Verpflichtungen der Länder im Hinblick auf den Windenergieausbau auszusprechen.

Generelle gesetzliche Eindämmung von „Verhinderungsplanungen“?

Eine einfache bundesrechtliche Lösung zur „Verhinderung von Verhinderungsplanungen“ bietet sich nicht an. Im Rahmen des bauplanungsrechtlichen Regelungsgerüsts, das tragend auf die gemeindliche Planungshoheit gestützt ist, lässt es sich nicht vermeiden, dass einzelne Gemeinden ihren Planungs- und Gestaltungsfreiraum dazu nutzen, die im BauGB angelegten Förderintentionen für die Windenergie zu unterlaufen. Mit der wesentlich auf kommunalen Gestaltungsfreiheiten basierenden Planungskultur in Deutschland würde es sich nicht vertragen, dem eine Regelung entgegen zu setzen, nach der bestimmten Einzelzielen der Gemeinwohntwicklung wie der Windenergieförderung eine durchgreifende Sonderstellung unter den städtebaulichen Belangen zugesprochen würde. Zudem ist nicht ersichtlich, dass die Situation ein solches Handeln erfordern würde. Die so genannten Verhinderungsplanungen stellen zwar ein quantitativ keineswegs unbedeutendes Phänomen dar, die bisherige Entwicklung lässt aber nicht erkennen, dass die bundesrechtlichen Förderziele durch gezielte „Verhinderungsaktivitäten“ auf kommunaler oder regionaler Ebene ernstlich gefährdet würden.

In der Sache erschiene ein solches Vorgehen aus der Perspektive des Forschungsvorhabens auch nicht vertretbar. Der gemeindliche Gestaltungsspielraum in der Bauleitplanung ist von nicht zu unterschätzender Bedeutung für die städtebauliche Gesamtentwicklung. Ein mit strikteren planungsrechtlichen Verpflichtungen für die Gewährleistung des Windenergieausbaus notwendigerweise verbundenes einseitiges Zurückdrängen der Belange des Landschafts-, Natur- und Nachbarschutzes ließe sich mit dem Ziel, die Windenergie auf raum- und umweltverträgliche Weise zu fördern, nicht vereinbaren.

¹²⁷ Gesetz zur Änderung des Grundgesetzes vom 28. August 2006, BGBl. I S. 2034.

Eindämmung missbräuchlicher Anwendungen des § 15 Abs. 3 BauGB

Im Zuge des Gesetzgebungsverfahrens für das EAG Bau¹²⁸ im Jahr 2004 stattete der Gesetzgeber die Genehmigungsbehörden mit der Verpflichtung aus, Baugesuchen für im Außenbereich privilegierte Vorhaben unter bestimmten Voraussetzungen zurückzustellen, wenn die Gemeinde dies beantragt (§ 15 Abs. 3 BauGB 2004). Die Vorschrift folgt weitgehend dem Vorbild der auf das Jahr 1998 befristeten Zurückstellungsregelung des § 245b BauGB 1998.¹²⁹

Gemäß § 15 Abs. 3 Satz 1 BauGB hat die Baugenehmigungsbehörde die Entscheidung über die Zulassung von im Außenbereich privilegierten Vorhaben auf Antrag der Gemeinde „bis längstens ein Jahr nach der Zurückstellung auszusetzen, wenn die Gemeinde beschlossen hat, einen Flächennutzungsplan aufzustellen, zu ändern oder zu ergänzen, mit dem die Rechtswirkungen des § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB erreicht werden, und zu befürchten ist, dass die Durchführung der Planung durch das Vorhaben unmöglich gemacht oder wesentlich erschwert würde“. Nach Ablauf des Zurückstellungszeitraumes kann der Bauantrag dann auf Basis einer weiter verfestigten Planung ggf. endgültig abgelehnt oder nach Maßgabe des § 14 BauGB eine Veränderungssperre erlassen werden.

In der Sache erscheint die Neuregelung durchaus sinnvoll, weil die Planungsträger so die Möglichkeit erhalten, die von ihnen selbst verfolgte planvolle Steuerung der Ansiedlung von Windenergie gegenüber zwischenzeitlich gestellten Genehmigungsanträgen auch praktisch durchzusetzen. Auf der anderen Seite bietet die Aussetzungsmöglichkeit in dieser Gestalt eine allzu einfach zu handhabende Möglichkeit dazu, die gesetzlich intendierte Privilegierung von Windenergieanlagen zu umgehen, weil sie Raum dafür gibt, Bauanträge aus rein politischen Gründen, also ohne damit wirkliche Planungsabsichten zu verfolgen, für einen nicht unerheblichen Zeitraum zurückzustellen.

Diese negative Nebenwirkung sollte sinnvollerweise relativiert werden, indem die Zurückstellungsvoraussetzungen erweitert werden (z.B. durch die ergänzende Vorgabe, dass die Gemeinde die Planungsabsicht ernsthaft verfolgen muss) und zugleich ausdrücklich bestimmt wird, dass die Zurückstellung auf Antrag des Vorhabenträgers aufzuheben ist, wenn die Voraussetzungen nicht oder nicht mehr vorliegen.

Klarstellung zur bauplanungsrechtlichen Rückbauverpflichtung

Gemäß § 35 Abs. 5 Satz 2 BauGB haben die Bauherrn bei nach § 35 Abs. 1 Nr. 2 bis 6 privilegierten Bauvorhaben „als weitere Zulässigkeitsvoraussetzung eine Verpflichtungserklärung abzugeben, das Vorhaben nach dauerhafter Aufgabe der zulässigen Nutzung zurückzubauen und Bodenversiegelungen zu beseitigen“. Satz 3 der Vorschrift bestimmt, dass die Baugenehmigungsbehörde „durch nach Landesrecht vorgesehene Baulast oder in anderer Weise die Einhaltung der Verpflichtung nach Satz 2 sicherstellen“ soll.

Die ebenfalls im Zuge des EAG Bau 2004¹³⁰ eingeführte Regelung dient dem Schutz des Außenbereichs. Sie wird getragen durch das städtebauliche Ziel, Beeinträchtigungen des Au-

¹²⁸ Europarechtsanpassungsgesetz Bau (EAG Bau), BGBl. I 2004 S. 1359 / BGBl. I 2004 S. 2414.

¹²⁹ Gesetz v. 18.08.1997, BGBl. I S. 2081.

¹³⁰ BGBl. I 2004 S. 1359.

Benbereichs durch Anlagen zu vermeiden, die nicht mehr entsprechend dem gesetzlichen Privilegierungszweck genutzt werden. Die inhaltliche Berechtigung der Rückbauverpflichtung lässt sich aus städtebaulichem Blickwinkel nicht ernstlich bestreiten.¹³¹ Allerdings deutet einiges darauf hin, dass die recht undeutlich formulierte ergänzende Klausel, die Einhaltung der Verpflichtung solle „durch nach Landesrecht vorgesehene Baulast oder in anderer Weise“ sichergestellt werden, zu einem Einfallstor für (zu) weitreichende Forderungen nach kosten-trächtigen finanziellen Absicherungen werden könnte.¹³² Deutliche Hinweise auf die Entwicklung einer möglicherweise überzogen restriktiven Handhabung finden sich in den Einführungshinweisen der Fachkommission Städtebau¹³³, in den Einführungshinweisen des Landes Nordrhein-Westfalen zum EAG Bau¹³⁴ sowie (inzwischen) auch im Windenergieerlass NRW¹³⁵. Dort wird davon ausgegangen, dass es ohne weiteres zulässig sei, den Antragstellern finanzielle Sicherheitsleistungen (wie z.B. Bankbürgschaften) in Höhe der Beseitigungskosten abzuverlangen. Im Windenergieerlass NRW ist von einer Sicherheitsleistung in Höhe von „zumindest 6,5 % der Investitionskosten“ die Rede.¹³⁶

Aus verfassungsrechtlicher Perspektive begegnet dies nicht unerheblichen Bedenken.¹³⁷

- Das Verhältnismäßigkeitsprinzip gebietet es, die spezielle Sicherung für die Einhaltung der Rückbauverpflichtung im Einzelfall nicht schärfer auszugestalten, als es konkret erforderlich und angemessen ist. Dabei ist zu beachten, dass das in den meisten Bundesländern existierende Rechtsinstitut der Baulast, welches durch § 35 Abs. 5 Satz 3 BauGB als die *typische* Sicherungsform benannt wird, *nicht* mit einer finanziellen (Sicherheits-) Leistung verknüpft ist.
- Indem er die Baulast als typische Sicherungsform erwähnt, bringt der Gesetzgeber zum Ausdruck, dass es ihm zur Erreichung des gesetzlichen Zwecks zumindest im Regelfall genügt, wenn sichergestellt wird, dass die Verpflichtung – wie es für die Baulast charakteristisch ist – auch gegenüber Rechtsnachfolgern gilt (also insb. bei der Veräußerung, aber auch im Falle der Insolvenz). Es erscheint ihm also vom Grundsatz her ausreichend, eine Sicherungsart zu wählen, die *nicht* in spezifischer Weise *finanziell* abgesichert ist.

¹³¹ Zweifelnd Maslaton/ Zschiegner, Rechtliche Rahmenbedingungen der Errichtung und des Betriebs von Biomasseanlagen, S. 39 f.

¹³² So auch Maslaton/ Zschiegner, Rechtliche Rahmenbedingungen der Errichtung und des Betriebs von Biomasseanlagen, S. 41 f.; vgl. auch Hammon: Ein Jahr Praxis mit dem EAG Bau (Stellungnahme des Fachverbands Biogas), Freising 2005.

¹³³ Vgl. Fachkommission Bau, Muster-Einführungserlass zum Gesetz zur Anpassung des Baugesetzbuchs an EU-Richtlinien (EAG Bau) vom 1. Juli 2005, S. 70 f. Dort wird undifferenziert von den beiden Möglichkeiten einer Baulast und einer „Sicherheitsleistung“ gesprochen.

¹³⁴ Vgl. den Einführungserlass zum Europarechtsanpassungsgesetz Bau (EAG Bau), Runderlass des Ministeriums für Städtebau und Wohnen, Kultur und Sport v. 30.01.2005 – II A 1 - 901.12 –, 4.3.1.5). Dort heißt es, zwischen beiden Varianten (der Baulast und der Sicherung auf andere Weise) bestehe kein Rangverhältnis, es könnten daher auch andere Sicherungsformen gewählt werden. Erwähnt werden hierfür die beschränkte persönliche Dienstbarkeit, die Sicherungsgrundschuld und die Bankbürgschaft.

¹³⁵ Vgl. Windkrafteerlass NRW, Pkt. 5.2.3.

¹³⁶ Windkrafteerlass NRW, Pkt. 5.2.3 (S. 27).

¹³⁷ Eingehend zum Ganzen Klinski, Überblick über die Zulassung von EE-Anlagen, S. 40 f.

In besonderem Maße erscheinen unter dem Gesichtspunkt der Verhältnismäßigkeit solche finanziellen Sicherungsmittel problematisch, die den Adressaten mit einer Zinsbelastung überziehen. Zinsgetragene Sicherungsformen können die Wirtschaftlichkeit der Anlagen stark beeinflussen und in Einzelfällen sogar in Frage stellen. Als gegenüber Sicherungsarten wie der Bankbürgschaft mildere finanzielle Sicherungsmittel kommen insbesondere Verpflichtungen zur Bildung von Rückstellungen in Betracht.

Angesichts der gleichwohl verbreiteten Ansicht, die Genehmigungsbehörde könne ohne weiteres finanzielle Sicherheitsleistungen wie Bankbürgschaften – nach den Veröffentlichungen der nordrhein-westfälischen Landesregierung sogar in Höhe von „zumindest“ 6.5 % der Investitionskosten – verlangen, liegt es inhaltlich nahe, dass der Bundesgesetzgeber unter Beachtung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes klarstellend eingreift, sei es durch Bestimmung eines eindeutigen Vorrangs der Baulast oder durch genauere Bezeichnung von Art und Maß der finanziellen Absicherung.

3 Windenergienutzung auf See

3.1 Ausgangssituation und Perspektiven

3.1.1 Bisherige Entwicklung des Windenergieausbaus auf See

Offshore-Windparks wurden innerhalb Europas bisher in den Ländern Dänemark, Großbritannien, Schweden, Irland, den Niederlanden und Deutschland realisiert. Für die nächsten Jahre ist in all diesen Ländern ein erheblicher Ausbau geplant.

Die **weltweit** installierte Leistung von Offshore-Windenergieanlagen beträgt derzeit ca. 930 MW. Die größten Windparks mit 160 bzw. 166 MW wurden an den Standorten Horns Rev und Rødsand/Nysted in Dänemark errichtet. Dänemark ist auch das Land, das über die längsten Erfahrungen im Bereich der Offshore-Windenergienutzung verfügt. Bereits 1991 wurde dort der erste Offshore-Windpark vor der Insel Lolland in der Ostsee errichtet. Die ersten großen Offshore-Windparks außerhalb Dänemarks befinden sich in Großbritannien am Standort North Hoyle mit 60 MW, Kentish Flats und Barrow mit jeweils 90 MW. Die derzeit größte errichtete Offshore-Anlage wurde im Rahmen des schottischen „Beatrice“-Projekts installiert. Hierbei handelt es sich um eine Anlage des Typs Repower 5M mit einer Nennleistung von 5 MW. In den Niederlanden befindet sich derzeit ein weiterer Offshore-Windpark vor Egmond aan Zee mit 36 WEA vom Typ Vestas V90/3MW im Bau.¹³⁸ Auch zukünftig wird der Bau von Offshore-Windparks im europäischen Ausland weiter voranschreiten. Allein in Großbritannien sind Offshore-Windparks mit einer installierten Leistung von über 10.000 MW in der Planung.¹³⁹

In **Deutschland** sind bisher lediglich zwei Einzelanlagen direkt vor der Küste bzw. im Hafengebiet von Rostock und Emden errichtet worden. Der Bau eines Offshore-Testfeldes vor Borkum ist für 2008 vorgesehen. Genehmigungen des zuständigen Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) liegen demgegenüber mittlerweile für den Bau von 13 Pilotvorhaben in der AWZ der Nordsee sowie von einem Pilotvorhaben in der AWZ der Ostsee vor. Insgesamt sind damit 937 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 4.227 MW in der AWZ der Nordsee und 160 Windenergieanlagen mit 800 MW in der AWZ der Ostsee rechtlich gestattet worden – ohne dass für diese ein Termin für die Aufnahme der Bauarbeiten absehbar wäre. Weitere 1500 MW befinden sich für die AWZ der Nord- und der Ostsee im Antragsverfahren. Außerdem sind innerhalb der 12-Seemeilen-Zone (d.h. des Küstenmeeres) zwei kleinere Offshore-Windparks in der Nordsee und ein kleinerer Offshore-Windpark in der Ostsee geplant, bei denen die Raumordnungsverfahren entweder bereits abgeschlossen sind oder sich in Bearbeitung befinden. Ein weiteres in der 12-Seemeilen-Zone der Ostsee liegen-

¹³⁸ Vgl. Rehfeldt, K.; Gerdies, G.: Internationale Aktivitäten und Erfahrungen im Bereich der Offshore-Windenergienutzung. Hg.: BMU, Berlin, 2002; ferner die dena-Netzstudie, 2005.

¹³⁹ Vgl. iwr-Ticker [unter: <http://www.iwr.de> (Zugriff: 18.08.06)].

des Projekt hat im Jahr 2006 die Bau- und Betriebsgenehmigung für die Windenergieanlagen sowie im August 2006 die Genehmigung für die Verlegung des Seekabels erhalten. Das Projekt besteht aus 21 Windenergieanlagen mit einer Leistung von ca. 53 MW.

Im zweiten Halbjahr 2006 wurden keine weiteren Genehmigungen für Offshore Windparks in Nord- oder Ostsee erteilt. Über die in diesem Zeitraum eingereichten weiteren Genehmigungsanträge veröffentlichte das BSH bislang noch keine Übersicht.

Nach anfänglicher Planungseuphorie kommt die tatsächliche Ausbauentwicklung in Deutschland gegenwärtig nur noch langsam voran. Hinter der eingetretenen praktischen Zurückhaltung der Investoren stehen verschiedene – im Einzelnen noch zu diskutierende – Hemmnisfaktoren, die ganz überwiegend damit zusammenhängen, dass sich die Planungen weitgehend auf Gebiete in relativ großer Küstenentfernung (30 bis 120 km) mit tiefen Wasserständen (25 bis über 40 Meter) konzentrieren, in denen sehr raue Wetterbedingungen vorherrschen. Die Errichtung der betreffenden Windparks begegnet daher sowohl in technischer als auch – in der Folge – in wirtschaftlicher Hinsicht besonderen Herausforderungen. Die Konzentration auf küstenferne, in der deutschen „ausschließlichen Wirtschaftszone“ (AWZ) gelegene Standorte, ist darauf zurückzuführen, dass der Errichtung von Windparks in küstennäheren Bereichen der Nord- und Ostsee praktisch-politische Grenzen gesetzt sind, vor allem aus Gründen des Naturschutzes (insbesondere: Schutz der Wattenmeer-Nationalparks in der Nordsee) und der Schifffahrt, aber auch aus Gründen der Akzeptanz in den Küstenregionen.

Die Bedingungen in Deutschland unterscheiden sich damit wesentlich von der Ausgangssituation in denjenigen Staaten, die auf dem Wege der praktischen Nutzung von Offshore-Windenergie bereits weiter sind. Namentlich die Aktivitäten Dänemarks richteten sich bislang ausschließlich auf küstennahe Standorte. Interessant für deutsche Planungen dürften die Erfahrungen mit den beiden im Bau befindlichen Projekten „Egmond aan Zee“ (Niederlande) und „Beatrice“ (vor der schottischen Küste) werden, da die betreffenden Standorte Wassertiefen von 30 bzw. 44 m aufweisen und damit insofern – nicht allerdings im Hinblick auf die Küstenentfernung – mit den Verhältnissen in der deutschen AWZ vergleichbar sind.

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über den Stand der Verfahren:

	Genehmigte Windparks (Pilotphasen)			Anträge im Genehmigungsverfahren (Pilotphasen)		
	Anzahl [Wind- parks]	Anzahl [WEA]	Kumulierte Leistung [MW]	Anzahl [Wind- parks]	Anzahl [WEA]	Kumulierte Leistung [MW]
AWZ Nordsee	13	937	4.227	3	274	1.260
AWZ Ostsee	2	160	800	1	80	240
Summe AWZ	15	1.097	5.027	4	324	1.410
12 sm-Zone Nordsee	2	2	10,5	2	69	352,5
12 sm-Zone Ostsee	1	21	53	1	50	100
Summe 12 sm-Zone	3	23	63,5	3	119	452,5
Gesamtsumme	18	1.120	5.090,5	7	443	1.862,5

Tab. 4: Verfahrensstand zur Genehmigung von Windparks in der AWZ der Nordsee (Küstenentfernung der konkreten Projekte 22-100 km, Wassertiefen 19-45 m), der AWZ der Ostsee (Küstenentfernung 15-35 km, Wassertiefen 15-40 m), im Küstenmeer der Nordsee sowie im Küstenmeer der Ostsee (Stand: August 2006; Zusammenstellung: Deutsche WindGuard)

Die folgende Abbildung gibt beispielhaft für die Nordsee eine Übersicht über die geografische Verteilung der beantragten und genehmigten Windparks:

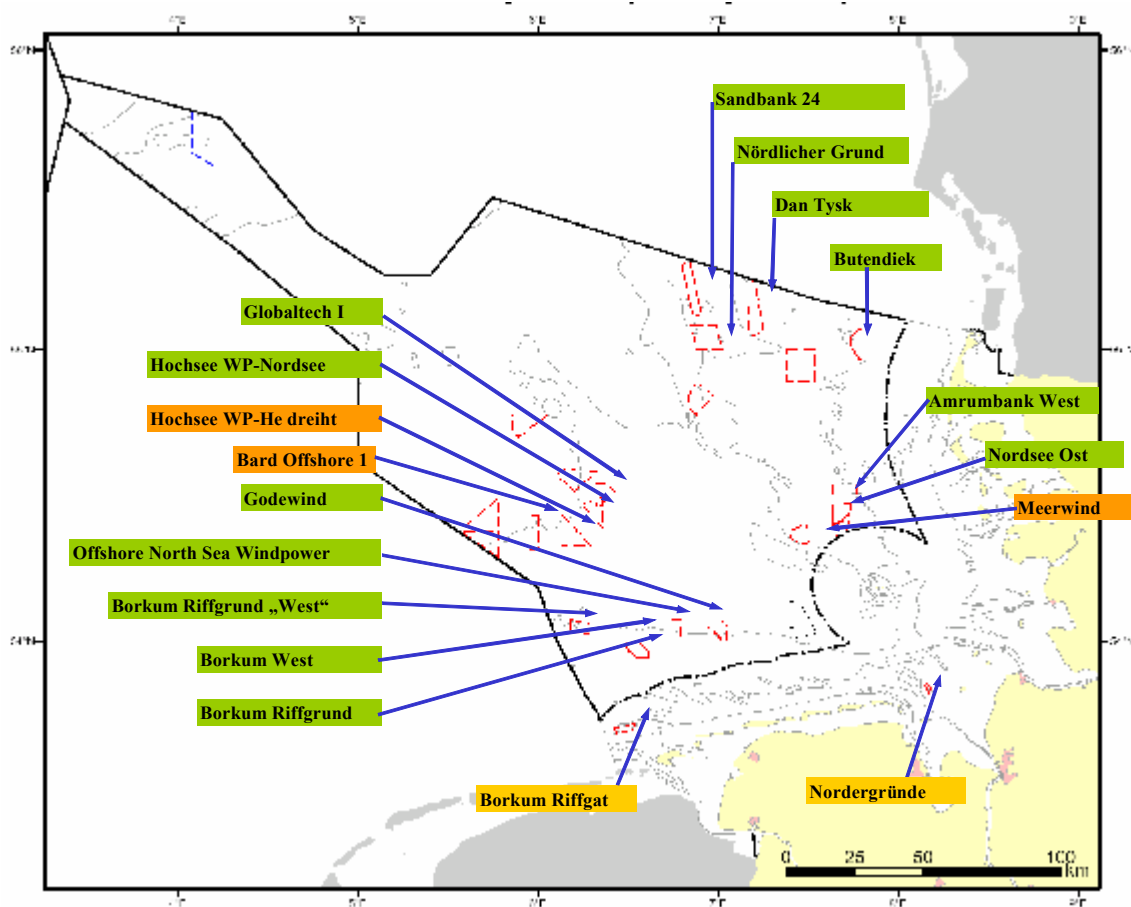


Abb. 13: Planung von Offshore-Windparks in der Nordsee (Stand August 2006). Grün: genehmigte Projekte in der AWZ; Orange: Projekte im laufenden Verfahren; Gelb: Projekte innerhalb der 12 sm Zone (Quelle: BSH)¹⁴⁰

3.1.2 Weitere Ausbauperspektive

Die Bundesregierung markierte in ihrer im Jahr 2002 veröffentlichten „Strategie zur Windenergienutzung auf See“ erstmals konkrete Ziele für den Ausbau der Offshore-Windenergienutzung. Gedacht war an einen stufenweisen Ausbau mit der Zielsetzung, die ersten Baustufen in der „Startphase“ mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 500 MW bis 2006 abzuschließen. Dem sollten zunächst eine erste Ausbauphase mit 2000 bis 3000 MW installierter Leistung bis 2010 und anschließend weitere Ausbauphasen mit einer Leistung von 20.000 bis 25.000 MW bis ca. 2030 folgen.¹⁴¹

¹⁴⁰ Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Aktuelle Planungen von Offshore-Windparks in der Nordsee. [<http://www.bsh.de> (Zugriff: 19.08.06)]. Eine neuere Karte wurde seitens des BSH noch nicht veröffentlicht.

¹⁴¹ BMU (Hg.): Strategie zur Windenergienutzung auf See (2002), S. 8.

Phasen	Zeitraum	Mögliche Kapazität	Möglicher Stromertrag
1. Vorbereitungsphase	2001 - 2003	-- MW	-- TWh p.a.
2. Startphase (Erste Baustufen)	2003/4-2006	mindestens 500 MW	ca. 1,5 TWh p.a.
3. Erste Ausbauphase	2007-2010	2.000 - 3.000 MW	ca. 7 - 10 TWh p.a.
4. Weitere Ausbauphasen	2011-2030	20.000 - 25.000 MW	ca. 70 - 85 TWh p.a.

Tab. 5: Gestufte Strategie der Windenergienutzung auf See (Quelle: BMU 2002)

Bezogen auf den Stromverbrauch des Jahres 1998 entspräche der Zielwert für 2030 einem Anteil der Offshore-Windenergie an der gesamten Stromversorgung in der Größenordnung von etwa 15 %.¹⁴²

Die in der Strategie zur Windenergienutzung auf See niedergelegten programmatischen Vorstellungen können heute jedoch nicht mehr als realistisch angesehen werden. Der Zeitraum der „Startphase“ ist abgeschlossen, ohne dass auch nur ein einziger Offshore-Windpark in der für diesen Zeitraum ins Auge gefassten typischen Größenklasse von bis zu 80 Einzelanlagen¹⁴³ (sog. Pilotphase) im Bau wäre.

Für den Bereich der AWZ in der Nordsee hat das BSH mittlerweile Genehmigungen für den Bau und Betrieb von insgesamt 13 Pilotwindparks mit 937 WEA und einer installierten Leistung von 4.227 MW erteilt. Hinzu kommt eine genehmigte Kapazität von 800 MW für den AWZ-Bereich der Ostsee. Die Verfahren für eine Reihe weiterer Projekte sind weit fortgeschritten. Bis einschließlich 2006 zeichnete sich jedoch nicht ab, dass von den Genehmigungen auf kürzere Sicht tatsächlich in größerem Umfang Gebrauch gemacht würde.

Aus dem derzeitigen Stand aller vorliegenden Planungen ergibt sich insgesamt eine Gesamt-Einspeiseleistung von ca. 6.950 MW für die Pilotwindparks in der Nord- und Ostsee, die aufgrund verfügbarer Kapazitäten der Windenergieanlagentechnik, der Kabelproduktion als auch der Offshore-Installationstechnik nicht alle bis 2010 realisiert werden können. Hier wäre sicherlich ein Zeitraum zwischen 2014 bis 2016 wahrscheinlicher. Die politische Zielvorstellung, 3.000 MW bis 2010 im Offshore-Bereich zu installieren, wird nicht mehr zu erreichen sein.

Untersuchungen zum zukünftigen Ausbau der Windenergienutzung sowohl an Land als auch im Offshore-Bereich wurden insbesondere im Rahmen der dena-Studie¹⁴⁴ (Szenario Fachbeirat sowie Szenario DEWI) durchgeführt als auch im Rahmen einer Marktuntersuchung der Deutschen WindGuard (Szenarien „Optimistischer Ausbau“ und „Verhalten optimistischer

¹⁴² BMU (Hg.): Strategie zur Windenergienutzung auf See (2002), S. 7.

¹⁴³ Vgl. BSH, Standarduntersuchungskonzept – Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt, 1. Fortschreibung, Hamburg 2003.

¹⁴⁴ Dena-Netzstudie, S. 40 ff. und S. 46 ff.

Ausbau)¹⁴⁵. Für den Offshore-Bereich sind die Ergebnisse in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Jahr	Szenario „Fachbeirat“	Szenario „DEWI“	Szenario „Optimisti- scher Ausbau“	Szenario „Verhalten op- timistischer Ausbau“
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2007	651	476	150	11
2010	5.439	4.382	2.050	1.100
2015	9.793	9.793	7.200	5.000
2020	20.358	20.358	15.000	12.000

Tab. 6: Vergleich der prognostizierten kumulierten installierten Leistung der verschiedenen Szenarien für den Ausbau der Windenergienutzung auf See (Quelle: Deutsche WindGuard)

Der Vergleich der im Rahmen der Marktuntersuchungen entwickelten Szenarien für den Ausbau der Windenergienutzung auf See mit den in der dena-Studie erarbeiteten Szenarien weist große Unterschiede auf. Bereits die Erwartungen der installierten Leistung von Offshore-Windparks bis 2010 fallen in den beiden Szenarien der dena-Studie deutlich höher aus. Während das DEWI-Szenario von 4.382 MW bis 2010 ausgeht und das Szenario des dena-Fachbeirats sogar auf 5.439 MW bis 2010 kommt, geht das optimistische Szenario der Deutschen WindGuard nur von 2.050 MW bis 2010 aus. Bei verhalten optimistischem Ausbau liegen die Erwartungen nur bei 1.100 MW bis 2010. Auch die Entwicklung bis 2020 wird in den Szenarien der dena-Studie und den Untersuchungen der WindGuard-Studie deutlich anders eingeschätzt. Während in beiden Szenarien der dena-Studie eine kumulierte installierte Leistung bis 2020 von 20.358 MW prognostiziert wird, ergibt sich aus der Marktuntersuchung eine kumulierte installierte Leistung von 15.000 MW bzw. 12.000 MW im verhalten optimistischen Szenario.

Die Gründe für die mittlerweile deutlich relativierten Ausbauersparungen sind darin zu finden, dass sich die Ausgangsbedingungen heute weit weniger günstig darstellen als in der Strategie zur Windenergienutzung auf See (und auch zu Beginn des vorliegenden Vorhabens 2003) angenommen. Die tatsächliche Aufnahme der Bauarbeiten zu den projektierten Pilotphasen wird durch einige schwerwiegende Probleme gehemmt:

- *Erstens* macht sich das **Fehlen praktischer Erfahrungen** mit in Wassertiefen von 20 bis über 40 Metern weitab von der Küste stehenden Anlagen negativ bemerkbar. Das gilt sowohl für die technische Entwicklung als auch für die Bewertung von Sicherheitsaspekten.
- *Zweitens* sind mit den hohen **technischen Herausforderungen** besonders große Investitionsrisiken verbunden.
- *Drittens* erweist sich die **Kabelanbindung als „Nadelöhr“** der Offshore-Strategie: Jeder Windparkbetreiber plante bislang für sich allein, da es an den rechtlichen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für eine planvolle netztechnische Erschließung der AWZ fehlte.

¹⁴⁵ Rehfeldt, Dr. K., Wallasch, J. (Deutsche WindGuard): Kurzgutachten zum Ausbau der Windenergienutzung bis 2020. Endbericht. September 2005.

Dieser Umstand ist nicht zuletzt deshalb besonders misslich, weil er sowohl aus betriebswirtschaftlicher als auch aus ökologischer Sicht von Nachteil ist: Durch die fehlende Bündelung der Anschlusskabel entstehen vermeidbare Umweltbelastungen, und es fallen bei den Windparkbetreibern hohe Anschlusskosten an. Zugleich bergen die nebeneinander bei verschiedenen Behörden durchzuführenden Genehmigungsverfahren für die Kabel nicht unerhebliche rechtliche Unsicherheiten.

- *Viertens* droht spätestens für die Ausbauphasen der Offshore-Windparks eine Situation, in der die **Kapazität der Übertragungsnetze** an Land nicht ausreicht, weil die Betreiber der Übertragungsnetze die nötigen Optimierungs-, Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen nicht rechtzeitig realisiert haben.
- *Fünftens* fehlt es in Ansehung dieses Bündels von zu bewältigenden Problemen in der **Kredit- und Versicherungsbranche** an der Bereitschaft, die Offshore-Projekte durch günstige Vergabekonditionen wirtschaftlich abzusichern. Aus diesem Grunde erhöhen sich die Gesamtkosten der Vorhaben noch einmal deutlich.

Eine belastbare Anpassung der **strategischen Ausbauziele** an diese zumindest in Teilen wesentlich veränderte Ausgangssituation gestaltet sich schwierig, da die weitere Ausbauentwicklung entscheidend davon abhängt, ob und innerhalb welcher Zeiträume es gelingt, die relevanten Probleme zu bewältigen und die erforderlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu schaffen. Wichtiger als die erneute Formulierung quantitativ bemessener Zielmarken für bestimmte Jahre erscheint es aus der Perspektive des Forschungsvorhabens, die Bewältigung der zentralen Probleme und Aufgaben unverzüglich anzugehen. Hierfür werden in den nachfolgenden Kapiteln einige konkrete Ansatzpunkte herausgearbeitet. Sollte das gelingen, so können die in der 2002 entwickelten Strategie gesetzten Ziele für die Startphase und die erste Ausbauphase mit einer Verzögerung um einige Jahre erreicht werden, so dass es nach wie vor nicht unrealistisch erscheint, die (ohnehin relativ vage) Größenordnung der bislang formulierten Zielsetzungen für 2030 weiter im Auge zu behalten.

Keine Veranlassung besteht aus der Sicht des Forschungsvorhabens demnach dazu, den **längerfristigen Zielhorizont** für die Offshore-Windenergienutzung als solchen in Frage zu stellen und stattdessen auf einen geringeren Anteil der Offshore-Windenergienutzung für die Stromversorgung zu orientieren. Die derzeit festzustellenden Probleme erscheinen – soweit dies aus heutiger Sicht beurteilt werden kann – prinzipiell überwindbar. Ein Abrücken von den anspruchsvollen längerfristigen Ausbauzielen würde die deutschen Klimaschutzbemühungen, in denen die Offshore-Windenergienutzung einen wichtigen Platz einnimmt, erschweren und zugleich einen bedeutenden Rückschlag auf dem Weg zu mehr nationaler Versorgungssicherheit bringen.

Festgehalten werden sollte auch an dem in der Strategie der Bundesregierung angelegten **gestuften Konzept** der Strategie zur Windenergienutzung auf See. Zwar dürften sich die Grenzen zwischen der Startphase und den ersten Ausbauphasen etwas verschieben, weil schon jetzt erheblich höhere Stromerzeugungskapazitäten genehmigt sind als ursprünglich für die Startphase vorgesehen waren. Damit dehnt sich für sich genommen aber nur die quantitative Breite der Startphase aus. Es erscheint jedoch unerlässlich, die Erfahrungen der zuerst realisierten Pilotvorhaben zunächst umfassend auszuwerten, bevor auf den dadurch erweiterten Erkenntnisgrundlagen die späteren Ausbauphasen ins Werk gesetzt werden. Das

gilt nicht nur im Hinblick auf die Fortentwicklung der Technik, sondern auch und insbesondere aus dem Blickwinkel des Umweltschutzes und der Sicherheit. Denn es ist nach wie vor richtig, dass es sich bei der Windenergienutzung auf See um einen „großflächigen und langfristigen Eingriff in die Meeresumwelt handelt und die anlagenbezogenen Auswirkungen der Offshore-Windparks auf die Meeresumwelt mangels praktischer Erfahrungen nur mit Unsicherheiten prognostiziert werden können (z.B. zur Barrierewirkung für Zugvögel, Vogelschlag oder Habitatverlust für Meeressäuger)“¹⁴⁶, so dass es im Sinne des Vorsorgeprinzips wichtig ist, die Realisierung der Ausbaustufen von positiv belastbaren Erkenntnissen über die Verträglichkeit von Offshore-Windparks mit den Belangen des Meeresumweltschutzes und der Sicherheit abhängig zu machen.¹⁴⁷

Eine relativ geringe strategische Bedeutung kommt in den bisherigen Planungen bislang der **küstennahen Nutzung** der Windenergie zu. Das Forschungskonsortium sieht hier durchaus gewisse zusätzliche Potenziale, die sich jedoch einesteiis wegen naturschutzbezogener Bedenken insbesondere im Hinblick auf die Inanspruchnahme von Wattenmeer-Gebieten und anderenteils in Anbetracht der vorhandenen Interessenkonstellationen in den Küstenregionen realistischerweise allenfalls in Einzelfällen wahrnehmen lassen dürften. Von daher sollte an der schwerpunktmäßigen Orientierung auf die Nutzung der AWZ festgehalten werden, wenngleich zu betonen ist, dass es sinnvoll erscheint, einzelne weitere Standorte innerhalb des Küstenmeeres zusätzlich in Betracht zu ziehen und genauer auf ihre Geeignetheit zu prüfen.

Allerdings kann nicht übersehen werden, dass die weitgehende Konzentration auf küstenferne Standorte ihren Preis hat. Die Errichtung von Windparks in **küstenfernen Regionen der AWZ** verteuert die Windenergienutzung vornehmlich in den Anfangsjahren nicht unerheblich, einerseits wegen der langen (und daher teuren) Übertragungswege hin zum Land, andererseits aber auch wegen der mit den dortigen Wasser- und Wetterverhältnissen einhergehenden besonderen technischen und betriebslogistischen Erfordernisse. Will Deutschland der Offshore-Windenergienutzung aus Gründen des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit gleichwohl weiterhin einen zentralen Platz in der weiteren Entwicklung der erneuerbaren Energien einräumen und mit in Deutschland ansässigen Unternehmen auf diesem Gebiet zum Kreis der Technologie exportierenden Nationen gehören, so wird dies nur möglich sein, wenn für die (küstenferne) Offshore-Windenergienutzung angemessene politische und wirtschaftliche Entwicklungsbedingungen bereitet werden.

Eine erste strategisch bedeutsame Maßnahme zur Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurde Ende November 2006 (und damit nach dem Abschluss der Arbeitsphase „Offshore“ zu diesem FuE-Vorhaben) mit der Einfügung des neuen § 17a in das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ergriffen, der die Aufgaben der Errichtung und des Betriebes der Anschlusskabel für die Offshore-Windparks auf die Netzbetreiber überträgt. Hierauf wird an anderer Stelle noch einzugehen sein (siehe unten, Kap. 3.4.3.3 und 3.4.4).

¹⁴⁶ Strategie zur Windenergienutzung auf See (2002), S. 7.

¹⁴⁷ Aus diesem Grund versieht das BSH die Genehmigungen üblicherweise mit einem Widerrufsvorbehalt, von dem u. U. Gebrauch gemacht werden kann, falls sich auf Grund neuerer Erkenntnisse herausstellt, dass die Schutzgüter des § 2 SeeAnIV stärker gefährdet werden als ursprünglich angenommen.

3.2 Der planungs- und zulassungsrechtliche Rahmen der Ausbauentwicklung

Im Zentrum der bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen für die Planung von Windenergieanlagen im Offshore-Bereich stehen die Genehmigungsvorschriften der Seeanlagenverordnung (SeeAnIV). Die auf Grundlage des Seeaufgabengesetzes (SeeAufgG) geschaffene Verordnung regelt seit 1997 die Zulässigkeit der Errichtung von Anlagen in der deutschen „ausschließlichen Wirtschaftszone“ (AWZ). Die AWZ ist dem Küstenmeer vorgelagert und erstreckt sich von dort aus bis zu 200 Seemeilen ins Meer. Im Küstenmeer findet – anders als in der AWZ – grundsätzlich das an Land geltende Zulassungsinstrumentarium für Windenergieanlagen Anwendung.

Die Seeanlagenverordnung füllt das den Küstenstaaten durch das Seerechtsabkommen der Vereinten Nationen (SRÜ) verliehene ausschließliche Recht aus, für die dem Küstenstaat zugeordnete AWZ Regelungen über die Errichtung und die Genehmigung von Anlagen und Bauwerken zu schaffen.¹⁴⁸ Völkerrechtlich ist zu beachten, dass die AWZ nach dem Konzept des SRÜ nicht zum deutschen Hoheitsgebiet zählt, sondern lediglich einen Raum mit bestimmten exklusiven hoheitlichen Befugnissen des jeweiligen Küstenstaates bildet.

Die maßgebenden Genehmigungsvorschriften ergeben sich aus den §§ 2 bis 6 SeeAnIV. Wichtigste Vorschrift ist § 3 SeeAnIV. § 3 Abs. 1 Satz 1 SeeAnIV bestimmt, dass die Genehmigung für die erfassten Seeanlagen „zu versagen ist, wenn die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs beeinträchtigt oder die Meeresumwelt gefährdet wird, ohne dass dies durch eine Befristung, durch Bedingungen oder Auflagen verhütet oder ausgeglichen werden kann“. Die beiden Kriterien der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs einerseits und der Gefährdung der Meeresumwelt andererseits werden nachfolgend in Satz 2 der Vorschrift durch einige Regelbeispiele konkretisiert. Satz 3 bestimmt, dass die Genehmigung nicht versagt werden darf, wenn keine Versagungsgründe im Sinne des Satzes 1 vorliegen.

In die Genehmigungsverfahren ist typischerweise (außer bei ungewöhnlich klein dimensionierten Windparks) eine UVP (mit Öffentlichkeitsbeteiligung) integriert. Die hierfür maßgebende Vorschrift des § 2a SeeAnIV verweist insoweit auf die Bestimmungen des UVPG, so dass sich die gleichen Schwellenwerte zur Auslösung der UVP-Pflicht bzw. der jeweiligen Vorprüfungspflichten ergeben, die auch für Anlagen an Land gelten.

Zuständig für die Erteilung von Genehmigungen ist das dem Bundesministerium für Verkehr, Bauwesen und Städtebau (BMVBS) als Bundesoberbehörde nachgeordnete Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). Innerhalb des Genehmigungsverfahrens holt das BSH die Stellungnahmen der Behörden und sonstigen Stellen ein, die in ihren Aufgabenbereichen berührt sind (§ 5 Abs. 3 SeeAnIV). Die Genehmigung darf nur erteilt werden, wenn die örtlich zuständige Wasser- und Schifffahrtsdirektion ihre Zustimmung erteilt hat (§ 6 SeeAnIV); deren Prüfungsbefugnis bezieht sich allein auf die Belange des Schiffsverkehrs.

Zu beachten ist, dass die betreffenden Vorhaben nur realisiert werden können, wenn auch die (über die Anlagengenehmigung nach der Seeanlagenverordnung hinaus erforderlichen) Genehmigungen für die Herstellung der Trassen zur An- und Abfuhr des Stroms bis zum Netzverknüpfungspunkt an Land erteilt sind. Das BSH sieht sich zur Entscheidung hierüber auf

¹⁴⁸ Siehe Art. 60 des SRÜ (BGBl. 1994 II S. 1799).

Grundlage der Seeanlagenverordnung zwar befugt, soweit es um die Inanspruchnahme der AWZ geht. Sein Kompetenzbereich endet aber vor dem Küstenmeer. Für die Querung des Küstenmeeres bedarf es einer Reihe von behördlichen Einzelentscheidungen nach unterschiedlichen Gesetzen. Besonders bedeutsam ist die für die Inanspruchnahme des Wattenmeeres in der Nordsee erforderliche Befreiung von den Verboten der betreffenden (Landes-) Nationalparkgesetze. Eine strom- und schiffahrtspolizeiliche Genehmigung nach dem Bundes-Wasserstraßengesetz (WaStrG) muss eingeholt werden, wenn Kabel unter einer Bundeswasserstraße verlegt werden sollen (siehe § 31 Abs. 1 Nr. 2 WaStrG). Die Kabelverlegung bedarf außerdem einer wasserrechtlichen Genehmigung für Anlagen im Küstenmeer. Da die Kabelverlegung als Eingriff in Natur und Landschaft einzustufen ist, hat zudem (ggf. integriert in ein anderes Zulassungsverfahren) eine naturschutzrechtliche Eingriffsprüfung stattzufinden (vgl. §§ 18 ff. BNatSchG). Landseitig bedarf es je nach örtlicher Situation unter Umständen weiterer Genehmigungsakte.

Sowohl (und insbesondere) für die Standortwahl der Windparks in der AWZ als auch für die Trassenwahl sind die Anforderungen der Vogelschutzrichtlinie 79/409/EWG¹⁴⁹ und der sog. FFH-Richtlinie 92/43/EWG¹⁵⁰ von großer Bedeutung. Dies fand in den Texten der Seeanlagenverordnung 1997 und des Bundesnaturschutzgesetzes in der Fassung von 1998 ursprünglich keinen adäquaten Ausdruck. Durch die Novelle des Bundesnaturschutzgesetzes Anfang 2002 wurden insofern erstmals klare Rechtsgrundlagen geschaffen, indem ausdrücklich die Möglichkeit zur Ausweisung von Meeresschutzgebieten in der AWZ eröffnet wurde.¹⁵¹ Um die Rechtslage leichter handhabbar zu machen, wurde mit der besagten Novelle zusätzlich eine neue Regelung in die SeeAnlV aufgenommen, nach der – als Pendant zu den Meeresschutzgebieten – Eignungsgebiete in der AWZ ausgewiesen werden sollen, in denen in der Regel davon ausgegangen werden können soll, dass Versagungsgründe im Sinne des § 3 SeeAnlV nicht vorliegen (vgl. § 3a SeeAnlV). Die Festlegung eines besonderen Eignungsgebiets hat im Genehmigungsverfahren im Hinblick auf die Wahl des Standortes von Anlagen die Wirkung eines Sachverständigengutachtens. Das BMU meldete Anfang Juni 2004 nach rund zweijährigen Vorarbeiten insgesamt 10 Meeresschutzgebiete in Nord- und Ostsee bei der EU-Kommission und wies im Herbst 2005 zwei Vogelschutzgebiete förmlich als Meeresschutzgebiete aus. Die übrigen Schutzausweisungen können erst nach weiteren Verfahrensschritten seitens der EU-Kommission erfolgen. Ebenfalls im Jahr 2005 erfolgte die Ausweisung der ersten beiden seeanlagenrechtlichen Eignungsgebiete.

Das BSH als Genehmigungsbehörde hat eine einheitliche Verfahrensstrategie entwickelt, in deren Zentrum ein „Standard-Untersuchungskonzept“ für die Prüfung der Umweltverträglichkeit steht.¹⁵² Die Verfahrensstrategie ist insbesondere davon gekennzeichnet, dass aus Gründen der Vorsorge Genehmigungen zunächst nur für Windparks in der Größenordnung von bis zu 80 Anlagen (sog. Pilotvorhaben oder Pilotphasen) ausgesprochen werden, und dass das

¹⁴⁹ Richtlinie 79/409/EWG des Rates v. 2. April 1979 über die Erhaltung wildlebender Vogelarten, ABl. Nr. L 206, S. 42.

¹⁵⁰ Richtlinie 92/43/EWG des Rates v. 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen, ABl. Nr. L 206, S. 7.

¹⁵¹ Siehe das Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz – BNatSchG) in der Neufassung vom 25. März 2002 (BGBl. I S. 1193), dort insb. § 38.

¹⁵² BSH, Standarduntersuchungskonzept – Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt, 1. Fortschreibung, Hamburg 2003.

Bundesamt den Betreibern der Pilotparks umfangreiche Beobachtungen der Umweltauswirkungen auferlegt, um hieraus für spätere Ausbauphasen neue Erkenntnisse gewinnen zu können.

Zu Beginn des vorliegenden FuE-Vorhabens (Ende 2003) fehlte es an einer Rechtsgrundlage für die Schaffung einer positivrechtlichen Planungsordnung für den geografischen Raum der AWZ. Dies änderte sich im Jahr 2004 durch den im Zuge des „Europarechtsanpassungsgesetzes Bau“ (EAG Bau) geschaffenen § 18a des Raumordnungsgesetzes (ROG).¹⁵³ Die Auftragnehmer hatten hierzu im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens bereits kurzfristig Stellung bezogen und einige Vorschläge unterbreitet.¹⁵⁴

§ 18a Abs. 1 ROG verleiht dem für das Verkehrswesen zuständigen Bundesministerium die Aufgabe, Ziele und Grundsätze der Raumordnung in der AWZ im Sinne von § 3 Nr. 2 und 3 ROG aufzustellen, die sich (u. a.) auch auf die wirtschaftliche Nutzung der AWZ beziehen (§ 18 a Abs. 1 ROG). § 18a Abs. 3 Satz 2 ROG enthält eine spezifische Übergangsregelung in Bezug auf die seeanlagenrechtlichen Eignungsgebiete für Windenergieanlagen. Danach sind die bis Ende 2005 festgelegten besonderen Eignungsgebiete nach § 3a SeeAnIV als Ziele der Raumordnung zu übernehmen und als Vorranggebiete festzulegen.

Mit den neuen Bestimmungen des ROG ist ein räumliches Steuerungsinstrumentarium entstanden, das als Arbeitsgrundlage für eine ausgewogene Standort- und Trassenplanung unter Berücksichtigung aller planerisch relevanten Belange – und hierbei insbesondere solchen des Umwelt- und Naturschutzes – gut brauchbar ist. Im Detail erscheinen Verbesserungen bzw. rechtliche Ergänzungen wünschenswert, insbesondere was die Feinsteuerung der Standortfragen sowie die Abstimmung zwischen der Raumordnung in der AWZ und im Küstenbereich betrifft. Im nächsten Schritt sind die dadurch gewonnenen Gestaltungsspielräume überlegt auszufüllen. Aus der Sicht des FuE-Vorhabens erscheint hierbei eine möglichst weitgehende Planungstiefe wünschenswert. Das zuständige Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Siedlungswesen (BMVBS) hat die Arbeiten hierzu aufgenommen. Einzelheiten dazu wurden allerdings bislang noch nicht öffentlich zugänglich gemacht. Angesichts der Komplexität der Aufgabe wird es voraussichtlich erst auf längere Sicht gelingen, umfassende raumordnerische Vorgaben der gewünschten Steuerungsintensität aufzustellen. Bis auf weiteres findet das Genehmigungsinstrumentarium für Anlagen in der AWZ daher – wie bereits bisher – Anwendung, ohne dass insoweit übergeordnete Planungsgrundlagen der Raumordnung vorhanden sind. Eine mittelbare Steuerungsfunktion, allerdings nur im Sinne einer Schaffung von Anreizen, kommt lediglich den seeanlagenrechtlichen Eignungsgebieten zu.

¹⁵³ Siehe Art. 2 Nr. 7 des EAG Bau, BGBl. I 2004 S. 1359 (1380). Beachte auch die Erwägungen in der Gesetzesbegründung, BT-Drs. 15/2250 S. 71 ff.

¹⁵⁴ Schulte/Klinski: Die im Entwurf zum EAG Bau vorgesehenen Regelungen zur Windenergie: Problemanalyse und Lösungsvorschläge aus rechtlicher Sicht (April 2004), Manuskript.

3.3 Herausforderungen, Konfliktbereiche und Hemmnisse

3.3.1 Technische Entwicklungen und Herausforderungen

Im Gegensatz zu den bereits realisierten Offshore-Windparks in anderen europäischen Ländern zeichnen sich die deutschen Planungen für die Offshore-Windenergienutzung durch deutlich größere Küstenentfernungen und Wassertiefen aus. Aus diesem Grund werden in der Mehrzahl der geplanten Pilotwindparks Windenergieanlagen der 3 bis 5 MW-Klasse vorgesehen, da nur entsprechend große Anlagen eine wirtschaftliche Nutzung unter den Randbedingungen in der AWZ zu lassen. Die hierfür zur Verfügung stehende Technik ist aber weder in der Breite erprobt noch in größerer Produktzahl verfügbar. Die Entwicklung solcher Anlagen ist über die Prototypenphase noch nicht hinausgekommen. Ein Einsatz unter mit den küstenfernen Regionen der deutschen Nordsee vergleichbaren Verhältnissen hat in dieser Leistungsklasse bis heute nicht stattgefunden.

In der folgenden Tabelle werden für die Offshore-Windenergienutzung entwickelten Windenergieanlagentypen der Leistungsklasse zwischen 3 und 5 MW gegenübergestellt:

Anlagentyp	Installierte Leistung	Rotor-durchmesser	Anzahl Anlagen	Prototyp seit
Vestas V90	3.000 kW	90 m	ca. 96	2002
Siemens 3,6 MW	3.600 kW	107 m	2	2004
GE 3.6sl	3.600 kW	111 m	8	2002
Enercon E112	6.000 kW	114 m	ca. 10	2002
Multibrid M5000	5.000 kW	116 m	2	2004
Repower 5M	5.000 kW	126 m	4 (1 im Bau)	2004

Tab. 7: WEA der 3 bis 5 MW-Klasse für den Einsatz auf dem Meer (Stand 31.12.2006); eigene Darstellung (Deutsche WindGuard)

Besondere Anforderungen ergeben sich für den Einsatz von WEA unter den für die deutsche AWZ typischen Bedingungen vor allem hinsichtlich folgender Aspekte:

- Offshore-Windenergieanlagen für die Nord- und Ostsee müssen für sehr raue Umweltbedingungen ausgelegt werden, die einerseits besondere Anforderungen an die verwandten Materialien bedingen (insbesondere auf Grund der korrosiven Einwirkungen durch Salzwasser, Gischt und salzhaltige Luft) und andererseits außerordentlich hohe Belastungen durch Extremwindgeschwindigkeiten und Wellenhöhen mit sich bringen. In bautechnischer Hinsicht müssen die aus starken Windböen und energiereichem Wellenschlag herrührenden dynamischen Belastungen der gesamten Struktur der Bauwerke, sowohl des Turmes als auch des Unterwassertragwerks, sicher beherrscht werden. Aufgrund der großen Wassertiefen (bis über 40 Metern) bedarf es hierfür des Einsatzes neuartiger bzw. weiterentwickelter Fundamenttechnologien. Die bislang für Offshore-Parks überwiegend angewandte Technologie der *Monopiles* (Einpfehlgründungen) ist nach dem bisherigen Stand nur bis zu einer Wassertiefe von ca. 25 Metern ausgelegt. Relativ viele Erfahrun-

gen bestehen im Einsatzbereich geringer Wassertiefen auch für *Schwerkraftfundamente*. Vielversprechende alternative Technologien sind die *Tripod-* und die *Jacket-Konstruktion* sowie das *Bucket-Fundament*. Die genannten alternativen Technologien lassen – großtechnische Einsatzfähigkeit an den betreffenden Standorten vorausgesetzt – sowohl im Hinblick auf die technische Belastbarkeit als auch hinsichtlich der Kosten zum Teil deutliche Vorteile erwarten, insbesondere weil sie ganz oder größtenteils an Land vorkonstruiert werden können. Bislang werden jedoch lediglich einzelne Exemplare erprobt.

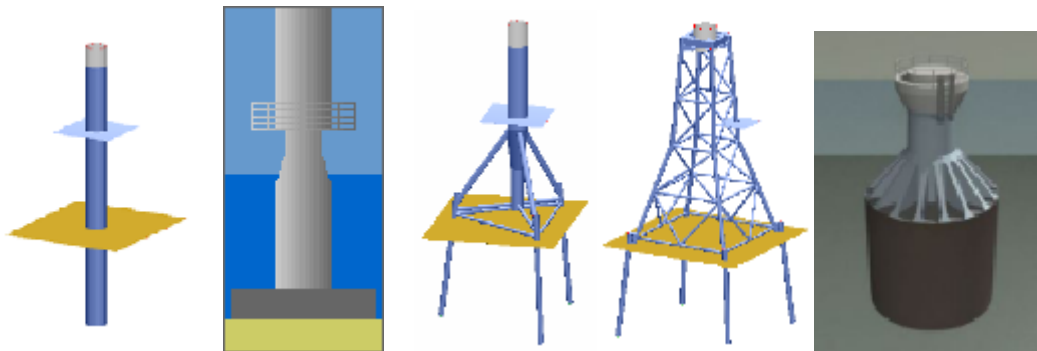


Abb. 14: Schematische Darstellung verschiedener Fundamentvarianten (von links nach rechts): Monopile, Schwerkraftfundament, Tripod (Dreibein), Jacket-Konstruktion und Bucket.

- Die Steuerung und Überwachung von Offshore-Windparks unter Bedingungen größerer Entfernungen vom Land und größerer Wassertiefen gestaltet sich schwierig. Es muss davon ausgegangen werden, dass die Anlagen über längere Zeiten bei schlechtem Wetter (insb. im Winter) nicht oder nur schwer zugänglich sein werden. Größere Reparaturen sind in diesen Zeiten ausgeschlossen. Untersuchungen für den dänischen Windpark *Horns Rev* haben gezeigt, dass unter dortigen Bedingungen im Sommer in 20 % und im Winter in 50 % der Zeit mit einer Unzugänglichkeit der Anlagen gerechnet werden muss.¹⁵⁵ Unter den Bedingungen der Nordsee-AWZ dürften diese Zeiträume zum Teil deutlich größer ausfallen. In der Ostsee sind demgegenüber zwar die Wellenbedingungen moderater, doch muss dort im Winter auch mit Eis gerechnet werden. Der Betrieb der Anlagen erfordert daher den Einsatz von Zustands- bzw. Schadensfrüherkennungssystemen mit hoher Analysegenauigkeit, die den Ausfall von Komponenten erkennen und somit deren frühzeitiger Austausch ermöglichen. Steuerung und Überwachung werden überwiegend vom Land aus erfolgen müssen, bei großen Windparks wahrscheinlich zusätzlich mit einer ständig besetzten Arbeitsplattform vor Ort. Der Zugang zu den Anlagen wird bei Wartungen und kleinen Reparaturen über Boote und Hubschrauber erfolgen, bei größeren Maßnahmen mit Schiffen und Hubplattformen. Die Betriebssysteme der Windenergieanlagen werden, soweit es Technik und Wirtschaftlichkeit zulassen, über redundante Systeme verfügen müssen, die eine ferngesteuerte Behebung von Fehlern ermöglichen.
- Windenergieanlagen entziehen der Strömung des Windes Energie um diese in elektrische Energie zu wandeln. Die Nachlaufströmung des Windrotors einer Windenergieanlage ist

¹⁵⁵ Grastrup, H.: Planning of the First Danish Offshore Wind Park in the North Sea. Workshop Offshore-Windenergienutzung, Technik, Naturschutz, Planung. Wilhelmshaven 27. Juni 2000.

somit energieärmer und deutlich turbulenter als die freie Windströmung vor dem Windrotor. Windenergieanlagen in größeren Windparks beeinflussen sich durch derartige Abschattungseffekte (*WAKE-Effekte*) gegenseitig erheblich. Die *WAKE-Effekte* führen zu schwankenden Windlasten, reduziertem Energieertrag und vibrationsbedingt starker Beanspruchung der Rotoren. Sie hängen von einer Vielzahl verschiedener Parameter ab, wie etwa Rotorblatt-Ausgestaltung, Neigungswinkel, Rotorgeschwindigkeit, Windverwirbelung sowie in der jeweiligen Landschaft aufkommende Turbulenz und bestehender Windprofile. Die große Anzahl an Beeinflussungsfaktoren bedingt, dass eine individuelle Einschätzung der Auswirkungen im jeweiligen Windpark schwierig ist.¹⁵⁶ Es gibt bisher keine Verfahren, die in ausreichender Weise Aussagen über den Nachlauf von Rotoren und die daraus resultierende Beanspruchung von Nachbaranlagen liefern. Auch gibt es bisher nur sehr wenig Datenmaterial über die Turbulenzintensität in der Umgebung von Windenergieanlagen. Die bisher benutzten Modelle zur Vorhersage von Turbulenzintensitäten arbeiten mit Durchschnittswerten, die im Vergleich verschiedener Modelle voneinander abweichen. Sie können deshalb nicht für begründete Prognosen herangezogen werden. Die Entwicklung eines adäquaten Modellverfahren zur Bestimmung und Vorhersage von *WAKE-Effekten* in Windparks steht bisher noch aus. Weitergehende Forschung sind in diesem Bereich notwendig.

- Entwicklungsbedarf ist auch hinsichtlich der Technik der Stromübertragung an das landseitige Übertragungsnetz zu konstatieren. Die Planungen erster Offshore-Windparks greifen zur Energieübertragung an Land auf die herkömmliche Technik der Hochspannungsdrehstromübertragung mit einer Spannungsebene zwischen 110 kV und 220 kV zurück. Bei Kabellängen bis ca. 140 km ist der Einsatz dieser erprobten Technologie auf wirtschaftliche Weise möglich, wobei die Übertragungsleistung pro Kabelsystem bislang jedoch auf ca. 250 MW begrenzt ist. Sowohl die Planungen von Offshore-Windparks in größerer Entfernung zur Küste als auch die hohen Leistungskapazitäten machen es notwendig, Lösungen auf dem Gebiet der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) zu suchen und zu erproben. Nur durch den Einsatz dieser Technologie kann die Energieübertragung unter akzeptablen Wirkungsgraden mit großer Kapazität pro Kabelsystem erfolgen. Die notwendige Optimierung der Energieübertragung mit dem Ziel eine möglichst geringe Anzahl von Kabelsystemen zur Energieübertragung der auf dem Meer erzeugten elektrischen Energie zu erreichen, kann nur durch den Einsatz von HGÜ-Systemen erreicht werden.

3.3.2 Netzinfrastrukturelle Erschließung (Kabelanbindung)

Erhebliche Hemmnisse für die Verwirklichung der Offshore-Ausbaustrategie ergeben sich aus den unzureichenden planerischen Grundlagen für die netztechnische Erschließung des Meeresraums und dem Fehlen eines zusammenfassenden Zulassungsverfahrens für die Anbindungskabel. Auf Grund des Fehlens vorgegebener Netzinfrastrukturen sahen sich bisher alle

¹⁵⁶ Vgl. Hahm, Th./ Kröning, J.: In the wake of a wind turbine, FLUENT news spring 2002, S. 5-7; ferner W. Zielke, P. Schaumann, W. Gerasch, W. Richwien, K. Mittendorf, P. Kleinedam und A. Uhl (Forschungszentrum Küste Kolloquium), Projekt GIGAWIND: Bau und umwelttechnische Aspekte von Offshore-Windenergieanlagen. Hannover 2001, S. 79 ff.

Windparkbetreiber gehalten, ein eigenes Anschlusskabel von der AWZ bis an Land zu planen und zum Gegenstand individueller Genehmigungsverfahren zu machen. Angesichts der Zersplitterung der Rechtsvorschriften für die Kabelzulassung in der AWZ, im Küstenmeer und an Land ist dies ein rechtlich verhältnismäßig unsicheres Unterfangen.

Innerhalb der AWZ ist eine räumliche Planung der netztechnischen Strukturen auf Grundlage des § 18a ROG mittlerweile möglich. Allerdings wird es noch einige Jahre in Anspruch nehmen, bis entsprechende Vorgaben erarbeitet, abgestimmt und in Kraft gesetzt worden sind.

Außerhalb der AWZ fällt die Festlegung der räumlichen Lage von Anbindungstrassen in den Kompetenzbereich der nach Maßgabe der Landesplanungsgesetze (Landesraumordnungsgesetze) zuständigen Landesplanungsbehörden. Insoweit gilt das allgemeine Raumordnungsrecht. Praktisch fällt auf, dass die Landesplanungsbehörden die Aufgabe der vorsorgenden raumordnerischen Sicherung ausreichender Trassenkorridore bislang noch nicht in der nötigen Breite angenommen haben. Unbefriedigend sind die raumordnerischen Festlegungen bzw. Vorarbeiten insbesondere für den Bereich der Nordsee:

- In **Schleswig-Holstein** sind noch keine Vorplanungen für eine raumordnerische Trassenfreihaltung im Gange. Gegenwärtig versucht man dort, wie sich dem Raumordnungsbericht 2005 entnehmen lässt, für die praktisch „startbereiten“ ersten Pilotprojekte unterhalb der Raumordnungsebene durch Absprachen zwischen den zuständigen Behörden und den verschiedenen Windparkinvestoren eine Konzentration der Kabelführung auf zwei Trassen erreichen zu können.¹⁵⁷ Verbindliche raumordnerische Aussagen zur Trassenbündelung lassen sich daraus nicht herleiten. Im Kapitel „Handlungsbedarf“ des Raumordnungsberichts heißt es lediglich, dass zu überprüfen sei, ob kartenmäßige Festlegungen im Landesraumordnungsplan und/oder auf Regionalplanebene erfolgen sollten.¹⁵⁸ Wie ein Hinweis auf die Absicht, eine systematische raumordnerische Trassenplanung für die Anbindung der Offshore-Windparks in der AWZ vor Schleswig-Holstein entwickeln zu wollen, klingt das nicht.
- Auf der **niedersächsischen** Seite hat man sich bisher ausschließlich der Frage gewidmet, wie der kurzfristige Bedarf an Anbindungsleitungen für die ersten Pilotparks bewältigt werden kann. So erfolgte in dem soeben (2006) fortgeschriebenen Landesraumordnungsplan die erste ausdrückliche raumplanerische Ausweisung einer Kabeltrasse über Norderney, mit der allerdings *ausschließlich* die Pilotphasen der vor der ostfriesischen Küste geplanten Offshore-Windparks versorgt werden sollen.¹⁵⁹ Von einer vorsorgenden Trassenfreihaltung für den längerfristig zu erwartenden Bedarf kann angesichts dieser Einschränkung nach wie vor keine Rede sein, zumal die festgelegte Trasse diesen Bedarf nicht annähernd decken könnte.

Äußerst unbefriedigend ist auch die bereits oben (siehe Kap. 3.2) erwähnte **genehmigungsrechtliche Ausgangssituation** für die Kabelanbindung, welche die Antragsteller dazu zwingt, nebeneinander mehrere Zulassungsverfahren mit nicht immer klar kalkulierbarem Ergebnis zu führen. Wichtigste Engstelle ist dabei die im behördlichen Ermessen stehende Er-

¹⁵⁷ Vgl. Raumordnungsbericht Schleswig-Holstein, Kiel 2005, S. 23.

¹⁵⁸ Ebenda, S. 58.

¹⁵⁹ Verordnung zur Änderung der Verordnung über das Landesraumordnungsprogramm Niedersachsen – Teil II – vom 27. Juni 2006, Art. I Nr. 2 b) aa) Satz 12 und 13.

teilung einer Befreiung von den nationalparkgesetzlichen Verboten der Inanspruchnahme des niedersächsischen und schleswig-holsteinischen Wattenmeeres.

Eine **nationalparkrechtliche Befreiung** dürfte unproblematisch zu erlangen sein, wo die gewählte Trasse im Einklang mit raumplanerischen Vorgaben steht. Außerhalb dessen dürften zwar ebenfalls gute Aussichten bestehen, wenn raumplanerische Vorgaben nicht entgegenstehen, sich der Eingriff im Hinblick auf die Schutzbelange des Nationalparkgesetzes als nicht erheblich darstellt und auch ein Verstoß gegen die Vorgaben der FFH- und Vogelschutzrichtlinie nicht vorliegt. Aus naturschutzfachlichem Blickwinkel erscheint dies grundsätzlich möglich, da die Beeinträchtigungen durch die Kabelverlegung temporärer Natur sind und mit einer Regeneration der betroffenen Gebiete in kurzen Zeiträumen zu rechnen ist. Soweit dies im Einzelfall so ist, dürfte davon auszugehen sein, dass eine Befreiung von den Verboten der Nationalparkgesetze für das Wattenmeer erlangt werden kann, weil mit der anderenfalls ablehnenden Entscheidung die Verwirklichung des im öffentlichen Interesse des Klimaschutzes liegenden Vorhabens insgesamt vereitelt würde.¹⁶⁰ Ungeachtet dessen kann aber jedenfalls von einer hinreichend rechtssicheren Ausgangslage in derartigen Fallgestaltungen nicht die Rede sein.

Das Nebeneinander der einzelnen Kabelplanungen führt einerseits in der Summe zu hohen Anbindungskosten, andererseits zu unnötigen Umweltbelastungen. Durch Nutzung gemeinsamer Kabel (nicht nur gemeinsamer Trassen) ließe sich sowohl für die Umwelt als auch für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen viel gewinnen. Um das erreichen zu können, ist es notwendig, raumordnerische Vorfestlegungen über die Trassenführung zu treffen, die allerdings – entgegen den sich bisher abzeichnenden Tendenzen – als vorsorgende Trassenfreihaltungen und nicht als restriktive Einengungen konzipiert werden müssten. Sinnvoll ist darüber hinausgehend die Schaffung eines räumlich abgestimmten Gesamtkonzepts für das Netzgebilde im Meeresgebiet („vorgelagertes Netz“), das seinerseits durch ein rechtlich abgesichertes Betreibermodell ergänzt wird, auf dessen Grundlage sich die Verbindungsleitungen zu wirtschaftlich angemessenen Konditionen errichten und betreiben lassen (siehe dazu unten Kap. 3.4.3.3).

Die kürzlich (nach Abschluss der Untersuchungsphasen des vorliegenden FuE-Vorhabens) im Rahmen der Gesetzesinitiative zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben beschlossenen und bereits in Kraft getretenen Änderungen des Energiewirt-

¹⁶⁰ Einleuchtend Brandt/ Dreher, Die Genehmigung von Kabeln zur Ableitung von Strom aus Offshore-Erzeugung, NordÖR 2003, S. 138, 142. Gegen die Erteilung einer Befreiung von den Verboten der Nationalparkgesetze dürfte auch nicht einzuwenden sein, dass die Kabelverlegung geradezu ein typischer Fall der Inanspruchnahme des Nationalparks sei, so dass eine Befreiung schon aus grundsätzlichen Erwägungen eigentlich nicht sein dürfe. Eine solche Betrachtung übersieht, dass die Landesgesetzgeber zum Zeitpunkt des Erlasses der Nationalparkgesetze die durch das Seeaufgabengesetz und das EEG unterlegte Absicht der Erschließung von Teilen der AWZ für die Windenergienutzung noch nicht gekannt haben. Bedenkt man diese besonderen historischen Umstände, so unterscheidet sich der Fall eines Befreiungsantrages im Zusammenhang mit einem Offshore-Windenergievorhaben durchaus vom gesetzlichen „Normalfall“ der Inanspruchnahme des Nationalparks für die Kabelverlegung.

schaftsgesetzes (EnWG)¹⁶¹ bringen im Hinblick auf die Thematik der Netzanbindung von Offshore-Anlagen zwei Neuerungen:

- Zum einen ist in dem geänderten § 43 EnWG nunmehr vorgesehen, dass auch für Erdkabel landseitig – nicht jedoch im Küstenmeer – eine Zulassung über ein (mit Konzentrationswirkung ausgestattetes) Planfeststellungsverfahren durchgeführt werden kann.
- Zum anderen werden nach dem neuen § 17 Abs. 2a EnWG die Betreiber der in der jeweiligen Küstenregion befindlichen Übertragungsnetze dazu verpflichtet, die Anschlussleitungen „von dem Umspannwerk der Offshore-Anlagen bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes zu errichten und zu betreiben“.

Die Bedeutung und die Auswirkungen dieser beiden Regelungen werden an anderer Stelle noch zu diskutieren sein (siehe unten, Kap. 3.4.3.3 und 3.4.4).

3.3.3 Meeresumweltschutz

3.3.3.1 Umwelteinwirkungen der Windenergieanlagen

Die potenziellen Auswirkungen von Offshore-Windparks auf die Meeresumwelt sind in den letzten Jahren vielfach aufgelistet und diskutiert worden. Sie reichen von möglichen positiven Effekten als fischereifreie Zonen auf Benthos und Fische über Scheuch- und Barrierewirkungen für Vögel und Störfunktionen durch Bau und Betrieb auf Meeressäuger bis hin zu direkter Mortalität bei Kollisionsopfern.¹⁶²

Bereits in der Bauphase der Windparks ergeben sich spezifische Auswirkungen auf die Meeresumwelt durch erhöhtes Verkehrsaufkommen von Baufahrzeugen sowie durch Ramm- und Gründungsarbeiten mit insbesondere erheblichen Geräuschemissionen. In der späteren Betriebsphase ist mit diversen Auswirkungen der Anlagen auf die Umwelt zu rechnen:

- Visuelle Belastungen und Geräuschbelastungen in der Luft durch den Betrieb der Windenergieanlagen,
- Vibrationen und dadurch bedingte Schallemissionen unter Wasser, dadurch mögliche Schädigung von Organismen (Fische, Meeressäuger) beim Bau, mögliche Störung im Betrieb
- zusätzliche elektrische und magnetische Felder,
- Inanspruchnahme der benötigten Flächen durch die Infrastruktur (Fundamente, Kabel),
- Möglichkeit des Austretens von Schadstoffen (Öle, Fette),
- Veränderung von Sedimentverteilung, -dynamik (Kolk-Bildung),
- Einbringung von Hartsubstrat

¹⁶¹ Art. 7 des Gesetzes zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 9. November 2006, BGBl. I 2006 S. 2833. Zum Vorlauf des Gesetzgebungsverfahrens siehe BT-Drs. 16/54 und BT-Drs. 16/3158.

¹⁶² Schomerus et al. 2006.

- Veränderung von vorhandenen Strömungsverhältnissen,
- Auswirkungen auf die Qualität der Wasserbeschaffenheit,
- Kollisionen mit Windenergieanlagen (Vogelschlag) bei Flugbewegungen,
- Barrierewirkung für die Tierwelt (z.B. bei Vögeln Barrierewirkung auf "Zugstraßen" oder "Zerschneidung" der Verbindungen zwischen verschiedenen Rast- und/oder Nahrungsgebieten),
- Scheuchwirkungen (z.B. bei Vögeln langfristiger Verlust von Rast- und Nahrungsgebieten),
- Belastungen durch Wartungs- und Reparaturmaßnahmen,
- Kollisionsgefahr von Schiffen und daraus resultierende Schadstoffaustritte.¹⁶³

Erkenntnisse über die Auswirkungen von Errichtung und Betrieb von Offshore-Windparks liegen aus umfangreichen Untersuchungen in den dänischen Windparks Horns Rev und Nysted¹⁶⁴, sowie aus schwedischen und britischen Windparks vor.

Die wesentlichen Ergebnisse der bisherigen Untersuchungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Es wurden keine Veränderungen in den benthischen Lebensgemeinschaften der Windparks erkannt, die auf einen Einfluss der Anlagen oder des Ausschlusses der Fischerei zurückzuführen wären. Die Gründungen der Anlagen werden von einer sehr produktiven und artenreichen Lebensgemeinschaft besiedelt, die von der Miesmuschel geprägt wird. Die Ergebnisse weisen diesbezüglich auf einen ausgeprägten Riffeffekt hin, von dem jedoch über den Nahbereich der Anlagen hinaus bislang keine Auswirkungen auf die Windparkfläche erkannt wurden.
- In den dänischen Windparks Horns Rev und Nysted wurden Untersuchungen mit Radar (Horns Rev) und Infrarotkameras (Nysted) durchgeführt. Die Untersuchungen zeigten, dass Vögel tags und nachts auf den Windpark reagieren und ihm ausweichen. Bei ziehenden Seetauchern, Basstölpeln und Trauerenten wurden deutliche Meidungsreaktionen mit Ausweichbewegungen nach Westen oder Osten festgestellt. Das Kollisionsrisiko wird für die untersuchten Arten generell als niedrig eingestuft. Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass diese Seevogelarten etwa 400 m vor dem Windpark reagieren und die Flugrichtung ändern. Die Untersuchungen im Windpark Nysted zeigten, dass die Windparkfläche seit Errichtung der Anlagen von deutlich weniger Vögeln durchquert wird und die Zugvögel vor allem seitlich ausweichen, um den Windpark zu umfliegen. Die Vögel, die den Windpark durchqueren, passen ihre Flugrichtung den sichtbaren Korridoren der Anlagenreihen an. Reaktionen ziehender Wasservögel, die den Bereich in sehr großer Zahl passieren, werden am Tage ab einer Entfernung von 3000 Metern erkennbar, in der Nacht dagegen ab 1000 Metern. Dies stimmt auch mit den schwedischen Untersuchungen überein und bestätigt die Erwartung, dass eine Reaktion nachts aufgrund der geringeren Sichtbarkeit später als

¹⁶³ BSH: Standarduntersuchungskonzept für die Untersuchung und Überwachung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen (WEA) auf die Meeresumwelt, 1. Fortschreibung, Hamburg/ Rostock 2003, S. 41 ff.

¹⁶⁴ [<http://www.ens.dk/sw42149.asp>].

am Tage erfolgt. Die Untersuchungen weisen für küstennahe Windparks auf ähnliche Verhältnisse wie bei Onshore-Windparks mit einem geringen Kollisionsrisiko für Vögel hin.

- Reaktionen von Rastvögeln wurden vor allem im Windpark Horns Rev untersucht. Eine deutliche Meidung der Windparkfläche im Umkreis von 2-4 km nach Errichtung der Anlagen wird für Seetaucher, Basstölpel, Trauerente, Tordalk und Trottellumme beschrieben. Heringsmöwen zeigten eine abnehmende Meidungsreaktion und wurden im Verlauf der Untersuchungen zunehmend häufig im Bereich des Windparks gesehen. Mantelmöwen, Zwergmöwen, Fluss- und Küstenseeschwalben waren im Bereich des Windparks nach Errichtung der Anlagen häufiger als vorher. Ein Teil der Arten, bei denen eine Meidungsreaktion auftrat, war im Bereich der späteren Windparkfläche, die nur einen kleinen Teil des Untersuchungsgebietes umfasst, jedoch auch vor Errichtung der Anlagen nicht in bedeutenden Zahlen anwesend.
- Schweinswale zeigten deutliche Verhaltensänderungen auf die Rammarbeiten am Windpark Horns Rev bis in 15 km Entfernung, jedoch nur eine kurzzeitige Meidung des Windparks. Im Betrieb des Windparks wurde keine Meidung erkannt. Im Windpark Nysted sind die Schweinswalbestände seit der Errichtung stark zurückgegangen und haben das frühere Niveau bislang nicht wieder erreicht. Untersuchungen im direkten Bereich des Windparks konnten bisher jedoch keinen kausalen Zusammenhang zwischen dem Betrieb des Windpark und der Anwesenheit von Schweinswalen erkennen.

Die Bundesrepublik hat die Bedeutung der möglichen Gefährdungen von Einwirkungen auf die Lebensräume gefährdeter Arten frühzeitig erkannt und Anfang 2002 mit einer naturschutzrechtlichen Ermächtigung zur Ausweisung von Meeresschutzgebieten in der AWZ reagiert. Die Vorschrift dient der Umsetzung der Vorgaben aus der EG-Vogelschutzrichtlinie 79/409/EWG¹⁶⁵ und der sog. FFH-Richtlinie 92/43/EWG¹⁶⁶ zur Schaffung eines kohärenten Systems zur Sicherung bestimmter Arten und Lebensräume („NATURA 2000“).

Am 26. Mai 2004 erfolgte auf Vorschlag des Bundesamtes für Naturschutz (BfN) die Benennung von zehn Teilgebieten der deutschen AWZ an die EU-Kommission zur Unterschutzstellung als NATURA-2000-Gebiete im Sinne der FFH-Richtlinie. Deutschland ist damit der erste Mitgliedsstaat der EU, der für Gebiete außerhalb seiner Hoheitsgewässer in der AWZ von Nord- und Ostsee als FFH-Gebiete gegenüber der Kommission benannt hat. Insgesamt wurden 31,5 % der deutschen AWZ als Meeresschutzgebiete benannt und an die EU-Kommission gemeldet. Die Schutzgebiete bedecken 18 % der deutschen Meeresgebiete (bezogen auf das Gesamtgebiet aus AWZ und Küstenmeer), weitere Meeresschutzgebiete befinden sich in den Hoheitsgewässern innerhalb der 12 sm-Zone, so dass in der Summe etwa ein Drittel der deutschen Meeresgewässer unter Schutz gestellt ist.¹⁶⁷

¹⁶⁵ Richtlinie 79/409/EWG über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten, ABl. EG 1979 Nr. L 103, S. 1; zuletzt geändert durch Richtlinie 97/49/EWG v. 29.07.1997, ABl. EG Nr. L 223, S. 9.

¹⁶⁶ Richtlinie 92/43/EWG zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen, ABl. EG 1992 Nr. L 206, S. 7; zuletzt geändert durch Richtlinie 97/92/EWG v. 27.10.1997, ABl. EG 1997 Nr. L 305, S. 42.

¹⁶⁷ Zum aktuellen Stand siehe [http://www.habitatmarenatura2000.de].

Die zwei Vogelschutzgebiete konnten durch den Bund im Herbst 2005 durch Rechtsverordnung förmlich als Meeresschutzgebiete im Sinne von § 38 BNatSchG ausgewiesen werden, ohne insoweit weitere Entscheidungen der EU-Kommission abzuwarten.¹⁶⁸ Die Ausweisung der übrigen Gebiete bedarf zunächst einer noch ausstehenden Abstimmungsentscheidung durch die EU-Kommission (vgl. zum Verfahren Art. 4 der Richtlinie 92/43/EWG).

Gleichwohl kann auch für die bei der EU-Kommission bislang lediglich gemeldeten, aber noch nicht förmlich unter Schutz gestellten FFH-Gebiete praktisch von einer uneingeschränkten Schutzwirkung ausgegangen werden, da ein Erhalt der EEG-Vergütung gemäß § 10 Abs. 7 Satz 1 und 2 EEG ausgeschlossen ist, wenn sich die Anlage in einem förmlich ausgewiesenen NATURA-2000-Schutzgebiet *oder* (bis zur förmlichen Unterschutzstellung) wenn sie sich in einem zum Zwecke der Schutzausweisung gegenüber der EU-Kommission benannten Gebiet befindet.

Auf dieser Grundlage kann davon ausgegangen werden, dass die wesentlichen Konfliktlagen zwischen der Offshore-Windenergienutzung einerseits und den Schutzansprüchen auf Grund der FFH-Richtlinie und der Vogelschutzrichtlinie relativ sicher vermieden werden können. Wenn man davon ausgeht, dass für Bund und Länder keine getrennten Meldeverpflichtungen zum Netz NATURA 2000 bestehen¹⁶⁹, so werden die deutschen Meldeverpflichtungen für den marinen Bereich insgesamt sehr weitgehend abgedeckt. Im Sinne der Zielsetzung, den Ausbau der Windenergie an Land und auf See auf möglichst umweltverträgliche und konfliktvermeidende Weise zu realisieren, kommt es daher künftig darauf an, räumlich weniger eingrenzbare Schutzgüter in den Blick zu nehmen. In erster Linie handelt es sich dabei um großräumige Phänomene wie den Vogelzug und die Vorkommen der eigentlichen Seevögel, aber auch einen Teil der in den Schutzgebieten erfassten Arten, wie Seetaucher, Zwergmöwe oder Schweinswal, sowie Lebensraumtypen der FFH-Richtlinie. Für eine Berücksichtigung dieser Schutzgüter bei der weiteren Planung der Offshore-Windenergienutzung gilt es geeignete Kriterien und Maßstäbe zu entwickeln.

Keine wesentliche Schutzwirkung entfalten die ausgewiesenen bzw. gemeldeten Schutzgebiete insbesondere für Arten mit einer großflächigen Verbreitung wie die eigentlichen Seevögel (Basstölpel, Alke) sowie generell für den räumlich kaum eingrenzbaren Vogelzug über Seegebiet und die Flugbewegungen zwischen Rastplätzen. Darüber hinaus besteht aufgrund der Mobilität der im Meer lebenden Arten und ihrer teilweise großflächigen Verbreitung auch für außerhalb der Schutzgebiete gelegene Gebiete die Möglichkeit, hier bedeutende Bestände von Schweinswalen, Seetauchern und einigen anderen, teilweise geschützten Arten anzutreffen. Diese können durchaus Höhen wie in den Schutzgebieten selbst erreichen, so dass eine Prüfung möglicher Beeinträchtigungen der belebten Umwelt auch außerhalb der Schutzgebiete wichtig ist.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die auf See auch außerhalb der Schutzgebiete in bedeutenden Anzahlen vorkommenden Arten und eine erste Einschätzung des verbliebenen Konfliktpotenzials. Bei den Rastvögeln handelt es sich überwiegend um häufige Arten, wie die Möwen, für die nur eine geringe Störwirkung durch die Windenergieanlagen zu erwarten ist. Diese Arten werden eher durch den Ausschluss der Fischerei in den Parks als

¹⁶⁸ Festgesetzt durch Verordnung vom 15. September 2005, BGBl. I S. 2778, 2782.

¹⁶⁹ Gellermann et al. 2003.

durch die Windmühlen selbst betroffen. Bei den Meeressäugern wird nur der Schweinswal berücksichtigt, da die beiden Robbenarten küstennäher vorkommen und zu sehr hohen Anteilen in den Schutzgebieten enthalten sind. Für die Robbenarten ist jedoch anzumerken, dass sie auch in den Offshore-Bereichen außerhalb der Schutzgebiete angetroffen werden können. Über die Bedeutung dieser Bereiche ist bislang jedoch wenig bekannt.

Art/Schutzgut	Bedeutung Nordsee	Bedeutung Ostsee	Gefährdung	Konfliktpotenzial	Art des Konflikts
Seetaucher	(3)	2	3	hoch	Störwirkung
Eissturmvogel	1			unklar	Störwkg./Kollision
Basstölpel	2			unklar	Störwkg./Kollision
Heringsmöwe	3	3	1	unklar	Kollision
Zwergmöwe	3	3	1	unklar	Kollision
Sturmmöwe	3	3	1	unklar	Kollision
Silbermöwe	3	3		unklar	Kollision
Dreizehenmöwe				unklar	Kollision
Mantelmöwe	2	1		unklar	Kollision
Trottellumme	3			hoch	Störwirkung
Tordalk	3			hoch	Störwirkung
Gryllteiste		1	3	unklar	Störwirkung
Schweinswal	3	3	3	(gering)	Störwirkung
LRT Sandbank				gering	
LRT Riff				gering	

Tab. 8: Übersicht über Bedeutung (1 = niedrig, 3 = hoch, Gefährdung ebenso, nach Gellermann et al. 2003, tlw. verändert, siehe Text) und potenzielle Konfliktpotenziale mit der Offshore-Windenergienutzung für einzelne Arten, die in den Seegebieten der deutschen Nord- und Ostsee außerhalb der Schutzgebiete in bedeutenden Anzahlen vorkommen können. (Quelle: Eigene/ Nehls)

Für einen großen Teil der Arten, die auch außerhalb der Schutzgebiete in bedeutenden Beständen auftreten können, lässt sich das **Konfliktpotenzial** mit der Offshore-Windenergie mangels Erfahrungen noch **nicht klar abschätzen**. Bei Arten, die sich vorwiegend fliegend fortbewegen (wie Basstölpel, Eissturmvogel und Möwen) besteht neben einer möglichen Störwirkung ein Kollisionsrisiko mit den Rotoren. Während die Störwirkung auf Möwen eher als gering einzustufen sein dürfte (häufig können rastende Möwen auf den Umläufen von Windkraftanlagen beobachtet werden), weisen erste Untersuchungen im Küstenbereich auf ein möglicherweise größeres Kollisionsrisiko hin¹⁷⁰. Bei gefährdeten Arten, wie der Zwergmöwe, gilt dies besonders zu beachten. Das Konfliktpotenzial für die Möwen ist derzeit insgesamt als unklar einzustufen und bedarf weiterer Untersuchungen, insbesondere des Kollisionsrisikos, wenngleich auf Grund der sehr großen ungefährdeten Bestände der meisten Möwenarten eine Gefährdung der betreffenden Arten als solcher nicht sehr nahe liegt.

¹⁷⁰ Everaert 2003, Grünkorn et al. 2005.

Als hoch wird das Konfliktpotenzial bei Seetauchern und den Alken eingestuft, da aufgrund der vorliegenden Untersuchungsergebnisse eine Meidung der Windparks anzunehmen ist. Seetaucher werden jedoch nur noch in einem Teil der weiteren Planungen in Nord- und Ostsee zu berücksichtigen sein, da sie nicht flächendeckend verbreitet sind. Alken sind großflächig in den küstenfernen Gebieten der Nordsee verbreitet, so dass nur ein kleiner Teil ihres Lebensraums durch Offshore-Windenergienutzung in Anspruch genommen wird.

Grundsätzlich ist bezüglich der Einschätzung des Konfliktpotenzials bei Rastvögeln anzumerken, dass dieses auf oftmals noch nicht abgesicherten Annahmen beruht. Bei verschiedenen Studien an Land wurden beispielsweise Gewöhnungseffekte und sinkende Meideabstände deutlich¹⁷¹, die dann jedoch zu einem ansteigenden Kollisionsrisiko führen können¹⁷². Auch der Einschätzung, dass Arten mit schlechter Manövrierfähigkeit besonders gefährdet sind, wird durch die Tatsache, dass an Land vor allem Kollisionen von Greifvögeln Anlass zur Sorge geben, nicht entsprochen. *Garthe & Hüppop* stufen Seetaucher in ihrem windfarm-sensitivity index (WSI) als sensitivste Seevögel ein, Möwen dagegen als wenig empfindlich.¹⁷³ Dies beruht wesentlich auf der Einschätzung, dass eine geringe Manövrierfähigkeit automatisch zu einer hohen Gefährdung führt. Unterstellt man, dass dies nicht der Fall ist und Arten mit hoher Manövrierfähigkeit einem höheren Kollisionsrisiko ausgesetzt sind, sofern sie die Windparks nicht meiden, so verschiebt sich das Bild. Bereits eine andere Berücksichtigung der Flugeigenschaften dieser Arten führt dazu, dass sich der WSI für die Seetaucher halbiert und etwa die Zwergmöwe höher eingestuft wird als der Sterntaucher. Das Beispiel verdeutlicht, dass bei den Rastvögeln vor allem bezüglich der Bewertung der gegenläufigen Konfliktpotenziale Störfunktion/Kollisionsrisiko noch hohe Unsicherheiten bestehen, die nur durch Erfahrungen in bestehenden Windparks geklärt werden können.

Eine belastbare Bewertung des Konfliktpotenzials zum **Vogelzug** ist derzeit nicht möglich. Während die Untersuchungen an Land, im Küstenbereich und bei Nearshore-Windparks eher auf eine geringe Gefährdung des Vogelzugs hinweisen, kann für den eigentlichen Offshore-Bereich aufgrund negativer Erfahrungen insbesondere im Zusammenhang mit der Beleuchtung der Anlagen nicht ausgeschlossen werden, dass es zumindest zeitweise zu höheren Kollisionsraten kommt. Die bisherigen Erfahrungen beziehen sich zudem allein auf den küstennahen Bereich. Bezüglich der weit vor der Küste und abseits jeglicher anderer Lichtquellen geplanten Anlagen ist weiterhin darauf zu verweisen, dass Offshore-Installationen auch auf Hochseevögel wie Sturmschwalben und Sturmtaucher durch ihre Beleuchtung anziehend wirken und damit ein Kollisionsrisiko darstellen können. Da für den nächtlichen Vogelzug bislang für die Nordsee kein Gradient der Vogelzugintensität in Bezug zur Entfernung zur Küstenlinie nachgewiesen worden ist und dieser für die Ostsee aufgrund ihrer geografischen Lage grundsätzlich nicht zu erwarten ist, ist es derzeit somit unklar, ob das Kollisionsrisiko von Zug- und Seevögeln bei küstenfernen Standorten anders einzuschätzen ist als für küstennahe Standorte.

Das Konfliktpotenzial bei **Schweinswalen** wird aufgrund der Erfahrungen der dänischen Windparks zunächst als gering eingestuft. Es gilt hier jedoch zu bedenken, dass die Auswir-

¹⁷¹ Hötter et al. 2004.

¹⁷² Vgl. Grünkorn et al. 2005.

¹⁷³ Garthe/ Hüppop 2004.

kungen der Baumaßnahmen von den jeweiligen technischen Verfahren abhängen werden und hier noch keine abschließende Beurteilung möglich ist. Es wird hier von hoher Bedeutung sein, bei den künftig zu bauenden Windparks sowohl die Verfahrensweise mit ihren Schallimmissionen und die Reaktionen der Schweinswale zu beobachten und die Verfahren wenn nötig so zu verändern, dass Störungen vermieden werden. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass sich die bisherigen Erkenntnisse auf den Bau von lediglich zwei Offshore-Windparks stützen und die Untersuchungen aus dem Windpark Nysted eine anhaltende Meidung des Windparks zeigen. Auch wenn hier kein kausaler Zusammenhang belegt werden konnte, ist auf bestehende Wissensunsicherheiten hinzuweisen.

Das Konfliktpotenzial für die Lebensraumtypen **Sandbank** und **Riff** ist als sehr gering einzustufen, da zum einen relativ hohe Anteile in den Schutzgebieten aufgenommen worden sind und zum anderen der negative Einfluss von Offshore-Windparks auf diese Lebensräume ohnehin nur als relativ geringfügig einzuschätzen ist. Durch den Ausschluss der Fischerei dürften in diesem Fall positive Effekte überwiegen.

Die verbliebenen Konfliktpotenziale sind nur teilweise durch raumbezogene Regelungen zu vermeiden oder zu vermindern. In einigen Fällen, wie den Schallimmissionen der Bauarbeiten, sind verfahrensbezogene Lösungen zu entwickeln, um Störungen auf ein Minimum zu reduzieren.¹⁷⁴ Das gleiche gilt für die Berücksichtigung des Vogelzugs. Das Vogelschlagrisiko lässt sich zwar in einigen Fällen durch die Standortwahl minimieren, etwa durch die Meidung konzentrierter Zugwege. Da diese jedoch nur bei sehr wenigen Arten in den in Frage kommenden Gebieten eine Rolle spielen, sind auch hier technische Lösungen für die Optimierung der Offshore-Windenergienutzung (z.B. Modifikationen der Beleuchtung) zu suchen.

Bei raumbezogenen Planungen, wie etwa der Abgrenzung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung, sollte künftig der Schiffsverkehr zur Wartung der Windparks stärker berücksichtigt werden. Die Erfahrungen aus den dänischen Windparks zeigen, dass zumindest in den ersten Betriebsjahren laufend mit intensivem Schiffsverkehr in den Windparks zu rechnen ist. Bei einigen Arten kann der Schiffsverkehr eine bedeutende Störwirkung entfalten, so fliegen Seetaucher in bis zu 2 km Entfernung vor annähernden Schiffen auf. Legt man einen Störabstand von nur 1 km zu beiden Seiten eines Schiffes zugrunde, so wird bei der Anfahrt zu den weit vor der Küste gelegenen Windparks eine nicht unerhebliche Fläche betroffen. Je nach Intensität des Schiffsverkehrs können die Störungen, auch wenn sie zeitlich befristet sind, damit ein bedeutender Faktor werden.

Zu erwähnen ist weiterhin, dass Windparks in dem Nahbereich der Anlagen eine bedeutsame Veränderung der Bodenverhältnisse sowie der Zusammensetzung der Bodenlebewesen und der Meeresfauna bewirken können, die sich aus fachlicher Sicht unterschiedlich bewerten lässt. Eine positive Bedeutung kann insoweit insbesondere dem Umstand zukommen, dass die Fischerei aus den Windparks abgedrängt wird, so dass sich Schutzräume für bestimmte Fischarten und die Bodenlebensgemeinschaften ergeben können. Das Einbringen fester Materialien erzeugt Lebensräume für in den betreffenden Gebieten an sich nicht ansässige Arten (Stichwort: „künstliche Riffe“). Aufgrund des starken Aufwuchses mit Miesmuscheln an den Gründungsstrukturen ist ein deutlicher Riffeffekt als Folge der hohen Anhäufung benthischer Biomasse zu erwarten. In dieser Hinsicht besteht allerdings noch viel Forschungsbedarf.

¹⁷⁴ Vgl. Schultz von Glahn et al. 2006.

Sind demnach hinsichtlich der konkreten Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf einzelne Schutzgüter der Meeresumwelt teilweise noch deutliche Kenntnislücken zu konstatieren, so ist zugleich festzuhalten, dass diese weitenteils nur durch die Auswertung von Erfahrungen mit bestehenden Windparks zuverlässig geschlossen werden können. Deshalb ist es für die Fortsetzung der Ausbaustrategie von elementarer Bedeutung, die Erkenntnisgrundlagen weiter zu verbreitern, insbesondere indem die Auswirkungen der ersten realisierten Pilotparks intensiv ausgewertet werden. Auch die Erfahrungen mit bestehenden Offshore-Windparks in angrenzenden Seegebieten sollten intensiv genutzt werden. Offshore-Windparks in Dänemark, Schweden und den Niederlanden befinden sich in angrenzenden Gewässern zur deutschen AWZ bzw. den deutschen Hoheitsgewässern, so dass hier Erkenntnisse gewonnen werden können, die zumindest teilweise direkt für die deutschen Planungen verwertbar sind.

In diesem Interesse ist es wichtig, an einem stufenweisen Aufbau der Ausbaustrategie für die Offshore-Windenergienutzung festzuhalten, der es ermöglicht, die Erfahrungen mit den Pilotprojekten in spätere Genehmigungen für Ausbauphasen einfließen zu lassen. Nachteilig wirkt sich insofern aus, dass es entgegen der ursprünglichen Ausbaustrategie nicht möglich war, die ersten Pilotparks bereits in den Jahren 2004 bis 2006 zu verwirklichen und dadurch frühzeitig zumindest einzelne Kenntnislücken schließen zu können. Mit der Erteilung einer inzwischen sehr großen Anzahl von Genehmigungen für Pilotvorhaben wurden Rechtsansprüche begründet, in die auf Grundlage späterer Erkenntnisse nur in begrenztem Umfang modifizierend eingewirkt werden kann, auch wenn das BSH den Genehmigungsinhabern üblicherweise weitreichende Beobachtungspflichten auferlegt und sich die Erteilung nachträglicher Auflagen vorbehält.

3.3.3.2 Umwelteinwirkungen im Zusammenhang der Kabelanbindung

Mit dem Bau und dem Betrieb von Seekabeln und der Durchquerung von Inseln und Küsten ist eine Reihe von Eingriffen verbunden, deren Bedeutung Gegenstand durchaus kontroverser Diskussionen ist, insbesondere soweit sie die Nationalparke an der deutschen Wattenmeerküste betreffen. Über die ökologischen Auswirkungen der Verlegung von stromabführenden Kabeln von Offshore-Windparks liegen mittlerweile verschiedene Gutachten¹⁷⁵ sowie Antragsunterlagen mit ökologischen Fachgutachten aus 36 Verfahren zur Genehmigung von Offshore Windparks inklusive parkinterner Verkabelung und 18 Anträgen von stromabführenden Kabeltrassen vor. Aus den derzeit realisierten Offshore-Windparks im europäischen Ausland liegen nur wenige Erkenntnisse vor, da Verlegung und Betrieb der parkinternen Verkabelung und der stromabführenden Kabeltrassen bislang kaum Gegenstand von Untersuchungen waren. Im dänischen Windpark Nysted wurden die Reaktion von Fischen auf die Kabeltrasse untersucht,¹⁷⁶ weitere Untersuchungen sind noch nicht im Gange¹⁷⁷. In Großbritannien wurden mögliche Auswirkungen elektromagnetischer Felder umfassend betrachtet¹⁷⁸. Zur Zeit laufen empirische Untersuchungen über die potentiellen Reaktionen von empfindlichen

¹⁷⁵ Vgl. Schreiber et al. 2004, WWF 2006.

¹⁷⁶ Vgl. Hvidt et al. 2004.

¹⁷⁷ Meißner 2006.

¹⁷⁸ Gill et al. 2005.

Fischarten unter Freilandbedingungen. Diese sind aber noch nicht publiziert. Weitere Informationen finden sich zudem in den Unterlagen zweier von der Deutschen Energie-Agentur durchgeführter Workshops¹⁷⁹.

In der Gesamtschau lässt sich zusammenfassen, dass sich die wesentlichen Beeinträchtigungen der Meeresumwelt ganz überwiegend auf die Bauphase beschränken. Die Verlegung und Betrieb von Seekabeln in AWZ, Küstenmeer und auch den Küstennationalparks stellen eine vielfach praktizierte, im Allgemeinen als unproblematisch erachtete Nutzung des Meeresbodens auch in unter Naturschutzgesichtspunkten sensiblen Bereichen dar. Auch in den Wattenmeernationalparks sind eine Vielzahl von Kabeln und anderen Versorgungsgleitungen verlegt; weitere kommen mehr oder weniger regelmäßig hinzu. In den meisten Fällen werden derartige Projekte unter Naturschutzgesichtspunkten nicht in Frage gestellt, da die Eingriffe kleinräumig erfolgen und keine dauerhaften Negativwirkungen auftreten. Bislang wurden weder aus Deutschland noch aus anderen Ländern konkrete Hinweise auf nachhaltige negative Auswirkungen auf die Umwelt bekannt oder Studien dazu vorgelegt.

Bei der Anbindung der geplanten Offshore-Windparks mit Seekabeln an das Stromnetz können erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt somit vermieden werden, indem folgende Punkte berücksichtigt werden:

- Die temporären Negativwirkungen in der Bauphase (optische und akustische Störwirkungen der Verlegeschiffe) auf Vögel und Meeressäuger lassen sich durch eine bewusste Wahl geeigneter Zeiträume und die Meidung sensibler Bereiche auf ein unproblematisches Minimum begrenzen.
- Die Bedeutung der durch Aufwirbelungen und Umschichtungen während der Verlegephase eintretenden Beeinträchtigungen benthischen Lebensgemeinschaften wird in den meisten betroffenen Bereichen durch sehr kurze Regenerationszeiten wesentlich relativiert; sensiblere Bereiche sind räumlich klar abgrenzbar und können gemieden werden. Das gilt namentlich auch für Seegraswiesen, Muschelbänke, Salzwiesen und Schlickwatten im Wattenmeer.
- Längerfristige betriebsbedingte Einwirkungen auf benthische Lebensgemeinschaften sind grundsätzlich auf Grund von Erwärmungseffekten im unmittelbaren Nahbereich der Kabel denkbar. Sie lassen sich jedoch, wie bereits durch die Genehmigungsbehörde praktiziert, durch Vorgabe von Mindestverlegetiefen hinreichend sicher vermeiden.
- Bedeutende Auswirkungen elektromagnetischer Art sind bei Verwendung geeigneter Übertragungstechniken nicht zu erwarten.

Neben den mit Verlegung und Betrieb verbundenen Eingriffen, wird für die Nationalparke teilweise ein Konflikt mit den ideellen Zwecken und dem grundsätzlichen Schutzgedanken dieser Schutzgebiete hervorgehoben, da Kabel als industrielle Fremdkörper Gebiete zerschneiden, die „Wildnis“ sein sollten¹⁸⁰. Diese Sichtweise spiegelt sich zum Teil auch in den rechtlichen

¹⁷⁹ Vorträge des Fachgesprächs der dena vom 21./22. März 2006 „Verlegung von Seekabeln zum Netzanschluss von Offshore Windparks in Bundeswasserstraßen“ [<http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=2609>]; Vorträge des Fachgesprächs der dena vom 20./21. Juni 2006 "Verlegung von Seekabeln zum Netzanschluss von Offshore Windparks in Schutzgebieten im Meer" [<http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=2608>].

¹⁸⁰ WWF 2006.

Maßgaben der Nationalparkgesetze wider, nach denen Kabelverlegungen, sofern sie nicht der Versorgung der Inseln und Halligen im Nationalpark dienen, unbeachtet ihrer möglichen Auswirkungen grundsätzlich nicht zulässig sind und nur auf dem Wege einer Befreiung genehmigt werden könnten¹⁸¹. Eine Querung der Nationalparke im Wattenmeer der Nordsee bzw. der Bodden in der Ostsee oder anderer Meeresschutzgebiete ist jedoch mit einer Ausnahme in der Ostsee für alle derzeit vorliegenden Kabelplanungen vorgesehen.

In der Sache erscheinen derartige Bedenken unter der Voraussetzung, dass besonders sensible Bereiche konsequent gemieden werden, in Anbetracht der örtlich, vor allem aber auch zeitlich äußerst begrenzten negativen Eingriffswirkungen unbegründet. Für die Wattenmeernationalparke wird oftmals alternativ vorgeschlagen, die Kabeltrassen durch die Flussmündungen von Elbe, Jade oder Weser zu führen, da diese nicht in die Nationalparke eingeschlossen worden sind. Dazu sind zwei Punkte von Belang: zum einen wird aufgrund der Nutzung der Flussmündungen als Wasserstraßen der Verlegung der Kabel oftmals nicht zugestimmt, da diese bei Baggerarbeiten oder Notankerungen beschädigt werden könnten und Unterhaltungsarbeiten an Kabeln erschwert werden. Weiterhin ist durch Verlagerungen der Ströme die Gefahr der Freilegung der Kabel größer als in anderen Bereichen. Die Möglichkeiten zur Verlegung von Kabeln in den Ästuaren sind dadurch stark eingeschränkt, wenn auch nicht völlig unmöglich. Zum anderen ist aus naturschutzfachlicher Sicht darauf hinzuweisen, dass in den Ästuaren nicht grundsätzlich andere und weniger schützenswerte benthische Lebensgemeinschaften vorkommen und auch ein Großteil der Ästuare ist als NATURA 2000 Gebiet geschützt, bzw. von Naturschutzverbänden als NATURA 2000 Schutzgebiet und sogar zur Aufnahme in die Nationalparke vorgeschlagen sind. Die Meidung der Nationalparke würde in den meisten Fällen zudem längere Trassen erfordern, wodurch der Eingriff größer wird. Auch wenn die Ästuare einen anderen formellen Schutzstatus als die angrenzenden Watten haben, ist durch die Verlagerung von Trassen in der Sache eine Eingriffsminimierung nicht automatisch zu erreichen.

Ungeachtet dessen sollte im Rahmen einer an der Minimierung von negativen Einwirkungen auf die natürliche Umwelt ausgerichteten Strategie Wert darauf gelegt werden, von der bisher geübte Praxis abzuweichen, jeden Windpark einzeln an das landseitige Übertragungsnetz anzuschließen. Durch die Bündelung von Kabeltrassen für eine möglichst große Anzahl von Windkraftanlagen und die Reduzierung der Anzahl der Kabelsysteme würde sich eine erhebliche Reduzierung der Eingriffe erreichen lassen. Das Land Schleswig-Holstein hat sich diesbezüglich im Raumordnungsbericht für die Küsten auf maximal zwei das Wattenmeer durchquerende Trassen festgelegt, das Land Niedersachsen will neben der Trasse über Norderney keine weiteren Trassen durch das Wattenmeer genehmigen. Damit ist die Vorteilhaftigkeit einer Bündelung der Kabeltrassen von den für die Landesraumordnung zuständigen Stellen in SH und Nds. erkannt worden, wenngleich nicht übersehen werden kann, dass die niedersächsische Seite insofern eine vergleichsweise restriktive Haltung einnimmt und es für Schleswig-Holstein an einer rechtsverbindlichen Sicherung der Trassenbündelung fehlt. Festzuhalten bleibt allerdings auch, dass damit nur ein erster Ansatz einer umfassenden Raumordnungsstrategie für die Kabelanbindung für Offshore-Windparks in der AWZ gewonnen ist,

¹⁸¹ Vgl. Prall 2006.

da es an über die Pilotphasen der ersten Windparks in der AWZ hinausreichenden vorsorgenden planerischen Überlegungen fehlt.

3.3.4 Verkehrssicherheit

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ist hinsichtlich der Auswirkung des geplanten Offshore-Windparks auf die Schiffsicherheit eine technische Risikoanalyse durchzuführen. Der Germanische Lloyd (GL) hat hierzu eine Richtlinie zur Erstellung von technischen Risikoanalysen für Offshore-Windparks entwickelt, um das Risiko von Kollisionen von manövrierfähigen sowie manövrierunfähigen Schiffen mit dem geplanten Offshore-Windpark zu quantifizieren.¹⁸² Das BSH hat auf dieser Grundlage ein Schutz- und Sicherheitskonzept für Offshore-Windparkanlagen entworfen, das als Grundlage für die Erteilung von Genehmigung und die Formulierung von Auflagen zur Minderung des Kollisionsrisikos sowie zur Beherrschung von Notfällen dienen soll.¹⁸³

Die Genehmigungsbehörde verlangt danach von den Antragstellern umfangreiche Risikoanalysen. Beträgt die auf dieser Basis berechnete Kollisionswiederholungsfrequenz, also der statistische Zeitraum zwischen zwei Kollisionen zwischen OWEA und Schiff, weniger als 50 Jahre, so wird der Standort als nicht genehmigungsfähig erachtet. Liegt die Kollisionswiederholungsfrequenz zwischen 50 und 100 Jahren, so ist vor der Aussprache der Genehmigung eine intensivere Einzelfallprüfung durchzuführen. Fällt diese positiv aus, so kann die Genehmigung erteilt werden. Beträgt die Kollisionswiederholungsfrequenz zwischen 100 und 150 Jahren so wird das Risiko in Ansehung der (insoweit undeutlich formulierten) Seeanlagenverordnung grundsätzlich als hinnehmbar angenommen. Nicht desto trotz muss in jedem Einzelfall ein Vorsorge- und Sicherheitskonzept vorgelegt werden.¹⁸⁴

Die Bedeutung der Verkehrssicherheit liegt vor allem in den möglicherweise außerordentlich schwerwiegenden Folgen von denkbaren Schiffskollisionen für Menschen und Umwelt. Zwar sind etwaige besonders schwerwiegende Umweltfolgen wie z.B. bei Tankerunglücken an sich meist primär auf die unzureichenden technischen Standards der verwendeten Schiffe zurückzuführen – so dass sich argumentieren lässt, die Gefahrenursache werde in erster Linie durch die Schiffe und nicht durch die Bauwerke gesetzt. Unabhängig davon lässt sich aber nicht bestreiten, dass jedes Hindernis auf dem Meer das Risiko von Schiffskollisionen in sich trägt und quantitativ zur Erhöhung der Kollisionsgefahren auf dem Meer insgesamt beiträgt. Deshalb ist es unverzichtbar, die möglichen Risiken sowohl bei der Standortwahl als auch bei der baulichen Ausführung und bei den betriebstechnischen Sicherheitskonzepten unter Anwendung anspruchsvoller Maßstäbe zu berücksichtigen. Restrisiken bleiben unvermeidbar, müssen aber auf ein in Ansehung der möglichen Folgen von Kollisionen hinnehmbares Minimum begrenzt werden.

¹⁸² Germanischer Lloyd: Richtlinie zur Erstellung von technischen Risikoanalysen für Offshore-Windparks. Hamburg, August 2002.

¹⁸³ Vgl. BSH, Schutz- und Sicherheitskonzept für Offshore-Windparkanlagen, (Entwurf), Hamburg 2006.

¹⁸⁴ BSH, a.a.O. S. 11.

Die wichtigste Konsequenz dessen ist, die Errichtung von Windparks nur außerhalb von besonders befahrenen Schifffahrtsrouten zuzulassen. Hierfür bietet das Konzept des BSH eine brauchbare Grundlage. Außerhalb dessen muss es darum gehen, den Betreibern sachgerechte Auflagen hinsichtlich der Konstruktionsweise, der Warn- und Sicherheitseinrichtungen und der Überwachung zu machen. Soweit ersichtlich, legt die Genehmigungsbehörde hierauf in der Genehmigungspraxis ebenfalls großes Gewicht.

3.3.5 Konkurrierende Interessen und Akzeptanz

3.3.5.1 Nutzungs- und Schutzinteressen in der AWZ

Hinsichtlich der gebietsbezogenen Nutzungs- und Schutzinteressen im Meer ergibt sich eine differenzierte, jedoch insgesamt überschaubare Gemengelage der Interessen:

- Als unangefochten wird gemeinhin die Nutzbarkeit der betroffenen Seegebiete für den Schiffsverkehr und das grundsätzliche Überflugrecht betrachtet. Diese beiden Nutzungsarten stehen nach den Regelungen des SRÜ unter einem besonderen Schutz. Die Küstenstaaten können sie nicht zielgerichtet einschränken.
- Art. 60 SRÜ bringt jedoch auf der anderen Seite zum Ausdruck, dass die Küstenstaaten in der AWZ die Befugnis haben, Regelungen für Anlagen und Bauwerke zu schaffen, sofern sie dabei die Nutzbarkeit der internationalen Schifffahrtsrouten nicht einschränken. Unter Beachtung dieser Maßgabe können Windparks in der AWZ folglich zugelassen werden, auch wenn damit Beeinträchtigungen für die Schifffahrt der Gebiete verbunden sind.
- In Konkurrenz zur Nutzung zur Stromerzeugung aus Windenergie stehen unter Umständen bergbauliche Nutzungen. Für diese steht dem Küstenstaat ebenfalls völkerrechtlich die Befugnis zu, eigenständig Regelungen zu treffen. Praktisch betrifft das einerseits die Ausbeutung von Erdöl- und Erdgasvorkommen, andererseits den Abbau von Kiesen und Sanden. Während hinsichtlich des Abbaus von Sedimenten wegen der Notwendigkeit flächenhafter Bodenentnahme eine „harte“ Interessenkonkurrenz festzustellen ist, lassen sich die Interessen der Öl- und Gasförderung einerseits und der Windenergienutzung andererseits auf gleichem Grund grundsätzlich durchaus vereinbaren, wenn die Anlagen entsprechend konfiguriert werden.
- Eine echte Nutzungskonkurrenz besteht darüber hinaus im Verhältnis zum Fischfang. Im Nahbereich von Windenergieanlagen ist der Fischfang nicht möglich. Die Bewirtschaftung der Fischressourcen und die Regulierung des Zugangs zu Gewässern sind nach der Verordnung (EG) Nr. 2371/2002 „über die Erhaltung und nachhaltige Nutzung der Fischereiressourcen im Rahmen der Gemeinsamen Fischereipolitik“¹⁸⁵ grundsätzlich eine Angelegenheit der hierfür zuständigen Gemeinschaftsorgane und nicht der Mitgliedstaaten. Unbenommen davon ist jedoch das Recht der Mitgliedstaaten, Regelungen zu *anderen Zwecken* aufzustellen, die sich lediglich faktisch negativ auf den Fischfang auswirken.

¹⁸⁵ ABI. EG 2002 Nr. L 358, S. 59.

Beispiel dafür ist die Festlegung der Nutzbarkeit eines Gebiets für einen Windpark innerhalb eines an sich zum Fischfang freigegebenen Gebiets.

- Keine Berücksichtigung können in der AWZ gebietsbezogene Nutzungsinteressen des Militärs für sich beanspruchen, da das SRÜ den Küstenstaaten insofern keine ausschließlichen Rechte zuweist.
- Das Interesse am Schutz der Meeresumwelt stellt sich als ein Querschnittsinteresse des Allgemeinwohls dar, das allen Nutzungsinteressen gegenüber zu wahren ist. Besondere Schutzwirkungen kommen insoweit den bereits angesprochenen Festlegungen von Schutzgebieten für gefährdete Arten und Lebensräume zu (siehe dazu bereits oben, Kap. 3.3.3.1).

3.3.5.2 Akzeptanz in den Küstenregionen

In Verbindung mit den geplanten Offshore-Windparks erhebt sich relativ häufig Kritik aus der Bevölkerung und von Seiten touristischer Akteure im unmittelbar benachbarten Küstenbereich, die sich vor allem aus der Befürchtung speist, es komme zu visuell-ästhetischen Beeinträchtigungen des Horizontbildes. Angesichts der in der Regel großen Entfernung der geplanten Windparks sind die zu erwartenden visuellen Beeinträchtigungswirkungen der AWZ-Vorhaben aber relativ gering. Dementsprechend halten sich auch die Proteste in einem überschaubaren Rahmen. Wesentlich küstennähere Vorhaben dürften sich aber angesichts landschaftsästhetischer Kritik und konkurrierender touristischer Interessen seitens der Küstengemeinden nur schwer durchsetzen lassen.

Bedeutender ist die Protesthaltung nach den ersten Erfahrungen dort, wo bauliche Maßnahmen im unmittelbaren Küstenbereich stattfinden sollen (so namentlich auf Norderney im Zusammenhang mit den Bauarbeiten für die Kabeltrasse zu den ersten der Küste vorgelagerten Pilot-Windparks). Die Befürchtungen stützen sich insofern vor allem auf während der Bauarbeiten auftretende Belästigungen der Nachbarschaft und auf Mutmaßungen über dauerhafte bzw. gravierende Belastungswirkungen auf Mensch und Natur durch die Kabel. Während sich Letztere mit sachlichen Argumenten ausräumen lassen (siehe dazu auch oben, Kap. 3.3.3.2), erscheinen gewisse Belästigungswirkungen der Nachbarschaft und vorübergehende Beeinträchtigungen der Nutzbarkeit der betroffenen Küstenstellen während der Bauphase unvermeidbar. Insofern unterscheidet sich die Situation aber nicht von anderen lokalen Konflikten um Störwirkungen von baulichen Arbeiten.

3.3.6 Rechtliche Problemstellungen

3.3.6.1 Planung und Zulassung der Anbindungskabel

Die vorstehenden Ausführungen (insb. in Kap. 3.3.2 und 3.3.3.2) lassen bereits einige wesentliche, durch im bestehenden Recht nicht adäquat abgebildete rechtliche Regelungsaufgaben erkennen. Dazu gehört insbesondere die Verbesserung des rechtlichen Rahmens für die Zulassung der Anbindungskabel (in Richtung einer einheitlichen Zulassungsentscheidung)

und die Schaffung der rechtlichen Voraussetzungen für die Entwicklung von vorgelagerten Netzen im Meeresbereich. Geboten erscheint auch eine ausdrückliche Berücksichtigung der Anbindungskabel in den Nationalparkgesetzen der Länder Schleswig-Holstein und Niedersachsen.

Die Möglichkeiten hierzu wurden im Rahmen des Vorhabens einer eingehenden Prüfung unterzogen. Die Ergebnisse werden in Kap. 3.4.3.2 und 3.4.3.3 erörtert.

3.3.6.2 Das Zulassungsinstrumentarium der Seeanlagenverordnung

Unterhalb dieser zusätzlichen Regelungsaufgaben ist zu erörtern, ob und inwieweit das vorhandene Zulassungsinstrumentarium der Seeanlagenverordnung aus sich heraus seinen komplexen Aufgaben gerecht werden kann. Zwar hat das BSH als Genehmigungsbehörde eine im Großen und Ganzen offenbar recht gut tragfähige Genehmigungsstrategie entwickelt. Das kann jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass das in der Seeanlagenverordnung niedergelegte Genehmigungsrecht eine Reihe von Schwachpunkten aufweist, die noch nicht Gegenstand gerichtlicher Klärungen waren und für die deshalb nicht sicher angenommen werden kann, dass sie sich nicht früher oder später als Hemmnisse für die Ausbaustrategie erweisen.

Zu nennen sind in diesem Zusammenhang mehrere Probleme:¹⁸⁶

- Begriffliche Unsauberkeiten in der Formulierung der Versagungsgründe von § 3 SeeAnlV hinsichtlich des Schutzes der Meeresumwelt und der Belange des Verkehrs (Gefahren-/Besorgnisbegriff),
- die fehlende Konzentrationswirkung der Genehmigung,
- Meinungsverschiedenheiten zwischen der Genehmigungsbehörde und in der Rechtsliteratur geäußerten Auffassungen, ob und inwieweit die Seeanlagenverordnung auch auf die in der AWZ befindlichen Anbindungskabel anwendbar oder hierfür eine bergrechtliche Zulassung erforderlich ist,
- die fehlende ausdrückliche Verankerung des Vorsorgegrundsatzes als Maßstab für Anforderungen zur Minimierung von Umweltauswirkungen,
- das Fehlen einer Bindung der Genehmigung an die Vereinbarkeit mit raumordnungsrechtlichen Vorgaben (Raumordnungsklausel),
- das Fehlen der Möglichkeit, gestufte Genehmigungsverfahren durchzuführen (mit Teilgenehmigungen für bestimmte Bau-/Ausbaustufen),
- streitanfällige Regelungen zur Behandlung konkurrierender Anträge.

In der Rechtsliteratur wird darüber hinaus zum Teil gefordert, sich von einem gebundenen Genehmigungstatbestand zu trennen und stattdessen der Genehmigungsbehörde ein Pla-

¹⁸⁶ Vgl. zum Ganzen nur Klinski: Rechtliche Probleme der Zulassung von Windkraftanlagen in der AWZ (UBA-Texte 62/01), S. 51 ff.; ders.: Überblick über die Zulassung von EE-Anlagen, S. 55 ff.; Koch, Hans-J. / Wiesenenthal, Tobias: Windenergienutzung in der AWZ, ZUR 2003, S. 350 ff; Brandt/Gaßner, SeeAnlV, § 3 Rn. 1 ff.; Dahlke, Christian: Genehmigungsverfahren von Offshore-Windenergieanlagen in der AWZ, NuR 2002, S. 472 ff.

nungsermessen einzuräumen.¹⁸⁷ Diese und die übrigen aufgeführten Fragen werden noch zu erörtern sein (siehe unten, Kap. 3.4.3.4).

Fraglich ist schließlich, ob der Genehmigungstatbestand nicht auf die für derartig wesentliche Fragen geeignetere gesetzliche Ebene gehoben werden sollte.

3.3.6.3 Raumordnungsrecht

Die Entscheidung zur Schaffung von ausdrücklichen Rechtsgrundlagen für eine **Raumordnung in der AWZ** ist aus der Sicht der Forschungsnehmer sowohl inhaltlich als auch rechtlich positiv zu beurteilen. Die neue Rechtsvorschrift des **§ 18a ROG** füllt auf regelungstechnisch recht einfache Art eine bedeutsame Regelungslücke, die auf mittlere Sicht zu gravierenden Problemen im Hinblick auf raumbedeutsame Vorhaben in der AWZ hätte führen können, weil das frühere Recht eine Möglichkeit zur räumlichen Steuerung unter Abwägung verschiedener Schutz- und Nutzungsinteressen nicht vorsah.

§ 18a Abs. 1 ROG lässt als Kernvorschrift der Regelung erkennen, dass es bei der „Raumordnung in der AWZ“ nicht darum gehen soll, das Gesamtgebilde der an Land üblichen Raumordnung „eins zu eins“ auf die AWZ auszudehnen. Ziel ist es nicht, eine „umfassende“ Raumordnung in der AWZ zu schaffen, sondern – wie § 1 Abs. 1 Satz 3 ROG es ausdrückt – lediglich „einzelne Funktionen“ im Rahmen des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen (SRÜ) durch Raumordnung zu entwickeln, zu ordnen und zu sichern“. Diese Funktionen sind gemäß § 18a Abs. 1 ROG die „wirtschaftliche und wissenschaftliche Nutzung“, die „Sicherheit und Leichtigkeit der Seeschifffahrt“ und der „Schutz der Meeresumwelt“. Anderweitige Nutzungsinteressen (etwa solche militärischer Art) können demnach nicht selbst Gegenstand der Raumordnung in der AWZ sein, wenngleich es nicht ausgeschlossen ist, dass die konkreten Aussagen der Raumordnung – quasi als Reflex – durchaus Auswirkungen auch auf andere Nutzungen entfalten können.

Die Zurückhaltung des § 18a ROG im Hinblick auf den Anspruch, eine Gesamtsteuerung der Raumordnung in der AWZ vorzunehmen, erklärt sich aus den teils dem SRÜ, teils anderen internationalen Abkommen zu entnehmenden **völkerrechtlichen Eingrenzungen** der nationalen Regelungskompetenzen. Besonders bedeutsam sind diese im Bereich der Seeschifffahrt, für den die einschlägigen völkerrechtlichen Vereinbarungen vorsehen, dass die (positive) Festlegung von Schifffahrtsrouten ausschließlich den Organen der International Maritime Organization (IMO) obliegt. Sind der deutschen Raumordnung im Hinblick auf ausdrückliche Routenfestlegungen für die Schifffahrt durch internationale Abkommen die Hände gebunden, so gilt Entsprechendes für den Bereich der Fischerei auf Grund der fischereirechtlichen Vorschriften des **EG-Rechts**, welche die Festlegung von Fischereifangzonen allein der europäischen Regelungsebene zuweist. Somit ist es zwar nicht zulässig, im Wege der Raumordnung eine gezielte räumliche Steuerung der Fischereiwirtschaft und der Schifffahrt in der AWZ zu betreiben. Abgesehen von diesen (völker- bzw. europarechtlich bedingten) Einschränkungen

¹⁸⁷ Vgl. Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU): Stellungnahme zur Windenergienutzung auf See, Berlin 2003, S. 13 ff.; Koch, Hans-J. / Wiesenthal, Tobias: Windenergienutzung in der AWZ, ZUR 2003, S. 350, 354 f.; Erbguth, Wilfried: Wahrung der Belange der Bundesraumordnung in der Ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland – Raumordnung im Küstenmeer –, Rechtsgutachten im Auftrag des BMVBW, Rostock 2002.

ist Deutschland jedoch eine weitreichende räumliche Steuerung der Nutzungsansprüche in der AWZ auf nationaler Rechtsebene durchaus möglich.

Wesentlich mit beeinflusst wird der Prozess der Raumordnung auf See des Weiteren durch verschiedene internationale Abkommen, insbesondere zum Schutz der Nordsee (OSPAR-Abkommen) und der Ostsee (HELCOM), durch die europarechtlichen Vorgaben des gemeinschaftlichen Naturschutzrechts (Vogelschutz-Richtlinie, FFH-Richtlinie) und die auf einer europarechtlichen Empfehlung beruhenden Bestrebungen des Integrierten Küstenzonenmanagements (IKZM).¹⁸⁸

Sind die Spielräume der nationalen Raumordnung für den Bereich der AWZ von der sachlichen Breite der möglichen Regelungen her von vornherein begrenzt, so bilden sie doch im Übrigen eine grundsätzlich brauchbare Grundlage für die Ordnung der verschiedenen Nutzungsinteressen im Meer. Insbesondere können sie verwandt werden, um wesentliche Vorfestlegungen zur **Standortsteuerung** für Windenergieanlagen und bergbauliche Nutzungen sowie für **Trassierungsentscheidungen** bei Leitungsanlagen in der AWZ zu treffen. Hierfür steht den zuständigen Stellen grundsätzlich das gleiche Festsetzungsinstrumentarium wie an Land zur Verfügung. Auch in der AWZ gilt also die grundlegende Unterscheidung zwischen verbindlichen „**Zielen**“ und nicht als zwingend zu verstehenden, abwägungsoffenen „**Grundsätzen**“ der Raumordnung. Wesentlich zu unterscheiden ist unter den gebietsbezogenen Zielen der Raumordnung wiederum zwischen den „**Vorranggebieten**“, in denen sich die betreffende Nutzung gegenüber konkurrierenden Nutzungsinteressen durchsetzt, und „**Eignungsgebieten**“, deren Festsetzung mit einer Ausschlusswirkung für die betreffende Nutzung an anderer Stelle verbunden ist. Damit steht ein den jeweiligen Erfordernissen relativ flexibel anpassbares Gerüst an Festsetzungsmöglichkeiten zur Verfügung.

Verbessern ließe sich das Instrumentarium durch eine Erhöhung der **Verbindlichkeit** raumordnerischer Festlegungen in den anlagenbezogenen Zulassungsverfahren sowie durch klare Regeln für die Abstimmung der Raumordnung innerhalb der AWZ und im Küstenmeer/Küstenbereich. Sinnvoll erscheint es ferner, für die fachgesetzliche Ebene (also für die Anlagen- und Trassenzulassung) ergänzend festzulegen, dass es den zuständigen Stellen gestattet ist, für die Konfiguration der Anlagen und Trassen im Einzelfall auch im Detail konkrete Vorgaben zu machen, da eine untere Planungsebene, vergleichbar der Bauleitplanung, in der AWZ fehlt.

3.3.6.4 Naturschutzrecht

Die Vorschriften und Systeme zur Berücksichtigung von Natur- und Umweltschutzbelangen im Rahmen der räumlichen Steuerung und der Anlagenzulassung werden den fachlich an sie zu stellenden Anforderungen insgesamt gerecht und bedürfen keiner bedeutsamen Änderungen.

¹⁸⁸ Vgl. BMU (Hg.): Integriertes Küstenzonenmanagement in Deutschland. Nationale Strategie für ein integriertes Küstenzonenmanagement, Berlin 2006. Ferner Cicin-Saint, B.: Sustainable Development and Integrated Coastal Zone Management, in: Ocean and Coastal Management, 21, 1993, Nr. 1-3, S. 11-44; EU-Kommission: Grünbuch „Die künftige Meerespolitik der EU: Eine europäische Vision für Ozeane und Meere“, Brüssel 2006 (SEK(2006)689).

Positiv zu beurteilen sind insbesondere die 2002 ausdrücklich im Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) verankerten Rechtsgrundlagen für die Festsetzung von Meeresschutzgebieten. Die Bundesrepublik hat von den zur Umsetzung der EG-rechtlichen Anforderungen des Vogelschutzes und des Schutzes von Habitaten und Lebensräumen geschaffenen Regelungsmöglichkeiten aktiv (und inhaltlich vergleichsweise weitreichend) Gebrauch gemacht und die nötigen förmlichen Maßnahmen hierzu im Bereich der AWZ ergriffen (Meldung von FFH-Gebieten, Festsetzung von Vogelschutzgebieten).

Die Genehmigungsvorschriften für Seeanlagen sprechen den Belangen des Umwelt- und Naturschutzes im Meer einen hohen Stellenwert zu. Klarere rechtsverbindliche Vorgaben wären allerdings in mancherlei Hinsicht hilfreich, um die verschiedenen Umwelt- und Naturschutzbelange eindeutiger zu sichern und zugleich ein höheres Maß an Rechtssicherheit für die Investoren zu schaffen (insbesondere durch Anpassung des Genehmigungstatbestands für Seeanlagen an die im sonstigen Umwelt- /Anlagenzulassungsrecht übliche Terminologie und durch Vorgabe von technischen Standards). Aus fachlicher Sicht ist im Übrigen zu betonen, dass sich die Auswirkungen großer Windparks auf Umwelt- und Natur in die Zukunft hinein mangels praktischer Erfahrungen nur teilweise sicher abschätzen lassen, so dass sichergestellt werden muss, dass die Auswirkungen weiter intensiv ausgewertet werden und neuere Erkenntnisse in den weiteren Planungen angemessen Berücksichtigung finden können.

3.3.7 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Kostenausgangslage für Investitionen in Offshore-Windparks stellt sich auf Grundlage der heutigen Erkenntnisse wesentlich ungünstiger dar, als dies noch vor wenigen Jahren angenommen wurde. Hintergrund dessen ist insbesondere das relativ zurückhaltende Engagement der Banken und Versicherungsunternehmen, die das Projektrisiko aufgrund der fehlenden Erfahrungen mit der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen in Bereichen mit relativ großen Wassertiefen als sehr hoch einschätzen. In der Konsequenz führt dies zu einer deutlichen Erhöhung der Finanzierungskosten für die ersten Offshore-Pilotvorhaben. Entsprechendes gilt für Kosten der Lieferanten der Windenergieanlagen und der Fundamente. Deutlich über den ursprünglichen Annahmen liegen außerdem auch die Kosten für die Kabelanbindung der AWZ-Standorte (siehe zum Ganzen bereits oben, Kap. 3.1.2).

Auf Grund der eingetretenen Entwicklung muss mittlerweile konstatiert werden, dass das erst im Jahr 2004 für Offshore-Windenergieanlagen verbesserte Förderungsgerüst des EEG keine hinreichend attraktiven wirtschaftlichen Bedingungen schafft, um die potenziellen Investoren zur tatsächlichen Aufnahme der Investitionsrisiken für die (im Planungs- und Genehmigungsprozess an sich bereits weit vorangeschrittenen) Pilotprojekte zu bewegen.

Das in der Förderung der Windenergienutzung an Land außerordentlich erfolgreiche¹⁸⁹ EEG reflektiert die Sondersituation der Offshore-Windenergienutzung zwar durch höhere Mindestvergütungen (vgl. § 10 Abs. 3 EEG), bildet darin aber nur einen Teil der Offshore-bedingten Mehrkosten ab. Trotz der Verbesserung der Vergütungsregelungen im Jahr 2004 liegen Fördersätze des EEG bis zu 40 % unter den in anderen Ländern zu erlangenden Mindestvergütungen bzw. finanziellen Unterstützungsleistungen. So stehen den in Deutschland gezahlten 9,1 Cent/kWh 15,75-16,05 Cent/kWh in den Niederlanden, 16,87 Cent/kWh in Belgien, 9,48 Cent/kWh in Schweden sowie 14,78-16,26 Cent/kWh in Großbritannien und 13 Cent/kWh in Frankreich gegenüber. Nur in Dänemark liegt die Vergütung für neue Offshore-Windparks lediglich bei 6,7 Cent/kWh und damit unter der deutschen Mindestvergütung. Jedoch werden die Netzanschlusskosten in Dänemark vollständig vom Netzbetreiber übernommen und belasten somit nicht die Wirtschaftlichkeit der Offshore-Projekte. Auch in Belgien gibt es Vorgaben zur Finanzierung der Netzanschlusskosten durch den Netzbetreiber. Im Projekt Thornton Bank werden 30 % der Netzanschlusskosten maximal jedoch 25 Mio. Euro als Zuschuss gewährt.

Das dänische Beispiel und das belgische Beispiel weisen darauf hin, dass zumindest ein wesentlicher Teil der Lösung darin zu suchen ist, die Windparkinvestoren von den Kosten für den netztechnischen Anschluss der Anlagen an das landseitige Übertragungsnetz zu entlasten.

Ein zweites, hiervon unabhängig zu betrachtendes Problem liegt in der besonders risikobehafteten Sondersituation der „Pioniervorhaben“, die selbst die ersten Schritte der Praxiserfahrung gehen und deren Projekte deshalb von den Banken und Versicherungsunternehmen mit besonderer „Vorsicht“ behandelt werden. Diesem Problem kann mit einer generellen Vergütungsregelung, wie sie im EEG vorgesehen ist, strukturell nicht adäquat begegnet werden.

3.4 Ansätze zur Problemlösung und Strategiegestaltung

3.4.1 Technische Problembewältigungsbeiträge

3.4.1.1 Überblick

Die wesentlichen technischen Herausforderungen an die **Konstruktion der Windenergieanlagen** selbst sind bereits oben beschrieben und diskutiert worden (siehe Kap. 3.3.1). Es ergab sich hinsichtlich mehrerer Fragen ein erheblicher technikspezifischer Forschungsbedarf, der sich nicht auf der Theorieebene erfüllen lässt, sondern nur auf Basis einer umfassenden

¹⁸⁹ Vgl. nur den Bericht der EU-Kommission „Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen“, Drs. KOM(2005) 627 endgültig. Ferner die eingehende Studien von Lehmann/Peter (Institute for Sustainable Solutions and Innovations – ISUSI): Analyse der Vor- und Nachteile verschiedener Modelle zur Förderung des Ausbaus von Offshore-Windenergie in Deutschland“, Berlin 2005; sowie die europäische Vergleichsstudie von Ragwitz et. al. (Fraunhofer ISI / Energy Economic Group): Monitoring and Evaluation of Policy Instruments to Support Renewable Electricity in EU Member States, Karlsruhe 2006.

Auswertung praktischer Erfahrungen klare Ergebnisse erhoffen lässt. Das betrifft namentlich folgende Aspekte:

- die Konstruktionsweise und Materialwahl für die Anlagen,
- die Steuerung und Überwachung der Anlagen,
- die Erforschung der sog. *WAKE*-Effekte,
- die Eignung der verschiedenen Techniken zur Stromübertragung an Land.

Die **Auswirkungen auf Natur und Umwelt** sind in ihrer räumlichen Dimension durch technische Maßnahmen nur bedingt beeinflussbar. Die meisten Konfliktstellungen erfordern eine Berücksichtigung bei der Standortwahl.¹⁹⁰ Im Rahmen der Projektplanung und der Ausweisung der Eignungsgebiete fanden bzw. finden insoweit üblicherweise umfangreiche Prüfungen statt. Technische Lösungen kommen in erster Linie zum Zwecke der Minderung negativer lokaler Umwelteinwirkungen in Betracht. Entsprechendes gilt für die Verkehrssicherheit auf See.

Die im Rahmen des Vorhabens durchgeführte zusammenfassende Auswertung der vorhandenen fachlichen Erkenntnisquellen ergab, dass eine klare Beurteilungsgrundlage für die Erfordernisse und Möglichkeiten zur (technischen) Problemlösung nur für einen Teil der zu bewältigenden Problemstellungen vorliegt. Auch in dieser Hinsicht stellt es sich das Problem, dass bisher nur sehr wenige Erfahrungen vorhanden sind, auf Grund derer die konkreten Auswirkungen genau eingeschätzt und insbesondere beurteilt werden könnte, welche technischen Gegen- oder Minderungsmaßnahmen geeignet oder geboten sind. Es ist deshalb außerordentlich wichtig, die Begleitforschung über die Auswirkungen der Windparks im Rahmen der Pilotphasen intensiv fortzuführen, um hieraus für die Ausbauphasen eine bessere Beurteilungsgrundlage zu gewinnen und erforderlichenfalls auch gegenüber bestehenden Anlagen nachträgliche Verbesserungsmaßnahmen ergreifen zu können. Forschungs- bzw. Untersuchungsbedarf besteht im Übrigen nicht nur hinsichtlich der Bau- und Betriebsphase, sondern auch im Hinblick auf den späteren Rückbau der Anlagen.

Nicht unerhebliche Beiträge zur Problemlösung durch technische Maßnahmen sind insbesondere hinsichtlich folgender Problemstellungen vorstellbar:

- die von den Gründungsarbeiten ausgehenden Schallimmissionen,
- die Abmilderung der Beleuchtungswirkungen auf Vögel,
- die Reduzierung der Umweltbelastungen aus der Verwendung von Betriebsölen,
- die konstruktionstechnische Minderung der Kollisionsfolgen bei Schiffsunfällen.

Die Erkenntnisstände in diesen Bereichen stellen sich im Einzelnen als sehr unterschiedlich dar. Überwiegend lassen sich aus den vorhandenen Studien und Erfahrungen keine Aussagen entnehmen, aus denen sich verallgemeinerbare technische Anforderungen im Sinne eines „Standes der Technik“ ableiten ließen. In den nachfolgenden Unterkapiteln wird die Erkenntnislage zu diesen wesentlichen Problembereichen zusammenfassend beschrieben.

¹⁹⁰ Vgl. auch IÖR / IfAÖ: Anforderungen des Umweltschutzes an die Raumordnung in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), Entwurf des Endberichts, April 2006, S. 90 ff.

Eine Betrachtung weiterer spezieller Themen (z.B. Verlegetechniken für die Anbindungskabel, Erwärmungswirkungen und elektromagnetische Auswirkungen verschiedener Kabelsysteme, Veränderungen von Strömungsverhältnissen, Abschattungswirkungen) soll an dieser Stelle unterbleiben. Hierzu wurden im Zuge des Vorhabens zwar ebenfalls einzelne Erkenntnisse zusammengetragen. Die ökologische Bedeutung erscheint aber vergleichsweise gering (siehe dazu auch oben, Kap. 3.3.3.2)

3.4.1.2 Minderung der Schallimmissionen

Über die Schallimmissionen von Windenergieanlagen an Land liegen zahlreiche Untersuchungsergebnisse und Standards vor, die jedoch noch nicht ohne weiteres auf Offshore-Windenergieanlagen übertragen werden können. Während der Bauphase und des Betriebs entstehen dynamische Kräfte auf die Konstruktion, die zu Schwingungen des Stahlmantels und des Meeresbodens führen können. Insbesondere in der Bauphase können Schalldrücke verursacht werden, die die Hörschwelle von Meeressäugern, wie Schweinswalen und Seehunden im Nahbereich, dauerhaft verschieben.¹⁹¹

Im Unterschied zur Situation an Land ist die Bauphase für die akustische Belastung von wesentlicher Bedeutung. Bei geramten Fundamenten (Monopile, Tripod etc.) treten während der Bauphase hohe Geräuschemissionen auf, die für die unterschiedlichen Fundamentstrukturen unterschiedlich zu bewerten sind. Durch die Impulserregung wird ein breites Spektrum angeregt. Die Antwort des Rammgutes ist ebenfalls sehr breitbandig und führt auf dem Mantel des Rammgutes zu hohen Beschleunigungsamplituden.¹⁹²

Um derartige Auswirkungen zu kontrollieren, müssen Standards und Grenzwerte für die Anlagenkonstruktion sowie für die Bau- und Betriebsweise entwickelt werden. Nur partiell liegen dazu belastbare Erkenntnisse und klare Lösungen vor. Erste Untersuchungen zeigten, dass sich die Schalleinträge bei Rammarbeiten durchaus mindern lassen¹⁹³, jedoch sind weitere Untersuchungen und die Entwicklung von Offshore-tauglichen Verfahren noch Gegenstand laufender Forschung. Zur Minderung möglicher negativer Einflüsse auf Meeressäuger kann es in diesem Zusammenhang wichtig werden, die Bautätigkeiten von benachbarten Planungen zu koordinieren, damit es hier nicht zu einer Überlagerung und Erhöhung der Störwirkung kommt. Die bisherige Entwicklung hat dazu geführt, dass eine relativ hohe Anzahl von Genehmigungen zwar nacheinander erteilt worden ist, die Projekte aber möglicherweise in einem engeren zeitlichen Rahmen realisiert werden könnten, so dass eine Abstimmung der Bautätigkeit benachbarter Windparks bedeutsam sein kann.

¹⁹¹ BINE Informationsdienst, Projektinfo 07/04: Ökologische Begleitforschung zur Offshore Windenergienutzung. Bonn, Juli 2004.

¹⁹² Vgl. Zettler, Michael / Pollehne, Falk: Ergebnisse aus dem Projekt "BeoFINO" (Ökologische Begleitforschung zur Windenergienutzung im Offshore Bereich der Nord- und Ostsee). Arbeitspaket 2: Prozesse im Nahbereich der Piles – Ostsee, Leibniz-Institut für Ostseeforschung Warnemünde, Januar 2006.

¹⁹³ Vgl. Schultz von Glahn et al., 2006.

3.4.1.3 Abmilderung der Beleuchtungswirkungen auf Vögel

Aus Gründen der Flug- und Schiffssicherheit bestehen für Windenergieanlagen auf See generell die Beleuchtungsanforderungen der IALA (International Association of Lighthouse Authorities¹⁹⁴).

Studien zum Vogelzug in der Nordsee und potentiellen Kollisionsrisiken zeigen, dass Vögel vor allem unter bestimmten Wetterbedingungen mit schlechten Sichtverhältnissen von beleuchteten Offshore Anlagen angezogen werden. Einem erhöhten Risiko dürften nachziehende Arten ausgesetzt sein.¹⁹⁵ Bei einigen Arten können Kollisionen in relativ großer Anzahl erwartet werden.¹⁹⁶ Die Beleuchtung der Windkraftanlagen könnte insbesondere die in breiter Front über die Nordsee ziehenden Singvögel anziehen, wobei durch Kollisionen eine insgesamt bedeutende Zahl von Vögeln getötet werden könnte.¹⁹⁷

Auf der Plattform FINO 1 konnte beobachtet werden, dass 50 % der Kollisionen allein in zwei Nächten stattfanden, in denen sehr schlechte Sichtverhältnisse mit Nebel und Sprühregen herrschten. Daraus ergab sich eine erhöhte Anziehungskraft und Desorientierung der Vögel durch die erleuchtete Plattform.¹⁹⁸ Es gibt jedoch keine genaueren Erkenntnisse darüber, wie häufig die gefähderungserhöhenden Umstände (schlechte Sicht, niedrige Flughöhe, Rotoren aufgrund Windrichtung quer zur Zugrichtung, etc.) in Kombination auftreten.¹⁹⁹

Die vorhandenen Studien weisen darauf hin, dass es von zentraler Bedeutung ist, die Auswirkungen der Beleuchtung auf die Vogelwelt auf See gezielt zu beobachten und auszuwerten. Niederländische Untersuchungen zeigten, dass die Intensität und die Farbwahl der Beleuchtung von Bauwerken im Meeresbereich für die Reaktionen von Vögeln sehr bedeutsam sein können. In anderen Bereichen der wirtschaftlichen Offshore-Nutzung (z.B. auf Ölplattformen) werden bereits gezielte Minderungsmaßnahmen zur Vermeidung einer anziehenden oder irritierenden Wirkung auf Seevögel und Zugvögel umgesetzt²⁰⁰. Weitergehende Forschungen speziell auch für Windparks unter Einbeziehung von Kriterien wie der Helligkeit und der Farbwahl sind notwendig.

Unterlassen werden sollte in jedem Falle eine groß angelegte kontinuierliche Beleuchtung. Als möglicherweise beste Lösung wird eine den Wetterbedingungen individuell anpassbare Beleuchtung vermutet, die bei Nebel und/oder Sprühregen Blinklicht oder Blitzlicht anstatt des kontinuierlichen Lichtes einsetzt.²⁰¹ Unter Berücksichtigung der für die Windenergienutzung

¹⁹⁴ [<http://www.iala-aism.org>].

¹⁹⁵ Vgl. BSH, Genehmigungsbescheid Sandbank24 vom 23.08.04. [Download unter: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/Genehmigungstext%20Sandbank%2024.pdf>].

¹⁹⁶ Vgl. Hüppop, O./ Dierschke, J./ Exo, K.-M./ Friedrich, E./ Hill, R.: Bird Migration Studies and Potential Collision Risk with Offshore Wind Turbines, Helgoland.

¹⁹⁷ So Macht-Baumgarten, S., Marquardt, M.: Offshore-Windpark Butendiek widerspricht europäischem Naturschutzrecht. BUNDmagazin Schleswig-Holstein 1/2003 [Download unter: <http://www.bund-sh.de/Envolution/upload/dl/BUNDMagazin/1-2003.pdf>].

¹⁹⁸ Vgl. Hüppop/ Dierschke et. al., a.a.O.

¹⁹⁹ Vgl. BSH, Genehmigungsbescheid Sandbank 24.

²⁰⁰ Vgl. Marquenie & Laar 2004, Shell E&P-Newsletter v. 16.01.2004.

²⁰¹ Vgl. Hüppop/ Dierschke et. al., a.a.O.

an Land vorliegenden Erkenntnisse erscheinen derzeit Transponderlösungen als die beste Alternative (siehe dazu bereits die Ausführungen zum Onshore-Bereich, oben Kap. 2.4.1.1). Nachteil dieser Lösung ist, dass solche Systeme nur funktionieren, wenn sämtliche Fluggeräte und Wasserfahrzeuge mit entsprechenden Empfangsgeräten ausgerüstet sind.

3.4.1.4 Änderungen bei der Verwendung von Betriebsölen

In den bislang am meisten verwendeten Typen von Windenergieanlagen befinden sich betriebstechnisch bedingt relativ große Mengen von Ölen, insbesondere Getriebe- und Hydraulikölen (in der Regel jeweils mehrere hundert Liter). Getriebefreie Arten von Aggregaten sind zwar ebenfalls bereits entwickelt worden, haben aber noch keine große Verbreitung gefunden. Die für Offshore-Windkraftanlagen benötigten Schmierstoffmengen sind zwar um ein Vielfaches geringer als beispielsweise im Schiffsverkehr. Gleichwohl muss Sorge dafür getragen werden, dass das Risiko des Austritts ins Meer sowohl im Normalbetrieb als auch bei Störfällen minimiert wird.

Die verwendeten Getriebe- und Hydrauliköle treten unter normalen Betriebsbedingungen nicht aus. Zur Verhinderung des Austritts werden Kapselungen von Lagern und Auffangwanne innerhalb der Maschinengehäuse bzw. in Trafostationen eingesetzt. Dies ist Stand der Technik und wird innerhalb der Genehmigungsverfahren von Offshore-Windparks als Voraussetzung verlangt.²⁰² Die Genehmigungsbehörde verlangt darüber hinaus logistische Notfallmaßnahmen zur Begrenzung der Umweltfolgen für den Fall eines dennoch auftretenden Schadensereignisses.²⁰³

Weitere Verbesserungen können durch den Einsatz von sog. Bioschmierstoffen erreicht werden.²⁰⁴ Bioschmierstoffe haben den Vorteil, dass sie nicht oder nur schwach wassergefährdend und schnell biologisch abbaubar sind. Bioschmierstoffe der neuesten Generation genügen technisch höchsten Ansprüchen. Die umweltfreundlichen und leistungsfähigen Öle werden mittlerweile auch in Getrieben erfolgreich eingesetzt. Möglich ist die biogene Schmierung auch in den Anwendungsbereichen der Rotorblattverstellung und des Windnachführsystems. Die Betreiber von Windenergieanlagen an Land beginnen, diese vermehrt zu nutzen. Sie gelten als „erste Wahl“ für Standorte, an denen die Umwelt als besonders sensibel einzustufen ist.²⁰⁵

3.4.1.5 Konstruktionstechnische Minderung von Kollisionsfolgen

Im Hinblick auf die Beherrschung der Kollisionsfolgen von Schiffsunfällen kann es zu einem Zielkonflikt mit dem Interesse an der Entwicklung von bautechnisch besonders leistungsfähigen Fundamentkonstruktionen kommen. Für die oben (Kap. 3.3.1) vorgestellten verschiede-

²⁰² Vgl. Deutscher Naturschutzring (DNR): Grundlagenarbeit für eine Informationskampagne „Umwelt- und naturverträgliche Windenergienutzung in Deutschland (onshore)“. Lehrte, März 2005.

²⁰³ Vgl. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (Hrsg.): „Schutz- und Sicherheitskonzept für Offshore-Windparksanlagen“ (Entwurf); Hamburg; 2006.

²⁰⁴ Vgl. SRU: Stellungnahme zur Windenergienutzung auf See, April 2003. S.7

²⁰⁵ Vgl. Nachrichten-Portal für Nachwachsende Rohstoffe [Siehe unter: <http://www.nachwachsende-rohstoffe.info/nachrichten.php>]

nen Konstruktionsarten fehlt es nicht nur hinsichtlich der Beurteilung ihrer Vor- und Nachteile in Bezug auf die Beherrschung der rauen Umweltbedingungen im küstenfernen Offshore-Bereich an Praxiserfahrung. Weitgehend unerforscht ist auch ihr unterschiedliches Verhalten im Kollisionsfall. Konkrete Optimierungsmöglichkeiten für das Kollisionsverhalten („kollisionsfreundliche Konstruktion“) der einzelnen Konstruktionstypen müssen noch entwickelt werden.

Eine erste theoretische Untersuchung dieser Fragestellung auf Basis einer Gegenüberstellung verschiedener Szenarien hat für die drei Grundtypen *Jacket*, *Tripod* und *Schwerkraftfundament* erhebliche Unterschiede deutlich werden lassen:

Monopile				
Jacket	(√)	(√)	(√)	(√)
Tripod	√	√	-	-
Schwerkraft	√	√	√	√
	Doppelhüllentanker 31.600 tdw	Containerschiff 50.000 tdw	Einhüllentanker 150.000 tdw	Massengutfrachter 170.000 tdw
√	Bei diesen Fundament- und Schiffstypen wiesen die Kollisionsszenarien keine größeren Schäden auf. Die Kombination kann als kollisionsfreundlich bezeichnet werden.			
(√)	Zum Teil traten größere Schäden auf. Die Kombination kann als bedingt kollisionsfreundlich bezeichnet werden.			
-	Massive Schäden traten während der Simulationen auf. Die Kombination kann als kollisionsunfreundlich bezeichnet werden.			
	Hierfür liegen noch keine ausreichenden Informationen vor.			

Tab. 9: Schiffskollisionsrisiken (eigene Darstellung; Deutsche WindGuard)²⁰⁶

Auf dieser Grundlage stellen sich *Schwerkraftfundamente* als die kollisionsfreundlichste und *Tripod*-Konstruktionen als die gefahrenträchtigste der betrachteten Varianten dar. *Monopiles* wurden in die Szenarienbetrachtung nicht einbezogen, können jedoch aus allgemeinen Erkenntnissen heraus ebenfalls als grundsätzlich relativ kollisionsfreundlich erachtet werden, da sie im Kollisionsfalle bautechnisch bedingt vom Schiff wegfallen und – im Gegensatz zu *Jacket*- und *Tripod*-Konstruktionen – das kollidierende Schiff an der Kontaktstelle deutlich weniger stark beschädigen.

Monopiles und *Schwerkraftfundamente* werden von den Entwicklern bislang jedoch als für die küstenfernen Standorte in der AWZ vergleichsweise ungünstige Konstruktionen angesehen. Die Hersteller sehen zurzeit keine Planungen im Bereich großer Wassertiefen mit leistungsstarken Anlagen auf Basis des *Monopiles* oder des *Schwerkraftfundaments* vor. Der Offshore-Anlagen Hersteller *Multibrid* konzentriert sich auf die Verwendung von *Tripods*, wohingegen der Hersteller *Repower* derzeit *Jacket*-Strukturen vor der schottischen Küste (*Beatrice Projekt*) verwendet.

Das Entwicklungspotenzial der *Jacket*- und *Tripod*-Strukturen sollte jedoch in sicherheitstechnischer Hinsicht nicht unterschätzt werden. Durch die Entwicklung und Verwendung von Kraft übertragenden Elementen an problematischen Stellen können die Strukturen möglicherweise

²⁰⁶ Unter Verwendung von Dalhoff, P. / Biehl, F.: Ship Collision Risk analysis – Emergency systems – Collision dynamics, Hamburg.

ebenfalls so konstruiert werden, dass der Turm im Falle einer Kollision vom Schiff wegkippt und weniger Schäden an den Kontaktstellen zum Schiff verursacht werden. Umgekehrt kann für die *Monopiles* nicht von vornherein ausgeschlossen werden, dass sie für den Einsatz in küstenfernen Bereichen durchaus noch entwicklungsfähig sind.

Eine weitergehende Förderung der Forschungs- und Entwicklungsarbeit zur Entwicklung von kollisionsfreundlichen Gründungsstrukturen ist dringend zu empfehlen.

3.4.2 Planerische Problembewältigungsbeiträge

3.4.2.1 Raumordnung in der AWZ

Die von der Raumordnung zu entwickelnden Umweltstrategien haben grundsätzlich zu gewährleisten, dass die Windenergienutzungen nur *eine* von zahlreichen gegenwärtigen und erst recht von zahlreichen zukünftigen Meeresnutzungen ist. Das Ziel, den Ausstoß so genannter Treibhausgase zu verringern und die Elektrizitätserzeugung verstärkt auf erneuerbare Primärenergien zu stützen, kann „an sich“ schon als eine „Umweltstrategie“ bezeichnet werden. Gleichwohl steht dieses Ziel nicht isoliert oder mit absoluter Priorität im Raum. Es kommt vielmehr darauf an, dieses Ziel so zu verwirklichen, dass andere Gemeinwohlinteressen – und hierbei insbesondere solche des Umwelt- und Naturschutzes – nicht in erheblicher Weise beeinträchtigt werden.

Zur Lösung der umfassenden Raumordnungsaufgaben in der AWZ ist es nötig, sowohl „gebietsungebundene Sach- und Zielformulierungen“ aufzustellen als auch, darüber hinausgehend und hiervon ausgehend, konkrete Vorgaben für bestimmte Gebiete zu formulieren.²⁰⁷

Für eine umweltgerechte Meeresraumordnung wird grundsätzlich empfohlen, Prioritäten der räumlichen Ausweisung zu setzen:

- Die Raumordnung im Meeresgebiet muss generell dem Ziel unterstellt werden, größtmögliche **Sicherheit für den Schiffsverkehr** zu gewährleisten, auch weil Unfälle auf See ganz erhebliche Umweltgefährdungen mit sich bringen. Deshalb muss die Ordnung des Meeresraumes auf der räumlichen Grundstruktur und Verteilung des Seeverkehrs aufbauen und mit den Meeresnachbarstaaten abgesprochen werden.
- Als ebenso strategisch bedeutsam wie zeitlich dringlich stellt sich die Aufgabe dar, übergeordnete Festlegungen hinsichtlich der auf die Nutzung des Meeresgebiets angewiesenen **Leitungsinfrastrukturen** zu treffen, um sicherzustellen, dass dem Gemeinwohlinteresse an einer infrastrukturellen Erschließung auf eine möglichst ökologisch verträgliche und volkswirtschaftlich sinnvolle Weise Genüge tun zu können. Angesprochen ist damit konkret insbesondere die Verlegung neuer Kabel und ggf. auch Rohrleitungen auf See. Aus umweltbezogener, aber auch aus ökonomischer Sicht sollte diese Aufgabe so gelöst werden, dass die Belastungen der Meeresumwelt und die Kosten der Leitungsnetze durch weitgehende Trassenbündelung („Stichwort: „**vorgelagerte Netze**“) so gering wie möglich

²⁰⁷ So auch IÖR / IfAÖ: Anforderungen des Umweltschutzes an die Raumordnung in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), Entwurf des Endberichts, April 2006, S. 328.

gehalten werden. Das bereits bestehende Kabel- und Rohrleitungsnetz sollte in das anzustrebende Trassensystem integriert werden. Aufgelassene Kabel sollten möglichst beseitigt werden, da sie eine latente Unfallgefahr darstellen. Die Netzplanung der Leitungstrassen für Kabel sollte möglichst vordringlich begonnen werden, weil dann verhindert werden könnte, dass andere Meeresnutzungen die in möglichst gerader Richtung führende Ideallinie der Trasse verbauen. Nach Abschluss systematischer Vorüberlegungen dürfte es möglich sein, die den vorgelagerten Netzen zuzuordnenden Trassen raumordnerisch zwingend vorzugeben. Die konkrete Festlegung vollständiger Trassenverläufe erscheint aus diesem Blickwinkel vom Ansatz her bevorzugenswert gegenüber dem ebenfalls denkbaren Ansatz, raumordnerische Vorgaben über Leitungstrassen lediglich auf bestimmte End-, Ziel und Verknüpfungspunkte zu beschränken. Inwieweit dies im Einzelfall sinnvoll und geboten ist, hängt aber letztlich von der konkret vorgefundenen Situation ab.

- Um die Potenziale der Windenergienutzung auf See systematisch und möglichst umweltschonend erschließen zu können, sollte das Festsetzungsinstrumentarium der Raumordnung im Hinblick auf die **Standortsteuerung für Windparks** situationsgerecht und flexibel zum Einsatz gebracht werden. Ziel muss es sein, die Ansiedlungsinteressen der Investoren in diejenigen Regionen zu lenken, in denen ein möglichst hoher und kostengünstig produzierbarer (Strom-) Ertrag bei einem Minimum an Sicherheits- und Umweltproblemen erzielt werden kann. Vom Ansatz her erscheint dafür ein möglichst breiter Einsatz der Kategorie der raumordnungsrechtlichen **Eignungsgebiete** (mit Ausschlusswirkung für die Errichtung an anderer Stelle) wünschenswert. Die Raumordnung sollte aber auch berücksichtigen, dass bislang noch kein Windpark gebaut wurde, so dass die Eignung der bislang beantragten und genehmigten Gebiete nicht abschließend beurteilt werden kann. Eine weitreichende Festlegung in der Raumordnung kann zu erheblichen Problemen führen, falls die Eignungsgebiete doch nicht so geeignet sind, wie man es sich derzeit erhofft. Außerdem ist zu bedenken, dass es auf Anhieb nicht ohne weiteres möglich sein dürfte, für Offshore-Windparks in größerem Umfang von dem besonders steuerungsintensiven Instrument der „Eignungsgebiete“ Gebrauch zu machen, da dies für das gesamte jeweilige Plangebiet einen Grad an Erkenntnissicherheit voraussetzen würde, der gegenwärtig in der Regel noch nicht angenommen werden kann. Wo das jeweilige Plangebiet die Festsetzung einer umfassenden Ausschlusswirkung außerhalb der sachlich am besten geeignet erscheinenden Gebiete nicht hergibt, wird deshalb der Einsatz der Kategorie des **Vorranggebiets** sachgerechter sein, da sie zudem auch die Möglichkeit etwaiger künftiger Kombinationsnutzungen offen lässt. Es sollte insgesamt beachtet werden, dass Eignungsgebiete sinnvoll nur in Konsequenz einer ganzheitlichen Raumordnung ausgewiesen werden können.²⁰⁸ Entsprechend gilt es, die Windparks in großräumige systematische Leitstrukturen einzubinden; eine klare systematische und leicht verständliche Raumgliederung führt wiederum zu einer größeren Sicherheit und Leichtigkeit der Schifffahrt.
- Im Übrigen wird empfohlen, bei der Ausweisung von Offshore-Baugebieten künftige **Kombinationsnutzungen** von Standorten zu berücksichtigen (z.B. als Standorte für

²⁰⁸ Zur Raumordnung in der AWZ siehe auch die z. T. abweichenden Positionen des Bundesamtes für Naturschutz (BfN), die als „Naturschutzfachlicher Planungsbeitrag des Bundesamtes für Naturschutz zur Aufstellung von Zielen und Grundsätzen der Raumordnung für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftzone der Nord- und Ostsee“ veröffentlicht sind:

[http://www.habitatmarenatura2000.de/de/downloads/Planungsbeitrag_zur_Raumordnung_AWZ_2006.pdf].

Windenergieanlagen *und* zum Abbau von Bodenschätzen). Dabei sollte unterschieden werden zwischen (a) Nutzungen, die sich gegenseitig ergänzen, (b) Nutzungen, die sich gegenseitig tolerieren, und (c) Nutzungen, die sich gegenseitig ausschließen. Das raumordnerische Prinzip der „dezentralen Konzentration“ greift diese Strategie des sparsamen Umganges mit Flächen auf und ermöglicht die **Bewahrung „offener Seeschaften“** sowohl zur Stabilisierung der Ökosysteme, dann aus ästhetischen Gründen sowie auch zur Erhaltung größtmöglicher Disponibilität für weitere Entwicklungen des Meeresraumes durch zukünftige Generationen.

Es wäre nützlich, wenn es eine politische Diskussion und einen Konsens über die anzustrebenden Entwicklungsziele, möglicherweise vorbereitet von einem sachverständigen „Küsten- und Meeresrat“ und unter Einbeziehung der Gesellschaft (Partizipation), geben würde. Die nationale Strategie zum Integrierten Küstenzonenmanagement (IKZM) weist insofern in die richtige Richtung.

Im Speziellen bietet sich für die räumliche Gliederung der Windparks eine „**Cluster- Struktur**“ an; sie sorgt für die dem Meer entsprechende Durchlässigkeit; denn das Meer kennt keine Barrieregrenzen. Zur Verringerung der Gefahr von Schiffsunfällen sollten die Windparks im Rahmen größerer Windenergiefelder als klare systematische Raummuster angeordnet werden. Günstig erscheint der Modelltyp schmal-gestreckter, rhombenförmiger Kleingruppen von ca. 50 - 100 Windenergieanlagen, die sich an den Hauptflugrichtungen der Avifauna orientieren. Breite Zwischenräume zwischen den WEA-Kleingruppen können z.B. in Verbindung mit der schlanken Rhombenform, eine erhebliche Durchlässigkeit für die Avifauna sowie für nachgeordnete Schiffsverkehre einschließlich des intrazonalen Versorgungsverkehrs der Meeresnutzungen bewirken. Die Cluster-Gliederung erleichtert die Erreichbarkeit der einzelnen Windenergieanlagen, die Angliederung weiterer Meeresnutzungen, und sie ist auch nachhaltig im Sinne der Erschließung des Potenzials an Meeresbodenschätzen. Da das Instrumentarium der Raumordnung die Festlegung von Anforderungen der Anlagenkonfiguration nicht in jeder Hinsicht gestattet, ist es wichtig, hierfür in den Bestimmungen des Zulassungsrechts (möglichst klar erkennbar) Raum zu schaffen.

Neben der rein funktionalen Raumstruktur der Windparks wird auch eine ästhetische Gestaltung empfohlen, um dem Raumordnungsauftrag zur Bewahrung ästhetischer Landschaften (hier: Seeschaften) zu folgen.

Mögliche nationale und internationale Verbundleitungen sollten bei den gegenwärtigen Trassenplanungen Berücksichtigung finden. Dabei sowie bei der Bestimmung der Trassenkapazität ist auch das Recht ausländischer Unternehmen, in der deutschen AWZ Kabel zu verlegen, einzubeziehen. Die Trassenverläufe sollten sich an den Schifffahrtswegen orientieren. Sie sollten parallel zu ihnen ausgewiesen werden und die Schifffahrtswege nur auf kürzeste Distanz kreuzen.

Die Planung der Kabeltrassen zwischen den Windparks im Meer und den Einspeisungspunkten an Land ist ein Beispiel für die Notwendigkeit einer Raumordnung, die Land und Meer in der Küstenzone zusammenfasst. Hierfür sollten im rechtlichen Bereich geeignete Vorkehrungen getroffen werden.

3.4.2.2 Raumordnerische Festlegungen im Küstenmeer und an Land

Die bisherigen Ausführungen haben deutlich werden lassen, dass die Raumordnungspläne der Küstenbundesländer keine hinreichenden Aussagen über die zur Anbindung der Offshore-Windparks erforderlichen Erschließungstrassen enthalten. Eine vorsorgliche Trassenfreihaltung hat bisher nicht stattgefunden. Die Raumordnung hat bislang lediglich punktuell auf Vorhaben einzelner Windparkbetreiber *reagiert*, nicht aber im Sinne einer vorausschauenden Planung selbst *agiert*.

Das erklärt sich sicherlich zu einem gewissen Anteil aus Akzeptanzproblemen in den Küstenregionen, dürfte jedoch in erster Linie darauf zurückzuführen sein, dass die Raumordnungsplanung kein Werkzeug für schnelle Lösungen ist. Die Zeiträume, innerhalb derer die Projektierungen und Planungen für Offshore-Windparks räumlich und von der Leistungsdimension her klare Konturen bekommen haben, waren aus dem Blickwinkel der Raumordnung vergleichsweise kurz. Da zudem das Augenmerk bei der Entwicklung der Bundes-Strategie zur Windenergienutzung auf See zunächst auf die eigentlichen Windparkprojekte konzentriert war und insoweit eine gewisse Überschwangstimmung herrschte, wurden die Probleme und Herausforderungen hinsichtlich der netztechnischen Erschließung des Meeresraumes unterschätzt. Erst mit Aufnahme der ersten konkreten Planungsüberlegungen für bestimmte Trassen zur Netzanbindung durch die Investoren wurde deutlich, welche Hürden sich aus den fehlenden raumplanerischen Grundlagen für die Netzanbindung ergeben können.

Eine **raumbezogene Gesamtstrategie zur Netzanbindung** liegt deshalb weder beim Bund noch bei den Ländern vor. Die Arbeiten daran sollten umgehend aufgenommen werden, möglichst in einer Art „konzertierten Aktion“ des Bundes gemeinsam mit den Küstenbundesländern, in der konzeptionelle Eckpunkte festgelegt werden, welche dann die Grundlage für die Aufnahme konkreter raumplanerischer Verfahren durch die zuständigen Landesplanungsbehörden bilden.

Inhaltlich sollte die Strategie darauf zielen, die Inanspruchnahme des Küstenmeeres auf wenige **Bündelungstrassen** zu konzentrieren, die an bestimmten Verknüpfungspunkten in der AWZ enden, von denen aus dann ein Erschließungsnetz in bestimmte Bereiche der AWZ hinein gebildet wird („**vorgelagertes Netz**“).

Anzumerken ist, dass die raumordnerischen Planungen für ein vorgelagertes Netz für die **Pilotphasen** der Windparks aus zeitlichen Gründen zumindest überwiegend keine Rolle mehr spielen dürften, da die Investoren darauf angewiesen sind, dass die Netzanbindung schon vor dem Abschluss raumordnerischer Überlegungen über vorgelagerte Netze rechtlich gesichert ist. Das mindert aber die Bedeutung des Ansatzes der vorgelagerten Netze nur wenig, da die **Ausbauphasen** perspektivisch schon aus rein quantitativen Gründen eine größere Raumbedeutsamkeit haben als die Pilotphasen. Nichtsdestotrotz wird es wichtig sein, die bereits verlegten oder zumindest rechtlich festgelegten Kabel für die Pilotparks innerhalb der Raumplanung für die vorgelagerten Netze zu berücksichtigen und weitestmöglich zu integrieren.

Rein raumplanerisch bedarf es zur Verwirklichung einer derartigen Strategie keiner Änderung von Rechtsvorschriften. Erwägenswert ist die Schaffung von ausdrücklichen Regelungen für die Abstimmung zwischen der Bundesraumordnung in der AWZ und der Landesraumordnung im Küstenmeer und an Land (siehe dazu unten, Kap. 3.4.3.5). Erforderlich ist in jedem Falle

eine spezifische rechtliche Absicherung des Konzepts der vorgelagerten Netze gegenüber Windpark- und Netzbetreibern (siehe Kap. 3.4.3.3).

3.4.3 Verbesserungen der rechtlichen Rahmenbedingungen

3.4.3.1 Überblick

Auf Grundlage der Resultate aus den fachlichen Betrachtungen und der daran anknüpfenden Analyse der rechtlichen Ausgangsbedingungen kristallisierte sich eine Reihe von Aufgaben- und Problemstellungen heraus, für deren Bewältigung konkrete regelungstechnische Lösungsmöglichkeiten zu erwägen waren. Die Juristen des Forschungskonsortiums führten hierzu im Vorfeld der Ende 2006 eingetretenen Rechtsänderungen auf Grund des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes²⁰⁹ (siehe dazu im Einzelnen unten, Kap. 3.4.3.3) umfangreiche Detail- und Alternativenbetrachtungen durch, deren Ergebnisse an dieser Stelle nur zusammengefasst wiedergegeben werden können.

Einigen der erörterten Aspekte kommt eine **ausgeprägte Priorität** zu, weil mit ihnen Aufgaben von großer strategischer Bedeutung angesprochen werden, für deren Bewältigung im geltenden Recht entweder noch keine brauchbare oder noch keine hinreichende Grundlage gelegt ist, und deren Lösung zugleich unter hohem Zeitdruck steht, weil ohne sie erhebliche Entwicklungshemmnisse entstehen können. Angesprochen sind damit namentlich die erheblichen Unzulänglichkeiten der Rechtsvorschriften zur Kabelzulassung und die fehlenden rechtlichen Grundlagen für die Schaffung vorgelagerter Netze im Seegebiet.

Die zentralen Vorschläge zur Bewältigung dieser als prioritär eingestuften Problemlagen lassen sich in ihren konzeptionellen Ansätzen grob wie folgt umschreiben:

1. Aufbau eines praktikabel handhabbaren und rechtssicheren Systems für die **Kabelzulassung im Küstenmeer** und im Küstenbereich an Land, bei dem die Entscheidungszuständigkeiten in einer Hand liegen (Konzentrationswirkung),
2. Schaffung der Voraussetzungen für die Einrichtung von **vorgelagerten Übertragungsnetzen** auf See zur Anbindung von Offshore-Windparks durch hoheitliche Festlegung bestimmter Verknüpfungspunkte, eine Anschluss- und Benutzungspflicht und geeignete wirtschaftliche Anreize zum Aufbau der betreffenden Netzstrukturen.

Vergleichsweise geringer ist der Problemdruck im Bereich des (sonstigen) **Anlagenzulasungsrechts**, das zwar ebenfalls erhebliche Mängel aufweist, deren Lösung aber angesichts der weitaus drängenderen Probleme der Kabelzulassung und der Ausbauplanung nicht im Vordergrund stehen kann. In diesem Bereich geht es (außerhalb des auch hier tangierten Fragenkreises um die Anschlusskabel) vor allem um die Erhöhung der Rechtssicherheit, die Verbesserung des Genehmigungsrechts durch Einführung eines Genehmigungstatbestands mit Konzentrationswirkung, die Schaffung von Rechtsklarheit hinsichtlich der Berücksichti-

²⁰⁹ Art. 7 des Gesetzes zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 9. November 2006, BGBl. I 2006 S. 2833. Zum Vorlauf des Gesetzgebungsverfahrens siehe BT-Drs. 16/54 und BT-Drs. 16/3158.

gung raumordnerischer Vorfestlegungen sowie von Umwelt-, Naturschutz- und Sicherheitsbelangen, die Erhöhung der planerischen Einflussmöglichkeiten für die Genehmigungsbehörde, die Ermöglichung gestufter Genehmigungsverfahren und die Klärung verfahrensrechtlicher Fragen.

Nur partiellen Verbesserungsbedarf sehen die Juristen im Konsortium im Übrigen – nach der 2004 erfolgten Schaffung der Grundlagen für raumordnungsrechtliche Festlegungen in der AWZ –, auch angesichts begrenzter Regelungsbefugnisse auf nationaler Ebene, im Bereich der **räumlichen Steuerung** der verschiedenen Nutzungsinteressen in der AWZ.

Die Vorschriften und Systeme zur Berücksichtigung von **Natur- und Umweltschutzbelangen** im Rahmen der räumlichen Steuerung und der Anlagenzulassung werden den fachlich an sie zu stellenden Anforderungen gerecht und bedürfen keiner bedeutsamen Änderungen.

Im Einzelnen kommt die Untersuchung für die drei Komplexe „Kabelzulassung im Küstenmeer“, „Vorgelagerte Übertragungsnetze“ und „Seeanlagenrechtliche Anlagenzulassung“ zu folgenden Empfehlungen:

3.4.3.2 Kabelzulassung im Küstenmeer

Als besonders wichtig stellt sich die Aufgabe dar, einen integrierten Zulassungstatbestand für die erforderlichen Verbindungskabel zwischen den Offshore-Windparks und dem an Land befindlichen Übertragungsnetz zu schaffen, durch den die bislang im Küstenmeer und an Land bestehende Zersplitterung zwischen unterschiedlichen Zulassungserfordernissen und Zuständigkeiten aufgehoben wird.

Die Schaffung eines in diesem Sinne integrierten Zulassungstatbestands ist nicht einerseits im Zusammenhang mit der Verwirklichung des weiter unten noch vorzustellenden Konzepts für einen neuen umfassenden Genehmigungstatbestand für Windparks als Gesamtanlagen einschließlich Anbindungskabel denkbar, andererseits aber auch außerhalb dessen als isolierte Gesetzesänderung.

Anknüpfend an die gegenwärtig bestehenden Regelungen des **§ 43 EnWG** für Hochspannungsfreileitungen ab 110 kV, könnte generell auch für Seekabel ein Planfeststellungsverfahren vorgesehen werden. Da Planfeststellungsverfahren qua definitionem mit einer Konzentrationswirkung versehen sind (vgl. § 75 VwVfG), würden die bislang nebeneinander erforderlichen Einzelzulassungsakte nach den wasserrechtlichen, naturschutzrechtlichen und nationalparkrechtlichen Bestimmungen der Länder sowie die wasser- und schiffahrtspolizeiliche Genehmigung nach § 31 Abs. 2 WaStrG obsolet.

Materiellrechtlich hätte dies nicht zur Folge, dass die betreffenden fachrechtlichen Anforderungen inhaltlich unbedeutend würden. Allerdings würde die Entscheidungskompetenz hierüber auf die Planfeststellungsbehörde übergehen. Die fachrechtlichen Anforderungen würden entweder in die planfeststellungsrechtliche Abwägung eingehen (und wären damit bei Vorliegen gewichtiger Gründe auch überwindbar) oder – bei entsprechender ausdrücklicher Festlegung in dem betreffenden Gesetz – als zusätzliche Anforderungen einen besonderen Beachlichkeitsstatus erhalten (verknüpft beispielsweise mit einem Zustimmungsvorbehalt bestimmter Behörden).

Eine **Planfeststellungslösung** für die Zulassung der Anbindungskabel hat den Vorteil, regelungstechnisch relativ schnell – nämlich ohne umfassende konzeptionelle Vordiskussionen vorauszusetzen – durch eine unkomplizierte Änderung des EnWG realisierbar zu sein. Sie führt zwar nicht zu einer Konzentration der Genehmigungsentscheidung bei der für die Windparks in der AWZ zuständigen Genehmigungsbehörde, sondern fällt in den Zuständigkeitsbereich der Landesenergiebehörden. Das wesentliche Entwicklungshemmnis, nämlich das mit der Entscheidungszuständigkeit unterschiedlicher Fachbehörden einhergehende Risiko einer zeitraubenden, uneinheitlichen, möglicherweise in sich widersprüchlichen und zumindest in Teilen der Ausbaustrategie für die Offshore-Windenergienutzung entgegen laufenden behördlichen Entscheidungspraxis, lässt sich hierdurch jedoch vermeiden.

Im Zuge der kürzlich erfolgten Änderung des § 43 EnWG²¹⁰ wurde die Möglichkeit, einen einheitlichen Zulassungstatbestand der Planfeststellung für Seekabel zur Anbindung von Offshore-Windparks zu schaffen, leider verpasst. Die geänderte Bestimmung bezieht zwar erstmals über Hochspannungsfreileitungen hinaus auch Erdkabel in die Planfeststellungsfähigkeit mit ein. Die Regelung bezieht sich aber nur auf Erdkabel mit mindestens 110 kV Nennspannung, „die zwischen der Küstenlinie und dem nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt, höchstens jedoch in einer Entfernung von nicht mehr als 20 Kilometer von der Küstenlinie landeinwärts“ verlegt werden (§ 43 Satz 3 EnWG). Das besondere zulassungsrechtliche „Problemgebiet“ im Meeresbereich jenseits der Küstenlinie bis zur meerseitigen Begrenzung des Küstenmeeres bleibt also ausgenommen.

Für die landesrechtliche Ebene ist unabhängig davon die Aufnahme geeigneter materieller Regelungen zur Zulässigkeit der Verlegung von Kabeln zu Offshore-Windenergieanlagen in den Wattenmeer-Nationalparks zu empfehlen (Änderung der **Nationalparkgesetze** der Küstenstaaten). Sachgerecht erscheint die Schaffung eines Anspruchs auf Zulassung von Anbindungskabeln für Offshore-Windparks, wenn keine überwiegenden öffentlichen Interessen entgegenstehen, verbunden mit einer Ermächtigung zur Auferlegung von Nebenbestimmungen zur Minderung negativer Einwirkungen auf die schützenswerte Belange des Wattenmeeres. Eine derartige Klausel würde es ermöglichen, rechtssichere Verhältnisse für die Durchquerung des Wattenmeeres zu schaffen und zugleich die (ohnehin ganz überwiegend nur temporären) Belastungen der Natur des Wattenmeeres auf ein unvermeidbares Minimum zu beschränken. Auch die Beachtlichkeit raumordnerischer Festlegungen würde über den Rechtsbegriff der „überwiegenden öffentlichen Interessen“ gesichert.

3.4.3.3 Vorgelagerte Übertragungsnetze

Die **systematische netztechnische Erschließung der AWZ** für die Ausbauphasen²¹¹ der Offshore-Windenergienutzung stellt sich im Rahmen der durch Deutschland verfolgten Strategie zur Windenergienutzung auf See als eine für die Entwicklung der künftigen energiewirtschaftlichen Strukturen bedeutsame **gesamtstaatliche Aufgabe** dar. Die bestehenden Regelungen bieten keine tragfähige Grundlage dafür, die AWZ planvoll netztechnisch zu erschlie-

²¹⁰ Art. 7 des Gesetzes zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 9. November 2006, BGBl. I 2006 S. 2833. Zum Vorlauf des Gesetzgebungsverfahrens siehe BT-Drs. 16/54 und BT-Drs. 16/3158.

²¹¹ Für die Pilotphasen kann das Konzept nicht mehr rechtzeitig umgesetzt werden.

ßen. Sowohl aus Umweltschutzgründen als auch auf Grund von ökonomischen Erwägungen bedarf es dringend der Schaffung von Rechtsgrundlagen, mit denen es möglich ist, die Trassen / Leitungen zur Anbindung der Offshore-Windparks sinnvoll zu bündeln.

Zur Bewältigung dieser Aufgabe empfiehlt sich die Schaffung klarer bundesgesetzlicher Grundlagen. Mit Hilfe der Raumordnung in der AWZ ist es zwar möglich, insofern raumbezogene Festlegungen zu treffen (Fixierung von Trassierungskorridoren und/oder Verknüpfungspunkten). Die Raumordnung bietet für sich genommen aber keine adäquate Grundlage zur Festlegung der Planungsziele und -bedarfe, sondern setzt deren Vorhandensein voraus. Außerdem bedarf es ergänzender rechtlicher Bestimmungen, mit denen zum einen die Verpflichtung zur Nutzung bestimmter Infrastrukturen ausgesprochen werden kann und zum anderen Fragen der Betreiberschaft und der Wirtschaftlichkeit geklärt werden.

Das Forschungskonsortium hat sich der konzeptionellen Ausgestaltung eines rechtlichen Konzepts für die Schaffung vorgelagerter Konzept im ersten Halbjahr 2005 intensiv gewidmet und dem BMU hierzu ein (vertrauliches) Arbeitspapier vorgelegt.²¹² Die zentralen Elemente der Empfehlungen für die Ausgestaltung der neu zu schaffenden gesetzlichen Vorschriften (regelbar in einem besonderen Gesetz für Offshore-Windparks, im EnWG, im EEG oder in einem kombinierten Artikelgesetz) lassen sich wie folgt umreißen:

- Auf Basis einer zuvor erfolgten Bedarfsermittlung wird durch eine geeignete Stelle des Bundes ein konkreter Netzplan entworfen, dessen Gerüst in Gestalt **verbindlicher Verknüpfungspunkte** gesichert wird (Anknüpfungspunkte in der AWZ, Endpunkte zur Verknüpfung mit dem Übertragungsnetz an Land). Die Festlegungen erfolgen auf Grundlage einer strategischen Umweltprüfung. Raumordnerische Vorfestlegungen sind möglich/erwünscht und ggf. verbindlich.
- Durch die Anordnung einer **Anschluss- und Benutzungspflicht** für die einzelnen Windparks auf Basis eines zeichnerischen Plans (Alternative: Festlegung im Genehmigungsbescheid für den Windpark) wird sichergestellt, dass bestimmte Windparks über bestimmte Verknüpfungspunkte/Leistungsverbindungen mit dem Netz an Land verbunden werden müssen.
- Die **Aufgabenträgerschaft** für die Errichtung und den Betrieb bestimmter Verknüpfungspunkte und/oder Verbindungsleitungen wird öffentlich ausgeschrieben. Im Vergabeverfahren können die Anforderungen ggf. genauer konkretisiert werden. Als regelungstechnisch einfache, aber weniger wettbewerbsgerechte (und daher „zweitbeste“) Alternative wurde die Verpflichtung der küstenseitigen Übertragungsnetzbetreiber zur Errichtung und zum Betrieb der vorgelagerten Netze erörtert.
- Um die schwer kalkulierbaren Investitionsrisiken für den Aufbau vorgelagerter Netze abfedern zu können, erscheint es sinnvoll, die Kostenlasten unter Beachtung strenger Maßstäbe der Kosteneffizienz gleichmäßig unter allen Netzbetreibern aufzuteilen. Hierzu ist die Schaffung eines **bundesweiten Umlagesystems** zu empfehlen.

²¹² Klinski/Rehfeldt: Planung und Bau von vorgelagerten Netzen zum Anschluss von Offshore-Windparks: Erfordernisse und Gestaltungsoptionen, März 2006.

Ein Teil dieser Vorschläge und Erwägungen wurde durch den Gesetzgeber im Kontext des Gesetzes zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben²¹³ aufgegriffen. In dem neuen Absatz 2a des § 17 EnWG heißt es:

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

Die Vorschrift realisiert damit auf verhältnismäßig „schlanke“ Weise mehrere wichtige Anregungen:

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

Keine spezielle Regelung findet sich in dem Gesetz hinsichtlich der Frage, was gilt, wenn ein Netzbetreiber der neuen Verpflichtung nicht oder nur verspätet nachkommt. Eine Behörde ist in die diesbezüglichen Entscheidungs- und Ausführungsprozesse nicht eingeschaltet. Das Gesetz sieht eine ordnungswidrigkeitenrechtliche Sanktion nicht vor. Der notwendige Befolgungsdruck kann (und muss) insofern von den im Falle der nicht korrekten Einhaltung nach Maßgabe des Zivilrechts entstehenden Schadensersatzansprüchen ausgehen.

Zu beachten ist allerdings, dass die Regelung nach der ebenfalls neu eingefügten Übergangsbestimmung des § 118 Abs. 7 EnWG nur für Windenergieanlagen gilt, mit deren Errichtung bis zum 31. Dezember 2011 begonnen worden ist. Die Bestimmung entfaltet ihre Wirkung also nur für die Pilotphasen, während eine längerfristige Gesamtlösung für die Schaffung und den Betrieb von vorgelagerten Netzen für die Ausbauphasen noch aussteht. Insofern wird an anderer Stelle – auch unter Auswertung der ersten Erfahrungen mit § 17 Abs. 2a EnWG – genauerer darüber nachzudenken sein, ob für die Ausbauphasen an dieses Rege-

²¹³ BGBl. I 2006 S. 2833.

lungsmodell angeknüpft werden oder stattdessen ein wettbewerbliches Modell mit Ausschreibung der Betreiberschaft bevorzugt werden sollte.²¹⁴

3.4.3.4 Seeanlagenrechtliche Anlagenzulassung

Unter dem Gesichtspunkt der Rechtsklarheit, zur Vermeidung verbleibender rechtlicher Unsicherheiten und – nicht zuletzt – zum Zweck der Effektivierung der Steuerungskraft des Genehmigungsinstrumentariums wird eine grundlegende Neuregelung des Zulassungsrechts für Seeanlagen für sinnvoll erachtet. Die Regelungen sollten auf gesetzlicher Ebene erfolgen.

Der neue Zulassungstatbestand sollte folgende **Gestaltungselemente** vereinen:

- Ausstattung mit einer umfassenden Konzentrationswirkung, so dass keine weiteren Zulassungsakte für den jeweiligen Windpark erforderlich sind,
- Erstreckung des Zulassungstatbestands auch auf die betriebsnotwendigen Kabel (bis zum Verknüpfungspunkt an Land),
- Einführung einer Verknüpfungsklausel zum Raumordnungsrecht (keine Zulassung bei Entgegenstehen raumordnungsrechtlicher Festlegungen),
- rechtlich eindeutige Formulierungen für die einzelnen Zulassungsvoraussetzungen (Widerspruchsfreiheit, klare Beurteilungsmaßstäbe),
- generelle Ausrichtung der Anforderungen zum Schutz der Meeresumwelt und zur Sicherheit des Verkehrs auf das Vorsorgenniveau – als Unterasspekte dazu:
 - Bindung an den Stand der Technik der Minderung von Umweltbeeinträchtigungen (Modell Immissionsschutzrecht),
 - Gebot, vermeidbare negative Einwirkungen auf Natur und Umwelt, den Verkehr und auf die ästhetische Wirkung zu unterlassen und unvermeidbare auszugleichen oder auf ein vertretbares Mindestmaß zu beschränken,
 - Berücksichtigung kumulativer Belastungseffekte und zukünftiger Entwicklungen,
 - Ausrichtung der Anforderungen hinsichtlich der Leichtigkeit des Verkehrs auf das Maß der Zumutbarkeit („... die Benutzung der Schifffahrtswege, des Luftraumes oder die Schifffahrt nicht mehr als zumutbar beeinträchtigt wird“),
- Unterfütterung des Tatbestands durch konkretisierende untergesetzliche Vorschriften (Standardsetzung, insb. für technische Fragen – „TA Seeanlagen“, auch im Hinblick auf die Kabelverlegung, auf die Anlagenkonfiguration und auf Abstandsaspekte),
- Klarstellung der materiellen Bedeutung von Vorgaben aus anderen Rechtsgebieten (Naturschutzrecht, Bergrecht usw.).

Zudem sollte ausdrücklich die Möglichkeit der Festlegung/Absicherung von gestuften Ausbauplanungen geschaffen werden (Ermächtigung der Behörde zur Begrenzung der Windparkgröße aus Vorsorgegründen, Sicherung des Ausbaanspruches für weitere Projektstufen bei vorläufigem positivem Gesamturteil).

²¹⁴ Im Rahmen des vorliegenden Vorhabens konnte dies aus zeitlichen Gründen nicht mehr erörtert werden.

Mit einem solchen System könnte auch dem raumordnerischen Interesse an stärkeren Vorgaben zur Feinsteuerung der Standortkonfiguration Rechnung getragen werden.

Konzeptionell stellt sich die Frage, ob die Zulassung nach Art einer gebundenen Erlaubnis (= Genehmigungsanspruch bei Erfüllung der Voraussetzungen) oder eines abwägungsoffenen Tatbestands (mit Ermessensspielraum der Behörde) ausgestaltet werden sollte. Beide Ansätze haben ihre Vor- und Nachteile. Es wird empfohlen, eine differenzierte Lösung zu wählen, bei der es grundsätzlich bei einem **Genehmigungsanspruch** bleibt, in den jedoch **abwägende Elemente** eingeführt werden (die ihrerseits gerichtlich voll überprüfbar wären). So ließe sich vorsehen, dass die Genehmigung zu erteilen ist, wenn keine *überwiegenden* öffentlichen Belange entgegenstehen (ähnlich § 35 Abs. 2 BauGB). Die maßgebenden öffentlichen Belange würden sodann im Einzelnen festgelegt und so ausgestaltet, dass die genannten Entscheidungskriterien zum Tragen kommen. Einzelne Tatbestandselemente könnten zusätzlich aus dem gebundenen Tatbestand ausgegliedert werden (z.B. zur Größenbegrenzung, zum Kabelverlauf und zur Verfahrensstufung).

Für den Umgang mit konkurrierenden Zulassungsanträgen und dem Interesse an einer Verfahrensstufung wird empfohlen, der Behörde eine **Zwischenentscheidungsbefugnis nach Art eines Konzeptvorbescheids** einzuräumen. Die Behörde würde ermächtigt, unter bestimmten Voraussetzungen (geeignetes Konzept, Glaubhaftmachung der Durchführungsabsicht und -fähigkeit, keine offensichtlichen Genehmigungshindernisse) für das bezeichnete Gebiet zu entscheiden, dass vorläufig nur ein bestimmter Antrag im Verwaltungsverfahren weiter bearbeitet wird, sofern der Antragsteller innerhalb festgesetzter Zeiträume die jeweils erforderlichen weiteren Verfahrensschritte durchführt. Dritte erhielten die befristete Möglichkeit zur Vorlage von Konkurrenzanträgen. Bei Vorliegen mehrerer Anträge würde sie ermächtigt, dem ihr in der Sache eher geeignet erscheinenden Antrag den Vorrang einzuräumen oder – sofern dies nicht möglich erscheint – den früher (vollständig) gestellten Antrag vorzuziehen bzw. das Los hierüber befinden zu lassen. Speziell für gestufte Projektvorhaben könnte vorgesehen werden, dass mit der (Voll-) Genehmigung der früheren Stufe die Konzeptgenehmigung für die Ausbaustufe(n) verbunden werden kann.

3.4.3.5 Regelungen im Raumordnungsrecht

Das Auseinanderfallen der raumplanerischen Kompetenzbereiche für die AWZ (in Bundeszuständigkeit) einerseits und das Küstenmeer (in Länderzuständigkeit) andererseits stellt sich aus übergeordnetem Planungsblickwinkel als unbefriedigend dar. Inhaltlich kann es sich vor allem als Nachteil für die Entwicklung der Offshore-Windenergie auswirken, weil die für das Küstenmeer zuständigen Länder kein planerisches Eigeninteresse an der Entwicklung der Offshore-Windenergie haben.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde zur Lösung die nahe liegende **Zusammenführung der Raumordnungskompetenzen** in einer Hand (entweder beim Bund oder bei den Küstenländern) erwogen. Rein verfassungsrechtlich wäre eine entsprechende bundesrechtliche Regelung nach Abschluss der sog. Föderalismusreform²¹⁵ zumindest denkbar, weil der

²¹⁵ Gesetz vom 28. August 2006 (BGBl. I S. 2034). Siehe dazu auch den Entwurf des Gesetzes in BT-Drs. 16/813.

Bund nunmehr für das Sachgebiet der Raumordnung unter den Voraussetzungen des Art. 72 Abs. 2 und 3 GG eine Vollregelungskompetenz innehat (Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 GG). Die Länder können dem auf Grundlage des Art. 72 Abs. 3 gegebenenfalls zwar „abweichende“ Regelungen entgegenstellen. Es erscheint aber eher zweifelhaft, ob eine dem Bundesrecht entgegenstehende Inanspruchnahme weitergehender hoheitlicher Befugnisse durch die Länder noch als eine bloße „Abweichung“ betrachtet werden könnte.

Das kann aber letztlich dahinstehen, weil sich eine einheitliche Zuständigkeit des Bundes oder der Küstenländer jedenfalls *verfassungspolitisch* als nicht tragfähiges Konstrukt erweisen dürfte, da die Länder zu einer Abgabe von Kompetenzen an den Bund nicht bereit sein dürften (und daher im Ernstfalle den Streit suchen würden) und eine umgekehrte Übertragung der Verantwortung an die Küstenländer Unsicherheiten mit sich bringen dürfte, ob sich diese der gesamtstaatlichen Verantwortung für die AWZ (insbesondere was die Offshore-Windenergie betrifft) in dem gewünschten Maße stellen würden.

In Anbetracht dessen erscheint es realistischer, im ROG einzelne Verbesserungen zur **Abstimmung der Raumordnung** innerhalb der AWZ und im Küstenmeer zu verankern. Konkret kommen dazu folgende Vorschläge in Betracht:

- die Schaffung einer gesetzlichen Verpflichtung der Länder, die raumordnerischen Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass bestimmte Leitungstrassen von einem durch den Bund festgesetzten Anknüpfungspunkt in der AWZ mit einem geeigneten Netzanknüpfungspunkt an Land verbunden werden können („begrenzte Anpassungspflicht“),
- die Einführung einer speziellen Abstimmungspflicht zwischen Landes- und Bundesraumordnung (der Bund ist hierzu bereits verpflichtet, vgl. § 18a Abs. 2 ROG),
- die Aufnahme eines Förderungsziels für die Windenergie auf See in das ROG.

Ob und inwieweit es sinnvoller ist, ausdrückliche *rechtliche* Lösungen anzustreben oder stattdessen schlicht den Weg der praktischen *Kooperation* durch Bildung von Abstimmungsgremien zu suchen, ist eine politische Frage, die im Rahmen des FuE-Vorhabens nicht beantwortet werden kann.

Als teilweise unzureichend stellt sich gegenwärtig im Übrigen die Rechtslage im Hinblick auf die Bindungswirkung möglicher raumordnerischer Festlegungen für die verschiedenen relevanten Nutzungen durch Private in der AWZ dar. Zu empfehlen ist daher die Verankerung von (eindeutigen) Klauseln zur **Beachtlichkeit raumordnerischer Festlegungen** in den maßgebenden Zulassungstatbeständen für Seeanlagen sowie (dort mehr klarstellend) in den bergrechtlichen Zulassungstatbeständen für bergbauliche Nutzungen.

3.4.4 Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

Die Nutzung der Offshore-Windenergie ist, wie bereits festgestellt wurde (siehe oben, Kap. 3.1.2 und 3.3.7), mit erheblich höheren Kosten verbunden, als sie auf dem Stand 2003 im Rahmen der Novellierung des EEG 2004 angenommen wurden. Daher stellten sich die geplanten Pilotvorhaben im Untersuchungszeitraum bis September 2006 trotz der Anreize durch das EEG 2004 nicht als wirtschaftlich umsetzbar dar. Das galt insbesondere für die ersten „Pioniervorhaben“.

Damit war die Frage aufgeworfen, ob das wirtschaftliche Anreizkonzept des EEG für den Bereich der Offshore-Windenergie einer generellen Revision bedarf. Die in die Betrachtung einbezogenen wissenschaftlichen Untersuchungen über die Wirksamkeit und Effizienz der verschiedenen Förderinstrumente für die erneuerbaren Energien im europäischen Raum²¹⁶ bestätigen dies allerdings nicht. Zwar fällt auf, dass Deutschland mit der im EEG vorgesehen Vergütung von Offshore-Windstrom im Vergleich zu anderen europäischen Ländern relativ weit hinten platziert ist (siehe oben, Kap. 3.3.7). Von daher liegt es nahe, die Vergütungssätze auf die heutige Sach- und Erkenntnislage hin neu zuzuschneiden. Das in Deutschland angewendete Mindestpreissystem wird aber von der Funktionsweise her grundsätzlich als vorteilhaft gegenüber den in einigen Ländern benutzten Quotensystemen oder Ausschreibungsmodellen angesehen. Ein Wechsel zu einem Quotensystem oder einem Ausschreibungsinstrument würde das Finanzierungsrisiko noch einmal deutlich erhöhen.²¹⁷ Das EEG-System sollte daher durchaus grundsätzlich beibehalten, jedoch im Rahmen der nächstfolgenden Anpassung der Vergütungsregelungen auf die veränderte wirtschaftliche Situation hin neu zugeschnitten werden.

Für die besondere wirtschaftliche Problemsituation des Anschubs der ersten Pilotvorhaben zeichnet sich durch die soeben (nach Abschluss der Untersuchungsphase zu diesem Vorhaben) durch den Gesetzgeber beschlossene Einfügung des § 17 Abs. 2a in das EnWG eine Lösung ab, da die Aufgaben der Errichtung und des Betriebs der Anschlussleitungen für Offshore-Windenergieanlagen nunmehr den küstenseitigen Übertragungsnetzbetreibern zugewiesen sind (siehe zu der Vorschrift bereits oben, Kap. 3.4.3.3). Die Vorschrift lässt eine deutliche Reduzierung der Gesamtkosten der Windparkvorhaben erwarten. In welchem Umfang die neue Regelung die Wirtschaftlichkeit der Projekte im Einzelnen beeinflusst, lässt sich ohne eine (an dieser Stelle nicht mögliche) speziellere betriebswirtschaftliche Untersuchung unter Betrachtung verschiedener Beispielsvarianten nicht zuverlässig aussagen. Sicher ist, dass die Wirtschaftlichkeit der Pilotprojekte dadurch wesentlich verbessert wird.

Inwieweit gleichwohl weitergehende Verbesserungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geboten sind, sollte von einer sorgfältigen Evaluierung der neuen Regelungen abhängig gemacht werden. Im Rahmen der 2008 anstehenden Überprüfung der EEG-Vergütungssätze empfiehlt sich eine gründliche Untersuchung der wirtschaftlichen Ausgangssituation für die Offshore-Windenergienutzung unter den durch den neuen § 17 Abs. 2a EnWG veränderten Bedingungen. Dabei spricht aus heutiger Sicht trotz des § 17 Abs. 2a EnWG in Anbetracht der gegebenen technisch-wirtschaftlichen Ausgangsbedingungen mehr dafür, eine weitere Erhöhung als eine Absenkung der allgemeinen Vergütungssätze für die Offshore-Windenergienutzung in Aussicht zu nehmen, wenn an dem Ziel festgehalten werden soll, die Nutzung der Offshore-Windenergienutzung zu einem wesentlichen Element der Stromversorgung in Deutschland zu machen.

²¹⁶ Vgl. die eingehende europäische Vergleichsstudie von Ragwitz et. al. (Fraunhofer ISI / Energy Economic Group): Monitoring and Evaluation of Policy Instruments to Support Renewable Electricity in EU Member States, Karlsruhe 2006; ferner die speziell auf die Offshore-Windenergienutzung fokussierende Untersuchung von Lehmann, Harry / Peter, Stefan (Institute for Sustainable Solutions and Innovations – ISUSI): Analyse der Vor- und Nachteile verschiedener Modelle zur Förderung des Ausbaus von Offshore-Windenergie in Deutschland“, Berlin 2005.

²¹⁷ Entsprechend Ragwitz (Fraunhofer ISI) et. al., a.a.O. sowie Lehmann/Peter (ISUSI), a.a.O.

4 Querschnittsthema: Übertragungsnetze an Land

4.1 Ausgangssituation: Höhere Übertragungskapazitäten erforderlich

Der von der Bundesregierung angestrebte weitere Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (bis 2010 mindestens 12,5 %, bis 2020 mindestens 20 %, bis Mitte des Jahrhunderts ein EE-Anteil in der Größenordnung der Hälfte des Stromverbrauchs) lässt sich nur verwirklichen, wenn im Übertragungsnetz an Land hinreichend Kapazitäten für den wachsenden Anteil an EE-Strom zur Verfügung stehen. Es zeichnet sich jedoch ab, dass sich wegen des absehbaren weiteren Zubaus an Windenergieanlagen im Norden Deutschland (d. h. im Offshore-Bereich sowie in den Küstenbundesländern) bereits in wenigen Jahren Kapazitätsengpässe im Übertragungsnetz entstehen werden, wenn nicht sehr rasch konkrete Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten ergriffen werden.

Schon heute müssen einzelne Windparks zeitweise vom Netz genommen werden, wenn die Netze überlastet sind und eine Einspeisung deshalb nicht erfolgen kann – die Folge sind hohe Verluste für die Windparkbetreiber. Das Problem wird sich in nächster Zeit deutlich verschärfen, da der Zubau an Erzeugungskapazitäten schneller erfolgt als der erforderliche Netzausbau. Insbesondere für die Offshore-Ausbaustrategie ist die Sicherung ausreichender Übertragungskapazitäten jedoch von elementarer Bedeutung, da hier wesentlich größere Einspeisedimensionen veranschlagt werden als an Land. Die Integration der Offshore-Anlagen in das Hoch- und Höchstspannungsnetz bedarf deshalb besonderer Anstrengungen zur Vorhaltung ausreichender Übertragungskapazitäten an Land. Die wirtschaftliche Kalkulation der Windparks setzt voraus, dass bereits im Vorfeld der Errichtung Klarheit über das Vorhandensein einer ausreichenden Übertragungskapazität herrscht. Gegenwärtig ist das nicht gewährleistet.

Die Notwendigkeit einer deutlichen Erhöhung der Übertragungskapazitäten wurde in der breiteren Öffentlichkeit erstmals durch die bereits mehrfach erwähnte sog. dena-Netzstudie bekannt, deren Ergebnisse seit Februar 2005 zur Verfügung stehen.²¹⁸ Die Studie erarbeitet (ohne insoweit allerdings technische Möglichkeiten zur Optimierung der Netznutzung in Betracht zu ziehen) ein weitreichendes Programm für Maßnahmen des Netzausbaus und der Netzverstärkung. Hierbei handelt es sich um Verstärkung vorhandener Stromtrassen, Bau neuer Höchstspannungstrassen, Bau von Querreglern zur gezielten Steuerung der Lastflüsse und um den Bau von Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung. Grundlage sind folgende

²¹⁸ Deutsche Energie-Agentur GmbH – dena – (Hrsg.): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, erstellt für die dena durch das Konsortium DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission, Endbericht, Köln 2005.

Annahmen aus dem Szenario des dena-Fachbeirats²¹⁹ über die künftige Entwicklung des Windenergieausbaus an Land und auf See:

Jahr	Onshore	Repowering (Zuwachs)	Offshore	Summe
2007	21.264	504	651	22.419
2010	23.264	1.083	5.439	29.787
2015	24.386	1.799	9.793	35.978
2020	24.386	3.468	20.358	48.212

Tab. 10: Prognose des Windenergieausbaus für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 gemäß Szenario „Beschluss dena-Fachbeirat“ (kumuliert, Angaben in MW)

Die dena-Studie kommt zu dem Ergebnis, dass für eine kumulierte installierte Windleistung von ca. 36 GW (hiervon ca. 9,8 GW im Offshore-Bereich) eine Erweiterung des bestehenden Höchstspannungsnetzes um etwa **850 km** erweitert werden müsse. Dies entspricht einem Anteil von 5 % bezogen auf die bereits vorhandenen Höchstspannungstrassen. Auf Grundlage der in obiger Tabelle dargestellten Szenarien geht sie dabei davon aus, dass diese kumulierte installierte Leistung aus Windenergie bereits 2015 erreicht wird.

Allerdings erscheinen die Zuwachsannahmen der dena bis 2015 aus der Sicht des Forschungskonsortiums nicht realistisch, da sie sowohl im Offshore- als auch im Onshore-Bereich von allzu günstigen Randbedingungen ausgeht. In der bereits mehrfach erwähnten Studie der Deutschen WindGuard (siehe oben, Kap. 2.1.2 und 3.1.2) wird demgegenüber von einem deutlich langsameren Ausbau der Windenergienutzung sowohl an Land als auch im Offshore-Bereich ausgegangen. Im „Verhalten optimistischen Szenario“ der Deutschen WindGuard wird für 2015 eine kumulierte installierte Leistung aus Windenergie von insgesamt 28,7 GW in Deutschland angenommen, wobei der Anteil im Offshore-Bereich in diesem Szenario 2015 lediglich bei 5 GW liegen würde (siehe oben, Kap. 3.1.2).

Ungeachtet der Einschätzungsunterschiede zwischen den verschiedenen Studien besteht indessen Einigkeit über die Grundthese, dass mittelfristig sehr weitreichende Ausbaumaßnahmen bewerkstelligt werden müssen, wenn es nicht zu bedeutenden Netzengpässen kommen soll. Nach der Studie der WindGuard fällt der Ausbaubedarf geringer aus als nach der dena-Netzstudie. Das ist einerseits auf die vorsichtigeren Annahmen über die Ausbauentwicklung der Windenergie in den nächsten Jahren zurückzuführen, zum anderen auch darauf, dass die dena-Netzstudie die Potenziale zur technischen Optimierung der Netznutzung im bestehenden Netz unberücksichtigt lässt. Gleichwohl bleibt festzuhalten, dass ein erheblicher Bedarf auch an baulichen Erweiterungsmaßnahmen nicht zu bestreiten ist.

Auf Grund der Tatsache, dass die weitaus größten Mengen an EE-Strom im Norden Deutschlands (größtenteils künftig im Offshore-Bereich) erzeugt werden, bedarf es insbesondere in den nördlichen Regionen erheblicher Ausbau- und/oder Netzoptimierungsmaßnahmen im Übertragungsnetz. Für den weiteren Ferntransport in die Verbrauchszentren (etwa ins Ruhrgebiet) ist ebenfalls davon auszugehen, dass größere Investitionen im Übertragungsnetz

²¹⁹ Dena-Netzstudie, a.a.O. S. 46 ff.

notwendig werden. Zudem kann es auf Grund von regionalen Strukturunterschieden auch anderenorts zu EE-bedingten Notwendigkeiten des Netzausbaus kommen.

Die Dringlichkeit konkreter Maßnahmen zur Erweiterung der Netzkapazitäten wird im Übrigen noch einmal dadurch erhöht, dass sich der Druck auf die Übertragungsnetze zugleich auch auf Grund der Liberalisierung des Strommarktes und dem damit einhergehenden anwachsenden Durchleitungsmengen erheblich verstärkt.

4.2 Der rechtliche Rahmen der Ausbauentwicklung

Das 2005 neu gefasste EnWG²²⁰ als deutsches „Netzgesetz“ verpflichtet die Betreiber von Übertragungsnetzen grundsätzlich dazu, ausreichend **Übertragungskapazitäten** vorzuhalten (vgl. § 12 Abs. 3 EnWG) und ergänzt diese Verpflichtung dahin, dass die Netzbetreiber alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzausbauzustand und die Netzplanung zu erstellen und (auf Verlangen) vorzulegen haben (§ 12 Abs. 3a EnWG)²²¹.

Das Gesetz enthält jedoch weder konkrete Instrumente, um die Nichteinhaltung der Berichtspflicht zu sanktionieren, noch gibt es der zuständigen Behörde Möglichkeiten in die Hand, die Übertragungsnetzbetreiber zu konkreten Netzoptimierungs- oder Ausbaumaßnahmen zu verpflichten.

Die **Verordnung (EG) Nr. 1228/2003** über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel²²², die seit Juli 2005 wirksam ist, verschärft den Druck auf eine Lösung des Problems. Sie steht zwar dem generellen Übertragungsvorrang für EE-Strom nicht entgegen, bestimmt jedoch, dass Fremdstrom aus dem EU-Ausland bei Netzengpässen diskriminierungsfrei Zugang zu gewähren ist, so dass der Vorrang für EE-Strom im Engpassfall zurückzutreten hat.

Hinsichtlich der **Zulassung von Leitungsanlagen** bestimmt § 43 EnWG, dass **Freileitungen** ab einer Nennspannung von 110 kV einer Planfeststellung bedürfen, sofern eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen ist, anderenfalls einer Plangenehmigung (vgl. § 43 Abs. 1 EnWG). Im Einzelnen ergibt sich die Planfeststellungsbedürftigkeit somit aus der Anwendung der Nr. 19.1 der Anlage 1 zum Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) auf den jeweiligen Einzelfall. In der Regel dürfte die Planfeststellungsbedürftigkeit danach zu bejahen sein, weil die Leitungen typischerweise über Strecken von mehr als 15 km geführt werden und relativ starke Eingriffe in die Umwelt darstellen. Dem Planfeststellungsverfahren vor-

²²⁰ BGBl. I S. 1970.

²²¹ Die Vorschrift hat folgenden Wortlaut: „(3a) Betreiber von Übertragungsnetzen haben alle zwei Jahre, erstmals zum 1. Februar 2006 einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und diesen der Regulierungsbehörde auf Verlangen vorzulegen. Auf Verlangen der Regulierungsbehörde ist ihr innerhalb von drei Monaten ein Bericht entsprechend Satz 1 auch über bestimmte Teile des Übertragungsnetzes vorzulegen. Die Regulierungsbehörde hat Dritten auf Antrag bei Vorliegen eines berechtigten Interesses, insbesondere soweit es für die Durchführung von Planungen für Energieanlagen erforderlich ist, innerhalb einer Frist von zwei Monaten Zugang zu den Berichten nach den Sätzen 1 und 2 zu gewähren. Die Regulierungsbehörde kann durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 zum Inhalt des Berichts nähere Bestimmungen treffen.“

²²² ABI. EG 2003 Nr. L 176, S. 1.

gelagert soll für Freileitungen ab 110 kV gemäß § 1 Nr. 14 der Raumordnungsverordnung (ROV) grundsätzlich ein Raumordnungsverfahren sein.

Die Zulassung von Freileitungen unterhalb einer Nennspannung von 110 kV sowie die Zulassung von **Erdkabeln** sind im EnWG nicht geregelt. Speziell für Erdkabel gilt nach der Ende 2006 erfolgten Änderung²²³ insofern eine (kleine) Ausnahme: Eine Planfeststellung ist damit auch für solche Erdkabel mit mindestens 110 kV Nennspannung möglich, „die zwischen der Küstenlinie und dem nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt, höchstens jedoch in einer Entfernung von nicht mehr als 20 Kilometer von der Küstenlinie landeinwärts“ verlegt werden (§ 43 Satz 3 EnWG). Soweit das EnWG keine Regelungen enthält, richten sich die verfahrensrechtlichen Zulassungserfordernisse nach den Landesbauordnungen, nach denen in der Regel auch keine Baugenehmigungspflicht besteht.

4.3 Herausforderungen, Konfliktbereiche und Hemmnisse

4.3.1 Technische Herausforderungen

Herausforderungen für die Fortentwicklung der Technik ergeben sich insbesondere im Hinblick auf die Verbesserung der Möglichkeiten zur technischen Optimierung der Netznutzung (Lastverteilung und Lastaufnahme des Übertragungsnetzes unter verschiedenen äußeren Bedingungen) sowie zur Weiterentwicklung der Erdkabeltechnologien, bei den Kabelsystemen insbesondere zur Verbesserung der Kosteneffizienz.

In beiden Bereichen sind in den letzten Jahren jedoch bedeutsame Fortschritte erzielt worden:

- So lässt sich der reale Netznutzungsgrad durch den Einsatz von elektronisch gesteuerten Verfahren der Temperaturmanagements signifikant erhöhen (siehe dazu unten, Kap. 4.4.1.1).
- Umweltfreundliche Erdkabel stellen sich auf dem heutigen Entwicklungsstand in dem Bereich einer Nennspannung von 110 kV betriebswirtschaftlich grundsätzlich als gleichwertige Alternative im Vergleich zu Freileitungen dar. Im Bereich von 220 kV liegen die Kosten je nach Auslegung des Kabelsystems (mit oder ohne Schrägeregler) entweder knapp unter denen der Freileitung oder bis zu 30 % darüber. Lediglich auf der 380 kV-Ebene fällt der betriebswirtschaftliche Kostenvergleich (bedingt einerseits durch den vergrößerten Leiterquerschnitt der Freileitung, andererseits durch die deutlich höheren Dauerverluste der Erdkabel) zugunsten der Freileitung aus. Die Investitionskosten zur Errichtung eines 380 kV-Kabelsystems liegen gegenüber einem 380 kV-Freileitungs-Einfachsystem um den Faktor 3 höher und bei einem 380 kV-Freileitungs-Doppelsystem steigt dieser Wert sogar auf den Faktor 6.²²⁴

²²³ BGBl. I 2006 S. 2833 (dort Art. 7).

²²⁴ Vgl. Brakelmann: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Rheinberg 2004, S. 115 ff.

4.3.2 Aspekte des Umwelt- und Nachbarschutzes sowie der Akzeptanz

Hochspannungs-Freileitungen stoßen in den lokal betroffenen Gegenden auf eine sehr geringe Akzeptanz. Sie werden als wesentliche Belastung des Orts- und Landschaftsbildes wahrgenommen und sind auch wegen Unsicherheiten im Hinblick auf elektromagnetische Strahlung in Verruf geraten. Insbesondere die vom Netzausbau betroffenen Bürger und Gemeinden fordern einen Netzausbau auf Grundlage von Erdkabeln. Sie sind gegen die zunehmende Bebauung der Landschaft mit Freileitungen, jedoch nicht gegen einen Netzausbau im Sinne des Ausbaus der Regenerativen Energien.²²⁵

In den letzten Jahren dürfte es nur deshalb nicht in bedeutendem Umfang zu Konflikten um den Bau von Hochspannungsfreileitungen gekommen sein, weil seit einigen Jahrzehnten nur noch wenige Erweiterungen im Hochspannungsnetz vorgenommen wurden.

Vor allem die 220 kV- und 380 kV-Freileitungen stoßen in Bezug auf den Landschaftsschutz wegen ihrer großen Masthöhen und Trassenbreiten oft auf Probleme im Rahmen des Genehmigungsverfahrens. Zur Schonung landschaftlich wertvoller Bereiche müssen diese oft großräumig umgangen werden, was die Trassen natürlich dementsprechend verteuert. Grundsätzlich ist zur Errichtung neuer Freileitungen zu berücksichtigen, dass das Kollisionsrisiko für Vögel hier bedeutend höher ist als an Windenergieanlagen, so dass es aus natur- und artenschutzrechtlichen Gründen anzustreben wäre, statt Freileitungen Erdkabel zu verlegen. Zunehmend werden auch die sozialen Kosten angesprochen, die sich in einer Wertminderung der benachbarten Grundstücke widerspiegeln. Sie müssen bei einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung mitberücksichtigt werden.²²⁶

Beim Erdkabel entstehen demgegenüber, mit Ausnahme der aus betriebstechnischen Gründen freizuhaltenen Schneisen, keine nach außen sichtbaren Auswirkungen auf das Landschaftsbild. Hier liegt ein entscheidender Vorteil des Kabels, der sich in einer breiten öffentlichen Zustimmung niederschlägt. Nicht zuletzt aus diesem Grund sind für Erdkabel um mehrere Jahre kürzere Genehmigungsverfahren als für Freileitungen zu erwarten, insbesondere weil keine langjährigen gerichtlichen Auseinandersetzungen einkalkuliert werden müssen.²²⁷

4.3.3 Rechtliche Problemstellungen

4.3.3.1 Steuerungsinstrumente zur Sicherung ausreichender Kapazitäten

Der Aufgabe, ausreichend Kapazitäten im Übertragungsnetz bereit zu stellen, um die sichere Übertragung auch der künftig produzierten Mengen an Windstrom aus der Offshore-Erzeugung (aber auch aus der Gewinnung an Land) gewährleisten zu können, werden die bestehenden Rechtsvorschriften nicht gerecht.

²²⁵ Vgl. Neue Energie 09/2004. Osnabrück 2004, S. 22.

²²⁶ Brakelmann, a.a.O. S. 5 ff.

²²⁷ Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Erdkabel schlägt Freileitung (Hintergrundinformation), Berlin 2005.

Die allgemeine Verpflichtung aus dem EnWG zur Sicherstellung ausreichender Übertragungskapazitäten (§ 12 Abs. 3 EnWG) entfaltet nur eine schwache Steuerungskraft. Sie bleibt zu unkonkret und bietet der zuständigen Bundesnetzagentur keine Handhabe, konkrete Ausbaumaßnahmen zu verlangen. Gewisse, letztlich aber unverbindliche Steuerungswirkungen dürften lediglich von der Verpflichtung der Netzbetreiber ausgehen, alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzausbauzustand und die Netzplanung zu erstellen und (nur) auf Verlangen der Bundesnetzagentur vorzulegen (§ 12 Abs. 3a EnWG, siehe zum Ganzen oben, Kap. 4.2).

Nach den Vorschriften des im Jahr 2004 novellierten EEG²²⁸ haben die nach Maßgabe des § 4 Abs. 2 Satz 1 EEG nächstgelegenen Netzbetreiber neue Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom an ihr Netz anzuschließen und den gesamten aus diesen Anlagen angebotenen Strom vorrangig abzunehmen und zu übertragen (§ 4 Abs. 1 Satz 1 EEG). Auch die Betreiber vorgelagerter Übertragungsnetze tragen eine entsprechende Verpflichtung zur vorrangigen Abnahme und Übertragung von EE-Strom (vgl. § 4 Abs. 6 EEG 2004).

Vom Ansatz her führt das EEG die Problematik somit an sich einer Lösung zu. Auf den zweiten Blick zeigt sich jedoch, dass mit § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG durchaus keine Sicherheit dafür geschaffen wird, dass sämtliche notwendigen Ausbauinvestitionen tatsächlich rechtzeitig erfolgen oder rechtlich wirksam verlangt werden könnten:

- Soweit es um Ausbaumaßnahmen geht, die nicht direkt am jeweiligen Anschlusspunkt zu realisieren sind oder sich sonst räumlich eindeutig einem einzelnen EE-Vorhaben zuordnen lassen, kann der Anspruch aus § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG praktisch nicht greifen. Der Ausbauanspruch aus dem EEG richtet sich nur an den Betreiber des jeweiligen Anschlussnetzes, nicht an die Betreiber vorgelagerter Netze. Sofern nicht bereits der Anschluss direkt bei einem Übertragungsnetz erfolgt, besteht ohnehin keine Ausbauverpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers nach dem EEG.
- Selbst wenn sich im Einzelfall ein hinreichend konkreter Anspruch aus § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG herleiten lassen sollte, bliebe bei notwendigen größeren Übertragungsanlagen das Problem, dass sich der Planungsvorlauf, die Zulassungsverfahren und die Errichtungsphase typischerweise über sehr lange Zeiträume hinziehen. Das gilt insbesondere für Großprojekte des Baus neuer Übertragungsleitungen, wie sie sich etwa für den Anschluss der vorgesehenen Offshore-Windparks nicht vermeiden lassen. Der Ausbauanspruch aus § 4 Abs. 2 Satz 2 EEG würde für derartige Ausbaumaßnahmen nur mit erheblicher Zeitverzögerung wirken können, da er gemäß § 4 Abs. 2 Satz 3 EEG erst von dem Zeitpunkt an besteht, in dem der Betreiber der anzuschließenden EE-Anlage eine Genehmigung, eine Teilgenehmigung oder einen Vorbescheid in der Hand hat.

Vor diesem Hintergrund besteht die Gefahr, dass die Übertragungsnetze tatsächlich nicht in dem erforderlichen Umfang darauf vorbereitet werden, die Aufgabe der (vorrangigen) Übertragung sämtlichen zukünftig bereit gestellten EE-Stroms im Netz sicher zu erfüllen – mit der Folge, dass es zu Netzengpässen kommen kann und die Betreiber von EE-Anlagen ungeachtet des im EEG statuierten Übertragungsvorrangs in erhebliche Abnahmeschwierigkeiten geraten können (auch deshalb, weil dann regional Strom aus unterschiedlichen EE-Anlagen in

²²⁸ BGBl. I 2004 S. 1918.

Konkurrenz zueinander geraten kann, so dass der Übertragungsvorrang für den einzelnen EE-Stromerzeuger dann leer läuft).

Mittel- bis langfristig kann sich aus dieser unzureichenden Rechtslage ein nicht unbedeutendes Entwicklungshemmnis für die Erzeugung und Nutzung insbesondere von Windstrom aus dem Offshore-Bereich ergeben. Auf die ergänzenden Möglichkeiten submariner internationaler Verbundleitungen soll hier nicht weiter eingegangen werden.

4.3.3.2 Verfahrensrechtliche Probleme bei der Zulassung von Übertragungsleitungen

Aus dem in § 43 EnWG geregelten Erfordernis der **Planfeststellung** ergibt sich für **Freileitungen ab 110 kV** in der Regel ein ganz erheblicher Zeitbedarf. Für planfeststellungsbedürftige Leitungsbauvorhaben sind Realisierungszeiträume von der Größenordnung eines Jahrzehnts keine Seltenheit. Müssen schon für das Planfeststellungsverfahren als solches mitunter mehrere Jahre veranschlagt werden, so kommen noch weitere erhebliche Zeiträume für die Projektierungs-Vorphase, das Raumordnungsverfahren, die Untersuchungen für die UVP, ggf. für nachfolgende Enteignungsverfahren sowie für die Bauzeit hinzu. Der Bundesverband Windenergie nimmt bis zur Realisierung einen durchschnittlichen Zeitbedarf von 5-8 Jahren an, für Erdkabel demgegenüber von nur 1-2 Jahren.²²⁹ Im Falle von gerichtlichen Auseinandersetzungen kann der gesamte Zulassungsprozess bei Freileitungen noch deutlich länger dauern.

Für Freileitungen mit geringerer Netzspannung sowie für **Erdkabel** sieht die verfahrensrechtliche Ausgangssituation wesentlich günstiger aus. In Einzelfällen kann es wegen der Kleinteiligkeit der notwendigen Verfahren – die Betreiber müssen sich hier praktisch mit jedem auf der Strecke liegenden Grundstückseigentümer über die Nutzung einigen – zwar ebenfalls zu einem erheblichen zeitlichen Verfahrensaufwand kommen. Grundsätzlich ist der Zeitbedarf jedoch deutlich überschaubarer, vor allem weil der Einsatz von Erdkabeln im Vergleich zu Freileitungen mit einem merklich geringeren Konfliktpotenzial verbunden ist, so dass die Gefahr langwieriger Rechtsstreitigkeiten deutlich geringer ist.

4.4 Ansätze zur Problemlösung und Strategiegestaltung

4.4.1 Technische und planerische Problembewältigungsbeiträge

4.4.1.1 Technische Optimierung der Netznutzung

Die bereits mehrfach erwähnte sog. dena-Netzstudie lässt bei ihrer Beurteilung der Erfordernisse eines weiteren Netzausbaus eine Reihe von Bedingungen außer Acht: Annahmen wur-

²²⁹ Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Erdkabel schlägt Freileitung (Hintergrundinformation), Berlin 2005.

den zum Teil nicht ausreichend begründet und insbesondere eine Diskussion der Umweltaspekte (u. a. die konkrete Beschreibung der Umweltwirkungen von Erdkabeln, Freileitungen, Auswirkungen von elektromagnetischen Feldern sowie thermische Auswirkung der Kabelanbindung) wurde nicht in ausreichender Form vorgenommen. Der Fokus der Untersuchung lag zu einseitig auf den technischen Grundlagen, so dass wichtige Umweltaspekte außer Acht gelassen wurden, die für eine umfassende Bewertung und realistische Einschätzung unerlässlich sind.²³⁰

Besonders im Bereich der Übertragungstechniken schöpfen die in der dena-Studie angestellten Untersuchungen nicht alle Möglichkeiten zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten aus. Namentlich die Möglichkeit der Steigerung der Übertragungskapazität durch das so genannte **Temperaturmanagement** findet keine Betrachtung. Unter Temperaturmanagement versteht man die Steuerung der Netznutzung in Abhängigkeit von der Leitungstemperatur. Bei niedriger Leitungstemperatur (bedingt durch die Umgebungstemperatur und Kühlung durch Wind oder Regen) ist die Übertragungskapazität sehr viel größer als bei hohen Leitungstemperaturen. Bislang ist es jedoch üblich, hinsichtlich der Durchleitungsmengen standardmäßig auf eine ungünstige (hohe) konstante Umgebungstemperatur und eine konstante geringe Windgeschwindigkeit abzustellen. Das Temperaturmanagement ermöglicht es demgegenüber, zu Zeiten mit niedriger Leitungstemperatur erheblich höhere Strommengen zu übertragen. Die E.ON Netz GmbH hat nach einer kürzlich erfolgten Äußerung das Temperaturmanagement erstmals in Schleswig-Holstein praktisch eingesetzt. Der Netzbetreiber erhofft sich durch diesen Schritt die Übertragungskapazität zeitweise um bis zu 50 % steigern zu können.²³¹

4.4.1.2 Einsatz von Erdkabeln

Erdkabel bieten sich nicht nur für die Verlegung in Seetrassen an, sondern auf Grund mittlerweile eingetretener technisch-wirtschaftlicher Verbesserungen zunehmend auch für Verwendungen an Land. Sie haben unter Gesichtspunkten der Naturschonung und der Vermeidung von Belastungen der Umgebung (Stichworte: Elektromog, ästhetische Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes) bedeutende Vorteile, die sich nicht zuletzt auf die erforderlichen Realisierungszeiträume positiv auswirken können. In zeitlicher Hinsicht von besonderer Bedeutung ist die mutmaßlich geringe Akzeptanz neuer Hochspannungsfreileitungen in der jeweiligen Nachbarschaft, die zu einer Vielzahl von möglicherweise langwierigen Prozessen führen und dadurch den erforderlichen Kapazitätsausbau wesentlich verzögern kann. Angesichts des festgestellten Zeitdruckes für den notwendigen Ausbau der Übertragungsnetze an Land kommt dem vermehrten Einsatz von Erdkabeln auf Grund dieser Vorteile eine außerordentlich große strategische Bedeutung zu.

Als wesentlicher Nachteil von Erdkabeln gelten die im Verhältnis zu traditionellen Hochspannungsfreileitungen höheren Investitionskosten. Diese werden zwar, wie insbesondere eine neuere Studie von *Brakelmann*²³² ergibt, im Spannungsbereich um 110 kV durch niedrigere Zusatzkosten (etwa für Grundstückserwerbe, Ausgleichsmaßnahmen, Genehmigungsverfah-

²³⁰ BWE: Wesentliche Ergebnisse der dena-Netzstudie, 2006.

²³¹ dpa-Meldung; „Neue Technik bringt mehr Windstrom ins norddeutsche Stromnetz“; 18.09.2006.

²³² Vgl. Brakelmann, Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Rheinberg 2004, S. 115 ff.

ren) und einen geringeren Spannungsverlust im Betrieb von der Größenordnung her aufgewogen. Je höher der Spannungsbereich, desto stärker fallen jedoch die Investitionsmehrkosten für das Kabel selbst ins Gewicht. Im relevanten 380-kV-Bereich ergeben sich mehrfach höhere Gesamtkosten des Erdkabels gegenüber Freileitungen.

Wenn die Verlegung von Erdkabeln aus Gründen des Umweltschutzes und wegen der kürzeren Herstellungszeiträume eine größere Verbreitung erlangen soll, erscheint es folglich sinnvoll, insoweit verfahrensrechtliche Erleichterungen zu schaffen und geeignete wirtschaftliche Anreize zu setzen.

4.4.2 Rechtliche Problembewältigungsbeiträge

4.4.2.1 Steuerungsinstrumente zur Vorhaltung ausreichender Übertragungskapazitäten

Angesichts des Umstands, dass der im Jahr 2004 vorgelegte Entwurf zur Novellierung des EnWG das Problem des für die Realisierung der Strategie der Bundesregierung zur Offshore-Windenergienutzung notwendigen Kapazitätsausbaus im Übertragungsnetz nur unzureichend aufgriff, wurden die Auftragnehmer bereits im Kontext der begleitenden Arbeiten zu dem Forschungsvorhaben darum gebeten, ein umfassendes Regelungskonzept zu entwickeln, mit dem eine vorsorgende Netzkapazitäts- und -ausbauplanung gewährleistet werden kann. Sie legten hierzu ein stark von Planungsprinzipien geprägtes Modell vor, das auf eine intensive Kooperation zwischen Netzbetreibern und Planungsbehörde setzt, um so zu einer weitgehend konfliktfreien Ausbaupraxis zu gelangen.²³³ Flankiert werden soll dieses Planungskonzept danach durch eine bundesweite Umlage der EE-bedingten Netzausbaukosten. Das Modell wurde in einem gesonderten Gutachten auf seiner Rechtskonformität hin untersucht.²³⁴

Die Kernelemente des Modells einer „großen Lösung“, das als Änderung des EnWG konzipiert ist, lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Auf der ersten Stufe legen die Betreiber von Übertragungsnetzen der zuständigen Behörde (Vorschlag: Bundesnetzagentur) für ihre jeweiligen Tätigkeitsbereiche eigene **Netzausbaupläne** vor, in denen sie sich dazu äußern, welche Maßnahmen des Ausbaus, der Modernisierung/Netzverstärkung und des Ersatzes von Übertragungsanlagen sie für notwendig halten. Dabei stellen sie in differenzierter Weise dar, aus welchen Gründen sie die Maßnahmen für erforderlich halten (insb. unter Aspekten der Versorgungssicherheit, des Stromtransits und im Hinblick auf den zu erwartenden Zuwachs an EE-Strom).
- Auf der zweiten Stufe erstellt die Behörde eine (allgemeine) **Bedarfsprognose** (d.h. für den gesamten Strom-Übertragungsbedarf). In der Prognose stellt sie im Speziellen auch den Bedarf an bestimmten Ausbaumaßnahmen fest, die im Hinblick auf die Aufrechterhal-

²³³ Rehfeldt/Klinski: Eckpunktepapier über Regelungen zur Sicherstellung ausreichender Übertragungskapazitäten für Strom aus erneuerbaren Energien, August 2004 (Manuskript).

²³⁴ Schulte/Klinski: Verfassungs- und gemeinschaftsrechtliche Tragfähigkeit einer Verpflichtung zum Ausbau von Fernleitungsnetzen zum Zwecke der Übertragung von Strom aus erneuerbaren Energien mit Umlagefinanzierung, September 2004 (Manuskript).

tung der Versorgungssicherheit und/oder die Übertragung des zu erwartenden EE-Stroms notwendig werden (**Bedarfsfeststellung**). Sie hat hierbei einen Beurteilungsspielraum.

- Auf der dritten Stufe verpflichtet die Behörde die betreffenden Netzbetreiber zu den in der Prognose bezeichneten **konkreten Ausbaumaßnahmen**. Dies sollte weitgehend im Konsens mit den Netzbetreibern geschehen. In der Regel werden lediglich die von den Netzbetreibern vorgesehenen Ausbaumaßnahmen rechtsverbindlich bestätigt.
- Auf der vierten Stufe wird speziell für die zur Übertragung von zusätzlichem EE-Strom erfolgten Investitionen ein bundesweites **Umlagesystem** geschaffen. Umlagefähig sind (ggf. auch anteilig) die notwendigen Investitionskosten für diejenigen Maßnahmen, zu denen die Netzbetreiber sich gegenüber der zuständigen Behörde verpflichtet haben bzw. zu denen sie von dieser verpflichtet worden sind. Die Einzelheiten der Kostenanrechnung werden durch Verordnung bestimmt (z.B. in der Netzentgeltverordnung oder in Anlehnung an diese).
- Ergänzend wird vorgeschlagen, die zuständigen Behörden mit der Befugnis auszustatten, die Netzbetreiber unterhalb der Ausbauebene zu bestimmten **Netzoptimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen** zu verpflichten.

Ziel des Konzepts ist es, mit Hilfe des Umlagemechanismus', aber auch durch die konstruktive Verknüpfung mit der vorherigen Bedarfsfeststellung und der eigenen Netzausbauplanung einen möglichst großen Anreiz dafür zu schaffen, dass die Netzbetreiber selbst die Initiative für die erforderlichen Maßnahmen zur Kapazitätsvorhaltung ergreifen. Je mehr Engagement sie insoweit entwickeln, desto größer ist ihre Chance, ihre Konzepte bei geringen Reibungsverlusten (auch in den erforderlichen Zulassungsverfahren für die Ausbaumaßnahmen) verwirklichen und nachfolgend im bundesweiten Umlageverfahren teilweise refinanzieren zu können.

Durch den mit dem Modell verbundenen Aufbau einer gesteuerten Bedarfsplanung (bestehend aus Netzausbauplänen der Betreiber, einer Bedarfsprognose und einer verbindlichen Bedarfsfeststellung für bestimmte Projekte) ließe sich das Grundproblem der (bislang) fehlenden verlässlichen Grundlagen für die Feststellung konkreter Übertragungsbedarfe lösen. Die zuständige Planungsbehörde erhielte zugleich die Möglichkeit, die Bedarfsplanung unter Wahrnehmung ihrer Beurteilungsspielräume auf die politisch verfolgte Ausbaustrategie für die Windenergienutzung auf See zuzuschneiden.

Wichtig ist auch, dass mit dem Modell der Gefahr der Entstehung von unnötig hohen umlagefähigen Kosten vorgebeugt würde. Dies geschähe einerseits dadurch, dass bereits im Rahmen der Bedarfsprognose festgelegt wird, welcher Anteil der jeweiligen Investitionen dem Zuwachs an EE-Strom zuzurechnen ist, und andererseits durch relativ strenge und transparente Bemessungsvorschriften hinsichtlich der erforderlichen Ausbaumaßnahmen.

Gegen die „große Lösung“ lässt sich auf der anderen Seite anführen, dass der Eintritt staatlicher Institutionen in einen umfassenden Planungsprozess für den Netzausbau eine bedeutende Neuerung für das deutsche Recht darstellt, die im Zuge einer auf so genannte Deregulierung zielenden Gesamtpolitik wenig opportun erscheinen könnte. Auch würde dies zu einem nicht unerheblichen zusätzlichen administrativen Aufwand führen.

Die Gegenargumente erscheinen aus der Sicht der Forschungsnehmer durchaus ernst zu nehmen, im Ergebnis aber nicht überzeugend. Sicher ist der administrative Aufwand nicht unerheblich. Aber er dient der Lösung einer umweltpolitisch außerordentlich bedeutsamen Aufgabenstellung der **gesamtstaatlichen Energiewirtschaftspolitik** auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung.

Es ist auch keineswegs so, dass der Eintritt des Staates in die Netzplanung ein mit der europäischen Politik der Liberalisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes nicht zu vereinbarendes oder insofern systemfremdes Ansinnen darstellen würde. Das Gegenteil ist richtig. Nicht zufällig ermuntert die **Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2003/54/EG**²³⁵ die Mitgliedstaaten mit ihrer Regelung in Art. 3 Abs. 2 Satz 3 zur Aufnahme von staatlichen Bedarfsplanungen. Der Bedarfsplanung kommt unter den Bedingungen einer allgemeinen Marktliberalisierung eine wichtige Korrekturfunktion zu, indem sie sicherstellt, dass der Wettbewerb nicht zu Lasten der Versorgungssicherheit geht. Innerhalb des Ordnungsrahmens für den liberalisierten Elektrizitätsmarkt stellte die Aufnahme einer staatlichen Bedarfsplanung für die Übertragungsnetze aus diesem Blickwinkel ein in der Sache sinnvolles und durchaus nicht systemfremdes Element dar. In anderen Bereichen der übergeordneten Infrastrukturpolitik greift der Staat im Übrigen traditionell ohne weiteres zu Instrumenten der Bedarfsplanung. Außerdem ist zu bedenken, dass das vorgelegte Modell in besonderer Weise versucht, das Prinzip der Kooperation zwischen Staat und Wirtschaftsbeteiligten zum Tragen zu bringen.

Das Forschungskonsortium erwog neben dieser „großen Lösung“ noch einige andere Regelungsansätze, die sich jedoch im Vergleich zu dieser als weniger geeignet erwiesen. Als noch am ehesten interessante Alternative kommt die Konstituierung eines **Ausfallentgelts**²³⁶ in Betracht: Danach würden die für die Aufnahme des EE-Stroms ins Netz verantwortlichen Netzbetreiber verpflichtet, an die Erzeuger des EE-Stroms ein Ausfallentgelt zu entrichten, wenn die Übertragung von EE-Strom verweigert wird, weil die Kapazität eines Netzes die Übertragung nicht zulässt. Die Zahlungsverpflichtung entstünde unabhängig davon, welche Lücken bzw. Defizite in welchem/wessen Netz für den Engpass ursächlich sind. Sofern der Engpass auf höherer Ebene im Übertragungsnetz liegen sollte, könnte der Anspruch an den Betreiber des höher gelegenen Übertragungsnetzes durchgereicht werden. In der Konsequenz erhielte ein so konzipiertes Ausfallentgelt die Funktion eines allgemeinen Anreiz- und Druckmittels zur Vorhaltung ausreichender Übertragungskapazitäten für Strom aus erneuerbaren Energien. Dem „Ausfallentgelt“ käme so eine Sanktionsfunktion zu, die im Vorfeld einer praktischen Anwendung bewirken könnte, dass die Netzbetreiber von sich aus frühzeitig die erforderlichen Ausbaumaßnahmen ergreifen.

Ein solches Modell hätte den **Vorteil**, dass mit ihm ein bei den wirtschaftlichen Eigeninteressen der Übertragungsnetzbetreiber ansetzendes indirektes Instrument kreiert würde, das hinsichtlich seines Ziels dennoch ein hohes Maß an Wirksamkeit erwarten lässt, ohne es erforderlich zu machen, im Einzelfall entstehende Übertragungsprobleme mit dem Fehlen be-

²³⁵ ABI. EG 2003 Nr. L 174, S. 37.

²³⁶ Das Modell entwickelt das vom RA-Büro Gaßner, Groth, Siederer & Coll. für den Bundesverband WindEnergie (BWE) im Jahr 2004 entworfene Modell eines „Bereitstellungsentgelts“ weiter. Die Pflicht zur Zahlung des „Bereitstellungsentgelts“ sollte (im Unterschied zum hier erwogenen Ausfallentgelt) an ein Verschulden des Netzbetreibers gekoppelt sein. Vgl. Gaßner/Lorenzen (RAe Gaßner, Groth, Siederer & Coll.): Änderungsvorschläge des BWE für den Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, 2004 (Manuskript).

stimmter Übertragungseinrichtungen in Verbindung zu bringen. Eine Gesamtplanung für die Übertragungsnetze wäre nicht erforderlich. Als **nachteilig** lässt sich aus dem Blickwinkel einer möglichst sicheren Planung andererseits einstufen, dass das Modell keine Erfüllungssicherheit bietet und die Gefahr besteht, dass die Unternehmen als Ausweichreaktion die Zahlung des Ausfallentgelts bevorzugen. Zudem kann es auch als nachteilig angesehen werden, wenn auf den (in der Sache durchaus sinnvollen) Aufbau einer gesamthaften Bedarfsplanung und damit auch auf Synergieeffekte hinsichtlich des allgemeinen Ziels der Versorgungssicherheit verzichtet. Damit würden auch die im Falle des „Bedarfsplanungs-Modells“ besonders vorteilhaft erscheinenden Möglichkeiten der Verzahnung mit den für den Aufbau vorgelegter Netze in der AWZ vorgeschlagenen Instrumenten verloren gehen.

Ein besonderes Gewicht kommt auf der Seite der Nachteile im Übrigen dem Umstand zu, dass das Instrument wegen seiner fehlenden Einbettung in eine übergeordnete Gesamtplanung leicht zum Aufbau von **Überkapazitäten** führen könnte. Da die Betreiber der Übertragungsnetze als Monopole agieren und es ihnen grundsätzlich möglich ist, sämtliche investiven Ausbaurkosten über die Netznutzungsentgelte an ihre Kunden weiterzugeben, bestünde die Gefahr, dass sie, um der Zahlung des Ausfallentgelts entgegen zu können, dazu neigen, mehr Übertragungskapazitäten aufzubauen als erforderlich sind.

Nur am Rande hingewiesen sei darauf, dass es als denkbare weitergehende Umrahmung der „großen Lösung“ (oder auch anderer in dieser Ausarbeitung angeregter instrumenteller Neuregelungen) nahe liegt, die Verwaltungskompetenzen auf dem Gebiete der Energieversorgung und der Energieplanung entsprechend dem Vorbild der Fernstraßen- und Bundeswasserstraßenverwaltung sowie der Kernenergie durch Grundgesetzänderung generell in die **Bundesauftragsverwaltung** (Art. 85 GG) zu überführen. Der Sache drängt sich eine derartige Initiative angesichts der in letzter Zeit immer drängender werdenden Fragen der Versorgungssicherheit auf dem Gebiete der Energie geradezu auf. Es ist erstaunlich, dass der Verfassungsgesetzgeber die Infrastruktur der überörtlichen Stromversorgung nicht ebenso der Bundesauftragsverwaltung unterstellt hat wie die überörtliche Infrastruktur des Verkehrswesens. Als notwendige Voraussetzung für die hier skizzierten Vorschläge stellt sich eine entsprechende Grundgesetzänderung zwar nicht dar. Eine entsprechende Grundgesetzänderung hätte aber den nicht unbedeutenden Vorteil, dass der Bund auf diese Weise mit dem Blick auf die Gesamt-Gemeinwohlbelange Deutschlands über deutlich größere Steuerungsmöglichkeiten verfügte.

4.4.2.2 Verbesserungen im Zulassungsrecht für Übertragungsleitungen, Anreize zum Einsatz von Erdkabeln

Kurz vor dem Abschluss dieses Forschungsvorhabens (und nach Abschluss der eigentlichen Untersuchungsphasen) kam das Gesetzgebungsverfahren für das „Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben“ zum Abschluss.²³⁷

Das Gesetzespaket, in dessen Konzeption auch einige Anregungen aus dem Forschungsteam eingeflossen sind, sieht eine Reihe von **verfahrensbezogenen Erleichterungen** vor:

- Einführung enger Fristen für behördliche Verfahrenshandlungen und Stellungnahmen innerhalb von Anhörungsverfahren zur Planfeststellung,
- Ausstattung der Plangenehmigung mit den Rechtswirkungen der Planfeststellung (einschließlich der enteignungsrechtlichen Vorwirkung),
- grundsätzliche sofortige Vollziehbarkeit von Planfeststellung und Plangenehmigung (Ausschluss der aufschiebenden Wirkung von Rechtsbehelfen),
- Schaffung von Tatbeständen für die vorzeitige Besitzeinweisung im Falle der Weigerung des Grundstückseigentümers, sein Grundstück sofort zur Verfügung zu stellen,
- Einführung einer Veränderungssperre ab dem Zeitpunkt der Möglichkeit, in die Planunterlagen einzusehen,
- Zuweisung der erstinstanzlichen Zuständigkeit in Gerichtsverfahren zur Zulassung von Hochspannungsleitungen an die Oberverwaltungsgerichte (alternativ denkbar und praktisch vorteilhafter: an das Bundesverwaltungsgericht).

Das Gesetz dürfte auch für Planfeststellungsverfahren zur Zulassung von Hochspannungsfreileitungen ab 110 kV Nennspannung nach § 43 EnWG einige nicht unwesentliche Beschleunigungseffekte mit sich bringen.

Leider ist es im Zuge des Gesetzgebungsverfahrens nicht gelungen, eine allgemeine Regelung zu schaffen, nach der die **Mehrkosten für die Verlegung als unterirdische Kabel** auf die Netznutzer umgelegt werden dürfen, wenn dadurch Wohngebiete oder die Umwelt/Natur entlastet werden. Eine entsprechende Mehrkostenregelung enthält das Gesetz lediglich für den Küstenbereich in einer Entfernung von bis zu 20 km landeinwärts, nicht jedoch für außerhalb dieses Bereichs gelegene Leitungsvorhaben (vgl. § 21a Abs. 4 Satz 3 i.V.m. § 43 Satz 3 EnWG in der durch das Gesetz geänderten Fassung).

Aus der Sicht des Forschungsvorhabens ist zu empfehlen, eine Initiative zur Ausweitung aufzunehmen. Die umfassende Verbesserung der Rechtslage für die Zulassung von **Erdkabeln** ist ein besonders wichtiges Anliegen im Rahmen der Umweltstrategie für die Windenergienutzung.

Erdkabel haben unter Gesichtspunkten der Naturschonung und der Vermeidung von Belastungen der Umgebung (wichtig: Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes, Elektrosmog) bedeutende Vorteile, die sich auch auf die erforderlichen Realisierungszeiträume positiv auswirken können, weil durch den Verzicht auf Freileitungen zeitraubende lokale Konflikte und Rechtsstreitigkeiten vermieden werden können (siehe dazu bereits oben, Kap. 4.4.1.2). Deshalb ist es sinnvoll, den Vorhabensträgern generell die Möglichkeit zu geben, die Mehrkosten des Einsatzes von Erdkabeln bei den Netznutzungsentgelten in Ansatz zu bringen, (zumindest) wenn es dadurch im Einzelfall möglich ist, Wohngebiete und/oder Schutzgüter von Natur und Umwelt von problematischen Belastungen freizuhalten. Der Anwendungsbereich der betreffenden Regelungen sollte, um möglichst weitreichende Entlastungen der Umwelt zu erreichen, nicht zu eng geschnitten werden.

²³⁷ BGBl. I 2006 S. 2833 (dort Art. 7). Der Bundesrat stimmte am 24.11.2006 dem Gesetzentwurf in der Fassung der Beschlussempfehlung des Bundestages (BT-Drs. 16/3158) zu. Siehe auch den ursprünglichen Entwurf (BT-Drs. 16/54).

5 Ergebnisse und Handlungsempfehlungen

5.1 Allgemeines

Auf Grundlage der vorstehenden Betrachtungen werden im Folgenden die wesentlichen Ergebnisse und Handlungsempfehlungen für die Herausbildung einer Umweltstrategie zum weiteren Ausbau der Windenergienutzung zusammengetragen.

In Anbetracht der Fülle der behandelten Themen und der Detailliertheit der Betrachtungen auch auf der Ebene der Formulierung von Handlungsempfehlungen werden in der Darstellung nur diejenigen Aspekte berücksichtigt, die aus der Sicht der Forschungsnehmer von strategischer Bedeutung sind. Die Ausführungen trennen wie die Hauptuntersuchungen zwischen den drei Bereichen „Windenergienutzung an Land“, „Windenergienutzung auf See“ und „Übertragungsnetze an Land“.

Übergreifende Herangehensweise

Inhaltlich geht das Forschungskonsortium dabei davon aus, dass die Windenergienutzung von ihrer Funktion für den Klimaschutz und die Ressourcenschonung her bereits als solche als Fundament einer „**Umweltstrategie**“ verstanden werden kann. Dieser besondere Wert der Windenergienutzung ist bei allen gesetzgeberischen und planerischen Entscheidungen in Rechnung zu stellen. Ungeachtet dessen bleibt aber zu konstatieren, dass die Windenergienutzung bedeutsame Eingriffe in die regional und lokal vorgefundenen Umwelt- und Nachbarschaftsverhältnisse mit sich bringt, die unter der Messlatte des Nachhaltigkeitsgebots auf ein verträgliches Maß beschränkt werden und konsequent so ausgestaltet werden müssen, dass die negativen Auswirkungen so gering gehalten werden, wie dies im Interesse der konkret jeweils betroffenen schutzwürdigen Belange geboten ist. Wo die negativen Auswirkungen im Einzelfall bei wertender Betrachtung in der Abwägung zu den mit der Windenergienutzung verfolgten Gemeinwohlzielen überwiegen, ist ggf. korrigierend einzugreifen. Von einer „Umweltstrategie“ kann nur deshalb die Rede sein, wenn die Ausbaustrategie in diesem Sinne insgesamt auf eine ökologische Optimierung hin zugeschnitten wird.

Zentrale Handlungserfordernisse

Besonders große Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Windenergie haben nach den Ergebnissen des Forschungsvorhabens folgende Handlungserfordernisse:

a) im **Onshore**-Bereich:

- die Bereinigung der Landschaft von landschaftlich/städtebaulich unerwünschten Streulagen einzeln stehender (Alt-) Anlagen,
- die planerische und planungsrechtliche Bewältigung der Aufgabe des Repowering,
- die Überwindung der Hemmniswirkungen aus den sog. Windenergieerlassen der Länder;

b) im **Offshore**-Bereich:

- die aktive Wahrnehmung der raumordnerischen Regelungsspielräume für die AWZ sowie (hinsichtlich der Vorhaltung von Anbindungstrassen) im Küstenbereich,
- die Schaffung der Voraussetzungen für eine Bündelung der Kabeltrassen und eine Bereitstellung „vorgelagerter Netze“,
- die intensive Fortführung der Begleitforschung zur weitgehenden Vermeidung von Umweltbelastungen und Sicherheitsrisiken;

c) im Bereich der **Übertragungsnetze** an Land:

- die Gewährleistung ausreichender Übertragungskapazitäten für die Abfuhr des Windstroms, abgesichert durch geeignete rechtliche Steuerungsinstrumente,
- die Minderung der Umweltbelastungen durch vermehrten Einsatz von Erdkabeln.

5.2 Windenergienutzung an Land

Stand der Ausbauentwicklung an Land – weitere Ausbauperspektive

Im letzten Jahrzehnt konnten, ausgelöst einerseits durch das Vergütungssystem des EEG und andererseits durch die in den 1990er Jahren geschaffenen bauplanungsrechtlichen Anreizregelungen (Privilegierung im Außenbereich oder Positivausweisung geeigneter Standorte im Rahmen der Bauleitplanung oder der Regionalplanung) enorme Zuwachsraten bei der Windenergienutzung an Land erreicht werden. Seit 2003 verzeichnet der deutsche Windenergiemarkt jedoch wieder einen rückläufigen Trend. Die neu installierte Windenergieleistung betrug im Jahr 2005 nur noch ca. 1.800 MW gegenüber 3.200 MW im Jahr 2002. Im Jahr 2006 konnte eine leichte Erhöhung auf rund 2200 MW erreicht werden. Der rückläufige Gesamttrend des Zuwachses dürfte sich jedoch in den nächsten Jahren fortsetzen.

Die Gründe für den rückläufigen Trend liegen in den nunmehr nur noch begrenzt zur Verfügung stehenden Ansiedlungsflächen sowie in dem nur langsam entstehenden Markt des sog. Repowering (d.h. des Ersatzes alter durch neue, stärkere Windenergieanlagen). Die Entwicklung der letzten Jahre ist ein Anzeichen dafür, dass die Quantität der neu zur Verfügung stehenden windgünstigen Flächen abnimmt. Es ist damit zu rechnen, dass der Zubau von Anlagen an neuen Standorten Jahr für Jahr zurückgeht. Die jährliche Zubauleistung an neuen Standorten wird voraussichtlich nicht einmal mehr ein volles Jahrzehnt über der aus Altersgründen deinstallierten Leistung liegen.

Die weitere Ausbauperspektive der Onshore-Windenergienutzung hängt demnach entscheidend davon ab, in welchem Umfang es gelingt, einerseits **zusätzliche Flächenpotenziale** für neue Standorte zu erschließen und andererseits einen bedeutenden Leistungszuwachs im Rahmen des **Repowering** zu erreichen. Ohne Berücksichtigung des Repowering wird die kumulierte Leistung noch bis ca. 2015 anwachsen und danach abnehmen. Diesem Trend lässt sich nur begegnen, wenn es gelingt, die Anlagenbetreiber in bedeutendem Umfang zum Ersatz leistungsschwächerer Altanlagen durch leistungsstärkere Neuanlagen zu bewegen.

Das setzt aber voraus, dass die rechtlichen Rahmenbedingungen die Errichtung größerer Anlagen (mit größerer Nabenhöhe) in beträchtlichem Umfang ermöglichen.

Das geltende Recht bietet für eine planvolle Strategie des Repowering keine brauchbare Basis. Zwar enthält das EEG einen besonderen Vergütungsanreiz für den Ersatz älterer durch leistungsstärkere neue Anlagen. Dieser findet jedoch in den bauplanungsrechtlichen Bestimmungen kein Pendant. Bauplanungsrechtlich werden im Zuge des Repowering verfolgte Vorhaben des Baus von Ersatzanlagen grundsätzlich wie Neubauvorhaben behandelt. Vom Bestandsschutz der Genehmigung für die zu ersetzende Altanlage werden sie nicht erfasst. Eine leistungsstärkere Ersatzanlage wird daher an gleicher Stelle oder in unmittelbarer Nachbarschaft in der Regel nur zulässig sein, wenn sich die Anlage entweder innerhalb eines Gebiets mit planerischer Positivausweisung befindet und dort genügend Platz für eine größere Anlage vorhanden ist oder wenn die jeweilige Gemeinde bzw. die Regionalplanungsbehörde nicht von der Möglichkeit Gebrauch gemacht hat, Vorrang- oder Eignungsflächen für Windenergieanlagen an anderer Stelle festzulegen.

Damit ergibt sich, dass sich die Anlagenbetreiber bzw. Investoren in die Konkurrenz um Standorte in den Vorrang- und Eignungsgebieten begeben müssen. Da diese aber mittlerweile ganz überwiegend „ausgebucht“ sind, stehen ihnen häufig überhaupt keine geeigneten Ersatzflächen zur Verfügung – mit der Konsequenz, dass die Betreiber ihre Anlagen an den Altstandorten unter Verwendung relativ ineffizienter Technik weiter betreiben werden, das Repowering also ausbleibt.

„Aufräumen der Landschaft“ und Repowering: eine doppelte Chance

Windenergieanlagen bewirken – wie andere größere bauliche Anlagen auch – spezifische Veränderungen im Landschaftsbild. Ungeachtet der individuellen ästhetischen Beurteilung kann nicht bestritten werden, dass sie einen erheblichen Eingriff in das vorgefundene Landschaftsbild darstellen. Je nach örtlicher Situation wird diese Einflusswirkung verschieden groß sein, in Einzelfällen sogar unter Umständen als eine Bereicherung empfunden werden können. Man wird insbesondere die größeren modernen Anlagen der Leistungsklasse von 3 bis 6 MW (mit Rotordurchmessern und Nabenhöhen von 80 bis deutlich über 100 Metern) aber nicht „verstecken“ können. Deshalb ist es wichtig, ihre Standorte sorgsam auszuwählen und sie auch unter landschaftsästhetischen Gesichtspunkten möglichst ansprechend zu gestalten.

Aus städtebaulicher und landschaftsästhetischer Sicht stellt es sich als ein bedeutsamer Missstand dar, dass der landschaftliche Eindruck in vielen Gegenden noch immer stark durch verstreut errichtete Windkraftanlagen beeinträchtigt ist, deren Ansiedlung nicht in einem planvollen gebietsbezogenen Programm erfolgte. Praktisch betrifft das ganz überwiegend in den 1990er Jahren errichtete kleinere Anlagen, die für die angestrebte nachhaltige Energiewirtschaft und die sichere Energieversorgung verhältnismäßig geringfügige Beiträge leisten, von denen auf der anderen Seite aber oft nicht unerhebliche Störwirkungen auf das Landschaftsbild und die Nachbarschaft mit entsprechend negativen Folgen für die Akzeptanz der Windenergie insgesamt ausgehen (Schlagwort: „Verspargelung der Landschaft“).

Der Eindruck eines „flächendeckenden Überall“ von Windenergieanlagen lässt sich aber deutlich relativieren, wenn es gelingt, die vorhandenen Anlagen zugunsten der Errichtung neuer Anlagen in konzentrierten Gebieten abzubauen. Insofern bietet das **Repowering eine dop-**

pelte Chance: Da es überwiegend um die Entfernung leistungsschwächerer Anlagen aus den 1990er Jahren geht, ließe sich durch ihren Ersatz im Rahmen des Repowering zugleich die Landschaft bereinigen und ein bedeutender Zuwachs an Stromerzeugungsleistung erreichen – dies allerdings zu dem „Preis“ der Errichtung höherer Anlagen. Städtebaulich kann sich dieser „Preis“ in manchen Fällen sicher als zu hoch darstellen. In der Regel dürfte aber von der Korrektur des Eindrucks flächendeckender Landschaftsbelastung eine wesentlich stärkere positive Wirkung ausgehen. Dies im Einzelfall abwägend zu beurteilen, wäre ggf. Aufgabe der zuständigen Planungsträger auf gemeindlicher oder regionaler Ebene, die es damit auch in der Hand hätten, regional bzw. lokal abgestimmte Konzepte zu realisieren.

Regelungsoptionen zur Beseitigung von Streulagen und zur planungsrechtlichen Bewältigung des „Repowering“

Die wünschenswerte Bereinigung der Landschaft von städtebaulich und landschaftsplanerisch als störend empfundenen Anlagen lässt sich auf direktem Wege aus verfassungsrechtlichen Gründen nicht erreichen. Der nahe liegende Vorschlag, die Betreiber zum (alsbaldigen) **Rückbau** zu verpflichten, lässt sich auf eine verhältnismäßige Weise nicht realisieren.

Denkbar ist allerdings die Schaffung einer Bestimmung, nach der die bauliche Anlage nach aufgegebener Nutzung wieder zurückzubauen ist. Derartige Klauseln sind mittlerweile üblich (vgl. § 35 Abs. 5 Satz 2 und 3 BauGB). Verfassungsrechtlich dürfte eine solche nachträgliche Verpflichtung vor den Maßstäben der Verfassung Stand halten, da es den Inhabern der Genehmigung zugemutet werden kann, ihre Anlage nach erfolgter wirtschaftlicher Ausschöpfung des Standorts wieder zu beseitigen.

Zur Verfolgung des Ziels, die Inhaber von Bestandsgenehmigungen zur *vorzeitigen* Aufgabe städtebaulich unerwünschter Standorte zu bewegen, bleibt dem Gesetzgeber indessen nur der Weg, an Stelle verpflichtender Regelungen **wirksame Anreize** zur Aufgabe der betreffenden Standorte zu schaffen, um die Landschaft „aufzuräumen“. Praktisch bietet es sich dafür an, im Zusammenhang mit besonderen Regelungen für das **Repowering** geeignete Instrumente zu schaffen. Das setzt aber voraus, dass nicht nur besondere wirtschaftliche Vorteile für das Repowering in Aussicht gestellt werden (wie es ansatzweise im EEG vorgesehen ist), sondern auch auf der Ebene des Planungsrechts angemessene Bedingungen geschaffen werden, die den Ersatz älterer durch leistungsstärkere Anlagen praktisch möglich machen.

Unter bestimmten örtlichen Konstellationen ist es auch ohne gesetzliche Änderung möglich, auf gemeindlicher Ebene entsprechende Strategien zu entwickeln. Die Kommunen haben im Rahmen der Bauleitplanung insbesondere die Möglichkeit, mit Investoren von Neuanlagen städtebauliche Verträge oder mit Grundstückskäufern privatrechtliche Verträge zu schließen, in denen sich die Investoren im Gegenzug zum Abbau bestimmter Altanlagen verpflichten. Die Wahrnehmung derartiger Möglichkeiten setzt jedoch ein einvernehmliches Handeln aller Beteiligten voraus.

Eine erhebliche größere Steuerungskraft würde der weitergehende Vorschlag entfalten, den Bestimmungen aus § 35 Abs. 1 Nr. 5 und § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB eine **spezielle Privilegierungsregelung für Repowering-Anlagen** nachzubilden. Praktisch hieße das, eine Privilegierung von Ersatzanlagen im Außenbereich vorzusehen, die ihrerseits entfällt, wenn durch einen Bauleitplan oder einen raumordnerischen Plan an anderer Stelle im Plangebiet ausrei-

chend Flächen ausgewiesen sind, die speziell für den Ersatz von Altanlagen reserviert sind. Eine solche Regelung böte eine komplette Grundlage für die bauplanungsrechtliche Bewältigung der von der Bundesregierung angestrebten Repowering-Strategie. Um die Steuerungswirkung in Richtung einer Verminderung von negativen Einflüssen von Windenergieanlagen auf das Landschaftsbild und die Nachbarschaft zu schärfen, könnte (und sollte) die Regelung (ggf.) zusätzlich daran geknüpft werden, dass auf Grund des Ersatzes der alten Anlagen eine Verbesserung der städtebaulichen Situation zu erwarten ist. Im politischen Raum dürfte ein solcher Regelungsvorschlag indessen mit dem nicht unbedeutenden Nachteil verbunden sein, dass er diejenigen (nicht wenigen), die der Auffassung sind, die Privilegierung der Windenergie im Städtebaurecht habe schon jetzt ein problematisches Ausmaß erreicht, schwer zu vermitteln sein dürfte.

Als demgegenüber „**mildere**“ **Maßnahme** kommt in Betracht, im BauGB oder in der Baunutzungsverordnung (BauNVO) lediglich vorzusehen, dass den Gemeinden ausdrücklich **gestattet** wird, in ihren Bauleitplänen bestimmte Gebiete auszuweisen, in denen ausschließlich Windenergieanlagen errichtet werden dürfen, mit denen (ggf. auch bestimmte) bestehende Anlagen im Außenbereich ersetzt werden – die also allein der „Unterbringung“ von Ersatzanlagen für im Gegenzug aufzugebende Außenbereichs-Standorte dienen. Verknüpft werden könnte dies einerseits mit einem bestimmten quantitativen Maß an reduzierter Flächeninanspruchnahme, andererseits mit einem Mindestmaß an gesteigertem Energieertrag. Im Raumordnungsrecht könnte ggf. eine Parallelregelung geschaffen werden.

Auf diese Weise wäre es zwar nicht möglich, einen dem Modell von § 35 Abs. 1 und 3 BauGB vergleichbar kräftigen Steuerungs- und Anreizmechanismus in Gang zu setzen, weil auf das Zusammenspiel mit einer speziellen Privilegierung im Außenbereich verzichtet wird. Den Gemeinden würde damit aber immerhin erstmals ein konkretes Werkzeug in die Hand gegeben, mit dem sie den angestrebten Prozess des „Aufräumens der Landschaft“ aktiv planerisch steuern können, ohne im Planungsprozess auf die Initiative bestimmter privater Investoren angewiesen zu sein.

Ambitionierte Wahrnehmung übergemeindlicher Planungsspielräume

Die Tendenz zu größeren, leistungsstärkeren Anlagen bringt das Erfordernis mit sich, in zunehmendem Maße auf übergemeindlicher Ebene zu planen. Konzentrationszonen, die als Grundlage ihrer Bemessung nur die Möglichkeiten einer einzigen Gemeinde nutzen, sind häufig zu klein, um für den weiteren Ausbau der Windenergienutzung im Sinne einer „Bereinigung der Streustandorte“ und einer umfassenden Strategie der Kapazitätssteigerung durch Repowering ausreichende Entwicklungspotenziale zu eröffnen. Unter Gesichtspunkten der räumlichen Ordnung erscheint es daher sinnvoll, verstärkt von den übergemeindlichen Steuerungsmöglichkeiten Gebrauch zu machen, um auf regionaler Ebene das räumliche Prinzip der „**dezentralen Konzentration auf hohem Niveau**“ zum Tragen zu bringen. Hierzu stehen grundsätzlich zwei Wege zur Verfügung: Die Festlegung übergemeindlicher Konzentrationszonen durch interkommunale Kooperation (Vereinbarungen mehrerer Gemeinden über eine gemeinsame Standortplanung) oder die Aufstellung landesplanerischer Vorgaben für Konzentrationszonen im Rahmen der Regionalplanung. Je nach Situation kann dabei sowohl die interkommunale Kooperation oder die Regionalplanung vorteilhaft sein.

Als besondere Aufgabe in diesem Zusammenhang stellt sich die Nutzung von in der Raumplanung bisher nicht berücksichtigten Flächen in **siedlungsfernen Lagen** für die Windenergie dar. Für die modernen sehr großen Anlagen dürfte es häufig der Ausweisung neuer Standorte bedürfen. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit und in dem Bewusstsein, dass eine Positivausweisung eine sorgfältige Prüfung der Geeignetheit im konkreten Fall (insbesondere unter Berücksichtigung der Belange des Natur- und Landschaftsschutzes) voraussetzt und daher in vielen Einzelfällen *nicht* zu einem positiven Ergebnis kommen dürfte, seien hierfür beispielhaft folgende Gebietsarten aufgeführt: ausgeräumte landwirtschaftlich genutzte Flächen, gemeindefreie Gebiete (Staatsforsten, Truppenübungsplätze, Gebiete mit Vorbelastungen wie Autobahnen, Eisenbahngelände und „auslaufenden Industriegebieten“). In diesen Richtungen sollten sich die Planungsträger verstärkt um die Definition geeigneter Standorte für Eignungs- oder Vorranggebiete bemühen.

Soweit (ggf. auch auf informellem Wege im Rahmen der Planungs- und Zulassungsverfahren) möglich, sollte im Übrigen auf die Konfiguration und äußere Gestalt von Windenergieanlagen (insbesondere bei größeren Formationen) gezielt Einfluss genommen werden, um das Landschaftsbild nicht nur nicht zu verunzieren, sondern nach Möglichkeit zu bereichern.

Umweltbelange in der Anlagenplanung- und -zulassung

Auf der lokalen Ebene stehen Windenergieanlagen häufig im Widerstreit der Interessen:

- Auf der einen Seite besteht oft ein Interesse der Gemeinden an der Ansiedlung von Windparks. In unterschiedlichem Umfang beruft man sich insoweit auf gemeindefirtschaftliche Motive (Gewerbesteuereinnahmen), auf regionalwirtschaftliche Gründe (Schaffung von Arbeitsplätzen) oder auf übergeordnete umwelt- und energiepolitische Erwägungen (Klimaschutz, Versorgungssicherheit).
- Auf der anderen Seite begegnen die Projekte in der unmittelbaren Nachbarschaft zum Teil einer kritischen bis ablehnenden Haltung in der Bevölkerung. Im Mittelpunkt der Kritik stehen neben landschaftsästhetischen Gesichtspunkten insbesondere die im Nahbereich der Anlagen befürchteten Geräuschimmissionen und Lichteinwirkungen (Schattenwurf im Rhythmus der Rotoren, abendliche und nächtliche Warnbeleuchtung).

Derzeit fehlt es an **ausdrücklichen verbindlichen immissionsschutzrechtlichen Vorgaben** über die Bewertung des Schattenwurfs, der Höhenbefeuern und der Geräusche von Windenergieanlagen. Zwar finden die immissionsschutzrechtlichen Grundpflichten aus § 5 Abs. 1 Nr. 1 und 2 BImSchG (Schutzpflicht und Pflicht zur Vorsorge nach dem Stand der Technik) im Rahmen der Genehmigung von Windenergieanlagen an sich uneingeschränkte Anwendung. Es fehlt aber an einer Konkretisierung dieser Grundpflichten durch speziell auf Windenergieanlagen zugeschnittene Anforderungen in verbindlichen untergesetzlichen Vorschriften. Deshalb stehen die Vollzugsbehörden regelmäßig vor schwierig zu lösenden Bewertungsfragen. Die behördliche Praxis ist in der Folge bundesweit nicht einheitlich und in manchen Ländern stark durch die restriktiven Abstandsempfehlungen aus an sich unverbindlichen Landeserlassen geprägt (siehe dazu sogleich).

Dieser Umstand stellt sich als besonders misslich dar, weil die technische Fortentwicklung der letzten Jahre für die Vermeidung der meisten Arten problematischer Belastungswirkungen bereits wesentliche Verbesserungen gebracht hat, die sich heute als verbindlicher „Stand der

Technik“ formulieren und vorgeben lassen (so in Bezug auf rhythmische Verschattungswirkungen durch Abschaltmodule, hinsichtlich der Schallausbreitung durch elektronische Drehzahlvarrierung und im Hinblick auf die Höhenbefeuern durch Synchronbetrieb, Lichtstärkenreduzierung und Abschirmungen).

Vor diesem Hintergrund ist zu empfehlen, eine immissionsschutzrechtliche Verordnung zu schaffen, in der der Stand der Technik verbindlich beschrieben wird.

Abstandsfragen – Beseitigung von Hemmniswirkungen der „Windkrafterlasse“

In den besonders windstarken Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg und Nordrhein-Westfalen versuchen die Landesregierungen, mit Hilfe so genannter Windkrafterlasse den für die jeweils zu treffenden Planungs- und Zulassungsentscheidungen zuständigen Stellen Hilfestellungen zu geben und (zumindest zum Teil) hierdurch auch inhaltlichen Einfluss auf die Planungs- und Genehmigungsentscheidungen zu gewinnen. Dabei ist in den letzten Jahren eine Tendenz in Richtung restriktiverer Aussagen festzustellen. Mittelpunkt der „Erlasse“ ist zumeist die Vorgabe von **Abstandsempfehlungen**, insbesondere zu besiedelten/bewohnten Gebieten, zum Teil auch zu Natur- und Landschaftsschutzgebieten und zu Verkehrswegen. Besonders restriktiv sind die Abstandsempfehlungen in Niedersachsen (mit einer auf die Regionalplanung zielenden Empfehlung von 1000 Metern zur Wohnbebauung) und Nordrhein-Westfalen (mit einer beispielhaft formulierten grundsätzlichen Empfehlung eines Mindestabstandes von 1500 Metern zu allgemeinen Wohngebieten).

Zwar lässt sich den „Erlassen“ bei näherem Hinsehen entnehmen, dass ihnen nur ein **Hinweis- bzw. Empfehlungsscharakter** zukommen soll. Das ändert aber nichts daran, dass sie faktisch eine sehr große Steuerungswirkung entfalten, weil die zuständigen Stellen ihre Entscheidungspraxis dennoch oft nach ihnen ausrichten.

Die im Zentrum der Windkrafterlasse stehenden Abstandsforderungen sind von nicht zu unterschätzender Bedeutung für die weitere Entwicklung der Windenergienutzung, insbesondere auch des Repowering. Durch generelle – also nicht aus der Einzelfallsituation hergeleitete – Abstandsforderungen in der Größenordnung von 1000 oder gar 1500 Metern zu Wohngebieten würde die Fortentwicklung der Windenergienutzung substantiell eingeschränkt und in vielen Regionen praktisch zum Erliegen kommen.

Wäre eine solche Einschränkung aus Gründen des Immissionsschutzes geboten, so könnte dem aus der Perspektive einer Umweltstrategie nichts entgegen gesetzt werden. Doch dem ist nicht so. Würden die nach Maßgabe des BImSchG an sich zwingenden Vorgaben des Gesetzes zur Einhaltung des Standes der Technik zur Verminderungen von Schall- Licht und Schattenemissionen generell uneingeschränkt eingefordert, so ergäben sich weit geringere Abstandsanforderungen selbst bei besonders großen Anlagen. Der Umstand jedoch, dass es an einer allgemeingültigen Konkretisierung des Standes der Technik in einer verbindlichen untergesetzlichen Regelung fehlt und die Genehmigungsbehörden deshalb nicht immer einheitliche Maßstäbe anlegen, verleitet zu der irrigen Annahme, die Auswirkungen der Windkraftanlagen auf die unmittelbare Nachbarschaft seien nur durch großzügige pauschale Mindestabstände oder strenge Höhenbegrenzungen auf ein nachbarschaftsverträgliches Maß zu vermindern.

Deshalb lautet der zentrale Vorschlag zur Beseitigung dieser Hemmniswirkungen: Schaffung bundesweit verbindlicher konkreter Standards für die Verminderung der Schall-, Schatten- und Lichtemissionen durch Windenergieanlagen in einer bundesweiten **immissionsschutzrechtlichen Regelung**. Dadurch ließe sich einerseits Rechtssicherheit für die Genehmigungsverfahren schaffen und der Stand der Technik unmittelbar durchsetzen, andererseits zugleich unangemessen strengen Abstands- und Höhenanforderungen der Boden entziehen.

Nur am Rande sei bemerkt, dass mit den Windkrafterlassen die **verfassungsrechtliche Kompetenzordnung** unterlaufen wird, soweit sie Empfehlungen aussprechen, die auf die Ebene der Einzelfallgenehmigungen zielen oder mit denen die Bauleitplanung beeinflusst wird. Denn hinsichtlich der Einzelgenehmigungen besitzen die zuständigen Behörden keinen Beurteilungs- oder Ermessensspielraum; sie dürfen also keine über die Anforderungen aus dem BImSchG hinausgehenden Abstandsanforderungen aufstellen. Und im Hinblick auf die Bauleitplanung haben sich die Länder zurückzuhalten, weil das BauGB die Gestaltungskompetenzen der Bauleitplanung ausschließlich den Kommunen zuweist, den Ländern also weder Rechtssetzungs- noch Mitgestaltungsspielräume zustehen.

Aspekte des Naturschutzes

Die Belange des Naturschutzes werden in der Anlagenplanung und -zulassung grundsätzlich auf zufrieden stellende Weise berücksichtigt. In Bezug auf einzelne Fragestellungen der Einwirkungen auf bestimmte Vogelarten und Fledermäuse besteht nach wie vor ein gewisser Untersuchungsbedarf. Die bisherige Erkenntnislage rechtfertigt es jedoch nicht, die Strategie des Ausbaus der Windenergie an Land in Frage zu stellen oder insoweit wesentlich Abstriche zu machen. Die verfahrensrechtliche Anforderungen des UVPG und die materiellrechtlichen Vorgaben des BNatSchG zum Umgang mit Eingriffswirkungen in Natur und Landschaft bieten ein brauchbares Konzept, um den Auswirkungen von Windenergieanlagen auf Schutzgüter der Natur angemessen begegnen zu können.

Überflüssig und unpassend erscheinen daher auch im Bereich des Naturschutzes pauschalierende Abstandsanforderungen aus den sog. Windkrafterlassen oder aus informellen Empfehlungen anderer Stellen, da sie die Einzelfallsituation nicht ausreichend reflektieren und zu Lösungen führen können, die über das naturschutzrechtlich Gebotene nicht nur unwesentlich hinausgehen.

Verbesserungen im EEG

Die bestehende wirtschaftliche Anreizregelung des EEG für das **Repowering** greift noch nicht weit genug, um die von verstreut platzierten Anlagen ausgehenden landschaftlichen Störwirkungen in ausreichender Weise zu verringern. Die zeitliche Begrenzung der betreffenden Anreizvorschrift (§ 10 Abs. 2 EEG) auf Anlagen, die bis 1995 in Betrieb genommen wurden, reicht nicht aus. Problematische Streulagen sind auch für Anlagen typisch, die in der ersten Zeit nach Einführung der Außenbereichsprivilegierung im Jahr 1996 errichtet wurden. Von daher wird hier empfohlen, die Regelung des § 10 Abs. 2 Nr. 1 EEG *zumindest* auch auf diejenigen Anlagen auszuweiten, die vor dem Inkrafttreten des § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB (am 1. Januar 1998) in Betrieb genommen wurden.

Die Vorschrift des § 10 Abs. 2 EEG erscheint darüber hinaus insoweit problematisch, als die erhöhte Vergütung für Repowering-Vorhaben davon abhängig gemacht wird, dass die installierte Stromerzeugungskapazität „mindestens um das Dreifache“ erhöht wird. Abgesehen von dem Umstand, dass mit der Formel „mindestens *um* das Dreifache“ eigentlich „mindestens *auf* das Dreifache“ gemeint sein dürfte – so dass sich bei nächster Gelegenheit eine Klarstellung empfiehlt – stellt es sich aus der Perspektive des Landschaftsschutzes als unzutraglich dar, dass nicht zugleich eine Begrenzung der in Bezug genommenen Leistungserhöhung (etwa auf das fünf- oder sechsfache) ausgesprochen wird.

Um die landschaftsschützende Wirkung des Repowering-Anreizes zu effektuieren, sollte darüber hinausgehend über die Schaffung einer gesetzlichen Formel nachgedacht werden, durch die der Anreiz nicht nur an einen Maßstab der Leistungserhöhung gekoppelt wird, sondern zugleich auch an eine Minderung der Anlagenanzahl.

Finanzielle Ansiedlungsanreize für die Kommunen

Nur einige erste Überlegungen konnten im Zusammenhang mit dem Vorhaben darüber angestellt werden, wie die finanzielle Anreizsituation der Kommunen in Bezug auf die Ansiedlung von Windenergieanlagen verbessert werden können. Generell wünschenswert wäre eine Verstetigung der Gewerbesteureinnahmen. Entsprechendes dürfte jedoch nur im Rahmen einer Gewerbesteuerreform denkbar sein. Vertiefte Betrachtungen dürften sich darüber hinaus hinsichtlich der Frage lohnen, ob und inwieweit sich die Kommunen über den Weg einer gemeindliche Steuer auf die Errichtung und den Betrieb von auf ihrem Territorium befindlichen Windenergieanlagen einen finanziellen Zusatznutzen im Falle der Ansiedlung von Windenergieanlagen sichern können.

5.3 Windenergienutzung auf See

Gegenüber der Ausgangssituation zu Beginn des FuE-Vorhabens (Ende 2003) ergaben sich bis zum Abschluss der Untersuchungen im Themenbereich Offshore (September 2006) einige wesentliche Veränderungen, die innerhalb der Betrachtungen zu gewärtigen waren und die die weitere Ausformung der Umweltstrategie zur Windenergienutzung auf See zum Teil wesentlich prägen. Auf spätere weitere Änderungen bis Ende 2006 konnte im Rahmen des Endberichts noch cursorisch eingegangen werden.

Stand der Ausbauentwicklung im Offshore-Bereich

Kennzeichnend für den Stand der Entwicklung bis Ende 2006 ist, dass die Vorbereitungen der potenziellen Investoren in die Pilot-Offshore-Windparks weit gediehen und die Genehmigungen für eine ganze Reihe von Windparks erteilt sind, gleichwohl jedoch nicht mit der Realisierung begonnen wird. Die Entwicklung ist sichtbar ins Stocken geraten.

Diese Situation lässt sich durch ein Geflecht mehrerer in Wechselwirkung zueinander stehender Probleme erklären:

- Die von Deutschland angestrebte, im internationalen Vergleich ungewöhnliche Konzentration der Offshore-Windenergienutzung auf den räumlich weit entfernten Bereich der AWZ

stellt in bau-, betriebs- und sicherheitstechnischer Hinsicht besondere Anforderungen. Es bieten sich zwar für alle Problemstellungen technische Lösungen an. Es fehlt jedoch an verwertbaren praktischen Erfahrungen, um die Eignung im Detail differenziert und vergleichend beurteilen und in wirtschaftlicher Hinsicht abschließend bewerten zu können.

- Zudem ergeben sich hohe Anbindungskosten, auch weil bislang für jeden einzelnen Windpark eine eigene Netzanbindung geplant werden muss. Die Realisierung der Anbindungen stößt zudem auf rechtlich-administrative Hemmnisse, weil es landseitig an der (raumordnerischen) Vorhaltung geeigneter Trassen fehlt und kein in sich geschlossenes Genehmigungsinstrumentarium für die Kabeltrassen existiert.
- In dieser Situation verhalten sich die Kreditinstitute und Versicherungsunternehmen restriktiv, so dass sich hohe Finanzierungskosten ergeben.

Aus alledem resultiert eine ungünstige Kostenstruktur, die durch die auf Grund des EEG erwartete Vergütung (die ihrerseits niedriger liegt als die in einigen anderen Ländern realisierbare) nicht angemessen zum Ausgleich gebracht wird.

Weitere Ausbauperspektive

Die Bundesregierung markierte in ihrer im Jahr 2002 veröffentlichten „Strategie zur Windenergienutzung auf See“ erstmals konkrete Ziele für den Ausbau der Offshore-Windenergienutzung. Gedacht war an einen stufenweisen Ausbau mit der Zielsetzung, die ersten Baustufen in der „Startphase“ mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 500 MW bis 2006 abzuschließen. Dem sollten zunächst eine erste Ausbauphase mit 2000 bis 3000 MW installierter Leistung bis 2010 und anschließend weitere Ausbauphasen mit einer Leistung von 20.000 bis 25.000 MW bis ca. 2030 folgen.

Angesichts der geschilderten Problemlagen lassen sich die **Ausbauziele bis 2010 nicht mehr erreichen**. Eine belastbare Anpassung der strategischen Ausbauziele an die in Teilen wesentlich veränderte Ausgangssituation gestaltet sich schwierig, da die weitere Ausbauentwicklung entscheidend davon abhängt, ob und innerhalb welcher Zeiträume es gelingt, die relevanten Probleme zu bewältigen und die erforderlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu schaffen. Wichtiger als die erneute Formulierung quantitativ bemessener Zielmarken für bestimmte Jahre erscheint es, die Bewältigung der zentralen Probleme und Aufgaben unverzüglich anzugehen. Sollte das gelingen, so wäre es möglich, die Ziele der Ausbaustrategie 2002 für die Startphase und die erste Ausbauphase mit einer Verzögerung um einige Jahre zu erreichen, so dass es nach wie vor nicht unrealistisch erscheint, die Größenordnung der bislang formulierten Zielsetzungen für 2030 weiter im Auge zu behalten.

Keine Veranlassung besteht dazu, den **längerfristigen Zielhorizont** für die Offshore-Windenergienutzung als solchen in Frage zu stellen und stattdessen auf einen geringeren Ausbau der Offshore-Windenergienutzung zu orientieren. Die derzeit festzustellenden Probleme erscheinen – soweit dies aus heutiger Sicht beurteilt werden kann – prinzipiell überwindbar. Ein Abrücken von den anspruchsvollen längerfristigen Ausbauzielen würde die deutschen Klimaschutzbemühungen, in denen die Offshore-Windenergienutzung einen wichtigen Platz einnimmt, erschweren und zugleich einen bedeutenden Rückschlag auf dem Weg zu mehr nationaler Versorgungssicherheit bringen.

Eine relativ geringe strategische Bedeutung kommt in den bisherigen Planungen bislang der **küstennahen Nutzung** der Windenergie zu. Das Forschungskonsortium sieht hier durchaus gewisse zusätzliche Potenziale, die sich jedoch einestteils wegen naturschutzbezogener Bedenken insbesondere im Hinblick auf die Inanspruchnahme von Wattenmeer-Gebieten und anderenteils in Anbetracht der vorhandenen Interessenkonstellationen in den Küstenregionen realistischerweise allenfalls in Einzelfällen wahrnehmen lassen dürften. Von daher sollte an der schwerpunktmäßigen Orientierung auf die Nutzung der AWZ festgehalten werden, wenngleich zu betonen ist, dass es sinnvoll erscheint, einzelne weitere Standorte innerhalb des Küstenmeeres zusätzlich in Betracht zu ziehen und genauer auf ihre Geeignetheit zu prüfen.

Strategisch bedeutsame Aspekte im Hinblick auf Umwelt und Sicherheit

Die von der Bundesregierung in Aussicht genommene Ausbauentwicklung begegnet aus der Perspektive des Umweltschutzes und der Umweltvorsorge sowie der Sicherheit im Meeresgebiet grundsätzlich keinen Bedenken.

Durch die umfangreichen Festlegungen bzw. Anmeldungen von **Meeresschutzgebieten** in der AWZ (vgl. § 38 BNatSchG) ist für die von der FFH- und Vogelschutzrichtlinie erfassten Arten und Habitate ein weitreichender räumlicher Schutz sichergestellt. Allerdings ist festzuhalten, dass noch erhebliche Unsicherheiten sowohl in Bezug auf die Reaktionsweise als auch hinsichtlich der Ausbreitungsräume und Wanderungsbewegungen verschiedener Arten bestehen, die es erforderlich machen, die tatsächlichen Auswirkungen weiterhin systematisch zu untersuchen, um hierauf sowohl durch (ggf. fortzuentwickelnde) technische als auch durch auf die Standortwahl und auf die Anlagenkonfiguration bezogene Maßnahmen angemessen reagieren zu können. Entsprechendes gilt für die Sicherheit des Schiffsverkehrs. Die Sicherheitsrisiken können durch eine Meidung besonders stark befahrener Routen und Gebiete wesentlich verringert, aber nicht absolut vermieden werden.

Festgehalten werden sollte deshalb an dem in der Strategie der Bundesregierung angelegten **gestuften Konzept** der Ausbauentwicklung. Es ist im Sinne des Vorsorgeprinzips von zentraler Bedeutung, die Realisierung der Ausbaustufen von möglichst belastbaren Erkenntnissen über die Vereinbarkeit der späteren Ausbaustufen mit den Belangen des Meeresumweltschutzes und der Sicherheit abhängig zu machen.

Im Hinblick auf die **technischen Möglichkeiten** zur Minderung von Umweltauswirkungen und Sicherheitsrisiken besteht noch ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Auf Grund der praktisch noch fehlenden Erfahrungen mit leistungsstarken Windenergieanlagen unter den Bedingungen in der AWZ (große Wassertiefe, Salzgehalt des Wassers, Extremwinde, hoher Wellenschlag usw.) können derzeit z.B. die verschiedenen Konstruktionstypen der Anlagen (Monopile, Tripod, Jacket usw.) weder im Hinblick auf ihre Eignung noch im Hinblick auf ihr Verhalten in Kollisionsfällen mit Schiffen (Stichwort: kollisionsfreundliche Fundamentkonstruktionen) abschließend bewertet werden.

Die **Genehmigungsvorschriften** für Seeanlagen sprechen den Belangen des Umwelt- und Naturschutzes im Meer einen hohen Stellenwert zu. Klarere rechtsverbindliche Vorgaben wären allerdings in mancherlei Hinsicht hilfreich, um die verschiedenen Umwelt- und Naturschutzbelange eindeutiger zu sichern und zugleich ein höheres Maß an Rechtssicherheit für die Investoren zu schaffen (insbesondere durch Anpassung des Genehmigungstatbestands

für Seeanlagen an die im sonstigen Umwelt- /Anlagenzulassungsrecht übliche Terminologie und durch Vorgabe von technischen Standards – Stichwort: „Stand der Technik“).

Hinsichtlich der Standortwahl und der Festlegung von Anbindungstrassen für Windparks bieten die 2004 im Zuge des EAG Bau geschaffenen Befugnisse des Bundes für die Schaffung einer „**Raumordnung in der AWZ**“ (vgl. § 18a ROG) aus Umweltsicht erheblich verbesserte Steuerungsmöglichkeiten, die aktiv genutzt werden sollten, um die verschiedenen Nutzungs- und Schutzinteressen in der AWZ (soweit dies völker- und europarechtlich möglich ist) abzuwägen und umfassend zu ordnen. Vom Ansatz her liegt es an sich nahe, für die Standortsteuerung der Offshore-Windparks das Steuerungsinstrument der Festlegung förmlicher „Eignungsgebiete“ mit Ausschlusswirkung für die Errichtung von Windparks an anderen Stellen im Plangebiet in Anspruch zu nehmen. Die gegenwärtige (und absehbare) Erkenntnislage bietet jedoch keine ausreichende Basis für ein Gesamtprogramm der Positiv-Negativ-Ausweisungen für Offshore-Windparks in der AWZ der Nord- und Ostsee. Eine Anwendung dieser Festlegungskategorie kann daher allenfalls für einzelne abgegrenzte Teilräume in Betracht kommen. Im Übrigen bietet sich in der Regel der Gebrauch der raumordnerischen Kategorie der „Vorranggebiete“ (ohne Ausschlusswirkungen an anderer Stelle) an. Generell sollten sich die Eignungs- oder Vorranggebiete dabei aus umweltstrategischen Gründen in systematische Raummuster einpassen.

Bündelung der Trassen, Vereinfachung der Zulassung von Kabelanbindungen, vorgelagerte Netze

Als bislang nicht befriedigend gelöste Aufgabe stellt sich die Anbindung der Offshore-Windparks an die Übertragungsnetze an Land dar. Es fehlt an einer vorsorgenden raumordnerischen Trassenfreihaltung im Bereich des Küstenmeeres. Dort müssen jeweils mehrere Zulassungsverfahren bei unterschiedlichen Behörden mit teils rechtlich nicht gesichertem Ausgang durchlaufen werden. Es fehlt somit an ausreichenden rechtlichen und wirtschaftlichen Grundlagen für die **ökologisch wie ökonomisch wünschenswerte Bündelung** der Kabeltrassen für mehrere Windparks.

Kurzfristig lassen sich insoweit für die Pilot-Windparks kaum noch Verbesserungen erreichen, weil die Planungen und Zulassungsverfahren schon weit vorangeschritten sind. Für die späteren Ausbauphasen bedarf es jedoch des Aufbaus einer systematischen Netzinfrastruktur im Meeresbereich (Stichwort: „**vorgelagerte Netze**“). Entsprechende Trassenplanungen sollten unter Absprache mit den Meeresnachbarländern (auch unter Berücksichtigung der Option grenzüberschreitender „Verbundleitungen“) unmittelbar beginnen. Die Bundesregierung sollte das Ziel, die netzinfrastrukturellen Voraussetzungen für die Anbindung der Offshore-Windparks als eine national bedeutsame Planungsaufgabe begreifen.

Abgesehen davon, dass hierfür ökologisch tragfähige raumbezogene Vorentscheidungen zu treffen sind, müssen geeignete Rechtsgrundlagen für den Aufbau vorgelagerter Netze im Meeresbereich geschaffen werden. In den Genehmigungsregelungen oder an anderer Stelle muss die nötige Verbindlichkeit hergestellt und geregelt werden, wer die Netzinfrastruktur betreibt und wie sie finanziert wird.

Für den Übergang (bis 2010) ist dafür durch den (nach dem Abschluss der Untersuchungen zu diesem Vorhaben) im Zuge des „Gesetzes zur Beschleunigung von Planungsverfahren für

Infrastrukturvorhaben“ neu eingeführten **§ 17 Abs. 2a EnWG** ein erster Regelungsbaustein geschaffen worden, an den sich möglicherweise (was noch zu prüfen wäre) auch für die weitere Perspektive anknüpfen lässt. Danach ist es nunmehr nicht mehr Aufgabe der einzelnen Windparkbetreiber, sondern der überregionalen Übertragungsnetzbetreiber, die Trassen für die Windparkanbindung bereit zu stellen und zu betreiben. Die spezifischen Kosten werden bundesweit umgelegt. Auf Grundlage dieses Modells kann erwartet werden, dass die Verantwortlichen ein Eigeninteresse an der weitgehenden Bündelung der Trassen entwickeln.

Auf der rechtlichen Ebene stellt sich in diesem Zusammenhang (aber auch unabhängig davon) die Aufgabe, ein **integriertes Zulassungsverfahren** für die Kabelstrecken im Küstenmeer und an Land zu schaffen, dass an die Stelle der bisher nebeneinander erforderlichen Einzelgenehmigungen tritt. Das ließe sich ohne größeren regelungstechnischen Aufwand durch eine entsprechende Erweiterung des § 43 EnWG verwirklichen (Planfeststellungsverfahren für Windpark-Anbindungsleitungen im Küstenmeer und an Land bis zum Netzverknüpfungspunkt). Hierfür sollte das nötige Gesetzgebungsverfahren wegen des langen Planungsvorlaufs möglichst zügig eingeleitet werden. Denkbar wäre Entsprechendes alternativ auch im Zusammenhang mit einer generellen Überarbeitung des Zulassungsinstrumentariums für Seeanlagen (dazu siehe sogleich).

Die **Küstenbundesländer** könnten zur Realisierung dieses wesentlichen Elements einer Umweltstrategie für den Aufbau der Offshore-Windenergie wesentlich beitragen, indem sie die nötigen raumordnerischen Schritte zur Identifizierung geeigneter Trassen mit auch für die späteren Ausbauphasen ausreichenden Kapazitäten im Küstenmeer und an Land vorantreiben würden. Auf Landesebene erscheint es darüber hinaus geboten, spezielle Bestimmungen über die Zulässigkeit der Inanspruchnahme der Wattenmeer-Nationalparks zu schaffen.

Verbesserungen des Zulassungsinstrumentariums für Seeanlagen

Auf der rechtlichen Ebene ergeben sich aus dem Vorstehenden zwei (auch in zeitlicher Hinsicht) besonders dringliche Aufgaben:

- die Schaffung einer integrierten Kabelgenehmigung für den Bereich des Küstenmeeres und die landseitige Netzverknüpfung, und
- der Aufbau eines tragfähigen Regelungsgerüsts für die Bereitstellung einer systematischen Netzinfrastruktur im Meeresbereich („vorgelagerte Netze“).

Unter dem Gesichtspunkt der Rechtsklarheit, zum Abbau bestehender rechtlicher Unsicherheiten und – nicht zuletzt – zum Zwecke der Effektivierung der Steuerungskraft des Genehmigungsinstrumentariums im Sinne des umweltpolitischen Vorsorgeprinzips wird darüber hinaus eine grundlegende **Überarbeitung des Zulassungsrechts** für Seeanlagen für sinnvoll erachtet. Es wird empfohlen, eine komplette Neuregelung auf gesetzlicher Ebene zu verfolgen.

Der neue Zulassungstatbestand sollte mehrere Gestaltungselemente vereinen:

- Ausstattung mit einer umfassenden Konzentrationswirkung, so dass keine weiteren Zulassungsakte für den jeweiligen Windpark erforderlich sind,
- Erstreckung des Zulassungstatbestands auch auf die betriebsnotwendigen Kabel (bis zum Verknüpfungspunkt an Land),

- Einführung einer Verknüpfungsklausel zum Raumordnungsrecht (keine Zulassung bei Entgegenstehen raumordnungsrechtlicher Festlegungen),
- rechtlich eindeutige Formulierungen für die einzelnen Zulassungsvoraussetzungen (Widerspruchsfreiheit, klare Beurteilungsmaßstäbe),
- generelle Ausrichtung der Anforderungen zum Schutz der Meeresumwelt und zur Sicherheit des Verkehrs auf das Vorsorgeniveau – als Unterasspekte dazu:
 - Bindung an den Stand der Technik der Minderung von Umweltbeeinträchtigungen (Modell Immissionsschutzrecht),
 - Gebot, vermeidbare negative Einwirkungen auf Natur und Umwelt, den Verkehr und auf die ästhetische Wirkung zu unterlassen und unvermeidbare auszugleichen oder auf ein vertretbares Mindestmaß zu beschränken,
 - Berücksichtigung kumulativer Belastungseffekte,
 - Ausrichtung der Anforderungen hinsichtlich der Leichtigkeit des Verkehrs auf das Maß der Zumutbarkeit („... die Benutzung der Schifffahrtswege, des Luftraumes oder die Schifffahrt nicht mehr als zumutbar beeinträchtigt wird“),
- Unterfütterung des Tatbestands durch konkretisierende untergesetzliche Vorschriften (Standardsetzung, insb. für technische Fragen – „TA Seeanlagen“, auch im Hinblick auf die Kabelverlegung, auf die Anlagenkonfiguration und auf Abstandsaspekte),
- Klarstellung der materiellen Bedeutung von Vorgaben aus anderen Rechtsgebieten (Naturschutzrecht, Bergrecht usw.).

Zudem sollte ausdrücklich die Möglichkeit der Festlegung/Absicherung von gestuften Ausbauplanungen geschaffen werden (Ermächtigung der Behörde zur Begrenzung der Windparkgröße aus Vorsorgegründen, Sicherung des Ausbaanspruches für weitere Projektstufen bei vorläufigem positivem Gesamturteil).

Mit einem solchen System könnte auch dem raumordnerischen Interesse an stärkeren Vorgaben zur Feinsteuerung der Standortkonfiguration Rechnung getragen werden.

Konzeptionell stellt sich die Frage, ob die Zulassung nach Art einer gebundenen Erlaubnis (= Genehmigungsanspruch bei Erfüllung der Voraussetzungen) oder eines abwägungsoffenen Tatbestands (mit Ermessensspielraum der Behörde) ausgestaltet werden sollte. Beide Ansätze haben ihre Vor- und Nachteile. Es wird empfohlen, eine differenzierte Lösung zu wählen, bei der es grundsätzlich bei einem **Genehmigungsanspruch** bleibt, in den jedoch **abwägende Elemente** eingeführt werden (die ihrerseits gerichtlich voll überprüfbar wären). So ließe sich vorsehen, dass die Genehmigung zu erteilen ist, wenn keine *überwiegenden* öffentlichen Belange entgegenstehen (ähnlich § 35 Abs. 2 BauGB). Die maßgebenden öffentlichen Belange würden sodann im Einzelnen festgelegt und so ausgestaltet, dass die genannten Entscheidungskriterien zum Tragen kommen. Einzelne Tatbestandselemente könnten zusätzlich aus dem gebundenen Tatbestand ausgegliedert werden (z.B. zur Größenbegrenzung, zum Kabelverlauf und zur Verfahrensstufung).

Für den Umgang mit konkurrierenden Zulassungsanträgen und dem Interesse an einer Verfahrensstufung wird empfohlen, der Behörde eine **Zwischenentscheidungsbefugnis nach Art eines Konzeptvorbescheids** einzuräumen. Die Behörde würde ermächtigt, unter bestimmten Voraussetzungen (geeignetes Konzept, Glaubhaftmachung der Durchführungsab-

sicht und -fähigkeit, keine offensichtlichen Genehmigungshindernisse) für das bezeichnete Gebiet zu entscheiden, dass vorläufig nur ein bestimmter Antrag im Verwaltungsverfahren weiter bearbeitet wird, sofern der Antragsteller innerhalb festgesetzter Zeiträume die jeweils erforderlichen weiteren Verfahrensschritte durchführt. Dritte erhielten die befristete Möglichkeit zur Vorlage von Konkurrenzträgen. Bei Vorliegen mehrerer Anträge würde sie ermächtigt, dem ihr in der Sache eher geeignet erscheinenden Antrag den Vorrang einzuräumen oder – sofern dies nicht möglich erscheint – den früher (vollständig) gestellten Antrag vorzuziehen bzw. das Los hierüber befinden zu lassen. Speziell für gestufte Projektvorhaben könnten vorgesehen werden, dass mit der (Voll-) Genehmigung der früheren Stufe die Konzeptgenehmigung für die Ausbaustufe(n) verbunden werden kann.

Wirtschaftliche Anreize

Die Nutzung der Offshore-Windenergie ist, wie bereits festgestellt wurde, mit erheblich höheren Kosten verbunden, als dies im Rahmen der Novellierung des EEG 2004 angenommen wurde. Daher stellten sich die geplanten Pilotvorhaben im Untersuchungszeitraum bis September 2006 trotz der Anreize durch das EEG 2004 nicht als wirtschaftlich umsetzbar dar. Das galt insbesondere für die ersten „Pioniervorhaben“.

Damit war die Frage aufgeworfen, ob das wirtschaftliche Anreizkonzept des EEG für den Bereich der Offshore-Windenergie einer generellen Revision bedarf. Die Betrachtungen bestätigen dies jedoch nicht. Zwar fällt auf, dass Deutschland mit der im EEG vorgesehen Vergütung von Offshore-Windstrom im Vergleich zu anderen europäischen Ländern relativ weit hinten platziert ist. Von daher liegt es nahe, die Vergütungssätze auf die heutige Sach- und Erkenntnislage hin neu zuzuschneiden. Das in Deutschland angewendete Mindestpreissystem wird aber von der Funktionsweise her grundsätzlich als vorteilhaft gegenüber den in einigen Ländern benutzten Quotensystemen oder Ausschreibungsmodellen angesehen. Ein Wechsel zu einem Quotensystem oder einem Ausschreibungsinstrument würde das Finanzierungsrisiko noch einmal deutlich erhöhen. Das EEG-System sollte deshalb beibehalten, jedoch im Rahmen der nächstfolgenden Anpassung der Vergütungsregelungen auf die veränderte wirtschaftliche Situation hin neu zugeschnitten werden.

Für die besondere wirtschaftliche Herausforderung des Anschubs der ersten Pilotvorhaben zeichnet sich durch die Ende 2006 ergangene Einfügung des § 17 Abs. 2a in das EnWG eine Lösung ab, nach der die Aufgaben der Errichtung und des Betriebs der Anschlussleitungen für Offshore-Windenergieanlagen künftig bei den küstenseitigen Übertragungsnetzbetreibern liegen werden. Die Vorschrift lässt eine deutliche Reduzierung der Gesamtkosten der Windparkvorhaben erwarten. In welchem Umfang die neue Regelung die Wirtschaftlichkeit der Projekte im Einzelnen beeinflusst, lässt sich ohne eine ggf. an anderer Stelle vorzunehmende speziellere betriebswirtschaftliche Untersuchung unter Betrachtung verschiedener Beispielsvarianten nicht zuverlässig aussagen. Sicher ist, dass die Wirtschaftlichkeit der Pilotprojekte dadurch wesentlich verbessert wird.

Inwieweit gleichwohl weitergehende Verbesserungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geboten sind, sollte von einer sorgfältigen Evaluierung der neuen Regelungen abhängig gemacht werden. Im Rahmen der 2008 anstehenden Überprüfung der EEG-Vergütungssätze empfiehlt sich eine gründliche Untersuchung der wirtschaftlichen Ausgangssituation für die Offshore-Windenergienutzung unter den durch den neuen § 17 Abs. 2a EnWG veränderten

Bedingungen. Dabei spricht aus heutiger Sicht trotz des § 17 Abs. 2a EnWG in Anbetracht der gegebenen technisch-wirtschaftlichen Ausgangsbedingungen mehr dafür, eine weitere Erhöhung als eine Absenkung der allgemeinen Vergütungssätze für die Offshore-Windenergienutzung in Aussicht zu nehmen, wenn an dem Ziel festgehalten werden soll, die Nutzung der Offshore-Windenergienutzung zu einem wesentlichen Element der Stromversorgung in Deutschland zu machen.

5.4 Übertragungsnetze an Land

Ausgangssituation

Erhebliche Hemmnisse können sich für die Verwirklichung der Ausbaustrategie aus den bislang unzureichenden Vorkehrungen für die **Sicherung ausreichender Übertragungskapazitäten** zum Transport der zunehmenden Strommengen aus den Windenergieanlagen im Norden Deutschlands und auf See in die Verbrauchszentren an Land ergeben.

Schon heute müssen einzelne Windparks zeitweise vom Netz genommen werden, wenn die Netze überlastet sind und eine Einspeisung deshalb nicht erfolgen kann. Das Problem wird sich in nächster Zeit deutlich verschärfen, weil der Zubau an Erzeugungskapazitäten schneller erfolgt als der erforderliche Netzausbau. Insbesondere für die Offshore-Ausbaustrategie ist die Sicherung ausreichender Übertragungskapazitäten jedoch von elementarer Bedeutung, da hier wesentlich größere Einspeisemengen bewältigt werden müssen als an Land. Die Integration der Offshore-Anlagen in das Hoch- und Höchstspannungsnetz an Land bedarf deshalb besonderer Anstrengungen zur Vorhaltung ausreichender Übertragungskapazitäten.

Die 2005 von der Deutschen Energie-Agentur (dena) veröffentlichte Netzstudie (sog. dena-Netzstudie) begegnet aus der Sicht der Forschungsnehmer zwar an einigen Punkten der methodischen und inhaltlichen Kritik. Ungeachtet dessen belegt sie jedoch eindringlich das Erfordernis der raschen Aufnahme von konkreten Bemühungen um eine Ausweitung der Übertragungskapazitäten. Als erhebliches Problem stellt sich insofern dar, dass die betreffenden Netzbetreiber weder ein ausreichendes Eigeninteresse an der Kapazitätserhöhung haben noch rechtlich zur Vornahme bestimmter Ausbaumaßnahmen verpflichtet werden können.

Das 2005 neu gefasste EnWG verpflichtet die Betreiber von Übertragungsnetzen grundsätzlich dazu, ausreichend Übertragungskapazitäten vorzuhalten (vgl. § 12 Abs. 3 EnWG) und ergänzt diese Verpflichtung dahin, dass die Netzbetreiber alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzausbauzustand und die Netzplanung zu erstellen und (auf Verlangen) vorzulegen haben (§ 12 Abs. 3a EnWG). Das Gesetz enthält jedoch weder konkrete Instrumente, um die Nichteinhaltung der Berichtspflicht zu sanktionieren, noch gibt es der zuständigen Behörde Möglichkeiten in die Hand, die Übertragungsnetzbetreiber zu konkreten Netzoptimierungs- oder Ausbaumaßnahmen zu verpflichten.

Technische Optimierung der Netznutzung

Die dena-Netzstudie fokussiert in ihren Beschreibungen der Handlungserfordernisse einseitig auf Maßnahmen des Netzausbaus, betrachtet jedoch nicht die Möglichkeiten, technische Lö-

sungen zur Netzoptimierung zu suchen. Besonders im Bereich der Übertragungstechniken schöpfen die in der dena-Studie angestellten Untersuchungen nicht alle Möglichkeiten zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten aus. Namentlich die Möglichkeit der Steigerung der Übertragungskapazität durch das sog. Temperaturmanagement findet keine Beachtung. Unter Temperaturmanagement versteht man die Steuerung der Netznutzung in Abhängigkeit von der Leitungstemperatur. Bei niedriger Leitungstemperatur (bedingt durch die Umgebungstemperatur und Kühlung durch Wind oder Regen) ist die Übertragungskapazität sehr viel größer als bei hohen Leitungstemperaturen. Bislang ist es jedoch üblich, hinsichtlich der Durchleitungsmengen standardmäßig auf eine ungünstige (hohe) konstante Umgebungstemperatur und eine konstante geringe Windgeschwindigkeit abzustellen. Das Temperaturmanagement ermöglicht es demgegenüber, zu Zeiten mit niedriger Leitungstemperatur erheblich höhere Strommengen zu übertragen. Die E.ON Netz GmbH hat nach einer kürzlich erfolgten Äußerung das Temperaturmanagement erstmals in Schleswig-Holstein praktisch eingesetzt. Der Netzbetreiber erhofft sich durch diesen Schritt die Übertragungskapazität zeitweise um bis zu 50 % steigern zu können.

Die Umweltdimension: Erdkabel statt Freileitungen

Auch bei Ausschöpfung aller Potenziale zur Erhöhung der Netzkapazitäten wird indessen ein erheblicher Netzausbau unumgänglich sein. Hierfür bietet sich als Alternative zu Hochspannungs-Freileitungen der Einsatz von Erdkabeln an.

Freileitungen stoßen in den lokal betroffenen Gegenden auf eine sehr geringe Akzeptanz. Sie werden als wesentliche Belastung des Orts- und Landschaftsbildes wahrgenommen und sind auch wegen Unsicherheiten im Hinblick auf elektromagnetische Strahlung in Verruf geraten. Vor allem die 220 kV- und 380 kV-Freileitungen bereiten in Bezug auf den Landschaftsschutz wegen ihrer großen Masthöhen und Trassenbreiten oft große Probleme. Landschaftlich wertvoller Bereiche müssen oft großräumig umgangen werden, was eine quantitativ zunehmende Inanspruchnahme der Landschaft mit sich bringt.

Bei dem sich als Alternative anbietenden Erdkabel entstehen demgegenüber (mit Ausnahme der auch hier aus betriebstechnischen Gründen freizuhaltenden, allerdings deutlich schmalen Trassen) keine nach außen sichtbaren Auswirkungen auf das Landschaftsbild. Entsprechend breit ist die Zustimmung für Erdkabel typischerweise vor Ort. Nicht zuletzt aus diesem Grund sind für Erdkabel um mehrere Jahre kürzere Genehmigungsverfahren als für Freileitungen zu erwarten, insbesondere weil keine langjährigen gerichtlichen Auseinandersetzungen einkalkuliert werden müssen.

Als wesentlicher Nachteil von Erdkabeln gelten die im Verhältnis zu traditionellen Hochspannungsfreileitungen höheren Investitionskosten. Diese werden zwar im Spannungsbereich um 110 kV durch niedrigere Zusatzkosten (etwa für Grundstückserwerbe, Ausgleichsmaßnahmen, Genehmigungsverfahren) und einen geringeren Spannungsverlust im Betrieb von der Größenordnung her aufgewogen. Je höher der Spannungsbereich, desto stärker fallen jedoch die Investitionsmehrkosten für das Kabel selbst ins Gewicht. Im relevanten 380-kV-Bereich ergeben sich mehrfach höhere Gesamtkosten des Erdkabels gegenüber Freileitungen. Von daher erscheint es sinnvoll und geboten, insoweit verfahrensrechtliche Erleichterungen zu schaffen und geeignete wirtschaftliche Anreize zu setzen.

Leider ist es im Zuge des Ende 2006 abgeschlossenen Gesetzgebungsverfahrens für das „Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben“ nicht gelungen, eine allgemeine Regelung zu schaffen, nach der die **Mehrkosten** für die Verlegung als Erdkabel auf die Netznutzer umgelegt werden dürfen, wenn dadurch Wohngebiete oder die Umwelt/Natur entlastet werden. Eine entsprechende Mehrkostenregelung enthält das Gesetz lediglich für den Küstenbereich in einer Entfernung von bis zu 20 km landeinwärts, nicht jedoch für außerhalb dieses Bereichs gelegene Leitungsvorhaben. Aus der Sicht des Forschungsvorhabens ist zu empfehlen, eine Initiative zur Ausweitung aufzunehmen.

Steuerungsinstrumentarium zur Sicherstellung ausreichender Übertragungskapazitäten

Da weder die Bestimmungen des EnWG noch diejenigen des EEG ein wirksames Steuerungsinstrumentarium für die Sicherung ausreichender Netzkapazitäten bereithalten, wird empfohlen, die gesetzlichen Vorschriften insoweit zu ergänzen.

Als Lösungsweg präferiert das Forschungskonsortium eine stark an dem Gedanken einer übergeordneten Planung orientierte „große Lösung“ mit folgenden zentralen Elementen:

- Verpflichtung der Netzbetreiber zur Erstellung konkreter Netzausbaupläne,
- bundesbehördliche Festlegung einer Bedarfsprognose auf Grundlage dieser Pläne mit verbindlicher Festsetzung der EE-bedingt erforderlichen Ausbaumaßnahmen,
- bundesweite Umlage der durch EE-bedingten Ausbaumaßnahmen verursachten notwendigen Kosten unter den Übertragungsnetzbetreibern.

Ziel dieses Konzepts ist es, mit Hilfe des Umlagemechanismus', aber auch durch die konstruktive Verknüpfung mit der vorherigen Bedarfsfeststellung und der eigenen Netzausbauplanung einen möglichst großen Anreiz dafür zu schaffen, dass die Netzbetreiber selbst die Initiative für die erforderlichen Maßnahmen zur Kapazitätsvorhaltung ergreifen. Je mehr Engagement sie insoweit entwickeln, desto größer ist ihre Chance, ihre Konzepte bei geringen Reibungsverlusten (auch in den erforderlichen Zulassungsverfahren für die Ausbaumaßnahmen) verwirklichen und nachfolgend im bundesweiten Umlageverfahren teilweise refinanzieren zu können.

Literatur

I. Zitierte Quellen

- Battis, Ulrich/ Krautzberger, Michael/ Löhr, Rolf-Peter; Baugesetzbuch, 9. Auflage, München 2005
- Bielenberg, Walter/ Runkel, Werner/ Spannowsky, Willy: Raumordnungs- und Landesplanungsrecht des Bundes und der Länder (Loseblattsammlung), Berlin, Stand 01/2006
- BINE Informationsdienst, Projektinfo 07/04: Ökologische Begleitforschung zur Offshore Windenergienutzung. Bonn, Juli 2004
- Birk, Hans-Jörg: Städtebauliche Verträge, 4. Aufl. Stuttgart u. a. 2002
- Brakelmann, Heinrich: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Rheinberg 2004
- Brandt, Edmund/ Dreher, Jörg: Die Genehmigung von Kabeln zur Ableitung von Strom aus Offshore-Erzeugung, NordÖR 2003, S. 138 ff.
- Brandt, Edmund/ Gaßner, Hartmut: Seeanlagenverordnung – Kommentar, Berlin 2002
- Brandt, Edmund/ Runge, Karsten: Kumulative und grenzüberschreitende Umweltwirkungen im Zusammenhang mit Offshore-Windparks, Baden-Baden 2002
- BTM Consult ApS (Hg.): International Wind Energy Development – World Market Update 2005; Ringkøbing/Dänemark 2005
- Bundesamt für Naturschutz: Naturschutzfachlicher Planungsbeitrag des Bundesamtes für Naturschutz zur Aufstellung von Zielen und Grundsätzen der Raumordnung für die Ausschließliche Wirtschaftszone von Nord- und Ostsee, Bonn 2006
[http://www.habitatmarenatura2000.de/de/downloads/Planungsbeitrag_zur_Raumordnung_AWZ_2006.pdf]
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Aktuelle Planungen von Offshore-Windparks in der Nordsee. [<http://www.bsh.de>], Zugriff: 19.08.06
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Genehmigungsbescheid Sandbank24, Hamburg 2004
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, BSH. Genehmigungsbescheid zum Antrag der Firma WINKRA auf Bau und Betrieb des Offshore Windparks "Pommersche Bucht". Hamburg 2005
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Schutz- und Sicherheitskonzept für Offshore-Windparkanlagen (Entwurf), Hamburg 2006
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), Standarduntersuchungskonzept – Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt, 1. Fortschreibung, Hamburg/Rostock 2003
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU, Hg.): Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See, Berlin 2002
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU, Hg.): Integriertes Küstenzonenmanagement in Deutschland. Nationale Strategie für ein integriertes Küstenzonenmanagement, Berlin 2006
- Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen (BMVBW): Erlass vom 15. Januar 2002 (Az.: EW 25/52.01.04-7/2 BMW 02)

- Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Änderungsvorschläge des BWE für den Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts, 2004 (Manuskript)
- Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Erdkabel schlägt Freileitung (Hintergrundinformation), Berlin 2005
- Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Schreiben an das Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen vom 18.11.2005
- Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE): Wesentliche Ergebnisse der dena-Netzstudie, 2006
- Christlich-Demokratische Union Deutschlands (CDU), Christlich-Soziale Union CSU, Sozialdemokratische Partei Deutschland (SPD): Gemeinsam für Deutschland – mit Mut und Menschlichkeit, Koalitionsvertrag vom 11.11.2005, Berlin 2005
- Christlich-Demokratische Union Deutschlands (CDU), Landesverband Nordrhein-Westfalen (Hg.): Koalitionsvereinbarung von CDU und FDP zur Bildung einer neuen Landesregierung in Nordrhein-Westfalen vom 20. Juni 2005, Düsseldorf 2005
- Cicin-Saint, B.: Sustainable Development and Integrated Coastal Zone Management, in: Ocean and Coastal Management, 21, 1993, Nr. 1-3, S. 11 ff.
- Czybulka, Detlef/ Kersandt, Peter: Rechtsvorschriften, rechtliche Instrumentarien und zuständige Körperschaften mit Relevanz für marine Schutzgebiete, Bonn 2000 (Hg.: Bundesamt für Naturschutz, BfN)
- Czybulka, Detlef: Naturschutzrecht im Küstenmeer und in der Ausschließlichen Wirtschaftszone, NuR 2001, S. 562 ff.
- Dahlke, Christian: Genehmigungsverfahren von Offshore-Windenergieanlagen in der AWZ, NuR 2002, S. 472 ff.
- Dalhoff, P. / Biehl, F.: Ship Collision Risk analysis – Emergency systems – Collision dynamics. Hamburg 2006
- Deutsche Energie-Agentur GmbH – DENA – (Hg.): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (sog. -Netzstudie), erstellt für die DENA durch das Konsortium DEWI / E.ON Netz / EW / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission, Endbericht, Köln, Februar 2005
- Deutscher Naturschutzring (DNR): Grundlagenarbeit für eine Informationskampagne „Umwelt- und naturverträgliche Windenergienutzung in Deutschland (onshore)“, Lehrte, März 2005
- Deutsche Presse-Agentur (dpa): „Neue Technik bringt mehr Windstrom ins norddeutsche Stromnetz“; 18.09.2006
- Drews, Bill / Wacke, Gerhard / Vogel, Klaus / Martens, Wolfgang: Gefahrenabwehr, 9. Aufl. Köln u. a. 1986
- Ender, C.: Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2005 -. Dewi-Magazin Nr. 28, Februar 2005, S. 10 ff.
- Erbguth, Wilfried: Wahrung der Belange der Bundesraumordnung in der Ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland – Raumordnung im Küstenmeer –, Rechtsgutachten im Auftrag des BMVBW, Rostock 2002
- Ernst, Werner/ Zinkahn, Willy/ Bielenberg, Walter/ Krautzberger, Michael: Baugesetzbuch (Loseblattkommentar), München, Stand November 2005
- Europäische Kommission: Bericht „Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen“, Drs. KOM(2005) 627 endg.

- Europäische Kommission: Grünbuch „Die künftige Meerespolitik der EU: Eine europäische Vision für Ozeane und Meere“, Brüssel 2006, Dok. SEK(2006)689 endg.
- Everaert, J./ Devoes, K./ Kuijken, E: Windturbines en Vogels in Vlaanderen. Rapport van het Instituut voor Natuurbehoud, Brüssel 2002
- Fachkommission Bau: Muster-Einführungserlass zum Gesetz zur Anpassung des Baugesetzbuchs an EU-Richtlinien (EAG Bau) vom 1. Juli 2005 (Hg.: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Wohnungswesen (BMVBS), Berlin 2005
- Fickert, Hans Carl/ Fieseler, Herbert: Baunutzungsverordnung – Kommentar, 10. Aufl., Stuttgart/ Berlin/ Köln 2002
- FORSA (Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH): „Meinungen zur Windenergie“, 2004
- Garthe, S./ Hüppop, O: Scaling Possible Adverse Effects of Marine Wind Farms on Seabirds: Developing and Applying a Vulnerability Index. J. Appl. Ecol. 41: 724 ff.
- Gaßner, Hartmut / Lorenzen, Olde (RAe Gaßner, Groth, Siederer & Coll.): Änderungsvorschläge des Bundesverbandes WindEnergie e. V. für den Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, 2004 (Manuskript)
- Gawron, Thomas: Reduzierte Flächeninanspruchnahme durch interkommunale Kooperation, in: Umweltforschungszentrum Halle-Leipzig (UFZ): UFZ-Berichte 25/2004
- Gellermann, Martin / Schreiber, M.: Zur „Erheblichkeit“ der Beeinträchtigung von Natura-2000-Gebieten und solchen, die es werden wollen, in: NuR 2003, S. 205 ff.
- Gellermann, Martin/ Melter, J./ Schreiber, M.: Ableitung fachlicher Kriterien für die Identifizierung und Abgrenzung von marinen Besonderen Schutzgebieten (BSG) nach Art. 4 Abs. 1 und 2 der Vogelschutzrichtlinie bzw. Vorschlagsgebieten gemäß Art. 4 Abs. 1 der FFH-Richtlinie für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone. Bramsche 2003
- Germanischer Lloyd: Richtlinie zur Erstellung von technischen Risikoanalysen für Offshore-Windparks. Hamburg, August 2002
- Gill, F. R./ Roberts, C. M.: Benefits beyond Boundaries: the Fishery Effects of Marine Reserves. Trends. Ecol. Evol. 18: 448-454
- Grastrup, H.: Planning of the First Danish Offshore Wind Park in the North Sea. Workshop Offshore-Windenergienutzung, Technik, Naturschutz, Planung. Wilhelmshaven 27. Juni 2000
- Grimmet/ Jones, Important Bird Areas in Europe, 1989 ff.
- Grünkorn T./ Diederichs, A./ Stahl, B./ Poszig, D./ Nehls, G.: Entwicklung einer Methode zur Abschätzung des Kollisionsrisikos von Vögeln an Windenergieanlagen. Untersuchungen im Auftrag des Landesamtes für Naturschutz des Landes Schleswig-Holstein, 2005
- Hahm, Th./ Kröning, J.: In the Wake of a Wind Turbine, FLUENT news spring 2002, S. 5 ff.
- Hammon, Michael: Ein Jahr Praxis mit dem EAG Bau Anmerkungen zur Rückbauverpflichtung und deren Sicherung aus der Praxis (§ 35 Abs. 5 S. 2 u. S. 3 BauGB), Stellungnahme des Fachverbands Biogas e.V., Freising 2005
- Helfenrath, Klaus: Kennzeichnung von Windenergieanlagen [unter <http://www.honeywell.de/airportsystems/download/Fachbeitrag.pdf>] (Zugriff: 31.08.2006)
- Hinsch, Andreas / Meier-Evers, Blanke: Anmerkung zu OVG Lüneburg, Beschluss v. 15.03.2004 (1 ME 45/04), ZNER 2004, S. 312 ff.
- Hötter, H./ Thomsen, K.M./ Köster, H.: Auswirkungen regenerativer Energiegewinnung auf die biologische Vielfalt am Beispiel der Vögel – Fakten, Wissenslücken, Anforderungen an die Forschung, ornithologische Kriterien zum Ausbau von regenerativen Energiegewinnungsformen, Gutachten im Auftrag des Bundesamtes für Naturschutz (BfN), Berlin 2004

- Hüppop, O./ Dierschke, J./ Exo, K.-M./ Friedrich, E./ Hill, R.: Bird migration studies and potential collision risk with offshore wind turbines. Helgoland
- Hvidt, C. B./ Brünnner, L./ Knudsen, F.R.: Hydroacoustic Monitoring of Fish Communities in Offshore Wind Farms. Bio/consult as & Carl Bro as, 2005
- IÖR (Leibniz-Institut für ökologische Raumentwicklung) / IfAÖ (Institut für Angewandte Ökologie): Anforderungen des Umweltschutzes an die Raumordnung in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) – einschließlich des Nutzungsanspruches Windenergienutzung. FuE-Vorhaben des Umweltbundesamtes (FKZ UBA 205 16 101), Entwurf des Endberichts, Dresden/ Neubrodersdorf, April 2006.
- Institut Demoskopie Allensbach: „Umwelt 2004 – Repräsentative Bevölkerungsumfragen zur Umweltsituation heute sowie zu ausgewählten Fragen der Umwelt- und Energiepolitik“, Allensbach 2004
- Jarass, Hans D. / Pieroth, Bodo: Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland (Kommentar), 8. Aufl. München 2006
- Jarass, Hans D.: Bundesimmissionsschutzgesetz. Kommentar. 6. Aufl. München 2005
- Jarass, Hans D.: EG-rechtliche Folgen ausgewiesener und potentieller Schutzgebiete, ZUR 2000, S. 183 ff.
- Ketteler, Gerd/ Beckmann, Edmund: Aktuelle Rechtsfragen im Zusammenhang mit der Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen, Gutachterliche Stellungnahme für den Parlamentarischen Beratungs- und Gutachterdienst NRW, Landtagsinformation 14/127, Düsseldorf, November 2005
- Kirchhof, Paul: Staatliche Einnahmen, in: in: Isensee/ Kirchhof (Hg.): Handbuch des Staatsrechts Bd. IV, 2. Aufl. Heidelberg 1999, § 88
- Klinski, Stefan: Rechtliche Probleme der Zulassung von Windkraftanlagen in der AWZ, UBA-Texte 62/01, Berlin 2001
- Klinski, Stefan: Überblick über die Zulassung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (zugleich Hg.), Berlin 2005
- Kment, Martin: Unmittelbarer Rechtsschutz Privater gegen Ziele der Raumordnung und Flächennutzungspläne im Rahmen des § 35 III BauGB, in: NVwZ 2003, S.1047 ff.
- Knust, R./ Dalhoff, P./ Gabriel, J./ Heuers, J./ Hüppop, O./ Wendeln, H.: Untersuchungen zur Vermeidung und Verminderung von Belastungen der Meeresumwelt durch Offshore-Windenergieanlagen im küstenfernen Bereich der Nord- und Ostsee-Offshore-WEA, hrsg. vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Abschlussbericht zum FuE-Vorhaben des Umweltbundesamtes (FKZ UBA 200 97 106). Berlin 2003
- Koch, Hans-Joachim / Wiesenthal, Tobias: Windenergienutzung in der AWZ, ZUR 2003, S. 350 ff.
- KommunalVerlag Hans Tacke (Hrsg.): KV-Plan "Wangerland" (1: 25.000), Essen, 3. Auflage 2005, ISBN 3-89641-169-1
- König, Helmut / Roeser, Thomas / Stock, Jürgen: Baunutzungsverordnung – BauNVO –, München 1999
- Kopp, Ferdinand/ Schenke, Wolf-Rüdiger: Verwaltungsgerichtsordnung – Kommentar, 13. Aufl. München 2003
- Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI): Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise), März 2002

- Landesregierung Brandenburg (Ministerium für Ländlichen Raum, Umwelt und Verbraucherschutz): Tierökologische Abstandskriterien für die Errichtung von Windenergieanlagen in Brandenburg, Stand: 01.06.2003, Potsdam 2003
- Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern: Hinweise für die Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen in Mecklenburg-Vorpommern vom 20.10.2004, Gemeinsame Bekanntmachung des Ministeriums für Arbeit, Bau und Landesentwicklung und des Umweltministeriums, ABl. M-V Nr. 44 vom 01.11.2004
- Landesregierung Niedersachsen (Niedersächsisches Ministerium für den ländlichen Raum, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz), Empfehlungen zur Festlegung von Vorrang- oder Eignungsgebieten für die Windenergienutzung, Rundschreiben an die Träger der Regionalplanung vom 26.01.2004.
- Landesregierung Nordrhein-Westfalen: Grundsätze für Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen (WKA-Erl.) vom 21. Oktober 2005, Gemeinsamer Runderlass der Ministerien für Bauen und Verkehr Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz und des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie, MBl. Nr. 49 vom 21.10.2005 S. 1288
- Landesregierung Schleswig-Holstein: Grundsätze zur Planung von Windkraftanlagen (Ergänzung des Gemeinsamen Runderlasses vom 4. Juli 1995), Gemeinsamer Runderlass des Innenministeriums, des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Landwirtschaft und des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr vom 25.11.2003, ABl. S-H 2003, S. 893
- Landesregierung Schleswig-Holstein (Innenministerium): Raumordnungsbericht Schleswig-Holstein, Kiel 2005
- Landmann / Rohmer (Begr.), Umweltrecht, Band I, hg. von Klaus Hansmann, München (Lo-seblattsammlung) Stand 03/2006
- Landmann / Rohmer (Begr.), Umweltrecht, Band IV, hg. von Klaus Hansmann, München (Lo-seblattsammlung), Stand 03/2006
- Lehmann, Harry/ Peter, Stefan (Institute for Sustainable Solutions and Innovations – ISUSI): Analyse der Vor- und Nachteile verschiedener Modelle zur Förderung des Ausbaus von Offshore-Windenergie in Deutschland“, Berlin 2005
- Macht-Baumgarten, S., Marquardt, M.: Offshore-Windpark Butendiek widerspricht europäischem Naturschutzrecht. BUNDmagazin Schleswig-Holstein 1/2003. [unter: <http://www.bund-sh.de/Envolution/upload/dl/BUNDMagazin/1-2003.pdf>]
- Marquenie, J. M. and van de Laar, F. (2004): Protecting migrating birds from offshore production. Shell E&P Newsletter v. 16. Januar 2004
- Maslaton, Martin / Koch, Manuela: Leitungs-, Medien- und sonstige Rechte zur Anbindung von Windenergieanlagen, Leipzig 2005
- Maslaton, Martin / Kupke, Dana: Rechtliche Rahmenbedingungen des Repowerings von Windenergieanlagen, Leipzig 2005
- Maslaton, Martin / Zschiegener, André: Rechtliche Rahmenbedingungen der Errichtung und des Betriebs von Biomasseanlagen, Leipzig 2005
- Maurer, Hartmut: Allgemeines Verwaltungsrecht, 13. Aufl., München 2000
- Nebelsieck, Volker: Die Genehmigung von Offshore-Windenergieanlagen in der AWZ (Rechtsgutachten für den Naturschutzbund Deutschland – NABU), Celle 2002
- Niedersächsischer Landkreistag: Hinweise zur Berücksichtigung des Naturschutzes und der Landschaftspflege sowie zur Durchführung der Umweltprüfung und Umweltverträglichkeitsprüfung bei Standortplanung und Zulassung von Windenergieanlagen (Stand: Mai 2005), Hannover 2005

- Ossenbühl, Fritz: Autonome Rechtssetzung der Verwaltung, in: Isensee/Krichhof (Hg.): Handbuch des Staatsrechts, Bd. III, Heidelberg 1988, S. 425 ff.
- Prognos AG: Windenergienutzung in Norddeutschland – Abschätzung der Gewerbesteuer-einnahmen, Berlin 2006
- Ragwitz, Mario et.al. (Fraunhofer ISI / Energy Economic Group): Monitoring and Evaluation of Policy Instruments to Support Renewable Electricity in EU Member States, Karlsruhe 2006
- Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU): Stellungnahme zur Windenergienutzung auf See, Berlin 2003
- Rehfeldt, K./ Gerdes, G.: Internationale Aktivitäten und Erfahrungen im Bereich der Offshore-Windenergienutzung. Hg.: BMU, Berlin, 2002
- Rehfeldt, K./ Wallasch, J. (Deutsche WindGuard): Auswirkungen neuer Abstandsempfehlungen auf das Potenzial des Repowering am Beispiel ausgesuchter Landkreise und Gemeinden. Hg.: Windenergieagentur Bremen/Bremerhaven, November 2005
- Rehfeldt, K./ Wallasch, J. (Deutsche WindGuard): Kurzgutachten zum Ausbau der Windenergienutzung bis 2020. Hg.: BMU, Berlin, Juli 2005
- Reshöft Jan / Dreher, Jörg: Rechtsfragen bei der Genehmigung von Offshore-Windparks in der AWZ nach Inkrafttreten des BNatSchGNeuregG, in: ZNER 2003, S. 95 ff.
- Salje, Peter: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) - Kommentar, 3. Aufl., Berlin / München 2005
- Schidlowski, Frank: Standortsteuerung von Windenergieanlagen durch Flächennutzungspläne, in: NVwZ 2001, S. 388 ff.
- Schink, Alexander: Die Verträglichkeitsprüfung nach der FFH-Richtlinie, Umwelt- und Planungsrecht (UPR) 1999, S. 417 ff.
- Schliepkorte, Jörg: Der Vorhaben- und Erschließungsplan, 2. Aufl. Bonn 1998
- Schmidt-Eichstaedt, Gerd: Regionaler Flächennutzungsplan, in: Akademie für Raumordnung und Landesplanung (ARL): Regionaler Flächennutzungsplan. Rechtlicher Rahmen und Empfehlungen zur Umsetzung. Forschungs- und Sitzungsberichte Bd. 213, Hannover 2000
- Schomerus, T./ Busse, J./ Runge, K./ Nommel, J./ Burandt, S./ Nehls, G. / Poszig, D.: Strategische Umweltprüfung und Strategisches Umweltmonitoring für Offshore-Windparks, Endbericht zum FuE Vorhaben FKZ 0329945, Verlag Dr. Kovac, Hamburg 2006
- Schreiber, M./ Gellermann, M./ Gerdes, G./ Rehfeldt, K.: Maßnahmen zur Vermeidung und Verminderung negativer ökologischer Auswirkungen bei der Netzanbindung und -integration von Offshore-Windparks, Bramsche, November 2004
- Schulte, Martin: Schlichtes Verwaltungshandeln, Verfassungs- und verwaltungsrechtsdogmatische Strukturüberlegungen am Beispiel des Umweltrechts, Tübingen 1995
- Schultz von Glahn, M./ Betke, K./ Nehls, G.: Minderung des Unterwasserschalls bei Rammarbeiten für Offshore-WEA – Praktische Erprobung unter Offshore-Bedingungen. Abschluss zum FuE Vorhaben des Umweltbundesamtes (FKZ UBA 205 53 113), 2006
- Streinz, Rudolph: EUV/EGV – Vertrag über die Europäische Union und Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, München 2003
- Stürer, Bernhard / Stürer, Eva: Planerische Steuerung von privilegierten Vorhaben im Außenbereich, NuR 2004, S. 341 ff.
- von Mangoldt/ Klein/ Starck, Kommentar zum deutschen Grundgesetz, Band III, 4. Aufl. 2001
- von Nicolai, Helmuth: Konsequenzen aus den Urteilen des BVerwG zur raumordnerischen Steuerung von Windenergieanlagen, ZUR 2004, S. 74 ff.

- Weiß, Andrea: Möglichkeiten der Regelung der Fischerei, des Bergbaus und der Schifffahrt in „Baltic Sea Protected Areas“ in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der der Bundesrepublik Deutschland vorgelagerten Ostsee, BfN-Skripten 5, Bonn 1999
- Wolf Rainer: AWZ-Vorhaben: Rechtliche und naturschutzfachliche Aspekte beim Bau und Betrieb von Stromkabel; FuE-Rechtsgutachten im Auftrag des Bundesamtes für Naturschutz, Februar 2004 (FKZ 803 85 200)
- Wolf, Rainer: Grundfragen der Entwicklung einer Raumordnung für die Ausschließliche Wirtschaftsordnung, in: ZUR 2005, S. 176 ff.
- Wolf, Rainer: Rechtsprobleme der Anbindung von Offshore-Windenergieparks in der AWZ an das Netz, ZUR 2004, S. 65 ff.
- Wolf, Rainer: Windenergie als Rechtsproblem, in: ZUR 2002, S. 331 ff.
- World Wildlife Fund (WWF): Wie umweltverträglich ist die Netzanbindung von Offshore-Windparks? Bewertung der Konzepte und Anträge für die Kabelanbindung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee. Frankfurt am Main, Januar 2006
- Wustlich, Guido: Das Recht der Windenergie im Wandel, in: ZUR 2007, S. 16 ff.
- Wustlich, Guido: Die Änderungen im Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen, NVwZ 2005, S. 996 ff.
- Zettler, Michael / Pollehne, Falk: Ergebnisse aus dem Projekt "BeoFINO" (Ökologische Begleitforschung zur Windenergienutzung im Offshore Bereich der Nord- und Ostsee). Arbeitspaket 2: Prozesse im Nahbereich der Piles – Ostsee, Leibniz-Institut für Ostseeforschung Warnemünde, Januar 2006
- Zielke, W./Schaumann, P./ Gerasch, W./ Richwien, W./ Mittendorf, K./ Kleineidam, P / Uhl, A. (Forschungszentrum Küste Kolloquium): Projekt GIGAWIND: Bau und umwelttechnische Aspekte von Offshore-Windenergieanlagen. Hannover 2001, S. 79 ff.

II. Ausarbeitungen im Rahmen des FuE-Vorhabens

(nicht veröffentlicht)

Teilgutachten

- Buchholz, H./ Krüger, D.: Die Entwicklung einer Umweltstrategie für die Windenergienutzung auf See aus dem Blickwinkel der Raumordnung (Ergebnisbericht zum Arbeitskomplex „Offshore“: Teil Raumordnung), September 2006
- Buchholz, H./ Krüger, D.: Die Entwicklung einer Umweltstrategie für die Windenergienutzung an Land aus dem Blickwinkel der Raumordnung (Ergebnisbericht zum Arbeitskomplex „Onshore“: Teil Raumordnung), November 2006
- Klinski, S./ Schulte, M.: Rechtlicher Handlungsbedarf und Regelungsoptionen zur Verbesserung des Zulassungsinstrumentariums für Windparks im Offshore-Bereich (Ergebnisbericht zum Arbeitskomplex „Offshore“: Rechtliche Fragen), November 2006
- Klinski, S./ Schulte, M.: Rechtlicher Handlungsbedarf und Regelungsoptionen zur Verbesserung des Zulassungsinstrumentariums für Windparks im Onshore-Bereich (Ergebnisbericht zum Arbeitskomplex „Onshore“: Rechtliche Fragen), November 2006
- Nehls, G.: Ökologische Fragen im Zusammenhang mit der Planung von Offshore-Windparks - Ergebnisbericht zum Arbeitskomplex „Offshore“: Ökologische Aspekte, Oktober 2006

Nehls, G.: Ökologische Konflikte beim Ausbau der Windenergienutzung an Land unter besonderer Berücksichtigung des Ersatzes alter Anlagen durch leistungstärkere neue (Re-powering), Dezember 2006

Rehfeldt, K./ Geile, A.-K. / Wallasch, J. (Deutsche WindGuard): Energiewirtschaftlich-technisches Teilgutachten zur Windenergienutzung auf See (Ergebnisbericht zum Arbeitskomplex „Offshore“: Energiewirtschaftlich-technische Fragen), Oktober 2006

Rehfeldt, K./ Geile, A.-K. / Wallasch, J. (Deutsche WindGuard): Energiewirtschaftlich-technisches Teilgutachten zur Windenergienutzung an Land (Ergebnisbericht zum Arbeitskomplex „Onshore“: Energiewirtschaftlich-technische Fragen), Dezember 2006

Gesonderte Stellungnahmen

Klinski, S. / Rehfeldt, K.: Planung und Bau von vorgelagerten Netzen zum Anschluss von Offshore-Windparks: Erfordernisse und Gestaltungsoptionen, März 2006

Rehfeldt, K./ Klinski, S.: Eckpunktepapier über Regelungen zur Sicherstellung ausreichender Übertragungskapazitäten für Strom aus erneuerbaren Energien, August 2004

Schulte, M.: Problematik „Abweichungsgesetzgebung“, Stellungnahme im Rahmen des vorliegenden Forschungsvorhabens, Januar 2006

Schulte, M./ Klinski, S.: Die im Entwurf zum EAG Bau vorgesehenen Regelungen zur Windenergie: Problemanalyse und Lösungsvorschläge aus rechtlicher Sicht, März 2004

Schulte, M./ Klinski, S.: Verfassungs- und gemeinschaftsrechtliche Tragfähigkeit einer Verpflichtung zum Ausbau von Fernleitungsnetzen zum Zwecke der Übertragung von Strom aus erneuerbaren Energien mit Umlagefinanzierung, September 2004

Schulte, M./ Risch, J./ Risch, B.: Die Abstimmung mit der Rohstoffgewinnung in der AWZ, September 2005

Schulte, M. / Risch, J./ Risch, B.: Die Abstimmung zwischen Bund und Ländern, September 2005

Schulte, M./ Risch, J. / Risch, B.: Die Neuregelung des Anlagenzulassungsrechts, September 2005