

Nutzung der Meeresenergie in Deutschland

Endbericht

Nutzung der Meeresenergie in Deutschland

Endbericht

Ecofys

Dipl.-Ing. Jens Bömer
Dipl.-Wi.-Ing. Nils Brodersen
Dipl.-Geogr. Daniel Hunke
Dipl.-Geogr. Vivian Schüler

GKSS

Dr. Heinz Günther
Dr. Ralf Weisse

GGSC

Dr. Jochen Fischer
Martin Schäffer
Hartmut Gaßner

März 2010

© Ecofys 2010 / PPSMDE082434

Im Auftrag von:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH, 03MAP140

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den
Autoren und spiegelt nicht in allen Teilen die Meinung des BMU wieder.

Kurzfassung der Studie

Hintergrund und Fragestellungen

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil Erneuerbarer Energien (EE) an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen. Der größte Teil der zukünftigen Stromerzeugung aus EE wird durch die Windenergienutzung an Land und auf See bereitgestellt werden. Weitere Beiträge werden durch Nutzung der Biomasse, Wasserkraft, Solarenergie und Geothermie geleistet.

Die Nutzung der Meeresenergie¹ spielt im heutigen deutschen EE-Mix keine Rolle; Meeresenergieanlagen sind in Deutschland heute nicht installiert. Mit Blick auf das 30 Prozent-Ziel für das Jahr 2020 und die danach kontinuierliche weitere Erhöhung des Anteils EE an der Stromversorgung gilt das Potenzial in der deutschen Nord- und Ostsee als gering. Die Meeresenergienutzung findet keine Erwähnung in den zentralen EE-Ausbauszenarien, wie z.B. in den sogenannten Leitszenarien des BMU. Industrielle und öffentlich geförderte Forschungs- und Entwicklungsvorhaben beschränken sich in aller Regel auf die Entwicklung von Anlagen, deren Märkte außerhalb Deutschlands liegen. Im Rahmen der Förderung der Forschung und Entwicklung im Bereich Erneuerbarer Energien hat das Bundesumweltministerium in der Vergangenheit einzelne Vorhaben in dem Bereich gefördert.

Vor dem Hintergrund der signifikanten Fortschritte im Anlagendesign und der Erprobung von Prototypen, die in den vergangenen Jahren im Ausland erzielt werden konnten liegt ein Schwerpunkt der Studie in der Darstellung des aktuellen technologischen Entwicklungsstandes bei der Meeresenergie. Außerdem liefert die Studie erstmals flächendeckende Potenzialkarten für das theoretische Potenzial der Wellen- und Strömungsenergie in der deutschen Nord- und Ostsee.

Untersuchungen zum technischen Potenzial der Nutzung der Meeresenergie werden auch heute noch dadurch erschwert, dass sich die Nutzung der Meeresenergie im Unterschied zur Nutzung der Windenergie² – auch weltweit – bislang überwiegend im Forschungsstadium befindet. Dies äußert sich unter anderem in der hohen Anzahl verschiedener Konzepte zur Nutzung der Meeresenergie und der bis heute ausgebliebenen Konvergenz auf einige vielversprechende Technologien³. Zusätzlich sind die – überwiegend im Ausland – entwickelten Konzepte nicht auf die in der deutschen Nord- und Ostsee vorherrschenden Wellen- und Strömungsregime optimiert, so dass sie in Deutschland nicht effizient eingesetzt werden können. Ohne eine genaue Kenntnis der technischen Eigenschaften von möglicherweise geeigneten Technologien ist die Berechnung des technischen Potenzials, ausgehend vom theoretischen Potenzial in Deutschland, nicht belastbar möglich.

Mittlerweile beschäftigen sich dennoch mehrere deutsche Unternehmen aus dem Bereich des Energieanlagenbaus sowie einige Energieversorgungsunternehmen mit der Nutzung der Meeresenergie oder haben zukünftige Aktivitäten angekündigt. Dieses Engagement erfolgt fast ausschließlich außerhalb Deutschlands; das Interesse dieser Unternehmen liegt in dem als sehr groß bewerteten weltweiten Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie begründet.

Angesichts dieses Engagements stellt sich die Frage, wie sich die Potenziale tatsächlich darstellen und ob der Industrie in Deutschland ggf. geeignete naturräumliche

¹ d. h. Energie aus Tidenhub, Wellen, Strömung, Salzgradienten und Temperaturgradienten

² Für die landbasierte Nutzung der Windenergie kann bereits auf viele Jahre Erfahrung zurückgegriffen werden und für ihre seebasierte Nutzung in Deutschland werden heute bereits erste Erfahrungen mit dem Offshore-Testfeld „alpha ventus“ gesammelt.

³ So zeigen ursprünglich für aussichtsreich befundene Konzepte, wie zum Beispiel die portugiesische Wellenenergieanlage PELAMIS mit ihren drei vor der portugiesischen Küste errichteten Prototypen, unerwartete Probleme; die Herausforderungen, die mit den Technologien zur Nutzung der Meeresenergie verbunden sind, sind immer noch immens.

Rahmenbedingungen in der deutschen Nord- und Ostsee zumindest für die standortnahe Erprobung von Testanlagen und Prototypen an vereinzelt Standorten zur Verfügung stehen. Die damit verbundene Hoffnung ist, die notwendigen Grundlagen zur Erschließung der vermuteten großen Exportpotenziale zu schaffen.

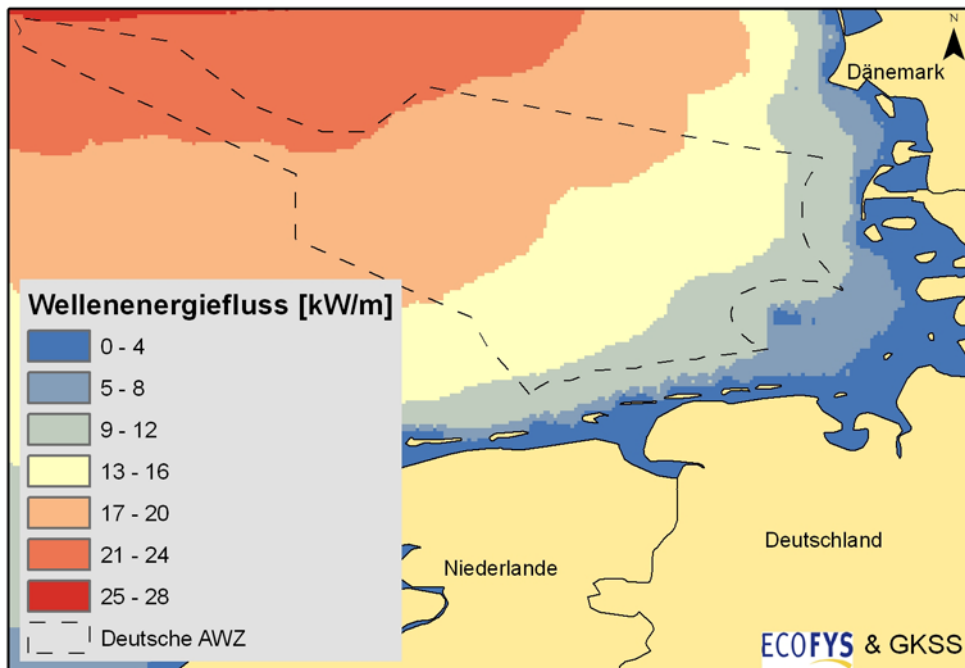
Möglichkeiten zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland

Zur Beantwortung der Frage nach geeigneten Standorten wurde zunächst für die Meeresenergieformen Tidenhub, Wellen, Strömung, Salzgradient und Temperaturgradient das theoretische Potenzial in Nord- und Ostsee ermittelt.

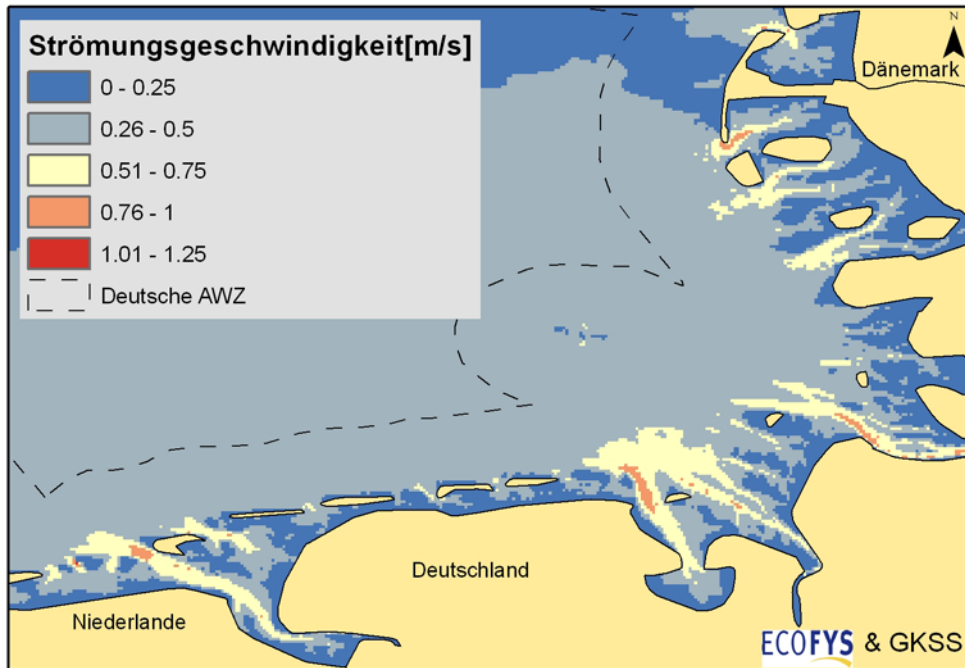
In der Studie wurde das theoretische Potenzial zur Nutzung des Tidenhubs, der Wellen- und der Strömungsenergie auf Basis der langjährigen Zeitreihen des coastDat Datensatzes des GKSS Instituts für Küstenforschung bestimmt (zur Datenbasis, siehe Tabelle). Das theoretische Potenzial zur Nutzung von Salzgradienten und Temperaturgradienten wurde aus öffentlich zugänglichen Quellen bewertet.

Art	Region	Zeitraum	Räumliche Auflösung	Zeitliche Auflösung
Tidenhub	Nordsee	1958-2003	Variabel, bis zu 100 m im Küstenbereich	Stündlich
Wellen	Nordsee	1958-2007	5,5 x 5,5 km	Stündlich
	Ostsee	1958-2002	5,5 x 5,5 km	Stündlich
Strömung	Nordsee	1958-2003	Variabel, bis zu 100 m im Küstenbereich	Stündlich

Für Strömung und Wellen stellen die folgenden Abbildungen das flächendeckende theoretische Potenzial in der deutschen Nordsee dar.



Langjährige Mittelwerte des Wellenenergieflusses [kW/m] im Bereich der Deutschen Bucht, ermittelt auf Grundlage des coastDat Datensatzes.



Langjährige Mittelwerte der der tiefengemittelten Strömungsgeschwindigkeiten [m/s] im Bereich der Deutschen Bucht, ermittelt auf Grundlage stündlicher Werte des coastDat Datensatzes.

Für die Bewertung, inwieweit das theoretische Meeresenergiepotenzial technisch nutzbar ist, wurden umfangreiche Recherchen zum Stand der Technik aller Meeresenergieanlagentypen durchgeführt. Eine Synopsis der relevanten Wellen- und Strömungsanlagentypen ist im folgenden Diagramm dargestellt.

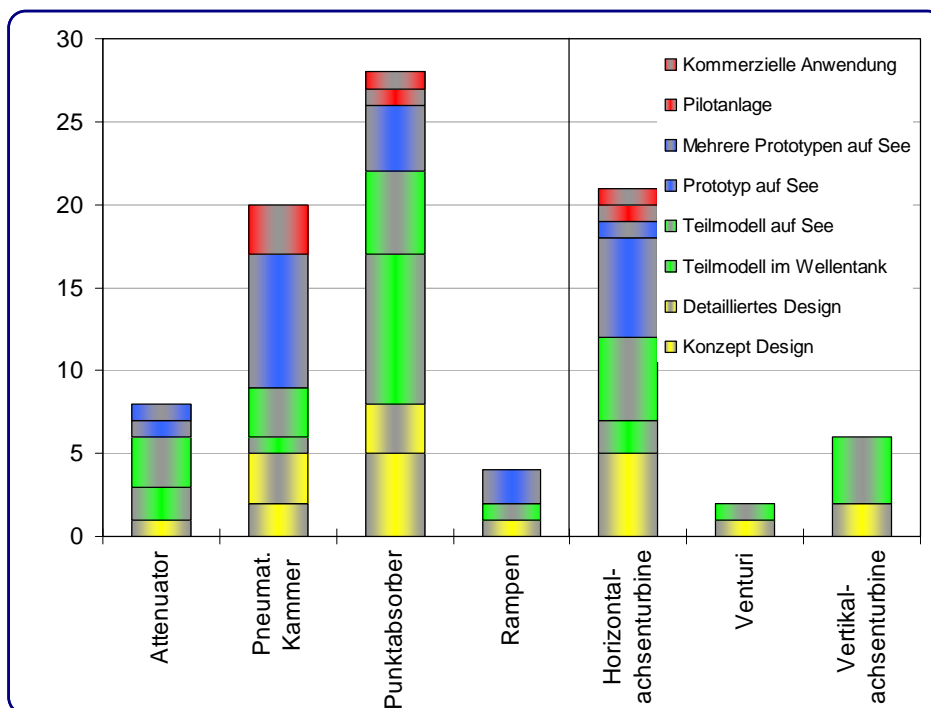
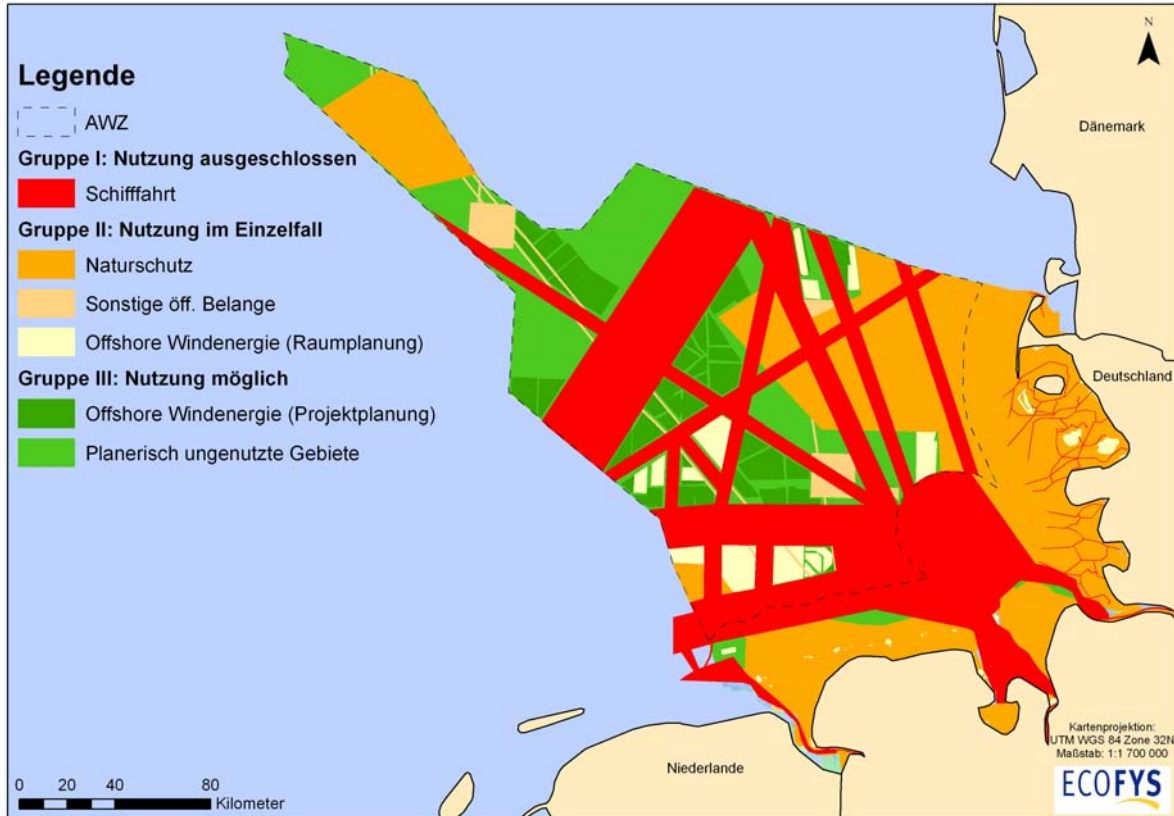


Diagramm zum Überblick des technischen Entwicklungsstatus der Wellenenergie- und Strömungsenergienutzung. Eigene Darstellung.

Für die Bewertung, inwieweit konkurrierende Nutzungen in der deutschen Nord- und Ostsee sowie die Anliegen des Naturschutzes mögliche Standorte einschränken, an denen Meeresenergie technisch nutzbar wäre, wurden GIS-basierte großmaßstäbliche Untersuchungen des Raumes durchgeführt. Die folgende Abbildung stellt die drei hiervon abgeleiteten Flächengruppen (I-III) räumlich dar.



Räumliche Darstellung und Gruppierung von Nutzungsformen und Anliegen des Naturschutzes die mit der Nutzung von Meeresenergie konkurrieren

Die Untersuchungsergebnisse werden für die einzelnen Energieformen im Folgenden zusammengefasst.

Tidenhub

Unter Berücksichtigung konkurrierender Nutzungen und der Anliegen des Naturschutzes besteht kein Potenzial zur Nutzung des Tidenhubs in Deutschland. Insbesondere Schifffahrt und Naturschutz schließen die Nutzung des bereits geringen theoretischen und technischen Potenzials aus. Das technische Potenzial ist im Vergleich mit anderen Ländern so gering ist, dass es nicht gerechtfertigt erscheint, trotz der erheblichen Nutzungskonkurrenzen Projekte in Deutschland zu realisieren.

Wellen

Ausgehend vom theoretischen Potenzial und dem Stand der Technik zeigt die Analyse, dass in der AWZ der Nordsee ein geringes technisches Potenzial zur Nutzung der Wellenenergie besteht. Mit Blick auf das Potenzial unter Berücksichtigung von konkurrierenden Nutzungen und den Anliegen des Naturschutzes lassen sich vielversprechende Standorten finden, an denen eine Nutzung möglich (Gruppe III) oder nach Einzelfall-

prüfungen und Abwägung der konkurrierenden Nutzungen (Gruppe II) zu erwägen ist. Diese Standorte befinden sich jedoch sehr weit (etwa ab 80 bis zu 350 km) von der Küste entfernt in den nordwestlichen Teilen der AWZ. Einige Standorte mit vergleichsweise geringem Potenzial (400 – 500 Volllaststunden bei Nutzung der WaveDragon Technologie) befinden sich im Küstenmeer vor den ostfriesischen Inseln.

Strömung

Das technische Potenzial zur Nutzung der Strömungsenergie in Deutschland liegt durchweg in küstennahen Gebieten mit Nutzungen der Gruppen I oder II. Ein großer Teil des Potenzials ist somit aufgrund der auftretenden Nutzungskonkurrenzen und gerade auch aufgrund der Anliegen des Naturschutzes nicht zu heben. An Standorten an denen eine Nutzung möglich scheint, ist stets eine Einzelfallprüfung notwendig, ob und unter welchen Bedingungen eine Strömungsenergieanlage genehmigungsfähig ist.

Salzgradient

Die Elbe besitzt das größte und vermutlich einzig nennenswerte theoretische Potenzial zur Nutzung des Salzgradienten in Deutschland. Aufgrund der breiten Brackwasserzone von rund 80 km ist dieses Potenzial jedoch technisch nur eingeschränkt nutzbar. Erschwerend kommen die großen Wassermengen hinzu, die für eine energetisch relevante Nutzung des Salzgradienten aus der Elbe entnommen werden müssten. Aufgrund der hauptsächlich landseitigen Inanspruchnahme von Raum sind seeseitige Nutzungskonflikte für Anlagen zur energetischen Nutzung des Salzgradienten sehr gering. Außerdem werden von der punktuellen Einleitung von Brackwasser mit Blick auf das dynamische System des Küstenmeeres keine ökologischen Auswirkungen erwartet. Letztlich ist jedoch das ökologische Potenzial der Anlagen zur energetischen Nutzung des Salzgradienten genauso gering wie das technische Potenzial. Daraus wird deutlich, dass die Nutzung der Osmoseenergie in Deutschland nicht sinnvoll erscheint.

Temperaturgradient

Technisch sind Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Anlagen heute umsetzbar, allerdings sind nur sehr geringe Wirkungsgrade erzielbar. In der deutschen Nordsee und Ostsee liegen die auftretenden Temperaturgradienten weit unterhalb von 20 K. Daher ist die Nutzung von OTEC-Anlagen hier nicht möglich. Das Potenzial unter Berücksichtigung der Nutzungskonkurrenzen und der Anliegen des Naturschutzes ist damit ebenfalls vernachlässigbar.

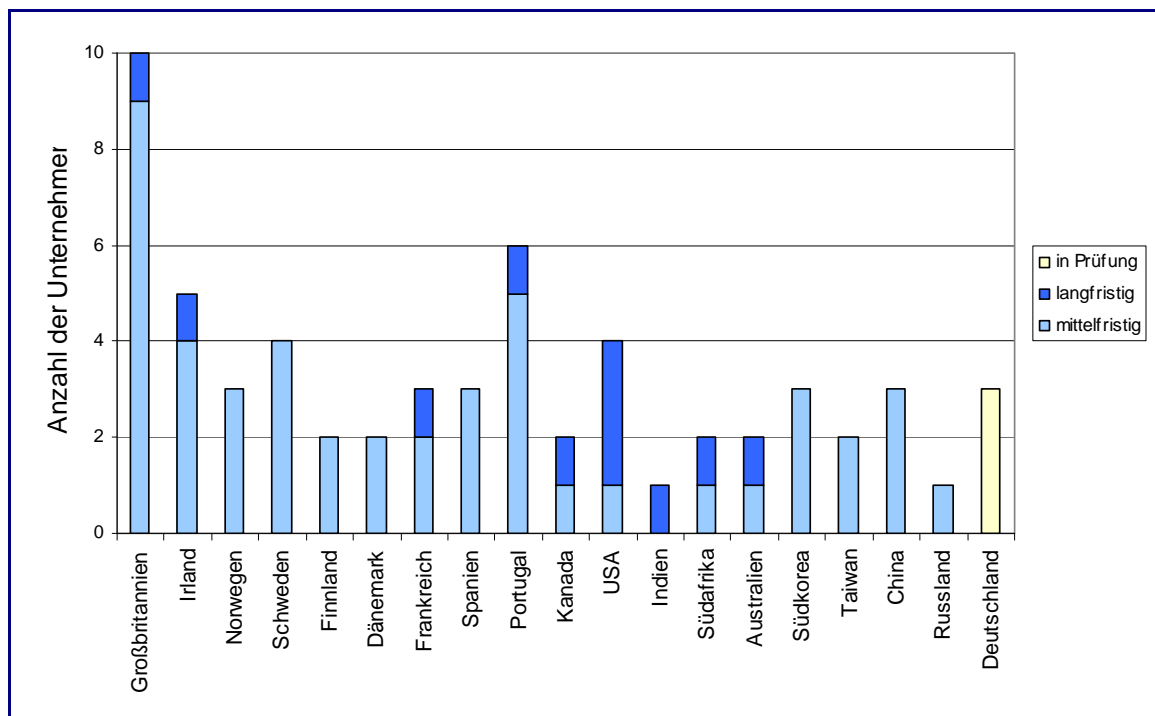
Insgesamt bestätigt die Analyse, dass das theoretische Potenzial für die Nutzung der Meeresenergie in Deutschland sowohl im Vergleich zu anderen Standorten auf der Welt als auch mit Blick auf die deutschen Ziele für den Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung gering ist. Allein das Potenzial des Tidenhubs, der Wellen- und der Strömungsenergie scheint an einzelnen Standorten kleinere Anwendungen zur Erprobung von Technologien möglich zu machen.

Eine quantitative Berechnung des technischen Potenzials beim Einsatz von zukünftig auf deutsche Gewässer angepassten Wellen- und Strömungsenergieanlagen ließ die Methodik der Studie nicht zu. Eine qualitative Bewertung der Potenziale zur Nutzung der verschiedenen Formen der Meeresenergie ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial	Potenzial nach Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen
Tidenhub	Gering	Gering	Praktisch ausgeschlossen
Welle	Gering: küstenfern	Sehr gering	Sehr gering
Strömung	Gering: Seegatten, Ästuar	Sehr gering	Praktisch ausgeschlossen
Salzgradient	Extrem gering	Nicht vorhanden	Nicht vorhanden
Temperaturgradient	Nicht vorhanden	Nicht vorhanden	Nicht vorhanden

Chancen für die deutsche Industrie im Ausland

Nachdem in der Deutschen Nord- und Ostsee bestenfalls geringe Potenziale festgestellt wurden, gewinnt vor allem die Teilfrage nach dem Exportpotenzial deutscher Technologien an Bedeutung. Diese Frage wurde methodisch neben Literaturrecherche überwiegend durch eine Branchenumfrage beantwortet. Eine Übersicht über die in dieser Studie durch Unternehmensbefragung ermittelte Exportorientierung deutscher Unternehmen im Bereich Meeresenergie gibt die folgende Grafik.



Exportorientierung deutscher Unternehmen im Bereich Meeresenergie

Es wurde festgestellt dass Technologien, die in den deutschen Gewässern erprobt würden, nur stark eingeschränkt für den Export geeignet wären. Die folgenden Abschnitte erläuterten die Gründe hierfür.

Im internationalen Vergleich haben sich Großbritannien, die USA, Kanada und Portugal in Bezug auf die Forschung und Entwicklung im Bereich der Meeresenergie einen deutlichen Vorsprung erarbeitet. Dort bieten sich im Gegensatz zu Deutschland auch große Potenziale bei der Meeresenergienutzung.

Auch die Erprobung von Meeresenergieanlagen in deutschen Gewässern, die perspektivisch für den weltweiten Export, also für andere Wellen- und Strömungsverhältnisse entwickelt werden, bietet sich nur bedingt an. Die Anlagen müssen auf deutsche Regime ausgelegt und erprobt werden und sie eignen sich dann nicht zwingend für den Export in Länder mit höherem Wellen- oder Strömungsenergiepotenzial⁴. In Deutschland erprobte Meeresenergieanlagen könnten weder energetisch die Potenziale an anderen Standorten auf der Welt effizient ausschöpfen noch ließe sich dort ihr sicherer Betrieb gewährleisten.

Dies führt zu der Schlussfolgerung, dass die Erprobung von skalierten Pilot- oder Testanlagen in Deutschland nur beschränkte Aussagen über die Eignung der Anlagen in anderen Wellen- und Strömungsregimen zulässt. Auch ließen sich dadurch die Exportpotenziale nicht in nennenswerter Weise erhöhen.

Vielmehr erscheint eine gezielte Förderung einzelner Projekte im Ausland, an denen deutsche Unternehmen mit ausreichender Erfahrung beteiligt sind, die beste Strategie zu sein.

Zusätzlich zu dieser individuellen Förderung wird empfohlen, Kooperationen mit bestehenden Testfeldern für die Erprobung von Meeresenergieanlagen im Ausland anzustreben (z. B. Großbritannien, Portugal, Dänemark und Irland). Zwischenstaatliche Vereinbarungen könnten möglicherweise Türen für deutsche Unternehmen öffnen. Außerdem sollte die Unterstützung nationaler Normgebung und der aktiven Mitarbeit deutscher Expertinnen und Experten in der internationalen Normgebung mit Blick auf die Technologien zur Nutzung der Meeresenergie geprüft werden. Ohne diese Unterstützung können insbesondere deutsche kleine und mittelständische Unternehmen mit innovativen Konzepten ihre Interessen im strategisch wichtigen Bereich der Normgebung nicht ausreichend vertreten; daraus ergäben sich dann eventuell zusätzliche Barrieren für einen zukünftigen Eintritt in ausländische Märkte.

Unabhängig von den vergleichsweise geringen Potenzialen in Deutschland und den beschränkten Möglichkeiten des Technologieexportes wurden Aspekte zur Anpassung des deutschen Rechtsrahmens analysiert. Die Ergebnisse können bei Bedarf Hinweise geben, welche Anpassungen für eine geringe Entwicklung der Nutzung von Meeresenergie in Deutschland, notwendig sein könnten. Denn unbenommen der oben beschriebenen Ergebnisse sollte es Projektentwicklern deutscher Offshore-Windparks und Kooperationspartnern freistehen, in eigener Verantwortung Meeresenergieanlagen in der Nähe von Offshore-Windparks zu erproben und dadurch Kosten für den Netzanschluss von Meeresenergieanlagen zu reduzieren.

Mit Blick auf eine dann notwendige Vermeidung konkurrierender Nutzungen in der deutschen AWZ hält die Studie fest, dass die Seeanlagenverordnung einen ausreichenden Rechtsrahmen bietet und keiner wesentlichen Anpassungen bedarf. Auch im Küstenbereich können aufgrund des geltenden Rechts ohne weiteres Meeresenergieanlagen geplant und errichtet werden. Um das gemäß der Studie geringe Potenzial von Meeresenergieanlagen rechtlich nicht noch weiter zu schmälern, bieten sich jedoch – gewissermaßen als positive Impulse – einige Erleichterungen und Klarstellungen zugunsten der Errichtung von Meeresenergieanlagen an.

Die Ausweisung von Pilotflächen „Meeresenergie“ könnte neben einer politischen Signalwirkung auch eine positive Steuerwirkung entfalten. Dem Begriff nach würde es sich dabei nicht notwendiger Weise um Flächen mit besonders hohem theoretischen Potenzial handeln müssen, da der Forschungs- und Demonstrationscharakter im Vordergrund stünde. Es sollte jedoch nochmals betont werden, dass Erkenntnisse, die in den deutschen Gebieten mit geringem Potenzial gewonnen werden, nicht unmittelbar auf die Entwicklung von Meeresenergieanlagen für Standorte mit wesentlich besseren natürlichen Parametern aus Sicht der Meeresenergienutzung übertragbar

⁴ Hier liegt ein wesentlicher Unterschied zur Windenergie, bei der durch eine überschaubare Anzahl an Windenergieanlagentypen ein weltweiter Massenmarkt mit hohen Stückzahlen beliefert werden kann.

sind. Deshalb wären die detaillierteren Regelungen – wie beispielsweise die Entwicklung von BSH-Standards – auch nur im Falle eines größeren Bedarfs empfehlenswert.

In jedem Fall müsste vor einer möglichen Ausweisung von Pilotflächen „Meeresenergie“ die Frage des Netzanschlusses geklärt werden. Die Leistung von Meeresenergieanlagen wird mittelfristig so gering bleiben, dass die Nutzung der Hochspannungs-Übertragungssysteme der Offshore-Windenergie wirtschaftlich nicht vertretbar wäre. Es erscheint aber technisch durchaus möglich, Prototypen und Demonstrationsanlagen zur Nutzung der Meeresenergie an die Niederspannungsseite von Offshore-Umspannwerken anzuschließen, ohne die notwendigen Kapazitäten wesentlich zu erhöhen. Die damit verbundenen Kosten hätte dann der Projektentwickler zu tragen.

Mit Blick auf die häufig diskutierte Synergieeffekte zur optimierten Auslastung eines Netzanschlusses durch die Offshore-Windenergie und Meeresenergie hält die Studie für die deutsche AWZ fest, dass der Zeitversatz zwischen dem Auftreten der Energieformen sowie die räumliche Korrelation zwischen einer Energieform an unterschiedlichen Standorten keine nennenswerten Synergieeffekte aufzeigen. Die Studie hat aber auf diese Untersuchungen keinen Schwerpunkt gelegt, so dass eine genauere Analyse dieser Effekte empfohlen wird.

Weiterer Untersuchungsbedarf wird in der Berechnung des technischen Potenzials beim Einsatz von Wellen- und Strömungsenergieanlagen gesehen, die besser auf die deutschen Gewässer angepasst wurden. Solche Berechnungen ließ die Methodik dieser Studie nicht zu.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Hintergrund	1
1.2	Schwerpunkte dieser Studie	2
1.3	Struktur des Berichts	2
	Teil A: Möglichkeiten zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland	5
2	Methodisches Vorgehen	7
2.1	Überblick	7
2.2	Bestimmung des Theoretischen Potenzials.....	9
2.3	Darstellung Stand der Technik	14
2.4	Bestimmung des technischen Potenzials.....	15
2.5	Bestimmung des ökologischen Potenzials durch Bewertung von Nutzungskonkurrenzen	19
3	Tidenhub	29
3.1	Bestimmung des Theoretischen Potenzials.....	29
3.2	Stand der Technik.....	32
3.3	Bestimmung des technischen Potenzials.....	34
3.4	Nutzungskonkurrenzen	34
3.5	Zwischenergebnis	35
4	Wellen	37
4.1	Bestimmung des Theoretischen Potenzials.....	37
4.2	Stand der Technik.....	44
4.3	Bestimmung des technischen Potenzials.....	55
4.4	Nutzungskonkurrenzen	63
4.5	Zwischenergebnis	65

5	Strömung	67
5.1	Bestimmung des Theoretischen Potenzials.....	67
5.2	Stand der Technik.....	71
5.3	Bestimmung des technischen Potenzials.....	77
5.4	Zusätzliche Bemerkungen	84
5.5	Nutzungskonkurrenzen	85
5.6	Zwischenergebnis	87
6	Salzgradient	89
6.1	Bestimmung des Theoretischen Potenzials.....	89
6.2	Stand der Technik.....	89
6.3	Bestimmung des technischen Potenzials.....	91
6.4	Nutzungskonkurrenzen	92
6.5	Zwischenergebnis	93
7	Temperaturgradient	94
7.1	Bestimmung des Theoretischen Potenzials.....	94
7.2	Stand der Technik.....	95
7.3	Zwischenergebnis	95
8	Stromgestehungskosten und Kostendegressionspotenziale von Meeresenergieanlagen	96
8.1	Stromgestehungskosten.....	96
8.2	Kostendegressionspotenziale	96
8.3	Zwischenergebnis	97
9	Synergieeffekte	99
9.1	Methodisches Vorgehen	99
9.2	Qualitative Abschätzung von Synergieeffekten	99
9.3	Quantitative Abschätzung von Synergieeffekten	103
9.4	Zwischenergebnis	107
10	Rechtliche Rahmenbedingungen	109

Teil B: Stand der Forschungs- und Entwicklung zur Nutzung der Meeresenergie am Industriestandort Deutschland und Chancen für die deutsche Industrie im Ausland	159
11 Problemstellung	161
12 Weltweites Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie	162
12.1 Tidenhub	162
12.2 Wellen	163
12.3 Strömung	164
12.4 Salzgradient.....	165
12.5 Temperaturgradient	165
12.6 Zwischenergebnis	165
13 Methodisches Vorgehen	167
13.1 Fragebogen.....	167
13.2 Verteiler	167
13.3 Bewertung der Rückläufe	168
14 Arbeitsgruppen zum Thema Meeresenergie in Deutschland	171
14.1 IEA Implementing Agreement „Ocean Energy Systems“.....	171
14.2 DWA AG WW 6.3 „Maritime Wasserkraft“	172
14.3 DKE GK 385 „Meeresenergie-, Meeresströmungs-, Wellen- und Gezeiten-Kraftwerke“	172
14.4 Gesellschaft für Maritime Technik (GMT)	174
14.5 Zwischenergebnis	175
15 Stand der Forschungs- und Entwicklung zur Nutzung der Meeresenergie am Industriestandort Deutschland	177
15.1 Umsatz und Beschäftigung im Bereich Meeresenergie in Deutschland	177
15.2 Generelles Engagement deutscher Unternehmen im Bereich Meeresenergie.....	177
15.3 Entwicklungsstand deutscher Technologie im Bereich Meeresenergie	178
15.4 Marktreife deutscher Technologie im Bereich Meeresenergie	179
15.5 Zwischenergebnis	179
16 Chancen für die deutsche Industrie im Ausland	181
16.1 Exportorientierung	181

16.2	Marktentwicklung	182
16.3	Entwicklungstrends	183
16.4	Notwendige Rahmenbedingungen	185
16.5	Zwischenergebnis	193
17	Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick	195
17.1	Teil A: Nutzung der Meeresenergie in Deutschland	195
17.2	Teil B: Stand der Forschungs- und Entwicklung zur Nutzung der Meeresenergie am Industriestandort Deutschland und Chancen für die deutsche Industrie im Ausland	214
17.3	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	216
17.4	Ausblick	218
	Literaturangaben	221
	Anhang	229
	Anhang A Tidebecken im Bereich des Nordfriesischen sowie des Ostfriesischen Wattenmeeres	231
	Anhang B Detaillierte Beschreibung des CoastDat-Datensatzes	233
	Anhang C Exkurs: Mögliche Änderungen des Seegangsenergieangebots im Zuge des anthropogenen Klimawandels	235
	Anhang D Fragebogen der Branchenabfrage	241

Abbildungen

Abb. 1 - 1	Übersicht über die Bereiche von Teil A dieser Studie.....	3
Abb. 2 - 1	Übersicht über Schritte in Teil A	7
Abb. 2 - 2	Potenzialbegriffe nach Piot.....	8
Abb. 2 - 3	Zur Erstellung von coastDat verwendete Modellkette.	11
Abb. 2 - 4	Exemplarische Darstellung für den Grad der Übereinstimmung zwischen beobachteten (schwarz) und rekonstruierten (grün) Daten.Von oben nach unten: Vergleich von beobachteter (schwarz) und rekonstruierter (grün) signifikanter Wellenhöhe, T _{m02} Wellenperiode, mittlerer Wellenrichtung, Windgeschwindigkeit und Windrichtung an der Plattform K13- Alpha (53.22 N, 03.22 E). Quelle: [4].	12
Abb. 2 - 5	Streudiagramm zwischen beobachteten (x-Achse) und den in coastDat modellierten (y-Achse) stündlichen Wasserständen (oben) und Windstauhöhen (unten) an den Pegeln Borkum (links) und Cuxhaven (rechts).	13
Abb. 2 - 6	Änderung des Parkwirkungsgrads von Wellenenergieanlagen (q) abhängig von der dimensionslosen Größe kd, d.h. Quotienten aus Abstand zwischen zwei Einheiten (d) und Wirkungsbreite einer einzelnen Einheit (1/k).....	18
Abb. 2 - 7	Gruppierte Nutzungskonkurrenzen im Untersuchungsgebiet	23
Abb. 3 - 1	Langjähriger (1958-2007) mittlerer Tidenhub im Bereich der Deutschen Bucht.....	30
Abb. 3 - 2	Veränderungen von Teileinzugsgebietsgrenzen im Einzugsbereich der Osterems.	31
Abb. 3 - 3	Gezeitenkraftwerk. Luftaufnahme La Rance, Frankreich.	33
Abb. 4 - 1	Seegangsspektrum aus coastDat an der Position 55.5N; 0.5E am 15. Februar 1962 12:00 UTC. Die signifikante Wellenhöhe zum entsprechenden Zeitpunkt beträgt etwa 3.15 m; die mittlere Wellenrichtung etwa 161 Grad. Der Wind kommt aus 232 Grad mit etwa 12 m/s.	38
Abb. 4 - 1	Langjährige (1958-2007) Mittelwerte der signifikanten Wellenhöhe H _S und der Wellenperiode T _{m02} im Bereich der Deutschen Bucht.	39
Abb. 4 - 2	Langjährige (1958-2007) Mittelwerte der Energiedichte und des Energieflusses von Wellen im Bereich der Deutschen Bucht.	40
Abb. 4 - 3	Langjährige (1958-2002) Mittelwerte der signifikanten Wellenhöhe H _S und der Wellenperiode T _{m02} im Bereich der Deutschen Ostseeküste.	42
Abb. 4 - 4	Langjährige (1958-2002) Mittelwerte der Energiedichte und des Energieflusses von Wellen im Bereich der Deutschen Ostseeküste.	43

Abb. 4 - 5	Übersicht über den Entwicklungsstand von Attenuatoren zur Nutzung der Wellenenergie. Eigene Darstellung.....	45
Abb. 4 - 6	Attenuator. Schematische Darstellung (oben) und Foto (unten).	46
Abb. 4 - 7	Rampenanlage. Schematische Darstellung (oben) und Fotografie (unten).....	48
Abb. 4 - 8	Übersicht über den Entwicklungsstand von Rampen zur Nutzung der Wellenenergie.	48
Abb. 4 - 9	Pneumatische Kammer. Schematische Darstellung (oben) und Fotografie (unten).....	50
Abb. 4 - 10	Übersicht über den Entwicklungsstand von pneumatischen Kammern zur Nutzung der Wellenenergie.	51
Abb. 4 - 11	Prinzip eines Punktabsoberers (oben) und Fotografie eines Pilotprojektes (unten).....	52
Abb. 4 - 12	Übersicht über den Entwicklungsstand von Punktabsoberern zur Nutzung der Wellenenergie.....	53
Abb. 4 - 13	Übersicht über den Entwicklungsstand von Wellenenergiekonvertern.	54
Abb. 4 - 14	Leistungsmatrizen des Archimedes Wave Swing.	57
Abb. 4 - 15	Leistungsmatrizen des Wave Dragon.....	57
Abb. 4 - 16	Leistungsmatrizen des Pelamis.....	58
Abb. 4 - 17	Erzielbare jährliche Volllaststunden der Wellenenergieanlagen.	60
Abb. 4 - 18	Häufigkeitsverteilungen der erzielbaren Volllaststunden.	61
Abb. 4 - 19	Vergleich Leistungsmatrix Pelamis und Häufigkeitsverteilungen der Umgebungsparameter.	62
Abb. 4 - 20	Potenzial unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes des WaveDragon.....	66
Abb. 5 - 1	Langjährige (1958-2003) Mittelwerte der tiefengemittelten Strömung und der maximalen theoretischen Leistung im Bereich der Deutschen Bucht	68
Abb. 5 - 2	Langjährige (1958-2003) Mittelwerte der maximalen theoretischen Leistung; Werte der maximalen theoretischen Leistung in W/m^2 (links) und mittlere Wassertiefe in m (rechts) ermittelt auf Grundlage stündlicher Werte des coastDat Datensatzes.	70
Abb. 5 - 3	Horizontalachsentrurbine. Schematische Darstellung (links) und Fotografie (rechts).	72
Abb. 5 - 4	Übersicht über den Entwicklungsstand von Horizontalachsentrurbinen zur Nutzung der Wellenenergie.	73
Abb. 5 - 5	Vertikalachsentrurbine.	74
Abb. 5 - 6	Übersicht über den Entwicklungsstand von Vertikalachsentrurbinen zur Nutzung der Wellenenergie.....	75
Abb. 5 - 7	Übersicht über den Entwicklungsstand von Strömungsenergiekonvertern.....	76
Abb. 5 - 8	Leistungskennlinien Strömungsenergieanlage.....	79
Abb. 5 - 9	Erzielbare Volllaststunden der Strömungsenergieanlagen.....	83

Abb. 5 - 10	Kumulierte Häufigkeitsverteilungen der erzielbaren Volllaststunden (halblogarithmische Darstellung).	84
Abb. 6 - 1	Prinzip einer PRO-Anlage.	90
Abb. 6 - 2	Prinzip der einer RET-Anlage.	90
Abb. 7 - 1	Jahreszeitlicher Temperaturverlauf im Bereich des Arkonabeckens und mittlere Temperaturschichtung im Bereich der Deutschen Bucht	94
Abb. 7 - 2	Prinzip einer OTEC-Anlage	95
Abb. 9 - 1	Korrelation zwischen Zeitreihen der Wind- und Seegangsenergie basierend auf stündlichen Werten des Zeitraums 1958-2007 in Abhängigkeit von der Zeitverschiebung in der Nähe des Standortes des Windparks Alpha Ventus.	104
Abb. 9 - 2	Maximale Korrelation zwischen stündlichen Werten der Wind- und Seegangsenergie 1958-2007 innerhalb einer Zeitverschiebung von ± 24 Stunden an jedem Gitterpunkt des coastDat Datensatzes (oben) sowie Zeitverschiebung in Stunden, bei der diese maximale Korrelation auftrat (unten).	106
Abb. 9 - 3	Minimale Korrelation zwischen Zeitreihen der Windenergie an einem und der Seegangsenergie an allen anderen Gitterpunkten basierend auf monatlich kumulierten Werten 1948-2007 des coastDat Datensatzes.	107
Abb. 12 - 1	Mittlerer Tidenhub für unterschiedliche Regionen der Welt.	163
Abb. 12 - 2	Durchschn. jährl. Energieflüsse in kW/m für unterschiedliche Regionen der Erde.	164
Abb. 12 - 3	Vertikaler Temperaturgradient in der tropischen und subtropischen Zone.	165
Grafik 16 - 4	Exportorientierung deutscher Unternehmen im Bereich Meeresenergie	182
Abb. 16 - 5	Übersicht über den Stand der Wissenschaft im Bereich Meeresenergie-Technologie in ausgewählten Ländern (eigene Recherchen)	186
Abb. 17 - 1	Überblick des technischen Entwicklungsstatus der Wellenenergie- und Strömungsenergienutzung. Eigene Darstellung.	203
Abb. C - 1	Langjähriges Mittel 2071-2100 (oben: Szenario A2, Mitte: Szenario B2) des Wellenenergieflusses in kWh/m sowie die entsprechende Kontrollsimulation (unten).	237
Abb. C - 2	Absolute und prozentuale Änderungen des Wellenenergieflusses in den Szenarien A2 (jeweils oben) und B2 (jeweils unten).	239

Tabellen

Tab. 2 - 1	In coastDat vorhandene und im Folgenden verwendete Datengrundlage.	10
Tab. 3 - 1	Maximales theoretisches Potenzial (Leistung) und potentielle Energie des Tidenhubs verschiedener Tidebecken entlang der Deutschen Nordseeküste.	32
Tab. 4 - 1	Ausgewählte Technologien und mögliche Anwendungsgebiete.	55
Tab. 4 - 2	Übersicht über vorhandene Datenbasis Wellenenergie.	56
Tab. 5 - 1	Strömungsgeschwindigkeiten in der Ostsee im Bereich der Deutschen AWZ nach BSH (2008).	71
Tab. 5 - 2	Ausgewählte Technologien und mögliche Anwendungsgebiete.	77
Tab. 5 - 3	Übersicht über vorhandene Datenbasis Strömungsenergie.	78
Tab. 6 - 1	Mittlere Abflüsse großer im Bereich der Deutschen Küsten in Nord- und Ostsee mündenden Flüsse.	89
Tab. 12 - 1	Mittlerer Tidenhub in m für besonders vielversprechende Standorte der Welt. [30]	162
Tab. 13 - 2	Übersicht über die Verteilung der Fragebögen auf die Arten der angeschriebenen Institutionen	169
Tab. 16 - 3	Vor- und Nachteile der zwei genannten Ansätze zur Förderung von Demonstrationsvorhaben zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland.	188
Tab. 16 - 4	Übersicht über Länder mit spezieller Förderung der Meeresenergien nach [56] und eigenen Recherchen	190
Tab. 16 - 4	Fortsetzung.	191
Tab. 2 - 1	In coastDat vorhandene und im Folgenden verwendete Datengrundlage.	195
Tab. 3 - 1 (Auswahl)	Maximales theoretisches Potenzial (Leistung) und potentielle Energie des Tidenhubs verschiedener Tidebecken entlang der Deutschen Nordseeküste.	196
Tab. 12 - 1	Mittlerer Tidenhub in m für besonders vielversprechende Standorte der Welt.	196
Tab. 6 - 1	Mittlere Abflüsse großer im Bereich der Deutschen Küsten in Nord- und Ostsee mündenden Flüsse	198
Tab. 17 - 1	Ausgewählte Technologien und mögliche Anwendungsgebiete in Deutschland.	204
Tab. 17 - 2	Zusammenfassende Übersicht über die Potenziale der verschiedenen Meeresenergienformen in Deutschland.	209

Anhänge

Anhang A	Tidebecken im Bereich des Nordfriesischen sowie des Ostfriesischen Wattenmeeres	231
Anhang B	Detaillierte Beschreibung des CoastDat-Datensatzes	233
Anhang C	Exkurs: Mögliche Änderungen des Seegangsenergieangebots im Zuge des anthropogenen Klimawandels	235
Anhang D	Fragebogen der Branchenabfrage	241

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil Erneuerbarer Energien (EE) an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen [1]. Der größte Teil der zukünftigen Stromerzeugung aus EE wird durch die Windenergienutzung an Land und auf See bereitgestellt werden. Weitere Beiträge werden durch Nutzung der Biomasse, Wasserkraft, Solarenergie und Geothermie geleistet.

Bis heute spielt die Nutzung der Meeresenergie (d. h. Energie aus Tidenhub, Wellen, Strömung, Salzgradienten und Temperaturgradienten) im EE-Mix keine Rolle; Meeresenergieanlagen sind in Deutschland heute nicht installiert. Mit Blick auf das 30 Prozent-Ziel für das Jahr 2020 und die danach kontinuierliche weitere Erhöhung des Anteils EE an der Stromversorgung gilt das Potenzial in der deutschen Nord- und Ostsee als so gering, dass weder umfangreiche private oder öffentlich geförderte Forschungs- und Entwicklungsprogramme (FuE) noch energiepolitische Fördermaßnahmen zur Erzeugung von Strom aus Meeresenergie verfolgt werden.

Vor dem Hintergrund der signifikanten Fortschritte im Anlagendesign und der Erprobung von Prototypen, die in den vergangenen Jahren im Ausland erzielt werden konnten, liegt ein Schwerpunkt der Studie in der Darstellung des aktuellen technologischen Entwicklungsstandes bei der Meeresenergie. Beispielhaft seien in diesem Zusammenhang der vor der Küste Englands gebaute 300 kW Prototyp der Strömungsenergieanlage Seaflow-1 und die Installation der Strömungsenergieanlage SeaGen in Nordirland genannt. Bis heute wurden außerdem keine flächendeckenden Potenzialkarten für das theoretische Potenzial der Wellen- und Strömungsenergie in der deutschen Nord- und Ostsee veröffentlicht, die auf langjährigen und belastbaren Untersuchungen beruhen.

Untersuchungen zum technischen Potenzial der Nutzung der Meeresenergie werden weiterhin dadurch erschwert, dass sich die Nutzung der Meeresenergie im Unterschied zur Nutzung der Windenergie⁵ – auch weltweit – noch überwiegend im Forschungsstadium und nur stellenweise im Entwicklungs- oder Erprobungsstadium befindet. Dies äußert sich unter anderem in der hohen Anzahl verschiedener Konzepte zur Nutzung der Meeresenergie und der bis heute ausgebliebenen Konsolidierung auf einige vielversprechende Technologien. So zeigen ursprünglich für aussichtsreich befundene Konzepte, wie zum Beispiel die Wellenenergieanlage PELAMIS mit drei vor der portugiesischen Küste errichteten Prototypen, unerwartete Probleme und damit die großen Herausforderungen, die mit den Technologien zur Nutzung der Meeresenergie verbunden sind. Zusätzlich sind die überwiegend im Ausland entwickelten Konzepte nicht auf die in der deutschen Nord- und Ostsee vorherrschenden Wellen- und Strömungsregime optimiert worden, so dass sie sich nicht direkt in Deutschland einsetzen ließen. Ohne eine genaue Kenntnis der technischen Eigenschaften geeigneter Technologien ist im Übrigen die Berechnung des technischen Potenzials ausgehend vom theoretischen Potenzial in Deutschland nicht belastbar möglich.

Mittlerweile beschäftigen sich dennoch mehrere deutsche Unternehmen aus dem Bereich des Energieanlagenbaus sowie einige Energieversorgungsunternehmen mit der Nutzung der Meeresenergie oder haben zukünftige Aktivitäten angekündigt. Dieses Engagement erfolgt fast ausschließlich außerhalb Deutschlands; das Interesse dieser

⁵ Für die landbasierte Nutzung der Windenergie kann bereits auf viele Jahre Erfahrung zurückgegriffen werden und für ihre seebasierte Nutzung in Deutschland werden heute bereits erste Erfahrungen mit dem Offshore-Testfeld „alpha ventus“ gesammelt.

Unternehmen liegt in dem als sehr groß bewerteten weltweiten Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie begründet.

Angesichts dieses Engagements stellt sich die Frage, ob die ortsnahe Erprobung von Testanlagen und Prototypen an vereinzelt Standorten in der deutschen Nord- oder Ostsee möglich und sinnvoll wäre. Die damit verbundene Hoffnung ist, die notwendigen Grundlagen zur Erschließung der vermuteten großen Exportpotenziale schaffen, ähnlich wie dies Deutschland als Technologieführer bei der Nutzung der Windenergie an Land gelungen ist.

1.2 Schwerpunkte dieser Studie

Diese Studie legt einen Schwerpunkt darauf, eine wissenschaftliche Grundlage für eine Evaluierung der Möglichkeiten zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland zu schaffen. Dazu wird,

- das theoretische, technische und ökologische Potenzial der Meeresenergie in Deutschland untersucht;
- die Synergien, die sich aus einer Nutzung der Meeresenergie mit der Offshore-Windenergie in Deutschland ergeben würden, dargestellt;
- die Barrieren und Lücken im bestehenden Rechtssystem und der bestehenden Genehmigungspraxis, die für die Nutzung der Meeresenergie in Deutschland von Bedeutung sind, herausgearbeitet.

Diese Studie legt einen weiteren Schwerpunkt darauf, einen Überblick über den aktuellen Stand der Technik von Meeresenergieanlagen zu geben und eine qualitative Bewertung der Entwicklungspotenziale der unterschiedlichen Technologiegruppen vorzunehmen.

Durch die direkte Befragung von Expertinnen und Experten in deutschen Unternehmen und Institutionen, die sich mit der Meeresenergie beschäftigen, werden Hinweise gegeben auf:

- Vielversprechende Forschungsschwerpunkte, auch unter Berücksichtigung des in Deutschland identifizierten Meeresenergiepotenzials.
- Abschätzung von Exportpotenzialen, der Auswahl geeigneter Exporttechnologien und den notwendigen Rahmenbedingungen für die Erschließung ausländischer Märkte.

1.3 Struktur des Berichts

Der erste Teil der Studie (Teil A) befasst sich mit den Möglichkeiten zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland und gliedert sich in drei Abschnitte

- Potenzialbestimmung (theoretisches, technisches und Potenzial unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes, Kapitel 2-8)
- Synergieeffekte (Kapitel 9) und
- Rechtliche Rahmenbedingungen (Kapitel 10).

Abb. 1 - 1 zeigt wie sich die Ergebnisse dieser drei Bereiche gegenseitig beeinflussen.

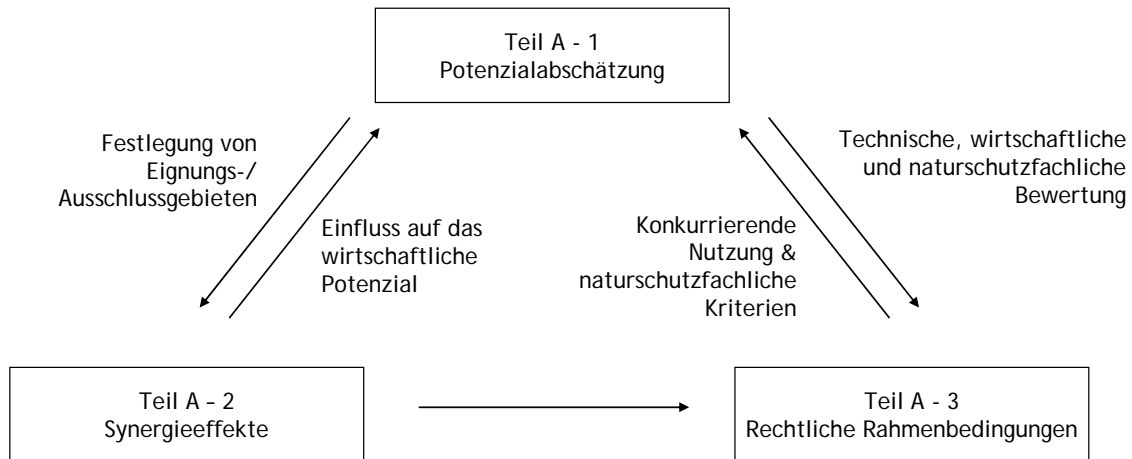


Abb. 1 - 1 Übersicht über die Bereiche von Teil A dieser Studie

In Teil A-1 wurden das theoretische und technische Potenzial unter Berücksichtigung der Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes der Meeresenergie in Deutschland abgeschätzt und evaluiert. Anschließend wurden im Teil A-2 die Synergien bewertet, die sich aus der gemeinsamen Nutzung der Meeresenergie mit der Offshore-Windenergie in Deutschland ergeben könnten. Aufbauend auf den Ergebnissen von Teil A-1 zur technischen, wirtschaftlichen und naturschutzfachlichen Bewertung bestimmter Technologien wurden in Teil A-3 die rechtlichen Rahmenbedingungen analysiert und insbesondere geprüft, ob das einschlägige Genehmigungsregime auch für die Zulassung von Meeresenergieanlagen in Deutschland geeignet wäre.

Der zweite Teil der Studie (Teil B) fasst den Stand der Forschungs- und Entwicklung zur Nutzung der Meeresenergie am Industriestandort Deutschland zusammen und untersucht die sich daraus ergebenden Chancen für die deutsche Industrie im Ausland.

Teil A

Möglichkeiten zur Nutzung von Meeresenergie in Deutschland

2 Methodisches Vorgehen

2.1 Überblick

In Teil A wird das technische Potenzial und das Potenzial unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes (im Folgenden kurz als „ökologisches Potenzial“ bezeichnet) für die Nutzung der Meeresenergie in Deutschland ermittelt. Mit „Meeresenergie“ werden dabei Energieformen wie Tidenhub, Wellen, Strömung, Salzgehalt und Temperaturgradient bezeichnet. Es sollte beachtet werden, dass Offshore-Windenergie im Rahmen dieser Studie nicht unter den Begriff „Meeresenergie“ gefasst wird.

Die Potenzialbestimmung in Teil A-1 unterteilt sich in fünf Schritte, deren Beziehungen zueinander in Abb. 2 - 1 dargestellt sind. Die Systematik und das Vorgehen folgt dabei den Potenzialbegriffen für erneuerbare Energien nach Piot [2] (siehe auch Abb. 2 - 2):

- 1. Schritt: Bestimmung des theoretischen Potenzials
- 2. Schritt: Darstellung des Stand der Technik
- 3. Schritt: Auswahl vielversprechender Meeresenergien/-anlagen
- 4. Schritt: Bestimmung des technischen Potenzials
- 5. Schritt: Bestimmung des Potenzials unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes („ökologisches Potenz.“)

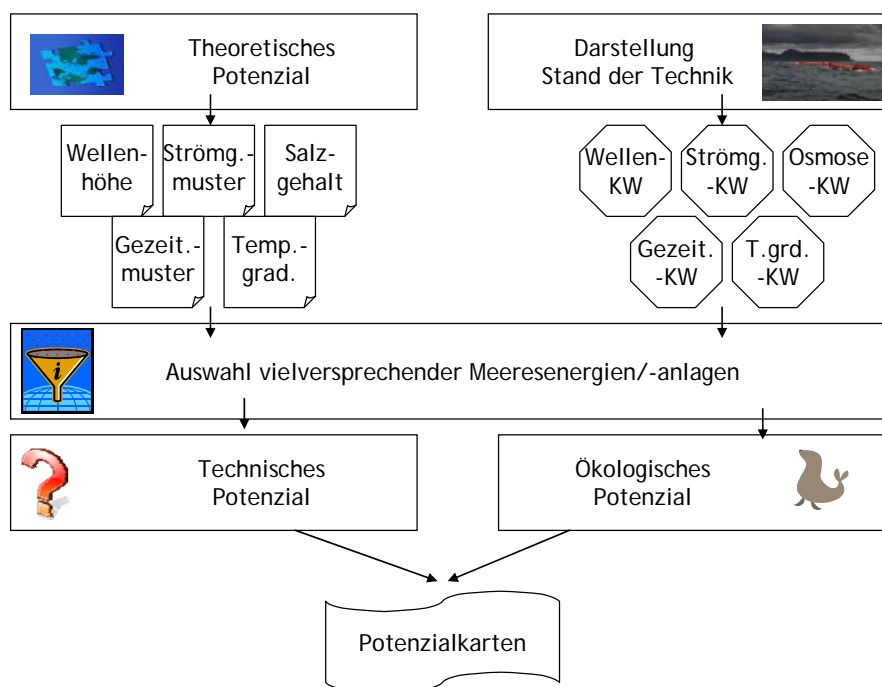


Abb. 2 - 1 Übersicht über Schritte in Teil A

Als Ergebnis werden für Meeresenergietechnologien, für deren Nutzung ein technisches Potenzial und ein Potenzial unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes in Deutschland identifiziert werden konnte, Potenzialkarten dargestellt.

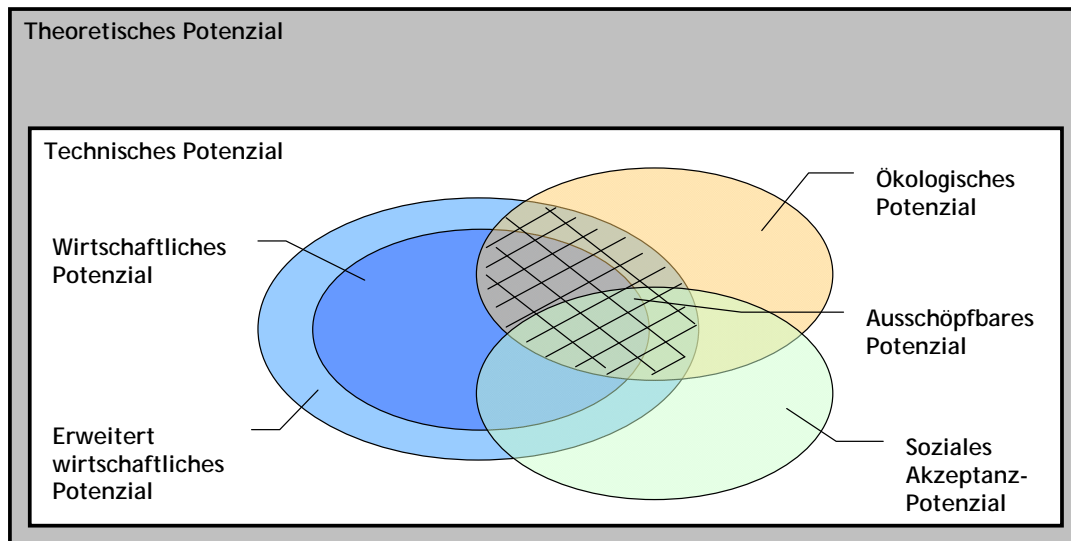


Abb. 2 - 2 Potenzialbegriffe nach Piot

Zum besseren Verständnis werden im Folgenden die Potenzialbegriffe nach Piot [2] auf die Meeresenergie übertragen:

Theoretisches Potenzial: Das theoretische Potenzial der Meeresenergie beschreibt das innerhalb einer gegebenen Region zu einem bestimmten Zeitpunkt beziehungsweise innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Meeresenergieangebot. Da es sich auch bei der Meeresenergie um jährlich stark fluktuierende Größen handelt, bezieht sich das theoretische Potenzial auf die aus dem coastDat-Datensatz abgeleiteten langjährigen Mittel des Meeresenergieangebots (siehe hierzu auch Abschnitt 2.2.2) [3].

Technisches Potenzial: Das technische Potenzial ist der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen der Meeresenergie-Technologien nutzbar ist. Für jede der zahlreichen unterschiedlichen Meeresenergie-Technologien ergibt sich daher ein eigenes technisches Potenzial.

Potenzial unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes („ökologisches Potenzial“): Das ökologische Potenzial ist der Anteil des technischen Potenzials (der jeweiligen Meeresenergie-Technologie), der zu keiner zusätzlichen permanenten (das heißt irreversiblen) Beeinträchtigung des Lebensraumes in Bezug auf Diversität und Wechselwirkungen sowohl zwischen den Lebewesen als auch zwischen Lebewesen und ihrer Umwelt führt.

Mit Blick auf das sehr frühe Entwicklungsstadium der Meeresenergie-Technologie besteht ein gewisser Interpretationsspielraum darüber, was als ökologisch vertretbar bezeichnet werden kann. Außerdem geht aus obiger Definition hervor, dass der heutige Zustand als Referenzzustand betrachtet wird. Gerade mit Blick auf mögliche Synergieeffekte zwischen Meeresenergieanlagen und Offshore-Windenergieanlagen, kann sich dieser Referenzpunkt unter Beachtung der entsprechenden gesetzlichen Anforderungen an den Umweltschutz verschieben (z. B. durch Bündelungseffekte). Schließlich ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass das ökologische Potenzial gemäß obiger Definition a priori nicht durch landschaftsästhetische Aspekte begrenzt wird.

Neben den o. g. und in dieser Studie verwendeten Potenzialbegriffen stehen das wirtschaftliche, das erweitert wirtschaftliche Potenzial und das ausschöpfbare Potenzial sowie das erwartete Potenzial und das Ausbaupotenzial.

Aus ökonomischer Sicht und gerade auch mit Blick auf die Ausgestaltung einer Förderung der Meeresenergie ist eine Unterscheidung zwischen erweitert wirtschaftlichem und wirtschaftlichem Potenzial sinnvoll. Das wirtschaftliche Potenzial ist der Anteil des technischen Potenzials, den man erhält, wenn die Gesamtkosten (Investition, Betrieb und Entsorgung einer Meeresenergieanlage) berechnet und in der gleichen Bandbreite liegen, wie die Gesamtkosten konkurrierender Systeme (z. B. konventionelle Kraftwerke bzw. Strommarktpreis). Das erweitert wirtschaftliche Potenzial erweitert das wirtschaftliche Potenzial dadurch, dass in die Gesamtkosten der Meeresenergieanlagen eine mögliche Förderung (z. B. EEG-Vergütung oder Zuwendungen für Forschung und Entwicklung) einbezogen werden.

Das erwartete Potenzial berücksichtigt auch soziale Akzeptanz-Probleme (z. B. landschaftsästhetische Aspekte) sowie mögliche weitere ökologische Effekte, die erst nach konkreten Beobachtungen vor Ort bestimmt werden könnten (z. B. für ein bestimmtes Forschungs- oder Demonstrationsprojekt). Das erwartete Potenzial wurde daher in dieser Studie nicht näher betrachtet.

Bis heute findet in Deutschland keine wesentliche Nutzung der Meeresenergie statt. Daher beschreiben alle o. g. Potenzialbegriffe das nicht realisierte Potenzial und können deshalb mit dem Ausbaupotenzial gleichgesetzt werden. Eine weitere Differenzierung zwischen dem realisierten und dem nicht realisierten Potenzial entfällt.

2.2 Bestimmung des Theoretischen Potenzials

2.2.1 Datenbasis

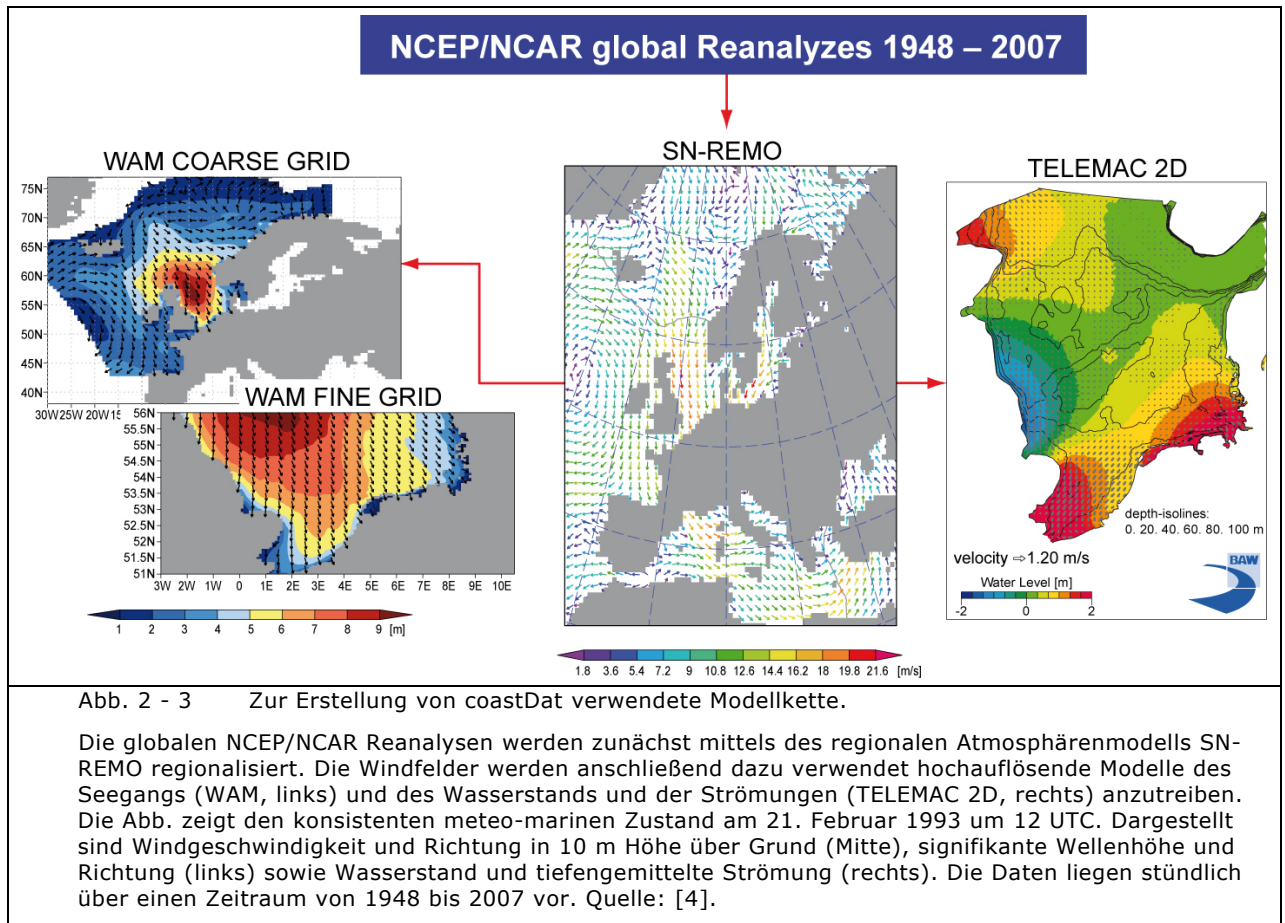
Zur Berechnung des theoretischen Potenzials der Meeresenergien in Deutschland wurde wo möglich auf den coastDat Datensatzes [4] des GKSS Instituts für Küstenforschung zurückgegriffen. Bei coastDat handelt es sich um einen konsistenten meteorologischen Datensatz mit hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung, der für viele Parameter mittlerweile für den Zeitraum 1958-2007 vorliegt. Der Datensatz wurde mit Hilfe numerischer Modelle und vorhandener Beobachtungsdaten erstellt. Einzelheiten sind in [4] und den darin angegebenen Referenzen zu finden. Tab. 2 - 1 gibt einen Überblick über die in coastDat vorhandene und im Weiteren verwendete Datengrundlage. Wurde auf andere Daten zurückgegriffen, so werden diese an den jeweiligen Stellen explizit erwähnt.

Tab. 2 - 1 In coastDat vorhandene und im Folgenden verwendete Datengrundlage.

Art	Region	Zeitraum	Räumliche Auflösung	Zeitliche Auflösung
Tidenhub	Nordsee	1958-2003	Variabel, bis zu 100 m im Küstenbereich	Stündlich
Wellen	Nordsee	1958-2007	5,5 x 5,5 km	Stündlich
	Ostsee	1958-2002	5,5 x 5,5 km	Stündlich
Strömung	Nordsee	1958-2003	Variabel, bis zu 100 m im Küstenbereich	Stündlich

2.2.2 Beschreibung des coastDat-Datensatzes

Zur Bewertung und Einschätzung des natürlichen Potenzials werden umfangreiche und lange Messreihen der entsprechenden ozeanographischen Größen wie Strömungsgeschwindigkeiten, Wasserstand, Wellenhöhe oder Wellenperioden benötigt. Solche Daten werden zwar routinemäßig in zunehmendem Umfang erhoben, stehen aber bisher nicht in ausreichender zeitlicher Länge und/oder räumlicher Auflösung zur Verfügung. Wie in der Meteorologie und der Ozeanographie wird deshalb auch in der Küstenforschung versucht, den physikalischen Zustand des Küstenmeeres über mehrere Jahrzehnte hinweg mit Hilfe von Modellen zu rekonstruieren. Dabei werden die Modelle in der Regel dazu verwendet, die wenigen vorhandenen Daten in Raum und Zeit mit Hilfe der in den Modellen verankerten physikalischen Zusammenhänge zu interpolieren und so ein räumlich und zeitlich besser aufgelöstes Bild des physikalischen Zustands des Küstenmeeres abzuleiten. Diese Verfahren sind mittlerweile in der Meteorologie und Ozeanographie etabliert und dort als Reanalysen, Hindcasts oder Synthesen bekannt.



Für das Gebiet der südlichen Nordsee hat das GKSS Forschungszentrum mit dem coastDat Datensatz einen solchen umfangreichen Datensatz erstellt, auf den in der vorliegenden Studie mehrfach zurückgegriffen wird. Abb. 2 - 3 zeigt die dabei verwendete Modellkette. Ausgangspunkt bilden hier zunächst die von NCEP/NCAR6 erstellten globalen Reanalysen. Diese wurden zunächst mit Hilfe eines regionalen Atmosphärenmodells für den europäischen Raum verfeinert. Anschließend wurden die so regionalisierten Wind- und Luftdruckfelder dazu verwendet, hochauflösende Modelle des Seegangs sowie des Wasserstandes und der tiefengemittelten Strömung für die (südliche) Nordsee anzutreiben. Die räumliche Auflösung der Modelle variiert dabei von etwa 50x50 km für den atmosphärischen Teil, über etwa 5,5 x 5,5 km für den Seegang in der südlichen Nordsee bis hin zu wenigen 100 m für den Wasserstand und die Strömungen im Bereich der Küsten. Zeitlich deckt der coastDat Datensatz derzeit den Zeitraum 1948-2007 ab und ermöglicht damit im Vergleich zu den meisten Beobachtungen längere Betrachtungszeiträume und robustere Statistiken.

Abb. 2 - 4 zeigt ein Beispiel für den Grad an Übereinstimmung, der auf diese Weise zwischen Modellrekonstruktion und Beobachtungen erreicht werden kann. Dargestellt sind Zeitreihen des Seegangs und des Windes über einen 3-monatigen Zeitraum an der niederländischen Plattform K13-Alpha im Bereich der südöstlichen Nordsee. Generell ist eine gute Übereinstimmung zu erkennen. Von den drei im Zeitraum auftretenden Extremereignissen wird eines recht gut getroffen, eines unterschätzt und eines überschätzt. Da die Häufigkeit von Unter- bzw. Überschätzungen in etwa vergleichbar ist, liefert der coastDat Datensatz insgesamt eine verlässliche Schätzung von (Extremwert) Statistiken, wohingegen einzelne Ereignisse nicht generell und

⁶ National Center for Environmental Prediction / National Center for Atmospheric Research

notwendig im Detail wiedergegeben werden. Dieses stellt für die vorliegende Studie jedoch keine Einschränkung dar, da hier lediglich auf langen Reihen basierende Statistiken erstellt und ausgewertet werden und einzelne Ereignisse nicht von Interesse sind.

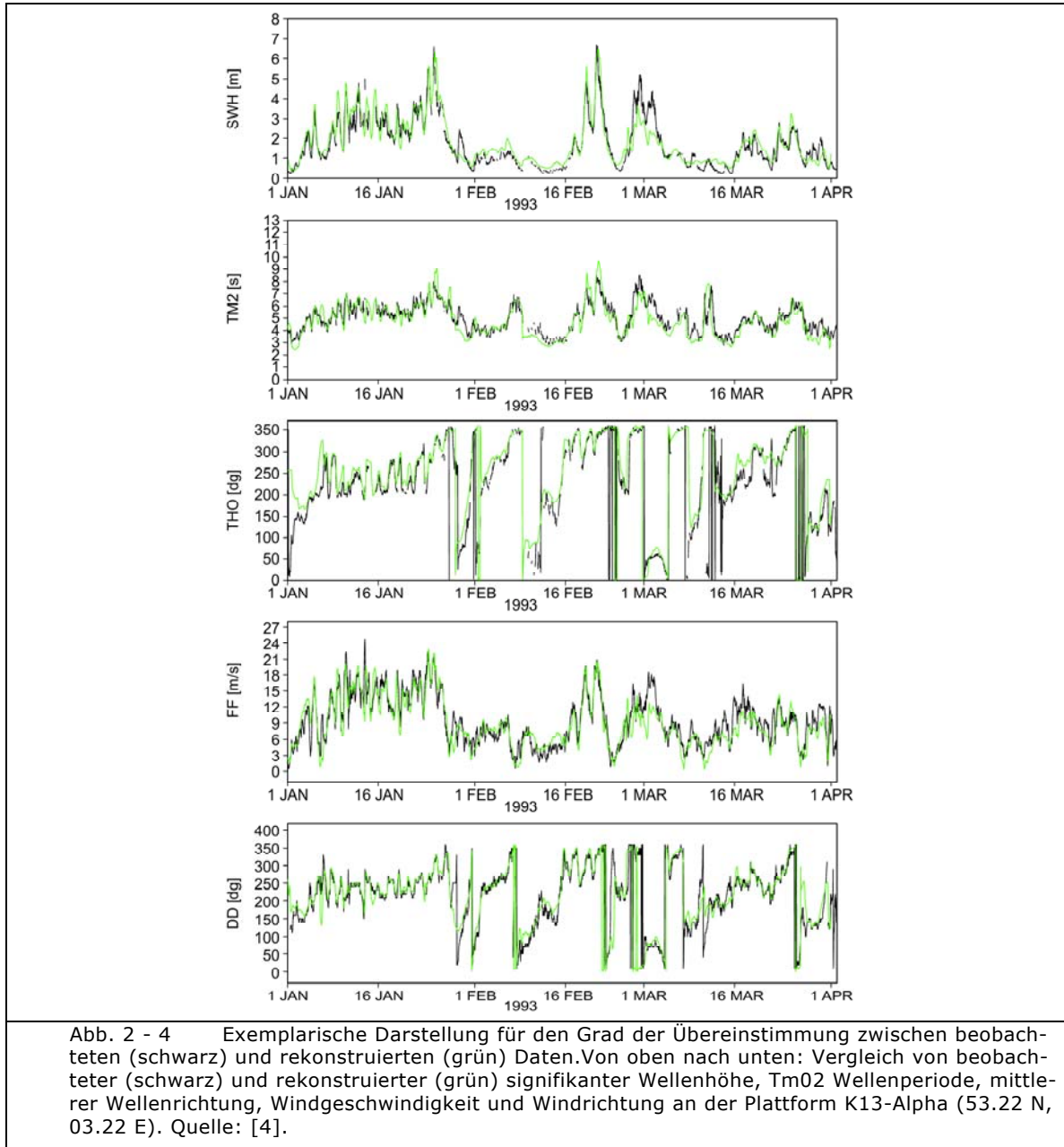
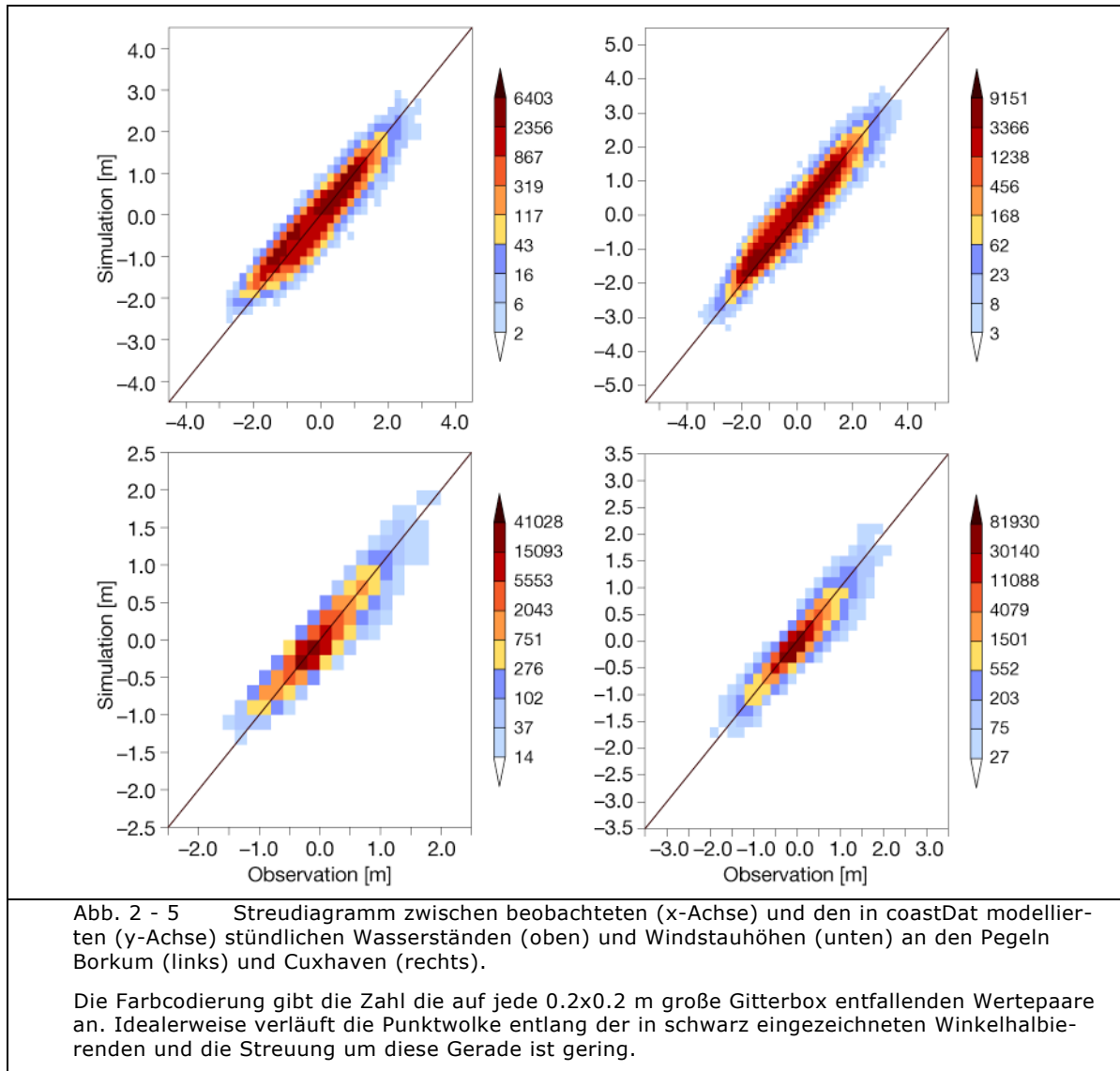


Abb. 2 - 5 zeigt ein Streudiagramm von beobachteten und rekonstruierten Wasserständen an den Pegeln Cuxhaven und Borkum. Dieser auf dem Vergleich aus mehreren Zehntausend Werten beruhende Vergleich zeigt, dass durch die rekonstruierten Wasserstände des coastDat ebenfalls die beobachteten Verhältnisse in gutem Maße reproduziert werden. Für die Strömungen stehen bisher keine ausreichenden Messdaten zur Verfügung, um einen ähnlichen Vergleich durchzuführen. Einschätzungen über die Qualität der Strömungsmodellierung basieren daher ausschließlich auf indirekten Vergleichen wie der Qualität der Wasserstandszeitreihen oder der Auswertung von

Driftrechnungen. So können beispielsweise die Ölausbreitung und die Ölanlandungen während des Pallas Unfalls von coastDat zufrieden stellend wiedergegeben werden, Verdriftungen von biologischem Material erfolgreich simuliert werden, oder Zeitreihen der chronischen Ölbelastung gut rekonstruiert werden.



Der coastDat Datensatz wird mittlerweile von einer Vielzahl verschiedener Anwender im marinen Bereich genutzt. Dazu gehören unter anderem Anwendungen im Bereich des Schiffbaus, des Designs von Offshore-Windanlagen oder im Bereich des Küstenschutzes. Von allen Anwendern wurde der coastDat Datensatz eingehend geprüft und für die jeweilige Anwendung für tauglich befunden. Einen umfassenden Überblick über den Datensatz selbst, seine Validierung, derzeitige Anwendungen sowie Hinweise auf weiterführende Literatur findet man in [4], der diesem Bericht in Anlage beigefügt ist.

2.3 Darstellung Stand der Technik

2.3.1 Allgemeines Vorgehen

Der Stand der Technik wird für die einzelnen Technologien zur Nutzung der Meeresenergie dargestellt. Neben einer kurzen Vorstellung der Funktionsweise sowie einer Einordnung der derzeit in der Entwicklung befindlichen Projekte wird insbesondere auf die erforderlichen Rahmenparameter eingegangen, die zur Beurteilung der Eignung für einen Einsatz in den deutschen Seegebieten relevant sind. Die Darstellung des Stands der Technik basiert auf umfangreichen Recherchen und dem Aufbau einer entsprechenden Projektdatenbank. Die weltweit identifizierten Projekte, die Meeresenergieanlagen entwickeln oder deren Entwicklung zum Ziel haben, werden entsprechend ihrem Entwicklungsfortschritt in ein Raster aus acht Entwicklungsstufen eingeordnet. Dieses Raster ist angelehnt an [5] und anhand zusätzlicher Recherchen durch die Autoren weiter verfeinert worden. Die Definitionen der einzelnen Entwicklungsstufen des Rasters sind hier - beginnend mit dem frühesten Entwicklungsstadium - dargestellt:

Konzeptdesign: Entwicklungsvorhaben, die ein neuartiges Konzept zur Nutzung der jeweiligen Meeresenergie vorschlagen, von denen bisher allerdings keine detaillierten Pläne oder Machbarkeitsanalysen verfügbar sind, werden in diese Kategorie eingeordnet.

Detailliertes Design: Dies sind Projekte, die über ein konzeptionelles Design hinaus gehen, für die Pläne oder technische Zeichnungen angefertigt wurden, unter Umständen wurde auch ein Teilmodell angefertigt, das allerdings noch keinen Tests unterzogen wurde.

Teilmodell im Wellentank: Anlagen und Anlagenteile, die in Modellform im Rahmen von Forschung und Entwicklung in Wellentanks getestet werden.

Teilmodell auf See: Anlagen und Anlagenteile, die in Modellform im Rahmen von Forschung und Entwicklung auf See getestet werden oder wurden.

Prototyp auf See: Anlagen und Entwicklungen, bei denen ein Prototyp im Originalmaßstab auf See getestet wird oder wurde.

Mehrere Prototypen auf See: Anlagen und Entwicklungen, bei denen mehrere Prototypen im Originalmaßstab auf See getestet werden oder wurden.

Pilotanlage: Anlagen und Entwicklungen, deren Entwicklungsstadium eine kommerzielle Anwendung in den nächsten Jahren erwarten lässt.

Kommerzielle Anwendung: Anlagen, die auf kommerzieller Basis vermarktet und/oder betrieben werden.

Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Informationen zu den einzelnen Projekten ist eine eindeutige Zuordnung einzelner Projekte nicht immer zweifelsfrei möglich. In solchen Fällen erfolgte die Zuordnung nach bestem Wissen und Gewissen der Autoren.

Durch die Synthese aus den zum Stand der Technik dargestellten technischen Erfordernissen sowie den bei der Bestimmung des theoretischen Potenzials analysierten natürlichen Gegebenheiten im Untersuchungsgebiet wird eine Vorauswahl einzelner Technologien getroffen. Die Untersuchungen zum technischen Potenzial und den konkurrierenden Nutzungen in der deutschen AWZ der Nordsee und dem deutschen Küstenmeer werden anschließend nur für diese vorselektierten Anlagentechnologien durchgeführt.

2.3.2 Auswahl vielversprechender Technologien

Ziel dieses Arbeitsschrittes ist die Selektion von einzelnen Technologien, die für einen Einsatz in den deutschen Seegebieten relevant werden können. Dabei wird hier der umgekehrte Ansatz einer Negativauswahl verfolgt; es werden Technologien identifi-

ziert, die aufgrund ihres Entwicklungsstandes oder der jeweiligen Anforderungen an spezifische Umgebungsparameter für eine Nutzung ausgeschlossen werden können.

Sofern die jeweils betrachtete Technologie nicht für die weitere Nutzung ausgeschlossen wird, wird aus den identifizierten Projekten ein bestimmtes als Referenz ausgewählt. Da nahezu alle Entwicklungen im privatwirtschaftlichen Rahmen erfolgen und genaue Angaben, wie zum Beispiel technische und wirtschaftliche Kenndaten, über das Projekt vertraulich sind, kann im Rahmen dieses Beratungsvorhabens nur eine begrenzte Datenbasis verwendet werden. In Einzelfällen werden zusätzliche Daten verwendet, die durch direkte Kontaktaufnahme mit Entwicklern oder im Rahmen der Branchenabfrage gesammelt werden konnten (z.B. hat [6] Daten für den Wave Dragon zur Verfügung gestellt). Die Auswahl des jeweiligen Referenzprojektes erfolgt schließlich sowohl unter dem Aspekt des Entwicklungsstandes und der Eignung für die deutschen Seegebiete als auch basierend auf der jeweiligen Datenverfügbarkeit und -zugänglichkeit.

2.4 Bestimmung des technischen Potenzials

2.4.1 Allgemeines Vorgehen

Das technische Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland lässt sich aus dem theoretischen Potenzial sowie den technischen Eigenschaften der verfügbaren oder in Entwicklung befindlichen Technologien ableiten. Zuerst werden jeweils die relevanten Kenndaten der vorselektierten Technologien zur Nutzung der Meeresenergie zusammengestellt, soweit sie öffentlich verfügbar sind. Gegebenenfalls werden Annahmen getroffen und als solche kenntlich gemacht. Anschließend wird über die Wirkungsgradmethode das technische Potenzial für die ausgewählten Technologien bestimmt; die wesentlichen Vorteile und Beschränkungen der Wirkungsgradmethode werden weiter unten dargestellt. Das technische Potenzial wird dann in Form von Potenzialkarten abgebildet. Anschließend wird eine Sensitivitätsanalyse (im Falle der Wellenenergie) durchgeführt.

2.4.2 Technische Kenndaten der selektierten Technologien

Für die Modellierung des technischen Potenzials werden für jede Technologie entsprechende Kenndaten benötigt. Mithilfe einer Transformationsfunktion wird der Zusammenhang zwischen der energetischen Eingangsgröße (Strömungsgeschwindigkeit oder signifikanter Wellenhöhe und Wellenperiode) und der elektrischen Leistung beschrieben. Darüber hinaus wird die Einsatzmöglichkeit der einzelnen Technologien durch notwendig einzuhaltende Rahmenparameter beeinflusst, wie insbesondere die jeweils erforderliche minimale und maximale Wassertiefe.

Die vorhandene Datenbasis der technischen Kenndaten wird jeweils in den Abschnitten zu den einzelnen Meeresenergieformen dargestellt. Anschließend erfolgt eine kritische Bewertung der Datenbasis.

2.4.3 Bewertung der Datenbasis

Die Untersuchungen ergaben, dass die Datenbasis insgesamt als unzureichend einzuschätzen ist.

Zunächst gibt es bis heute keine Standards für die Berechnung von Wirkungsgraden oder Leistungskennlinien für Meeresenergieanlagen. Derartige Bestrebungen werden derzeit beim IEC auch mit deutscher Beteiligung verfolgt [7], bisher ist aber noch nicht einmal verbindlich definiert, wie die Leistung einer Meeresenergieanlage festgelegt werden kann. Derartige Fragen sollen für Strömungsenergieanlagen in einer künftigen Norm (IEC 62600-200 „Assesment of Performance of Tidal Energy Converters“) geregelt werden. Bei Wellenenergieanlagen ist die Definition der Leistung

aufgrund der stark schwankenden Einspeisung erheblich komplexer; hier steht heute die Verwendung des Leistungsmittelwerts über eine Minute zur Diskussion [8]. Bei den im Einzelnen publizierten Leistungskennlinien und Leistungsmatrizen besteht also massive Unsicherheit, wie sie ermittelt wurden.

Darüber hinaus erfolgt die Entwicklung nahezu aller vielversprechenden Meeresenergie-technologien im Rahmen von privatwirtschaftlichen Projekten. Somit ist eine weitgehende Veröffentlichung und Evaluation der Ergebnisse durch unabhängige Institutionen nicht im Interesse der Projektentwickler. Alle Daten beruhen daher auf unternehmenseigenen Angaben, deren Zuverlässigkeit im Rahmen dieses Beratungsvorhabens nicht überprüft werden kann. So ist davon auszugehen, dass Interpretationsspielräume bei der Datenerstellung tendenziell optimistisch ausgenutzt wurden.

2.4.4 Methodik zur Berechnung der Nutzenergie

Ein für andere erneuerbare Energieträger (zum Beispiel Windenergie) bewährtes Verfahren zur Bestimmung des technischen Potenzials besteht in der Festlegung der Leistungskennlinie und des Flächenbedarfs einer Referenzanlage und den Annahmen zu Parkwirkungsgraden. Wird ein solches Modell mit dem zuvor bestimmten theoretischen Potenzial kombiniert, kann dadurch der Anteil des theoretischen Potenzials, der technisch tatsächlich nutzbar ist, bestimmt werden. Im Ergebnis werden üblicherweise Leistungsdichten in kW/m^2 angegeben. Wird zusätzlich die statistische Verteilung der Energiequelle (zum Beispiel Windgeschwindigkeit) über das Referenzjahr berücksichtigt, lassen sich Energiedichten in kWh/m^2 Jahresenergieertrag angeben.

Bei der Bestimmung des technischen Potenzials zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland bestehen allerdings einige grundsätzliche Schwierigkeiten. Zunächst sind dies die bereits angesprochene fehlende Definition der Leistung von Meeresenergieanlagen sowie die wenig belastbare Datenbasis. Eine zuverlässige Darstellung absoluter Energieerträge erfordert außerdem weitere Annahmen insbesondere hinsichtlich des Flächenbedarfs der Erzeugungsanlagen sowie der Parkeffekte (gegenseitige Beeinflussung von Anlagen in räumlicher Nähe zueinander).

Im Rahmen dieses Gutachtens wurde die Nutzenergie über eine Transformation des theoretischen Potenzials mit den jeweiligen Leistungsmatrizen oder -kennlinien der Anlagen bestimmt. Dieses Vorgehen ist weitgehend analog zu der in [9] dargestellten Methode zur Berechnung des Energieertrags.

Zwei zentrale Schwachstellen sind damit verbunden:

Spezifisches Design der Anlagen

Bisher entwickelte Anlagen zur Nutzung insbesondere der Wellen- und der Strömungsenergie sind immer auf die lokalen Gegebenheiten ausgerichtet, beispielsweise sind Abmessungen und Gewicht auf das gewünschte Resonanzverhalten angepasst. Alle diese Anlagen sind aber für Standorte mit theoretischem Potenzial dimensioniert, das deutlich vom Potenzial in den deutschen Seegebieten abweicht. Durch entsprechende Anpassungsmaßnahmen könnte hier also der Energieertrag in Grenzen gesteigert werden, das hier gewählte Vorgehen unterschätzt das technische Potenzial also unter Umständen.⁷ Eine solche Anpassung kann zu geringeren Leistungen je installierter Einheit führen. Andererseits erscheint eine Entwicklung hin zu größeren Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen erstrebenswert, da sich die spezifischen Kosten (vor allem in der Installation) so reduzieren lassen. Damit bleibt insbesondere auch die tatsächliche Anlagenleistung unklar; eine Abschätzung, welche Größe je Einheit unter den harschen Umgebungsbedingungen auf See in Zukunft technisch tatsächlich erreichbar sein wird, ist im Rahmen dieses Beratungsvorhabens jedoch nicht möglich. Jegliche Annahme hierzu wäre aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums und der Technologievielfalt

⁷ Gleichzeitig ist zu beachten, dass derartige Anpassungen zwar die Auslastung einer Anlage vergrößern, nicht aber das geringe vorhandene Potenzial vergrößern können. Gleichfalls bleiben die z.T. erheblichen Installationskosten der Anlagen davon weitestgehend unberührt.

innerhalb der Meeresenergieformen Strömungsenergie und Wellenenergie völlig willkürlich und wird daher nicht empfohlen. Dies bleibt Aufgabe laufender und zukünftiger Forschungsvorhaben.

Grundsätzlich ist auch eine detailliertere Modellierung von Meeresenergieanlagen möglich, wie sie in der Literatur zum Teil durchgeführt wird [10] [11]. Für solche Modellierungsarbeiten sind aber sehr weitgehende Informationen über die einzelnen dargestellten Technologien notwendig, die nicht zur Verfügung standen und im Rahmen dieses Beratungsvorhabens auch nicht ermittelt werden konnten. Daher wird im weiteren Verlauf dieses Gutachtens die Transformation mittels Leistungsmatrizen und –kennlinien angewendet.

Parkeffekte

Weiterhin stellt sich die Frage nach den Parkeffekten und dem Parkwirkungsgrad, das heißt, welche Auswirkungen in räumlicher Nähe installierte Einheiten aufeinander haben. Die hier auftretenden Parkeffekte sind im Falle der Strömungsenergieanlagen durchaus in Analogie zu Windparks zu betrachten; so müssen bestimmte Mindestabstände zwischen Strömungsturbinen eingehalten und ein bzgl. der Hauptströmungsrichtung optimiertes Parklayout gefunden werden.

Für Wellenenergieanlagen treten dagegen weitaus komplexere Parkeffekte als bei Windparks oder Strömungsenergieanlagen auf. Die ersten systematischen Untersuchungen zu Interferenzen zwischen Einheiten von Wellenenergieanlagen in Abhängigkeit vom Parklayout wurden um das Jahr 1980 veröffentlicht [12] [13]. Der Parameter „q“ zur Beschreibung des Parkeffekts gibt jeweils das Verhältnis der Leistung des gesamten Parks mit einer bestimmten Anzahl von Einheiten zu der Summe der Leistungen derselben Anzahl von Einheiten bei individueller Errichtung an. Zu beachten ist, dass bei Wellenenergieanlagen sowohl konstruktive als auch destruktive Interferenzen innerhalb eines Parks auftreten können; der Parkwirkungsgrad q kann damit auch Werte größer als Eins annehmen (siehe hierzu Abb. 2 - 6). Bis heute gibt es allerdings kein anerkanntes und durchführbares Modell zur Abbildung dieser Effekte [8]. Vorarbeiten in diesem Bereich finden sich unter anderem in [14], [15] und [16]. Eine solche Forschungsarbeit liegt außerhalb des hier vorliegenden Beratungsvorhabens.

Darstellung über Volllaststunden

Aus den genannten Gründen wird bei der Bestimmung des technischen Potenzials für die Nutzung der Strömungs- und Wellenenergie in Deutschland auf die Darstellung des Energieertrags verzichtet; stattdessen werden jeweils die erzielbaren Volllaststunden ermittelt.

Volllaststunden stellen den Quotienten aus der Jahresenergieproduktion und Leistung der Erzeugungsanlage dar, sie geben damit an, wie viele Stunden eine Anlage unter Volllast gelaufen wäre, um die Jahresenergiemenge zu erzeugen. Damit stellt die Angabe der Volllaststunden eine geeignete Abschätzung für die Qualität der betrachteten Standorte dar: Je höher die erzielbaren Volllaststunden, desto besser ist der Standort geeignet. Es ist allerdings zu beachten, dass die Volllaststunden jeweils nur für die Gitterpunkte des zugrunde liegenden coastDat Datensatzes angegeben werden können. Eine unmittelbare Ableitung des durch die jeweilige Meeresenergie-Technologie in Deutschland erzielbaren Energieertrags ist daher nicht möglich.

Der Ansatz, nur die mit einer bestimmten Technologie am jeweiligen Standort erzielbaren Volllaststunden und nicht den erzielbaren Energieertrag darzustellen, wurde in den Gesprächen während der Branchenabfrage (s. Kapitel 13) von der Mehrzahl der Expertinnen und Experten unterstützt.

Für die Nutzung der Osmoseenergie ist die Zusammenführung von Süß- und Salzwasser erforderlich. Aufgrund der in den betrachteten Flussmündungen von Elbe und Weser breiten und variablen Brackwasserzone (die Breite der Brackwasserzone unterliegt dem Einfluss von Gezeiten und Wetterbedingungen und nimmt in der Elbe beispielsweise eine Breite von bis zu 80 km ein) stellt dies eine zentrale technische Herausforderung dar, deren Lösung zukünftigen Forschungsvorhaben überlassen bleibt.

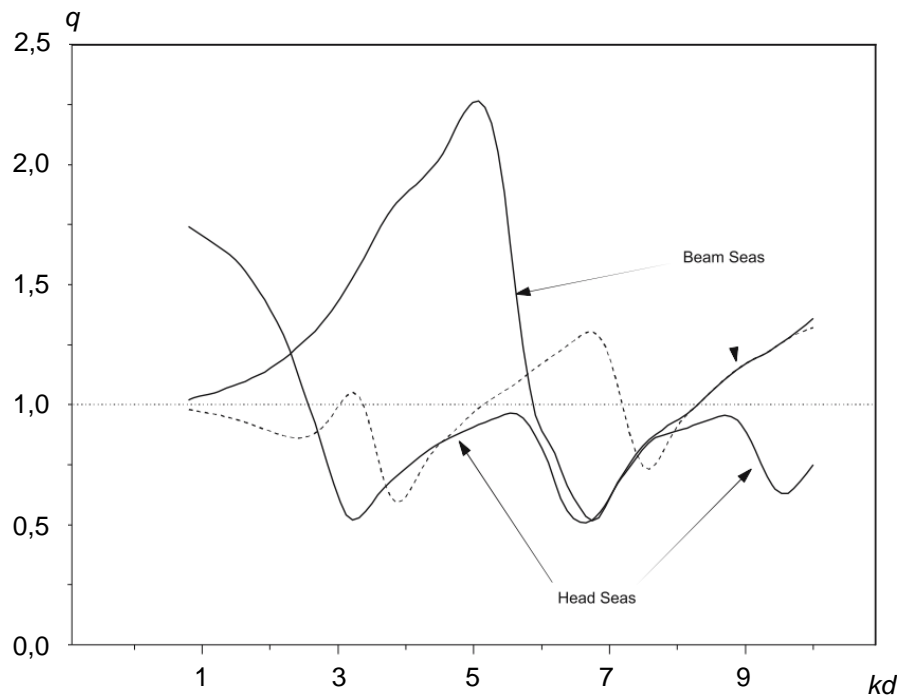


Abb. 2 - 6 Änderung des Parkwirkungsgrads von Wellenenergieanlagen (q) abhängig von der dimensionslosen Größe kd , d.h. Quotienten aus Abstand zwischen zwei Einheiten (d) und Wirkungsbreite einer einzelnen Einheit ($1/k$).

Quelle: Cruz2008 [17]

2.4.5 Darstellung des technischen Potenzials

Das ermittelte technische Potenzial in der deutschen AWZ sowie dem Küstenmeer wird kartographisch dargestellt. Das technische Potenzial für die Nutzung des Tidenhubs wird beispielhaft für den Jadebusen bestimmt. Das Potenzial der Strömungsenergie sowie der Wellenenergie wird dabei kartographisch in Form der erzielbaren Volllaststunden gezeigt.

2.4.6 Sensitivitätsanalyse

Die Ausschöpfung des theoretischen Potenzials der unterschiedlichen Formen der Meeresenergie in Deutschland durch die heute in Entwicklung befindlichen Anlagentechnologien hängt wesentlich von der Optimierung dieser Technologien auf die am jeweiligen Standort vorherrschenden natürlichen Parameter ab (z.B. Wellenperiode, signifikante Wellenhöhe etc.). Da davon auszugehen ist, dass die heute überwiegend im Ausland entwickelten Anlagentechnologien nicht auf die natürlichen Parameter in der deutschen AWZ der Nordsee und in den deutschen Küstengewässern optimiert wurden, lässt sich das theoretische Potenzial in Deutschland vermutlich mit heutigen Anlagentechnologien nur zu einem Bruchteil technisch nutzen.

Vor diesem Hintergrund wird für einzelne Meeresenergie-Technologien qualitativ beschrieben, welche Anpassungen der technischen Parameter vielversprechend wären, um die Energieausbeute basierend auf den in Deutschland vorhandenen natürlichen Parametern zu verbessern. Hiervon lassen sich schließlich Empfehlungen für zukünftige Forschungsvorhaben in Deutschland ableiten.

2.5 Bestimmung des ökologischen Potenzials durch Bewertung von Nutzungskonkurrenzen

2.5.1 Allgemeines Vorgehen

Das technische Potenzial wird in bestimmten Gebieten durch konkurrierende Nutzungen eingeschränkt. Deshalb wird für die bei der technischen Potenzialbestimmung als vielversprechend eingestuften Meeresenergieanlagen-Technologien das ökologische Potenzial zur Nutzung der jeweiligen Meeresenergie in Deutschland durch die Darstellung und Bewertung der räumlich konkurrierenden Nutzungen bestimmt.

Die Bewertung darüber, ob eine bestimmte Nutzung mit einer der verschiedenen Technologien zur Nutzung von Meeresenergie konkurriert, findet im Kontext der zwei unterschiedlichen Genehmigungs- bzw. Rechtsregime Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) und Küstenmeer (12-SM-Zone) statt. Die rechtlichen Rahmenbedingungen werden in Kapitel 10 genauer erläutert. Effekte, die zu Konkurrenzen mit Nutzungen an Land führen sowie die Nutzungen mit denen ein möglicher Netzanschluss der Meeresenergieanlagen konkurriert, werden nicht berücksichtigt.

Klassifizierung des Raumes

Die verschiedenen Nutzungen in der AWZ und 12-SM-Zone der deutschen Nordsee werden mithilfe eines Geoinformationssystems (GIS) räumlich explizit dargestellt und nach rechtlichen sowie planerischen Kriterien gruppiert. Hierzu wird zum einen auf Geodaten aus der Raumplanung verschiedener Behörden zurückgegriffen (BSH, BfN, LBEG, MLUR S.-H., MU Nds.). Zum anderen werden der Raumordnungsplan für die AWZ und die Landesraumplanung der Länder Niedersachsen und Schleswig-Holstein verwendet.

Die Zuordnung der Nutzungen erfolgt anhand des rechtlichen und raumplanerischen Status von Gebieten mit bestimmter Nutzung. Es werden drei Gebiete unterschieden:

- Gebiete der Gruppe I „Nutzung ausgeschlossen“: in diesen Gebiete ist eine Nutzung der Meeresenergie ausgeschlossen.
- Gebiete der Gruppe II „Nutzung im Einzelfall“: in diesen Gebieten kann im Rahmen einer Einzelfallprüfung ggf. eine Nutzung an vereinzelt Standorten genehmigungsfähig sein. Die Berücksichtigung besonders schützenswerter Biotope und besonders geschützter Arten (z.B. der Schweinswal) im Untersuchungsgebiet ermöglicht die Installation von Meeresenergieanlagen in Gebieten der Gruppe II nur in Ausnahmefällen.
- Gebiete der Gruppe III „Nutzung möglich“: in diesen Gebieten ist eine Nutzung der Meeresenergie möglich.

2.5.2 Zuordnung der Nutzungen zu den Raumklassen

Abb. 2 - 7 zeigt einen Überblick über die Nutzungen in der deutschen AWZ und 12-SM-Zone, die für die Abschätzung des ökologischen Potenzials zur Nutzung der Meeresenergie berücksichtigt werden. Die einzelnen Nutzungen werden folgendermaßen den Gebieten der Gruppen I bis III zugeordnet:

Gruppe I „Nutzung ausgeschlossen“ bilden

- Vorranggebiete der Schifffahrt (Raumordnungsplan der AWZ)
- Vorbehaltsgebiete der Schifffahrt (Raumordnungsplan der AWZ)
- Bedeutsames Gebiet der Schifffahrt (Raumordnungskonzept Nds.)
- Prioritäre Gebiete der Schifffahrt (Raumordnungskonzept Nds.)
- Gebiete der Schifffahrt im S-H Küstenmeer (eigene Darstellung⁸)

Gruppe II „Nutzung im Einzelfall“ bilden

- Gebiete zum Schutz der Meeresumwelt: FFH-Gebiete in der AWZ, Vogelschutzgebiete der AWZ (beide LANIS Habitat Mare, BfN), das Vorranggebiet für Naturschutz Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer (Landesentwicklungsplan S-H), der Vorbehaltsraum für Natur und Landschaft (Landesentwicklungsplan S-H), die Vogelschutzgebiete Niedersachsen (MU Nds.), die FFH-Gebiete Niedersachsens (MU Nds.), das Vogelschutzgebiet Hamburg Aussenelbe (MU Nds.). Gebiete zum Schutz der Meeresumwelt entfalten regelmäßig eine Ausschlusswirkung. Anderweitige Nutzungen sind nur in Ausnahmefällen, die im Einzelfall zu prüfen sind mit den Schutzziele vereinbar.
- Sonstige Gebiete von öffentlichem Belangen: Vorbehaltsgebiete Forschung (Raumordnungsplan der AWZ), Vorranggebiete Windenergie (Raumordnungsplan der AWZ), Gebiete der Rohstoffgewinnung (insbesondere Bewilligungen für Sand, Kies, Sohle im Bereich Off- und Onshore d.h. in den Ästuaren) (LBEG Nds. und Landesentwicklungsplan S-H), Vorrang und Vorbehaltsgebieten für Rohre und Seekabel (Raumordnungsplan der AWZ)
- Gebiete zur Nutzung der Offshore Windenergie: Vorranggebiete Windenergie (Raumordnungsplan der AWZ), Eignungsgebiete zur Erprobung der Windenergienutzung auf See (Landesraumordnungsprogramm Nds.), genehmigte Windparks (BSH CONTIS Informationssystem Stand 30.10.2009)

Gruppe III „Nutzung möglich“ bilden

- Gebiete in denen Windparks außerhalb von Windenergie Vorranggebieten geplant werden
- Gebiete in denen keine Planung zur Nutzung bekannt ist

2.5.3 Grundsätzliche Vereinbarkeit bestimmter Nutzungen mit der Meeresenergie

Im Folgenden werden die einzelnen Nutzungen genauer auf ihre grundsätzliche Vereinbarkeit mit der Nutzung der Meeresenergie untersucht. Dies dient zum einen zur Klassifizierung in die Gruppen I-III. Zum anderen ist dadurch eine Einschätzung darüber möglich, welche Inhalte in Einzelfallprüfungen mit Blick auf Synergieeffekte und konkurrierende Nutzungen in bestimmten Gebieten berücksichtigen werden sollten.

⁸ Grundlage der Darstellung ist die Fahrwasserbetonung im Küstenmeer. Diese wurde linienhaft digitalisiert im Maßstab 1:50000 und beidseitig mit 150m Puffer versehen. Die resultierenden Flächen werden stellvertretend für die unbekanntes Schifffahrtinteressengebiete im S-H Küstenmeer von der meeresenergetischen Nutzung ausgeschlossen.

2.5.3.1 Schifffahrt

Grundsätzlich benötigt die Schifffahrt zur Navigation eine, entsprechend dem Tiefgang, ausreichend tiefe Fläche zum Manövrieren. Weiterhin müssen Flächen zum Ankern zur Verfügung stehen.

Im Küstenmeer sind bestimmte Verkehrsflächen, Rechtsräume und naturräumliche Flächen für Steuerung und Unterhalt der Schifffahrt definiert. Der Verkehr wird nach der *Seeschifffahrtsstraßen-Ordnung* (SeeSchStrO) geregelt [18]. Der Unterhalt dieser Verkehrsflächen wird durch das *Bundeswasserstraßengesetz* (WaStrG) geregelt [19].

Neben diesen gesetzlichen Grundlagen sind von der zuständigen Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) verschiedene, zum Teil naturräumliche Flächen im Küstenmeer definiert, die dem Unterhalt der Fahrwasser dienen sollen und freizuhalten von Bauwerken und Kabeln seien [20] [21] [22]. Diese von der WSV definierten Flächen finden im raumordnerischen Konzept für das Niedersächsische Küstenmeer [23] Berücksichtigung. Sie sind durch die „Bedeutsamen Gebiete für die Schifffahrt“ repräsentiert.

In der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) verlaufen international definierte Verkehrsflächen (Verkehrstrennungsgebiete, VTG). Diese und weitere stark befahrene Routen werden im Raumordnungsplan für die deutsche AWZ als „Vorranggebiete Schifffahrt“ eingestuft. Hauptsächlich in den Randbereichen dieser Gebiete liegen darüber hinaus „Vorbehaltsgebiete Schifffahrt“.

Im Rahmen der rechtlichen Analyse der Genehmigung von Meeresenergieanlagen in Kapitel 10 wurde festgestellt, dass nach § 3 Satz 2 SeeAnIV ein Versagungsgrund für die Genehmigung von Meeresenergieanlagen vorliegt, wenn der Betrieb oder die Wirkung von Schifffahrtsanlagen und -zeichen, die Benutzung der Schifffahrtswege oder des Luftraums oder die Schifffahrt beeinträchtigt würden. Kapitel 10 kann entnommen werden, dass „[ä]hnliches [...] für eine Beeinträchtigung der Benutzung der Schifffahrtswege oder der Schifffahrt [gilt]. Schifffahrtswege entstehen außerhalb der Küstenmeere auf Grund völkerrechtlicher Vereinbarungen oder aufgrund entsprechender Festlegungen und Bekanntgabe durch die internationale Schifffahrtsorganisation. Grundsätzlich beeinträchtigen auch Meeresenergieanlagen Schifffahrtswege bzw. die Schifffahrt. Ebenso wie bei Windenergieanlagen ist daher davon auszugehen, dass die Genehmigung von Meeresenergieanlagen im Bereich von Hauptsschifffahrtsrouten regelmäßig nicht in Betracht kommt.“

Vor diesem Hintergrund werden Gebiete die von der Schifffahrt genutzt werden den Gebieten der Gruppe I „Nutzung ausgeschlossen“ zugeordnet. In diesen Gebieten wird mit Blick auf das ökologische Potenzial daher eine Nutzung der Meeresenergie ausgeschlossen.

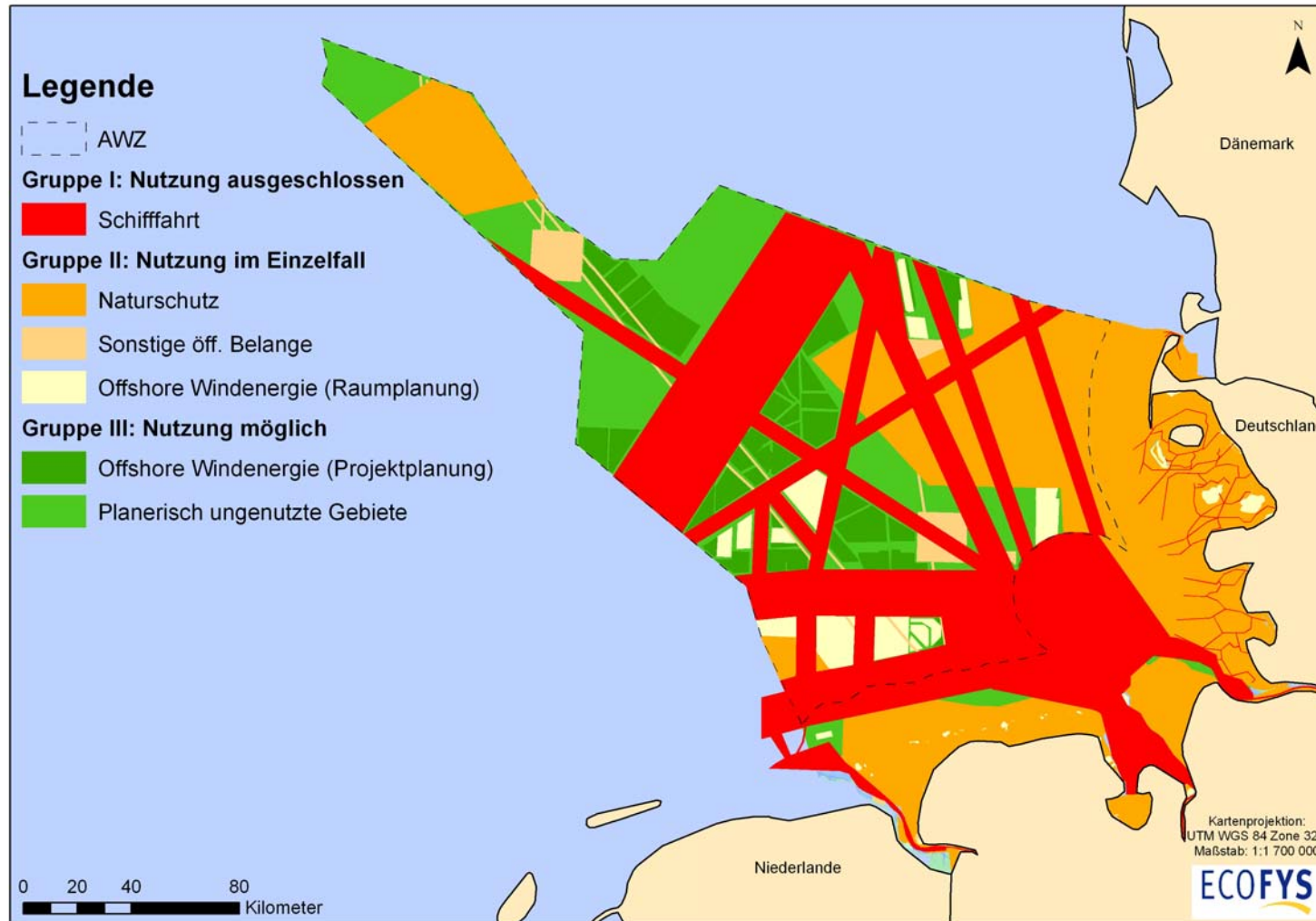


Abb. 2 - 7 Gruppierete Nutzungskonkurrenzen im Untersuchungsgebiet

2.5.3.2 Meeresumwelt

Einflüsse der Meeresenergieanlagen auf Benthos, Fische, marine Säuger und das Wasser selbst durch unter Wasser befindliche Bauteile der Anlage Fundamente, Pfeiler, Verbindungskabel, sonstige Anlagenteile sind denkbar. Oberhalb des Wasserspiegels können [daher ggf. Vögel beeinträchtigt werden, wobei der Luftraum im Vergleich zu Offshore-Windenergieanlagen geringer ist.

Entsprechend bedarf die Errichtung von Anlagen in Vogelschutz- und FFH-Gebieten (BNatSchG) einer Prüfung im Einzelfall nach BNatSchG, in diesem Verfahren spielt die Beeinträchtigung der Erhaltungsziele und des Schutzzwecks eine entscheidende Rolle.

Ferner ist in Natura-2000-Gebieten die Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen gemäß Ziff. 3.5.1 Nr. 3 der Raumordnungen für die AWZ ausgeschlossen. Dieser Ausschluss wird zusätzlich durch die Regelung in § 31 Abs. 3 EEG forciert, nach der die EEG-Vergütung ausgeschlossen ist für Offshore-Windenergieanlagen, die in einem Gebiet in der AWZ genehmigt worden sind, das nach dem BNatSchG oder nach Landesrecht zu einem geschützten Teil von Natur und Landschaft erklärt worden ist. Gleiches gilt für Strom aus Gebieten, die das Bundesumweltministerium der Europäischen Kommission als Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung oder als Europäische Vogelschutzgebiete benannt hat. Diese Regelung, die entsprechend bereits auch schon im EEG 2004 enthalten war, hatte bereits vor Inkrafttreten der Raumordnung für die AWZ einen faktischen Ausschluss von Windenergie in Natura-2000-Gebieten zur Folge.

Soweit die Genehmigung nach § 3 SeeAnIV nach erfolgter Einzelfallprüfung nicht versagt wird (d. h. wenn sie zu keinen erheblichen Beeinträchtigungen führen), könnten Meeresenergieanlagen in Gebieten von gemeinschaftlicher Bedeutung oder europäischen Vogelschutzgebieten (d.h. auch in Natura-2000-Gebieten) errichtet werden.

Meeresenergieanlagen sind grundsätzlich auch in FFH- und Vogelschutzgebieten zulässig. Ein genereller Ausschluss von Meeresenergieanlagen in diesen Gebieten sollte nicht normiert werden.

Mit dem neuen BNatSchG 2010 wird auch die Eingriffsregelung für Meeresenergieanlagen in der AWZ gelten. Im Hinblick auf die bislang noch geringen Kenntnisse über die Auswirkungen von Meeresenergieanlagen auf die Meeresumwelt sollte analog zur Rechtslage bei Offshore-Windenergieanlagen eine Ausnahme der Geltung der Eingriffsregelung für Meeresenergieanlagen innerhalb eines bestimmten Übergangszeitraums geregelt werden. Dabei kann ebenso wie bei Offshore-Windenergieanlagen ein Übergangszeitraum bis zum 01.01.2017 gewählt werden. Im Hinblick auf die noch weniger bekannten Umweltauswirkungen von Meeresenergieanlagen erscheint es aber auch vertretbar, den Übergangszeitraum um fünf Jahre bis zum 01.01.2022 zu verlängern.

Vor diesem Hintergrund werden Gebiete die dem Naturschutz dienen den Gebieten der Gruppe II „Nutzung im Einzelfall“ zugeordnet. In diesen Gebieten wird mit Blick auf das ökologische Potenzial daher eine Nutzung der Meeresenergie nur im Einzelfall möglich sein.

2.5.3.3 Sonstige überwiegend öffentliche Belange

Ein grundsätzlicher Vorrang der sonstigen öffentlichen Belange besteht weder im Hinblick auf Windenergie noch auf Meeresenergie. Vielmehr müssen diese Belange im Einzelfall unter Berücksichtigung aller Umstände einschließlich möglicher Nebenbestimmungen überwiegen. Auch muss es sich um öffentliche Belange handeln; rein private Belange sind nicht erfasst. Auf Grund des einschränkenden Wortlautes der

Verordnung wird ein Entgegenstehen von sonstigen Belangen i. S. d. § 3 Satz 1 Nr. 2 2. Alt. SeeAnIV daher nur in Ausnahmefällen in Betracht kommen. Häufig wird ein Ausgleich jedenfalls durch Nebenbestimmungen, die die Genehmigung ergänzen, zu erreichen sein.

Vor diesem Hintergrund werden Gebiete in denen sonstige öffentliche Belange der Nutzung der Meeresenergie entgegenstehen könnten, den Gebieten der Gruppe II „Nutzung im Einzelfall“ zugeordnet. In diesen Gebieten wird mit Blick auf das ökologische Potenzial daher eine Nutzung der Meeresenergie nur im Einzelfall möglich sein. Zu den sonstigen überwiegend öffentlichen Belangen zählen die folgenden Nutzungen:

Rohstoffgewinnung

Die Rohstoffförderung in den deutschen Küstengewässern und der AWZ gliedert sich in Sand- und Kiesabbau und die Förderung von Kohlenwasserstoffen. Während Kies und Sand offen am Meersboden abgebaut werden, ist für die Förderung von Gas und Öl oberflächlich nur eine Förderplattform erforderlich.

Rohrleitungen und Seekabel

Die Raumplanung für die AWZ definiert Vorbehalts- und Vorranggebiete für Rohrleitungen. Eine Einzelfallprüfung der Vereinbarkeit von Rohrleitungen und Energieanlagen ist erforderlich.

Wissenschaftliche Meeresforschung

Im Raumordnungsplan für die AWZ sind „Vorbehaltsgebiete Forschung“ festgelegt. Diese sollen neutrale Bedingungen für großflächige Langzeitforschungsreihen (insbesondere zur Untersuchung von Fischbeständen) sicherstellen. Unverträgliche Nutzungen, insbesondere bauliche Installationen, könnten diese gefährden. Andere zulässige Nutzungen dürfen jedoch explizit nicht beeinträchtigt werden [24]. Die wissenschaftliche Meeresforschung erhält bei der Abwägung mit anderen Nutzungen ein besonderes Gewicht.

Windenergie

Die Gebiete zur Nutzung der Offshore-Windenergie, in denen eine Einzelfallprüfung entscheidend ist, sind die Vorranggebiete Windenergie (Raumordnungsplan der AWZ) und Eignungsgebiete zur Erprobung der Windenergienutzung auf See (Landesraumordnungsprogramm Nds.). Des Weiteren wird in Gebieten, in denen genehmigte Windparks (BSH, CONTIS Informationssystem, Stand: 30.10.2009) außerhalb der zuvor genannten raumplanerisch festgelegten Flächen liegen, eine Einzelfallprüfung erforderlich sein.

Fischerei

Die Fischerei beansprucht weite Gebiete des Küstenmeeres, wie beispielsweise aus dem Raumordnungskonzept Niedersachsen hervorgeht. Es handelt sich jedoch bei diesen Flächen um keine Gebiete in denen andere Nutzungen rechtlich ausgeschlossen sind, oder die einen Vorrang oder Vorbehaltsstatus in der Raumordnungsplanung haben. Daher wurden Gebiete die von der Fischerei beansprucht werden im Rahmen der räumlichen Analyse nicht berücksichtigt. Die vermutlichen Konflikte zwischen den jeweiligen Meeresenergieanlagen und der Fischerei werden im Folgenden in den entsprechenden Unterkapiteln zum ökologischen Potenzial beschrieben (vgl. Abschnitte 3.4, 4.4, 5.5 und 6.4).

Marikultur

In den Ästuaren und in Küstennähe sind Marikulturflächen (z.B. Muschelzucht) angelegt. Diese Gebiete verändern sich jedoch im Laufe weniger Jahre. Marikulturflächen werden amtlich registriert und z. B. durch die Nationalparkverwaltungen dokumentiert. Aufgrund der Veränderlichkeit der Flächen und ihrer Lage überwiegend innerhalb der Küsten Nationalparks oder in direkter Nachbarschaft zu den durch die

Schifffahrt genutzten Flächen in den Ästuaren (andere Nutzungskonkurrenzen der Gruppe I und II), wurden die aktuellen Marikulturflächen nicht in der räumlichen Analyse berücksichtigt. Die Konflikte zwischen den jeweiligen Meeresenergieanlagen und Marikultur werden in den entsprechenden Unterkapiteln zum ökologischen Potenzial beschrieben (vgl. Abschnitte 3.4, 4.4, 5.5 und 6.4)

Militärische Nutzung

Bedeutsame Gebiete für die militärische Nutzung sind im ROKK ausgewiesen, liegen aber fast ausschließlich in der AWZ. Der Raumordnungsplanung für die AWZ stellt fest: „Die militärische Nutzung der AWZ ist im SeeRÜbk nicht ausdrücklich geregelt und stellt keinen Regelungsstatbestand von § 18a ROG 1998 (vgl. § 17 Absatz 3 ROG) dar, daher werden im vorliegenden Plan keine Regelungen zur militärischen Nutzung getroffen.“ Der Plan übernimmt die militärisch genutzten Gebiete nachrichtlich. Aus diesen Gründen werden Konfliktpotenziale zwischen verschiedenen Anlagen zur Nutzung von Meeresenergie und militärischen Nutzungen im Rahmen dieser Studie nicht beurteilt.

3 Tidenhub

3.1 Bestimmung des Theoretischen Potenzials

3.1.1 Berechnungsgrundlagen

Die in einem Tidebecken bei Hochwasser gespeicherte potentielle Energie E ergibt sich zu

$$E = g * \rho * A \int z dz = 0,5 * \rho * V * g * h \quad [J] \quad (3.1.1)$$

wobei $\rho=1025 \text{ kg/m}^3$ die Dichte des Wassers, $g=9.806 \text{ m/s}^2$ die Gravitationsbeschleunigung, V das Tidevolumen in m^3 , z die vertikale Höhenkoordinate der Meeresoberfläche und h der mittlere Tidenhub (MTHB) in m , d.h. der Höhenunterschied im Wasserstand zwischen aufeinander folgendem Hoch- und Niedrigwasser sind [25]. Die während eines Tidezyklus theoretisch zur Verfügung stehende Leistung P ergibt sich daraus zu

$$P = E / t \quad [J] \quad (3.1.2)$$

wobei t die mittlere Dauer eines Tidezyklus (an der Deutschen Nordseeküste etwa 44.400 s oder etwa 12h20min) darstellt.⁹

3.1.2 Nordsee

Der mittlere Tidenhub liegt für weite Teile der Deutschen Nordseeküste zwischen etwa 2,0 und 3,0 m (Abb. 3 - 1). Im Bereich der Insel Sylt werden etwas geringere, im Bereich der Ästuare etwas höhere Werte beobachtet. So werden beispielsweise im Bereich der Jade teilweise Werte von mehr als 3,5 m ermittelt.

Das durch den Tidenhub bereitgestellte theoretische Potenzial ermittelt sich nach Gleichung 3.1.2. Neben dem mittleren Tidenhub geht dabei noch das Tidevolumen, d.h. das Volumen der zwischen Hoch- und Niedrigwasser ein- bzw. ausströmende Wassermasse in die Berechnungen ein.

Abb. 3 - 2 zeigt eine Karte der Tidebecken im Bereich der Osterems. Unter einem Tidebecken versteht man das Einzugsgebiet eines Seegatts im Wattenmeer, das durch Watthöhenscheiden oder Inseln, Sandbänke etc. von benachbarten Tidebecken getrennt wird. Eine vollständige Darstellung der Tidebecken im Bereich des Nordfriesischen sowie des Ostfriesischen Wattenmeers ist in Anhang A auf Seite 231 dokumentiert.

⁹ Eine Nutzung über die gesamte Dauer des Tidezyklus ist allerdings technisch nicht umsetzbar.

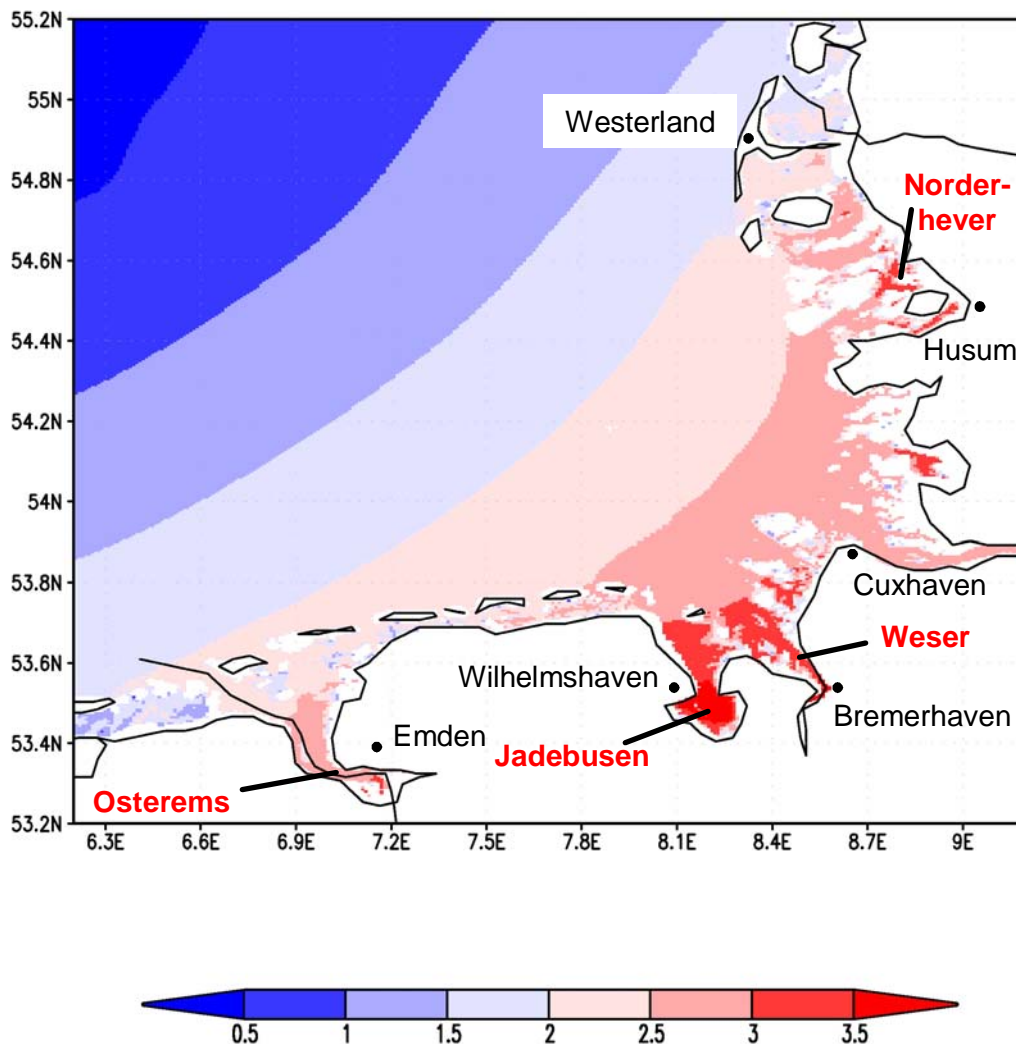


Abb. 3 - 1 Langjähriger (1958-2007) mittlerer Tidenhub im Bereich der Deutschen Bucht
Werte in m ermittelt auf Grundlage stündlicher Werte des coastDat Datensatzes. Wattflächen die oberhalb des mittleren Wasserstandes (NN) liegen sind weiß dargestellt und bei den Berechnungen nicht berücksichtigt.

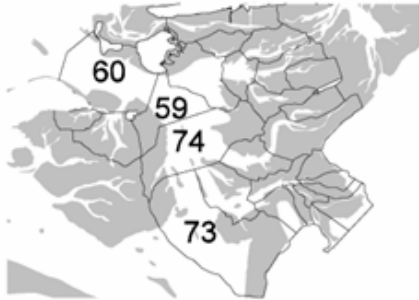
Tidebecken bestehen aus einem Seegatt, einem dazugehörigen System aus verzweigten Prielen, aus den Wattflächen, die diese be- und entwässern, sowie einem Ebbdelta an der Seeseite des Seegatts. Die benachbarte Tidebecken trennenden Watthöhenscheiden sind dabei die aus der Topographie abzuleitenden Höhenzüge (Watrücken), welche die Be- und Entwässerungssysteme benachbarter Tidebecken voneinander abgrenzen.

Genau genommen erfolgt diese Trennung allerdings nicht durch die Watthöhenscheiden, sondern durch die Wattwasserscheiden. Letztere sind in ihrer Lage räumlich variabel und verändern sich ständig mit dem Tideablauf und den Windverhältnissen. Auch auf längere Sicht betrachtet sind die Grenzen eines Tidebeckens und sein Volumen in den seltensten Fällen statisch, sondern verändern sich zeitlich mit der Verlagerung von Prielen und Sänden.

Abb. 3 - 2 verdeutlicht die Problematik für den Bereich der Osterems. Dargestellt sind die Teileinzugsgebiete, in denen sich aufgrund der Verlagerung von Wattwasserscheiden zwischen 1975 und 1990 wesentliche Änderungen hinsichtlich der morphodynamischen

schen Charakteristiken und damit auch der Tidevolumina ergeben haben. Aufgrund dessen sind auch die Tidevolumina der einzelnen Becken im Folgenden nur als grobe Näherung zu verstehen, da diese zeitlichen Schwankungen auf verschiedensten Zeitskalen unterworfen sein können.

Teileinzugsgebiete der Osterems 1975



Teileinzugsgebiete der Osterems 1990

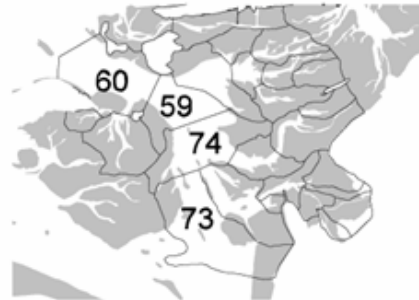


Abb. 3 - 2 Veränderungen von Teileinzugsgebietsgrenzen im Einzugsbereich der Osterems. .

Dargestellt sind die Grenzen 1975 (links) und 1990 (rechts). Gebiete in denen deutliche Veränderungen der Grenzen und damit auch der morphodynamischen Charakteristika und der Tidevolumina stattgefunden haben sind nummeriert. Quelle und Details: [26][27]

Um dennoch eine grobe Abschätzung des theoretischen Potenzials zu bekommen, wurden in Tab. 3 - 1 die Tidevolumina, der mittlere Tidehub und das daraus resultierende theoretische Potenzial einzelner Tidebecken an der Deutschen Nordseeküste bestimmt. Die größten theoretischen Potenziale sind damit in den Bereichen der Mündungen von Jade und Weser, der Norderhever und der Osterems zu erwarten. Technisch dürfte eine Nutzung aufgrund der Veränderlichkeit der Tidebecken nur schwer realisierbar sein.

3.1.3 Ostsee

Im Bereich der Deutschen Ostseeküste beträgt der mittlere Springtidenhub generell weniger als etwa 50 cm (vgl. z.B. [28]). Das theoretische Potenzial wird damit als gering betrachtet und auf weitere Analysen verzichtet.

Tab. 3 - 1 Maximales theoretisches Potenzial (Leistung) und potentielle Energie des Tidenhubs verschiedener Tidebecken entlang der Deutschen Nordseeküste.

Tidebecken	Tidevolumen [10 ⁶ m ³]	MTHB [m]	Potentielle Energie bei Hochwasser [GWh]	Leistung [MW]
Lister Tief	604	2.0	1.7	136.7
Hörnum Tief	534	2.0	1.5	120.9
Norderaue	515	2.5	1.8	145.7
Süderaue	374	2.5	1.3	105.8
Norderhever/Heverstrom	849	3.0	3.6	288.3
Jade, innerer Teil	110	3.7	0.6	46.1
Jade/Weser	1000	3.2	4.5	362.2
Weser	195	3.2	0.9	70.6
Harle	138	2.9	0.6	45.3
Otzumer Balje	149	2.8	0.6	47.2
Accumer Ee	175	2.6	0.6	51.5
Wichter Ee	34	2.6	0.1	10.0
Norderneyer Seegat	192	2.5	0.7	54.3
Osterems	656	2.8	2.6	207.9

Die Tidevolumina wurden [26] und [29] sowie eigenen Berechnungen entnommen.

Bei dem angegebenen mittleren Tidenhub besitzt das einzelne Tidebecken bezogen auf seine Fläche das angegebene theoretische Potential, wenn man die Effekte wie Trockenfallen vernachlässigt und annimmt, dass der gesamte mittlere Tidenhub an jedem Punkt des Beckens zur Verfügung steht.

3.2 Stand der Technik

Durch Zusammenwirken von Erdrotation und den Gravitationskräften der Sonne sowie insbesondere des Mondes entsteht der Gezeitenrhythmus. Um die Gezeitenenergie zu nutzen, sind zwei grundsätzlich unterschiedliche Ansätze möglich. Zum einen kann die kinetische Energie der entstehenden Strömungen genutzt werden, zum anderen die potentielle Energie aus der Höhendifferenz der Wasserstände. Kinetische Energie wird in Kapitel 5 behandelt, der folgende Abschnitt betrachtet die potentielle Energie.

Um die potentielle Energie zu nutzen, wird die aufgelaufene Tide in einer geeigneten Bucht durch einen Staudamm zurückgehalten, bis die Tide außerhalb des Damms wieder abgelaufen ist. Dadurch entsteht eine Höhendifferenz, und die potenzielle Energie kann in Turbinen genutzt werden. Das Prinzip ist in Abb. 3 - 3 anhand einer Luftaufnahme des Gezeitenkraftwerks in La Rance, Frankreich, veranschaulicht [30].



Abb. 3 - 3 Gezeitenkraftwerk. Luftaufnahme La Rance, Frankreich.¹⁰

3.2.1 Entwicklungsstand

Derzeit existieren weltweit einige Anlagen, die diese Energie nutzen, keine hiervon jedoch in Deutschland. Als eine der bekanntesten sei hier auf die Anlage in La Rance in Nordfrankreich mit einer installierten Leistung von 240 MW verwiesen. Darüber hinaus sind kleinere Anlagen u.a. in Kanada, Russland und China in Betrieb [30].

Insgesamt sind die einzelnen Komponenten als erprobte Technologie zu bewerten, die weitgehend mit der in traditionellen Stauwasserkraftwerken vergleichbar ist. Allerdings treten erheblich niedrigere Wasserdrücke auf, für deren Nutzung entsprechende Niederdruckturbinen erforderlich sind.

3.2.2 Technische Rahmenparameter

Je größer der Tidenhub ist, desto besser sind die erreichten Wirkungsgrade. Die realisierten Anlagen sowie derzeit weltweit diskutierte weitere Standorte weisen alle einen Tidenhub von deutlich über fünf Metern auf, erheblich mehr als an den in Deutschland möglichen Standorten. Ein deutscher Hersteller einer Turbine für Kleinwasserkraftwerke gibt als minimale Fallhöhe für seine Projekte 2,0 Meter an [31]. Es ist davon auszugehen, dass diese Begrenzung nicht durch die technischen Parameter sondern vielmehr durch Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit des Turbinenbetriebs motiviert ist.

3.2.3 Zusammenfassung des Standes der Technik und Vorselektion geeigneter Technologien

Kaltschmitt et al. [3] stellen fest, dass der in deutschen Gewässern auftretende Tidenhub durchweg zu gering ist. Ledebøer [32] untersucht die Potenziale der Gezeitenenergie für die niederländische Küste. Die Nutzung der Höhendifferenz wird dabei ausgeschlossen, da der auftretende Tidenhub als nicht ausreichend qualifiziert wird, darüber hinaus werden teilweise auftretende Nutzungskonflikte identifiziert, hier

¹⁰ http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Barrage_de_la_Rance.jpg

insbesondere mit der Schifffahrt. Daneben ist zu beachten, dass die Eindämmung einer Bucht oder eines Mündungsdeltas stets einen massiven ökologischen Eingriff darstellt (siehe hierzu auch Abschnitt 3.4). Daher ist diese Technologie für das hier relevante Untersuchungsgebiet im großflächigen Einsatz auszuschließen.

3.3 Bestimmung des technischen Potenzials

Aufgrund der extrem hohen Nutzungskonflikte wird auf die weitere Berechnung des technischen Potenzials an dieser Stelle verzichtet.

3.4 Nutzungskonkurrenzen

Potenzielle Konflikte mit dem Naturschutz

Durch Stauung der aufgelaufenen Tide in einer Bucht, wie zum Beispiel dem Jadebusen, lässt sich aus der Höhendifferenz der Wasserstände vor und hinter einem Staudamm Energie gewinnen. Bei einem Staudamm handelt es sich um einen bedeutenden Eingriff in die Umwelt mit Konsequenzen für die Morphologie, das Ökosystem und das Landschaftsbild.

Ein Damm verändert wie jedes Bauwerk das lokale Strömungsregime seiner Umwelt. Es resultiert eine veränderte Morphodynamik mindestens in der direkten Umgebung. Der Ein- und Ausfluss des Wassers durch die Schleusen eines Damms in die Bucht hinein bzw. aus der Bucht heraus findet durch einen, im Vergleich zum Urzustand, engen Querschnitt statt. Vor und hinter den Schleusen strömt das Wasser daher schnell und mit hoher erosiver Kraft, wodurch sich Strömungskanäle bilden können.

Durch einen Damm wird eine Bucht als Staubecken von der Dynamik der See getrennt. Im größten Teil des Beckens wird das zu einer Beruhigung des Wasserkörpers und damit in geringeren Strömungsgeschwindigkeiten führen. Dadurch setzen sich die bei höheren Geschwindigkeiten in Lösung gehaltenen Partikel ab und es kann zur Verschlickung der Bucht kommen. Eine Veränderung der Zusammensetzung der benthischen Sedimente führt zur Anpassung der benthischen Gemeinschaften. Zusätzlich fördert ein klarerer (ärmer an gelösten Sedimenten) Wasserkörper die Photosynthese und damit die Veränderung des Ökosystems.

Darüber hinaus verändert ein Damm das Landschaftsbild erheblich.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass bei Errichtung und Betrieb von Techniken zur Nutzung des Tidenhubs mit einer Vielzahl an ökologischen Auswirkungen zu rechnen wäre. Dies wären zum Beispiel die Anpassung des Ökosystems an veränderte Bedingungen in einer durch einen Damm abgeschnittenen Bucht, die starken Veränderungen der lokalen Morphologie und der offensichtliche Eingriff ins Landschaftsbild. Diese Eingriffe wären mit den Schutzziele eines Nationalparks sowie von FFH-Gebieten (Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie) nicht vereinbar. Vor allem unter der begründeten Annahme veränderter benthischer Lebensgemeinschaften in einer abgetrennten Bucht wäre ein Damm auch mit europäischen Vogelschutzgebieten (SPAs = Special Protection Areas) nicht vereinbar.

Im Grundsatz sind in Nationalparks und Natura2000-Gebieten (FFH und SPA) gerade in Verbindung mit dem Bau und Betrieb von Staudämmen erhebliche Konflikte zu erwarten. Da diese jedoch auch in der Praxis stets von einer Einzelfallbetrachtung abhängen, werden Nationalparks und Natura-2000 (FFH und SPA) in der ökologischen Potenzialanalyse der Gruppe II zugeordnet. Aus rechtlicher Sicht hält Kapitel 10 eine Prüfung der Verträglichkeit eines Vorhabens im Einzelfall für notwendig. Die betrachteten Tidebecken in der deutschen Nordsee liegen im Küstenmeer und den Ästuaren und betreffen empfindliche Gebiete des Naturschutzes.

Potenzielle Konflikte mit der Schifffahrt

Ein Damm zur Gewinnung von Energie stellt ein erhebliches Hindernis für Schiffe dar, das nur durch Schleusen überwunden werden kann. Schleusen verlangsamen allerdings den Verkehr erheblich und beschränken gleichzeitig die Größe der Fahrzeuge durch die Abmessungen der Schleusenkammer. In Vorrang- bzw. prioritären Gebieten und Vorbehalts- bzw. bedeutsamen Gebieten der Schifffahrt sind daher durch den Bau und Betrieb von Staudämmen erhebliche Konflikte zu erwarten.

Potenzielle Konflikte mit der Rohstoffgewinnung

Die Förderung von Rohstoffen im Untergrund oder in der Nähe eines Damms zur energetischen Nutzung des Tidenhubs könnte dessen Standsicherheit gefährden. Eine verallgemeinernde Aussage lässt sich hierzu nicht treffen, daher sind projektspezifische Untersuchungen im Einzelfall notwendig.

Potenzielle Konflikte mit Rohrleitungen und Seekabeln

Das Verlegen von Rohrleitungen oder Seekabeln im Untergrund oder in der Nähe eines Damms zur energetischen Nutzung des Tidenhubs könnte dessen Standsicherheit gefährden. Eine verallgemeinernde Aussage lässt sich hierzu nicht treffen, daher sind projektspezifische Untersuchungen im Einzelfall notwendig.

Potenzielle Konflikte mit der wissenschaftlichen Meeresforschung

Ein Damm zur Gewinnung von Energie stellt einen massiven Eingriff in das lokale Ökosystem dar. Der Bau und Betrieb von Staudämmen erscheint daher unvereinbar mit Forschung unter neutralen Bedingungen. Es werden daher im Einzelfall erhebliche Konflikte zwischen der Nutzung des Tidenhubs in „Vorbehaltsgebieten Forschung“ erwartet. Diese Gebiete sind in der ökologischen Potentialanalyse der Gruppe II zugeordnet, da im Fall des Anlagenbaus aus juristischer Sicht eine Prüfung der Verträglichkeit im Einzelfall notwendig ist.

Potenzielle Konflikte mit der Windenergienutzung

Grundsätzlich ist es möglich, dass Windenergieanlagen auf einem Damm zur Gewinnung von Energie installiert werden. Aufgrund der Exposition zum Meer ist ein solcher Onshore-Standort vermutlich verhältnismäßig ertragreich. Beide Nutzungen resultieren in einer signifikanten Veränderung des Landschaftsbildes. Die räumliche Bündelung von Nutzungen würde allerdings für eine kombinierte Nutzung sprechen. Letztlich ist auch hier eine Prüfung des Einzelfalls notwendig.

Potenzielle Konflikte mit der Fischerei

Mit einem Dammbau zur energetischen Nutzung des Tidenhubs erfolgt ein massiver Eingriff in die natürlichen Bedingungen. Das Ökosystem ist zur Anpassung gezwungen. Für die örtliche Fischerei kann das bedeuten, dass sie sich auf eine andere Artensammensetzung einstellen muss. Vereinbarkeit von Fischerei und Nutzung des Tidenhubs kann nur durch Untersuchungen im Einzelfall beschrieben werden.

Potenzielle Konflikte mit der Marikultur

Das erwartete räumliche Konfliktpotenzial zwischen Marikultur und der Nutzung des Tidenhubs mithilfe von Dämmen erscheint gering.

3.5 Zwischenergebnis

Unter Berücksichtigung konkurrierender Nutzungen und der Anliegen des Naturschutzes besteht kein Potenzial zur Nutzung des Tidenhubs in Deutschland. Insbesondere Schifffahrt und Naturschutz schließen die Nutzung des bereits geringen theoretischen und technischen Potenzials aus. Das technische Potenzial ist im Vergleich mit anderen Ländern so gering ist, dass es nicht gerechtfertigt erscheint, trotz der erheblichen Nutzungskonkurrenzen Projekte in Deutschland zu realisieren.

4 Wellen

4.1 Bestimmung des Theoretischen Potenzials

4.1.1 Berechnungsgrundlagen

Aus der Wellentheorie (s. z.B. [33]) ergibt sich die Wellenenergiedichte E pro m^2 Meeresoberfläche zu

$$E = 1/16 * \rho * g * H_s^2 \quad [J/m^2] \quad (4.1.1)$$

wobei $\rho=1025 \text{ kg/m}^3$ die Dichte des Wassers, $g=9.806 \text{ m/s}^2$ die Gravitationsbeschleunigung und H_s die signifikante Wellenhöhe in m darstellen.

Für eine Nutzung der Wellenenergie ist der Energiefluss P entscheidend, d.h. die Energie, die pro Wellenperiode in Ausbreitungsrichtung der Wellen bezogen auf die Einheitsbreite übertragen wird. Der Energiefluss kann aus der Wellentheorie zunächst für Einzelwellen abgeleitet werden. Unter bestimmten, in [34] dargelegten Annahmen über die Form des Seegangsspektrums lässt sich der Energiefluss näherungsweise aus den Parametern signifikante Wellenhöhe (H_s) und mittlerer Periode (T_z) berechnen: [34]

$$P = \rho g^2 H_s^2 / 64\pi * 1,15 / 0,96 * T_z [1 + 2k_z d / \sinh(2k_z d)] * \tanh(k_z d) \quad [W/m] \quad (4.1.2)$$

Hierbei stellen $\rho=1025 \text{ kg/m}^3$ die Dichte des Wassers, $g=9.806 \text{ m/s}^2$ die Gravitationsbeschleunigung, k_z die zu T_z gehörige Wellenzahl und d die Wassertiefe in m dar. Für die im Folgenden aufgeführten Berechnungen wurden die aus den coastDat Seegangsspektren berechneten stündlichen Werte der signifikanten Wellenhöhen H_s und der T_{m02} Periode verwendet. Letztere entspricht näherungsweise der mittleren, aus einer Zeitreihe abgeleiteten Periode T_z . Ein einzelnes Spektrum ist in Abb. 4 - 1 beispielhaft gezeigt.

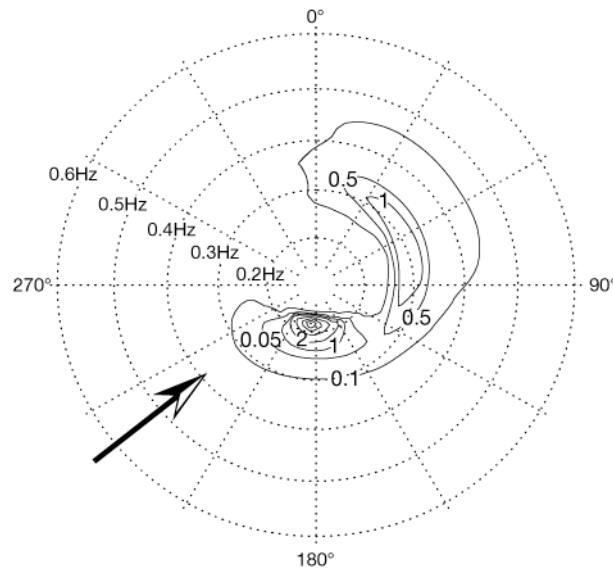


Abb. 4 - 1 Seegangsspektrum aus coastDat an der Position 55.5N; 0.5E am 15. Februar 1962 12:00 UTC. Die signifikante Wellenhöhe zum entsprechenden Zeitpunkt beträgt etwa 3.15 m; die mittlere Wellenrichtung etwa 161 Grad. Der Wind kommt aus 232 Grad mit etwa 12 m/s.

4.1.2 Nordsee

Als Basis der Analyse dient der in [4] beschriebene coastDat Datensatz. Der Seegangsteil dieses Datensatzes ist im Detail in [35] beschrieben und validiert.

Abb. 4 - 1 zeigt die langjährigen Mittel von den für Energiebetrachtungen relevanten Größen signifikante Wellenhöhe H_S und T_{m02} Periode. Im Bereich der Deutschen Bucht erreichen die signifikanten Wellenhöhen im langjährigen Mittel Werte zwischen etwa 1,5 und 2 m. Diese Werte fallen zu den Küsten hin deutlich ab und erreichen im Bereich der vorgelagerten Inseln Werte um etwa 1 m. Küstennah liegen die Werte meist unter 1 m. Die T_{m02} Periode zeigt ein ähnliches räumliches Muster mit langjährigen Mittelwerten von etwa 4-5 s für weite Teile der Deutschen Bucht. Küstennah liegen die Werte deutlich darunter.

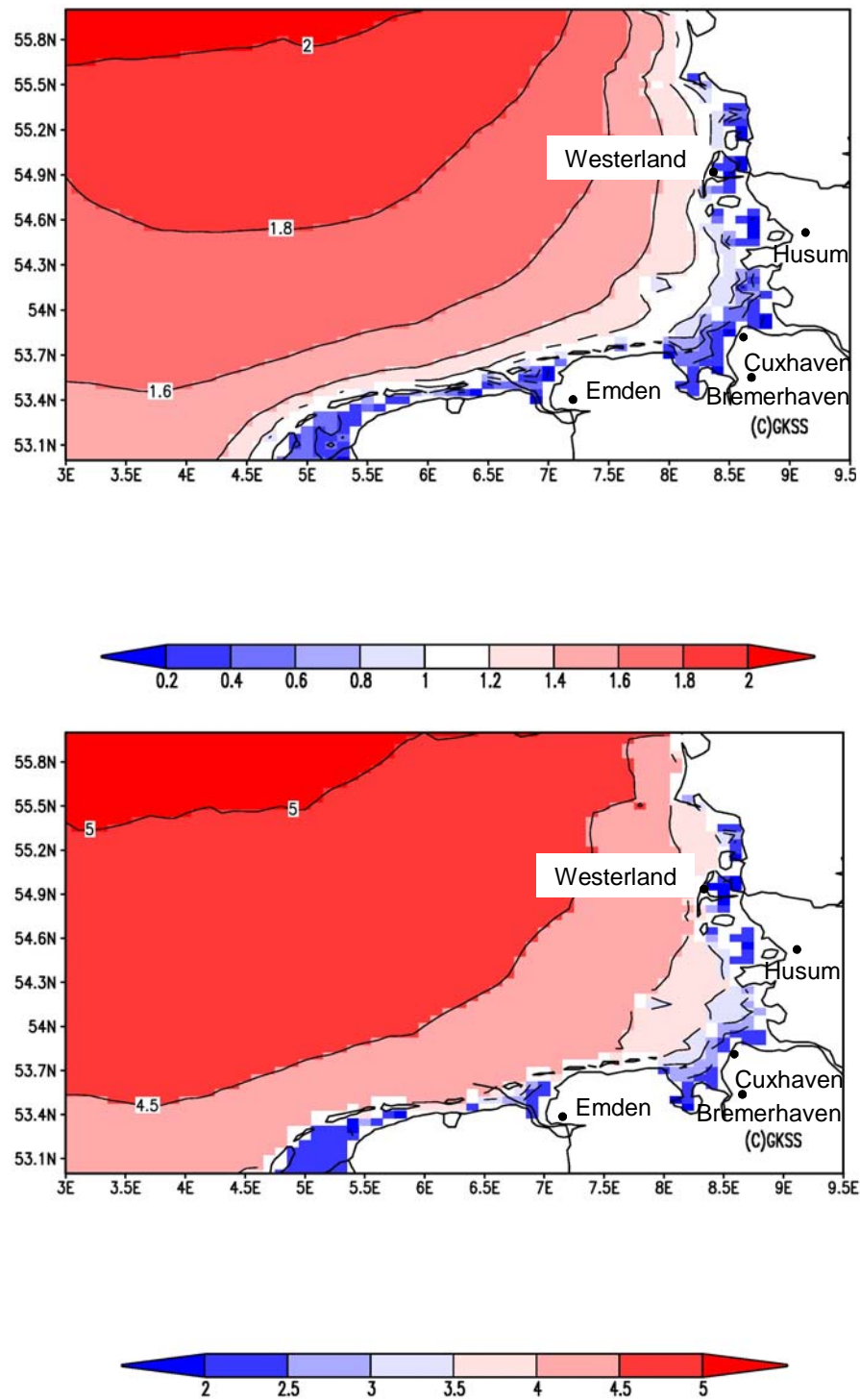


Abb. 4 - 1 Langjährige (1958-2007) Mittelwerte der signifikanten Wellenhöhe H_s und der Wellenperiode T_{m02} im Bereich der Deutschen Bucht.

Werte in m (oben) und in s (unten) ermittelt auf Grundlage stündlicher Werte des coastDat Datensatzes.

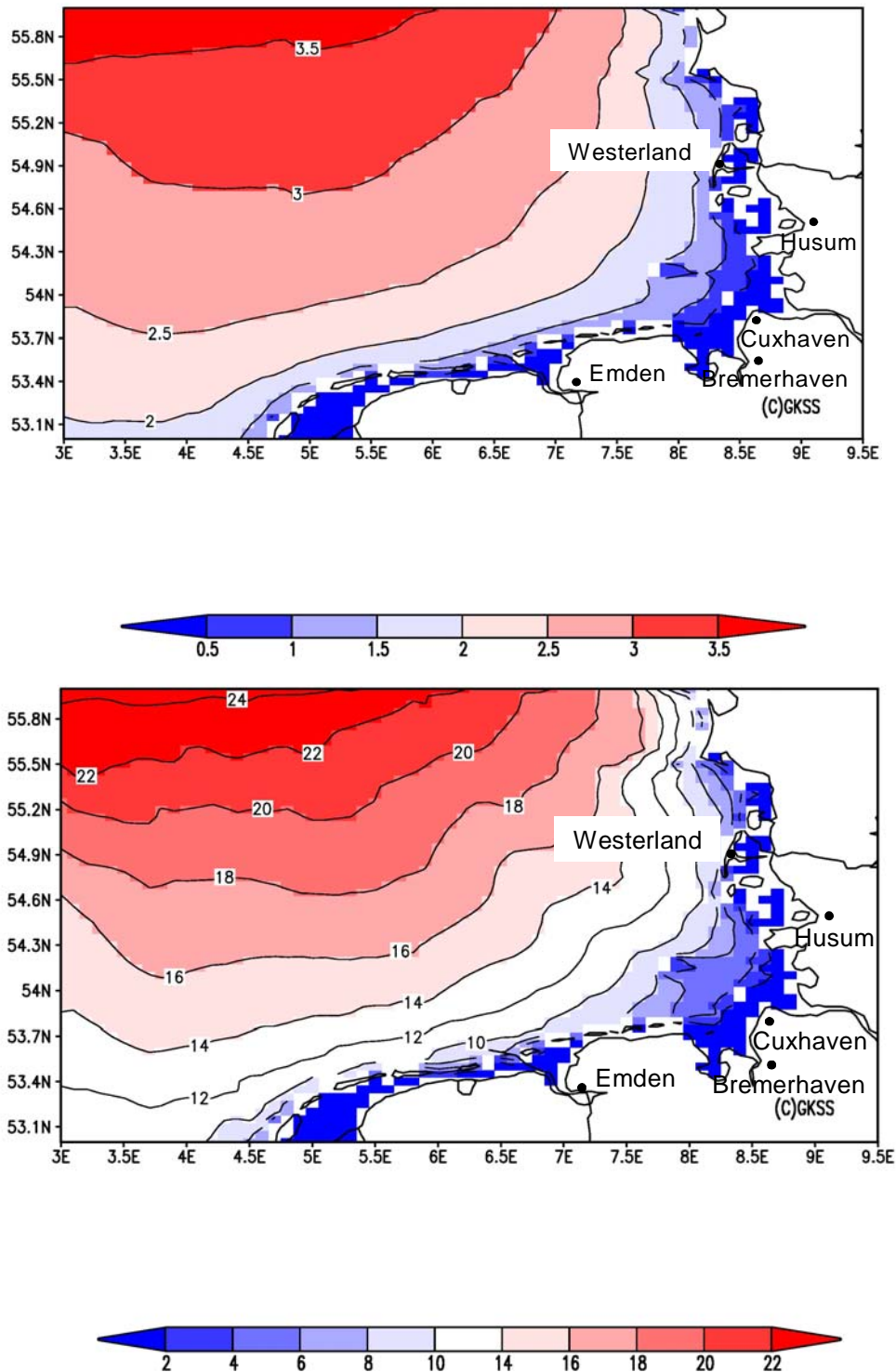


Abb. 4 - 2 Langjährige (1958-2007) Mittelwerte der Energiedichte und des Energieflusses von Wellen im Bereich der Deutschen Bucht.

Energiedichte in kJ/m^2 (oben) und Energieflusses in kW/m (unten) ermittelt auf Grundlage stündlicher Werte des coastDat Datensatzes.

Basierend auf dem coastDat Datensatz wurden für den Zeitraum 1958-2007 zunächst stündliche Werte der mittleren Energiedichte (Gleichung 4.1.1) und des Wellenenergieflusses (Gleichung 4.1.2) berechnet. Von diesen stündlichen Werten wurden

anschließend die langjährigen Mittel für den Zeitraum 1958-2007 berechnet. Die Ergebnisse sind in Abb. 4 - 2 dargestellt. Im langjährigen Mittel weisen die mittleren Energiedichten im Bereich der Deutschen Bucht Werte zwischen etwa 1.0 und 3.5 kJ/m² auf, wobei die größten Werte auf offener See, die kleinsten Werte in Küstennähe beobachtet werden. Die mittleren Energieflüsse schwanken seewärts der Inseln zwischen etwa 8.0 und 24 kW/m, wobei auch hier die größeren Werte in küstenferneren Regionen beobachtet werden. Auf der Rückseite der Inseln und in Landnähe sind die Werte deutlich geringer.

4.1.3 Ostsee

Als Basis der Analyse dient der in [4] beschriebene coastDat Datensatz.

Abb. 4 - 3 zeigt die langjährigen Mittel von den für Energiebetrachtungen relevanten Größen signifikante Wellenhöhe und T_{m02} Periode. Generell fallen die langjährigen Mittelwerte dieser Größen im Bereich der Deutschen Ostseeküste deutlich niedriger als in der AWZ der Nordsee aus. So werden im Bereich der Deutschen Ostseeküste im langjährigen Mittel signifikante Wellenhöhen von deutlich unter 1.00 m erreicht, wobei die höchsten Werte vor der Nordküste Rügens, die niedrigsten in unmittelbarer Küstennähe beobachtet werden. Die T_{m02} Periode zeigt ein ähnliches räumliches Muster mit langjährigen Mittelwerten von etwa 2-3 s für weite Teile der AWZ.

Basierend auf dem coastDat Datensatz wurden für den Zeitraum 1958-2002 zunächst stündliche Werte der mittleren Energiedichte (Gleichung 4.1.1) und des Wellenenergieflusses (Gleichung 4.1.2) berechnet. Von diesen stündlichen Werten wurden anschließend die langjährigen Mittel für den Zeitraum 1958-2002 berechnet. Die Ergebnisse sind in Abb. 4 - 4 dargestellt. Auch hier finden sich im Vergleich zur Nordsee generell deutlich geringere Werte. So weisen die mittleren Energiedichten im langjährigen Mittel im Bereich der Deutschen Ostseeküste und der AWZ lediglich Werte von weniger als 1.0 kJ/m² auf, wobei die größten Werte auf offener See und vor der Nordküste Rügens, die kleinsten Werte in Küstennähe beobachtet werden. Die mittleren Energieflüsse im Bereich der Deutschen Ostseeküste sind ebenfalls deutlich geringer, als die im Bereich der Nordsee beobachteten. Sie erreichen im langjährigen Mittel lediglich Werte von unter 4 kW/m, wobei auch hier mit etwa 3 kW/m die größten Werte an der Nordküste Rügens beobachtet werden.

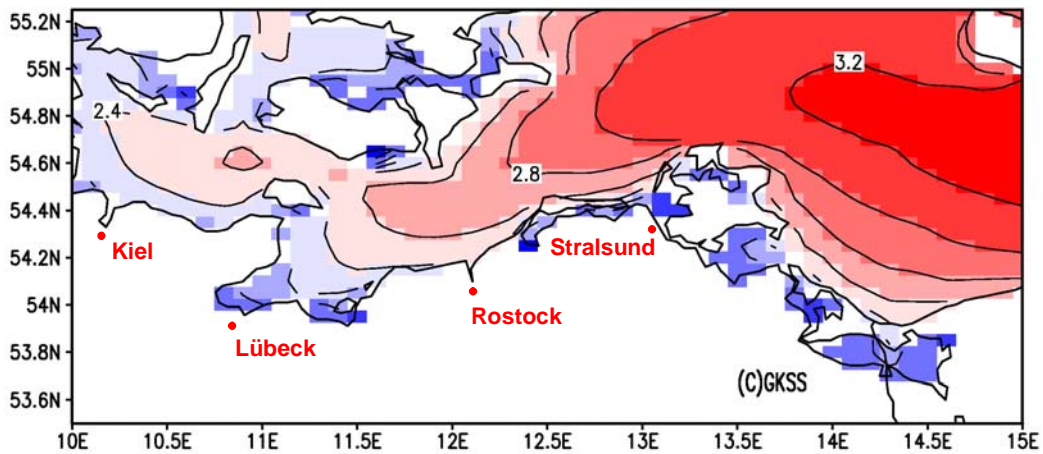
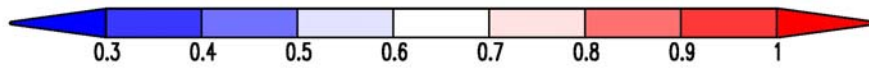
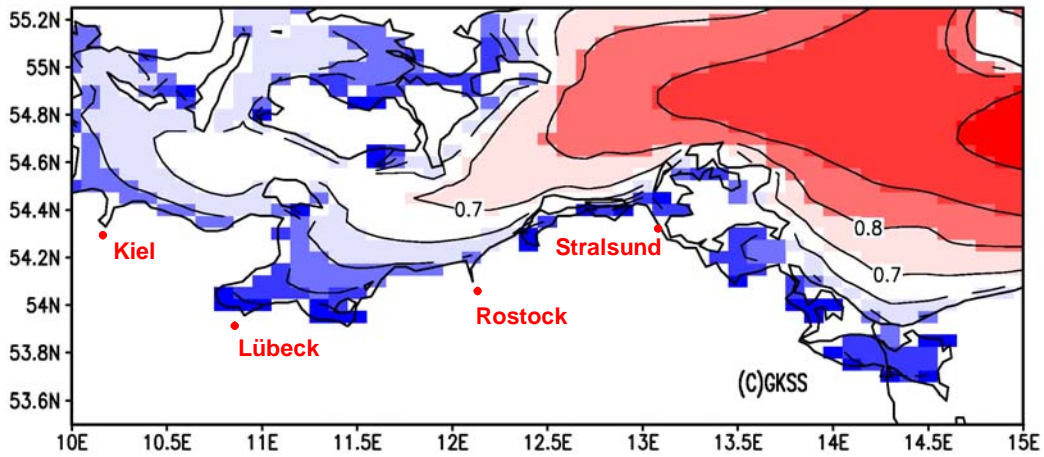


Abb. 4 - 3 Langjährige (1958-2002) Mittelwerte der signifikanten Wellenhöhe H_s und der Wellenperiode T_{m02} im Bereich der Deutschen Ostseeküste.

Werte in m (oben) und in s (unten) ermittelt auf Grundlage stündlicher Werte des coastDat Datensatzes.

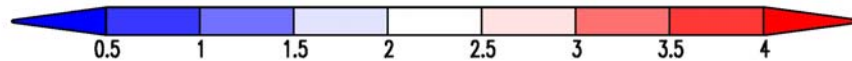
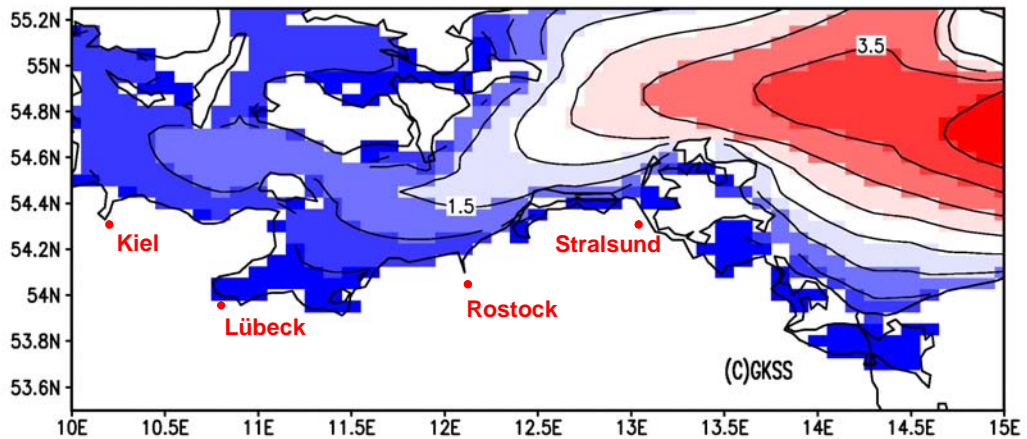
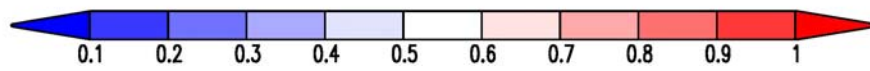
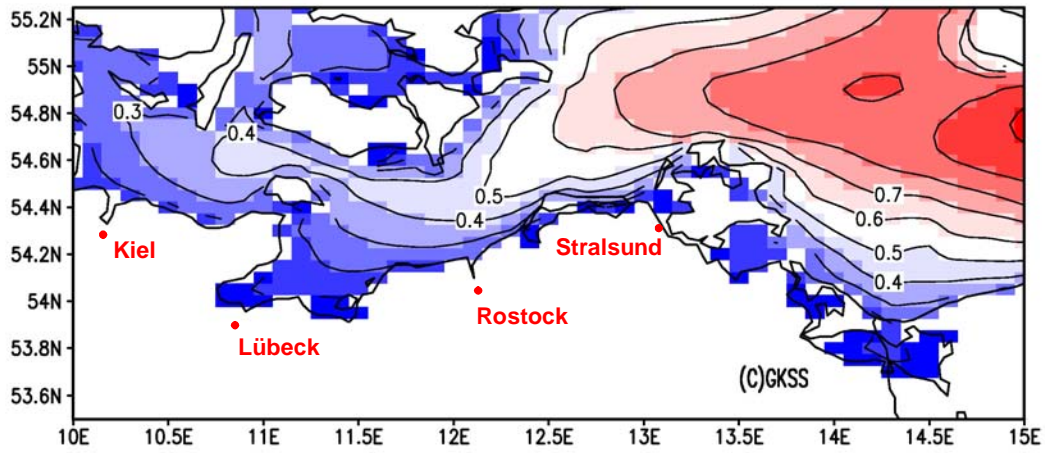


Abb. 4 - 4 Langjährige (1958-2002) Mittelwerte der Energiedichte und des Energieflusses von Wellen im Bereich der Deutschen Ostseeküste.

Energiedichte in kJ/m^2 (oben) und Energiefluss in kW/m (unten) ermittelt auf Grundlage stündlicher Werte des coastDat Datensatzes.

4.2 Stand der Technik

Die Vielfalt der Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie ist groß und lässt sich durch mindestens zwei unterschiedliche Systeme klassifizieren, die hier kurz vorgestellt werden. Die herkömmliche Klassifikation zielt auf die Unterscheidung der Betriebsweise und der Geometrie schwimmender Anlagen ab. Dabei werden drei Klassen von Anlagen unterschieden [17]:

- Attenuator
- Terminatoren: Rampen und pneumatische Kammern
- Punktabsorber

Attenuatoren und Terminatoren haben gemeinsam, dass sie bezogen auf das wirksame Wellenfeld grundsätzlich begrenzte Ausdehnung aufweisen und dabei eine der zwei horizontalen Dimensionen dominant ist. Vereinfacht gesagt lassen sie sich als Rechteck oder Ellipse betrachten, bei denen die Länge die Breite weit übertrifft. Der Unterschied zwischen Attenuatoren und Terminatoren ist allein die Ausrichtung der Struktur in Relation zur hauptsächlichen Wellenausbreitungsrichtung. Attenuatoren werden längs der Ausbreitungsrichtung und Terminatoren quer zu dieser installiert.

Punktabsorber sind dagegen üblicherweise kleine, im Bezug auf ihre vertikale Achse symmetrische Strukturen. Ihre Abmessungen sind weitaus kleiner als die dominierende Wellenlänge. Durch geeignete Steuerung der Einheiten und ihrer Anordnung innerhalb eines Parks lässt sich aber eine effektive Wirkungsbreite erreichen, die über die begrenzten Abmessungen des Punktabsober weit hinausgeht.

Bei der Wahl dieses Klassifikationssystems kann es darüber hinaus nützlich sein, weitere beschreibende Begriffe wie „landbasiert“, „küstennah“ und „küstenfern“ zu verwenden. Im Folgenden werden Attenuatoren und Punktabsober als Beispiele schwimmender Anlagen detaillierter untersucht. Als Beispiele für Terminatoren werden Rampen und pneumatische Kammern vorgestellt.

[36][17][17]Im Folgenden werden die bereits erwähnten vier Konzepte Attenuator, Punktabsober, Rampen und pneumatische Kammern diskutiert. Aufgrund der Vielfalt der verfolgten Technologieansätze können nicht alle Projekte in dieses Schema einsortiert werden. Beispielsweise transformiert die kürzlich in Betrieb gegangene Pilotanlage des „Oyster“-Systems die Wellenbewegung in Druck, mit dem eine landbasierte Turbine angetrieben wird.

4.2.1 Attenuator

Attenuatoren oder Dämpfer sind räumlich ausgedehnte, schwimmende Anlagen, deren einzelne Elemente durch die Wellen in eine horizontale und eine vertikale Relativbewegung zueinander versetzt werden. Diese Bewegung in den Gelenken der Anlagen wird mittels hydraulischer Kolben in Druck umgesetzt, das Drucköl treibt dann entsprechende Generatoren an. Dadurch entziehen sie der Welle einen Teil ihrer Energie und dämpfen sie somit. Abb. 4 - 6 zeigt das Prinzip dieser Technologie gemeinsam mit einer Fotografie eines Beispielprojektes.

Entwicklungsstand

Insgesamt konnten acht Projekte in unterschiedlichen Entwicklungsphasen identifiziert werden. Zwei Prototypen befinden sich in der Erprobungsphase von Prototypen auf See, fünf weitere Projekte testen Modelle, darunter drei ebenfalls bereits auf See und zwei in Wellentanks. Das letzte Projekt befindet sich noch im Konzeptstadium. Der Entwicklungsstand der Projekte ist in Abb. 4 - 5 dargestellt.

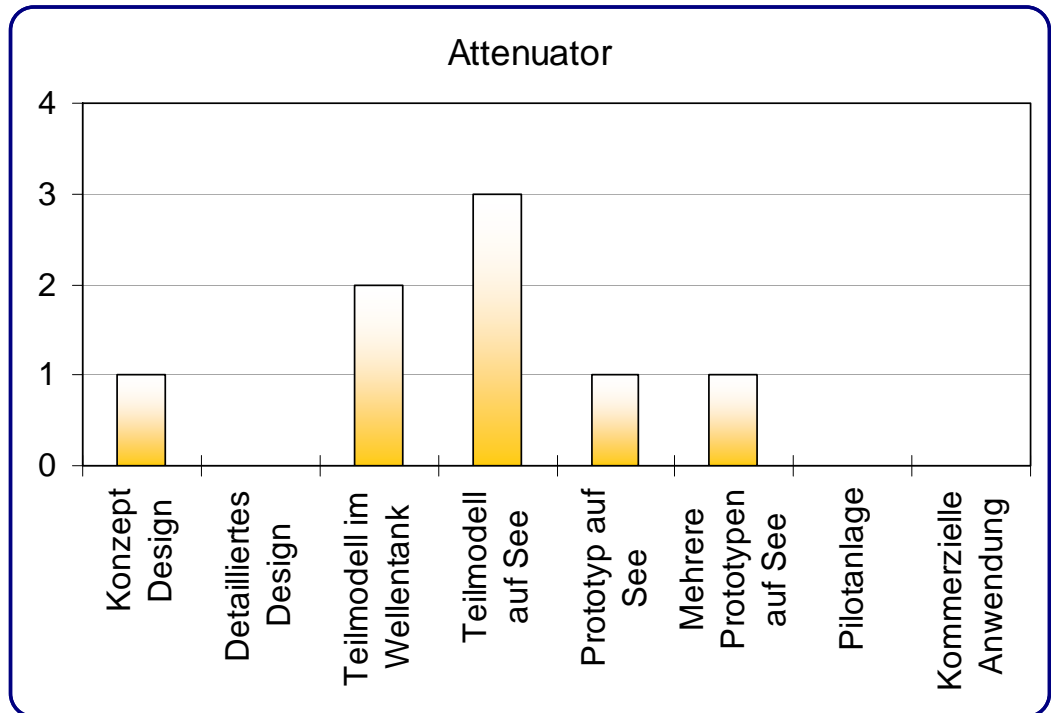


Abb. 4 - 5 Übersicht über den Entwicklungsstand von Attenuatoren zur Nutzung der Wellenenergie. Eigene Darstellung.

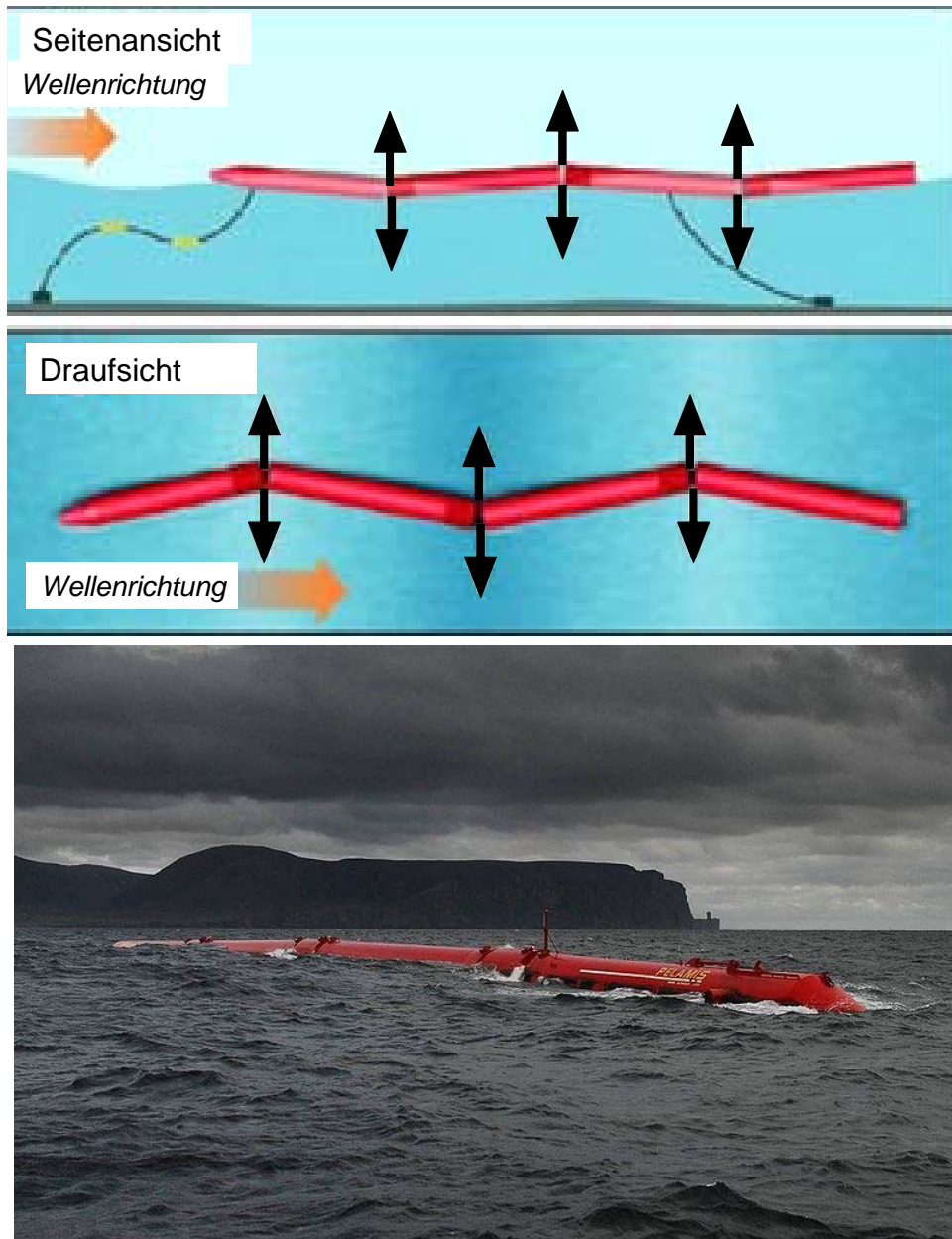


Abb. 4 - 6 Attenuator. Schematische Darstellung (oben) und Foto (unten).

Quellen: eigene Bearbeitung nach [37] , ¹¹

Bei beiden Prototypen ist davon auszugehen, dass sie bei entsprechender Entwicklungstätigkeit in den nächsten Jahren technisch einsatzfähig sein werden. Derzeit stellen sie außerdem die Technologien mit dem höchsten Wirkungsgrad dar; hierdurch kann mit ihnen das am Standort vorhandene theoretische Potenzial mit dem geringsten Flächenbedarf ausgeschöpft werden.

Technische Rahmenparameter

Detaillierte Informationen waren nur für einen der beiden Prototypen zu erhalten, daher ist die weitere Analyse auf dieses Modell beschränkt. Beim Pelamis¹² handelt es sich um eine 150 m lange Konstruktion aus 4 Röhrensegmenten, die mittels hydraulischer

¹¹ http://commons.wikimedia.org/wiki/Image:Pelamis_at_EMEC.jpg

¹² <http://www.pelamiswave.com/>

scher Gelenke miteinander verbunden sind. Sie werden durch die Wellen in Bewegung versetzt, diese Bewegung wird durch Hydraulikmotoren an den Gelenken in elektrische Leistung umgesetzt. Die elektrische Nennleistung des Pelamis liegt bei 750 kW. Die Entwickler des Pelamis geben eine minimale Wassertiefe von 50 m an, es ist aber davon auszugehen, dass ein Einsatz auch bei geringeren Wassertiefen möglich ist [32]. Eine Stromerzeugung erfolgt ab einer signifikanten Wellenhöhe von ca. 1 m, für einen optimalen Ertrag ist eine signifikante Wellenhöhe von 3-6 m erforderlich.

Zusammenfassung/Eignung

Die beschriebene Technologie ist grundsätzlich bedingt geeignet für einen Einsatz in den deutschen Gewässern. Aufgrund der erforderlichen Umgebungsparameter Wassertiefe und Wellenhöhe ist allerdings davon auszugehen, dass nur eine eingeschränkte Menge an potenziellen Standorten vorhanden ist. Die derzeitigen Entwicklungen des Pelamis (und auch aller weiteren identifizierten Projekte) sind auf vergleichsweise lange Wellen, wie sie vor allem durch Dünung entstehen, ausgelegt. Da die Wellenperiode in den deutschen Seegebieten teilweise erheblich kürzer ist, wären für einen tatsächlichen Einsatz in Deutschland erhebliche Modifikationen erforderlich, um das Resonanzverhalten anzupassen. Es erscheint nach aktuellem Kenntnisstand nicht sehr wahrscheinlich, dass diese Modifikationen mittelfristig durchgeführt werden, solange noch zahlreiche internationale Standorte mit erheblich höherem Potenzial genutzt werden können. Diese Technologie wird weiter untersucht.

4.2.2 Terminator: Rampen und pneumatische Kammern

4.2.2.1 Rampen

Bei dieser Technologie überspülen die Wellen eine Rampe und gelangen dadurch in ein über dem Wasserspiegel gelegenes Becken. Durch einen Auslass strömt das Wasser zurück in die See und treibt die im Auslass installierte Turbine an. Derartige Anlagen können sowohl schwimmend auf See als auch an einer geeigneten Küste errichtet werden. Abb. 4 - 3 zeigt das Prinzip einer schwimmenden Anlage und die Abbildung eines Pilotprojektes.

Gleichzeitig ermöglicht diese Technik eine zeitliche Steuerung der Stromerzeugung im Rahmen der Speicherkapazität des Beckens.

Entwicklungsstand

Weltweit werden derzeit lediglich vier Projekte verfolgt, die diese Technik nutzen. Eines dieser Projekte befindet sich noch im Konzeptstadium, während die anderen Projekte bereits Prototypen oder Teilmodelle auf See testen. Der Entwicklungsstand der Projekte ist in Abb. 4 - 8 dargestellt.

Bei den fortgeschrittenen Vorhaben ist davon auszugehen, dass sie mittelfristig am Markt verfügbar sein werden. Da der Schwerpunkt bei zwei dieser Projekte auf landgestützten Anlagen liegt, die für einen Einsatz in deutschen Gewässern aufgrund der geringen Tiefengradienten vor den Küsten eher ungeeignet sind, liegt der Schwerpunkt im Folgenden auf dem WaveDragon¹³ als Beispiel einer schwimmenden Anlage.

¹³ <http://www.wavedragon.net/>

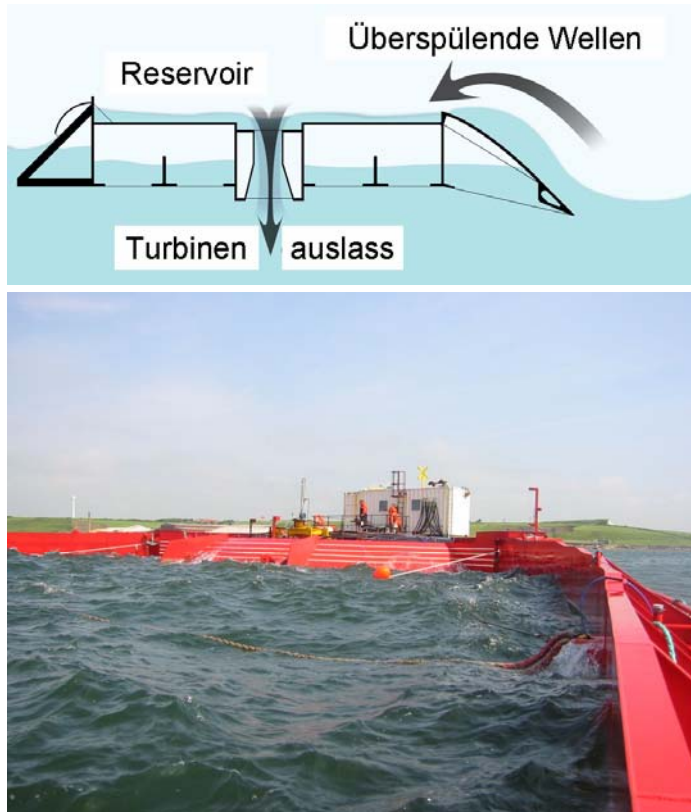


Abb. 4 - 7 Rampenanlage. Schematische Darstellung (oben) und Fotografie (unten).
Quelle: [32] und ¹⁴

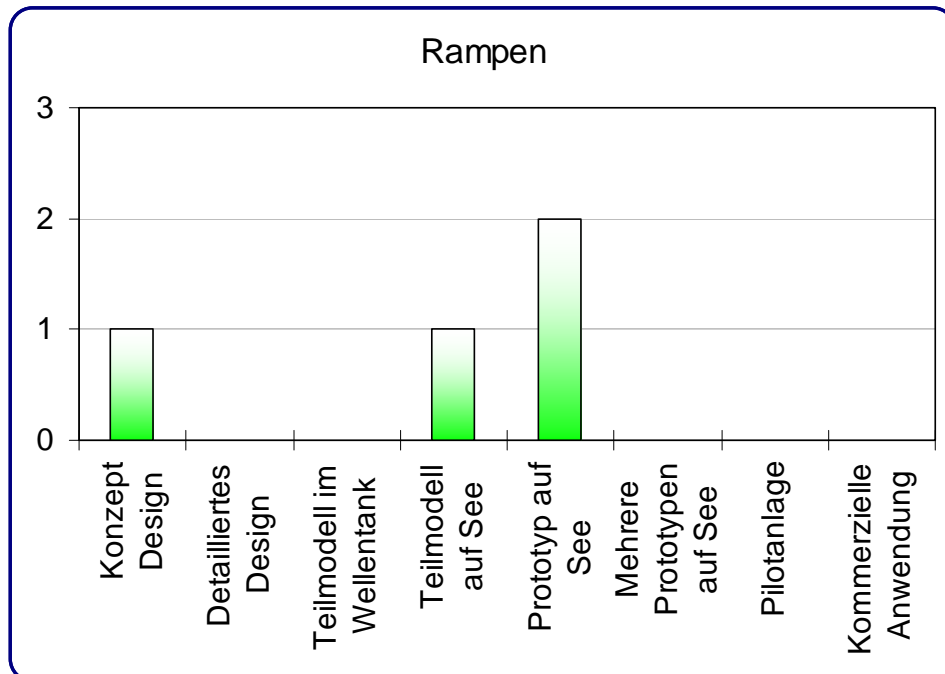


Abb. 4 - 8 Übersicht über den Entwicklungsstand von Rampen zur Nutzung der Wellenenergie.
Eigene Darstellung.

¹⁴ <http://wavedragon.net/>

Technische Rahmenparameter

Der WaveDragon soll in unterschiedlichen Größen hergestellt werden, die jeweils an das lokale Wellenklima angepasst sind. Die kleinste Anlage wird optimiert für einen Energiefluss von 24 W/m und benötigt eine Wassertiefe von mindestens 20 m. Größere Einheiten für ein Wellenklima mit größerem Energiefluss werden verfügbar sein, diese benötigen dann entsprechend größere Wassertiefen.

Zusammenfassung/Eignung

Der WaveDragon ist grundsätzlich für einen Einsatz in der deutschen AWZ der Nordsee geeignet. Wie in Abschnitt 4.1 gezeigt wurde, erreicht der mittlere Energiefluss in der Nordsee den erforderlichen Energiefluss aber nur in einzelnen, küstenfernen Gebieten. In der Ostsee ist der Energiefluss deutlich geringer. Daher wird der WaveDragon dort nicht zum Einsatz kommen.

Neben dem minimalen Energiefluss benötigt das kleinste Modell des WaveDragon eine Wassertiefe von mehr als 20 m. Dies wird die möglichen Standorte in der Nordsee im Rahmen der Modellierung gegebenenfalls weiter einschränken.

4.2.2.2 Pneumatische Kammern

Pneumatische Kammern können an geeigneten Küsten errichtet werden. Sie bestehen aus einer Kaverne, deren untere Öffnung unterhalb des Wasserspiegels liegt. Durch Wellen, die in die Kaverne hineinspülen, wird eine oszillierende Wassersäule in der Kaverne erzeugt, der Wasserspiegel steigt, die Luft in der Kaverne wird komprimiert und durch die obere Öffnung hinausgedrückt. Hier treibt sie eine Turbine an. Fällt der Wasserspiegel in der Kaverne, so entsteht ein Luftstrom in die Kaverne hinein. Je nach Typ können die Turbinen den Luftstrom in einer oder in beiden Richtungen nutzen. Abb. 4 - 9 zeigt das Prinzip sowie eine Pilotanlage einer pneumatischen Kammer.

Entwicklungsstand

Die Entwicklung von pneumatischen Kammern ist vergleichsweise weit fortgeschritten. Insgesamt konnten 20 Projekte identifiziert werden, von denen 12 bereits Prototypen oder Modelle testen. Drei Projekte befinden sich nach Eigenangaben der Betreiber oder Entwickler im Stadium der kommerziellen Anwendung. Einige Projekte blicken dabei bereits auf annähernd 10 Jahre Betriebserfahrung zurück. Die verbleibenden fünf Projekte befinden sich in unterschiedlichen Konzeptstadien. Der Entwicklungsstand der Projekte ist in Abb. 4 - 10 dargestellt.

Technische Rahmenparameter

Insbesondere die WaveGen-Anlage¹⁵ auf den Äußeren Hebriden in Schottland ist gut dokumentiert. Es werden zwar keine absoluten, erforderlichen Rahmenparameter benannt, aber es wird deutlich, dass derartige Anlagen auf Steilküsten angewiesen sind. Die Anlage in Schottland ist für eine Tiefe von 7 m unmittelbar an der Küste dimensioniert bei einer Steigung des Meeresbodens hin zur Küste von 1:25. Der erforderliche Energiefluss wurde auf 20 kW/m geschätzt. Diese Werte können als exemplarisch für pneumatische Kammern betrachtet werden.

Zusammenfassung/Eignung

Damit die für pneumatische Kammern erforderlichen Wellenhöhen und Energieflüsse an der Küste erreicht werden können, ist eine Steilküste erforderlich, die unmittelbar auf mehrere Meter Wassertiefe abfällt mit einem anschließenden Gefälle des Meeresbodens von etwa 1:25. Diese Bathymetrie ist an der deutschen Küste nicht vorhanden, die auftretenden Energieflüsse liegen auch deutlich unterhalb von 10 kW/m. Damit ist diese Technik ungeachtet mehrerer internationale Pilotprojekte in Deutschland nicht nutzbar und wird für die weitere Betrachtungen ausgeschlossen.

¹⁵ <http://www.wavegen.co.uk/>

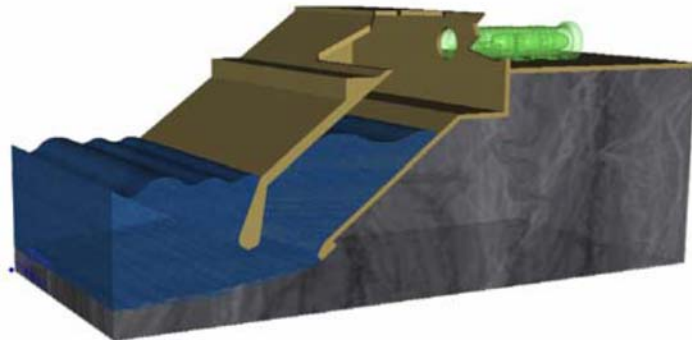


Abb. 4 - 9 Pneumatische Kammer. Schematische Darstellung (oben) und Fotografie (unten).¹⁶

¹⁶ <http://www.wavegen.co.uk>

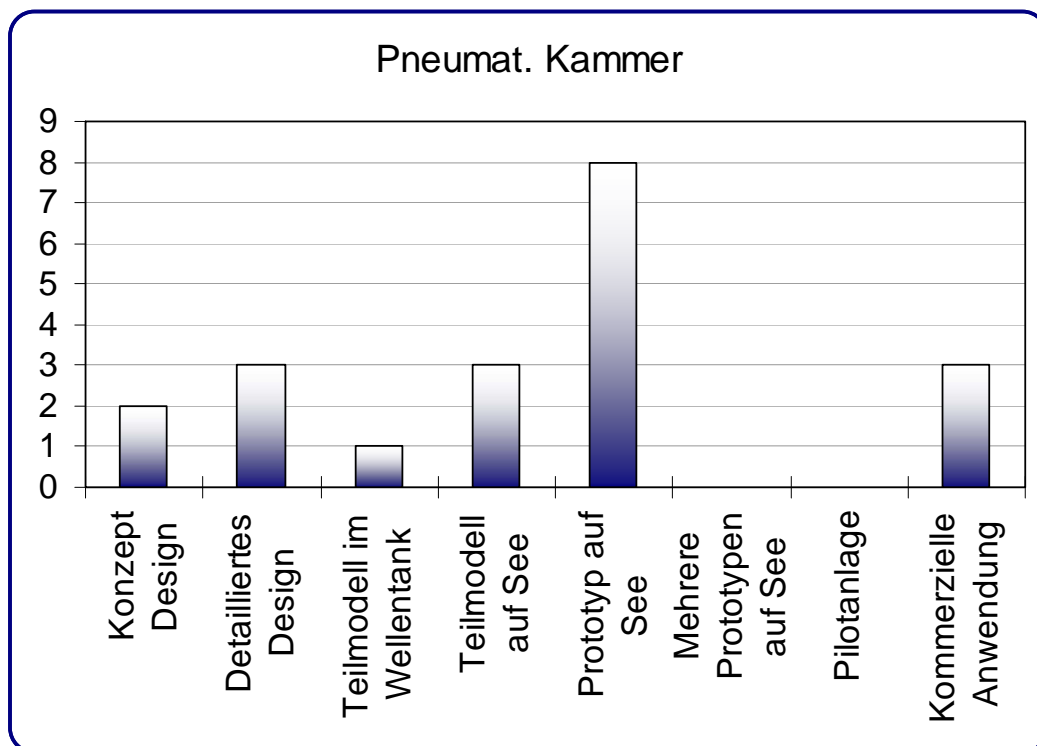


Abb. 4 - 10 Übersicht über den Entwicklungsstand von pneumatischen Kammern zur Nutzung der Wellenenergie.

Eigene Darstellung.

4.2.3 Punktabsorber

Punktabsorber sind räumlich konzentrierte, punktförmige Anlagen wie beispielsweise Tonnen, deren Komponenten durch die Wellen in Relativbewegungen versetzt werden. Diese Bewegungen werden dann über entsprechende Umwandlungstechnologien zur Stromerzeugung genutzt. Das Prinzip ist in Abb. 4 - 11 dargestellt. Das gezeigte Beispiel ist an der Funktionsweise des Archimedes Wave Swing (AWS) orientiert, bei dem das unbewegliche Element am Meeresgrund fixiert ist, und das luftgefüllte, bewegliche Element durch die variable Wassersäule auf dem Element in Bewegung versetzt wird. Beide Elemente sind durch einen Lineargenerator gekoppelt, dessen Stator Bestandteil des fixierten Elementes ist, der „Rotor“ ist entsprechend Bestandteil des beweglichen Elementes. Die Fotografie im unteren Teil der Abbildung zeigt ein ähnliches Konzept, bei dem allerdings beide Elemente schwimmen. Die erforderliche Trägheit im unbeweglichen Element wird hierbei durch Volumen und Masse erreicht. Dadurch entstehen größere Spielräume, aber auch größere Herausforderungen, mit Resonanzeffekten zu arbeiten.

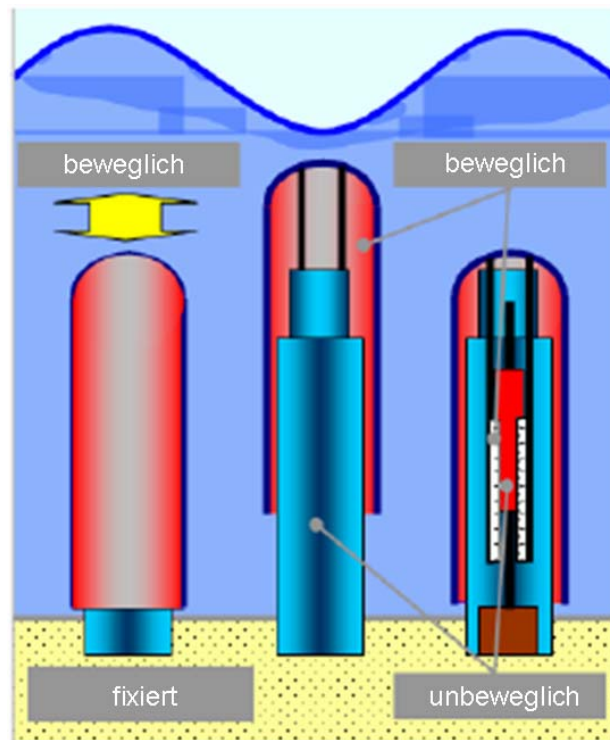


Abb. 4 - 11 Prinzip eines Punktabsoberers (oben) und Fotografie eines Pilotprojektes (unten).
Quelle: [38], [11].

Entwicklungsstand

Derzeit befinden sich über 25 verschiedene Projekte in der Entwicklung. Etwa ein Drittel befindet sich allerdings noch in einer konzeptuellen Phase, lediglich vier Prototypen werden bislang auf See erprobt. Daneben gibt es 14 Projekte, die maßstäbliche Modelle in Tanks oder auf See testen. Je ein Projekt befindet sich nach Eigenangaben in oder kurz vor der kommerziellen Anwendung. Der Entwicklungsstand der Projekte ist in Abb. 4 - 12 dargestellt.

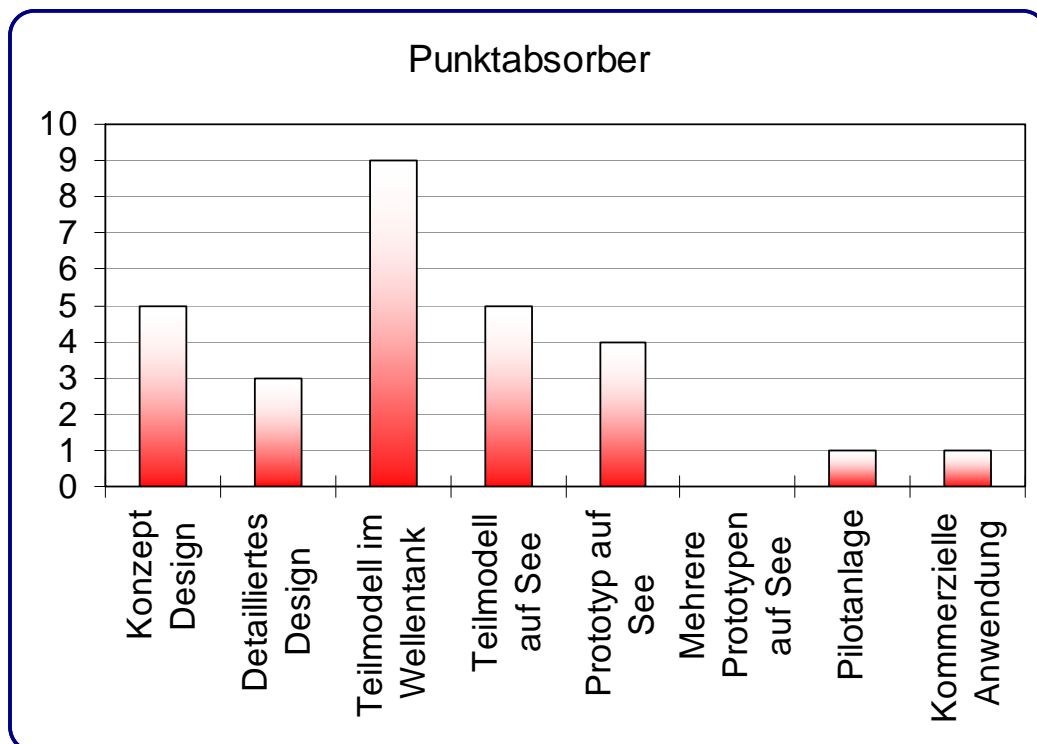


Abb. 4 - 12 Übersicht über den Entwicklungsstand von Punktabsorbern zur Nutzung der Wellenenergie.

Eigene Darstellung.

Bei den Projekten, die bereits Prototypen erproben, wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass sie in naher Zukunft bei entsprechender Entwicklungstätigkeit industriell einsetzbar sein werden.

Technische Rahmenparameter

Für eine Technologie waren keinerlei Informationen verfügbar, diese wird für die weitere Arbeit aus modellierungs-praktischen Gründen ausgeschlossen. Der Wave-Buoy¹⁷ von Ocean Power Technologies benötigt eine Wassertiefe von 30-50 m, der Archimedes Wave Swing (AWS)¹⁸ benötigt etwa 40-100 m Wassertiefe [5]. Für den AWS ist eine Leistungsmatrix verfügbar, aus der die minimale Wellenhöhe von 1 m zu entnehmen ist [9].

Zusammenfassung/Eignung

Aufgrund der geringen minimalen Wellenhöhe erscheint der AWS für den Einsatz im Untersuchungsgebiet grundsätzlich geeignet. Dabei ist aber festzuhalten, dass es sich um die technisch minimale, nicht um eine ökonomisch sinnvolle Wellenhöhe handelt. Gleichzeitig führt die angegebene erforderliche Wassertiefe zu einer Reduktion der möglichen Standorte.

Da für die WaveBuoy keine Leistungsmatrix vorliegt, wird an dieser Stelle der Ansatz gewählt, den AWS als Referenztechnologie zu verwenden und gleichzeitig die Mindestwassertiefe auf 30 m zu reduzieren.

¹⁷ <http://www.oceanpowertechnologies.com/>

¹⁸ <http://www.awsocan.com/>

4.2.4 Zusammenfassung des Standes der Technik und Vorselektion geeigneter Technologien

Der aktuelle Stand der Technik der Wellenenergiekonverter, soweit er im Rahmen dieser Studie aus öffentlich zugänglichen Quellen ermittelt werden konnte, ist in Abb. 4 - 13 zusammenfassend dargestellt. Da einige Projekte technische Prinzipien verfolgen, die sich nicht in das gewählte Klassifikationsschema einordnen lassen, sind in Abb. 4 - 13 nur 60 der insgesamt 75 identifizierten Projekte zur Nutzung der Wellenenergie enthalten. Mehrere wichtige Aspekte werden aus dieser Darstellung deutlich:

- Es konnte eine Vielzahl von etwa 60 verschiedenen Konzepten und Projekten identifiziert werden;
- Die überwiegende Mehrzahl aller Projekte testet einzelne Prototypen und Teilmodelle auf See und im Tank;
- Sehr wenige Projekte befinden sich in einer kommerziellen Anwendung (diese Aussage ist in der Regel jeweils aus Angaben der Betreiber oder der Projektentwickler abgeleitet).

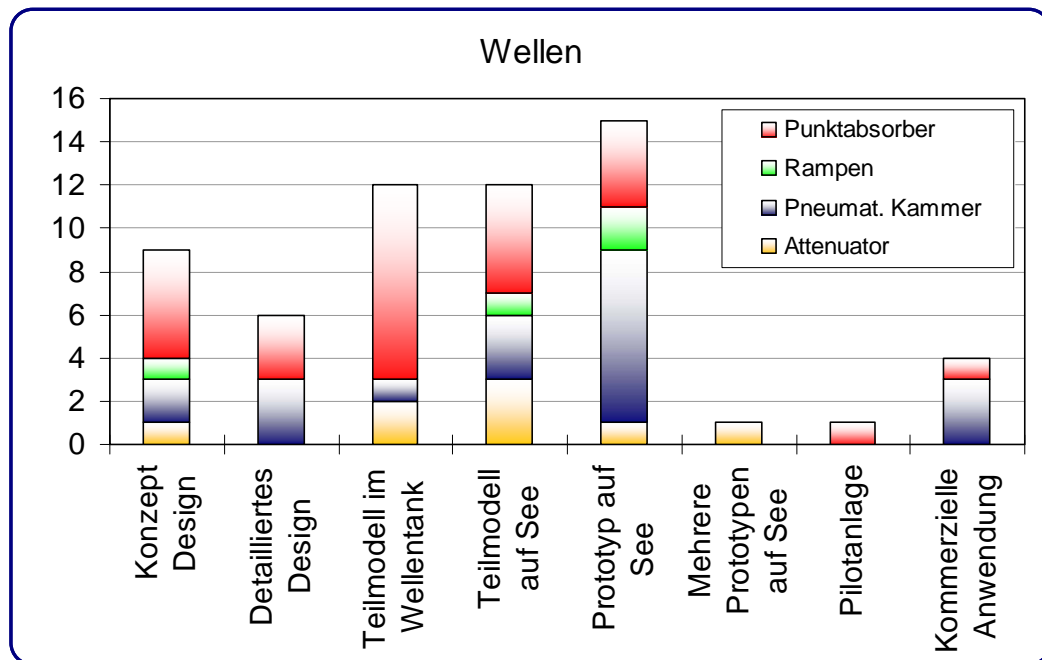


Abb. 4 - 13 Übersicht über den Entwicklungsstand von Wellenenergiekonvertern.
Eigene Darstellung.

Durch einen Vergleich des theoretischen Potenzials in den deutschen Seegebieten mit den jeweiligen Anforderungen der einzelnen Technologien ergibt sich eine Auswahl von wenigen aussichtsreichen Technologien, die für die weitere Bestimmung des technischen Potenzials zu berücksichtigen sind. Diese Technologien sind in Tab. 4 - 1 dargestellt. Zusätzlich sind die möglichen räumlichen Einsatzgebiete aufgezeigt. Dabei fällt unmittelbar auf, dass für die Ostsee keine der hier diskutierten Technologien auf ein ausreichendes theoretisches Potenzial trifft. Aufgrund des geringen theoretischen Potenzials kann die Ostsee an dieser Stelle für die weiteren Betrachtungen ausgeschlossen werden.

Dabei stellt die Auswahl der Referenzen keine Annahme hinsichtlich der Entwicklungsaussichten einzelner Projekte dar. Die Auswahl ist vielmehr auf die Erwartung gestützt, dass die zugrunde liegende allgemeine Nutzungsform aussichtsreich ist, dass die Rahmenparameter eine Nutzung in der Nordsee erwarten lassen. Daneben wird die Auswahl des Referenzprojektes auch durch die öffentlich zugängliche Dokumentation bestimmt.

Tab. 4 - 1 Ausgewählte Technologien und mögliche Anwendungsgebiete.

Technik	Referenzprojekt	Nordsee			Ostsee		
		AWZ	KüM	Ufer	AWZ	KüM	Ufer
Attenuator	Pelamis	o	-	-	-	-	-
Punktabsorber	AWS / WaveBuoy	+	-	-	-	-	-
Rampen	WaveDragon	o	-	-	-	-	-
Pneumatische Kammern	-	-	-	-	-	-	-

Die Verschneidung der theoretischen Potenziale sowie der technischen Anforderungen führt zu dem Ergebnis, dass Wellenenergiekonverter in der Nordsee ausschließlich in der AWZ zum Einsatz kommen können. Basierend auf den bisher vorliegenden Arbeiten erscheinen Punktabsorber dabei am besten geeignet, da sie geringere minimale Wellenhöhen erfordern als Attenuatoren oder Rampen.

Für jede ausgewählte Technologie ist in Tab. 4 - 1 zusätzlich das jeweilige Referenzprojekt genannt. Der Punktabsorber wird aufgrund der unterschiedlichen technischen Rahmenparameter (vgl. Abschnitt 4.3.1) durch zwei Projekte dargestellt.

4.3 Bestimmung des technischen Potenzials

4.3.1 Datenbasis

Für die Nutzung der Wellenenergie wurden im vorigen Abschnitt drei vielversprechende technische Ansätze identifiziert, um diese Energie zu nutzen. Für jeden dieser Ansätze konnte mindestens ein Projekt bestimmt werden, in dem bereits die Erprobung eines Prototyps oder eines Modells auf See erfolgt. Die technischen Kenndaten der Beispielprojekte sind in Tab. 4 - 2 dargestellt.

Tab. 4 - 2 Übersicht über vorhandene Datenbasis Wellenenergie.

Parameter	Einheit	Attenuator: Pelamis	Punktabsorber: AWS	Rampen: Wave Dragon
Geeignete signifikante Wellenhöhe	[m]	1...(8)	1...(6,5)	>0,5
Geeignete Wellenperiode	[s]	5...(13)	5...(18)	3,5...(17)
Geeignete Wassertiefe	[m]	>50	40...100	>20
Anlagengröße	[m]	150 x 3	9,5 x 9,5 x 21	170 x 300
Leistungsmatrix vorhanden?	[Ja/Nein]	Ja	Ja	Ja
Quellen		[17]	[9]	[6]

Die Angaben zur signifikanten Wellenhöhe sowie zur Wellenperiode sind jeweils aus den in der letzten Zeile genannten Quellen publizierten Leistungsmatrizen entnommen. Werte in Klammern deuten dabei an, dass hier kein eindeutiger Wert für die Obergrenze ermittelt werden konnte, oberhalb derer die Anlagen keine Leistung mehr erzeugen. Vielmehr resultiert dieser Wert aus den vorliegenden Leistungsmatrizen, die keine größeren Wellenhöhen bzw. längeren Wellenperioden umfassen. Lediglich im Falle des Wave Dragon wurde durch den Entwickler angegeben, dass grundsätzlich eine Stromerzeugung bei höheren Wellen erfolgt [6]. Die fehlenden zuverlässigen Obergrenzen stellen allerdings für die Bestimmung des technischen Potenzials in den deutschen Seegebieten kein Hindernis dar: Ein Abgleich mit dem theoretischen Potenzial der Wellenenergie in diesen Gebieten zeigt, dass die in der Natur auftretenden signifikanten Wellenhöhen sowie Wellenperioden nur sehr selten oberhalb der in den Leistungsmatrizen wiedergegebenen Werte liegen.

Berechnung der Nutzenergie

Für Wellenenergiewandler ergibt sich ein komplexer Zusammenhang. Die mit den Wellen transportierte Leistung ist sowohl von der Wellenhöhe als auch von der Wellenperiode abhängig. Die entsprechenden Leistungsmatrizen der betrachteten Anlagen sind in den Abb. 4 - 14 bis Abb. 4 - 16 aufgezeigt. An der X-Achse ist dabei die signifikante Wellenhöhe abgetragen, an der Y-Achse die mittlere Wellenperiode. Die Farbe zeigt die Leistung, blau zeigt dabei niedrige, rot entsprechend hohe Leistungen an. Für eine bessere Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Konvertersysteme ist die Leistung normiert. Es wird unmittelbar deutlich, dass die Leistung sowohl mit der Wellenhöhe als auch mit der Periode zunimmt.

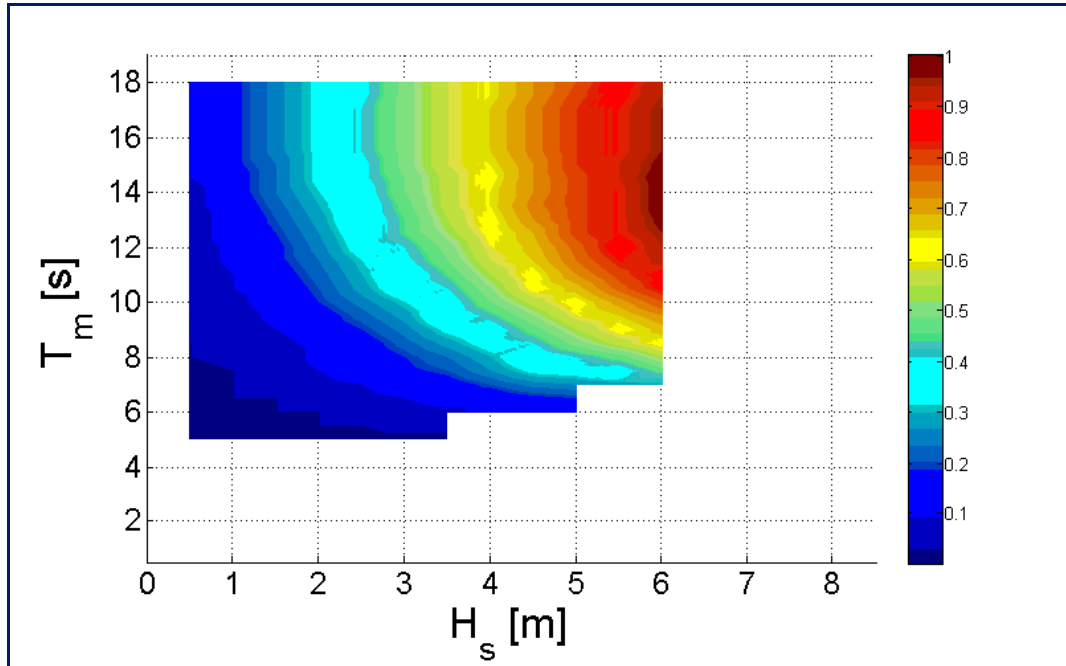


Abb. 4 - 14 Leistungsmatrizen des Archimedes Wave Swing.
Quelle: Eigene Darstellung nach [9].

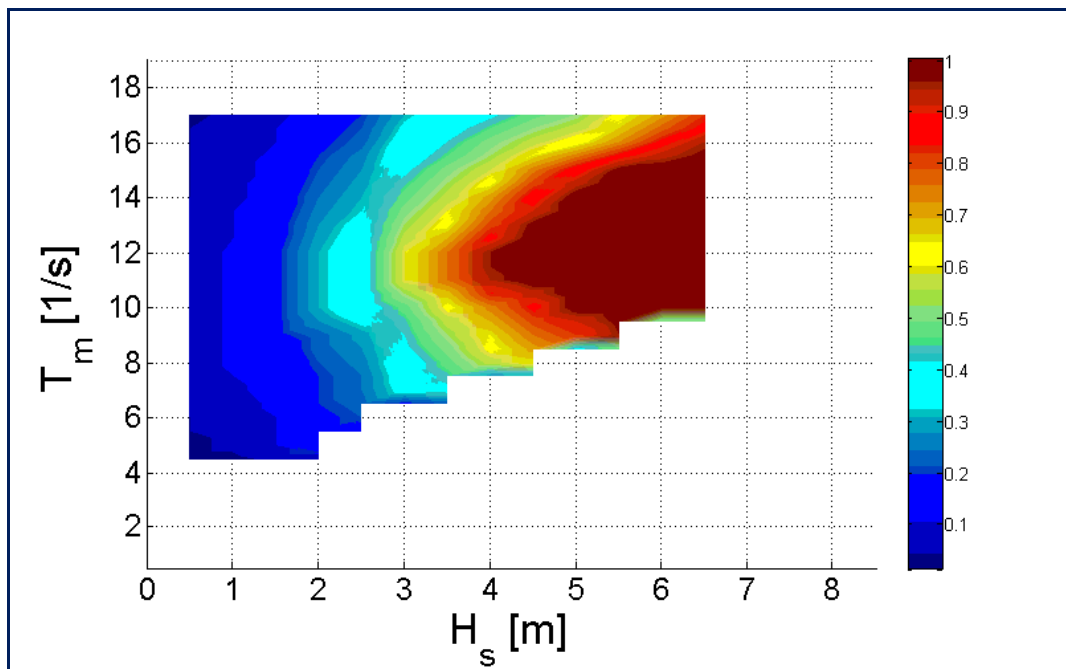


Abb. 4 - 15 Leistungsmatrizen des Wave Dragon.
Quelle: Eigene Darstellung nach [6, 9].

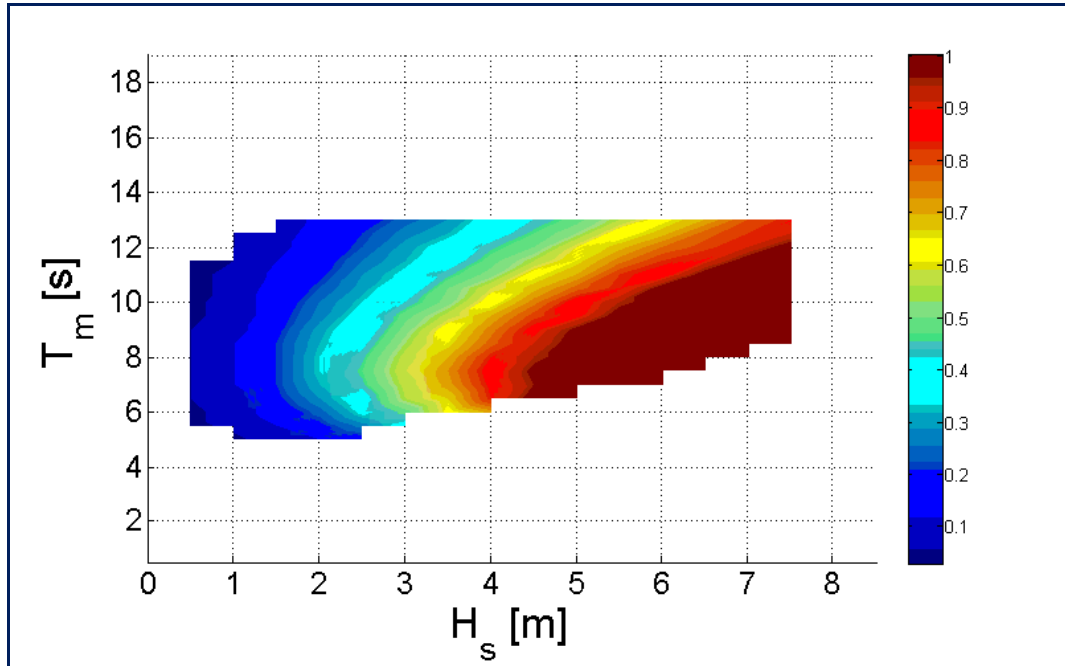


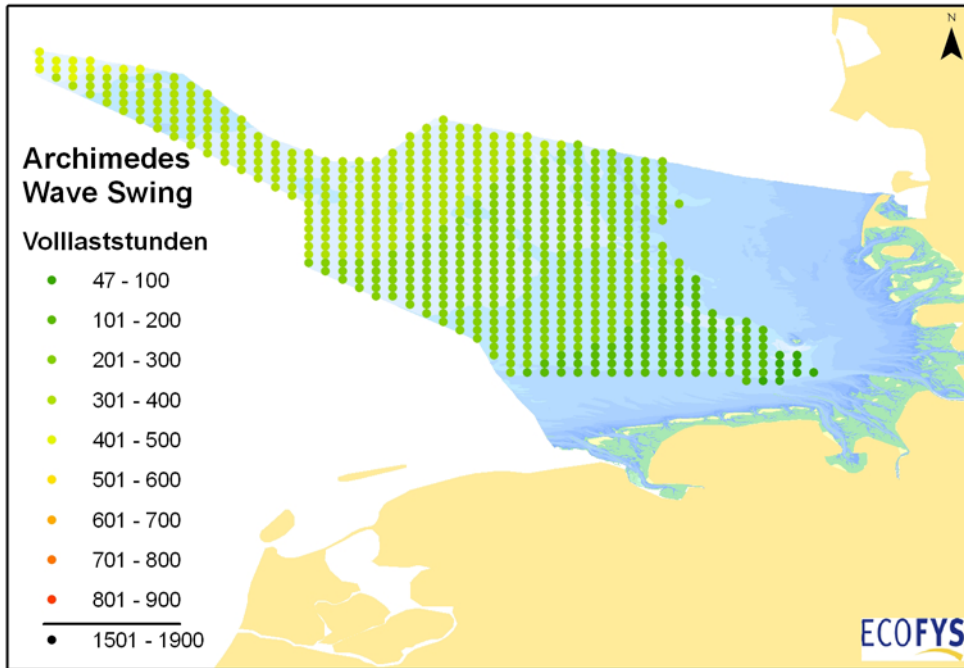
Abb. 4 - 16 Leistungsmatrizen des Pelamis.

Quelle: Eigene Darstellung nach [17, 9].

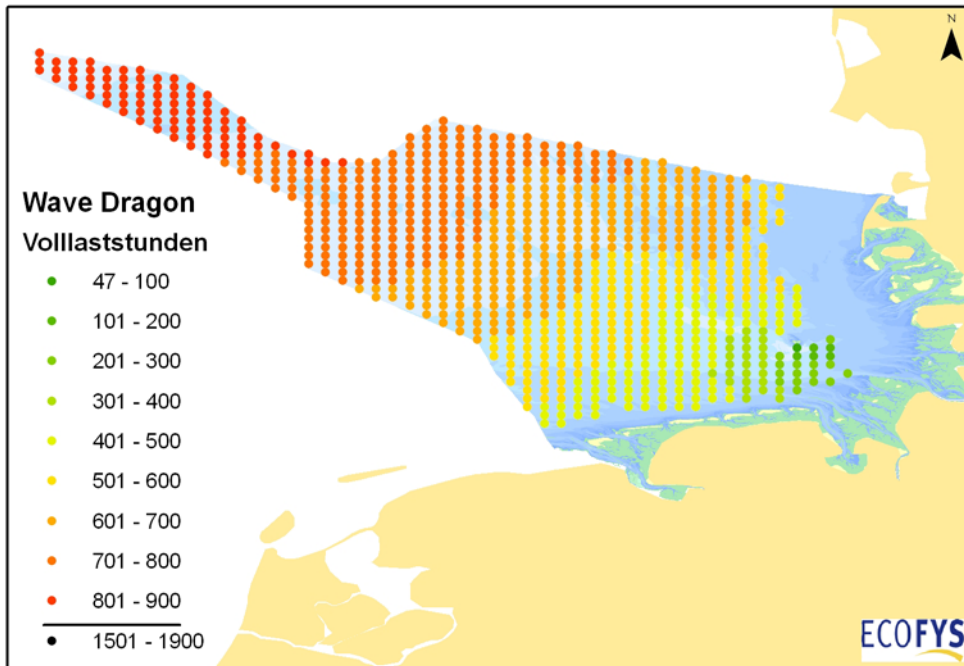
Der Energieertrag in Wellenenergieanlagen wird anhand der Leistungsmatrizen und den bedingten Häufigkeitsverteilungen von Wellenperiode und Wellenhöhe an den einzelnen Standorten bestimmt.

4.3.2 Darstellung des technischen Potenzials

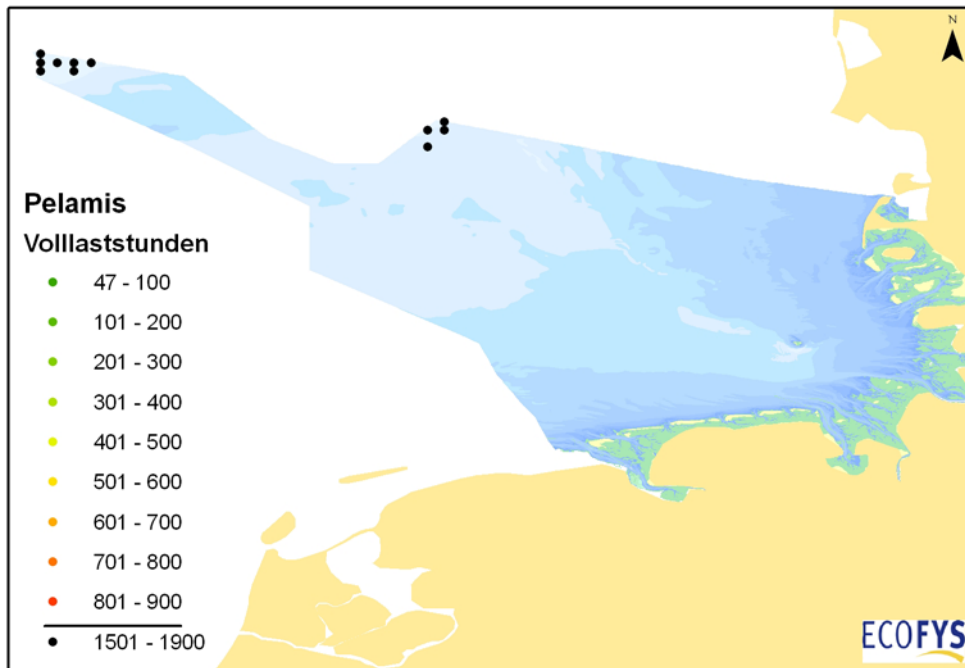
Die folgende Abb. 4 - 17 zeigt die erzielbaren Volllaststunden der einzelnen Wellen-energietechnologien. Angegeben sind die Volllaststunden für die einzelnen im coastDat Datensatz enthaltenen Gitterpunkte, die jeweils die für eine Fläche von etwa 50 km mal 50 km repräsentativen Seegangdaten umfassen. Die jeweils erforderlichen Wassertiefen schränken dabei die je Technologie nutzbaren Standorte ein. Diese Einschränkung ist beim Pelamis aufgrund der erforderlichen Tiefe von 50 m sehr deutlich ausgeprägt, er kann nur an insgesamt 11 Gitterpunkten in zwei Gebieten zum Einsatz kommen.



(a) Archimedes Wave Swing



(b) Wave Dragon



(c) Pelamis

Abb. 4 - 17 Erzielbare jährliche Volllaststunden der Wellenenergieanlagen.

In Abb. 4 - 18 wird zur Verdeutlichung gezeigt, wie viele Volllaststunden an wie vielen Standorten die einzelnen Technologien in den deutschen Seegebieten erreichen können. Aufgrund der technischen Rahmenparameter finden sich für den Wave Dragon die meisten Standorte, allerdings liegen die erzielbaren Volllaststunden an allen Standorten deutlich unter 1000 Stunden je Jahr. Für den Archimedes Wave Swing sind die technisch nutzbaren Standorte aufgrund der erforderlichen minimalen Wassertiefe von 40 m deutlich begrenzt. Gleichzeitig liegen die erzielbaren Volllaststunden unterhalb von 500 Stunden im Jahr und damit sehr niedrig. Einzig für den Pelamis konnte mit Volllaststunden von 1600 bis 1900 Stunden je Jahr ein gewisses technisches Potenzial ermittelt werden. Aufgrund der für den Einsatz des Pelamis erforderlichen Wassertiefe von über 50 m sind für diese Technologie in der deutschen AWZ aber nur 11 Standorte geeignet.

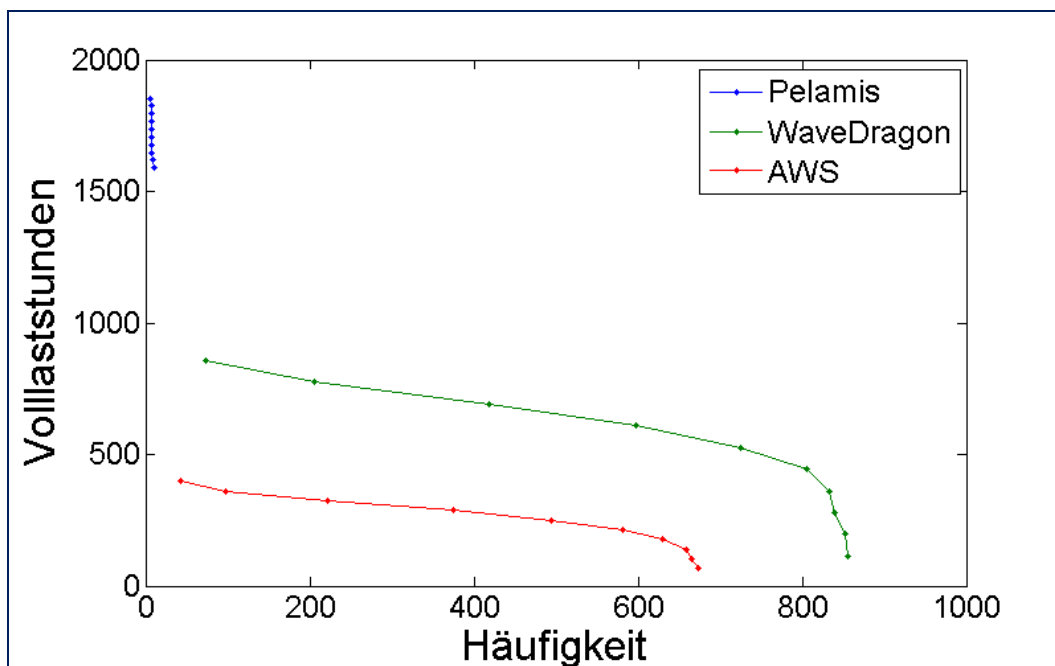


Abb. 4 - 18 Häufigkeitsverteilungen der erzielbaren Volllaststunden.

Ursächlich für die geringen Volllaststunden ist das geringe theoretische Potenzial der Wellenenergie im Untersuchungsbereich. Darüber hinaus wird die Energieausbeute reduziert, weil die Anlagen für Standorte mit anderen Bedingungen des theoretischen Potenzials entwickelt wurden. Abb. 4 - 19 zeigt beispielhaft die Leistungsmatrix des Pelamis (semitransparente Fläche) sowie für den Standort mit der höchsten Volllaststundenzahl die relativen bedingten Häufigkeiten der Parameter signifikante Wellenhöhe und Wellenperiode.

Offensichtlich ist der Pelamis auf Seegangsbedingungen abgestimmt, wie sie in den deutschen Gebieten der Nordsee kaum anzutreffen sind: Die Stromerzeugung im Pelamis erreicht nahezu Nennleistung bei Wellen mit einer signifikanten Höhe von über 4 m bei einer Periodendauer ab etwa 7s. Die Wellenperiode in der Nordsee ist deutlich kürzer, die mittlere signifikante Wellenhöhe deutlich geringer, so dass die Leistungsmatrix des Pelamis die häufig auftretenden Bereiche nur schlecht abdeckt.

Daraus lässt sich ableiten, dass eine intensive Nutzung, die über Pilotprojekte und Forschungsvorhaben hinausgeht, ohne signifikante Weiterentwicklungen der Technologien und Anpassung an die individuellen Standortbedingungen in den deutschen Seegebieten nicht sinnvoll ist. Eine solche Weiterentwicklung müsste insbesondere auch darauf abzielen, das Verhalten der Anlagen an das vorhandene Potenzial anzupassen. Eine solche Anpassung der Anlagen ist grundsätzlich für alle neuen Standorte erforderlich.

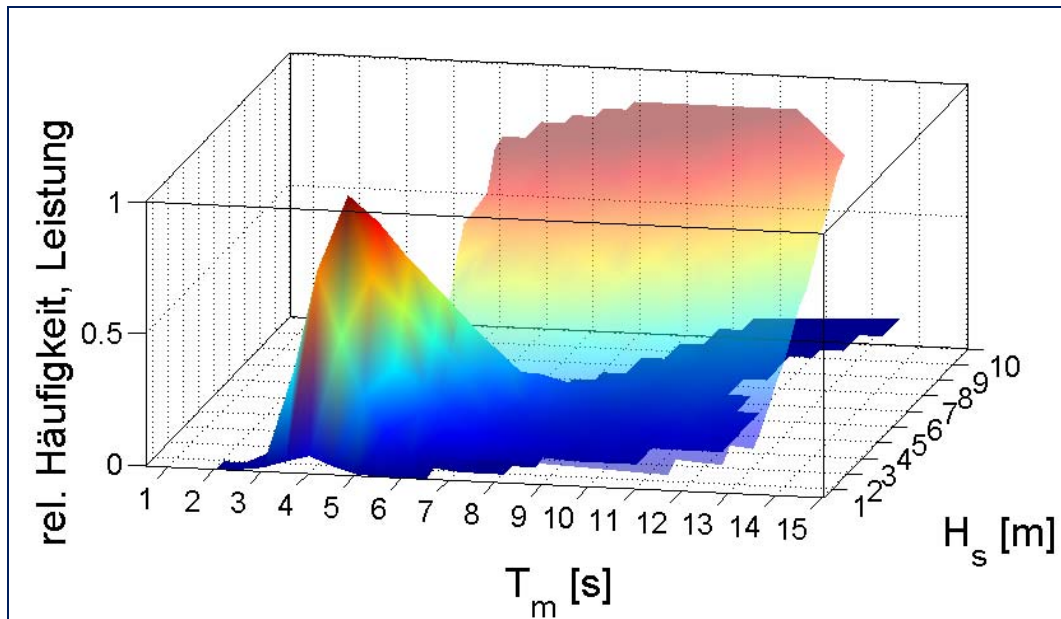


Abb. 4 - 19 Vergleich Leistungsmatrix Pelamis und Häufigkeitsverteilungen der Umgebungsparameter.

4.3.3 Sensitivitätsanalyse

Bei den Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie fallen insbesondere die geringen Volllaststunden auf. Nur an wenigen küstenfernen Standorten können mehr als 1000 Volllaststunden erreicht werden. Nun lässt sich ermitteln, wie sensitiv sich die Werte der Volllaststunden bzgl. der Ausdehnung der Leistungsmatrizen hin zu größeren Wellenhöhen und längeren Perioden verhalten. Eine qualitative Abschätzung kommt jedoch zu dem ernüchternden Ergebnis, dass die Volllaststunden durch eine entsprechende Weiterentwicklung beim Pelamis um 0,5%, beim WaveDragon um 1,8% und beim AWS um 8,5% steigen würden. Die Entwicklung von Anlagen die speziell zur Nutzung der Wellenenergie in Deutschland eingesetzt würden, erscheint aus dieser Sicht nicht empfehlenswert.

4.3.4 Zusätzliche Bemerkungen

Die Entwicklung von über einen längeren Zeitraum (mind. 15 Jahre) funktionsfähigen Wellenenergieanlagen ist eine große Herausforderung. Im Unterschied zu Wellenenergieanlagen werden bei der Offshore-Windenergie die sensiblen Komponenten zur Stromerzeugung möglichst gekapselt in der Gondel der Anlage vor den harschen Umweltbedingungen auf See geschützt. Dagegen befinden sich bei Wellenenergieanlagen im Allgemeinen die Komponenten zur Stromerzeugung in der Nähe des äußerst aktiven Phasenübergangs von Wasser und Luft. Jeder Versuch, diesen Phasenübergang so weit wie möglich zu meiden geht mit einem erhöhten Bedarf an Bauteilen einher, die unter Wasser arbeiten und betrieben werden müssen. Zwar sind derartige Komponenten zum Teil aus der maritimen Technik bekannt, es handelt sich hierbei jedoch um eine Nischentechnologie mit bisher sehr hohen Kosten.

Erschwerend kommt auch die Optimierung des Antriebstrangs von Wellenenergieanlagen hinzu. Das Leistungsangebot der Wellenenergie schwankt über kurze Zeiträume so stark, dass bereits bei niedrigen Wellenhöhen hohe Wirkungsgrade erzielt und gleichzeitig hohen Überlasten ohne Schaden widerstehen können muss.

Schließlich besteht ein weiterer Unterschied zu Windenergieanlagen darin, dass Wellenenergieanlagen stets an die natürlichen Parameter vor Ort, wie die signifikante Wellenhöhe und mittlere Wellenperiode sowie die maximal zu erwartende Wellenhöhe und die standortspezifische Streuung der Wellenperiode angepasst werden müssen. Vor diesem Hintergrund ließen sich an Standorten in anderen Ländern entwickelte Wellenenergieanlagen auch nicht ohne größere Anpassungen in Deutschland einsetzen.

4.4 Nutzungskonkurrenzen

Potenzielle Konflikte mit dem Naturschutz

Bei den in dieser Studie betrachteten Anlagen zur Nutzung von Wellenenergie handelt es sich überwiegend um freischwimmende Strukturen, die z. B. mit Stahlseilen oder Ketten am Meeresboden verankert sind. Für den Transport der gewonnenen Energie an Land sind Seekabel nötig.

Sowohl die schwimmende Struktur, als auch die Verankerungsseile oder -ketten bieten - ähnlich einem künstlichen Riff - Organismen eine Siedlungsgrundlage. Fische finden in der direkten Umgebung Schutz und Nahrung. Diese Strukturen haben also Einfluss auf die lokale pelagische Artenstruktur.

Die Auswirkungen der durch den Betrieb dieser Anlagen verursachten Emissionen von Schall, Signallichtern und möglicherweise schädlichen Betriebsstoffen, wie Schmiermittel für hydraulische Gelenke auf das Ökosystem sind im Einzelfall zu betrachten und lassen sich im Rahmen dieser Studie nicht abschließend beurteilen.

Für das Pelamis-Projekt finden sich beispielsweise folgende Angaben zur Schallemission:

- Die Bewegungen des Pelamis im Betrieb sind relativ langsam mit geringen Auslenkungen. Die Schallemissionen sind stets sehr niedrig.
- Die energiereicheren Prozesse in der Anlage, beispielsweise die Rotationen von Motoren und Generatoren, erzeugen Geräusche mit bis zu 70-80dB (bei 1m Abstand in Luft), allerdings ist die Übertragung ins Wasser aufgrund der Luftschicht um diese Komponenten herum nur gering [39].

Signallichter sind notwendig, um die Schifffahrt auf die schlecht sichtbaren Anlagen hinzuweisen. Für die meisten Betriebsstoffe wie Öle gibt es umweltfreundliche Alternativen. Grundsätzlich muss ohnehin sichergestellt sein, dass keine giftigen Stoffe in die Umwelt gelangen. Sollte Antifouling nötig sein, müssten Biozide zum Einsatz kommen¹⁹.

Bei allen Techniken zur Nutzung der Wellenenergie wird inhärent die gewonnene Energie dem natürlichen System entzogen. Denkbare Auswirkungen auf die Morphologie der Küsten im Lee dieser Anlagen erhalten wohl erst dann praktische Relevanz, wenn sehr viele Anlagen relativ küstennah betrieben würden [39].

Während des Installationsprozesses muss mit erhöhtem Schiffsverkehr und Sedimentaufwirbelungen beim Verankern der Anlagen gerechnet werden.

Aufgrund zwar vielfältiger aber relativ geringer Eingriffe in das Ökosystem ist die Vereinbarkeit von Belangen des Naturschutzes mit der Nutzung von Wellenenergie im Einzelfall vereinbar. In Nationalparks müsste dazu die Befreiung von den Verboten der Nationalparkgesetze erreicht werden. Im Untersuchungsgebiet sind Flächen innerhalb

¹⁹ Anmerkung: Es gibt biozidfreie Alternativen, und TBT-freie Alternativen, die allerdings Biozide wie Kupfer enthalten. In allen Unterzeichnerstaaten der International Convention on the Control of Harmful Anti-Fouling Systems on Ships (AFS Treaty) ist die Verwendung von TBT haltigen Antifouling verboten. Die biozidfreien Alternativen beruhen vorwiegend auf Selbstpolierwirkungen – und sind damit auf anströmendes Wasser angewiesen. Dies ist bei Wellenenergieanlagen nicht unmittelbar gegeben; bei den geringen mittleren Strömungsgeschwindigkeiten in der Deutschen Bucht ebenfalls nicht bei Strömungsenergieanlagen.

der Nationalparks aufgrund der geringen Wassertiefe allerdings ungeeignet für die Nutzung der Wellenenergie. Im Einzelfall empfiehlt sich eine genaue Prüfung des Einzelfalls.

In Nationalparks und Natura2000-Gebieten (FFH und SPA) könnten daher im Einzelfall Wellenenergieanlagen errichtet und betrieben werden.

Potenzielle Konflikte mit der Schifffahrt

Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie stellen ein Hindernis für die Schifffahrt dar. Aufgrund ihrer geringen Höhe über dem Wasserspiegel sind die Anlagen schlecht sichtbar. In den durch die Schifffahrt stark frequentierten Bereichen besteht ein hohes Kollisionsrisiko. Vorrang- bzw. prioritäre Gebiete und Vorbehalts- bzw. bedeutsame Gebiete der Schifffahrt sind daher Ausschlussgebiete für Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie.

Potenzielle Konflikte mit der Rohstoffgewinnung

Schwimmend befestigte bauliche oder technische Einrichtungen, wie Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie, sind unvereinbar mit dem Abbau von Kies oder Sand, da das Abbagern des Rohstoffs die Verankerungen oder baulichen Strukturen am Seeboden zerstört oder durch sie behindert würde. Bereits bewilligte Sand- oder Kiesabbaufelder erscheinen daher tendenziell nicht für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie geeignet.

Die sich im Genehmigungsverfahren befindlichen Sand- und Kiesabbaufelder könnten dagegen im Einzelfall mit Wellenenergieanlagen vereinbar sein. Da sich beide Nutzungen prinzipiell ausschließen, muss hier im Einzelfall gegebenenfalls durch ein Raumordnungsverfahren geprüft werden, welcher Nutzung Vorrang zu gewähren ist.

Dagegen bestehen keine räumlichen Konflikte zwischen der Förderung von Kohlenwasserstoffen und Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie. Hier bestehen sogar potenzielle Synergieeffekte, da z. B. Transportverkehr und Infrastruktur gemeinsam genutzt werden können. Zudem entspricht eine räumliche Bündelung von Nutzungen der raumplanerischen Leitlinie einer sparsamen Flächeninanspruchnahme. Fördergebiete von Kohlenwasserstoffen werden daher als mögliche Flächen kombinierter Nutzung im Einzelfall eingeschätzt.

Die Gebiete der Rohstoffgewinnung sind in der ökologischen Potenzialanalyse der Gruppe II zugeordnet, da im Fall des Anlagenbaus aus juristischer Sicht eine Prüfung der Verträglichkeit im Einzelfall notwendig ist. Synergien der kombinierten Nutzung können ebenso nur in Einzelfallanalysen genauer beschrieben werden.

Potenzielle Konflikte mit Rohrleitungen und Seekabeln

Es besteht kein räumliches Konfliktpotenzial zwischen Rohrleitungen oder Seekabeln und Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie. Für den Abtransport der gewonnenen Wellenenergie sind Übertragungsleitungen (in der Regel Seekabel) nötig. Zudem entspricht eine räumliche Bündelung von Nutzungen der raumplanerischen Leitlinie einer sparsamen Flächeninanspruchnahme. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass aus technischen Gründen ein bestimmter Abstand zwischen Hochspannungskabeln, bzw. andern Leitungen eingehalten werden muss. Rohrleitungen und Seekabel werden in der ökologischen Potenzialanalyse der Gruppe II zugeordnet.

Potenzielle Konflikte mit der wissenschaftlichen Meeresforschung

Schwimmend befestigte bauliche oder technische Einrichtungen, wie Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie, sind räumlich bedingt vereinbar mit wissenschaftlicher Meeresforschung. „Vorbehaltsgebiete Forschung“ werden daher der Gruppe II zugeordnet.

Potenzielle Konflikte mit der Windenergienutzung

Es besteht auf den ersten Blick kein räumliches Konfliktpotenzial zwischen der Nutzung von Offshore-Windenergie und der Nutzung von Wellenenergie. Für den Abtransport der Energie aus beiden Energiequellen sind Seekabel nötig. Dabei sind Synergieeffekte möglich. So kann der Strom über ein gemeinsames Hochspannungskabel entsprechender Kapazität an Land gebracht werden. Auch hier führt die räumliche Bündelung zur raumplanerisch angestrebten sparsamen Flächeninanspruchnahme. Hierbei muss jedoch berücksichtigt werden, dass aus technischen Gründen ein bestimmter Abstand zwischen Hochspannungskabeln bzw. anderen Leitungen eingehalten werden muss. Weiterhin die Logistik betreffende Synergien sind durch gemeinsame Installation und Wartung der verschiedenen Anlagen zu erreichen.

Auf den zweiten Blick könnten sich Konflikte bzgl. der Wartung von Anlagen zur Nutzung von Offshore-Windenergie ergeben. Da die Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie auch innerhalb eines Offshore-Windparks errichtet werden könnten, würde dies den Zugang von Wartungsschiffen erschweren bzw. ganz verhindern. Da dies im Einzelfall von der Ausführung und Struktur der Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie abhängt, werden Vorrang- und Eignungsgebiete für die Nutzung der Windenergie der Gruppe II zugeordnet.

Potenzielle Konflikte mit der Fischerei

Anlagen zur Nutzung von Wellenenergie stellen Hindernisse für Fischereifahrzeuge dar. Diese signifikante Behinderung der Fischerei führt dazu, dass bedeutende Gebiete für die Fischerei als Ausschlussgebiete für die Nutzung von Wellenenergie betrachtet werden sollten. In der räumlichen Analyse des ökologischen Potenzials spielen Fischereiiinteressen keine Rolle aus Gründen der Datenverfügbarkeit, der Überlappung mit anderen Nutzungen (z. B. Naturschutz) und der Tatsache dass sie in der Raumordnungsplanung keinen Vorrang- oder Vorbehaltsstatus haben.

Potenzielle Konflikte mit der Marikultur

Ein raumordnerisches Ziel für Marikultur in der deutschen AWZ ist die Kombination mit bereits vorhandenen Installationen [24], um Synergieeffekte zu nutzen und Fläche einzusparen.

4.5 Zwischenergebnis

Ausgehend vom theoretischen Potenzial und dem Stand der Technik zeigt die Analyse, dass in der AWZ der Nordsee ein geringes technisches Potenzial zur Nutzung der Wellenenergie besteht. Mit Blick auf das Potenzial unter Berücksichtigung von konkurrierenden Nutzungen und den Anliegen des Naturschutzes lassen sich vielversprechende Standorte finden, an denen eine Nutzung möglich (Gruppe III) oder nach Einzelfallprüfungen und Abwägung der konkurrierenden Nutzungen (Gruppe II) zu erwägen ist. Diese Standorte befinden sich jedoch sehr weit (etwa ab 80 bis zu 350 km) von der Küste entfernt in den nordwestlichen Teilen der AWZ.

Einige Standorte mit vergleichsweise geringem Potenzial (400 – 500 Volllaststunden bei Nutzung der WaveDragon Technologie) befinden sich im Küstenmeer vor den ostfriesischen Inseln. Dieses Gebiet könnte zur Errichtung von Pilotanlagen zu Forschungszwecken dienen.

Abb. 4 - 20 fasst das ökologische Potenzial der Wellenenergienutzung in Deutschland beispielhaft für die Technologie des WaveDragon zusammen. Hierbei sollte jedoch beachtet werden, dass die in der Abbildung rot dargestellten Gitterpunkte nur Volllaststunden von unter 900 Stunden im Jahr entsprechen.

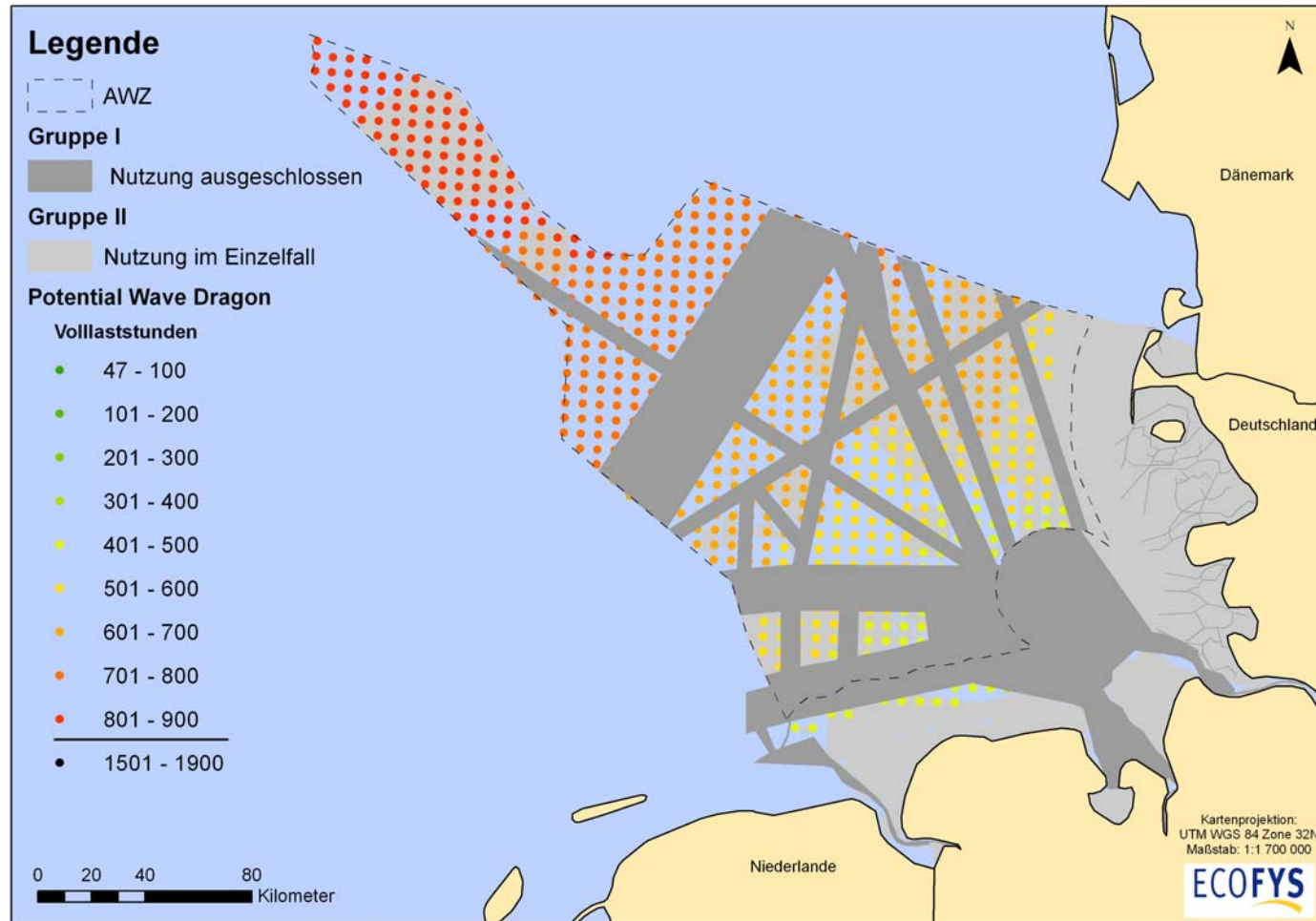


Abb. 4 - 20 Potenzial unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes des WaveDragon.

5 Strömung

5.1 Bestimmung des Theoretischen Potenzials

5.1.1 Berechnungsgrundlagen

Ausgehend von der kinetischen Energie einer Strömung ergibt sich die theoretische Leistung P pro Quadratmeter Querschnitt senkrecht zur Strömungsrichtung zu

$$P = 0,5 * \rho * u^3 \quad [\text{W/m}^2] \quad (5.1.1)$$

wobei $\rho=1025 \text{ kg/m}^3$ die Dichte des Wassers und u die Strömungsgeschwindigkeit des Wassers darstellt.

5.1.2 Nordsee

Als Basis der Analyse dient der in [4] beschriebene coastDat Datensatz. Der Strömungsteil dieses Datensatzes ist im Detail in [40] beschrieben und validiert.

Abb. 5 - 1 zeigt die langjährigen (1958-2003) Mittel der für die Energiebetrachtungen relevanten Beträge der tiefengemittelten Strömung. Für weite Teile der Deutschen Bucht liegen diese um oder unter etwa 0.5 m/s. Lediglich in den Seegatten, zwischen den Inseln oder in Fahrwassern werden lokal eng begrenzt teilweise höhere Werte von bis zu etwa 1.0 m/s erreicht. Solche Bereiche sind z.B. die Bereiche nördlich und südlich von Sylt, südlich von Amrum, die Elbmündung oder die Bereiche von Jade und Weser. In diesen Bereichen werden im langjährigen Mittel Leistungen erreicht, die zwischen etwa 200-500 W/m^2 liegen können (Abb. 5 - 1). Die entsprechenden Energiedichten liegen hier bei etwa 2-6 kJ/m^2 Meeresoberfläche, die Energieflüsse in Strömungsrichtung zwischen 10-18 kW/m^2 Querschnitt senkrecht zur Strömungsrichtung.

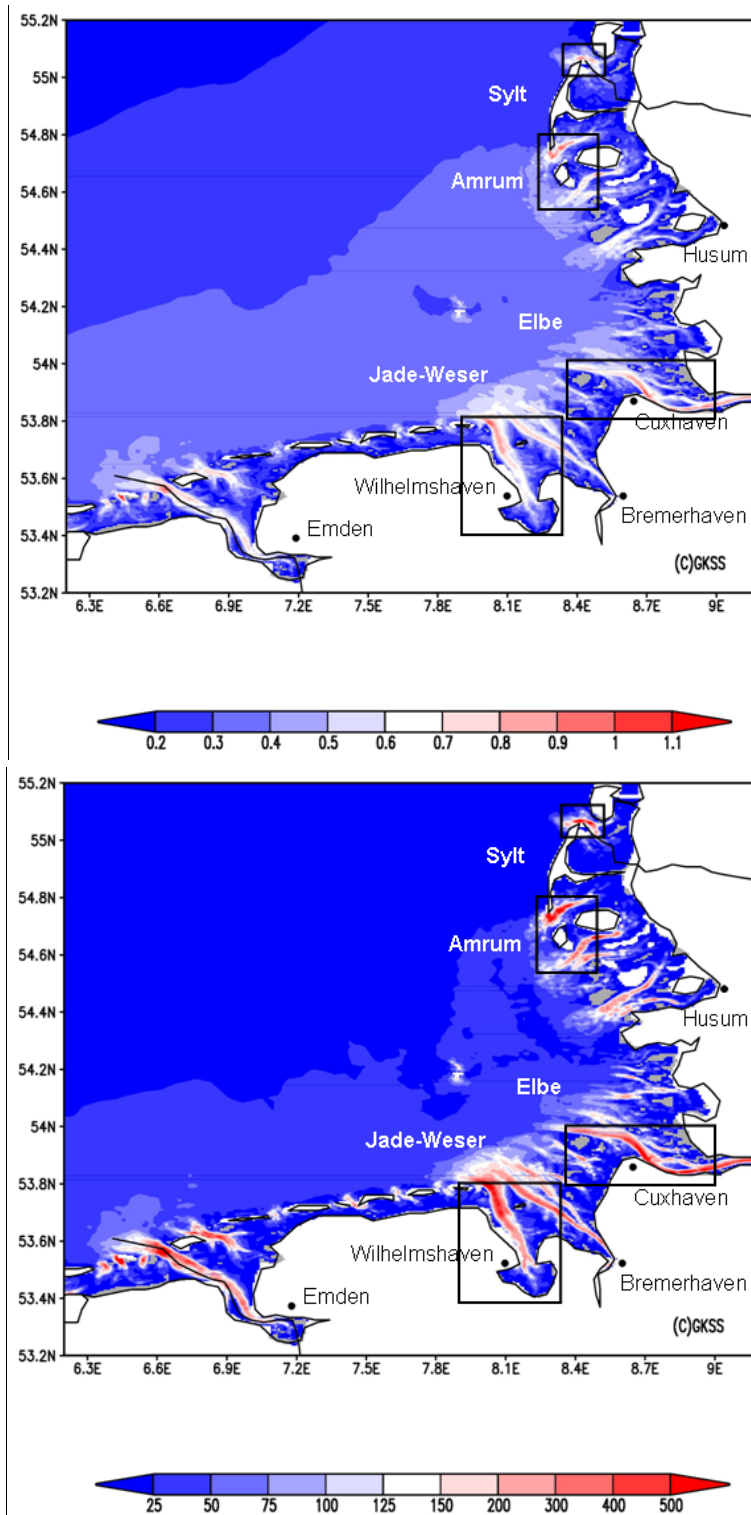


Abb. 5 - 1 Langjährige (1958-2003) Mittelwerte der tiefengemittelten Strömung und der maximalen theoretischen Leistung im Bereich der Deutschen Bucht

Werte der tiefengemittelten Strömung in m/s (oben) und der maximalen theoretischen Leistung in W/m² (unten) ermittelt auf Grundlage stündlicher Werte des coastDat Datensatzes. Wattflächen die oberhalb des mittleren Wasserstandes (NN) liegen sind grau dargestellt und bei den Berechnungen nicht berücksichtigt.

Abb. 5 - 2 (a) und (b) zeigt die Bereiche Nordfrieslands, Ostfrieslands sowie die Elbmündung in höherer Auflösung. Deutlich zu erkennen ist, dass die Gebiete mit hohem theoretischem Potenzial recht kleinräumig und lokal begrenzt sind. Vergleichsweise hohes theoretisches Potenzial findet sich demnach ausschließlich im Bereich der Flussmündungen (Jade-Weser, Elbe) sowie im Bereich einiger See- gatten, Rinnen und Fahrwasser (z.B. Lister Tief nördlich von Sylt, nördlich und südlich von Amrum oder nördlich von Eiderstedt).

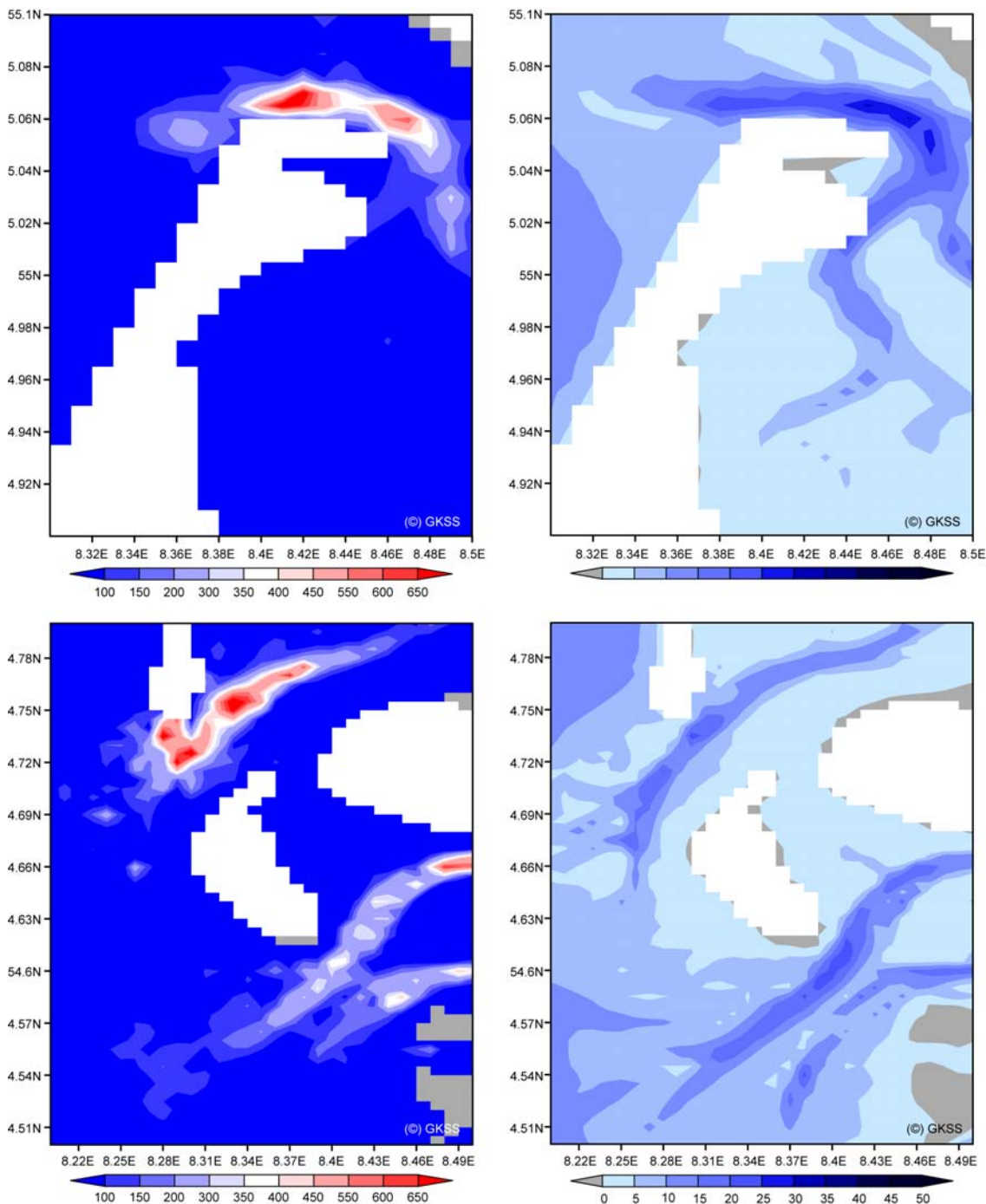


Abb. 5 - 2 (a) Nördlich (oben) und südlich (unten) von Sylt

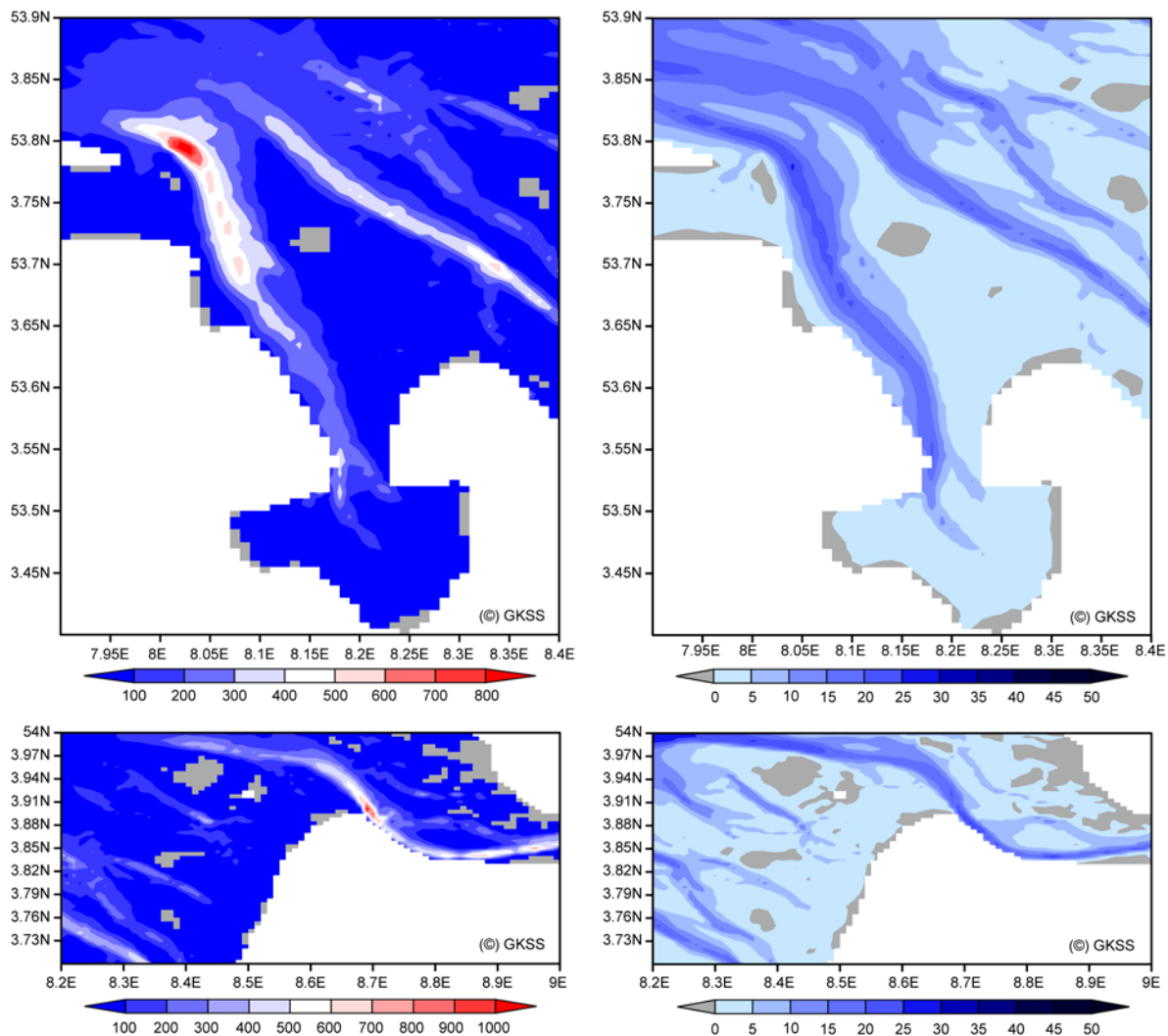


Abb. 5 - 2 (b) Jade-Weser-Mündung (oben) und Elbmündung (unten)

Abb. 5 - 2 Langjährige (1958-2003) Mittelwerte der maximalen theoretischen Leistung; Werte der maximalen theoretischen Leistung in W/m^2 (links) und mittlere Wassertiefe in m (rechts) ermittelt auf Grundlage stündlicher Werte des coastDat Datensatzes.

Wattflächen die oberhalb des mittleren Wasserstandes (NN) liegen sind grau dargestellt und bei den Berechnungen nicht berücksichtigt.

5.1.3 Ostsee

Für den Bereich der Ostsee gibt es bisher keine vergleichbare Datengrundlage wie für die Nordsee. Insofern muss zur Beurteilung der Strömungsverhältnisse auf die wenigen im Bereich der Ostsee vorhandenen und teilweise sehr kurzen Messreihen zurückgegriffen werden. Tab. 5 - 1 zeigt Werte nach BSH (2008) in Bereichen, in denen aus ozeanographischer Sicht am ehesten mit höheren Strömungsgeschwindigkeiten zu rechnen ist. Es fällt auf, dass diese im Vergleich zur Nordsee infolge des fehlenden Tideinflusses im Mittel deutlich geringer ausfallen. Ähnlich wie in der Nordsee ist davon auszugehen, dass die Strömungsmaxima des Weiteren eine ähnliche enge lokale Begrenztheit wie in der Nordsee aufweisen.

Tab. 5 - 1 Strömungsgeschwindigkeiten in der Ostsee im Bereich der Deutschen AWZ nach BSH (2008).

	Fehmarnbelt	Mecklenburger Bucht	Arkona-Becken	Tromper Wiek
Breite	54° 34,5' N	54° 21,5' N	54° 59,3' N	54° 38,6' N
Länge	11° 10,0' E	11° 39,5' E	13° 09,1' E	13° 30,0' E
Wassertiefe [m]	28	26	31	25
Messintervall [Minuten]	60	60	10	10
Oberflächennah:				
Anzahl Messwerte []	18280	11026	14689	11093
mittlerer Betrag [cm/s]	28,7	17,7	9,6	10,3
maximaler Betrag [cm/s]	117,6	74,8	78,0	51,9
Reststrom [cm/s]	7,6	1,4	2,3	5,7
Richtung [°]	347	332	184	325
Bodennah:				
Anzahl Messwerte []	20997	16158	14689	11093
mittlerer Betrag [cm/s]	16,4	12,9	6,0	7,1
maximaler Betrag [cm/s]	92,7	90,7	30,0	35,0
Reststrom [cm/s]	6,6	2,3	0,4	2,0
Richtung [°]	114	175	230	309
Quelle	LANGE et al. (1991)	LANGE et al. (1991)	BSH-Messung (2005)	KLEIN u. MITTELSTAEDT (2001)

5.2 Stand der Technik

Energie aus Meeresströmungen lässt sich mit zwei wesentlichen Technologiekonzepten nutzbar machen, Horizontalachsen- und Vertikalachsenturbinen. Diese Konzepte werden im Folgenden vorgestellt.

5.2.1 Horizontalachsenturbine

Die bekannteste dieser Technologien ist die Horizontalachsenturbine. Diese besteht, ähnlich wie Windenergieanlagen, aus einem Rotor mit einem unmittelbar dahinter gelegenen Generator. Dieser wiederum ist mittels eines Pfahles am Meeresboden verankert. Abb. 5 - 3 zeigt beispielhaft ein Konzept, das die Montage von zwei Rotoren an einem gemeinsamen Pfahl vorsieht (MCT). Der Pfahl ragt hier über die Wasseroberfläche hinaus. Andere Konzepte beinhalten Gründungskonzepte für tieferes Wasser mit Fundamenten, die nicht über Wasser ragen.



Abb. 5 - 3 Horizontalachsenturbine. Schematische Darstellung (links) und Fotografie (rechts).
Quelle: <http://www.marineturbines.com/>

Entwicklungsstand

Insgesamt wurden 21 Projekte identifiziert, die Horizontalachsenturbinen entwickeln. Darunter sind zwölf Projekte, die bereits Prototypen oder Modelle auf See testen. Zwei weitere Modelle werden in Tanks erprobt. Ein Projekt befindet sich nach eigenen Angaben bereits heute in der kommerziellen Anwendung. Insgesamt ist davon zu ausgehen, dass zumindest einzelne weitere Projekte in wenigen Jahren kommerziell verfügbar sein können. Der Entwicklungsstand der Projekte ist in Abb. 5 - 4 dargestellt.

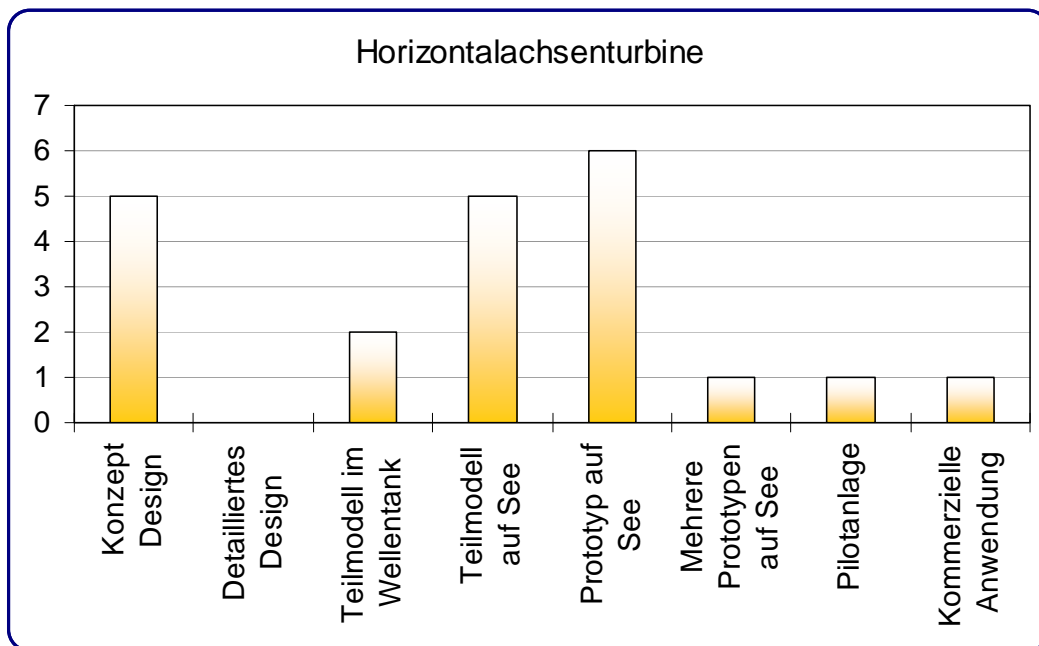


Abb. 5 - 4 Übersicht über den Entwicklungsstand von Horizontalachsenturbinen zur Nutzung der Wellenenergie.

Eigene Darstellung.

Technische Rahmenparameter

Bei Horizontalachsenturbinen handelt es sich in der Mehrzahl um Anlagen mit Rotordurchmessern von 15 bis 20 m. Die erforderlichen Wassertiefen liegen jeweils einige Meter höher, da die Rotorblätter vollständig unter Wasser liegen müssen. Für Anlagen, deren Gründungspfahl über die Wasserlinie ragt, ist die Wassertiefe nach oben zurzeit auf etwa 30 m begrenzt. Diese Einschränkung entfällt bei Anlagen, die vollständig unter Wasser arbeiten.

Soweit sich Angaben ermitteln ließen, sind heutige Horizontalachsenturbinen für relativ hohe mittlere Strömungsgeschwindigkeiten ausgelegt. Für die Sea-Gen/SeaFlow-Anlage²⁰ findet sich beispielsweise eine optimale mittlere Strömungsgeschwindigkeit von 2,3 m/s in der Literatur.

Zusammenfassung/Eignung

Aufgrund der relativ niedrigen Strömungsgeschwindigkeiten in der deutschen Nordsee erscheinen Horizontalachsenturbinen als eine eher ungeeignete Technologie. Es gibt jedoch Standorte in einzelnen Seegatts, an denen vergleichsweise hohe Strömungsgeschwindigkeiten von mehr als 1 m/s bei gleichzeitig ausreichenden Wassertiefen auftreten, insbesondere in den Ästuaren von Jade, Weser und Elbe, sowie in den Seegatten N-lich und S-lich von Sylt (siehe Abschnitt 5.1). Aufgrund der niedrigeren Strömungsgeschwindigkeiten in der Ostsee wird diese Technik in diesem Gebiet überhaupt nicht zum Einsatz kommen können. In der folgenden Untersuchung wird an geeignet erscheinenden Standorten in der Nordsee eine Einzelfallprüfung durchgeführt.

²⁰ <http://www.marineturbines.com/>

5.2.2 Vertikalachsenturbine

Vertikalachsenturbinen verfügen über einen Rotor mit einer vertikalen Achse, der durch die Meeresströmung in Bewegung versetzt wird. Im Vergleich zu Horizontalachsenturbinen sind diese Anlagen einfacher in der Konstruktion, da keine Ausrichtung zur Strömungsrichtung erforderlich ist. Jedoch ist das hydrodynamische Design dieser Anlagen deutlich aufwändiger und tendenziell mit geringeren Wirkungsgraden verbunden.



Abb. 5 - 5 Vertikalachsenturbine.

Quelle: <http://gcktechnology.com/GCK/pg2.html>

Entwicklungsstand

Aufgrund der Herausforderung des hydrodynamischen Designs gibt es vergleichsweise wenig Projekte, die eine Vertikalachsenturbine entwickeln. Insgesamt konnten sechs Projekte identifiziert werden, vier Modelle werden insgesamt auf See erprobt. Bei den meisten Projekten ist nicht davon auszugehen, dass sie in den kommenden Jahren kommerziell verfügbar sein werden. Eine Ausnahme bildet hier unter Umständen eine Anzahl von Projekten die sehr kleine Anlagen entwickeln, da hier viele logistische Herausforderungen entfallen und gleichzeitig das für die Entwicklung erforderliche Kapital geringer ist. Der Entwicklungsstand der Projekte ist in Abb. 5 - 6 dargestellt.

Technische Rahmenparameter

Als Beispiel für ein kleines Projekt sei hier die Gorloff Helical Turbine²¹ genannt, die eine Höhe von 1 m bei einem Durchmesser von 2,5 m aufweist. Diese Turbine benötigt allerdings eine minimale Strömungsgeschwindigkeit von 1,5 m/s als Einschaltgeschwindigkeit. Die Nennleistung erreicht diese Anlage erst bei Strömungsgeschwindigkeiten von über 7 m/s [41].

²¹ <http://www.gcktechnology.com/GCK/pg2.html>

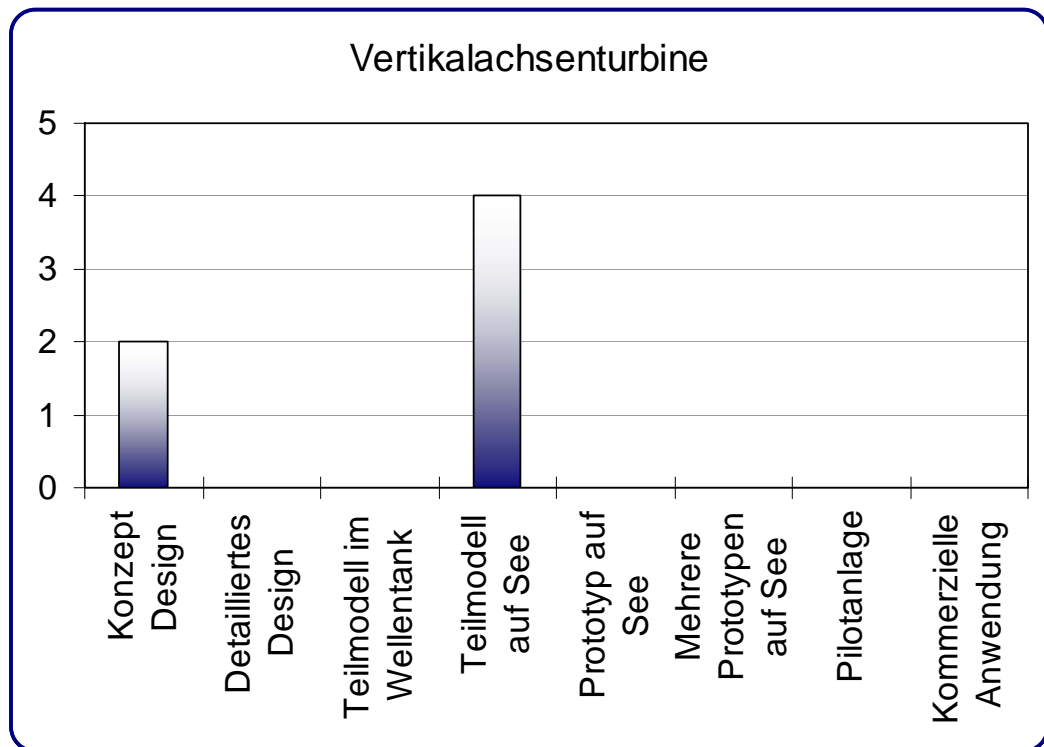


Abb. 5 - 6 Übersicht über den Entwicklungsstand von Vertikalachsenturbinen zur Nutzung der Wellenenergie.

Eigene Darstellung.

Zusammenfassung/Eignung

Bei den identifizierten Projekten, die Vertikalachsenturbinen entwickeln, wird deutlich, dass diese für höhere Strömungsgeschwindigkeiten als sie in den deutschen Gewässern auftreten dimensioniert werden. Zusammenfassend erscheinen Vertikalachsenturbinen daher als eher ungeeignet für den Einsatz in deutschen Gewässern. Für die weitere Arbeit wird die Gorloff Helical Turbine dennoch einbezogen, da sie aufgrund ihrer geringen Abmessungen eine Anlage ist, die auch an Standorten mit begrenzter Wassertiefe grundsätzlich in Frage kommt.

5.2.3 Zusammenfassung des Standes der Technik und Vorselektion geeigneter Technologien

Der aktuelle Stand der Technik der Strömungsenergieanlagen, soweit er aus öffentlich zugänglichen Quellen ermittelt werden konnte, ist in Abb. 5 - 7 zusammenfassend dargestellt. Folgende Schlussfolgerungen lassen sich aus dieser Darstellung ziehen:

- Es konnte eine Vielzahl von knapp 30 verschiedenen Konzepten und Projekten identifiziert werden;
- Die überwiegende Mehrzahl aller Projekte testet einzelne Prototypen und Teilmodelle auf See;
- Sehr wenige Projekte befinden sich in oder unmittelbar vor einer kommerziellen Anwendung (diese Aussage ist jeweils aus Angaben der Betreiber oder der Projektentwickler abgeleitet).
- Es gibt erheblich weniger Entwicklungen von Strömungsenergiekonvertern im Vergleich zu Wellenenergiekonvertern.

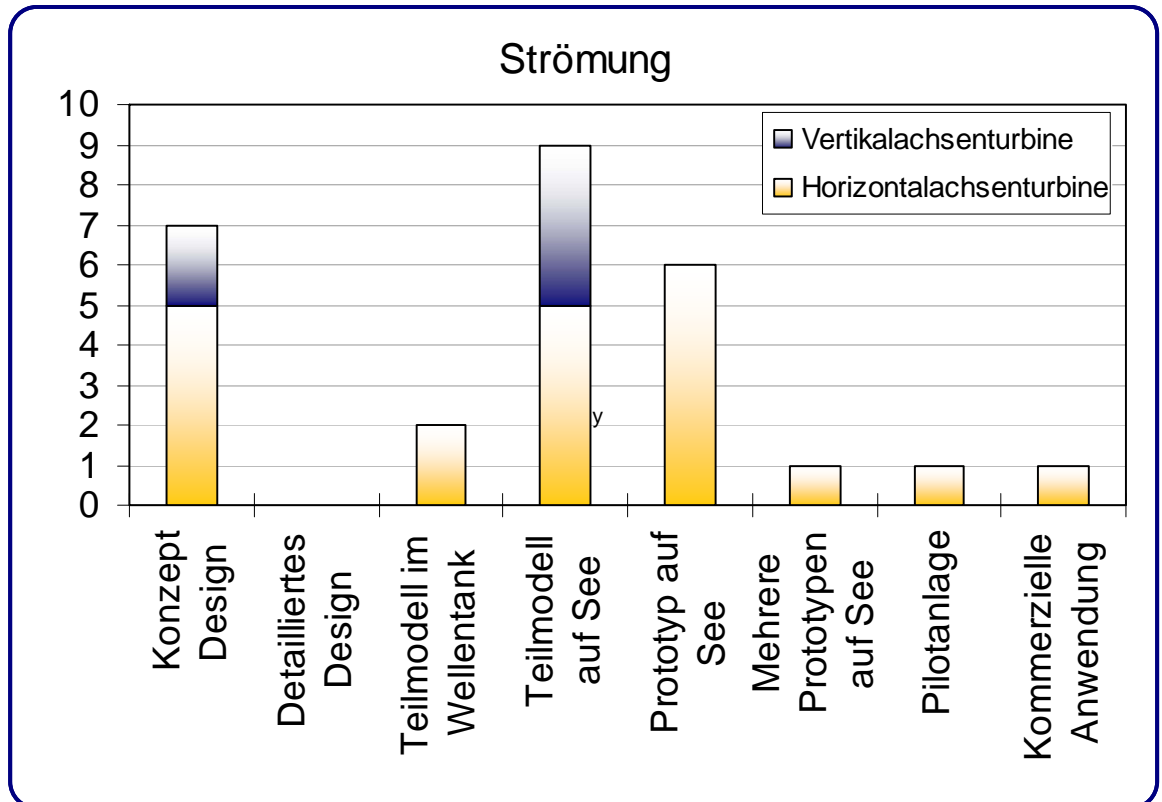


Abb. 5 - 7 Übersicht über den Entwicklungsstand von Strömungsenergiekonvertern.
Eigene Darstellung.

Durch einen Vergleich des theoretischen Potenzials in den deutschen Seegebieten mit den jeweiligen Anforderungen der einzelnen Technologien ergibt sich eine Auswahl von wenigen aussichtsreichen Technologien, die für die weitere Bestimmung des technischen Potenzials zur Nutzung der Strömungsenergie in Deutschland zu berücksichtigen sind. Diese Technologien sind in Tab. 5 - 2 dargestellt. Zusätzlich sind darin die möglichen räumlichen Einsatzgebiete gezeigt. Dabei fällt unmittelbar auf, dass für die Ostsee keine der hier diskutierten Technologien auf ein ausreichendes theoretisches Potenzial trifft. Aufgrund des geringen theoretischen Potenzials wird die Ostsee bei den weiteren Untersuchungen nicht betrachtet.

Aus den ausgewählten Technologien lassen sich jedoch keine Aussagen hinsichtlich der Entwicklungsaussichten einzelner Projekte ableiten. Die Auswahl ist allein nach den Kriterien getroffen, dass die zugrunde liegende Energieform aussichtsreiche Standorte aufweist, und dass die Rahmenparameter eine Nutzung in der Nordsee oder Ostsee erwarten lassen. Daneben wird die Auswahl des Referenzprojektes durch die öffentlich zugängliche Dokumentation bestimmt.

Tab. 5 - 2 Ausgewählte Technologien und mögliche Anwendungsgebiete.

Technik	Referenzprojekt	Nordsee			Ostsee		
		AWZ	KüM	Ufer	AWZ	KüM	Ufer
Horizontalachsenturbine	<ul style="list-style-type: none"> • MCT (SeaGen / SeaFlow) • OpenHydro • Kobold 	-	o	-	-	-	-
Vertikalachsenturbine	Gorlov Helical	-	(o)	-	-	-	-

Die Verschneidung der theoretischen Potenziale sowie der technischen Anforderungen führt damit zu dem Ergebnis, dass Strömungsenergieanlagen ausschließlich im Küstenmeer in einzelnen Seegatts zwischen den Nordseeinseln (z.B. südlich von Sylt) sowie in einigen großen Flussmündungsgebieten (Elbe, Weser, Ems) zum Einsatz kommen können.

Basierend auf den bisher vorliegenden Arbeiten erscheinen Horizontalachsenturbinen dabei technisch am weitesten entwickelt, allerdings sind aufgrund der Abmessungen dieser Anlagen erhebliche Nutzungskonkurrenzen in Gebieten mit ausreichenden Strömungsgeschwindigkeiten zu erwarten.

5.3 Bestimmung des technischen Potenzials

5.3.1 Datenbasis

Im vorhergehenden Abschnitt wurden die Horizontal- und die Vertikalachsenturbinen als derzeit vielversprechende Ansätze identifiziert. Für jede dieser Technologien konnte in der Literatur eine größere Anzahl Beispielttechnologien gefunden werden, die sich bereits in der Erprobungsphase befinden. Für die meisten Entwicklungen waren jedoch außer den im Internet veröffentlichten allgemeinen Werbeaussagen der jeweiligen Entwickler kaum Daten verfügbar. Daher wurden aus der Menge der Projekte insgesamt vier ausgewählt, für die zumindest eine Quelle [41] mit den notwendigen technischen Angaben vorlag. Weitere in [41] betrachtete Technologien wurden in den Untersuchungen nicht berücksichtigt, da sie entweder als ungeeignet für einen Einsatz in der deutschen Nordsee erachtet werden oder die Entwicklung sich noch in einem konzeptuellen Stadium befindet. Die verfügbaren Daten der einzelnen Technologien sind in Tab. 5 - 3 dargestellt.

Tab. 5 - 3

Übersicht über vorhandene Datenbasis Strömungsenergie.

Parameter	Einheit	Horizontalachse: MCT	Horizontalachse: OpenHydro	Horizontalachse: Kobold	Vertikalachse: Gorloff Helical
Geeignete Strömungsgeschwindigkeit	[m/s]	0,7... (unbekannt)	0,7... (?)	1...3	1 bzw. 1,5 ... (unbekannt)
Minimale Wassertiefe	[m]	20...30	>20	18...25	?
Anlagengröße	[m]	Ø 18, zwei neben- einander	Ø 15	Blätter 5 lang, Plattform-Ø 10	Ø1, Höhe 2,5
Leistungskennlinie vorhanden?	[ja/ nein]	Ja	Ja	Ja	Ja
Quellen		[41]	[41]	[41]	[41]

Für drei der vier Beispieltechnologien konnte kein Wert für eine Strömungsgeschwindigkeit ermittelt werden, oberhalb derer keine Stromerzeugung mehr möglich ist (Abschaltgeschwindigkeit). Dies wird in der Tabelle jeweils durch „(?)“ deutlich gemacht. Die Leistungskurven decken Strömungsgeschwindigkeiten bis rund 2 m/s ab.

Ein Vergleich mit den Ergebnissen aus der Untersuchung des theoretischen Potenzials zeigt, dass die Strömungsgeschwindigkeiten zum Teil erheblich unter den Abschaltgeschwindigkeiten der betrachteten Technologien liegen. Daher kann die Angabe einer Obergrenze für die Strömungsgeschwindigkeit an dieser Stelle vernachlässigt werden.

Berechnung der Nutzenergie

Der Energieertrag aus Strömungsenergieanlagen lässt sich weitgehend analog zur Windenergie berechnen: Die Anlagen werden durch eine Leistungskennlinie beschrieben, die den Zusammenhang zwischen Strömungsgeschwindigkeit und erzeugter Leistung zeigt. Die in dieser Studie verwendeten Leistungskurven sind in Abb. 5 - 8 dargestellt.

Zwei wichtige Unterschiede zur Windenergie sollten jedoch betrachtet werden: Zunächst hat Wasser eine deutlich höhere Dichte als Luft, und die Strömungsgeschwindigkeiten können daher bei ähnlicher Anlagenleistung deutlich geringer sein. Die gesamte Hydrodynamik unterscheidet sich wesentlich von der Aerodynamik. Weiterhin ist auf See mit Beschädigungen durch treibende Gegenstände, zum Beispiel Container, zu rechnen; dies ist für die technische Lebensdauer aller Meeresenergieanlagen von großer Bedeutung. Dagegen sind anlagenseitig entsprechende Schutzvorkehrungen zu treffen, um Beschädigungen bis hin zum vorzeitigen Verlust der Anlagen zu vermeiden.

Der Ertrag in Strömungsenergieanlagen wird anhand der Leistungskurven und den Häufigkeitsverteilungen der Strömungsgeschwindigkeiten an den einzelnen Standorten bestimmt.

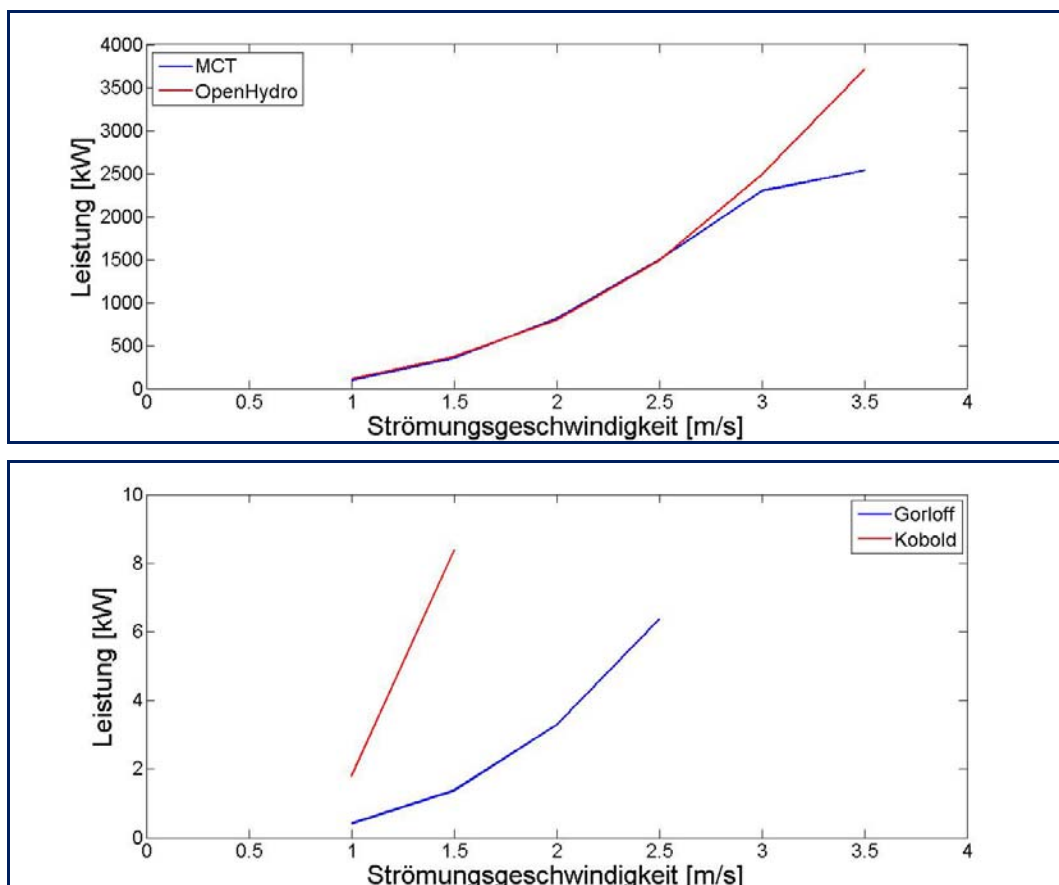


Abb. 5 - 8 Leistungskennlinien Strömungsenergieanlage.
Eigene Darstellung nach [9] und [6]

Für die erforderlichen minimalen Wassertiefen der Strömungsenergieanlage liegen in den meisten Fällen Bandbreiten vor. Für die Bestimmung des technischen Potenzials wurde jeweils der geringere Wert verwendet; es wurden somit optimistisch viele Standorte in die Analyse einbezogen.

5.3.2 Darstellung des technischen Potenzials

In der folgenden Abb. 5 - 9 (a) bis (d) sind die erzielbaren Volllaststunden der einzelnen Strömungsenergieanlagen gezeigt. Die jeweils erforderlichen Wassertiefen schränken dabei die Nutzung in den küstennahen Gebieten deutlich ein. Dadurch sind potenziell ertragreiche Standorte mit höheren Strömungsgeschwindigkeiten technisch nicht nutzbar. Küstenferne Standorte sind in dieser Darstellung aufgrund der dort nur sehr geringen Strömungsgeschwindigkeiten nicht enthalten.

Für drei der untersuchten Technologien gibt es keine Standorte, an denen über 1000 Volllaststunden erreicht werden können. Lediglich für den Kobold konnte ein Potenzial von über 2000 Volllaststunden an vereinzelt Standorten in den Mündungsgebieten von Elbe und Weser sowie in den Seegatten nördlich und südlich von Sylt, südlich von Amrum sowie westlich von Borkum ermittelt werden.

Die Standorte, an denen jeweils vergleichsweise hohe Volllaststunden erzielt werden können, liegen für alle Technologien in den Ästuargebieten der großen Flüsse und zum geringeren Teil auch in den Seegatten, hier insbesondere nördlich von Sylt sowie nördlich und südlich von Amrum.

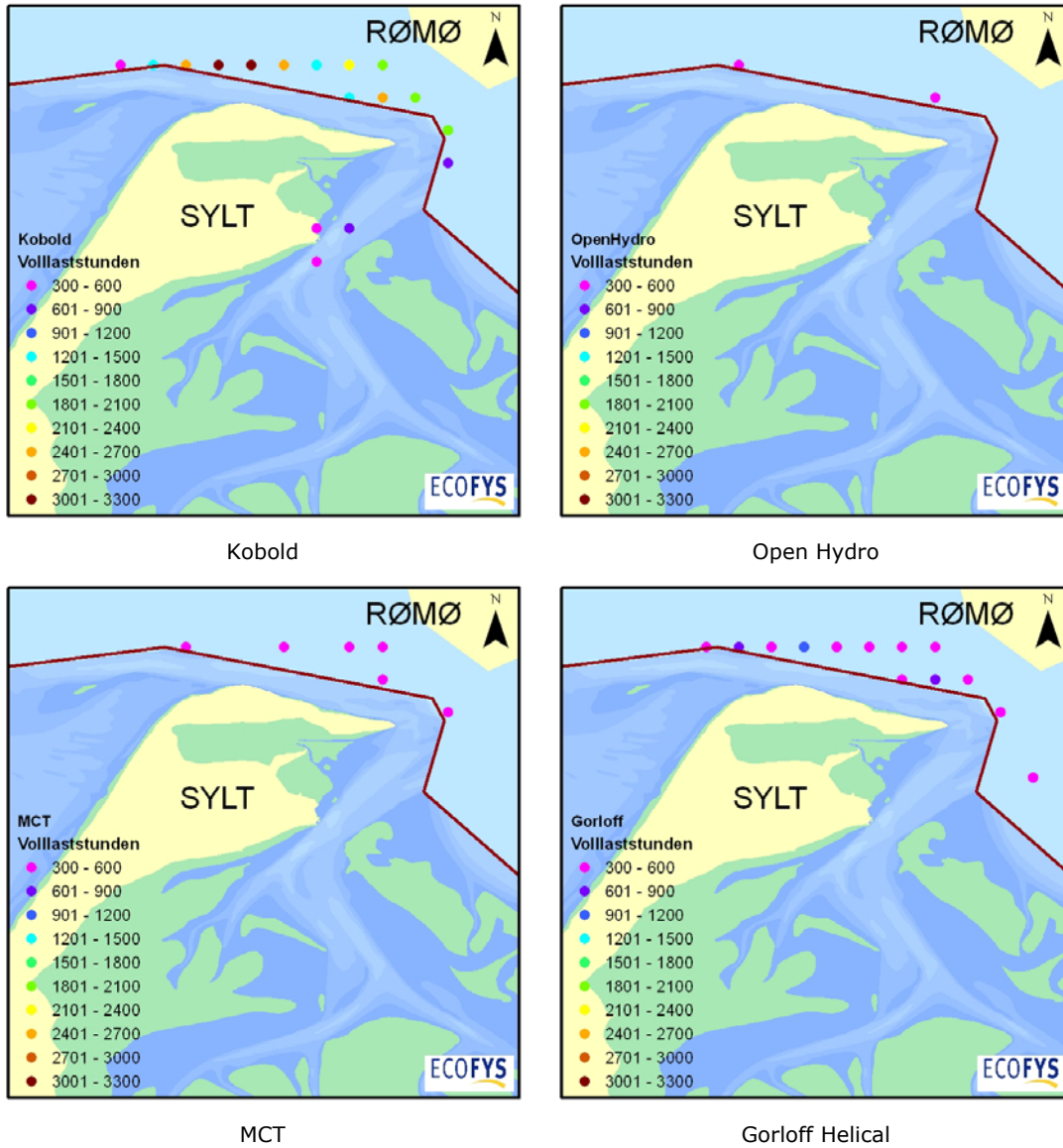


Abb. 5 - 9 (a) Nördlich Sylt

Fortsetzung von Abb. 5 - 9

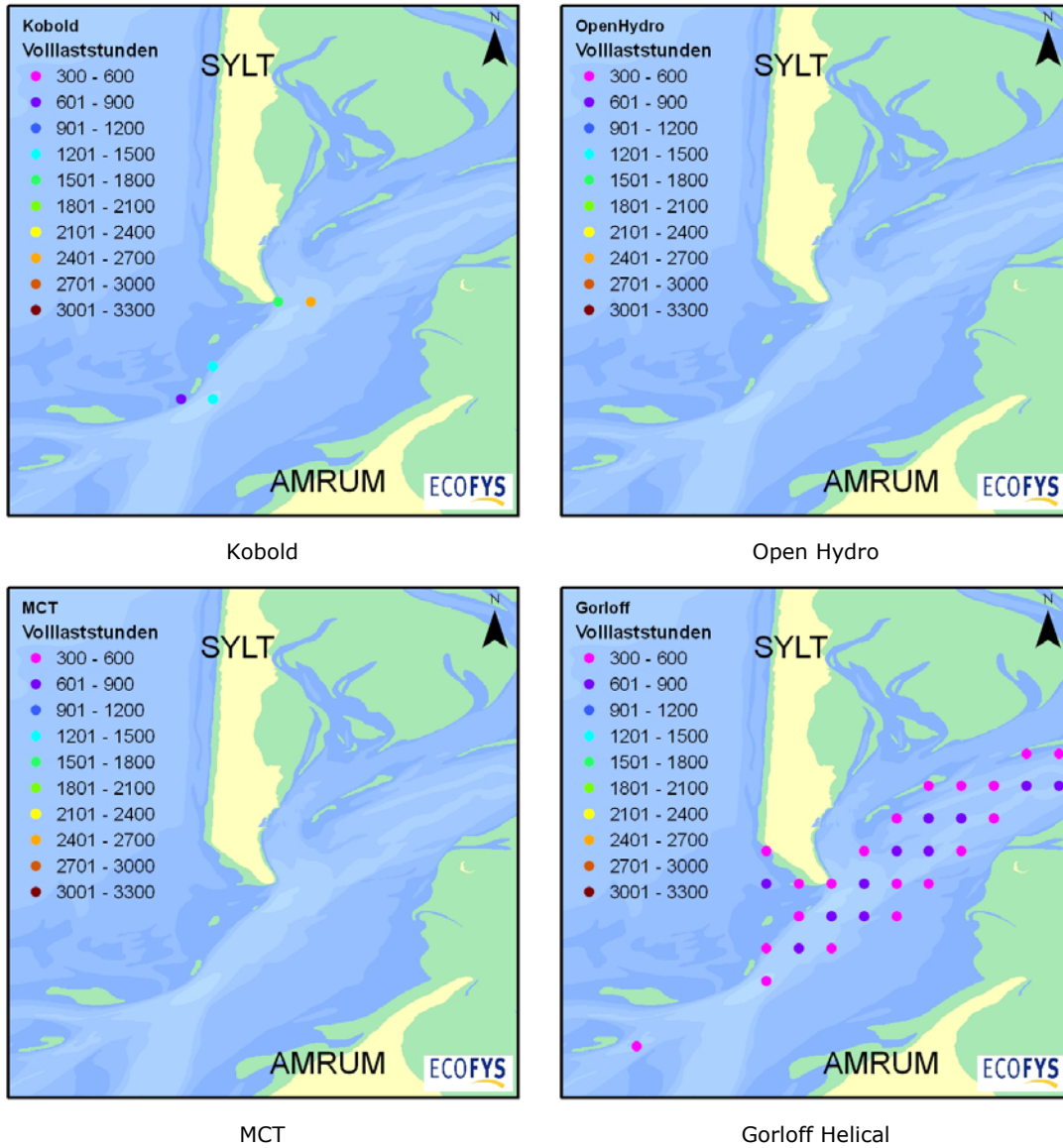
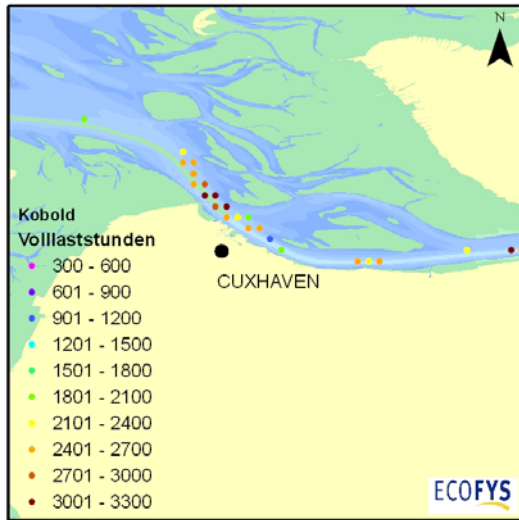
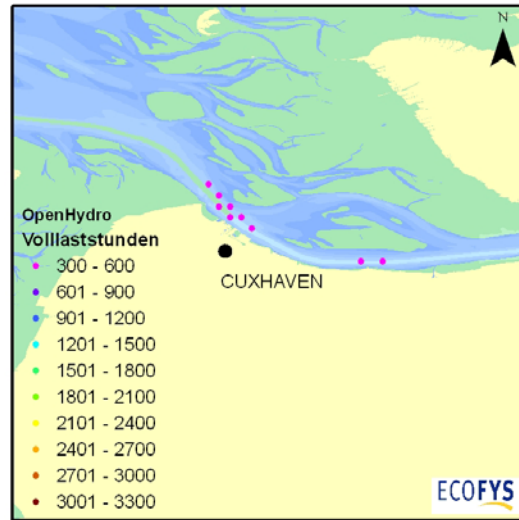


Abb. 5 - 9 (b) Südlich Sylt

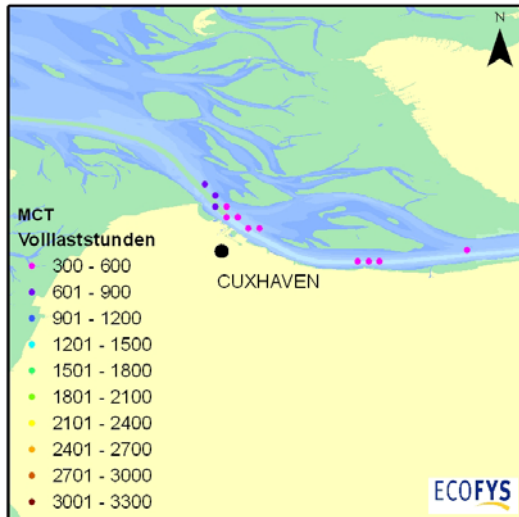
Fortsetzung von Abb. 5 - 9



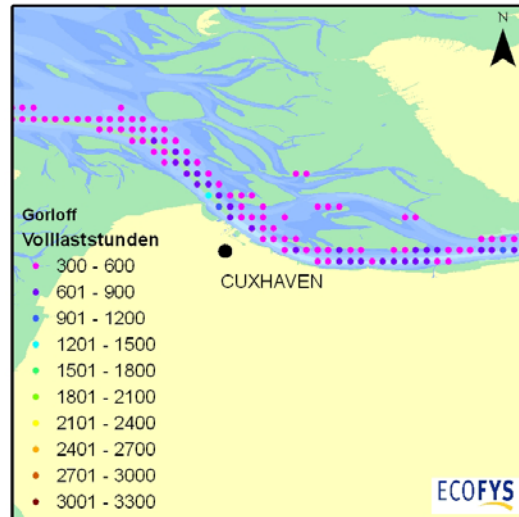
Kobold



Open Hydro



MCT



Gorloff Helical

Abb. 5 - 9 (c) Elbemündung

Fortsetzung von Abb. 5 - 9

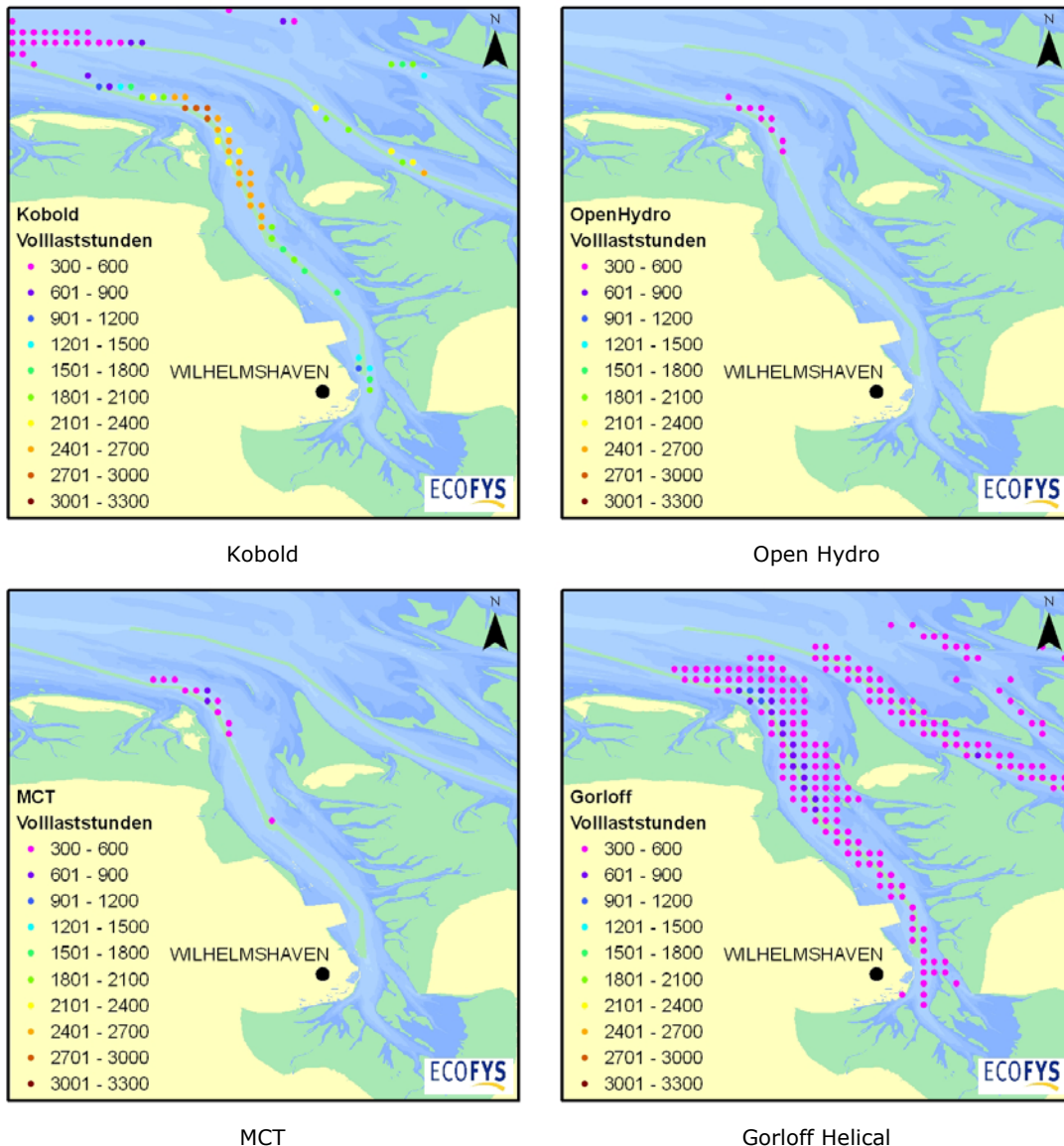


Abb. 5 - 9 (d) Jade-Weser

Abb. 5 - 9 Erzielbare Volllaststunden der Strömungsenergieanlagen.

In Abb. 5 - 10 wird die kumulierte Häufigkeitsverteilung der erzielbaren VLS dargestellt. Daraus wird deutlich, an wie vielen Gitterpunkten des coastDat Datensatzes eine bestimmte VLS-Anzahl mit der jeweiligen Technologie erreicht werden kann. Dabei wird unmittelbar deutlich, dass das Potenzial für alle Technologien sehr gering ist. Einzig für den Kobold sind etwa 3.000 Volllaststunden an einigen Gitterpunkten des coastDat-Datensatzes zu erwarten. Zu beachten ist aber die relativ geringe Leistung der Kobold Anlage.

Die absolut betrachtete hohe Anzahl von Gitterpunkten leitet sich aus der räumlichen Auflösung des zugrunde liegenden coastDat Datensatzes ab. Diese räumliche Auflösung liegt für Seegangsdaten bei 5,5x5,5 km, während sie für Strömungsdaten in Küstennähe bis auf wenige 100 m verfeinert ist (vgl. auch Abschnitt 2.1).

Das geringe Potenzial für Strömungsenergie resultiert aus den vergleichsweise geringen Strömungsgeschwindigkeiten, die nur in wenigen Flussmündungsbereichen knapp oberhalb von 1 m/s liegen. Zusätzlich sind drei der vier Technologien für vergleichsweise große Wassertiefen ab etwa 20 m konzipiert; damit sind sie in Deutschland nur außerhalb der Flussmündungen und Seegatten einsetzbar.

Die Nutzung von Standorten mit höheren Strömungsgeschwindigkeiten ist in Deutschland mit den heute vorhandenen Technologien nicht möglich.

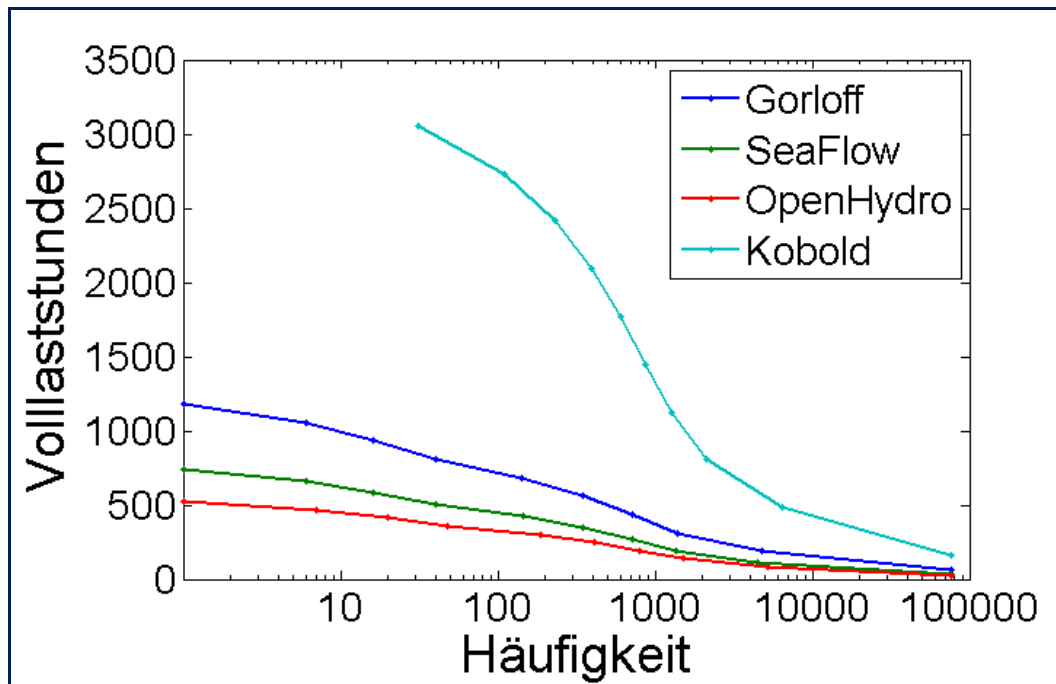


Abb. 5 - 10 Kumulierte Häufigkeitsverteilungen der erzielbaren Volllaststunden (halb-logarithmische Darstellung).

5.4 Zusätzliche Bemerkungen

Die mit der Entwicklung und dem Betrieb von Strömungsenergieanlagen verbundenen Herausforderungen erscheinen im Vergleich zu Wellenenergieanlagen auf den ersten Blick einfacher zu bewältigen. Allerdings werden Strömungsenergieanlagen fälschlicherweise häufig mit Windenergieanlagen verglichen. Hierbei ist zu beachten, dass die Belastungen, denen die Anlagen widerstehen können müssen, aufgrund des dichteren Mediums Wasser weitaus größer sind.

Darüber hinaus müssen auch Strömungsenergieanlagen stets an die natürlichen Parameter vor Ort, wie die mittlere und maximal zu erwartende Strömungsgeschwindigkeit, sowie die Wassertiefe am jeweiligen Standort angepasst werden. Zwar erscheinen diese Anpassungen weniger fundamental zu sein als im Falle von Wellenenergieanlagen; Strömungsenergieanlagen die an Standorten in anderen Ländern entwickelt wurden, ließen sich aber ebenfalls nicht ohne größere Anpassungen in Deutschland einsetzen.

5.5 Nutzungskonkurrenzen

Potenzielle Konflikte mit dem Naturschutz

Die Auswirkungen von Strömungsenergieanlagen auf den Naturschutz weisen viele Parallelen zu Offshore-Windenergieanlagen auf. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass sich der Rotor unter Wasser, je nach Typ, um seine horizontale oder vertikale Achse dreht.

Bei Strömungsenergieanlagen besteht das Risiko, dass Organismen durch den drehenden Rotor verletzt werden. Allerdings drehen sich die Rotoren heutiger Technologien mit 10 bis 15 Umdrehungen pro Minute [42] wesentlich langsamer als die von Windenergieanlagen.

Der Betrieb solcher Anlagen erzeugt Schall, der unter Wasser in einem vergleichsweise großen Umfeld zu hören ist. Daneben werden für die Sicherheit der Schifffahrt Signallichter eingesetzt, deren Lichtemissionen weithin wahrnehmbar sind. Schließlich kommen Betriebsstoffe wie Schmiermitteln zum Einsatz.

Für die meisten dieser Betriebsstoffe gibt es zwar umweltfreundliche Alternativen. Grundsätzlich muss ohnehin sichergestellt sein, dass keine giftigen Stoffe in die Umwelt gelangen. Auch beim Antifouling sollten Biozide eingesetzt werden.²²

Die Gründungsstruktur des Pfahls sorgt für Verwirbelungen in der Strömung und wird Auskolkungen im Strömungs-Lee hervorrufen. Hier können Untersuchungen zur Änderungen der Morphologie in Offshore-Windparks direkt übertragen werden. Die Gründungsstruktur bietet eine Basis für die Ansiedlung von Lebensgemeinschaften und damit die Basis für die Diversifizierung (Veränderung) des lokalen Ökosystems. Durch das Verankern der Struktur im Boden erfolgt lokal ein massiver Eingriff in das Benthos. Die Verankerungsarbeiten bringen eine Trübung des Wasserkörpers durch aufgewirbeltes Sediment mit sich. Weiterhin sind hierbei Schallemissionen durch Rammarbeiten besonders zu berücksichtigen, die insbesondere Meeressäuger für bestimmte Zeit vertreiben. Auch diesbezüglich kann auf Erfahrungen aus der Errichtung von Offshore-Windanlagen zurückgegriffen werden.

Grundsätzlich erscheinen Anlagen zur Gewinnung von Strömungsenergie regelmäßig nicht mit dem Naturschutz (Nationalparks, FFH-Gebiete) vereinbar, wobei auch hier eine Einzelfallprüfung vorgenommen werden sollte. Für Vogelschutzgebiete (SPA) gelten diese Bedenken jedoch nur eingeschränkt, da Eingriffe ins Ökosystem durch Anlagen zur Gewinnung von Strömungsenergie auf den submarinen Bereich beschränkt sind. Sind die Vogelschutzgebiete eingerichtet, um tauchend jagende Spezies zu schützen, dann sollte nach dem Vorsorgeprinzip überprüft werden, ob eine Verletzungsgefahr für diese Vögel ausgeschlossen werden kann. SPA-Gebiete werden daher so wie Nationalparks und FFH-Gebiete den Gebieten der Gruppe II „Nutzung im Einzelfall“ zugeordnet.

Potenzielle Konflikte mit der Schifffahrt

Signallichter sind notwendig, um die Schifffahrt vor denen sich ganz oder größtenteils unter Wasser befindlichen Anlagen zu warnen.

Grundsätzlich können Strömungsenergieanlagen in so großen Wassertiefen betrieben werden, dass sie kein Hindernis für die Schifffahrt bilden. Aufgrund der geringen Wassertiefen in der Nordsee und insbesondere in den Gebieten in der dt. Nordsee, die vergleichsweise hohes technisches Potenzial aufzeigen werden diese Anlagen als Hindernisse für die Schifffahrt betrachtet. Vorrang- bzw. prioritäre Gebiete und Vorbehalts- bzw. bedeutsame Gebiete der Schifffahrt werden daher den Gebieten der Gruppe I „Nutzung ausgeschlossen“ zugeordnet.

²² Siehe Fußnote auf S. 63

Potenzielle Konflikte mit der Rohstoffgewinnung

Schwimmend befestigte bauliche oder technische Einrichtungen, wie Strömungsenergieanlagen, sind unvereinbar mit dem Abbau von Kies oder Sand, da das Abbagern des Rohstoffs die Verankerungen oder baulichen Strukturen am Seeboden zerstört oder durch sie behindert würde. In bewilligten Sand- oder Kiesabbaufelder sind daher große Konflikte mit der Nutzung der Strömungsenergie zu erwarten.

Die sich im Genehmigungsverfahren befindlichen Sand- und Kiesabbaufelder scheinen im Einzelfall verwendbar. Da sich beide Nutzungen nicht prinzipiell ausschließen, muss hier im Einzelfall gegebenenfalls durch ein Raumordnungsverfahren geprüft werden, welcher Nutzung Vorrang zu gewähren ist.

Dagegen bestehen keine räumlichen Konflikte zwischen der Förderung von Kohlenwasserstoffen und Anlagen zur Nutzung der Strömungsenergie. Hier bestehen sogar potenzielle Synergieeffekte, da z.B. Transportverkehr und Infrastruktur gemeinsam genutzt werden können. Zudem entspricht eine räumliche Bündelung von Nutzungen der raumplanerischen Leitlinie einer sparsamen Flächeninanspruchnahme.

Die Gebiete der Rohstoffgewinnung sind in der ökologischen Potenzialanalyse der Gruppe II zugeordnet, da im Fall des Anlagenbaus aus juristischer Sicht eine Prüfung der Verträglichkeit im Einzelfall notwendig ist. Synergien der Kombi­n­utzung können ebenso nur in Einzelfallanalysen genauer beschrieben werden.

Potenzielle Konflikte mit Rohrleitungen und Seekabeln

Es besteht kein räumliches Konfliktpotenzial zwischen Rohrleitungen oder Seekabeln und Anlagen zur Nutzung der Strömungsenergie. Da für den Abtransport der gewonnenen Strömungsenergie auch Übertragungsleitungen (in der Regel Seekabel) nötig sind lassen sich sogar potenziell Synergieeffekt identifizieren (z. B. gemeinsame Wartung etc.). Zudem entspricht eine räumliche Bündelung von Nutzungen der raumplanerischen Leitlinie einer sparsamen Flächeninanspruchnahme. Hierbei muss jedoch ebenfalls berücksichtigt werden, dass aus technischen Gründen ein bestimmter Abstand zwischen Hochspannungskabeln bzw. anderen Leitungen eingehalten werden muss. Rohrleitungen oder Seekabel werden in der ökologischen Potentialanalyse der Gruppe II zugeordnet.

Potenzielle Konflikte mit der wissenschaftlichen Meeresforschung

Schwimmend befestigte bauliche oder technische Einrichtungen, wie Anlagen zur Nutzung der Strömungsenergie, sind räumlich bedingt vereinbar mit wissenschaftlicher Meeresforschung (Gruppe II).

Potenzielle Konflikte mit der Windenergienutzung

Vorrang- und Eignungsgebiete für die Nutzung von Windenergie werden im Hinblick auf Anlagen zur Nutzung der Strömungsenergie – genauso wie bei Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie – je nach Ausführung und Struktur im Einzelfall auf Synergieeffekte und Nutzungskonflikte überprüft werden müssen.

Potenzielle Konflikte mit der Fischerei

Anlagen zur Nutzung von Strömungsenergie stellen signifikante Hindernisse für Fischereifahrzeuge und insbesondere ihre Netze dar. Daher werden bedeutende Gebiete für die Fischerei als Ausschlussgebiete für die Nutzung von Strömungsenergie betrachtet.

In der räumlichen Analyse des ökologischen Potenzials spielen Fischereiinteressen keine Rolle aus Gründen der Datenverfügbarkeit, der Überlappung mit anderen Nutzungen (z.B. Naturschutz) und der Tatsache dass sie in der Raumordnungsplanung keinen Vorrang- oder Vorbehaltsstatus haben.

Potenzielle Konflikte mit der Marikultur

Eine Kombi­nut­zung aus­ge­wie­se­ner Ge­bie­te für Ma­ri­kul­tur wird im Hin­blick auf An­la­gen zur Nut­zung der Strö­mun­gs­en­er­gie – ge­naus­o wie bei An­la­gen zur Nut­zung der Wel­len­en­er­gie – als erst­re­bens­wert erach­tet und muss im Ein­zel­fall ge­prü­ft wer­den.

5.6 Zwischenergebnis

Das tech­ni­sche Po­ten­zial zur Nut­zung der Strö­mun­gs­en­er­gie in Deutsch­land liegt durch­weg in küs­ten­na­hen Ge­bie­ten mit Nut­zun­gen der Grup­pen I oder II. Ein gro­ßer Teil des Po­ten­zials ist somit auf­grund der auf­tre­ten­den Nut­zun­gs­kon­kur­ren­zen und ge­rade auch auf­grund der An­lie­gen des Na­tur­schut­zes nicht zu he­ben. An Stand­orten an de­nen eine Nut­zung mög­lich scheint, ist stets eine Ein­zel­fall­prü­fung not­wen­dig, ob und un­ter wel­chen Be­din­gun­gen eine Strö­mun­gs­en­er­gie­an­la­ge ge­neh­migungsfähig ist.

6 Salzgradient

6.1 Bestimmung des Theoretischen Potenzials

Das theoretische Potenzial von Osmose ist überall dort als hoch zu betrachten, wo ausreichende Mengen Süßwasser ins Meer fließen und der Gradient im Salzgehalt (Unterschied im Salzgehalt der, bezogen auf eine bestimmte Entfernung, zur Verfügung steht) hinreichend groß ist. Aufgrund thermodynamischer Grundlagen gibt [43] eine maximale Leistung von 2 MW/(m³/s) an, wenn Süßwasser in Kontakt mit Meerwasser tritt. Während diese Energie im Bereich der Nordsee abgesehen von der Existenz einer breiten Brackwasserzone prinzipiell zur Verfügung steht, ist davon auszugehen, dass der Wert an der Ostseeküste aufgrund der dort vorherrschenden geringeren Salzgehalte deutlich geringer ausfällt.

Die Brackwasserzone kennzeichnet den Bereich eines Tideflusses, in dem eine Mischung von Fluss- und Seewasser erfolgt. In diesem Bereich treten periodische Schwankungen des Salzgehaltes in Abhängigkeit von der Gezeit auf. Die Grenzen der Brackwasserzone sind dort zu finden, wo keine tidebedingten Schwankungen des Salzgehaltes mehr zu beobachten sind. Ihre Positionen unterliegen starken wetterbedingten Schwankungen. So verschieben sich die Grenzen z.B. bei Windstau oder hohen Tidehuben stromaufwärts, bei z.B. starken Oberwasserabflüssen dagegen stromabwärts. In der Elbe verläuft die obere Grenze in etwa in Höhe Glückstadt, die untere Grenze noch unterhalb der Position des ehemaligen Feuerschiffs "Elbe 1" (54 00' N, 008 10' E) [44]. Insbesondere letztere unterliegt räumlich und zeitlich starken Schwankungen und ist durch Messungen schwer zu erfassen.

Tab. 6 - 1 gibt die mittleren Abflüsse der großen im Bereich der Deutschen Küsten in Nord- und Ostsee mündenden Flüsse an. Unter Berücksichtigung der oben gemachten Einschränkungen besitzt damit die Elbe das größte und vermutlich einzig nennenswerte theoretische Potenzial.

Tab. 6 - 1 Mittlere Abflüsse großer im Bereich der Deutschen Küsten in Nord- und Ostsee mündenden Flüsse.

Fluss	Mittlerer Abfluss in m ³ /s	Maximale Leistung in MW ¹
Elbe	720	1.440
Weser	325	650
Oder	540	k. A. ²
Ems	79	158

¹ Es ist zu beachten, dass die hier angegebenen Werte der Nutzung des vollständigen Abflusses des betrachteten Flusses entsprechen.

² Da die Oder in die sehr salzarme Ostsee mündet, wird keine maximale Leistung angegeben.

Quelle: [45]

6.2 Stand der Technik

Es sind zwei unterschiedliche Verfahren bekannt mit denen das theoretische Potenzial genutzt werden kann, das aus den unterschiedlichen Salzkonzentrationen resultiert. Beide Verfahren nutzen eine semipermeable Membran. Bei dem als PRO (Pressure Retarded Osmosis) bezeichneten Verfahren ist diese Membran für Wassermoleküle durchlässig, hier entsteht durch den Konzentrationsausgleich also eine Druckdifferenz.

Bei RET (Reverse Electro Dialysis) sind die Membrane für elektrisch geladene Teilchen - wahlweise Anionen oder Kationen - durchlässig, durch die Diffusion der Ionen entsteht folglich eine Potenzialdifferenz. Beide Prinzipien sind in den folgenden Abbildungen dargestellt [46].

Wesentlich ist dabei stets, dass das zugeführte Wasser frei von Mikroorganismen sein muss. Bei der PRO Technologie müssen zusätzlich Metallionen aus dem Wasser entfernt werden, da ansonsten unlösliche Metallsalze ausgefällt werden können. Die erforderliche Wasseraufbereitung erscheint technisch möglich, erhöht aber die Kosten wesentlich. [46] geht davon aus, dass mit jedem Cent, der in die Aufbereitung eines Kubikmeters Wasser investiert wird, die Stromgestehungskosten um 4 ct/kWh ansteigen.

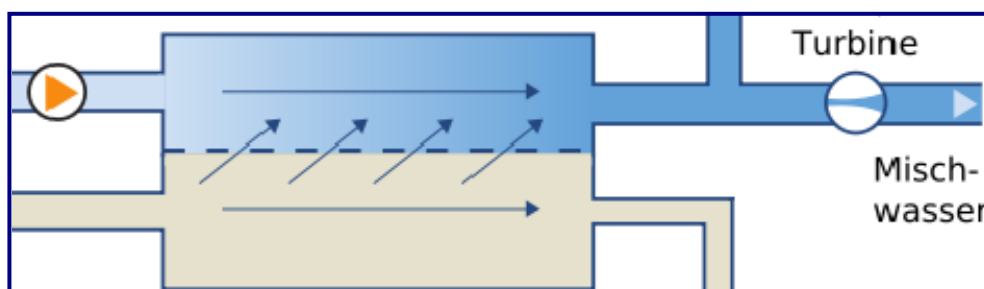


Abb. 6 - 1 Prinzip einer PRO-Anlage.

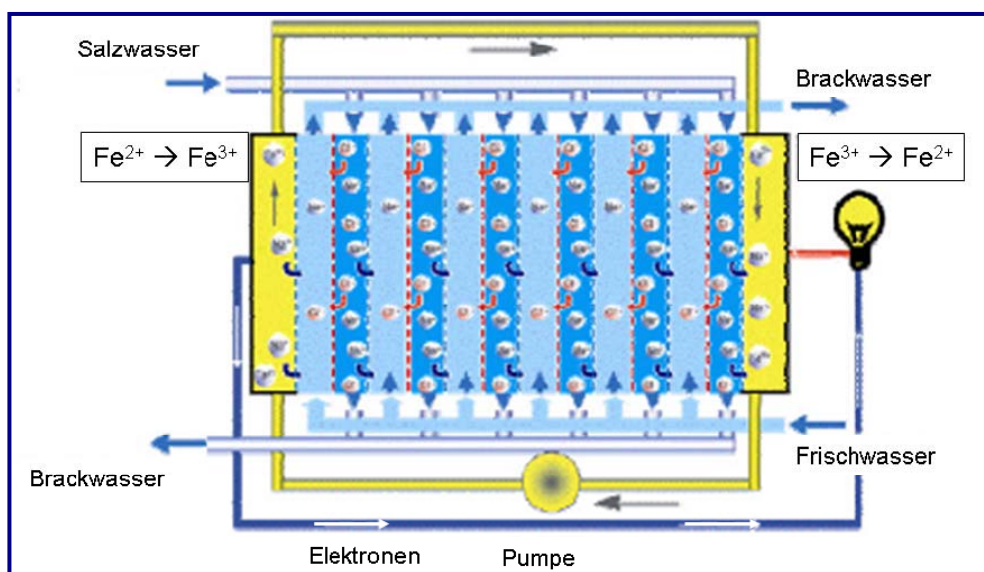


Abb. 6 - 2 Prinzip der einer RET-Anlage

6.2.1 Entwicklungsstand

Es konnten nur vereinzelte Projekte identifiziert werden. So beabsichtigte beispielsweise Statkraft, im Jahr 2008 eine Pilotanlage in der Nähe von Oslo in Betrieb zu nehmen, die im Laufe der kommenden Jahre um eine kommerzielle Anlage mit mehreren MW Leistung ergänzt werden sollte. Diese Anlage wurde schließlich im November 2009 in Betrieb genommen.

Das Vorhaben, ein Osmosekraftwerk in den Niederlanden am Deich zwischen dem IJsselmeer und der Nordsee zu errichten, wird derzeit nicht weiter verfolgt. Ob und wann die Aktivitäten hier weitergehen werden, konnte nicht ermittelt werden.

6.2.2 Technische Rahmenparameter

Osmosekraftwerke sind auf einen Salzgradienten angewiesen, der im Bereich der Zuflüsse in die Nordsee grundsätzlich vorhanden ist. Hier besteht allerdings die technische Herausforderung, die Brackwasserzone zu überwinden und das Süßwasser der Flüsse mit dem Salzwasser der Nordsee zusammen zu bringen. Daneben werden, wie eingangs erwähnt, sehr hohe Reinheitsanforderungen gestellt, um die Reinigungsintervalle und die Lebensdauer der Membran zu verlängern. Die erforderliche Wasseraufbereitung reduziert dabei den Gesamtwirkungsgrad der Anlagen. Eine kommerzielle Anwendung von Osmosekraftwerken ist mit der derzeit verfügbaren Membrantechnologie nicht möglich.

Heutige Membrane verfügen über eine Leistungsdichte von etwa 3 W/m^2 , in der Entwicklung werden Leistungsdichten von mindestens 5 W/m^2 angestrebt. Erst ab einer solchen Leistungsdichte werden ökonomisch tragfähige Projekte erwartet.

6.2.3 Zusammenfassung/Eignung

Eine Nutzung der Osmoseenergie erscheint aufgrund der breiten Brackwasserzonen in den deutschen Flussmündungen nicht möglich. Nach den Angaben in [44] wäre für das Beispiel der Elbmündung ein Bereich von etwa 80 km zu überbrücken. Es ist davon auszugehen, dass die hierfür erforderliche Infrastruktur zu unverhältnismäßig hohen Kosten einer solchen Anlage führte und aufgrund des erforderlichen Transportvolumens gleichzeitig einen erheblichen Eingriff in den Naturraum darstellte. Zusätzlich wäre bei sehr großen Anlagen unter Umständen der Wasserbedarf weiterer Nutzer (Kraftwerke, Industrie) zu berücksichtigen.

Darüber hinaus transportieren die Flüsse eine erhebliche Menge an Sedimenten und Mikroorganismen, die aus dem Wasser entfernt werden müssen. Wie bereits dargestellt, würden damit die Stromgestehungskosten weiter ansteigen.

Im Abschnitt 6.3 wird ein Fallbeispiel für ein Osmosekraftwerk an der Elbe exemplarisch dargestellt.

6.3 Bestimmung des technischen Potenzials

Die Nutzung der Osmoseenergie erscheint in den deutschen Seegebieten insbesondere aufgrund der breiten und variablen Brackwasserzone ausgeschlossen. Um dennoch eine Abschätzung des möglichen Energieertrags und der erforderlichen Infrastruktur (als Basis für die Analyse der Nutzungskonkurrenzen) durchzuführen, wird eine exemplarische Abschätzung anhand der technischen Rahmenparameter in [46] sowie des theoretischen Potenzials der Elbe angefertigt.

Ein Pilotprojekt mit einer Leistung von 10 MW benötigt nach [46] einen Wasserdurchfluss von etwa $20 \text{ m}^3/\text{s}$. Dieses Volumen müsste mittels geeigneter Leitungen oberhalb von Geesthacht als Süßwasser und außerhalb des Verdünnungsbereiches im Mündungsgebiet als Salzwasser erfasst und der Anlage zugeführt werden. Dabei sind theoretisch drei verschiedene Anlagenkonzepte vorstellbar. (1) Zunächst könnte die Anlage in der Nähe von Geesthacht stehen, es wäre entsprechend nur eine Salzwasserleitung erforderlich. (2) Dann könnte die Anlage zwischen den beiden Ansaugpunkten installiert werden, Salzwasser und Süßwasser wäre über jeweils eine Leitung zuzuführen. (3) Drittens könnte die Anlage in der Nordsee errichtet werden, eine Salzwasserleitung wäre nicht erforderlich.

Der dritte Standort wäre energetisch am vorteilhaftesten, da das natürliche Gefälle für die Zuführung des Süßwassers genutzt werden könnte. In den anderen Fällen wäre Seewasser unter Energieeinsatz bis zur Anlage zu pumpen. Allerdings stellt die dritte Möglichkeit aufgrund der Umweltbindungen offshore und der Zugänglichkeit der Anlage auch die größten Herausforderungen an die verwendete Technik.

Unabhängig vom Ort der Errichtung wäre eine Leitungsinfrastruktur erforderlich, die das genannte Volumen über eine Strecke von etwa 80 km der Anlage transportiert. Die Fließgeschwindigkeit der Elbe als zentrale Einflussgröße für den Leitungsquerschnitt ist durch den Einfluss der Gezeiten kaum zu ermitteln, sie liegt aber deutlich unterhalb der mittleren Fließgeschwindigkeit der Elbe. Um im Sinne einer konservativen Abschätzung zu einem kleinen Querschnitt zu gelangen, wird für die Berechnung mit 0,5 m/s eine Fließgeschwindigkeit nur knapp unter der Durchschnittsgeschwindigkeit angenommen.

Mit diesen Annahmen kann auch [46] ein minimaler Durchmesser der Leitungen von über 3,5m entnommen werden. Aufgrund der hoch geschätzten Fließgeschwindigkeit und der in der Realität auftretenden, hier aber vernachlässigten Reibung innerhalb der Leitung müsste die Leitung in der Praxis sicherlich erheblich größer dimensioniert werden. Bereits diese Abschätzung macht deutlich, dass die Nutzung der Osmoseenergie in Deutschland nicht sinnvoll ist.

6.4 Nutzungskonkurrenzen

Potenzielle Konflikte mit dem Naturschutz

Eine Anlage zur Nutzung des Salzgradienten zur Energiegewinnung muss sowohl mit salzigem Meerwasser als auch mit Süßwasser, das dem Fluss oberhalb des Brackwasserbereiches entnommen wird, versorgt werden. Das ‚Abwasser‘ des Energiegewinnungsprozesses ist brackig und kann in den Mündungsbereich eines Ästuars oder direkt ins Meer eingeleitet werden. Die Einleitung in den von der Tide unbeeinflussten und entsprechend Süßwasser führenden Teil eines Flusses erscheint ökologisch nicht vertretbar. In der Summe der Entnahmen und Einleitungen wird die Salinität des Gesamtsystems nicht beeinflusst.

Im Unterschied zu den bisher untersuchten Wellen- und Strömungsenergieanlagen handelt es sich bei Osmosekraftwerken um landbasierte Anlagen, die über Pipelines mit salzigem Meereswasser und reinem Süßwasser versorgt werden. Eine Standortanalyse für solche Anlagen muss die heterogenere Nutzungsstruktur an Land berücksichtigen und war im Rahmen dieser Studie nicht möglich.

Seeseitig beschränkt sich der Einfluss auf die punktuelle Entnahme von Salzwasser und die punktuelle Einleitung von Brackwasser. Aufgrund der Dynamik des Systems Wattenmeer bzw. der Ästuare und des resultierenden hohen Vermischungsgrades sind durch punktuelle Einleitungen von Brackwasser keine ökologischen Nachteile zu erwarten.

Dagegen ist der Genehmigungsprozess für eine die Brackwasserzone überspannende Pipeline komplex und langwierig.

Da die Energiegewinnung durch Nutzung des Salzgradienten seeseitig nur im Einzelfall Einfluss auf das Ökosystem hat, werden alle Gebiete des Naturschutzes der Gruppe II zugewiesen.

Potenzielle Konflikte mit der Schifffahrt

Im Unterschied zu den bisher untersuchten Anlagen handelt es sich um landbasierte Anlagen, die über Pipelines mit salzigem Meereswasser und reinem Süßwasser versorgt werden. Seeseitig beschränkt sich der Einfluss auf die punktuelle Entnahme von Salzwasser und die punktuelle Einleitung von Brackwasser. Submarine Anlagen werden aufgrund der geringen Wassertiefe und Morphologie der deutschen Küsten nicht berücksichtigt. Die Energiegewinnung mittels Nutzung des Salzgradienten ist uneingeschränkt mit Vorrang- bzw. prioritären Gebieten und Vorbehalts- bzw. bedeutsamen Gebieten der Schifffahrt vereinbar.

Potenzielle Konflikte mit der Rohstoffgewinnung

Die Energiegewinnung mittels Nutzung des Salzgradienten ist uneingeschränkt mit Gebieten zur Rohstoffnutzung vereinbar.

Potenzielle Konflikte mit Rohrleitungen und Seekabeln

Pipelines und Seekabeln enthalten kein räumliches Konfliktpotenzial mit dieser Technik.

Potenzielle Konflikte mit der wissenschaftlichen Meeresforschung

Die punktuelle Änderung der Salinität muss berücksichtigt werden und ist daher nur bedingt vereinbar mit wissenschaftlicher Meeresforschung.

Potenzielle Konflikte mit der Windenergienutzung

Andere Anlagen zur Energiegewinnung, insbesondere Windenergie enthalten kein räumliches Konfliktpotenzial mit dieser Technik. Synergien beim Stromtransport sind möglich.

Potenzielle Konflikte mit der Fischerei

Punktuelle Brackwassereinleitung in Verbindung mit der Nutzung von Salzwassergradienten zur Energiegewinnung hat keinen Einfluss auf die Fischerei.

Potenzielle Konflikte mit der Marikultur

Die an die Energiegewinnung unter Nutzung des Salzgradienten geknüpfte punktuelle Einleitung von Brackwasser muss im Zusammenhang mit möglichen vorhandenen Marikulturen berücksichtigt werden.

6.5 Zwischenergebnis

Die Elbe besitzt das größte und vermutlich einzig nennenswerte theoretische Potenzial zur Nutzung des Salzgradienten in Deutschland. Aufgrund der breiten Brackwasserzone von rund 80 km ist dieses Potenzial jedoch technisch nur eingeschränkt nutzbar. Erschwerend kommen die großen Wassermengen hinzu, die für eine energetisch relevante Nutzung des Salzgradienten aus der Elbe entnommen werden müssten.

Für die Überwindung der breiten Brackwasserzone und der Zusammenführung von reinem See- und reinem Süßwasser wäre bei einer Anlagenleistung von 10 MW bereits eine Pipeline von etwa 80 km Länge und mehr als 3,5 m Durchmesser erforderlich. Zum Vergleich: Die Ostseepipeline „Nord Stream“ ist mit einem geplanten Durchmesser von 1,22 m die größte Offshore Pipeline, die bisher gebaut wurde.

Aufgrund der hauptsächlich landseitigen Inanspruchnahme von Raum sind seeseitige Nutzungskonflikte für Anlagen zu energetischen Nutzung des Salzgradienten sehr gering. Außerdem werden von der punktuellen Einleitung von Brackwasser mit Blick auf das dynamische System des Küstenmeeres keine ökologischen Auswirkungen erwartet. Letztlich ist jedoch das ökologische Potenzial der Anlagen zur energetischen Nutzung des Salzgradienten genauso gering wie das technische Potenzial. Daraus wird deutlich, dass die Nutzung der Osmoseenergie in Deutschland nicht sinnvoll erscheint.

7 Temperaturgradient

7.1 Bestimmung des Theoretischen Potenzials

Größere, für Energiebetrachtungen relevante Temperaturgradienten (Temperaturunterschiede die, bezogen auf eine bestimmte Entfernung, zur Verfügung stehen) werden im Bereich der Deutschen AWZ weder in der Nord- noch in der Ostsee beobachtet.

Allgemein wird davon ausgegangen, dass der Wasserkörper zu Beginn eines jeden Jahres mehr oder weniger vollständig durchmischt ist. Mit zunehmender Einstrahlung baut sich im Frühjahr und Sommer eine Sprungschicht aus, die zum Herbst hin relativ schnell wieder abgebaut wird. Abb. 7 - 1 zeigt als Beispiel die jahreszeitliche Entwicklung der thermischen Schichtung im Arkonabecken.

Es ist zu erkennen, dass der Temperaturunterschied zwischen oberen (10m) und unteren (40m) Schichten auf max. 7 K anwächst, wobei ein solcher Temperaturunterschied nur für eine relativ kurze Zeit im Jahr beobachtet werden kann. Abb. 7 - 1 zeigt ebenfalls die natürlichen Schichtungsbedingungen in der Nordsee. Hier ist zu erkennen, dass die küstennahen Gebiete ganzjährig durchmischt sind und sich eine Schichtung im langjährigen Mittel nur im Sommer in den küstenfernen Teilen der Deutschen Bucht aufbaut.

Im Bereich der Nordseeboje (55 00.0 N, 06 19.9 E) betragen die vertikalen Temperaturunterschiede im Sommer etwa 3-5 K [47], wobei die stärkste Differenz zum Ende des Sommers auftritt und sich der Gradient zum Herbst hin relativ schnell abschwächt. Bereits im Herbst herrschen wieder homogene (durchmischte) Schichtungsverhältnisse vor.

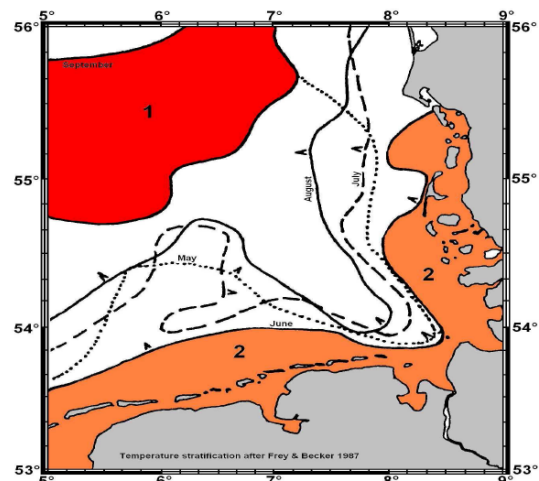
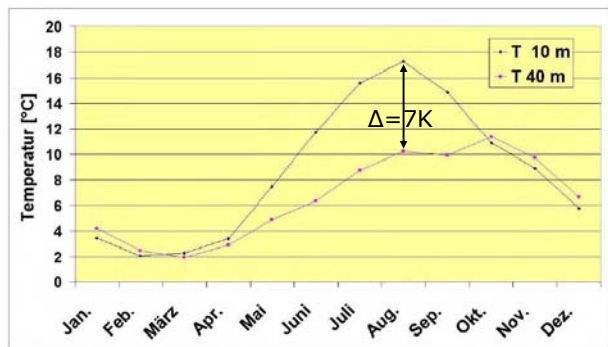


Abb. 7 - 1 Jahreszeitlicher Temperaturverlauf im Bereich des Arkonabeckens und mittlere Temperaturschichtung im Bereich der Deutschen Bucht

links: Jahreszeitlicher Temperaturverlauf in 10 m und 40 m Tiefe im Bereich des Arkonabeckens

rechts: Mittlere Temperaturschichtung im Bereich der Deutschen Bucht. Hier ist das Gebiet 2 ganzjährig durchmischt, wogegen sich in Gebiet 1 eine Schichtung aufbauen kann [48].

7.2 Stand der Technik

OTEC-Anlagen nutzen die Temperaturdifferenz zwischen warmem Oberflächenwasser und kaltem Tiefenwasser. Diese Differenz kann in Dampfturbinen, die auf dem Organic Rankine Cycle (ORC) aufbauen, zur Stromerzeugung genutzt werden. Das Prinzip ist in Abb. 7 - 2 dargestellt [49]. Kaltschmitt et al. [3] gehen von stationären Temperaturdifferenzen von 15 bis 25 K aus, die für den Betrieb notwendig sind. Selbst bei diesen Temperaturdifferenzen sind bei einer Nutzung in ORC-Anlagen nur Wirkungsgrade von wenigen Prozent erzielbar.

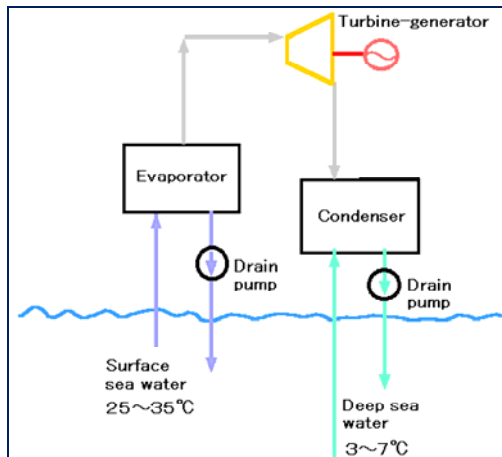


Abb. 7 - 2 Prinzip einer OTEC-Anlage

In der deutschen Nordsee und Ostsee ist kein ausreichender Temperaturgradient vorhanden. Daher ist die Nutzung von OTEC-Anlagen hier nicht möglich. Eine detaillierte Analyse des Entwicklungsstands, des technischen Potenzials sowie der möglichen Nutzungskonflikte in den deutschen Seegebieten von Nord- und Ostsee entfällt also.

7.3 Zwischenergebnis

Technisch sind Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Anlagen heute umsetzbar, allerdings sind nur sehr geringe Wirkungsgrade erzielbar.

In der deutschen Nordsee und Ostsee liegen die auftretenden Temperaturgradienten weit unterhalb von 20 K. Daher ist die Nutzung von OTEC-Anlagen hier nicht möglich.

Das Potenzial unter Berücksichtigung der Nutzungskonkurrenzen und der Anliegen des Naturschutzes ist damit ebenfalls vernachlässigbar.

8 Stromgestehungskosten und Kostendegressionspotenziale von Meeresenergieanlagen

Auch nach ausführlichen Recherchen erschien es den Autoren dieser Studie nicht vertretbar, belastbare Annahmen für Stromgestehungskosten von Meeresenergieanlagen in Deutschland zu treffen. Deshalb werden in diesem Kapitel beispielhaft Angaben zu Stromgestehungskosten für Meeresenergieanlagen in Großbritannien zitiert. Die Quelle hierfür ist eine – auch im Zuge der Branchenumfrage häufig zitierte - Studie des britischen CarbonTrust aus dem Jahr 2006 [50].

8.1 Stromgestehungskosten

Der Studie des CarbonTrust aus dem Jahr 2006 nach liegen die Stromgestehungskosten für erste Wellenenergieanlagen zwischen 12p/kWh und 44p/kWh (ca. 13,2ct/kWh und 48,4ct/kWh²³) mit wahrscheinlichsten Werten im Bereich von 22p/kWh bis 25p/kWh (24,2ct/kWh bis 27,5ct/kWh). Die Stromgestehungskosten für erste Strömungsenergieanlagen liegen dieser Studie nach zwischen 9p/kWh und 18p/kWh (9,9ct/kWh und 19,8ct/kWh) mit wahrscheinlichsten Werten im Bereich von 12p/kWh bis 15p/kWh (13,2ct/kWh bis 16,5ct/kWh). Die Berechnung dieser Stromgestehungskosten beruhte auf der Annahme einer durchschnittlichen Lebensdauer von 20 Jahren und einer Rendite auf das eingesetzte Kapital von – aufgrund relativ hoher Projektrisiken – 15 Prozent.

Es gilt jedoch als unwahrscheinlich, dass eine Pilotanlage tatsächlich 20 Jahre lang betrieben würde. Insbesondere bei Wellenenergieanlagen erscheint eine Lebensdauer von rund 15 Jahren auch mittelfristig als wahrscheinlicher. Es sollte an dieser Stelle auch beachtet werden, dass die spezifischen Stromgestehungskosten von Pilotanlagen, die in der deutschen Nordsee errichtet würden, aufgrund des viel geringeren Potenzials weitaus höher liegen würden als die o. g. Zahlen für den britischen Fall suggerieren.

8.2 Kostendegressionspotenziale

Mit Blick auf Aussagen zu voraussichtlichen Kostendegressionspotenzialen und zukünftigen Stromgestehungskosten ist bei der Befragung deutlich geworden, dass alle Aussagen stets von den Erfahrungen mit der Entwicklung der Windenergie abgeleitet wurden. Auch hier scheinen die Annahmen der Studie des britischen CarbonTrust [50] die belastbarste Grundlage zu liefern. Die Studie identifiziert vier Möglichkeiten, zukünftige Kosten zu senken:

- Weiterentwicklung von Konstruktionskonzepten
- Detaillierte Optimierung von Konstruktionen
- Skaleneffekte
- Lerneffekte in der Produktion, bei der Errichtung sowie im Betrieb und der Wartung

Für Wellenenergieanlagen gibt die Studie langfristige Lernraten von 10-15% an; für die bereits heute schon kostengünstigeren Strömungsenergieanlagen werden dagegen langfristige Lernraten von nur noch 5-10% erwartet. Die Studie zeigt für Wellenenergieanlagen, dass mit der Offshore-Windenergie vergleichbare Stromgestehungskosten entweder erst nach der Installation mehrerer hundert Megawatt oder durch nicht vorhersehbare drastische Technologiesprünge nach der Installation von wenigen zehn

²³ Umrechnungskurs im Dezember 2009

Megawatt erreicht würden. Für Strömungsenergieanlagen zeigt die Studie dagegen, dass unter genauer Berücksichtigung des natürlichen Potenzials in Großbritannien nach Installation mehrerer hundert Megawatt sogar Stromgestehungskosten erreicht würden, die mit denen von konventionellen Kraftwerken vergleichbar sind.

Eine neuere Studie im Auftrag des britischen Interessenverbands BWEA [51] kommt zu dem Schluss, dass für eine einzelne vielversprechende Wellen- oder Strömungsenergieanlage bei ausreichend hoher Stückzahl (rd. 1000 Anlagen) Kostendegressionspotenziale von 85-90% bestünden.

8.3 Zwischenergebnis

Die Stromgestehungskosten von ersten Wellenenergieanlagen liegen in Großbritannien wahrscheinlich zwischen der EEG-Vergütung für Offshore-Windenergie und Photovoltaik. Für erste Strömungsenergieanlagen entsprechen die Stromgestehungskosten dagegen wahrscheinlich ungefähr denen der EEG-Vergütung für Offshore-Windenergie in Deutschland. Jedoch sind bei Wellenenergieanlagen deutlich höhere Lernraten zu erwarten als dies bei Strömungsenergieanlagen der Fall ist – mit dem Ergebnis, dass beide Meeresenergie-technologien langfristig in etwa den Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke unter Berücksichtigung von Kosten für Emissionszertifikate entsprechen könnten.

Es wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass alle Abschätzungen von Kostendegressionspotenzialen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. So wundert es kaum, dass eines der in der Branchenumfrage interviewten Unternehmen die Annahmen der Studie des CarbonTrust als relativ optimistisch einschätzt.

Als zukünftige Kosten werden daher häufig statt belastbarer Angaben vielmehr Zielkosten angegeben. In der zitierten Studie des CarbonTrust, liegen diese aufgrund des speziellen britischen Fördersystems mit sog. ROC²⁴-Zertifikaten – je nach Brennstoffpreisen für konventionelle Kraftwerke – zwischen 5,0p/kWh und 8,5p/kWh (6,1ct/kWh und 9,4ct/kWh).

²⁴ Renewable Obligation Certificate

9 Synergieeffekte

In Kapitel 9 werden die Synergieeffekte beschrieben, die sich aus der Nutzung der Meeresenergie in Verbindung mit anderen Nutzungen ergeben können. Dies betrifft erstens Synergien die sich aus der Kombination mit der Nutzung der Offshore-Windenergie ergeben. Zweitens werden Synergien mit Küstenschutz- und Hafenbauwerken und drittens Synergien mit anderen Nutzungsformen untersucht.

9.1 Methodisches Vorgehen

Die in diesem Teil untersuchten Synergien umfassen folgende Bereiche:

- Synergien mit der Nutzung der Offshore-Windenergie
- Synergien mit Küstenschutz- oder Hafenbauwerken
- Synergien mit anderen Nutzungsformen

Zuerst werden die möglichen Synergien jedes dieser Bereiche beschrieben und in ihrer Umsetzbarkeit qualitativ bewertet. Dabei wurden Aussagen von Expertinnen und Experten einschlägiger Unternehmen berücksichtigt, die in der in Kapitel 12 näher beschriebenen Branchenumfrage gewonnen wurden.

Anschließend wird mit Blick auf eine Verstetigung des Energieangebots sowie eine optimierte Ausnutzung eines gemeinsamen Netzanschlusses auf Basis von Zeitreihen des coastDat-Datensatzes eine quantitative Bewertung der Kombination der Nutzung der Meeresenergie und der Offshore-Windenergie durchgeführt.

9.2 Qualitative Abschätzung von Synergieeffekten

9.2.1 Synergien in Verbindung mit der Nutzung der Offshore-Windenergie

Die Synergien, die sich bei der Nutzung der Meeresenergie in Verbindung mit der Nutzung der Offshore-Windenergie ergeben könnten, umfassen:

- Gemeinsame Nutzung von Flächen und hierdurch vereinfachte Genehmigungsverfahren
- Gemeinsame Errichtung (Logistik), Betrieb und Wartung und Monitoring
- Gemeinsame Nutzung des Netzanschlusses und ggf. bessere Ausnutzung des Netzanschlusses durch zeitversetzte Stromerzeugung von Offshore-Windenergie und Meeresenergie (insb. Wellenenergie)
- Gemeinsame Nutzung von (Gründungs-)Strukturen und ggf. Reduzierung des Risikos einer Schiffskollision mit einer Offshore-Windenergieanlage durch „vorgelagerte“ Elemente
- Nutzung aus dem Bereich der Öl- und Gasförderung und der Offshore-Windenergie bekannter Technologien sowie ähnliche Zertifizierungsverfahren

Durch die gemeinsame Nutzung von Flächen ließe sich einerseits der Nutzungsdruck auf die Seeflächen verringern; andererseits ließen sich durch die Bündelung verschiedener Nutzungen auch Umweltauswirkungen räumlich beschränken und so ggf. eine vereinfachte Genehmigung von Meeresenergieanlagen ermöglichen (siehe Kapitel 10). Außerdem ließen sich – eine vorausschauende Planung und Kooperation zwischen Projektentwicklern vorausgesetzt – Kostenersparnisse durch eine gemeinsame Nutzung von Installationsgeräten, optimierter Logistik, gemeinsamen Betrieb und Wartung erzielen.

Die Voraussetzung für die Nutzung dieser Synergien ist allerdings, dass sich die Potenziale von Offshore-Windenergie und Meeresenergie geografisch überschneiden oder in unmittelbarer Nähe zueinander liegen. Mit Blick auf die in dieser Studie identifizierten Gebiete mit relativ hohem Potenzial muss jedoch festgehalten werden, dass in diesen Gebieten bisher nahezu keine Offshore-Windparks geplant werden. Eine Ausnahme stellt dabei der in Planung befindliche Offshore-Windpark H2-20 dar, der sich in der Nähe des Gebiets mit dem höchsten technischen Potenzial zur Nutzung der Wellenenergie befindet. Es sollte aber beachtet werden, dass sich dieser Park in einem Natura2000 Gebiet befindet und die Genehmigung von Wellenenergieanlagen deshalb im Einzelfall zu prüfen ist. Alle anderen Gebiete, in denen eine Nutzung von Wellenenergie möglich erscheint und in denen gleichzeitig Offshore-Windparks errichtet oder geplant werden, weisen ein sehr geringes technisches Potenzial auf.

Die gemeinsame Nutzung des Netzanschlusses setzt zumindest voraus, dass der Netzanschluss von Offshore-Windparks in der Nähe von Gebieten mit hohem Meeresenergiepotenzial verläuft. Im Falle der Wellenenergie zeigt diese Studie, dass Flächen mit hohem Potenzial in weiter Ferne vor der Küste liegen. Dort werden zwar vereinzelte Windparks (z. B. der Offshore-Windpark H2-20) geplant; deren Errichtung erscheint aber mittelfristig als unwahrscheinlich, so dass ein gemeinsamer Netzanschluss erst langfristig umsetzbar erscheint.

Mittelfristig erscheint ein gemeinsamer Netzanschluss allein für die Erprobung von Prototypen in Gebieten mit sehr viel geringerem technischen Potenzial als wahrscheinlich; bei solchen Anlagen läge der Fokus mehr auf dem wissenschaftlichen Erkenntnisgewinn als auf einem kommerziellen Einsatz. Es bleibt aber in Frage zu stellen, welchen Wert dieser Erkenntnisgewinn an Standorten mit geringer signifikanter Wellenhöhe tatsächlich hätte. Im Falle von Strömungsenergieanlagen ist festzuhalten, dass Gebiete mit relativ hohem Potenzial stets in wenigen Kilometern zur Küste oder zu einer Insel liegen. Für die relativ geringe Leistung von Pilotanlagen (mehrere Hundert Kilowatt bis einige Megawatt) würde aber der technische Aufwand für die Nutzung des i.d.R. Hochspannungs-Netzanschlusses der Offshore-Windparks nicht vertretbar sein. Vielversprechender wäre aufgrund der Nähe zu den Inseln eine individuelle Netzanbindung in Mittel- oder Niederspannungstechnik.

Eine optimierte Ausnutzung eines möglicherweise in der Nähe verlaufenden Netzanschlusses von Offshore-Windparks ist immer dann möglich, wenn zwischen der Erzeugung der Offshore-Windenergie und der Erzeugung der Meeresenergie ein zeitlicher Versatz auftritt bzw. die zeitliche Korrelation gering ist. Dieses Phänomen wurde ausgiebig für die Nutzung der Strömungs- und Wellenenergie in Großbritannien analysiert [9]. Dabei ist festzuhalten, dass insbesondere zwischen der Strömungsenergie und der Offshore-Windenergie eine geringe Korrelation besteht; die Korrelation zwischen der Wellenenergie und der Offshore-Windenergie ist durch den physikalischen Zusammenhang zwischen Seegang und Wind als Quelle des Seegangs sehr viel höher. In dieser Studie wird der zeitliche Versatz zwischen Offshore-Windenergie und Meeresenergie für einen ausgewählten Standort (Offshore-Windpark „alpha ventus“) in Abschnitt 9.3 näher untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass diese Verzögerung etwa 2 Stunden beträgt. Dieser Wert ist auch für weite Teile der deutschen AWZ zu erwarten. Hierdurch ergibt sich also eine gewisse Verstetigung der Energieeinspeisung am jeweiligen Standort. Aufgrund der geringen Leistung von möglichen Pilotanlagen in Deutschland und dem insgesamt relativ geringen Potenzial für Wellenenergie in der deutschen AWZ, erscheint es jedoch von nur untergeordneter Bedeutung für die Nutzung der Meeresenergie in Deutschland, diese Synergie auszuschöpfen.

Die gemeinsame Nutzung von (Gründungs-)Strukturen durch Offshore-Windenergieanlagen und Meeresenergieanlagen würde zum einen die räumliche Nähe der Gebiete mit hohem Wind- und Meeresenergiepotenzial voraussetzen. Mehrere der befragten Unternehmen gaben aber zum anderen zu bedenken, dass die mechanischen Schublasten, die z. B. durch die Montage von Strömungsenergieanlagen an den

Gründungsstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen entstünden, nur mit massiven (und damit kostenintensiven) mechanischen Verstärkungen beherrschbar erscheinen. Häufig würden Offshore-Windparks ohnehin in Gebieten mit niedriger Strömungsgeschwindigkeit oder mäßigem Wellenklima errichtet, um die mechanischen Lasten gering zu halten, die auf die Gründung einwirken. Zur Nutzung dieser Synergie sei deshalb erforderlich, weitere Erfahrungen mit der Standsicherheit von Offshore-Windenergieanlagen zu sammeln. Die Mehrheit der befragten Expertinnen und Experten war der Auffassung, dass es erst langfristig möglich wäre, strukturell kombinierte Offshore-Wind- und Meeresenergieanlagen zu realisieren.

Sicherlich vielversprechend erscheint dagegen die Nutzung von Erfahrungen, Verfahren und Technologien aus der Öl- und Gasförderung sowie der Offshore-Windenergie. So ließen sich z. B. Unterwasser-Steckverbinder nutzen oder weiterentwickeln, die in der Öl- und Gasförderung bereits heute bekannt sind; deren zum Teil sehr hohe Stückkosten können aber ihre Verwendung für Meeresenergieprojekte auch mittelfristig noch behindern. Erst wenn die Nachfrage so stark ansteigt, dass neue Fertigungskapazitäten und -verfahren zum Einsatz kommen, ließen sich diese Synergien voll ausschöpfen. Bei der Übertragung von Erfahrungen, Verfahren und Technologien müssen aber, wie bereits im vorigen Abschnitt dargestellt, die zwischen Offshore-Wind- und Meeresenergienutzung grundsätzlich unterschiedlichen Anforderungen an Materialien beachtet werden.

Die Offshore Öl- und Gasförderung wird zwar oft als Beispiel herangezogen, dass die Errichtung von Infrastruktur auf See mit langen Lebensdauern möglich ist. Dabei wird jedoch häufig ignoriert, dass eine Ölfördereinrichtung eine große Infrastruktur darstellt, die über ihre Lebenszeit ein signifikant höheres Einkommen generiert als eine Anlage zur Nutzung der Meeresenergie. Damit sind für Rohstofffördereinrichtungen auch erheblich höhere Investitionen in die Struktur möglich. Bei Meeresenergieanlagen – kleinerer Infrastruktur, die vergleichsweise geringes Einkommen generiert – muss der Fokus auf möglichst kostengünstigen Strukturen liegen. Der Spielraum zur Entwicklung und Produktion verlässlicher Strukturelemente ist folglich begrenzt.

9.2.2 Synergien in Verbindung mit Küstenschutz- oder Hafenbauwerken

Die Synergien, die sich bei der Nutzung der Meeresenergie in Verbindung mit Küstenschutz- oder Hafenbauwerken ergeben könnten, umfassen:

- Integration von Wellenenergieanlagen in Küstenschutz- oder Hafenbauwerke
- Vorgelagerter Küstenschutz durch Meeresenergieanlagen vor der Küste

Die Integration von Wellenenergieanlagen in Küstenschutz- oder Hafenbauwerke wurde von fünf der Expertinnen und Experten als mögliche Synergie genannt. Dabei gingen die Angaben für den Zeithorizont innerhalb dessen diese Synergie genutzt werden könnte jedoch sehr weit auseinander: zum Teil würden Wellenenergieanlagen bereits heute in Hafenbauwerke integriert, bspw. in einem Wellenenergieprojekt in Mutriku/Spanien; andere Befragte halten eine regelmäßige Integration erst mittelfristig für möglich) und ein Planungsunternehmen, das sich mit dieser Möglichkeit dem Vernehmen nach intensiver beschäftigt hat, betrachtet dies erst in 20 Jahren für realistisch. Einer der Befragten wies darüber hinaus auf grundsätzliche Unterschiede zwischen Küstenschutz und Hafenbau und der Nutzung der Wellenenergie hin:

- Küstenschutzbauwerke sind häufig konkave Strukturen, wohingegen Wellenenergieanlagen teilweise konvexe Strukturen sind, um eine möglichst hohe Energieausbeute zu erzielen.

- Häfen befänden sich häufig in Küstengebieten, an denen ein sanftes Wellenklima auftritt. Daher wird das Wellenenergiepotenzial an diesen Standorten vergleichsweise gering sein.
- Wenn seitens der Genehmigungsbehörden zwischen Küstenschutz und Nutzung der Wellenenergie abgewogen werden müsse, würde der Küstenschutz natürlicher Weise bevorzugt behandelt. Dadurch könnte die Ausschöpfung von Synergien erschwert werden.

9.2.3 Synergien in Verbindung mit anderen Nutzungsformen

Die Synergien, die sich bei der Nutzung der Meeresenergie in Verbindung mit anderen Nutzungsformen ergeben könnten, umfassen:

- Erschließung von Gebieten zur Erforschung der Meeresumwelt

Die Errichtung, der Betrieb und die Wartung von Meeresenergieanlagen würden zur infrastrukturellen und logistischen Erschließung bisher nicht erschlossener Gebiete auf hoher See führen. Meeresenergieanlagen ließen sich mit Messstationen ausstatten, die wertvolle Daten über die Meeresumwelt sammeln und gemeinsam über die für den Betrieb der Meeresenergieanlagen notwendigen Informationskanäle an Land übermittelt werden könnten. Gleichzeitig würde die Wartung der Anlagen regelmäßige Fahrten in die Gebiete voraussetzen, mit denen regelmäßig Beobachtungen durchgeführt und Gewässerproben entnommen werden könnten.

Vor diesem Hintergrund verspricht sich eines der befragten Forschungsinstitute von der Nutzung der Meeresenergie mittelfristig – ähnlich wie durch die Offshore-Windenergienutzung begünstigt – eine bessere Erforschung der Meeresumwelt. Dies wird auch durch die Erwartung begünstigt, dass sich mit Meeresenergieanlagen die elektrische Versorgung der Messstationen auf hoher See sicherstellen ließe.

9.2.4 Bewertung und Schlussfolgerungen

Viele der befragten Expertinnen und Experten haben Aussagen darüber gemacht, welche Synergien sich bei der Nutzung der Meeresenergie in Verbindung mit anderen Nutzungsformen möglicherweise in Zukunft ausschöpfen ließen; zum Teil wurde dabei auch angegeben, ab wann diese Synergien nutzbar sein werden. Grundsätzlich lassen sich folgende – durchaus gegensätzliche – Meinungen unterscheiden:

- **Optimistisch:** Die Nutzung der Meeresenergie berge zahlreiche Synergien. Diese ließen sich bereits mittelfristig nutzen. Daraus ergäben sich positive Effekte für Stromgestehungskosten und Umweltauswirkungen von Meeresenergieanlagen.
- **Zurückhaltend:** Die Nutzung der Meeresenergie berge zwar zahlreiche Synergien. Diese ließen sich aber erst langfristig nutzen. Mittelfristig sollten Meeresenergieanlagen separat und unabhängig von anderen Nutzungsformen entwickelt und erprobt werden, um die Eigenarten dieser Technologie besser kennen zu lernen.
- **Pessimistisch:** Die Nutzung der Meeresenergie berge nach genauerer Prüfung weit weniger Synergien, als auf den ersten Blick angenommen würde. Die verbleibenden tatsächlichen Synergien ließen sich erst langfristig nutzen.

Die großen Abweichungen zwischen den Einschätzungen erscheinen charakteristisch für das frühe Entwicklungsstadium der Meeresenergie-Technologien. Wo die Einen große Synergieeffekte und damit bahnbrechende Kostendegressionspotenziale erwarten, sehen die Anderen überwiegend Herausforderungen und halten eine Umsetzung für unwahrscheinlich. Vor diesem Hintergrund müssen Aussagen zu Synergieeffekten stets kritisch betrachtet werden; erst nachdem mehrjährige Erfahrungen mit Meeresenergieanlagen gesammelt und zusätzliche Kosten-/Nutzenanalysen durchgeführt worden sind, lassen sich die hier qualitativ dargestellten Synergieeffekte abschließend bewerten.

9.3 Quantitative Abschätzung von Synergieeffekten

9.3.1 Verstetigung der Einspeisung von Offshore-Windenergie

Vom Standpunkt des theoretischen Potenzials aus betrachtet lassen sich Synergieeffekte zwischen Offshore Wind- und Seegangsenergie vor allem dann erwarten, wenn die gemeinsame Bereitstellung beider Energieformen zu einer Verstetigung des Energieangebots führen könnte. Dieses würde theoretisch dadurch erreicht, dass im langfristigen Mittel das Angebot von Wind- und Seegangsenergie

- entweder an *ein und dem selben* Ort mit einer gewissen *Zeitverzögerung* oder
- an verschiedenen Orten zu unterschiedlichen Zeiten

zur Verfügung stehen würde.

9.3.1.1 Zeitverzögerung zwischen Wellen- und Windenergie an einem Standort

Um zu untersuchen, inwieweit beide Energieformen an *einem* Standort zu *unterschiedlichen* Zeiten, d.h. mit einem gewissen Zeitversatz, zur Verfügung stehen, wurden an allen Gitterpunkten des coastDat Datensatzes zeitlich versetzte Kreuzkorrelationen zwischen Wind- und Wellenenergie basierend auf stündlichen Werten des Zeitraums 1958-2007 berechnet. Abb. 9 - 1 zeigt die Korrelation der Zeitreihen von Wind- und Seegangsenergie in Abhängigkeit von der betrachteten Zeitverschiebung am Gitterpunkt 54.00 N, 06.60 E in der Nähe des Offshore Windparks Alpha Ventus. Betrachtet man zunächst den Zusammenhang beider Zeitreihen ohne Zeitverschiebung so fällt auf, dass bereits hier eine hohe Korrelation auftritt, was darauf hin deutet, dass zwischen dem zeitlichen Auftreten beider Energieformen ein deutlicher Zusammenhang besteht und im allgemeinen von einem zeitgleichen Auftreten hoher theoretischer Werte der Wind- und Seegangsenergie auszugehen ist. Die größte Korrelation zwischen den Zeitreihen der Wind- und Seegangsenergie in der Nähe des Standorts Alpha Ventus tritt jedoch erst mit einem zeitlichen Versatz von 2 Stunden auf, d.h. dass das Maximum der Seegangsenergie etwa 2 Stunden nach dem Maximum der Windenergie zur Verfügung steht. Rein vom natürlichen Potenzial aus betrachtet könnte somit an diesem Standort mit einer gewissen Verstetigung der Energieeinspeisung gerechnet werden, wenn beide Energieformen (Wind- und Seegangsenergie) synchron genutzt werden könnten. Inwieweit sich aus einer Zeitverschiebung von etwa 2 Stunden im Energieangebot dann in der Realität tatsächlich nutzbare Synergieeffekte ergeben würden, hängt letztlich von den technischen Möglichkeiten und Parametern der installierten Anlagen ab.

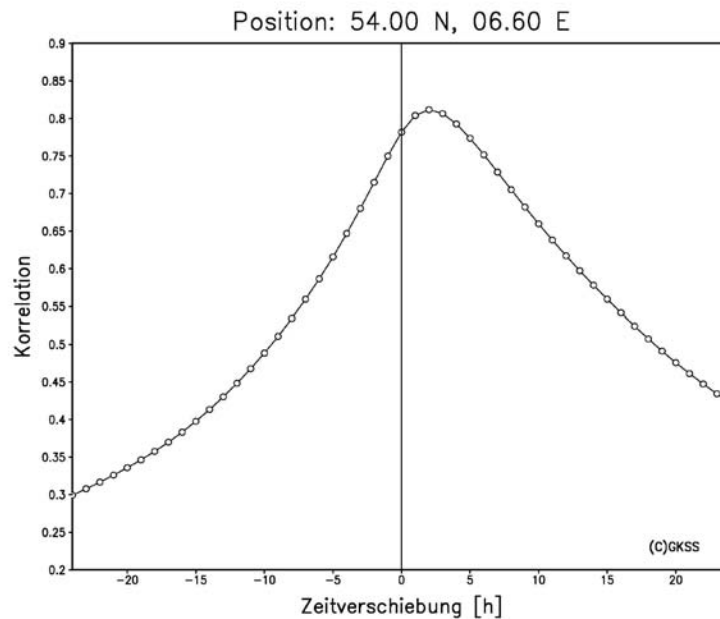


Abb. 9 - 1 Korrelation zwischen Zeitreihen der Wind- und Seegangenergie basierend auf stündlichen Werten des Zeitraums 1958-2007 in Abhängigkeit von der Zeitverschiebung in der Nähe des Standortes des Windparks Alpha Ventus.

Eine positive Zeitverschiebung bedeutet, dass das Wellenenergieangebot dem Windenergieangebot zeitlich nachfolgt.

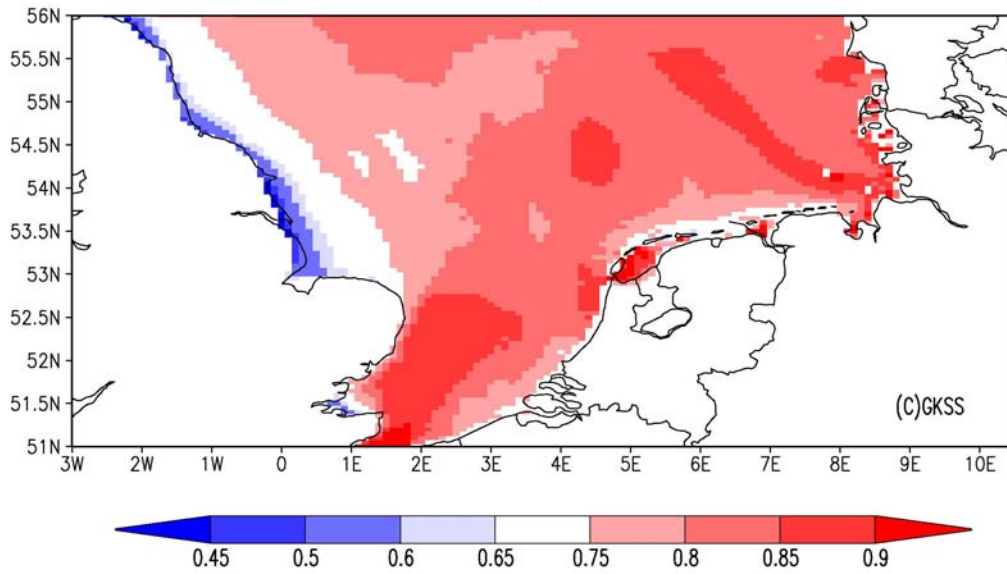
Abb. 9 - 2 zeigt das Ergebnis der Untersuchung für alle Gitterpunkte des coastDat Datensatzes. Dargestellt sind jeweils das Maximum der Korrelation zwischen Wind- und Seegangenergie sowie der Zeitversatz, bei der dieses Maximum an den einzelnen Gitterpunkten auftritt. Es ist zunächst zu erkennen, dass mit Ausnahme der englischen Küste ein recht ausgeprägter Zusammenhang zwischen dem Angebot an Wind- und Seegangenergie besteht. Generell ist das Angebot an Seegangenergie hoch, wann immer das Angebot an lokaler Windenergie hoch ist. Dieses spiegelt unmittelbar den physikalischen Zusammenhang zwischen Seegang und Wind als Quelle des Seegangs wider. Ähnlich wie in der Nähe des Standortes Alpha Ventus tritt das Maximum der Seegangenergie meist mit einer gewissen, wenn auch geringen zeitlichen Verzögerung auf, da der Wind einige Zeit braucht, das entsprechende Seegangsfeld aufzubauen. Für weite Teile der deutschen AWZ beträgt diese Verzögerung etwa 2 Stunden. Rein vom natürlichen Energieangebot aus betrachtet ist somit in diesem Bereich bei gleichzeitiger Nutzung von Wind- und Seegangenergie an einem Standort theoretisch eine gewisse Verstetigung der Energieeinspeisung möglich. Inwieweit sich daraus dann nutzbare Synergieeffekte ergeben würden, hängt letztlich von den technischen Möglichkeiten ab.

9.3.1.2 Korrelation zwischen Wellen- und Windenergie an verschiedenen Standorten

Neben der Nutzung beider Energieformen an ein und demselben Standort besteht weiterhin die Möglichkeit eine Verstetigung der Einspeisung dadurch zu erzielen, dass beide Energieformen zeitlich versetzt an *unterschiedlichen* Standorten zur Verfügung gestellt werden. Inwieweit dieses im Bereich der südlichen Nordsee theoretisch möglich ist, ist in Abb. 9 - 3 dargestellt. Dazu wurde anhand des coastDat Datensatzes untersucht, inwieweit Zusammenhänge zwischen Zeitreihen der monatlich kumulierten

Wind- und Seegangsennergien an verschiedenen Standorten existieren. Hierzu wurde die Zeitreihe des Windenergieangebots an einem Gitterpunkt mit denen des Seegangsennergieangebots an allen anderen Gitterpunkten korreliert. Anschließend wurde der Wert der kleinsten dabei gefundenen Korrelation gespeichert und dem betrachteten Gitterpunkt zugewiesen. Synergieeffekte wären hier im wesentlichen dann zu erwarten, wenn eine hohe negative Korrelation zwischen dem Windenergieangebot am betrachteten Standort und der Seegangsennergie an einem anderen Standort auftreten würde, da diese Standorte dann Energie zu unterschiedlichen Zeiten ins Netz einspeisen könnten. Das Ergebnis dieser Analyse für alle Gitterpunkte ist in Abb. 9 - 3 dargestellt. Es fällt auf, dass keine negativen Korrelationen zwischen Windenergie- und Seegangsennergieangebot an verschiedenen Standorten im Bereich der südlichen Nordsee auftreten und somit in diesem Bereich keine wesentlichen Synergien zu erwarten sind. Dieses kann mit der typischen räumlichen Ausdehnung der Wind- und Seegangsfelder in unseren Breiten erklärt werden, die typischerweise deutlich größer als das hier betrachtete räumliche Gebiet sind. Letztlich müssten die Entfernungen zwischen zwei Standorten deutlich größer als diese typischen Ausdehnungen der Wind- und Seegangsfelder sein, da es nur dann zu einem zeitlich unterschiedlichen Verlauf des Energieangebots an beiden Standorten kommen kann. Abschließend bleibt anzumerken, dass bei genügend großem räumlichem Abstand solche Synergieeffekte zwischen Wind- und Seegangsennergieangebot durchaus existieren könnten, jedoch würden in einem solchen Fall ebenso technisch derzeit leichter zu nutzende Synergieeffekte zwischen dem Windenergieangebot an beiden Standorten existieren.

Max. Korrelation



Zeitverschiebung [h]

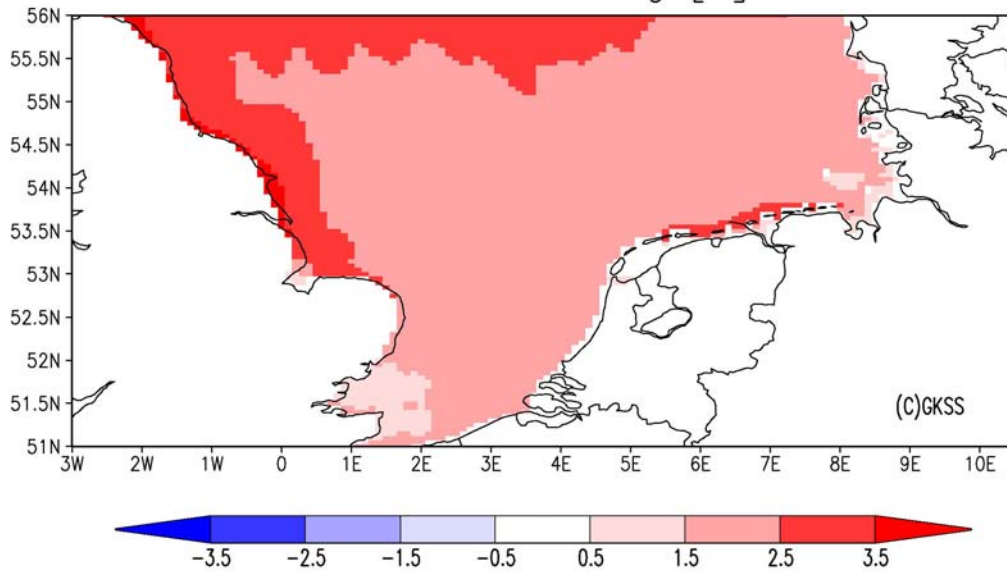


Abb. 9 - 2 Maximale Korrelation zwischen stündlichen Werten der Wind- und Seegangenergie 1958-2007 innerhalb einer Zeitverschiebung von ± 24 Stunden an jedem Gitterpunkt des coastDat Datensatzes (oben) sowie Zeitverschiebung in Stunden, bei der diese maximale Korrelation auftrat (unten).

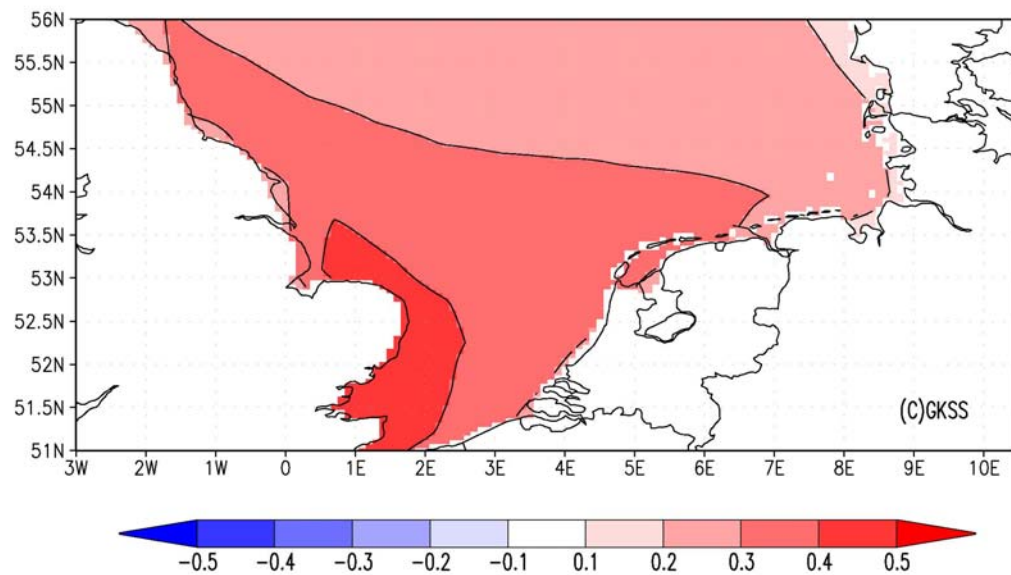


Abb. 9 - 3 Minimale Korrelation zwischen Zeitreihen der Windenergie an einem und der See- gangenergie an allen anderen Gitterpunkten basierend auf monatlich kumulierten Werten 1948-2007 des coastDat Datensatzes.

9.4 Zwischenergebnis

Qualitative Abschätzung von Synergieeffekten

In Verbindung mit der Nutzung der Offshore-Windenergie könnten sich insbesondere Synergien hinsichtlich gemeinsamer Flächennutzung und Genehmigungsverfahren sowie hinsichtlich gemeinsamer Nutzung von Infrastrukturen (Logistik in Errichtung und Wartung, gemeinsamer Netzanschluss) ergeben. Damit ließe sich der Nutzungsdruck auf die Seeflächen verringern, darüber hinaus könnten die Projektentwickler Kostenersparnisse erzielen.

Für die Wellenenergie konnte allerdings gezeigt werden, dass die Standorte mit dem relativ höchsten Potenzial sich kaum mit den Gebieten der Offshore-Windenergienutzung überschneiden, eine Realisierung der Synergieeffekte erscheint folglich unwahrscheinlich. Gebiete mit relativ hohem Strömungspotenzial liegen stets nahe an der Küste und damit auch außerhalb der Gebiete in denen die Offshore-Windenergie genutzt werden wird.

Grundsätzlich können Erfahrungen, Verfahren und Technologien aus der Öl- und Gasförderung sowie der Offshore-Windenergie auf die Nutzung der Meeresenergie übertragen werden. Die zum Teil sehr hohen Stückkosten der einzelnen Bauteile können aber ihre Verwendung für Meeresenergieprojekte auch mittelfristig noch behindern.

Die Integration von Wellenenergieanlagen in Küstenschutz- oder Hafenanlagen wurde von mehreren Expertinnen und Experten als mögliche Synergie genannt. Gleichzeitig wurde aber auf grundsätzliche Unterschiede zwischen Küstenschutz und Hafenbau und der Nutzung der Wellenenergie hingewiesen. Aufgrund dieser Unterschiede (z.B. liegen Häfen häufig in Küstengebieten mit sanftem Wellenklima) erscheinen die möglichen Synergieeffekte als gering.

Die Nutzung der Meeresenergie würde zur Erschließung neuer Gebiete auf hoher See führen. Eine Kombination mit Messstationen könnte diese Erschließung um die

Erfassung wertvoller Forschungsdaten ergänzen. Mittelfristig könnte also eine Nutzung der Meeresenergie zu einer besseren Erforschung der Meeresumwelt beitragen.

Quantitative Abschätzung von Synergieeffekten

Eine optimierte Ausnutzung des Netzanschlusses von Offshore-Windparks ist immer dann möglich, wenn zwischen der Erzeugung der Offshore-Windenergie und der Erzeugung der Meeresenergie ein zeitlicher Versatz auftritt bzw. die zeitliche Korrelation gering ist. Die Korrelation zwischen der Wellenenergie und der Offshore-Windenergie ist allerdings durch den physikalischen Zusammenhang zwischen Seegang und Wind als Quelle des Seegangs hoch.

In der vorliegenden Studie wurde dieser zeitliche Versatz zwischen Offshore-Windenergie und Wellenenergie näher untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass diese Verzögerung für weite Teile der deutschen AWZ etwa 2 Stunden beträgt. Eine gewisse Verstetigung der Einspeisung kann also erwartet werden, hängt in der Realität letztlich von den technischen Möglichkeiten und Parametern der installierten Anlagen ab. Aufgrund der geringen Leistung von möglichen Pilotanlagen in Deutschland und dem insgesamt relativ geringen Potenzial für Wellenenergie in der deutschen AWZ, erscheint es jedoch von nur untergeordneter Bedeutung für die Nutzung der Meeresenergie in Deutschland, diese Synergie auszuschöpfen.

10 Rechtliche Rahmenbedingungen

A. Einleitung

Ziel des Gutachtens ist eine Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung von Meeresenergie in Deutschland. Dabei wird zunächst untersucht, inwieweit die vorhandenen rechtlichen Bestimmungen auf Meeresenergieanlagen anwendbar sind. Weiterhin wird analysiert, inwieweit diese Rechtsvorschriften einen ausreichenden Schutz aus naturschutzfachlicher Hinsicht bei der Nutzung der Meeresenergie gewährleisten und ob sich einzelne Vorschriften in spezifischer Weise negativ auf die Nutzung der Meeresenergie auswirken. Sofern Defizite festgestellt werden, erfolgt eine Darstellung des konkreten Regelungsbedarfs.

In der AWZ von großer praktischer Bedeutung ist derzeit der Ausbau der Offshore-Windenergie. Da diese Nutzungsform im Wesentlichen den gleichen rechtlichen Rahmenbedingungen wie die durch Meeresenergieanlagen unterliegt, kann auf Erfahrungen im Windenergiebereich zurückgegriffen werden. Aktuell in der Diskussion ist die Frage der Steuerung der verschiedenen konkurrierenden Nutzungen in der AWZ insbesondere im Hinblick auf die flächenintensiven Offshore-Windfarmen. Auch Meeresenergie wird zukünftig diesen Nutzungskonkurrenzen ausgesetzt sein bzw. den vorhandenen Nutzungsdruck weiter verstärken, so dass diese Frage von besonderer Bedeutung ist. Schließlich werden auch mögliche Synergieeffekte von Meeresenergieanlagen mit Offshore-Windenergieanlagen in den Blick genommen.

Im Bereich des Küstenmeeres sind die Spielräume für Meeresenergie auf Grund zahlreicher konkurrierender Nutzungen, zu denen insbesondere naturschutzrechtliche Schutzgebietsausweisungen zählen, begrenzt.

Da wirtschaftlich technisch nutzbare Potentiale in der AWZ nur für Wellenenergiekraftwerke, also insbesondere Attenuatoren, Punktabsorber, Rampen und pneumatische Kammern, bestehen, werden für den Bereich der AWZ nur diese Anlagentypen betrachtet. Strömungskraftwerke sind auf Grund der geringen Strömungen in der AWZ, Gezeitenkraftwerke auf Grund des geringen Tidehubs in der AWZ zumindest in absehbarer Zeit ohne Bedeutung. Technisch in der AWZ nicht realisierbar sind Osmosekraftwerke, da diese auf Süßwasser angewiesen sind.²⁵

Im Bereich des Küstenmeeres besteht dagegen auch für Strömungs-, Gezeiten- und Osmosekraftwerke ein (jedenfalls geringes) natürliches theoretisches Potential, so dass unter C. auch diese Anlagentypen betrachtet werden.

Die Rechtsgrundlagen für die Genehmigung von Meeresenergieanlagen unterscheiden sich danach, ob die Anlagen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) oder im Küstenmeer errichtet werden sollen. Rechtsgrundlage für eine Genehmigung in der AWZ ist die Seeanlagenverordnung (SeeAnIV)²⁶, im Küstenmeer sind eine Vielzahl von Gesetzen, insbesondere

²⁵ Zitat Ecofys/GKSS.

²⁶ Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres vom 23.01.1997, Art. 26 des Gesetzes vom 29.07.2009 (BGBl. I S. 2542).

die Landeswassergesetze, zu berücksichtigen. Entsprechend werden unter B. die rechtlichen Rahmenbedingungen in der AWZ und unter C. die Rahmenbedingungen im Küstenmeer untersucht.

B. Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)

In der AWZ sind im Zusammenhang mit Meeresenergieanlagen zunächst die Vorschriften der SeeAnIV, die zugehörigen Verwaltungsrichtlinien des BSH (StUKs) sowie das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)²⁷ hinsichtlich möglichen Regelungsbedarfs zu betrachten (vgl. I.). Unter II. werden Fragen der Nutzungskonkurrenzen und der Standortsteuerung angesprochen. In diesem Zusammenhang sind insbesondere raumordnungsrechtliche Aspekte – das Raumordnungsgesetz (ROG)²⁸, die Verordnung über die Raumordnung in der deutschen AWZ²⁹ und Eignungsgebietsfestlegungen nach der SeeAnIV – sowie die Prioritätenregelung der SeeAnIV relevant. Unter III. werden schließlich Fragen der Netzanbindung in den Blick genommen.

I. Anlagengenehmigung nach der Seeanlagenverordnung

Die SeeAnIV enthält ein Genehmigungsregime für bestimmte Anlagen, die in der AWZ errichtet werden.

1. Anwendbarkeit auf Meeresenergieanlagen

Die SeeAnIV gilt gemäß § 1 Abs. 1 für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland und auf der hohen See, sofern der Eigentümer Deutscher mit Wohnsitz im Geltungsbereich des Grundgesetzes ist. Anlagen im Sinne der SeeAnIV sind gemäß § 1 Abs. 2 alle festen oder schwimmend befestigten baulichen oder technischen Einrichtungen, einschließlich Bauwerke oder künstlicher Inseln, die der Energieerzeugung aus Wasser, Strömung und Wind, anderen wirtschaftlichen Zwecken oder meereskundlichen Untersuchungen dienen.

Der Anlagenbegriff der SeeAnIV umfasst damit auch Wellenenergiekraftwerke.³⁰ Da auch schwimmend befestigte Einrichtungen erfasst sind, ist es nicht erforderlich, dass die Anlagen von einer festen Fundamentstruktur getragen werden. Damit sind auch schwimmende Konstruktionen wie etwa Attenuator-Konstruktionen (z. B. Pelamis) Anlagen i. S. d. SeeAnIV.

Im Hinblick auf den Geltungsbereich des SeeAnIV besteht daher kein spezifischer Regelungsbedarf für Meeresenergie.

²⁷ Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 25. Juni 2005 (BGBl. I S.1757, 2797), geändert durch Art. 1 des Gesetzes vom 11.08.2009 (BGBl. I S. 2723).

²⁸ Raumordnungsgesetz vom 22.12.2008, (BGBl. I S. 2986) FNA 2301-2, zuletzt geändert durch Art. 9 G zur Neuregelung des Wasserrechts vom 31.07.2009, (BGBl. I S. 2585).

²⁹ Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee (AWZ Nordsee-ROV) vom 21.09.2009 (BGBl. I S. 3107) und Entwurf der Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Ostsee (AWZ Ostsee-ROV) vom 28.04.2009.

³⁰ Erfasst werden weiterhin die hier nicht betrachteten Meeresströmungskraftwerke, Osmosekraftwerke und Gezeitenkraftwerke; vgl. Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 1, Rn. 53 ff.

2. Genehmigungsbedürftigkeit von Meeresenergieanlagen

Die Errichtung, der Betrieb und die wesentliche Änderung von Anlagen i. S. d. SeeAnIV oder ihres Betriebs bedürfen gemäß § 2 Abs. 1 Satz 1 SeeAnIV grundsätzlich der Genehmigung. Genehmigungsbehörde ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 i. V. m. § 1 Nr. 10 a SeeAufgG. Die hier betrachteten Wellenkraftwerke bedürfen daher grundsätzlich einer Errichtungs-, Betriebs- oder Änderungsgenehmigung des BSH nach den Vorschriften der SeeAnIV.

Gemäß § 10 Satz 1 SeeAnIV kann das BSH einzelne Anlagentypen einfacher Bauart und Funktion von der Genehmigungspflicht befreien, wenn für sie offensichtlich keine Versagungsgründe i. S. d. § 3 SeeAnIV vorliegen. Eine solche Anlage ist dem BSH vor Beginn der Errichtung lediglich gemäß § 11 Abs. 1 SeeAnIV anzuzeigen.

Eine Befreiung von der Genehmigungspflicht gemäß § 10 Satz 1 SeeAnIV wird aber – wenn überhaupt – nur in Ausnahmefällen in Betracht kommen. Denn Voraussetzung für die Befreiung nach § 10 Satz 1 SeeAnIV ist neben einem Anlagentyp einfacher Bauart und Funktion, dass der Anlagentyp offensichtlich keine Beeinträchtigung für die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs oder Gefahr für die Meeresumwelt darstellt. Offensichtlichkeit ist nur dann gegeben, wenn nach Prüfung ohne vernünftigen Zweifel davon ausgegangen werden kann, dass keine Beeinträchtigung bzw. Gefahr für die genannten Schutzgüter zu befürchten ist.³¹ Dies kann bei den hier untersuchten Anlagentypen nicht unterstellt werden.

Weiterhin befinden sich die hier betrachteten Technologien noch in (unterschiedlich fortgeschrittenen) Entwicklungsstadien. Anlagentypen, also Anlagen, die seriell hergestellt werden und alle in Bauart und Funktion übereinstimmen³², werden erst zu einem späteren Zeitpunkt (frühestens in fünf bis zehn Jahren) auf dem Markt erhältlich sein.

Auch kann eine Befreiung nur für Anlagentypen einfacher Bauart oder Funktion erfolgen. Dies ist der Fall, wenn sich Bauart bzw. Funktion in wenigen Schritten erschließen, ohne dass es sich um primitivste Technik handeln muss. Indizien sind u. a. geringer Umfang und geringe Ausmaße der Anlage.³³ Von den untersuchten Anlagen treffen diese Merkmale allenfalls auf die sog. Punktaborber zu; andere Anlagentypen sind schon auf Grund ihrer Ausmaße nicht befreiungsfähig.

Im Ergebnis ist festzustellen, dass zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine der hier betrachteten Anlagentypen von der Genehmigungspflicht befreit werden können. Für die Zukunft

³¹ Vgl. ausführlich *Brandt/Gaßner*, SeeAnIV, § 10, Rn. 7 m.w.N.

³² *Brandt/Gaßner*, SeeAnIV, § 10, Rn. 5.

³³ *Brandt/Gaßner*, SeeAnIV, § 10, Rn. 6.

kann dies für einfach konstruierte Anlagentypen nicht generell ausgeschlossen werden. Dabei ist davon auszugehen, dass das BSH vor einer Befreiung eine umfängliche Prüfung der möglichen Auswirkungen vornehmen wird.³⁴

Ein spezifischer Regelungsbedarf ist insoweit nicht festzustellen: die Befreiung von der Genehmigungspflicht einzelner Anlagen ist aus naturschutzfachlicher Sicht frühestens zu einem Zeitpunkt vertretbar, in dem schädliche Auswirkungen auf die Meeresumwelt sicher ausgeschlossen werden können. Dies ist derzeit nicht der Fall.

3. Genehmigungsvoraussetzungen (Schutzgüter)

Die Genehmigung gemäß § 2 SeeAnIV darf gemäß § 3 Satz 1 SeeAnIV nur versagt werden, wenn

- die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs beeinträchtigt oder
- die Meeresumwelt gefährdet wird,
- die Erfordernisse der Raumordnung nach § 2 Abs. 2 SeeAnIV oder
- sonstige überwiegende öffentliche Belange einer Genehmigung entgegenstehen,

ohne dass dies durch eine Befristung, durch Bedingungen oder Auflagen verhütet oder ausgeglichen werden kann.

Nach § 3 Satz 2 SeeAnIV liegt ein Versagungsgrund insbesondere dann vor, wenn

- der Betrieb oder die Wirkung von Schifffahrtsanlagen und -zeichen, die Benutzung der Schifffahrtswege oder des Luftraums oder die Schifffahrt beeinträchtigt würden,
- eine Verschmutzung der Meeresumwelt i. S. d. Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen vom 10.12.1982 zu besorgen ist,
- der Vogelzug gefährdet wird oder
- ein Widerspruch zu den Zielen der Raumordnung vorliegt.

Liegt keiner der genannten Versagungsgründe vor, muss die Genehmigung erteilt werden.

Bezüglich Meeresenergieanlagen bestehen hinsichtlich der einzelnen Prüfgegenstände folgende Besonderheiten:

³⁴ Vgl. Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 10, Rn. 7.

a) Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs

Im Hinblick auf eine Beeinträchtigung des Betriebs oder die Wirkung von Schifffahrtsanlagen und -zeichen (vgl. § 3 Satz 2 Nr. 1 SeeAnIV) sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

aa) Allgemeines

Schifffahrtsanlagen, also insbesondere Schleusen, Schiffshebewerke, Wehre, Schutz-, Liege- und Bauhäfen sowie Talsperren, Speicherbecken und andere Speisungs- und Entlastungsanlagen (vgl. § 1 Abs. 4 Nr. 1 WaStrG³⁵), werden in der AWZ nur selten anzutreffen sein.³⁶ Praktisch relevanter ist die Beeinträchtigung von Schifffahrtszeichen, also Verkehrszeichen für die Schifffahrt. Dies sind fest installierte oder schwimmende Einrichtungen, die Informationen optisch, akustisch oder elektromagnetisch übermitteln.³⁷

Eine Beeinträchtigung von Schifffahrtsanlagen oder -zeichen durch Meeresenergieanlagen ist von vorneherein ebenso wenig ausgeschlossen wie bei Offshore-Windenergieanlagen. Ob tatsächlich eine Beeinträchtigung vorliegt, hängt von Standortfaktoren sowie von der Konstruktionsweise der Anlage, insbesondere ihrer Größe, ab. Zu berücksichtigen ist, dass Meeresenergieanlagen auf Grund ihrer bei allen hier betrachteten Konstruktionsweisen geringeren Höhe im Vergleich zu Offshore-Windenergieanlagen zumindest in optischer Hinsicht potentiell geringere Beeinträchtigungen mit sich bringen. Insbesondere Konstruktionen, die sich wie die Punktaborber überwiegend unter Wasser befinden, werden Meeresenergieanlagen im Hinblick auf die Beeinträchtigung von Schifffahrtsanlagen und -zeichen im Vergleich zu Windenergieanlagen relativ unproblematisch sein.

Ähnliches gilt für eine Beeinträchtigung der Benutzung der Schifffahrtswege oder der Schifffahrt. Schifffahrtswege entstehen außerhalb der Küstenmeere auf Grund völkerrechtlicher Vereinbarungen oder aufgrund entsprechender Festlegungen und Bekanntgabe durch die internationale Schifffahrtsorganisation. Weiterhin kann auch eine häufige tatsächliche Nutzung bestimmter Routen einen Schifffahrtsweg entstehen lassen.³⁸ Grundsätzlich beeinträchtigen auch Meeresenergieanlagen Schifffahrtswege bzw. die Schifffahrt. Ebenso wie bei Windenergieanlagen ist daher davon auszugehen, dass die Genehmigung von Meeresenergieanlagen im Bereich

³⁵ Bundeswasserstraßengesetz (WaStrG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 23.05. 2007 (BGBl. I S. 962, ber. BGBl. I 2008, S. 1980), zuletzt geändert durch Art. 5 G zur Neuregelung des Wasserrechts vom 31. 7. 2009 (BGBl. I S. 2585).

³⁶ Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 17.

³⁷ Vgl. ausführlich Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 18 m.w.N.

³⁸ Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 21.

von Hauptsschifffahrtsrouten regelmäßig nicht in Betracht kommt.

Insoweit hängt die Frage, ob im Einzelfall Schifffahrtswege oder Schifffahrt beeinträchtigt werden, vor allem vom Standort der Anlagen ab. Relevant sind weiterhin der Konstruktionstyp und die Größe der einzelnen Anlage. Anders als etwa Windenergieanlagen können im Einzelfall besonders kleine Konstruktionen (z. B. PunktabSORBER) zu beurteilen sein, insbesondere wenn diese nicht als Park, sondern einzeln errichtet werden. Diese werden regelmäßig die Schifffahrt weniger behindern als große Windenergieanlagen. Bei diesen Anlagentypen kann ggf. ein geringerer Sicherheitsabstand gewählt werden bzw. eine Sicherheitszone gemäß § 7 SeeAnV von weniger als 500 m eingerichtet werden, wenn die Kollisionsgefahr geringer bzw. die Folgen einer Kollision für Schifffahrt und Meeresumwelt geringer sind. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass diese Anlagentypen auf Grund ihrer geringeren Größe regelmäßig weniger leicht für Schiffe erkennbar sind. Insoweit besteht auch ein Unterschied zu Schifffahrtzeichen, die gerade dafür konstruiert sind, von Schiffen wahrgenommen zu werden.

Ein gewichtiger Unterschied zu Offshore-Windenergieanlagen ist bezüglich der Beeinträchtigung des Luftraums festzustellen: auf Grund der im Vergleich zu Windenergieanlagen geringeren Bauhöhe von Meeresenergieanlagen wird eine Beeinträchtigung des Luftraumes regelmäßig ausgeschlossen werden können.

bb) Regelungsbedarf

Im Ergebnis können hinsichtlich der Beeinträchtigung von Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs zwischen Meeresenergieanlagen und Offshore-Windenergieanlagen im Einzelfall Unterschiede bestehen. Im Hinblick auf die Besonderheiten von Meeresenergieanlagen besteht hinsichtlich des Verordnungstextes aber kein Änderungsbedarf: die Genehmigungsvoraussetzung gemäß § 3 Satz 1 Nr. 1 1. Alt. SeeAnIV ist hinreichend allgemein formuliert und erfasst sämtliche verkehrsbezogenen Gefährdungen durch Meeresenergieanlagen. Die Besonderheiten von Meeresenergieanlagen gegenüber Windenergieanlagen kann und muss das BSH im Genehmigungsverfahren berücksichtigen.

b) Meeresumwelt

Meeresenergieanlagen können in vielfacher Hinsicht auf die Umwelt einwirken.

aa) Allgemeines

Denkbar sind unter anderem Beeinträchtigungen von Benthos, Fischen, marinen Säugern und des Wassers selbst durch unter Wasser befindliche Bauteile der Anlage (Gründungen bzw. Fundamente, Pfeiler, Verbindungskabel, sonstige Anlagenteile). Oberhalb des Wasserspiegels können ggf. Vögel beeinträchtigt werden.

Abhängig von der Anlagenkonstruktion sind einzelne Beeinträchtigungen unterschiedlich problematisch. Insofern können sich erhebliche Unterschiede zwischen den einzelnen Konstruktionstypen, aber auch zu Offshore-Windenergieanlagen ergeben.

bb) Vogelschutz- und FFH-Gebiete (BNatSchG)

Meeresenergieanlagen in Vogelschutz- und FFH-Gebieten sind nach geltender Rechtslage nicht von vornherein unzulässig: Ein Meeresenergievorhaben ist unzulässig, wenn die Prüfung der Verträglichkeit gemäß § 34 Abs. 2 i. V. m. § 38 Abs. 1 BNatSchG ergibt, dass das Projekt zu erheblichen Beeinträchtigungen eines Gebiets von gemeinschaftlicher Bedeutung oder eines europäischen Vogelschutzgebiets in seinen für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen führen kann. In diesem Fall ist zwingend von einer Gefährdung der Meeresenergie auszugehen mit der Folge, dass die Genehmigung nach § 3 SeeAnIV versagt werden muss.³⁹

Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass Meeresenergieanlagen in Gebieten von gemeinschaftlicher Bedeutung oder europäischen Vogelschutzgebieten zulässig sind, wenn sie zu keinen erheblichen Beeinträchtigungen führen. Die Frage, ob erhebliche Beeinträchtigungen vorliegen, muss im Einzelfall durch eine Verträglichkeitsprüfung festgestellt werden. Maßgeblich sind u. a. die in der jeweiligen Schutzgebietsverordnung definierten Erhaltungsziele.

Die Ausnahmegründe des § 34 Abs. 3 und 4 BNatSchG, nach denen Projekte unter bestimmten Voraussetzungen auch dann zugelassen oder durchgeführt werden dürfen, wenn sie zu erheblichen Beeinträchtigungen führen, sind im Geltungsbereich der SeeAnIV nicht anwendbar. Denn § 3 SeeAnIV enthält keine Möglichkeit, trotz einer Gefährdung der Meeresumwelt aufgrund einer Abwägung mit anderen Belangen von der Versagung der Genehmigung abzusehen.⁴⁰

³⁹ Vgl. Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 62.

⁴⁰ Vgl. Brandt/Gaßner, SeeAnIV, § 3, Rn. 63 m.w.N.

Im Zusammenhang mit dem Naturschutz sind weiterhin folgende Regelungen zu beachten: Ab dem 01.03.2010 wird das bisherige BNatSchG durch eine Neufassung des Gesetzes⁴¹ ersetzt werden. Das BNatSchG 2010 wird nun – mit Ausnahme des Kapitels 2 über die Landschaftsplanung – auch im Bereich der AWZ gelten (§ 56 Abs. 1 BNatSchG 2010). Damit unterfallen Meeresenergieanlagen ab dem 01.03.2010 der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung. Eine Ausnahme gilt dagegen für die Errichtung und den Betrieb von Windkraftanlagen in der deutschen AWZ, die bis zum 01.01.2017 genehmigt worden sind, auf die gemäß § 56 Abs. 2 BNatSchG 2010 die Eingriffsregelung des § 15 keine Anwendung findet. Der Gesetzgeber begründet diese Sonderregelung damit, dass zum gegenwärtigen Zeitpunkt die Auswirkungen der Offshore-Windenergie auf die Meeresnatur nicht abschließend prognostizierbar und bewertbar seien und aus diesem Grund den Vorhabenträgern ein umfangreiches Monitoring aufgegeben werde, dessen Ergebnisse dann wiederum Grundlage für die Ermittlung des Kompensationsbedarfs bei der Errichtung und dem Betrieb künftiger Anlagen sein können.⁴²

Die Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen ist in Natura-2000-Gebieten gemäß Ziff. 3.5.1 Nr. 3 der Raumordnungen für die AWZ⁴³ ausgeschlossen. Weiterhin enthält § 31 Abs. 3 EEG eine Regelung, nach der die EEG-Vergütung für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen ausgeschlossen ist, die in einem Gebiet in der AWZ genehmigt worden sind, das nach dem BNatSchG oder nach Landesrecht zu einem geschützten Teil von Natur und Landschaft erklärt worden ist sowie für Strom aus Gebieten, die das Bundesumweltministerium der Europäischen Kommission als Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung oder als Europäische Vogelschutzgebiete benannt hat. Diese Regelung, die entsprechend bereits auch schon im EEG 2004 enthalten war, hatte bereits vor Inkrafttreten der Raumordnung für die AWZ einen faktischen Ausschluss von Windenergie in Natura-2000-Gebieten zur Folge.

cc) Regelungsbedarf

Regelungsbedarf an der SeeAnIV besteht nicht: Auf Grund der weiten Formulierung in § 3 Satz 1 Nr. 1 2. Alt. SeeAnIV sind durch die SeeAnIV grundsätzlich alle denkbaren Gefährdungen der Meeresumwelt durch Meeresenergieanlagen erfasst. Es ist daher nicht zu befürchten, dass spezifische von Meeresenergieanlagen ausge-

⁴¹ Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (Bundesnaturschutzgesetz - BNatSchG), verkündet als Art. 1 G vom 29.07.2009 (BGBl. I S. 2542).

⁴² Vgl. Begründung zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts des Naturschutzes und der Landschaftspflege vom 11.03.2009 (zu § 56 Abs. 2).

⁴³ Vgl. Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee (AWZ Nordsee-ROV) vom 21.09.2009 (BGBl. I S. 3107) und Entwurf der Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Ostsee (AWZ Ostsee-ROV) vom 28.04.2009.

hende Gefahren für die Meeresumwelt von der SeeAnIV nicht berücksichtigt werden.

Es stellt sich allerdings die Frage, ob – entsprechend der Rechtslage für Offshore-Windenergie – die Regelung eines Ausschlusses für Meeresenergieanlagen in Vogel-schutz- und FFH-Gebieten sinnvoll ist.

Dagegen sprechen folgende Überlegungen:

- Unabhängig von einer generellen Ausschlussregelung ist eine Verträglichkeitsprüfung in jedem Fall durchzuführen. Naturschutzfachliche Belange werden also auch ohne Ausschlussregelung gewahrt.
- Anders als bei Offshore-Windparks ist eine Nutzung der Meeresenergie in großem Maßstab zunächst nicht zu erwarten. Eine großflächige Inanspruchnahme von naturschutzfachlich wertvollen Flächen durch Meeresenergieanlagen ist dementsprechend nicht ersichtlich.
- Über die Umweltauswirkungen von Meeresenergieanlagen ist bislang noch wenig bekannt. Ein genereller Ausschluss in Natura-2000-Gebieten ist daher ungerechtfertigt.

Im Ergebnis sollte daher kein genereller Ausschluss geregelt werden.

Hinsichtlich des BNatSchG ist zu berücksichtigen, dass die Eingriffsregelung zukünftig auch für Meeresenergieanlagen gelten wird. Mehr noch als im Bereich der Offshore-Windenergie sind aber die Auswirkungen von Meeresenergieanlagen auf die Meeresumwelt noch nicht hinreichend bekannt. Eine Festsetzung von Maßnahmen als Ausgleich von Eingriffen in Natur und Landschaft ist daher nicht ohne weiteres möglich. Weiterhin ist davon auszugehen, dass das BSH dem Träger eines Meeresenergievorhabens ebenso wie im Bereich Windenergie⁴⁴ ein umfangreiches Monitoring auch während der Betriebsphase aufgeben wird. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Erweiterung der Ausnahmeregelung des § 56 Abs. 2 BNatSchG 2010 (nach der die Eingriffsregelung für bis zum 01.01.2017 genehmigte Offshore-Windenergieanlagen nicht anwendbar ist) auf Meeresenergieanlagen sinnvoll. Praktisch könnte dies durch ei-

⁴⁴ Die Verpflichtung zum betriebsbegleitenden Monitoring im Bereich Windenergie ergibt sich aus den Vorgaben des Standards „Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK 3)“ (Stand: Feb. 2007, 2. Fortschreibung), vgl. u.a. Teil A, Ziff. 14.2.

ne einfache Erweiterung des Wortlauts des § 56 Abs. 2 BNatSchG 2010 auf Meeresenergieanlagen erfolgen.

dd) Zwischenergebnis

Änderungsbedarf an der SeeAnIV besteht nicht, da die SeeAnIV alle denkbaren Gefährdungen der Meeresumwelt erfasst.

Meeresenergieanlagen sind grundsätzlich auch in FFH- und Vogelschutzgebieten zulässig. Ein genereller Ausschluss von Meeresenergieanlagen in diesen Gebieten sollte nicht normiert werden.

Mit dem neuen BNatSchG 2010 wird auch die Eingriffsregelung für Meeresenergieanlagen in der AWZ gelten. Im Hinblick auf die bislang noch geringen Kenntnisse über die Auswirkungen von Meeresenergieanlagen auf die Meeresumwelt sollte analog zur Rechtslage bei Offshore-Windenergieanlagen eine Ausnahme der Geltung der Eingriffsregelung für Meeresenergieanlagen innerhalb eines bestimmten Übergangszeitraums geregelt werden. Dabei kann ebenso wie bei Offshore-Windenergieanlagen ein Übergangszeitraum bis zum 01.01.2017 gewählt werden. Im Hinblick auf die noch weniger bekannten Umweltauswirkungen von Meeresenergieanlagen erscheint es aber auch vertretbar, den Übergangszeitraum um fünf Jahre bis zum 01.01.2022 zu verlängern.

c) Sonstige überwiegende öffentliche Belange

Mit der Ergänzung der Versagungsgründe um sonstige überwiegende öffentliche Belange (vgl. § 3 Satz 1 Nr. 2 2. Alt. SeeAnIV) im Jahr 2008⁴⁵ bezweckte der Verordnungsgeber, die Berücksichtigung von sonstigen Belangen neben Gefahren für Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs und für die Meeresumwelt zu ermöglichen. Der Verordnungsgeber nennt in der Begründung insbesondere Auswirkungen auf die Fischerei, die Rohstoffgewinnung, militärische Belange und mögliche zukünftige Nutzungen wie Marikulturen.⁴⁶

aa) Allgemeines

Diese sonstigen Belange dürfen der Genehmigung nicht entgegenstehen. Nicht ausreichend sind daher bloße Beeinträchtigungen der überwiegenden öffentlichen Belange (vgl. auch die entsprechende Differenzierung zwischen „entgegenstehen“ und „beeinträchtigen“ in § 35 Abs. 1 und 2 BauGB). Es ist daher eine Abwägung vorzunehmen.⁴⁷

⁴⁵ Vgl. Erste Verordnung zur Änderung der SeeAnIV v. 15.07.2008 (BGBl. I S. 1296).

⁴⁶ Vgl. Begründung zum Entwurf zur Änderung der Seeanlagenverordnung vom 08.04.2008, B. Zu Nr. 2.

⁴⁷ Ebenso ist im Rahmen des § 35 Abs. 1 BauGB eine Abwägung vorzunehmen, vgl. *Battis/Krautzberger/Löhr*, BauGB, 11. Aufl. 2009, § 35, Rn. 45.

Ein grundsätzlicher Vorrang der sonstigen öffentlichen Belange besteht weder im Hinblick auf Windenergie noch auf Meeresenergie.⁴⁸ Vielmehr müssen diese Belange im Einzelfall unter Berücksichtigung aller Umstände einschließlich möglicher Nebenbestimmungen überwiegen.⁴⁹ Auch muss es sich um öffentliche Belange handeln; rein private Belange sind nicht erfasst. Auf Grund des einschränkenden Wortlautes der Verordnung wird ein Entgegenstehen von sonstigen Belangen i. S. d. § 3 Satz 1 Nr. 2 2. Alt. SeeAnIV daher nur in Ausnahmefällen in Betracht kommen. Häufig wird ein Ausgleich jedenfalls durch Nebenbestimmungen, die die Genehmigung ergänzen, zu erreichen sein.

bb) Regelungsbedarf

Ein spezifisches Konfliktpotenzial von Meeresenergieanlagen im Hinblick auf sonstige öffentliche Belange ist daher nicht festzustellen. Es ist nicht ersichtlich, dass Fischerei, Rohstoffgewinnung und Militär durch Meeresenergieanlagen stärker beeinträchtigt werden als durch Windenergieanlagen; im Gegenteil ist davon auszugehen, dass Offshore-Windparks aufgrund ihrer größeren Dimensionen regelmäßig ein größeres Konfliktpotential gegenüber sonstigen öffentlichen Belangen aufweisen.

Sofern öffentliche Belange das Interesse eines Antragstellers für Meeresenergieanlagen tatsächlich überwiegen, ohne dass die Konfliktsituation durch Nebenbestimmungen ausgeräumt werden kann, ist die Regelung des § 3 Satz 1 Nr. 2 2. Alt. SeeAnIV gerechtfertigt, da sonstige öffentliche Belange im Genehmigungsverfahren nicht ausgeblendet werden dürfen.

Im Ergebnis ist § 3 Satz 1 Nr. 2 2. Alt. SeeAnIV daher in Bezug auf Meeresenergieanlagen kein schwerwiegendes Genehmigungshindernis, so dass in Bezug auf die Nutzung der Meeresenergie kein Änderungsbedarf besteht.

d) Ergebnis

Die Genehmigungsvoraussetzungen der SeeAnIV⁵⁰ decken die von Meeresenergieanlagen potentiell ausgehenden Gefahren vollständig ab. Dies ist im wesentlichen auf die sehr allgemein formulierten Versagungsgründe „Beeinträchtigung von Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs“ und „Gefährdung der Meeresumwelt“ zurückzuführen.

Die Versagungsgründe nach der SeeAnIV enthalten auch keine spezifischen Genehmigungshindernisse für Meeres-

⁴⁸ So auch Begründung zum Entwurf zur Änderung der Seeanlagenverordnung v. 08.04.2008, B. Zu Nr. 2, in Bezug auf Windenergie.

⁴⁹ Vgl. Begründung zum Entwurf zur Änderung der Seeanlagenverordnung v. 08.04.2008, B. Zu Nr. 2.

⁵⁰ Zu den in § 3 Satz 1 Nr. 2 SeeAnIV genannten Erfordernissen der Raumordnung vgl. unten B.II.2.

energieanlagen. Es liegt im Wesen einer Genehmigung, dass die Erteilung im Einzelfall – wenn die Genehmigungsvoraussetzungen nicht vorliegen – ausgeschlossen sein kann. Relevante spezifische Hindernisse im Genehmigungsverfahren für Meeresenergieanlagen sind etwa im Vergleich zu Offshore-Windenergieanlagen nicht festzustellen. Bezüglich der Genehmigungsvoraussetzungen für eine Genehmigung nach der SeeAnIV besteht im Hinblick auf Meeresenergieanlagen daher kein Regelungsbedarf.

Die Errichtung und der Betrieb von Meeresenergieanlagen ist grundsätzlich auch in Natura-2000-Gebieten möglich, wenn die Verträglichkeit mit dem jeweiligen Gebiet festgestellt wird. Ein genereller Ausschluss von Meeresenergie in Natura-2000-Gebieten sollte nicht geregelt werden.

Entsprechend der Rechtslage bei Offshore-Windenergie sollte die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung innerhalb einer Übergangsfrist auch für Meeresenergieanlagen nicht gelten.

4. BSH-Standards

Das BSH wendet im Genehmigungsverfahren für Offshore-Windenergieanlagen verschiedene von ihm herausgegebene Regelwerke („BSH-Standards“) an. Derzeit existieren drei solcher Standards.⁵¹

Allen Standards ist gemein, dass sie speziell für Offshore-Windenergieanlagen und nicht für Anlagen zur Nutzung der Meeresenergie gelten. Die Standards dienen der Rechts- und Investitionssicherheit für Antragsteller und gewährleisten eine Gleichbehandlung aller Antragsteller.

Die Existenz von BSH-Standards ist keine Voraussetzung für die Genehmigungserteilung von Meeresenergieanlagen. Im Hinblick auf die genannten Vorteile solcher Standards ist jedoch zumindest mittelfristig die Entwicklung entsprechender Standards für den Bereich Meeresenergie sinnvoll. In fachlicher Hinsicht können dabei möglicherweise die in den Standards für Offshore-Windenergie aufgestellten Anforderungen teilweise auch auf Anlagen zur Gewinnung von Meeresenergie übertragen werden.

a) Standard „Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK 3)“

Zur Durchführung der Umweltuntersuchung im Genehmigungsverfahren für Offshore-Windenergieanlagen hat das BSH den Standard „Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK 3)“ herausgegeben.

⁵¹ Es handelt sich um die Standards „Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK 3)“ (Stand: Feb. 2007, 2. Fortschreibung), „Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen“ (Stand: 12.06.2007) und „Baugrunderkundung für Offshore-Windenergieparks“ (Stand: 25.02.2008, 1. Fortschreibung).

Zu den fachlichen Anforderungen eines zukünftig zu entwickelnden entsprechenden Standards für Meeresenergie können aufgrund der noch sehr wenig erforschten Umweltauswirkungen von Meeresenergieanlagen keine detaillierten Angaben gemacht werden. In jedem Fall müssen die vielen verschiedenen Konstruktionstypen von Meeresenergieanlagen berücksichtigt werden. Unterschiede hinsichtlich der Umweltauswirkungen gegenüber Offshore-Windenergieanlagen können – je nach Konstruktionstyp der jeweiligen Meeresenergieanlage – u. a. bzgl. folgender Punkte bestehen:

- austretende Schadstoffe, z. B. in das Wasser gelangende Schmiermittelreste,
- Vibrationen und Lärm unter Wasser durch bewegliche Teile, insb. Rotoren (nur bei Strömungsenergieanlagen),
- Gefährdung von Fischen und Meeressäugern durch bewegliche Teile unter Wasser, insb. Rotoren,
- Lösen von Anlagenteilen,
- Gefährdung von Rastvögeln, die sich auf oder in der Nähe von Schwimmkörpern oder sonstigen Anlagenbestandteilen niederlassen,
- Unterschiede in den Fundamenttypen.

Zu berücksichtigen sind auch die regelmäßig geringeren Ausmaße von Meeresenergieanlagen, weshalb ggf.

- eine geringere Beeinträchtigung von Vögeln (keine bzw. geringere Scheuchwirkung, kein Vogelschlag) und
- in Einzelfällen (je nach Konstruktionstyp) eine geringere Beeinträchtigung des Benthos aufgrund geringer dimensionierter Gründungen

zu erwarten ist.

Gemäß Ziff. 12.1 des Standards „Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK 3)“ sind vor Baubeginn in der Basisaufnahme ohne Unterbrechungen Untersuchungen über zwei aufeinanderfolgende vollständige Jahresgänge durchzuführen. Die Basisaufnahme behält für zwei darauffolgende abgeschlossene Jahre Aussagekraft. Werden die Bauarbeiten im dritten Jahr nach Abschluss der Basisaufnahme nicht aufgenommen, so ist die Basisaufnahme in der Regel mit einem weiteren Jahresgang zu aktualisieren. Diese Regelung sollte für Meeresenergieanlagen, die auf einem Standort geplant werden, auf dem sich bereits Windenergieanlagen befinden (wenn also Meeresenergieanlagen

zwischen vorhandenen Windenergieanlagen errichtet werden sollen), fakultativ ausgestaltet werden. Das heißt, dass das BSH über die Erforderlichkeit einer Aktualisierung der Basisaufnahme nach pflichtgemäßem Ermessen entscheidet. Denn in vielen Fällen wird es naturschutzfachlich nicht erforderlich sein, weitere Untersuchungen für ein bereits untersuchtes und bereits durch Windenergieanlagen vorbelastetes Gebiet zu verlangen. Dies gilt aber nicht für den Regelfall, dass Meeresenergieanlagen an einen anderen, ggf. auch benachbarten Standort errichtet werden sollen. Für diesen Fall ist ebenso wie bei Offshore-Windenergieanlagen davon auszugehen, dass die Regelung der Ziff. 12.1 des StUK 3 naturschutzfachlich sinnvoll ist.

b) Standard „konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen“

Der Standard „Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen“ enthält konstruktionsbezogene Vorgaben für die verschiedenen baulichen Komponenten eines Offshore-Windparks im Hinblick auf die Projektphasen Entwicklung, Konstruktion, Ausführung, Betrieb und Rückbau. Neben den oben bereits genannten Gründen spricht für die Entwicklung eines entsprechenden Standards für Meeresenergieanlagen auch der Umstand, dass das BSH im Bereich Windenergie in der Vergangenheit teilweise den Nachweis bzgl. der Konstruktion erst im Auflagenverfahren verlangt hat. Dies kann zu einer faktischen Blockade von Standorten führen, wenn sich neue Konstruktions-typen in der Praxis als nicht realisierbar herausstellen.

Bei der Entwicklung eines solchen Standards ist jedoch zu berücksichtigen, dass die hier betrachteten Anlagentypen noch in der Entwicklungsphase sind und konkrete technische Vorgaben daher nur sehr eingeschränkt möglich sind. In technischer Hinsicht sind u. a. folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Derzeit existieren zahlreiche unterschiedliche Konstruktions-typen und Techniken von Meeresenergieanlagen. Diese sollten möglichst umfassend berücksichtigt werden.
- Im Hinblick auf den frühen Entwicklungsstand von Meeresenergieanlagen muss der zu entwickelnde Standard in besonderem Maße dynamisch sein, um neue Erkenntnisse und Entwicklungen berücksichtigen zu können.
- Verschiedene Ausführungen des Standards „konstruktive Ausführung für Offshore-Windenergieanlagen“ können ggf. ohne große Ände-

rungen übernommen werden (parkinterne Verkabelung, Umspannstation, Stromabführungssystem von der Umspannstation bis zur Netzanbindung an Land).

c) Standard „Baugrunderkundung für Offshore-Windenergieparks“

Der Standard „Baugrunderkundung für Offshore-Windenergieparks“ betrifft die Baugrunderkundung als bautechnische Vorbereitung der Gründungsarbeiten für Offshore-Windenergieanlagen.

Je nach Anlagentyp wird auch für Meeresenergieanlagen eine geologisch-geophysikalische und geotechnische Baugrunduntersuchung erforderlich sein. Bei der Schaffung eines entsprechenden Standards für Meeresenergieanlagen sind u. a. folgende Unterschiede zu Offshore-Windenergieanlagen zu berücksichtigen:

- Meeresenergieanlagen können je nach Konstruktionsstyp über unterschiedliche Gründungstypen verfügen. Diese müssen bereits bei der Baugrunderkundung berücksichtigt werden.
- Im Hinblick auf die unterschiedlichen Techniken und den frühen Entwicklungsstand muss auch dieser Standard offen für neue Erkenntnisse und technische Entwicklungen sein.

d) Ergebnis

Es sollten mittelfristig auch für den Bereich Meeresenergie Standards zu den Bereichen Umweltauswirkungen, konstruktive Ausführung und Baugrunderkundung geschaffen werden. Aufgrund der geringen Kenntnisse über die Umweltauswirkungen von Meeresenergieanlagen und dem frühen Entwicklungsstand der zahlreichen in Betracht kommenden Technologien sind konkrete fachliche Vorgaben zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich. Die zu entwickelnden Standards müssen daher offen für neue Entwicklungen sein und regelmäßig fortgeschrieben werden.

5. Genehmigungsverfahren

Verfahrensvorschriften, die das Genehmigungsverfahren für Anlagen i. S. d. SeeAnIV betreffen, finden sich in der SeeAnIV, im Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG)⁵² und im Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPg).

⁵² Verwaltungsverfahrensgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 23.01. 2003 (BGBl. I S. 102), zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 1 G zur Modernisierung von Verfahren im patentanwaltl. Berufsrecht vom 14.08. 2009 (BGBl. I S. 2827).

a) Umweltverträglichkeitsprüfung

Im Folgenden ist zu klären, ob für Meeresenergieanlagen im Genehmigungsverfahren nach den Vorschriften des UVPG eine Umweltverträglichkeitsprüfung erfolgen muss und ob ggf. diesbezüglicher Regelungsbedarf besteht. Im Falle der UVP-Pflichtigkeit ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach den Vorschriften des UVPG durchzuführen. Weiterhin sieht das UVPG verschiedene über die SeeAnIV bzw. das VwVfG hinausgehende Verfahrensregelungen vor, die im Falle der UVP-Pflichtigkeit eines Vorhabens zu beachten sind.⁵³ Im Genehmigungsverfahren für Offshore-Windparks in der AWZ besteht in der Praxis regelmäßig die Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung.⁵⁴

aa) UVP-Pflicht von Meeresenergieanlagen nach geltenden Recht

Gemäß § 2 a Satz 1 SeeAnIV ist für Vorhaben, die nach § 2 SeeAnIV einer Genehmigung bedürfen und zugleich Vorhaben i. S. v. § 3 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung sind, eine Prüfung der Umweltverträglichkeit nach diesem Gesetz durchzuführen. Damit wird die Geltung des UVPG für Anlagen i. S. d. SeeAnIV in der AWZ angeordnet. Anlage 1 zum UVPG enthält eine Liste UVP-pflichtiger Vorhaben. Meeresenergieanlagen fallen unter die Nr. 13.14 (Bau einer Wasserkraftanlage).⁵⁵

Für den Bau einer Wasserkraftanlage verweist das UVPG auf Vorschriften des jeweiligen Landesrechts („L“ in Spalte 2). Da sich der Geltungsbereich des Landesrechts nicht auf die AWZ erstreckt, ist diese Regelung für den Bereich der AWZ unklar und führt zu Rechtsunsicherheiten.⁵⁶

In der Literatur wird die Ansicht vertreten, die Regelung der UVP-Pflicht unterliege den jeweils angrenzenden Bundesländern.⁵⁷ Diese Auffassung überzeugt schon deshalb nicht, weil sich aus dem UVPG nicht ergibt, welches Landesrecht für einen Standort in der AWZ einschlägig ist. Die Feststellung des jeweils „angrenzenden“ Bundeslandes wird in der Praxis Probleme bereiten.

Es kann aber auch nicht gefolgert werden, dass für Wasserkraftanlagen in der AWZ überhaupt keine UVP-Pflicht besteht. Dagegen spricht bereits der Sinn und Zweck der Regelung in Nr. 13.14 der Anlage 1 zum UVPG, die eine Umweltverträglichkeitsprüfung nicht ausschließt, sondern die nähere Ausgestaltung dem Landesrecht

⁵³ Zu den Verfahrensschritten einer UVP vgl. *Brandt/Gaßner*, SeeAnIV, § 2 a, Rn. 35 ff.

⁵⁴ Vgl. die differenzierende Regelung in Nr. 1.6 des Anhangs 1 zum UVPG.

⁵⁵ Ebenso Karenfort/Stopp, DVBl. 2007 S. 863 (866).

⁵⁶ Karenfort/Stopp, DVBl. 2007, S. 863 (866).

⁵⁷ Karenfort/Stopp, DVBl. 2007, S. 863 (866).

überlässt. Weiterhin verlangt die UVP-Richtlinie⁵⁸, dass bei Anlagen zur hydroelektrischen Energieerzeugung die Mitgliedstaaten anhand einer Einzelfalluntersuchung oder anhand der von den Mitgliedstaaten festgelegten Schwellenwerte bzw. Kriterien bestimmen, ob das Projekt einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterzogen werden muss (Art. 4 Abs. 2 i. V. m. Anhang II Nr. 3 h UVP-Richtlinie).

Aufgrund dieser Rechtsunsicherheiten besteht dringender Regelungsbedarf.

bb) Regelungsbedarf

Es sollte im UVPG klargestellt werden, dass für Wasserkraftanlagen in der AWZ eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3 c Abs. 1 Satz 1 UVPG durchzuführen ist. Die Regelung einer allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls entsprechend Art. 4 Abs. 2 i. V. m. Anhang II Nr. 3 h UVP-Richtlinie wäre aus naturschutzfachlicher Hinsicht sinnvoll. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass Meeresenergieanlagen von vorneherein solche Umweltauswirkungen mit sich bringen, dass eine UVP-Pflicht ohne Vorprüfung erforderlich und gerechtfertigt wäre. Andererseits kommt es für die Umweltauswirkungen von Meeresenergieanlagen entscheidend auf den konkreten Anlagentyp an. Die Normierung einer standortspezifischen Vorprüfung (§ 3 c Abs. 1 Satz 2 UVPG) wäre daher nicht sachgerecht, da im Rahmen einer solchen Vorprüfung im Gegensatz zur allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3 c Abs. 1 Satz 1 UVPG lediglich die in der Anlage 2 Nr. 2 aufgeführten standortbezogenen Schutzkriterien und nicht die vorhabenspezifischen Kriterien berücksichtigt werden.⁵⁹

Möglicherweise ist zu einem späteren Zeitpunkt eine differenzierte Regelung für Meeresenergieanlagen – entsprechend der Regelung für Windenergieanlagen, nach der sich die UVP-Pflicht im Wesentlichen nach der Anzahl der Anlagen in einem Windpark richtet⁶⁰ – sinnvoll. Denn die hier untersuchten Meeresenergieanlagen können in ihren Auswirkungen auf die Meeresumwelt in naturschutzfachlicher Hinsicht nicht gleichgesetzt werden. Weiterhin ist zu erwarten, dass Meeresenergieanlagen – ebenso wie Offshore-Windenergieanlagen – in vielen Fällen nicht einzeln, sondern in Parks errichtet werden. Für die Bewertung der Umweltauswirkungen kommt es entscheidend auch auf die Anzahl der Anlagen an einem Standort an. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt dürfte eine differenzierte Regelung aber noch nicht sinnvoll sein, da

⁵⁸ Richtlinie des Rates vom 27.06.1985 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten (85/337/EWG), geändert durch die Richtlinie 97/11/EG v. 03.03.1997 und durch die Richtlinie 2003/35/EG vom 26.05.2003. Der Anwendungsbereich der Richtlinie erstreckt sich auch auf das Gebiet der AWZ, vgl. Brandt/Gaßner, SeeAnlV, § 2 a, Rn. 10 m.w.N.

⁵⁹ Die vorgeschlagene Regelung entspricht der Rechtslage in Niedersachsen. Dort ist für den Bau einer Wasserkraftanlage gemäß Nr. 12 der Anlage 1 zum NUVPG eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls vorgesehen.

⁶⁰ Vgl. Nr. 1.6 der Anlage 1 zum UVPG.

noch unzureichende Erfahrungen hinsichtlich der Umweltauswirkungen der verschiedenen Anlagenkonzepte bestehen. Die vorgeschlagene Regelung einer vorhabenbezogenen Einzelfallprüfung ermöglicht die Betrachtung des konkreten Einzelfalls und erscheint daher vorzugswürdig.

b) Kosten des Genehmigungsverfahrens und Synergieeffekte

Die Durchführung eines Genehmigungsverfahrens nach der SeeAnIV ist regelmäßig zeitaufwändig und mit großen finanziellen Aufwendungen verbunden. Den Großteil der Kosten des Genehmigungsverfahrens machen die Kosten für die Durchführung der Umweltuntersuchungen aus. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Kosten bei Meeresenergieanlagen ebenso anfallen wie bei Offshore-Windparks, gleichzeitig aber zumindest bei Pilotvorhaben die Investitionsvolumina von Meeresenergieanlagen sehr viel geringer als bei Offshore-Windparks sind.⁶¹ Die Kosten für die Umweltuntersuchungen werden daher bei Meeresenergieprojekten einen verhältnismäßig größeren Anteil an den Gesamtkosten des Projekts ausmachen als bei Offshore-Windparks. Im Einzelfall können diese Kosten ein Realisierungshindernis darstellen.

Vor diesem Hintergrund sollten die Kosten für Umweltuntersuchungen, soweit dies naturschutzfachlich vertretbar ist, reduziert werden. Beispielsweise sollten bei der Entwicklung eines Standards bzgl. Umweltuntersuchungen bei der Errichtung von Meeresenergieanlagen weniger Einzeluntersuchungen als bei Offshore-Windparks gefordert werden. Auch sollte erwogen werden auf erneute Untersuchungen in Gebieten, in denen bereits Windparks existieren und die daher bereits untersucht wurden, zu verzichten (s. o.).

Weiterhin stellt sich die Frage, ob Synergieeffekte durch eine gemeinsame Genehmigung eines Offshore-Windparks und Meeresenergieanlagen realisiert werden können. Denkbar wären insbesondere ersparte Aufwendungen durch die gemeinsame Nutzung von Umweltuntersuchungen und zeitliche Vorteile bei der Genehmigungserteilung.

Hinsichtlich möglicher Kostenvorteile durch eine gemeinsame Nutzung von Umweltuntersuchungen wird davon ausgegangen, dass die für Meeresenergie erforderlichen Umweltuntersuchungen in Teilen deckungsgleich mit den für Offshore-Windparks erforderlichen Untersuchungen sind. Grundsätzlich wird eine gemeinsame Nutzung von Umweltuntersuchungen daher zu Kosteneinsparungen führen können. Kosteneinsparungen durch die Durchführung gemeinsamer Umweltuntersuchungen sind aber gleicher-

⁶¹ Auch die Stromausbeute wird zunächst wesentlich geringer als bei Offshore-Windparks sein. Der Gewinn der Betreiber hängt jedoch maßgeblich von der Einspeisevergütung ab.

maßen auch bei getrennten Genehmigungsverfahren möglich. Voraussetzung ist lediglich, dass beide Vorhaben in demselben Untersuchungsgebiet liegen. Sofern getrennte Genehmigungsverfahren durchgeführt werden, sind Antragsteller grundsätzlich nicht daran gehindert, jeweils die gleichen Umweltuntersuchungen beim BSH einzureichen.

Zur Realisierung von Kosteneinsparungen bei den Umweltuntersuchungen ist die Durchführung eines gemeinsamen Genehmigungsverfahrens daher nicht erforderlich.

Hinsichtlich möglicher Zeitvorteile durch ein gemeinsames Genehmigungsverfahren gilt:

- Bei einer gemeinsamen Genehmigung müssen die wesentlichen Verfahrensschritte (Öffentlichkeitsbeteiligung, Behördenbeteiligung usw.) jeweils nur einmal stattfinden. Dies reduziert den Aufwand auf allen Seiten, ein zeitlicher Vorteil folgt daraus aber nicht zwangsläufig.
- Bei gemeinsamen Genehmigungen besteht weiterhin das Problem, dass eine Klage Dritter gegen die Genehmigung regelmäßig beide Projekte betreffen würde.

Im Ergebnis wird die Durchführung eines gemeinsamen Genehmigungsverfahrens daher regelmäßig nicht zu zeitlichen Vorteilen führen.

c) Ergebnis

Im UVPG sollte klargestellt werden, dass für Wasserkraftanlagen in der AWZ eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3 c Abs. 1 Satz 1 UVPG durchzuführen ist.

Ein nicht unerheblicher Anteil an den Gesamtkosten für die Realisierung von Meeresenergieanlagen jedenfalls bei Pilotprojekten entfällt auf die im Genehmigungsverfahren erforderlichen Umweltuntersuchungen. Diese Kosten sollten, soweit dies naturschutzfachlich vertretbar ist, reduziert werden. Dies kann insbesondere dadurch erreicht werden, dass in einem späteren BSH-Standard bzgl. Umweltuntersuchungen für Meeresenergieanlagen weniger strenge Anforderungen an die Umweltuntersuchungen gestellt werden als im StUK 3 für Offshore-Windparks.

Durch die gemeinsame Nutzung von Umweltuntersuchungen können Synergieeffekte zwischen Windenergie und Meeresenergie realisiert werden. Dies ist jedoch auch ohne Änderung der einschlägigen Rechtsvorschriften möglich, so dass insoweit kein Änderungsbedarf besteht.

II. Nutzungskonkurrenzen und Standortsteuerung

Die Nutzungskonflikte in der AWZ haben in den letzten Jahren erheblich zugenommen. Eine Konfliktsituation besteht insbesondere zwischen herkömmlichen Nutzungen wie der Schifffahrt, dem Meeresumweltschutz und der flächenintensiven Offshore-Windenergienutzung. In den letzten Jahren sind zahlreiche Anträge für Offshore-Windparks gestellt worden. Das BSH hat bereits über 20 Genehmigungen erteilt.⁶² Hinsichtlich der Offshore-Windparks besteht nicht nur das Problem der Konkurrenz mit anderen Nutzungsarten, sondern es sind auch bereits Konflikte zwischen verschiedenen Antragstellern, die für denselben oder benachbarte Standorte parallel Genehmigungsanträge gestellt haben, aufgetreten. Diesen Nutzungskonkurrenzen in der AWZ wird auch die zukünftige Nutzung der Meeresenergie ausgesetzt sein und diese ihrerseits verstärken.

Gesetz- bzw. Verordnungsgeber versuchen mit verschiedenen Instrumenten, die künftige Entwicklung in der AWZ zu steuern. Diese werden unter 1. bis 3. dargestellt, bevor unter 4. auf den Handlungsbedarf in Bezug auf Meeresenergie eingegangen wird.

1. Eignungsgebiete nach SeeAnIV

Nach einer Änderung der SeeAnIV legte das BSH im Jahr 2005 insgesamt drei Eignungsgebiete für Windparks fest, innerhalb derer die Antragstellung gemäß § 3 a Abs. 2 SeeAnIV erleichtert ist. Die Ausweisung soll zu einer Konzentration der Planungen auf diese Gebiete führen. Eine Ausschlusswirkung für Windenergie für Standorte außerhalb der Eignungsgebiete ist mit der Eignungsgebietsfestlegung nicht verbunden. Heute sind die Eignungsgebiete für Windenergie bereits überwiegend beplant.

2. Raumordnung AWZ

In der Folgezeit wurde eine Raumordnung für die gesamte AWZ entwickelt, in der Ziele und Grundsätze der Raumordnung enthalten sind. Im Genehmigungsverfahren nach der SeeAnIV sind gemäß § 2 Abs. 2 SeeAnIV (Raumordnungsklausel) die Ziele der Raumordnung zu beachten sowie die Grundsätze der Raumordnung und die in Aufstellung befindlichen Ziele der Raumordnung zu berücksichtigen.⁶³

Die Raumordnung wurde im Jahr 2008 zunächst als Entwurf zur Anhörung veröffentlicht.⁶⁴ In dem Entwurf wurden Vorranggebiete für Windenergie festgelegt, die im Wesentlichen den Eignungsgebieten nach SeeAnIV entsprechen. Gleichzeitig wurde eine Ausschlusswirkung festgelegt mit der Folge, dass Windenergieanlagen außerhalb der Vorranggebiete unzulässig geworden wären.

⁶² Die erteilten Genehmigungen sind auf der BSH-Homepage einsehbar: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>.

⁶³ Vgl. weiterhin die Versagungsgründe gemäß § 3 Satz 1 Nr. 2 1. Alt., Satz 2 Nr. 4 SeeAnIV.

⁶⁴ Entwurf einer Verordnung über die Raumordnung in der Deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ-ROV) v. 13.06.2008.

Nach massiver Kritik aus der Offshore-Branche wurde die Raumordnung für die AWZ in der Nordsee⁶⁵ nun ohne Ausschlusswirkung verabschiedet; auch die derzeit noch nicht verabschiedete Raumordnung für die Ostsee⁶⁶ enthält keine Ausschlusswirkung mehr. Windenergieanlagen sind demnach weiterhin außerhalb von Vorranggebieten (außer in Natura-2000-Gebieten) zulässig, sofern die Genehmigungsvoraussetzungen erfüllt werden.

Die Raumordnung trifft Festlegungen für die einzelnen Nutzungen und Funktionen Schifffahrt, Rohstoffgewinnung, Rohrleitungen und Seekabel, wissenschaftliche Meeresforschung, Energiegewinnung (insbesondere Windenergie), Fischerei und Marikultur sowie Schutz der Meeresumwelt. Spezielle Festlegungen für Meeresenergie enthält der Entwurf nicht, von Bedeutung für die Meeresenergie sind aber vor allem die unter Ziff. 3.5 getroffenen Festlegungen zur „Energiegewinnung, insbesondere Windenergie“. Viele Festlegungen betreffen dem Wortlaut nach zwar ausschließlich die Offshore-Windenergie; soweit aber allgemein von „Energiegewinnung“ gesprochen wird, ist grundsätzlich auch die Meeresenergie erfasst.

a) Vorranggebiete für Windenergie

Ziff. 3.5.1 enthält das in Bezug auf die Energiegewinnung wichtigste Instrument der Raumordnung, nämlich die Festlegung von Vorranggebieten für Windenergie. Vorranggebiete sind gemäß § 8 Abs. 7 Nr. 1 ROG Gebiete, die für bestimmte, raumbedeutsame Funktionen oder Nutzungen vorgesehen sind und andere raumbedeutsame Nutzungen in diesem Gebiet ausschließen, soweit diese mit den vorrangigen Funktionen oder Nutzungen nicht vereinbar sind. Ziff. 3.5.1 Nr. 1 Satz 2 regelt, dass raumbedeutsame Planungen, Maßnahmen und Vorhaben ausgeschlossen sind, sofern sie mit der Funktion des Vorranggebiets Wind nicht vereinbar sind.

Die Raumordnung enthält keine Gebietsausweisungen für die Nutzung der Meeresenergie. Die festgelegten Vorranggebiete für Windenergie finden nach dem eindeutigen Wortlaut auf Meeresenergieanlagen keine Anwendung. Für Antragsteller von Meeresenergieanlagen bedeutet dies:

- Vorranggebiete für Windenergie schließen Meeresenergieanlagen innerhalb dieser Gebiete dann aus, wenn die Meeresenergieanlagen raumbedeutsam sind und mit der Funktion des Vorranggebiets Wind nicht vereinbar sind. Ob eine Nutzung raumbedeutsam ist bedarf der Bewertung im Einzelfall; eine

⁶⁵ Verordnung über die Raumordnung in der Deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee (AWZ Nordsee-ROV) vom 21.09.2009 (BGBl. I S. 3107).

⁶⁶ Entwurf der Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Ostsee (AWZ Ostsee-ROV) vom 28.04.2009. Rechtsgrundlage für die Aufstellung von Zielen und Grundsätzen der Raumordnung im Bereich der AWZ ist § 18 a Abs. 1 ROG a. F. (Raumordnungsgesetz v. 18.08.1997, zuletzt geändert durch Art. 10 Nr. 2 des Gesetzes vom 09.12.2006, BGBl. I S. 2833) i. V. m. § 29 Abs. 1 ROG n. F. (Raumordnungsgesetz vom 22.12.2008, BGBl. I S. 2986).

Maßnahme ist jedenfalls dann raumbedeutsam, wenn sie eine größere Fläche in Anspruch nimmt. Dies kann möglicherweise bei großen Anlagentypen wie etwa den Attenuatoren angenommen werden.⁶⁷ Praktisch sind die existierenden Vorranggebiete bereits nahezu vollständig mit Offshore-Windparks beplant. Ob für größere Anlagentypen noch Raum besteht, ist eine Frage des Einzelfalls. Denkbar ist jedenfalls die Antragstellung für kleine Anlagen wie Punktabsorber für einzelne freie Standorte; solche kleinen Meeresenergieanlagen wären wegen der fehlenden Raumbedeutsamkeit in Vorranggebieten für Windenergie auch grundsätzlich zulässig. Im Übrigen ist davon auszugehen, dass raumbedeutsame Meeresenergieanlagen mit der Funktion des Vorranggebiets nicht vereinbar sind, da sie Fläche, die auch für Windenergie genutzt werden könnte, benötigen.

- Antragsteller für Meeresenergieanlagen werden daher häufig auf Standorte außerhalb von Vorranggebieten ausweichen müssen. Daher werden sich Antragsteller im Genehmigungsverfahren für Meeresenergieanlagen regelmäßig mit anderen Nutzungsinteressen konfrontiert sehen; das Genehmigungsverfahren wird dadurch nicht unerheblich erschwert.
- Häufig werden auch wesentlich aufwändigere Umweltuntersuchungen erforderlich sein, weil die Antragsteller nicht auf bereits im Rahmen der Genehmigung von Windparks erstellte Untersuchungen zurückgreifen können. Dies kann zu höheren Kosten des Genehmigungsverfahrens führen.
- Für Meeresenergieanlagen besteht auf der anderen Seite auch keine Ausschlusswirkung; Meeresenergieanlagen können also überall in der AWZ errichtet werden, sofern die Genehmigungsvoraussetzungen der SeeAnIV gegeben sind.

b) Sonstige Festlegungen

Ziff. 3.5 („Energiegewinnung, insbesondere Windenergie“) enthält weitere Vorschriften, die allgemein die „Energiegewinnung“ – ohne Beschränkung auf die Windenergie – betreffen und damit auch für Meeresenergieanlagen gelten. So sollen durch die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Energiegewinnung

⁶⁷ Für den Bereich der AWZ und insbesondere für Meeresenergieanlagen existiert soweit ersichtlich noch keine Rechtsprechung zur Konkretisierung des Begriffs der Raumbedeutsamkeit. Auf dem Festland ist beispielsweise eine Häufung von Windenergieanlagen bzw. ein Windpark stets als raumbedeutsam anzusehen, die Frage der Raumbedeutsamkeit einer einzelnen Windenergieanlage ist nach Ansicht des Bundesverwaltungsgerichts nach Maßgabe der Umstände des Einzelfalls zu beurteilen. Als Kriterium werden beispielsweise die Dimension der Anlage, ihr Standort oder ihre Auswirkungen auf bestimmte Ziele der Raumordnung genannt; vgl. Gatz, DVBL. 2009, S. 737 (740) m.w.N.

- die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht beeinträchtigt werden (Nr. 7),
- bei Maßnahmen zur Energiegewinnung ist auf vorhandene Rohrleitungen und Seekabel gebührend Rücksicht zu nehmen und ein angemessener Abstand einzuhalten (Nr. 10),
- die Belange der Fischerei und der Verteidigung bei Planung sowie Betrieb und Bau von Anlagen zur Energiegewinnung berücksichtigt werden (Nr. 11),
- bei der konkreten Ausgestaltung von Errichtung und Betrieb von Anlagen zur Energiegewinnung nachteilige Auswirkungen auf die Meeresumwelt, insbesondere die natürlichen Funktionen und die ökosystemare Bedeutung des Meeres, soweit wie möglich vermieden werden (Nr. 12).

Diese Ziele und Grundsätze sind im Rahmen der Genehmigung nach der SeeAnIV gemäß § 2 Abs. 2 SeeAnIV zu beachten bzw. zu berücksichtigen. Die Bedeutung dieser planerischen Festlegungen für die Genehmigungsfähigkeit von Meeresenergieanlagen dürfte praktisch aber eher gering sein, da bereits nach den Genehmigungstatbeständen der SeeAnIV Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht beeinträchtigt und die Meeresumwelt nicht gefährdet werden darf.⁶⁸

c) Zwischenergebnis

Der Entwurf einer Raumordnung für die AWZ enthält keine spezifischen Regelungen für Meeresenergieanlagen. Insbesondere sieht die Raumordnung anders als für Windenergie keine Vorranggebiete für die Nutzung der Meeresenergie vor. Eine Genehmigung von Meeresenergieanlagen in Vorranggebieten für die Windenergie wird in vielen Fällen aus rechtlichen und praktischen Gründen nicht möglich sein. Die Antragstellung außerhalb von Vorranggebieten ist grundsätzlich uneingeschränkt möglich, im Einzelfall können einer Genehmigung aber konkurrierende Nutzungsinteressen entgegenstehen.

3. Entwurf Verordnung zur Änderung seeanlagenrechtlicher Vorschriften (Stand: 19.06.2009)

Eine starke Steuerung der Planungen im Bereich Wind will der Verordnungsgeber durch eine Änderung der SeeAnIV⁶⁹ erreichen. Derzeit ist unklar, ob der Entwurf in der vorliegenden Form in die SeeAnIV Eingang findet.

⁶⁸ Darüber hinaus enthält der Entwurf der Raumordnung auch Festlegungen von Zielen und Grundsätzen hinsichtlich Rohrleitungen und Seekabel (vgl. Ziff. 3.3). Die Verlegung von Seekabeln ist im Hinblick auf den Anschluss von Anlagen zur Nutzung der Meeresenergie von Bedeutung. Die Nr. 10 der Ziff. 3.3.1 enthält spezielle Regelungen für Seekabel zur Ableitung der in der AWZ erzeugten Energie.

⁶⁹ Entwurf einer Verordnung zur Änderung seeanlagenrechtlicher Vorschriften (Stand: 19.06.2009).

Der Entwurf sieht folgende Änderungen der SeeAnIV vor:

- Das BMVBS und das BMU verständigen sich auf Flächen in der AWZ, die für Windenergiegewinnung geeignet sind.
- Das BSH „parzelliert“ diese Flächen so, dass auf ihnen möglichst mehrere Windfarmen errichtet und auskömmlich betrieben werden können.
- Das BSH fordert öffentlich zur Bewerbung um diese Flächenabschnitte auf. Ausgewählt werden die Bewerber, die am ehesten die Gewähr bieten, ein Windparkprojekt auf dem Flächenabschnitt zu realisieren. Dazu enthält der Entwurf verschiedene Kriterien.
- Es wird eine Untersuchungserlaubnis erteilt, die dem Antragsteller das ausschließliche Recht gibt, auf dem Flächenabschnitt eine Windfarm zu planen. Die Untersuchungserlaubnis ist formale Voraussetzung, um einen Genehmigungsantrag für den Windpark nach der SeeAnIV stellen zu können.

4. Handlungsbedarf in Bezug auf Meeresenergie

Die geschilderte Entwicklung zeigt die große Relevanz des Problems der Nutzungskonkurrenzen in der AWZ. Auch die zukünftige Nutzung der Meeresenergie in der AWZ wird diesem Nutzungsdruck ausgesetzt sein. SeeAnIV und die Raumordnung für die AWZ berücksichtigen die Meeresenergie insoweit noch nicht hinreichend. Daher sind langfristig klare Regelungen zur Steuerung der Meeresenergie sinnvoll.

Dabei ist von folgenden Überlegungen auszugehen:

- Im Hinblick auf die Genehmigungsanforderungen der SeeAnIV sind Flächen, die für Windenergie geeignet, in vielen Fällen auch für Meeresenergie geeignet sind (s. o.), so dass zwischen diesen beiden Formen der Energiegewinnung ein zukünftiges Konfliktpotential möglich ist. Aufgrund der des in der AWZ nur begrenzt geeigneten natürlichen Bedingungen für Meeresenergie begrenzten theoretischen Potenzials wird die Meeresenergie voraussichtlich keinen mit der Windenergie vergleichbaren Anteil an der Stromproduktion liefern können und den Strom auch nicht vergleichbar wirtschaftlich erzeugen können. Im Hinblick auf die ehrgeizigen Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und speziell zum Ausbau der Offshore-Windenergie⁷⁰ muss eine Steuerung der Nutzung der Meeresenergie daher darauf

⁷⁰ In der Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See wird als Ausbauziel für Offshore-Windenergie 20.000 bis 25.000 MW bis zum Jahr 2030 genannt. Die Größe der bislang festgelegten Vorranggebiete für Wind ist nicht ausreichend, um dieses Ausbauziel zu erreichen.

zielen, die Nutzung der Windenergie nicht zu behindern. Konkret heißt das, dass für Windenergie geeignete Standorte grundsätzlich nicht durch Meeresenergievorhaben blockiert werden dürfen (grundsätzlicher Vorrang von Windenergie gegenüber Meeresenergie).

- Auf der anderen Seite muss sichergestellt sein, dass die Nutzung der Meeresenergie in der AWZ nicht rechtlich oder faktisch ausgeschlossen wird. Insbesondere muss die Genehmigung von Pilotprojekten zur Erprobung der neuen Techniken möglich sein. Daher sollten für Pilotprojekte einige wenige, besonders geeignete Gebiete für die ausschließliche Nutzung der Meeresenergie geschaffen werden. Kriterien für diese Gebiete sind das vorhandene Potential für Meeresenergie (Wellenstärke usw.), die Möglichkeit eines wirtschaftlichen Netzanschlusses (Küstennähe oder Nähe zu einem Offshore-Windpark), keine Beeinträchtigung des Schiffsverkehrs sowie die grundsätzliche Vereinbarkeit mit Belangen der Meeresumwelt und sonstigen öffentlichen Belangen. Weiterhin sollten diese Gebiete – z. B. aufgrund großer Wassertiefen – nicht gleichzeitig auch für Windenergie geeignet sein, um den erforderlichen Ausbau der Windenergie nicht zu behindern.
- Unklar ist derzeit, ob und in welcher Form kombinierte Nutzungen von Wind- und Meeresenergie technisch und wirtschaftlich möglich bzw. sinnvoll sind. Denkbar wäre beispielsweise die Errichtung kleiner Meeresenergieanlagen zwischen den einzelnen Anlagen eines Windparks. Insofern sollte gewährleistet sein, dass Parallelplanungen mit Windenergieanlagen auf gleichen Standorten möglich sind, sofern dadurch die Windenergie nicht behindert wird.

Eine konkrete rechtliche Umsetzung dieser Vorschläge sieht sich verschiedenen Schwierigkeiten ausgesetzt:

- Aktuell müssen vordringlich die Nutzungskonflikte von Offshore-Windenergieanlagen mit konkurrierenden Windparkplanungen und mit sonstigen Nutzungen in der AWZ rechtlich gelöst werden. Nutzungskonflikte im Zusammenhang mit der Meeresenergie haben derzeit keine praktische Bedeutung und werden voraussichtlich auch in den nächsten fünf bis zehn Jahren kaum Bedeutung erlangen. Die Diskussion um die rechtliche Steuerung der Windenergie ist noch nicht abgeschlossen und wird voraussichtlich auch in den nächsten Jahren noch ein bestimmendes Thema sein. Eine Regelung zur Steuerung von Meeresenergie muss die zu erwartenden Rechtsänderungen vor allem in der SeeAnIV bezüglich der Steuerung der Windenergie berücksichtigen. Zum jetzigen Zeitpunkt können ohne Berücksichtigung dieser Änderungen kaum sinnvolle Regelungsvorschläge für Meeresenergie erarbeitet werden.

- Dessen ungeachtet ist in der AWZ zunächst grundsätzlich die Raumordnung das geeignete Instrument für eine planerische Steuerung verschiedener konkurrierender Nutzungen. Naheliegender wäre demnach eine planerische Steuerung der Entwicklung der Meeresenergie durch Festlegungen in der Raumordnung. In Betracht kommen insbesondere Festlegungen von Vorranggebieten für Meeresenergie-Pilotprojekte und ggf. auch Festlegungen von kombinierten Gebieten, in denen sowohl Windenergie- als auch raumbedeutsame Meeresenergieanlagen möglich sind. Im Bereich Windenergie hat der Ordnungsgeber von einer rein raumplanerischen Steuerung allerdings abgesehen, indem er auf die Ausschlusswirkung von Vorranggebieten für Windenergie verzichtet hat. Dies erfolgte unter anderem im Hinblick darauf, dass die festgelegten Gebiete mittelfristig für die Erreichung der Ausbauziele der Bundesregierung für Windenergie nicht ausreichend sind, für die Ausweisung weiterer Gebiete aber keine ausreichenden Umweltdaten zur Verfügung stehen.⁷¹ In der Praxis dürften auch Festlegungen von Vorranggebieten für Meeresenergie nicht ohne weiteres möglich sein, da auch hier nur unzureichende Umweltdaten vorliegen und auch über die Auswirkungen der unterschiedlichen Anlagentechniken auf die Umwelt nur wenig bekannt ist.

Dennoch sollte im Hinblick auf die erforderliche Förderung der Meeresenergie auf eine Ausweisung von Pilotflächen nicht verzichtet werden. Eine Ausschlusswirkung sollte jedoch nicht festgelegt werden, damit Meeresenergieanlagen auch an anderen Stellen möglich bleiben und ggf. zum heutigen Zeitpunkt noch nicht abschätzbare Synergieeffekte mit Windenergie realisiert werden können.

- Den entstehenden Konflikt, wenn zwei Anträge für denselben Standort gestellt werden, regelt die Prioritätenregelung der SeeAnIV (§ 5 Abs. 1 Satz 4 SeeAnIV). Der hier aufgestellten Forderung, dass bei gleichzeitiger Antragstellung einer Meeres- und einer Windenergieanlage die Windenergieanlage grundsätzlich Vorrang haben soll, müsste – ungeachtet zukünftiger Neuregelungen der Prioritätsregelung im Hinblick auf Windenergie – durch eine Änderung der Prioritätenregelung Rechnung getragen werden.

Eine Regelung darf dabei nicht zu unzumutbaren Beeinträchtigungen des Antragstellers für die Meeresenergieanlage führen. Die Frage des Vorrangs muss jedenfalls zu Beginn des Genehmigungsverfahrens geklärt werden, damit nutzlose Aufwendungen (insbesondere für Umweltuntersuchungen) auf Seiten des Antragstellers für die Meeresenergieanlage vermieden werden. Auch darf der Vor-

⁷¹ Bei der Ausweisung der Eignungsgebiete gemäß § 3 a SeeAnIV wurde überwiegend auf Umweltdaten, die Antragsteller im Rahmen von Genehmigungsverfahren für Offshore-Windparks ermittelt haben, zurückgegriffen.

rang für Windenergie nur bestehen, wenn bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind: es sollte geregelt werden, dass eine Genehmigung für Meeresenergieanlagen nur erteilt werden darf, wenn die spätere Errichtung von Windenergieanlagen am gleichen Standort nicht in erheblicher Weise beeinträchtigt wird oder wenn die Errichtung von Windenergieanlagen nicht zu erwarten ist. Letzteres ist insbesondere der Fall, wenn der Standort im Hinblick auf näher zu bestimmende Kriterien für die Errichtung von Windenergieanlagen ungeeignet ist.

Ein konkreter Regelungsvorschlag müsste mögliche Änderungen der Prioritätenregelung SeeAnIV im Hinblick auf die Steuerung der Windenergie berücksichtigen (s.o.). Diese Änderungen sind derzeit noch nicht absehbar. Ungeachtet dessen könnte eine Regelung wie folgt lauten:

§ 3b SeeAnIV:

„Die Genehmigung für Anlagen zur Energieerzeugung aus Wasser oder Strömung (Meeresenergieanlagen) soll nur erteilt werden, wenn

- *die Errichtung von Windenergieanlagen am gleichen Standort nicht in erheblicher Weise beeinträchtigt wird oder*
- *kein berechtigtes wirtschaftliches Interesse Dritter an der Nutzung des Standortes für die Errichtung von Windenergieanlagen besteht oder*
- *die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen am Standort offensichtlich nicht genehmigungsfähig wäre.*

Ein berechtigtes wirtschaftliches Interesse Dritter ist insbesondere dann nicht anzunehmen, wenn die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen am Standort im Hinblick auf Wassertiefe, Windverhältnisse und Größe des Standortes nicht wirtschaftlich wäre. Satz 1 gilt nicht für die Genehmigung von Meeresenergieanlagen in Gebieten, die in der Raumordnung für die AWZ als Vorranggebiete für Meeresenergie festgelegt wurden.“

Die vorgeschlagene Regelung gewährleistet, dass eine Entscheidung über den Vorrang bereits zu Anfang des Genehmigungsverfahrens möglich ist.

- Die angesprochene kombinierte Nutzung von Wind- und Meeresenergie auf demselben Standort ist außerhalb von Vorranggebieten für Windenergie bereits nach geltendem Recht ohne weiteres möglich. Innerhalb dieser Vorranggebiete sind nur nicht raumbedeutsame Meeresenergiepro-

jekte möglich. Da diese Gebiete aber bereits heute überwiegend mit Windparks beplant sind, erscheint eine Änderung in Bezug auf raumbedeutsame Meeresenergieanlagen praktisch nicht erforderlich.

- Jedenfalls sollte bei einer Novellierung der SeeAnIV die zukünftige Rolle der Meeresenergienutzung in der Begründung angesprochen werden. Auch wenn zunächst keine konkreten Regelungen in Bezug auf Meeresenergie getroffen werden sollten, hätte dies zumindest eine gewisse Signalwirkung für die Meeresenergie-Branche, Investoren und Netzbetreiber. Der Verordnungsgeber würde damit zeigen, dass er die Meeresenergie als zukünftige Nutzungsform bereits im Blick hat.

5. Ergebnis

Im Ergebnis wird daher vorgeschlagen:

- Ausweisung von Vorranggebieten für Meeresenergie in der Raumordnung als Pilotflächen,
- keine Festlegung einer Ausschlusswirkung für Meeresenergieanlagen und
- Neuregelung der Prioritätenregelung für das Verhältnis Wind- und Meeresenergie mit dem Ziel, einen grundsätzlichen Vorrang von Wind im Sinne eines möglichst effektiven Klimaschutzes zu gewährleisten ohne Entwicklungsmöglichkeiten für Meeresenergie zu verhindern.

Pilotflächen für Meeresenergie können sinnvoll erst dann ausgewiesen werden, wenn eine ausreichende Datengrundlage bzgl. Umweltdaten und technisch-wirtschaftlich geeigneter Standorte vorliegt.

Eine Neuregelung der Prioritätenregelung für Meeresenergie kann anhand der oben vorgeschlagenen Formulierung erfolgen. Zunächst sollte aber abgewartet werden, ob und in welcher Form die derzeit diskutierten Änderungen des Prioritätsprinzips hinsichtlich Offshore-Windenergie erfolgen.

III. Netzanbindung

Im Folgenden werden mögliche Besonderheiten bei der Netzanbindung von Meeresenergieanlagen in der AWZ betrachtet und der ggf. bestehende Regelungsbedarf aufgezeigt.

1. Netzanschlusspflicht nach dem EEG

Meeresenergieanlagen sind Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien i. d. S. Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).⁷² Demnach gelten die Regelungen des EEG

⁷² Vgl. § 3 Nr. 1 i. V. m. Nr. 3 des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), verkündet als Art. 1 G v. 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Art. 3 G vom 29.07.2009 (BGBl. I, S. 2542). § 3 Nr. 3 EEG nennt explizit die

über den Netzanschluss auch für Meeresenergieanlagen. Gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, EEG-Anlagen unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Die Kosten für den Netzanschluss trägt gemäß § 13 Abs. 1 EEG der Anlagenbetreiber.

In der AWZ besteht die Besonderheit, dass sich der nächstgelegene Netzverknüpfungspunkt regelmäßig sehr weit entfernt vom Anlagenstandort, nämlich auf dem Festland, befindet. Dies hat zur Folge, dass die Kosten des Netzanschlusses für den Betreiber einer Meeresenergieanlage in der Regel sehr viel höher sind als bei EEG-Anlagen auf dem Festland und für den Netzanschluss in vielen Fällen auch ein erheblicher Zeitbedarf einkalkuliert werden muss.⁷³

2. § 17 Abs. 2 a EnWG

Abweichend von diesen allgemeinen Regelungen des EEG bestimmt § 17 Abs. 2 a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)⁷⁴, dass Betreiber von Übertragungsnetzen, in deren Regelzone die Netzanbindung von Offshore-Anlagen i. S. d. § 3 Nr. 9 EEG erfolgen soll, die Leitungen von dem Umspannwerk der Offshore-Anlagen bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes zu errichten oder zu betreiben haben. Die Regelung ist eine zeitlich begrenzte⁷⁵ Sonderregelung für Offshore-Windenergieanlagen und ist damit nicht für Meeresenergieanlagen einschlägig.

Dennoch kann § 17 Abs. 2 a EnWG auch für Meeresenergieanlagen Bedeutung erlangen: Gemäß § 17 Abs. 2 a Satz 2 EnWG gilt eine Leitung nach Satz 1 ab dem Zeitpunkt der Errichtung als Teil des Energieversorgungsnetzes. Dies hat zur Folge, dass – wenn eine Netzanbindung für einen Offshore-Windpark bereits besteht – eine sog. „Steckdose im Meer“ entsteht. Durch die Fiktion der Netzanbindung als Teil des öffentlichen Netzes wird ein vorgelagertes Netz geschaffen, das infolge der gesetzlichen Fiktion wie ein „normales“ Netz anzusehen ist und auch ein Netz i. S. d. § 3 Nr. 7 EEG darstellt. Die Anschluss- und Ausbaupflicht nach §§ 5, 9 EEG findet auch auf dieses Netz Anwendung, so dass alle EEG-Anlagen in der AWZ an diese „Steckdose im Meer“ anschließen können.⁷⁶ Der Betreiber einer Meeresenergieanlage müsste dann keine Netzanbindung bis an das Festland legen, sondern nur noch bis zum Umspannwerk des nächstgelegenen realisierten Offshore-Windparks. Sofern die Kapazität des Net-

Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie. Gemäß § 2 Nr. 1 EEG gilt das Gesetz im Bundesgebiet einschließlich der ausschließlichen Wirtschaftszone.

⁷³ Netzbetreiber gehen derzeit für die Netzanbindung eines Offshore-Windparks von einer Vorlaufzeit von mindestens 30 Monaten für Genehmigung und Errichtung aus. Klagen gegen die Netzanbindung können zu zusätzlichen Verzögerungen führen.

⁷⁴ EnWG vom 07.07.2005 (BGBl. I, S. 1970 (3621)), geändert durch Art. 2 des Gesetzes vom 21.08.2009 (BGBl. I, S. 2870).

⁷⁵ Gemäß § 118 Abs. 3 EnWG gilt § 17 Abs. 2 a nur für Offshore-Anlagen, mit deren Errichtung bis zum 31.12.2015 begonnen worden ist.

⁷⁶ Vgl. *Wustlich*, ZUR 2007, S. 122 (127).

zes für den Anschluss weiterer Anlagen nicht ausreichend ist, greift grundsätzlich die Pflicht des Netzbetreibers zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau gemäß § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG. Wenn ein Betreiber einer Meeresenergieanlage diese in der Nähe eines bereits existierenden Offshore-Windparks errichtet, kann die Möglichkeit eines Anschlusses am Umspannwerk des nächstgelegenen Offshore-Windparks eine wesentlich kostengünstigere Lösung sein.

Praktische Erfahrungen mit der „Steckdose im Meer“ bestehen derzeit noch nicht. Folgende Probleme könnten sich in diesem Zusammenhang stellen:

- § 17 Abs. 2 a EnWG kann nicht zweifelsfrei entnommen werden, ob das Umspannwerk zur Netzanbindung gehört⁷⁷. Sofern das Umspannwerk im Eigentum des Betreibers des Windparks verbleibt, besteht das Problem, dass der Anspruch eines Dritten gegen den Netzbetreiber zwar auf Netzanbindung am nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt gerichtet ist, dieser nächstgelegene Netzverknüpfungspunkt jedoch nicht im Eigentum des Netzbetreibers steht. In diesem Fall könnte sich der Dritte mit dem Eigentümer des Umspannwerks bzgl. des Anschlusses vertraglich einigen. Fraglich ist, ob der Netzbetreiber den Anschlusswilligen an das nächste Umspannwerk an Land verweisen kann, wenn eine Einigung mit dem Betreiber des Umspannwerks scheitert. Dagegen spricht, dass der Netzverknüpfungspunkt i. S. d. EEG nicht bereits existieren, sondern nur möglich sein muss. Es handelt sich bei den Netzverknüpfungspunkten um die gedachte Schnittstelle zwischen Anlagenanschluss und Netz.⁷⁸ Daher müsste der Netzbetreiber dem Anschlusswilligen in diesem Fall also dennoch den Anschluss an das vorhandene Kabel nahe der Meeresenergieanlage ermöglichen und ggf. ein weiteres Umspannwerk bauen.
- Ein weiteres Problem könnte bestehen, wenn der Netzbetreiber den Netzanschluss nur für den Anschluss des Offshore-Windparks ausgelegt hat und die Leitungskapazitäten für den Anschluss weiterer Anlagen nicht ausreichend sind. Zwar hat der Anschlusswillige für den Fall, dass die Netzkapazität unzureichend ist, gegen den Netzbetreiber einen Anspruch auf Netzverstärkung bzw. Netzausbau. In der Praxis kann damit aber eine erhebliche zeitliche Verzögerung einhergehen. Für Meeresenergieanlagen dürfte sich dieses Problem regelmäßig nicht stellen: Im Vergleich zu Offshore-Windenergieanlagen haben die hier betrachteten technischen Konzepte jedenfalls im gegenwärtigen Entwicklungsstadium relativ geringe Leistungen. Zu Netzengpässen wird es im Falle eines Anschlusses von Meeres-

⁷⁷ Wustlich, ZUR 2007, S. 122 (127).

⁷⁸ Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 2. Aufl. 2008, § 4, Rn. 77; BT-Drs. 15/2327, S. 24.

energieanlagen an das Umspannwerk eines Offshore-Windparks daher regelmäßig nicht kommen.⁷⁹

3. Regelungsbedarf

Zukünftige Betreiber von Meeresenergieanlagen müssen die Netzanbindung der Anlagen grundsätzlich selbst finanzieren. Ein der Regelung des § 17 Abs. 2 a EnWG entsprechender Anspruch gegenüber dem Netzbetreiber auf Netzanschluss existiert für Meeresenergieanlagen nicht. Je nach Entfernung der Anlagen zum nächsten Netzverknüpfungspunkt auf dem Festland können für die Netzanbindung von Meeresenergieanlagen erhebliche Kosten entstehen. Es wird davon ausgegangen, dass die Investitionsvolumen für Meeresenergieprojekte zunächst (d. h. jedenfalls im Pilotstadium) deutlich unter denen eines Offshore-Windparks liegen werden. Die Kosten der Netzanbindung werden daher regelmäßig einen wesentlich höheren Anteil an den Gesamtkosten eines Projektes ausmachen, als dies bei Offshore-Windparks der Fall ist. Aus wirtschaftlicher Sicht können die Netzanbindungskosten für Meeresenergieanlagen in der AWZ daher ein wesentliches Investitionshindernis darstellen.⁸⁰

Vor diesem Hintergrund sollten Betreiber von Meeresenergieanlagen in der AWZ von den Kosten der Netzanbindung entlastet werden.

a) Übernahme der Kosten der Netzanbindung durch den Netzbetreiber

Eine Entlastung der Meeresenergiebetreiber könnte durch eine dem § 17 Abs. 2 a EnWG entsprechende Regelung geschehen. Eine solche Regelung kann als Übergangsregelung für einen angemessenen Zeitraum ausgestaltet werden. Dabei dürfte ein Zeitraum bis Ende 2015⁸¹ für Meeresenergieanlagen wegen der sich überwiegend noch im Versuchsstadium befindlichen Technologie nicht ausreichend sein. Im Hinblick auf die im Vergleich zu Windenergieanlagen geringe Leistung von Meeresenergieanlage sollte eine Regelung aber berücksichtigen, dass die Kosten der Netzanbindung in einem wirtschaftlich angemessenen Verhältnis zu den Kosten der Meeresenergieanlage stehen müssen.

In der Praxis hat sich die Regelung des § 17 Abs. 2 a EnWG bisher nicht bewährt. Es bestehen erhebliche Unsicherheiten, welche Voraussetzungen der Planer eines Offshore-Windparks erfüllen muss, damit der Netzbetreiber mit der Errichtung der Netzanbindung beginnt. Die Netzanbindung erfordert nach Angaben der Netzbetreiber eine

⁷⁹ Dies dürfte zumindest beim Anschluss einiger weniger Anlagen gelten. Voraussichtlich wird dieses Problem zukünftig zunächst dann relevant, wenn neu errichtete Offshore-Windparks den Anschluss an das Umspannwerk eines bereits existierenden Windparks begehren. *Wustlich* empfiehlt daher den Netzbetreibern, bei den Planungen für den Netzanschluss die zukünftig zu erwartenden Strommengen zugrunde zu legen, vgl. *Wustlich*, ZUR 2007, S. 122 (127).

⁸⁰ Inwieweit der Betrieb von Meeresenergieanlagen wirtschaftlich möglich ist, hängt von vielen weiteren Faktoren (u. a. Standort, Technologie, gesetzliche Vergütung des erzeugten Stroms, sonstige Förderung) ab.

⁸¹ So die zeitlich befristete Regelung für Offshore-Windparks in § 118 Abs. 3 EnWG.

Vorlaufzeit von ca. 30 Monaten. Zu diesem Zeitpunkt hat der Planer eines Windparks regelmäßig noch keine investitionsauslösende Entscheidung getroffen und beispielsweise bereits Anlagenkomponenten bestellt. Auf Netzbetreiberseite wird dagegen gefordert, dass die Errichtung des Windparks hinreichend wahrscheinlich sein muss. Gefordert werden entsprechende Nachweise wie z. B. die BSH-Genehmigung, eine Finanzierungsbestätigung, Kaufbelege für Anlagenkomponenten und ein detaillierter Bauzeitenplan. Weiterhin bestehen derzeit noch Unklarheiten, inwieweit und zu welchem Zeitpunkt die Bundesnetzagentur die Kosten der Netzanbindung anerkennt.

Möglicherweise werden diese Rechtsprobleme zu dem Zeitpunkt, in dem Meeresenergie relevant werden wird, geklärt sein. Die Bundesnetzagentur, der in der geschilderten Konfliktlage eine zentrale Rolle zukommt, hat ein Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2 a EnWG veröffentlicht,⁸² das unter anderem verschiedene Anbindungskriterien enthält.

Eine bloße Erweiterung des Anwendungsbereichs des § 17 Abs. 2 a EnWG auf Meeresenergieanlagen wäre daher allenfalls dann zu empfehlen, wenn zu dem Zeitpunkt, zu dem Meeresenergie relevant wird, die heute bestehenden Anwendungsprobleme des § 17 Abs. 2 a EnWG geklärt wären.

Im Übrigen wäre aber eine detaillierte Regelung, die konkrete Anbindungskriterien enthält, erforderlich. Es wird folgende Regelung vorgeschlagen, die den vorstehenden Aspekten Rechnung trägt:

§ 17 Abs. 2b EnWG:

„Die Sätze 1, 2 und 4 des Abs. 2a gelten entsprechend für Betreiber von Übertragungsnetzen, in deren Regelzone die Netzanbindung von Anlagen zur Energieerzeugung aus Wasser oder Strömung (Meeresenergieanlagen) erfolgen soll, solange die voraussichtlichen Kosten für die Netzanbindung [...] Prozent der Errichtungskosten der anzuschließenden Meeresenergieanlage nicht übersteigen. Betreiber von Übertragungsnetzen haben mit der Errichtung der Netzanbindung zu beginnen, wenn eine hinreichende Wahrscheinlichkeit der Realisierung der Meeresenergieanlage besteht. Eine hinreichende Wahrscheinlichkeit besteht in der Regel dann, wenn der Betreiber der Meeresenergieanlage die nach öffentlichem Recht erforderlichen Genehmigungen der Meeresenergieanlage, die erfolgrei-

⁸² Bundesnetzagentur, Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2 a EnWG, September 2009.

che Durchführung der Baugrunduntersuchung für sämtliche Standorte der Meeresenergieanlagen, einen plausiblen Bauzeitenplan, Verträge über die Bestellung der Meeresenergieanlagen und eine verbindliche Finanzierungszusage vorlegt. Die Finanzierungszusage kann unter dem Vorbehalt einer Netzanbindungszusage erteilt werden. Anstelle der Finanzierungszusage können auch Vorverträge über die Bestellung weiterer wesentlicher Großkomponenten vorgelegt werden.“

Der Netzanschluss ist für den Netzbetreiber nur zumutbar, wenn die Anschlusskosten im Verhältnis zu den zu erwartenden Kosten der Anlage nicht unverhältnismäßig hoch sind. Nach Satz 1 besteht die Anschlusspflicht daher nur dann, wenn die Kosten des Netzanschlusses einen bestimmten Prozentsatz der Anlagenkosten nicht übersteigen. Ein konkreter Wert kann zu einem späteren Zeitpunkt, wenn nähere Informationen über die Kosten von Meeresenergieanlagen vorliegen, unter fachlichen und politischen Gesichtspunkten ermittelt und eingesetzt werden.

Der vorgeschlagene Kriterienkatalog in Satz 2 orientiert sich am Positionspapier der Bundesnetzagentur und gewährleistet einen angemessenen Ausgleich zwischen den Interessen von Anlagen- und Netzbetreiber. Satz 2 regelt einen (notfalls einklagbaren) Anspruch des Anlagenbetreibers auf Beginn der Errichtungsarbeiten und geht insoweit über die Regelung des § 17 Abs. 2 a EnWG hinaus, nach dessen Wortlaut nur ein Anspruch auf rechtzeitige Fertigstellung des Netzanschlusses besteht.

Satz 3 (Finanzierungszusage und dem Vorbehalt der Netzanbindungszusage) trägt dem Umstand Rechnung, dass im Windenergiebereich finanzierende Banken regelmäßig fordern, dass eine Netzanbindungszusage vorliegt, der Netzbetreiber andererseits aber die Finanzierungszusage zur Bedingung des Netzanschlusses macht.

b) Anbindung an die „Steckdose im Meer“

Betreiber von Meeresenergieanlagen haben weiterhin die Möglichkeit, an bestehende Netzanbindungen für Offshore-Windparks anzuschließen. Die praktische Relevanz dieser Möglichkeit hängt vor allem davon ab, inwieweit Standorte nahe von Windparks für Meeresenergieanlagen geeignet sind. Praktische Erfahrungen mit dieser Anschlussmöglichkeit bestehen derzeit noch nicht, in rechtlicher Hinsicht bestehen aber grundsätzlich keine Unterschiede zum Anschluss von EEG-Anlagen auf dem Festland. Denkbare Probleme können daher nach den allgemeinen Regelungen des EEG zum Netzanschluss und der dazu ergangenen Rechtsprechung gelöst werden. Ein besonderer Rege-

lungsbedarf für Meeresenergieanlagen besteht diesbezüglich nicht.

c) Ergebnis

Auch die Probleme im Zusammenhang mit der Netzanbindung stellen sich derzeit vorrangig im Zusammenhang mit der Offshore-Windenergie. Für Meeresenergie sollte eine dem § 17 Abs. 2a EnWG entsprechende Regelung geschaffen werden, die den Netzbetreiber zur Netzanbindung verpflichtet, sofern dies wirtschaftlich zumutbar ist. Da sich § 17 Abs. 2a EnWG in der Praxis als problematisch erwiesen hat, enthält die oben vorgeschlagene Regelung konkrete Anschlusskriterien.

Hinsichtlich der Netzanbindungsregelungen des EEG besteht kein spezifischer Regelungsbedarf für Meeresenergie, da sich die hier denkbaren Rechtsprobleme nicht von denen im Bereich Windenergie unterscheiden und auch bereits zahlreiche Gerichtsurteile im Zusammenhang mit Fragen der Netzanbindung nach dem EEG ergangen sind.

C. Küstenmeer

Das Küstenmeer umfasst den Teil des Meeres, dessen Breite jeder Staat bis zu einer Grenze festlegen kann, die höchstens 12 Seemeilen von den in Übereinstimmung mit den SRÜ festgelegten Basislinien (grundsätzlich die Niedrigwasserlinie entlang der Küste) entfernt sein darf. Die Küstengewässer sind in ihrer Gesamtheit sowohl Teil des Bundesstaatsgebietes, wie auch dem Staatsgebiet der Länder zugehörig. Dementsprechend gelten grundsätzlich dieselben rechtlichen Regelungen, die auch an Land gelten.⁸³ Diesbezüglich stellt sich das Problem, dass die geltenden Vorschriften überwiegend landbezogen sind und dementsprechend für Anlagen zur Nutzung der Meeresenergie möglicherweise nicht immer passend sind.

I. Landesplanung und Schutzgebietsausweisungen

Das Küstenmeer in den Ländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern ist Gegenstand der jeweiligen Landesplanungen. Durch die planerischen Festsetzungen der Landesraumordnungen sowie durch naturschutzrechtliche Schutzgebietsausweisungen im Küstenmeer ist der Raum für die Errichtung und den Betrieb von Meeresenergieanlagen begrenzt. Spezifische Festlegungen zur Meeresenergie existieren soweit ersichtlich in keiner der betrachteten Landesplanungen.

1. Niedersachsen

Aus der Anlage 2 zum Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen in der Fassung vom 08. Mai 2008 ergibt sich, dass weite Teile des Küstenmeeres des Landes Niedersachsen, insbesondere die Küste selbst, als Vorranggebiete für Naturschutz ausgewiesen sind. Naturschutzrechtlich sind diese Flächen durch das Gesetz über den Nationalpark „Niedersächsisches Wattenmeer“

⁸³ Vgl. *Erbguth/Stollmann*, DVBl 1995, S. 1270.

(NWattNPG)⁸⁴ in dem durch das Gesetz bestimmten Umfang unter Schutz gestellt. Das Gesetz regelt einen umfassenden Gebietsschutz mit dem Zweck, u. a. die Eigenart der Natur und Landschaft der Wattregion vor der niedersächsischen Küste sowie das charakteristische Landschaftsbild zu erhalten und vor Beeinträchtigungen zu schützen.⁸⁵ Große Teile des Nationalparks sind zu FFH- bzw. Vogelschutzgebieten erklärt.

Sofern Meeresenergieanlagen in den FFH- und Vogelschutzgebieten des Nationalparks realisiert werden sollen, ist eine Verträglichkeitsprüfung erforderlich. In der Regel werden Meeresenergievorhaben mit den Erhaltungszielen des Schutzgebiets nicht vereinbar sein. Denn gemäß § 6 Abs. 1 Satz 1 NWattG sind in der Ruhezone sämtliche Handlungen verboten, die den Nationalpark oder einzelne seiner Bestandteile zerstören, beschädigen oder verändern. Die Errichtung von Meeresenergieanlagen sowie der dazugehörigen Kabelanbindung führt zumindest zu Veränderungen. Regelmäßig wird daher eine Ausnahmezulassung von den Verboten des Nationalparkgesetzes erforderlich sein. Voraussetzung dazu sind zwingende Gründe des überwiegenden öffentlichen Interesses sowie das Fehlen zumutbarer Alternativen (vgl. § 34c Abs. 3-5 NNatG⁸⁶). Ob diese Voraussetzungen vorliegen, ist Frage des Einzelfalls. Bei einer Abwägung können ggf. auch die Punkte Technologieentwicklung und Forschung berücksichtigt werden. In der Regel wird die Genehmigung von Meeresenergieanlagen im Nationalpark Wattenmeer jedoch nicht möglich sein.

Weitere Flächen des niedersächsischen Küstenmeeres sind als Vorranggebiete für die Schifffahrt ausgewiesen. Dies betrifft insbesondere die an die AWZ angrenzenden Flächen. Für die Zulassung von Meeresenergieanlagen grundsätzlich unproblematisch sind damit nur die wenigen Gebiete des Küstenmeeres, die in der Raumordnung nicht als Vorranggebiet für Naturschutz bzw. als Vorranggebiet für die Schifffahrt ausgewiesen sind. Da diese Gebiete überwiegend relativ weit vom Ufer entfernt sind, ist die Eignung nur für bestimmte Meeresenergieanlagen, die anders als etwa Osmose- und Gezeitenkraftwerke nicht auf die Ufernähe angewiesen sind, gegeben. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten könnte sich für Strömungs- und Wellenkraftwerke eine unmittelbare Nähe zu Offshore-Windparks, für die zwei Eignungsgebiete im Küstenmeer Niedersachsens vorgesehen sind, als günstig erweisen.

Hinsichtlich der theoretisch denkbaren Errichtung von Osmosekraftwerken in den Mündungsbereichen von Ems, Weser und Elbe ist anzumerken, dass die räumlichen Möglichkeiten für die Nutzung von Meeresenergie aufgrund der weitreichenden Festsetzung von Vorranggebieten für Natur und Schifffahrt in den Mündungsbereichen stark begrenzt sind.

⁸⁴ Gesetz über den Nationalpark „Niedersächsisches Wattenmeer“ (NWattNPG) vom 11. Juli 2001 (Nds. GVBl. 2001, S. 443), zuletzt geändert durch Gesetz v. 23.6.2005 (Nds. GVBl., S. 210).

⁸⁵ Vgl. im Einzelnen § 2 Abs. 1 NWattNPG.

⁸⁶ Niedersächsisches Naturschutzgesetz (NNatG) vom 11. April 1994 (Nds.GVBl. 1994, S.155), zuletzt geändert durch Art.4 des Gesetzes v. 26.4.2007 (Nds.GVBl. S. 161).

2. Schleswig-Holstein

Auch in Schleswig-Holstein ist ein großer Teil des Küstenmeeres der Nordsee als Vorranggebiet für den Naturschutz ausgewiesen. Dies ergibt sich sowohl aus dem noch geltenden Landesraumordnungsplan aus dem Jahr 1998⁸⁷ als auch aus dem Entwurf für den Landesentwicklungsplan 2009⁸⁸, welcher den Landesraumordnungsplan von 1998 ersetzen soll und voraussichtlich 2010 in Kraft treten wird.

Das Vorranggebiet Naturschutz nach dem Landesentwicklungsplan 2009 ist als Nationalpark Wattenmeer ausgewiesen und seine Nutzung speziell durch das Gesetz zum Schutz des schleswig-holsteinischen Wattenmeeres (Nationalparkgesetz, NPG)⁸⁹ geregelt. Hinsichtlich der Nutzbarkeit von Meeresenergieanlagen in diesem Gebiet ist auf die obigen Ausführungen zum Gesetz über den Nationalpark „Niedersächsisches Wattenmeer“ entsprechend zu verweisen. Auch im Nationalpark „schleswig-holsteinisches Wattenmeer“, der ebenfalls Natura-2000-Gebiet ist, wird die Genehmigung von Meeresenergieanlagen einer Ausnahmegenehmigung bedürfen und daher nicht ohne weiteres möglich sein.

In Bezug auf den übrigen Raum des schleswig-holsteinischen Küstenmeeres in der Nordsee ist weiterhin festzustellen, dass das übrige Gebiet nach dem Entwurf des Landesentwicklungsplan 2009 zu einem großen Teil als Vorbehaltsgebiet für Natur und Landschaft festgesetzt ist. Nach dem Landesentwicklungsplan 2009 sollen in den Vorbehaltsräumen für Natur und Landschaft „Maßnahmen und Planungen nur durchgeführt werden, wenn sie Naturhaushalt und Landschaftsbild nicht grundlegend belasten und nicht zu einer endgültigen Veränderung der Landschaftsstruktur führen“. Zudem müsste die Errichtung und Nutzung von Meeresenergieanlagen wegen eines überwiegenden Interesses erforderlich sein und angemessen ausgeglichen werden.⁹⁰

Das schleswig-holsteinische Küstenmeer in der Ostsee ist ebenfalls in großem Umfang als Vorbehaltsgebiet für Natur und Landschaft festgesetzt. Im Übrigen ist für das Küstenmeer in der Ostsee in unmittelbarer Ufernähe weitgehend ein Schwerpunkt für Tourismus und Erholung vorgesehen, so dass die Genehmigungsfähigkeit von Meeresenergieanlagen auch hier fraglich ist. Da sich die Festsetzungen zugunsten von Tourismus und Erholung jedoch regelmäßig nur auf den unmittelbaren Uferbereich erstrecken, könnten die dahinter liegenden Gebiete, die überwiegend nicht beplant sind, für Meeresenergieanlagen in Frage kommen.

⁸⁷ Vgl. Landesraumordnungsplan Schleswig-Holstein 1998, Innenministerium des Landes Schleswig-Holstein, Punkt 9.

⁸⁸ Vgl. Entwurf des Landesentwicklungsplans Schleswig-Holstein 2009, Innenministerium des Landes Schleswig-Holstein, Punkt 9.2.1, Abs. 1.

⁸⁹ Gesetz zum Schutze des schleswig-holsteinischen Wattenmeeres (Nationalparkgesetz - NPG) vom 17.12.1999 (GVBl. Schl-H 1999, S. 518), zuletzt geändert durch Gesetz v. 13.12.2007 (GVBl. Schl-H S. 499).

⁹⁰ Vgl. Entwurf des Landesentwicklungsplans Schleswig-Holstein 2009, Innenministerium des Landes Schleswig-Holstein, Punkt 9.2.2, Abs. 4..

3. Mecklenburg-Vorpommern

In Mecklenburg-Vorpommern verhält es sich nach dem Landesraumentwicklungsprogramm von 2005⁹¹ ähnlich wie an der schleswig-holsteinischen Ostseeküste. Auch hier ist, abgesehen von wenigen Vorranggebieten für den Naturschutz, vor allem die umfassende Festsetzung von Vorbehaltsgebieten für Naturschutz und Landschaftspflege in unmittelbarer Küstennähe zu erwähnen. Zudem ist ein Vorbehaltsgebiet Tourismus fast für die gesamte Ostseeküste vorgesehen. Vor allem in größerer Entfernung von der Küste sind umfangreiche Gebiete vorhanden, für die keine planerischen Festsetzungen getroffen sind und wo die Errichtung und Nutzung von Meeresenergieanlagen aus raumplanerischer Sicht möglich wäre.

4. Zwischenergebnis und Regelungsbedarf

Die planerischen Festsetzungen der Landesraumordnungen und die naturschutzrechtlichen Schutzgebietsausweisungen begrenzen den möglichen Raum für die Realisierung von Meeresenergieprojekten erheblich. Insbesondere im unter Schutz gestellten niedersächsischen und schleswig-holsteinischen Wattenmeer wird die Errichtung von Meeresenergieanlagen in der Regel nicht möglich sein. Auf Grund der ökologischen Bedeutung des Wattenmeeres ist die mit der Unterschutzstellung verbundene Einschränkung der Nutzung der Meeresenergie gerechtfertigt.

Anders als im Bereich Windenergie existieren für Meeresenergie soweit ersichtlich auch im Küstenmeer keine spezifischen Ausweisungen. Daher sollte erwogen werden, in den bisher unbepflanzten Flächen des Küstenmeeres Vorranggebiete für Meeresenergie festzulegen. Dies hängt insbesondere davon ab, ob in wirtschaftlicher Hinsicht geeignete Flächen vorhanden sind. Im Hinblick auf die Netzanbindung bieten sich ggf. Standorte in der Nähe zu ausgewiesenen Vorranggebieten für Offshore-Windenergie an.

II. Wasserrechtliche Anforderungen

Wasserrechtliche Anforderungen können sich insbesondere aus dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG)⁹², den Wassergesetzen der Länder⁹³ und aus dem Bundeswasserstraßengesetz ergeben.

1. Erlaubnis- oder bewilligungspflichtige Benutzung

Eine wasserrechtliche erlaubnis- oder bewilligungspflichtige Benutzung i. S. d. § 3 WHG wird in der Aufstellung bzw. dem Betrieb von Anlagen zur Nutzung der Meeresenergie in der Regel nicht zu sehen sein.

⁹¹ Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern vom 30.5.2005, (Amtsblatt für M-V, 2005, Nr. 31).

⁹² Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts in der Fassung der Bekanntmachung vom 19. August 2002 (BGBl. I S. 3245), zuletzt geändert durch Art. 8 G vom 22.12.2008. Am 01.03.2010 tritt eine Neufassung des Wasserhaushaltsgesetzes (vgl. Art. 24 Abs. 2 Satz 2 G zur Neuregelung des Wasserrechts vom 31.07.2009, BGBl. I S. 2585) in Kraft.

⁹³ Niedersächsisches Wassergesetz (NWG) in der Fassung vom 25.07.2007 (Nds. GVBl. S. 345), GVBl. Sb 28200 03, Verkündungsstand: 21.09.2009; Wassergesetz des Landes Mecklenburg-Vorpommern (LWaG) vom 30.11.1992 (GVBl. M-V S. 669) GS Meckl.-Vorp. Gl. Nr.753-2, zuletzt geändert durch Art. 2 Landes-ÖffentlichkeitsbeteiligungsG4 vom 09.02.2009 (GVBl. M-V S. 238); Wassergesetz des Landes Schleswig-Holstein (Landeswassergesetz - LWG -SH) in der Fassung vom 11.02.2008 (GVBl. Schl.-H, S. 91), zuletzt geändert durch Art. 11 Nr. 2 HaushaltsstrukturG 2009/2010 vom 12.12.2008 (GVBl. Schl.-H. S. 791), (GS Schl.-H. II, Gl.Nr. 753-2).

Gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 4 a WHG ist das Einbringen und Einleiten von Stoffen in Küstengewässer eine Benutzung i. S. d. WHG. „Einbringen und Einleiten“ hat in Nr. 4 a dieselbe Bedeutung wie in Nr. 4 des § 3 Abs. 1 WHG.⁹⁴ Es ist in Rechtsprechung und Literatur umstritten, ob die Herstellung von ortsfesten Anlagen in einem Gewässer als „Einbringen“ zu werten ist.⁹⁵ Überwiegend wird jedoch das Errichten von Landesbrücken, das Bauen von Bühnen oder das Verlegen von Kabeln sowie das Aufstellen und Betreiben von Offshore-Windenergieanlagen nicht als „Einbringen von Stoffen“ angesehen.⁹⁶ Dieser Auffassung ist zuzustimmen, da es sich bei einem Einbringen oder Einleiten von Stoffen um Stoffe handeln muss, die sich auflösen oder eine andere wasserwirtschaftlich erhebliche Verbindung mit dem Wasser eingehen können.⁹⁷ Andernfalls wären die Vorschriften der Landeswassergesetze, die für die Errichtung oder wesentliche Änderung von Anlagen in und an Gewässern eine wasserrechtliche Genehmigung vorsehen, überflüssig.⁹⁸

Ebenso ist ein Einleiten von flüssigen Stoffen i. S. d. § 3 Abs. 1 Nr. 4 a WHG in der Regel zu verneinen. Es ist davon auszugehen, dass bei Meeresenergieanlagen jedenfalls in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium keine flüssigen Betriebsstoffe (Schmierstoffe o. ä.) austreten. Im Ergebnis ist auch nicht von einem „Einleiten“ i. S. d. § 3 Abs. 1 Nr. 4 a WHG auszugehen, wenn Wasser unter der Wasseroberfläche Propeller oder Turbinen antreibt. Denn in diesen Fällen wird lediglich das vorhandene Wasser genutzt, aber kein Stoff von außen zugeführt. Eine nachteilige Veränderung des Wasserzustandes tritt nicht ein. Dagegen spricht auch nicht § 8 Abs. 2 Satz 3 WHG, nach dem abweichend von § 8 Abs. 2 Satz 2 WHG eine Bewilligung für das Wiedereinleiten von nicht nachteilig verändertem Triebwasser bei Ausleitungskraftwerken erteilt werden darf. Denn bei Ausleitungskraftwerken wird das durch die Wehranlage aufgestaute Wasser über einen Kanal zu einem Krafthaus geleitet, welches nicht direkt bei der Wehranlage steht.⁹⁹

Für Osmosekraftwerke wird dagegen regelmäßig eine erlaubnis- oder bewilligungspflichtige Benutzung i. S. d. § 3 WHG vorliegen. Denn diese Kraftwerke befinden sich außerhalb des eigentlichen Gewässers und leiten nach Durchmischung des salz- und nicht salzhaltigen Wassers dieses wieder in das Gewässer ein.

In der Regel ist daher davon auszugehen, dass Meeresenergieanlagen – mit Ausnahme der Osmosekraftwerke – nicht der wasserrechtlichen Erlaubnis oder Bewilligung bedürfen.

⁹⁴ Vgl. Cychowski/Reinhard, Wasserhaushaltsgesetz, 2007, § 3, Rn. 41.

⁹⁵ Vgl. die zahlreichen Beispiele aus der Rechtsprechung bei Karenfort/Stopp, DVBl 2007, S. 863 (867, Fußnote 27).

⁹⁶ Cychowski/Reinhard, Wasserhaushaltsgesetz, 2007, § 3, Rn. 42.

⁹⁷ Cychowski/Reinhard, Wasserhaushaltsgesetz, 2007, § 3, Rn. 26.

⁹⁸ Vgl. Karenfort/Stopp, DVBl 2007, S. 863 (867) m.w.N.

⁹⁹ Vgl. Karenfort/Stopp, DVBl 2007, S. 863 (867).

2. Genehmigungserfordernis nach Landeswasserrecht
Hinsichtlich der Genehmigungsbedürftigkeit nach Landeswasserrecht bestehen in den Bundesländern unterschiedliche Regelungen.

a) Niedersachsen

In Niedersachsen bedürfen Meeresenergieanlagen als Anlagen in oder an Küstengewässern gemäß §§ 133, 91 des niedersächsischen Wassergesetzes (NWG) der Genehmigung der zuständigen Landeswasserbehörde. Gemäß § 133 NWG darf die Genehmigung nur versagt oder mit Bedingungen oder Auflagen erteilt werden, wenn anderenfalls durch die Anlage das Wohl der Allgemeinheit gefährdet würde. Der Begriff des Allgemeinwohls ist weit auszulegen und bezieht sich nicht nur auf Beeinträchtigungen der wasserwirtschaftlichen Ordnung, sondern erfasst öffentliche Belange und Interessen auch auf anderen Gebieten.¹⁰⁰ Im Einzelnen stellt § 133 NWG darauf ab, ob durch die Anlage der Wasserfluss oder die Schiffbarkeit in den Hafeneinfahrten oder Außentiefs oder die Strömungsverhältnisse in Küstenwässern beeinträchtigt oder die Küstenschutzwerke gefährdet würden.

Im Einzelfall kann mit der Errichtung einer Meeresenergieanlage auch eine Umgestaltung eines Küstengewässers bzw. die Herstellung, Beseitigung oder wesentliche Änderung von Bauten des Küstenschutzes verbunden sein, so dass gemäß § 132 NWG grundsätzlich ein Planfeststellungsverfahren durchgeführt werden muss. Beispielsweise kann die Errichtung eines Gezeitenkraftwerks, für das ein Damm errichtet wird, planfeststellungsbedürftig sein. In der Regel werden Meeresenergieanlagen aber nicht dem § 132 NWG unterfallen.

b) Schleswig-Holstein

In Schleswig-Holstein bedarf gemäß § 77 LWG SH die Errichtung, Beseitigung oder wesentliche Änderung von Küstenschutzanlagen wie Lahnungen, Bühnen, Mauern, Deckwerken, Sielen, Schleusen oder Dämmen und sonstigen Anlagen an der Küste wie Brücken, Treppen, Stege, Pfahlwerke, Zäune, Rohr- und Kabelleitungen oder Wege sowie Vorhaben zur Landgewinnung am Meer der Genehmigung der unteren Küstenschutzbehörde. Meeresenergieanlagen unterfallen – auch wenn sie nicht ausdrücklich genannt werden – den „sonstigen Anlagen“. Wortlaut und die genannten Regelbeispiele sprechen dafür, dass die Vorschrift anders als in Niedersachsen nicht für das gesamte Küstenmeer, sondern nur auf Vorhaben in unmittelbarer Küstennähe anwendbar ist. Die Genehmigung ist nach § 77 Abs. 1 Satz 2 LWG SH zu versagen, wenn von der Anlage eine Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit, in-

¹⁰⁰ Vgl. Karenfort/Stopp, DVBl 2007, S. 863 (867 f. m.w.N.).

sbesondere der Belange des Küstenschutzes oder der öffentlichen Sicherheit zu erwarten ist, die nicht durch Auflagen verhütet oder ausgeglichen werden kann.

Gemäß § 78 Abs. 3 i. V. m. Abs. 1 Nr. 6 LWG-SH sind Bohrungen auf dem Meeresgrund in einer Tiefe von weniger als 6 m Wassertiefe unter Seekarten-Null und einer Entfernung zur Küstenlinie von weniger als 200 m grundsätzlich verboten. Diese Vorschrift kann im Zusammenhang mit der Errichtung von Fundamenten von Meeresenergieanlagen relevant sein.

c) Mecklenburg-Vorpommern

In Mecklenburg-Vorpommern unterliegt die Errichtung, wesentliche Änderung oder Beseitigung baulicher Anlagen an Küstengewässern in einem Abstand von 200 Metern land- und seewärts von der Mittelwasserlinie sowie im Vorstrandbereich gemäß § 89 Abs. 1 LWaG MV lediglich der Anzeigepflicht der zuständigen Wasserbehörde. Gemäß § 89 Abs. 2 LWaG MV ist das Vorhaben zu untersagen, wenn es nicht mit den Belangen des Küstenschutzes als öffentliche Aufgabe vereinbar ist. Die Errichtung von Meeresenergieanlagen in Mecklenburg-Vorpommern bedarf damit keiner Genehmigung nach Landeswasserrecht.

d) Zwischenergebnis

Der Anwendungsbereich der Genehmigungstatbestände ist in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern auf Anlagen in unmittelbarer Küstennähe bzw. auf einen 200 m – Bereich von der Mittelwasserlinie aus beschränkt und daher für Meeresenergieanlagen nur eingeschränkt relevant. Einzig in Niedersachsen unterfallen Meeresenergieanlagen im gesamten Küstenbereich der Genehmigungspflicht nach Landeswasserrecht.

Die Versagung einer Genehmigung wird nur in Ausnahmefällen in Betracht kommen. In der Regel wird von Meeresenergieanlagen keine Gefährdung der Allgemeinheit bzw. keine Beeinträchtigung des Küstenschutzes ausgehen. Möglicherweise können Meeresenergieanlage im Einzelfall die Strömungsverhältnisse beeinträchtigen (vgl. § 133 LWG Nds.).

3. Strom- und schifffahrtspolizeiliche Genehmigung

Für die Errichtung und den Betrieb einer Anlage in, über oder unter einer Bundeswasserstraße oder an ihrem Ufer gemäß § 31 Abs. 1 Nr. 2 Wasserstraßengesetz (WaStrG) ist eine strom- und schifffahrtspolizeiliche Genehmigung zu beantragen, wenn durch die beabsichtigte Maßnahme eine Beeinträchtigung des für die Schifffahrt erforderlichen Zustandes der Bundeswasserstraße oder der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs zu erwarten ist. Seewasserstraßen sind gemäß § 1 Abs. 2 Bundeswasser-

straßengesetz die Flächen zwischen der Küstenlinie bei mittlerem Hochwasser oder der seewärtigen Begrenzung der Binnenwasserstraßen und der seewärtigen Begrenzung des Küstenmeeres. Gemäß § 31 Abs. 5 darf die Genehmigung nur versagt werden, wenn durch die beabsichtigte Maßnahme eine Beeinträchtigung des für die Schifffahrt erforderlichen Zustandes der Bundeswasserstraße oder der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs zu erwarten ist, die durch Bedingungen und Auflagen weder verhütet noch ausgeglichen werden kann. Allerdings darf die Genehmigung gleichwohl aus Gründen des Wohls der Allgemeinheit erteilt werden, wenn diese Bedingungen und Auflagen nicht möglich sind.

4. Regelungsbedarf

Ein spezifischer Regelungsbedarf bei den wasserrechtlichen Vorschriften im Hinblick auf Meeresenergie ist nicht festzustellen. Der Anwendungsbereich der Genehmigungstatbestände der Landeswassergesetze ist in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern von vorneherein auf küstennahe Anlagen beschränkt. Im Übrigen stehen die Genehmigungstatbestände in allen Küstenländern der Genehmigung von Meeresenergieanlagen in der Regel nicht entgegen und können damit nicht als relevantes Genehmigungshindernis angesehen werden.

Die Regelungen des WStrG können Meeresenergieanlagen im Einzelfall entgegenstehen, sind aber im Hinblick auf die berechtigten Interessen der Schifffahrt nicht unverhältnismäßig.

Im Ergebnis sind daher keine wesentlichen Genehmigungshindernisse durch die wasserrechtlichen Regelungen festzustellen, so dass kein Regelungsbedarf besteht.

III. Baurecht

Baurechtliche Anforderungen können sich insbesondere aus den Landesbauordnungen und dem Bauplanungsrecht ergeben.

1. Genehmigungsbedürftigkeit nach Landesbauordnungen

Nach den Landesbauordnungen bedarf die Errichtung, die Änderung usw. von baulichen Anlagen der Baugenehmigung. Bei Anlagen zur Nutzung der Meeresenergie bedarf es einer Prüfung im Einzelfall, ob eine Baugenehmigung erforderlich ist. Bauliche Anlagen sind mit dem Erdboden verbundene oder auf ihm ruhende, aus Bauprodukten hergestellte Anlagen (vgl. § 2 Abs. 1 Satz 1 der niedersächsischen Bauordnung¹⁰¹). Problematisch ist das Merkmal „mit dem Erdboden verbunden“: es ist unklar, ob der Meeresuntergrund als Erdboden angesehen werden kann. Für Offshore-Windenergieanlagen wird ganz überwiegend angenommen, dass diese baulichen Anlagen i. S. d. Landesbauordnungen sind.¹⁰² Weiterhin stellt sich die Frage, ob bei schwim-

¹⁰¹Niedersächsische Bauordnung (NBauO) vom 10.2.2003 (Nds. GVBl. 2003, S. 89), zuletzt geändert durch Gesetz vom 10.12.2008 (Nds. GVBl. S. 381).

¹⁰² Vgl. die Nachweise bei Karenfort/Stopp, DVBl 2007, S. 863 (868, Fn. 39).

menden Anlagen eine bloße Verankerung im Meeresboden durch Stahlseile o. ä. ausreichend ist oder ob eine feste Gründung wie beispielsweise bei Offshore-Windenergieanlagen erforderlich ist. Wiederum sind die Unterschiede in den Landesbauordnungen zu berücksichtigen (vgl. z.B. die weite Definition in § 2 Nr. 1 Satz 1 der Landesbauordnung Mecklenburg-Vorpommern¹⁰³, nach der eine Verbindung mit dem Erdboden u. a. auch dann besteht, wenn die Anlage nach ihrem Verwendungszweck dazu bestimmt ist, überwiegend ortsfest genutzt zu werden).¹⁰⁴

Überwiegendes spricht dafür, Meeresenergieanlagen im Küstenmeer im Regelfall als bauliche Anlage im Sinne der Landesbauordnungen anzusehen. Der Geltungsbereich der Landesbauordnungen erstreckt sich auf das Küstenmeer. Dem Wortlaut nach kann auch der Meeresuntergrund als „Erdboden“ betrachtet werden. Ob eine Meeresenergieanlage eine feste Gründung wie eine Offshore-Windenergieanlage besitzt oder lediglich durch Stahlseile o.ä. mit dem Meeresgrund verbunden ist, ist lediglich eine technische Frage, kann eine unterschiedliche Behandlung aber nicht rechtfertigen, da in jedem Fall eine ortsfeste Nutzung vorliegt. Es bestehen daher keine Gründe, Meeresenergieanlagen im Küstenmeer bauordnungsrechtlich anders als Offshore-Windenergieanlagen zu behandeln. Die abweichende Auffassung von *Karenfort/Stopp*¹⁰⁵ ist daher abzulehnen. Soweit diese darauf abstellen, dass Meeresenergieanlagen in vielen Fällen keine bauordnungsrechtlichen Belange berühren, ist dem zu entgegen, dass dies nicht von vornherein pauschal angenommen werden kann, sondern einer Prüfung im Einzelfall bedarf.

2. Bauplanungsrechtliche Einordnung des Küstenmeeres

Ein weiteres Problem besteht hinsichtlich der Frage, wie die regelmäßig gemeindefreien Gebiete im Küstenmeer planungsrechtlich zu beurteilen sind. Teilweise wird vertreten, dass es sich gemäß § 35 des Baugesetzbuches (BauGB) – direkt oder analog – um Außenbereich handelt. Gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 5 sind Vorhaben, die der Erforschung, Entwicklung oder Nutzung der Wind- oder Wasserenergie dienen – also sämtliche der hier betrachteten Typen von Meeresenergieanlagen – im Außenbereich privilegiert. Teilweise wird die Anwendbarkeit des § 35 BauGB aber auch verneint, da das Küstenmeer generell keiner Planung zugänglich sei.¹⁰⁶ Im Hinblick auf den Zweck der Regelung – § 35 BauGB begründet ein weitgehendes Bauverbot im Außenbereich – spricht jedoch überwiegendes dafür, § 35 BauGB auch im gemeindefreien Küstenmeer anzuwenden.¹⁰⁷

3 Regelungsbedarf

Die geschilderten Auslegungsprobleme bezüglich der Genehmigungsbedürftigkeit von Meeresenergieanlagen nach den Lan-

103 Landesbauordnung Mecklenburg-Vorpommern (LBauO M-V) vom 18.4.2006 (GVObI. M-V 2006, S. 102), zuletzt geändert durch Gesetz vom 23. Mai 2006 (GVObI. M-V S. 194) – Änderung gegenstandslos gemäß Entscheidung des Landesverfassungsgerichts vom 26. Juli 2007 (GVObI. M-V S. 318).

104 Vgl. zur Frage, ob Meeresenergieanlagen einer Baugenehmigung bedürfen *Karenfort/Stopp*, DVBl 2007, S. 863 (868 f. m.w.N.).

105 Vgl. *Karenfort/Stopp*, DVBl 2007, S. 863 (868 f.).

106 Vgl. *Karenfort/Stopp*, DVBl 2007, S. 863 (869 m.w.N.).

107 Zu diesem Ergebnis kommt auch *Rosenbaum*, Errichtung und Betrieb von Windenergieanlagen im Offshore-Bereich, S. 235 ff.

desbauordnungen sollten durch Klarstellungen in den Landesgesetzen gelöst werden. Es sollte geregelt werden, dass Meeresenergieanlagen als bauliche Anlagen gelten.¹⁰⁸ Weiterhin sollte klargestellt werden, dass § 35 BauGB auch im gemeindefreien Küstenmeer gilt.

Die vorgeschlagenen Klarstellungen sind für die Genehmigungsfähigkeit von Meeresenergieanlagen aber keine Bedingung; die geltende Rechtslage steht der grundsätzlichen Genehmigungsfähigkeit von Meeresenergieanlagen im Küstenmeer nicht entgegen.

IV. Immissionsschutzrecht

Anlagen zur Nutzung der Meeresenergie unterfallen ohne weiteres dem weiten Anlagenbegriff des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG), sind jedoch nicht in der 4. BImSchV genannt, so dass sie nicht genehmigungspflichtig nach dem BImSchG sind. Zu berücksichtigen sind jedoch die Vorschriften über nicht genehmigungsbedürftige Anlagen gemäß §§ 22 ff. BImSchG.¹⁰⁹

Änderungsbedarf ist nicht erkennbar. Die Regelung des § 22 BImSchG, wonach schädliche Umwelteinwirkungen zu verhindern sind, soweit sie nach dem Stand der Technik vermeidbar sind, und nach dem Stand der Technik unvermeidbare schädliche Umwelteinwirkungen auf ein Mindestmaß beschränkt werden müssen, ist im Hinblick auf die potentiellen Umweltauswirkungen von Meeresenergieanlagen sinnvoll. Es ist auch nicht ersichtlich, dass diese Regelung ein spezifisches Genehmigungshindernis darstellt.

V. Sonstige naturschutzrechtliche Regelungen

Neben den bereits besprochenen Schutzgebietsausweisungen ist im Rahmen des Genehmigungsverfahrens im Küstenmeer die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung zu berücksichtigen. Beeinträchtigungen der Landschaft und der Natur sind nach § 19 Abs. 1 BNatSchG (bzw. der entsprechenden Landesregelungen)¹¹⁰, soweit sie vermeidbar sind, zu unterlassen. Unvermeidbare Beeinträchtigungen sind gemäß § 19 Abs. 2 BNatSchG auszugleichen oder zu kompensieren. Ist eine Vermeidung bzw. ein Ausgleich oder Kompensation nicht möglich, so darf der Eingriff nach § 19 Abs. 3 BNatSchG nicht zugelassen werden, wenn die Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege vorgehen. Die Länder können vorsehen, dass anstatt eines Ausgleichs bzw. einer Kompensation die Zahlung in Geld möglich ist. Diese Möglichkeit ist in Mecklenburg-Vorpommern in § 15 Abs. 6 LNatG M-V, in Niedersachsen in § 12 b Abs. 1 Satz 1 NNatG und in Schleswig-Holstein in § 12 Abs. 3 Satz 1 LNatSchG SH vorgesehen.

¹⁰⁸ Vgl. auch § 2 Abs. 1 Satz 3 Nr. 10 Landesbauordnung für das Land Schleswig-Holstein (LBO) vom 22.1.2009 (GVOBl. Schl-H 2009, S. 6), wonach Sportboothäfen als bauliche Anlagen gelten.

¹⁰⁹ Vgl. Karenfort/Stopp, DVBl 2007, S. 863 (869 m.w.N.).

¹¹⁰ Vgl. Niedersächsisches Naturschutzgesetz (NNatG) vom 11. April 1994 (Nds.GVBl. 1994, S.155), zuletzt geändert durch Art.4 des Gesetzes v. 26.4.2007 (Nds.GVBl. S. 161); schleswig-holsteinisches Gesetz zum Schutz der Natur (Landesnaturschutzgesetz – LNatSchG S-H) vom 6. März 2007 (GVOBl. Schl-H S. 136, ber. S. 250), zuletzt geändert durch Artikel 11 des Gesetzes v. 12.12.2008 (GVOBl. Schl-H S. 791); Gesetz zum Schutz der Natur und der Landschaft im Lande Mecklenburg-Vorpommern (Landesnaturschutzgesetz – LNatG M-V) vom 22. Oktober 2002 (GVOBl. M-V 2003, S. 1), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 14. Juli 2006 (GVOBl. M-V S. 560).

Als Eingriffe i. S. d. § 18 Abs. 1 BNatSchG (bzw. der entsprechenden Landesregelungen) kommen vor allem optische und akustische Auswirkungen durch die Meeresenergieanlagen auf die Landschaft und die Natur in Betracht. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass wesentliche Teile der Meeresströmungskraftwerke, Wellenenergiekraftwerke und Osmosekraftwerke unter Wasser liegen und insofern optische Auswirkungen – im Gegensatz zu den optischen Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen – begrenzt sind. Eine Entstellung der typischen Eigenart der Meeres- und Küstenlandschaft kann somit größtenteils verhindert werden. Die Einwirkung auf die Natur durch Geräusche im Wasser, insbesondere die Beeinträchtigung des Lebensraums der Meerestiere durch Schall und Vibrationen, ist jedoch möglich. Auch kann von unter Wasser drehenden Rotorblättern und andere technischen Geräten eine Gefahr für im Wasser schwimmende Tiere ausgehen. Eine Geräuschbelastung außerhalb des Wassers, beispielsweise für Brut- und Rastvögel, wird dagegen – je nach Anlagentyp – weniger bedeutsam sein.

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens ist weiterhin der Grundsatz des § 2 Abs. 1 Nr. 4 BNatSchG zu berücksichtigen. Danach sind die natürlichen Gewässer zu erhalten und vor Verunreinigungen zu schützen.

In Mecklenburg-Vorpommern darf gemäß § 19 Abs. 1 Satz 2 LNatG M-V in einem Abstand von 200 m land- und seewärts von der Mittelwasserlinie nicht gebaut werden. Eine Ausnahme ist nach § 19 Abs. 2 Nr. 5 LNatG M-V für Wirtschaftsbetriebe, die auf einen Standort dieser Art angewiesen sind, vorgesehen. Meeresenergieanlagen sind Wirtschaftsbetriebe und auf einen Standort im Meer zur Erreichung ihres Zweckes der Energieerzeugung angewiesen. Infolgedessen können Meeresenergieanlagen auch in einem geringeren Abstand zur Küste errichtet werden.

Eine ähnliche Regelung existiert auch in Schleswig-Holstein. Gemäß § 26 Abs. 1 LNatSchG SH dürfen bauliche Anlagen in einem Abstand von 100 m landwärts von der Küstenlinie nicht errichtet werden. Auch § 26 LNatSchG SH enthält verschiedene Ausnahmen.

Regelungsbedarf ist nicht zu erkennen. Die Genehmigung von Meeresenergieanlagen unterfällt grundsätzlich den gleichen naturschutzrechtlichen Regelungen wie Offshore-Windparks. Ein spezifisches Genehmigungshindernis für Meeresenergieanlagen ist in diesen Regelungen nicht zu sehen.

VI. Bergrecht

Meeresenergieanlagen unterfallen nicht dem Bundesberggesetz (BBergG)¹¹¹, da der sachliche Geltungsbereich nach § 2 BBergG nicht eröffnet ist. Die Meeresenergienutzung steht nicht im Zusammenhang mit der Nutzung bergfreier oder grundeigener Bodenschätze, da das benötigte Wasser ausdrücklich nicht zu diesen Bodenschätzen gehört

¹¹¹ Bundesberggesetz (BBergG) vom 13.8.1980 (BGBl. I, S. 1310), zuletzt geändert durch Artikel 15a des Gesetzes v. 31.7.2009 (BGBl. I, S. 2585).

(§ 3 Abs. 1 BBergG). Auch das Osmosekraftwerk, bei welchem der unterschiedliche Salzgehalt zwischen Süß- und Salzwasser genutzt wird, unterfällt nicht dem BBergG, da zur Energiegewinnung letztlich nur das in die andere Kammer fließende Wasser genutzt wird. Außerdem wird das Salz nicht, wie in § 2 Abs. 1 BBergG vorausgesetzt, aufgesucht, gewonnen oder aufbereitet.

Allerdings ist im Bereich des Festlandssockels Deutschlands für Unterwasserkabel (§ 2 Abs. 3 BBergG), deren Errichtung und Betrieb im Zusammenhang mit der Energielieferung ans Festland auch für die Meeresenergieanlagen nötig ist, eine Genehmigung nach § 133 Abs. 1, 4 BBergG erforderlich.

VII. Umweltverträglichkeitsprüfung

Gemäß § 3 UVPG i. V. m. Nr. 13.14 der Anlage 1 zu UVPG sind Wasserkraftanlagen – darunter fallen auch Meeresenergieanlagen – UVP-pflichtig, wenn die Vorschriften des jeweiligen Landesrechts dies vorschreiben.

In Niedersachsen und Schleswig-Holstein ist für den Bau einer Wasserkraftanlage jeweils eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen.¹¹² Gemäß § 3 LUVPG M-V¹¹³ i.V.m. Nr. 15 der Anlage 1 zum LUVPG M-V ist für Mecklenburg-Vorpommern eine Differenzierung hinsichtlich der Auswirkungen der Wasserkraftanlagen vorzunehmen. Während für Wasserkraftanlagen, die mit einem Gewässer Ausbau nach § 31 WHG verbunden sind (Nr. 15 a der Anlage 1 zum LUVPG M-V) eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen ist, ist bei Wasserkraftanlagen mit unverändertem Wasserstand und Ausbauzustand des Gewässers (Nr. 15b der Anlage 1 zum LUVPG M-V) lediglich eine standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls erforderlich. Da § 31 WHG nicht im Bereich des Küstenmeeres gilt¹¹⁴, ist in Mecklenburg-Vorpommern eine standortbezogene Prüfung des Einzelfalls stets erforderlich.

Die landesrechtlichen Regelungen zur UVP-Pflichtigkeit sind grundsätzlich zu begrüßen. Bei der in Mecklenburg-Vorpommern vorzunehmenden standortbezogenen Prüfung des Einzelfalls sind jedoch nur standortspezifische und keine vorhabenspezifische Kriterien zu prüfen. Dies ist im Hinblick darauf, dass die Umweltauswirkungen der verschiedenen Typen von Meeresenergieanlagen noch nicht hinreichend bekannt sind, nicht sinnvoll. Daher sollte auch in Mecklenburg-Vorpommern eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls durchgeführt werden.

¹¹² Vgl. § 3 NUVPG i.V.m. Nr. 12 der Anlage 1 zum NUVPG (Niedersächsisches Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung) vom 30.4.2007 (Nds. GVBl. 2007, S. 179), zuletzt geändert durch Gesetz v. 24.9.2009 (Nds. GVBl. S. 361); § 3 LUVPG SH i.V.m. Nr. 1.14 der Anlage 1 zum LUVPG SH (Landesgesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung) vom 13.5.2003 (GVObI. Schl-H 2003, S. 246), zuletzt geändert durch Gesetz v. 17.8.2007 (GVObI. Schl-H S. 426).

¹¹³ Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in Mecklenburg-Vorpommern (Landes-UVP-Gesetz – LUVPG M-V) vom 1.11.2006 (GVPBl. M-V 2006, S. 814), zuletzt geändert durch Gesetz v. 9.2.2009 (GVObI. M-V S. 238).

¹¹⁴ Dies ergibt sich aus der Systematik des Gesetzes, da die Vorschrift im zweiten Teil des WHG enthalten ist, der ausschließlich Bestimmungen für oberirdische Binnengewässer enthält, vgl. Czychowski/Reinhard, WHG, 9. Aufl. 2007, § 31 Rn. 16.

VIII. Netzanbindung

Hinsichtlich der Netzanbindung im Küstenmeer wird auf die Ausführungen unter B III zur Netzanbindung in der AWZ verwiesen. Es sind insoweit die gleichen rechtlichen Probleme zu berücksichtigen. In tatsächlicher Hinsicht müssen aufgrund der geringeren Entfernung zum Festland bei Meeresenergieanlagen im Küstenmeer regelmäßig geringere Kosten für die Netzanbindung anfallen als für Anlagen in der AWZ.

D. Zusammenfassendes Fazit und zusammenfassende Thesen

Die bestehenden Regelungen sind im Wesentlichen ausreichend, um die Errichtung von Meeresenergieanlagen sowohl in der AWZ wie auch im Küstenmeer rechtlich beurteilen zu können. Um das gemäß der Studie geringe Potenzial von Meeresenergieanlagen rechtlich nicht noch weiter zu schmälern, bieten sich – gewissermaßen als positive Impulse – einige Erleichterungen und Klarstellungen zugunsten der Errichtung von Meeresenergieanlagen an, die in der nachfolgenden Zusammenfassung nochmals hervorgehoben sind. Die detaillierteren Regelungen – wie beispielsweise die Entwicklung von BSH-Standards – sind aber nur im Falle eines größeren Bedarfs empfehlenswert.

1. Für die rechtliche Beurteilung ist der Standort der Meeresenergieanlagen – AWZ oder Küstenmeer – entscheidend, da in der nicht mehr dem Staatsgebiet der Bundesrepublik zugehörigen AWZ ein anderes Genehmigungsregime als im Küstenmeer, welches grundsätzlich dem des Festlandes entspricht, einschlägig ist.
2. Die SeeAnIV ist grundsätzlich die für alle Typen von Meeresenergieanlagen in der AWZ einschlägige Genehmigungsgrundlage. Eine Befreiung von der Genehmigungspflicht kommt für Meeresenergieanlagen in der Regel nicht in Betracht.
3. Die SeeAnIV berücksichtigt insbesondere aufgrund der weiten Formulierungen der Versagungstatbestände (Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs, Gefährdung der Meeresumwelt) grundsätzlich sämtliche von Meeresenergieanlagen potenziell ausgehenden Gefährdungen. Es besteht daher kein Regelungsbedarf bezüglich der Genehmigungstatbestände der SeeAnIV. Die im Rahmen der Genehmigung zu berücksichtigenden „sonstigen überwiegend öffentlichen Belange“ sind grundsätzlich nicht als relevantes Genehmigungshindernis für Meeresenergieanlagen einzustufen.
4. Meeresenergieanlagen sind in Natura2000-Gebieten nicht von vornherein unzulässig. Es ist eine Verträglichkeitsprüfung im Einzelfall erforderlich. Die Regelung eines Ausschlusses von Meeresenergieanlagen in Natura2000-Gebieten – entsprechend der Regelung für Offshore-Windenergieanlagen in der Raumordnung für die AWZ – ist nicht sinnvoll.
5. Die Anwendung der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung für Meeresenergieanlagen in der AWZ mit dem zum 01.03.2010 in Kraft tretenden neuen BNatSchG ist nicht sinnvoll, da die Umweltauswirkungen von Meeresenergieanlagen mehr noch als bei Offshore-Windenergieanlagen nicht hinreichend bekannt sind. Daher sollte entsprechend der Regelung für Offshore-Windenergieanlagen die Anwendung der Eingriffsregelung in der AWZ auch für Meeresenergieanlagen für einen Übergangszeitraum ausgeschlossen sein. Der besondere Artenschutz und besonders geschützte Biotope sind soweit einschlägig zu beachten.

6. Mittelfristig Erforderlichenfalls sollten auch für den Bereich Meeresenergie Standards zu den Bereichen Umweltauswirkungen, konstruktive Ausführung und Baugrunderkundung entsprechend den Standards für Offshore-Windparks geschaffen werden. Aufgrund der geringen Kenntnisse über die Umweltauswirkungen und des frühen Entwicklungsstandes der zahlreichen in Betracht kommenden Technologien sind konkrete fachliche Vorgaben zum jetzigen Zeitpunkt nur sehr eingeschränkt möglich.
7. Im UVPG sollte klargestellt werden, dass für Wasserkraftanlagen in der AWZ eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3 c Abs. 1 Satz 1 UVPG durchzuführen ist.
8. Die Kosten für Umweltuntersuchungen im Genehmigungsverfahren für Meeresenergieanlagen sollten gegenüber soweit vertretbar und möglich durch Bezugnahmen auf bestehende Untersuchungen den entsprechenden Kosten im Genehmigungsverfahren für Offshore-Windparks gesenkt werden, da diese Kosten bei Meeresenergieanlagen im Verhältnis zu den entsprechenden Kosten im Genehmigungsverfahren für Offshore-Windparks einen wesentliche höheren Anteil an den Gesamtkosten ausmachen und damit im Einzelfall ein Realisierungshindernis darstellen können. Soweit dies naturschutzfachlich vertretbar ist, sollte ein zukünftiger BSH-Standard bzgl. der Umweltuntersuchungen im Genehmigungsverfahren für Meeresenergieanlagen daher geringere Anforderungen hinsichtlich Anzahl und Dauer der Einzeluntersuchungen stellen.
9. Zwischen Wind- und Meeresenergie können Synergieeffekte durch die gemeinsame Nutzung von Umweltuntersuchungen realisiert werden. Eine Änderung der einschlägigen Rechtsvorschriften ist dazu jedoch nicht erforderlich.
10. Wegen der dynamischen Entwicklung im Windenergiebereich ist das größte Problem in der AWZ derzeit die Steuerung von konkurrierenden Nutzungen. Die zu diesem Zweck ergangene Raumordnung für die AWZ enthält Vorranggebiete für Windenergie, berücksichtigt Meeresenergie jedoch nicht. Meeresenergieanlagen in Vorranggebieten für Windenergieanlagen sind grundsätzlich ausgeschlossen, wenn sie raumbedeutsam sind. Außerhalb von Vorranggebieten können Meeresenergieanlagen genehmigt werden, wenn die Genehmigungsvoraussetzungen vorliegen.
11. Die rechtliche Steuerung von Nutzungskonflikten in der AWZ ist auf absehbare Zeit vorrangig im Hinblick auf die Windenergie von Relevanz. Die Entwicklung ist noch nicht abgeschlossen (vgl. Raumordnung für die AWZ, geplante Novellierung der Seeanlagenverordnung). Dessen ungeachtet könnten in der Raumordnung auch für Meeresenergie Vorranggebiete als Pilotflächen ausgewiesen werden, ohne dass damit eine Ausschlusswirkung verbunden ist. Weiterhin könnte die Prioritätenregelung der Seeanlagenverordnung für das Verhältnis Wind- und Meeresenergie neu geregelt werden mit dem Ziel, einen grundsätzlichen Vorrang von Wind im Sinne eines möglichst effektivi-

ven Klimaschutz zu gewährleisten, ohne jedoch Entwicklungsmöglichkeiten für Meeresenergie zu verhindern.

12. Hinsichtlich des Netzanschlusses unterfallen Meeresenergieanlagen den allgemeinen Regelungen des EEG, nach denen die Netzbetreiber verpflichtet sind, EEG-Anlagen an ihr Netz anzuschließen. Für Meeresenergieanlagen in der AWZ besteht die Besonderheit, dass sich der nächstgelegene Netzverknüpfungspunkt regelmäßig sehr weit entfernt vom Anlagenstandort, nämlich auf dem Festland befindet. Dies kann anteilmäßig sehr hohe Netzanschlusskosten für den Betreiber von Meeresenergieanlagen zur Folge haben.
13. § 17 Abs. 2 a EnWG, nach dem Netzbetreiber die Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen errichten und betreiben müssen, ist für Meeresenergieanlagen nicht einschlägig. Eine entsprechende Regelung sollte daher erforderlichenfalls auch für Meeresenergieanlagen geschaffen werden. Im Hinblick auf den unklaren Wortlaut des § 17 Abs. 2 a Satz 1 EnWG, der zu Rechtsunsicherheiten führt, sollte eine Regelung für Meeresenergieanlagen allerdings präziser gefasst werden. Ein entsprechender Formulierungsvorschlag ist im Gutachten enthalten. Es sind jedoch die weiteren Entwicklungen, insbesondere mögliche Änderungen der SeeAnIV, zu berücksichtigen.
14. Meeresenergieanlagen können weiterhin an bestehende Netzanbindungen für Offshore-Windparks anschließen (vgl. § 17 Abs. 2 a Satz 2 EnWG). Aus diesem Grund könnten Standorte in der Nähe von Windparks besonders geeignet sein. Regelungsbedarf besteht insoweit nicht.
15. In Küstennähe ist der Raum für die Realisierung von Meeresenergieprojekten durch planerische Festsetzungen insbesondere von Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebieten für den Naturschutz in den Landesraumordnungen und durch naturschutzrechtliche Schutzgebietsausweisungen begrenzt. Anders als Windenergie wird Meeresenergie in den Landesraumordnungen soweit ersichtlich nicht berücksichtigt. Daher sollten erforderlichenfalls auch in Küstennähe geeignete Standorte als Vorranggebiete für Meeresenergie festgelegt werden. Im Hinblick auf die Netzanbindung bieten sich ggf. Standorte in der Nähe von Windparks an.
16. Die Errichtung von Meeresenergieanlagen stellt in der Regel keine erlaubnis- oder bewilligungspflichtige Benutzung im Sinne des WHG dar. Anderes gilt für Osmosekraftwerke. Zu berücksichtigen sind allerdings die unterschiedlich ausgestatteten Genehmigungserfordernisse nach Landeswasserrecht. Weiterhin kann im Einzelfall eine strom- und schiffahrtspolizeiliche Genehmigung erforderlich sein. Die wasserrechtlichen Regelungen stehen der Genehmigung von Meeresenergieanlagen in der Regel nicht entgegen und können daher nicht als relevante Genehmigungshindernisse angesehen werden. Auch ist nicht erkennbar, dass die Regelungen zu einer unverhältnismäßigen Benachteiligung von Meeresenergieanlagen gegenüber anderen Interessen führen. Es besteht daher kein Regelungsbedarf.

17. In den Landesbauordnungen sollten Klarstellungen erfolgen, dass Meeresenergieanlagen als bauliche Anlagen gelten. Weiterhin sollte die Anwendbarkeit des § 35 BauGB im gemeindefreien Küstenmeer klargestellt werden. Sofern diese Klarstellungen nicht erfolgten, stünde dies der grundsätzlichen Genehmigungsfähigkeit von Meeresenergieanlagen aber nicht entgegen.
18. Meeresenergieanlagen sind keine nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungspflichtigen Anlagen. Die für Meeresenergie einschlägigen Regelungen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes sind nicht als relevante Genehmigungshindernisse anzusehen, so dass keine Änderungsbedarf besteht.
19. Auch hinsichtlich der einschlägigen naturschutzrechtlichen Regelungen besteht kein spezifischer Regelungsbedarf im Hinblick auf Meeresenergie.
20. Das LUVPG Mecklenburg-Vorpommern sieht eine lediglich standortbezogene Prüfung des Einzelfalls für Meeresenergieanlagen vor. Diese Regelung sollte dahingehend geändert werden, dass entsprechend der Rechtslage in Niedersachsen und Schleswig-Holstein eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen ist.

Teil B

Stand der Forschung- und Entwicklung zur Nutzung der Meeresenergie am Industriestandort Deutschland

und

Chancen für die deutsche Industrie im Ausland

11 Problemstellung

Die Untersuchungen dieser Studie zeigen, dass in der deutschen Nord- und Ostsee nur ein geringes theoretisches, technisches und Potenzial unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes zur Nutzung von Strömungs-, Wellen und anderen Meeresenergien vorherrscht. Deshalb ist es unwahrscheinlich, dass sich innerhalb Deutschlands ein Markt für Meeresenergie-Technologien entwickeln wird.

Das weltweite Potenzial für die Nutzung der Meeresenergie wird dagegen als sehr groß abgeschätzt (siehe folgendes Kapitel 12). Darüber hinaus verfügen zahlreiche deutsche Unternehmen eigenen Angaben nach über herausragendes technologisches Wissen, das für Entwicklung, Planung, Zertifizierung, Errichtung, Wartung und Betrieb von Meeresenergieanlagen eingesetzt werden kann oder bereits heute – außerhalb Deutschlands – eingesetzt wird. Vor diesem Hintergrund könnte die sich langsam beschleunigende Weltmarktentwicklung in diesem Segment auch Exportpotenziale für die deutsche Industrie bergen.

Im Vergleich zu europäischen Nachbarn wie Großbritannien, Irland, Portugal, Norwegen und Schweden sowie außereuropäischen Ländern wie Südkorea, Australien, Kanada und USA wurde die Meeresenergie allerdings seitens der deutschen Politik bisher nicht speziell gefördert. Aufgrund des in Deutschland ausreichend vorhandenen Windenergiepotenzials und der gezielten Förderung der Windenergienutzung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz wurde seit dem Jahr 2000 zuerst eine rasante inländische Entwicklung angestoßen. Die daraus resultierende kontinuierliche Weiterentwicklung und Optimierung der Anlagentechnik brachte der deutschen Windenergieindustrie heute eine Spitzenposition im internationalen Vergleich ein¹¹⁵. Damit verbunden sind ein hoher deutscher Wertschöpfungsanteil sowie positive Beschäftigungseffekte¹¹⁶. Im Unterschied zur Meeresenergie wurden die möglichen Ausbaupotenziale der Windenergie On- wie Offshore in Deutschland nie so kritisch gesehen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob es trotz fehlender Anwendungsmöglichkeiten in Deutschland möglich wäre, dass die deutsche Industrie und Wissenschaft auch im Bereich der Meeresenergie-Technologien erfolgreiche Entwicklungen vollziehen kann. Damit verbunden sind Überlegungen darüber, welche Rahmenbedingungen deutsche Unternehmen mit Blick auf das große weltweite Potenzial der Strömungs- und Wellenenergie bräuchten, um in Zukunft eine vergleichbar herausragende Stellung am Weltmarkt einnehmen zu können, wie dies im Bereich der Windenergienutzung gelungen ist. Welche Maßnahmen wären also notwendig, um dem deutschen Maschinen- und Anlagenbau den „Zukunftsmarkt Meeresenergie“ zu erschließen? Und in welchem Verhältnis stünden diese Maßnahmen mit möglichen beschäftigungswirksamen Effekten?

Dieses Spannungsfeld wurde mithilfe einer Branchenumfrage und dem direkten Dialog mit deutschen Unternehmen, die im Bereich Meeresenergie bereits heute aktiv sind oder ihr Interesse an diesem Bereich bekundet haben, untersucht. Der Branchenumfrage ging daher eine Identifikation der relevanten Unternehmen voraus; damit wurde erstmalig systematisch das Engagement der deutschen Industrie im Bereich der Nutzung der Meeresenergie analysiert.

¹¹⁵ Nach Angaben des Bundesverband WindEnergie und VDMA Power Systems belief sich der Anteil deutscher Windenergieanlagentechnologie am Weltmarkt im Jahr 2008 auf über 25%. Die Exportquote für Hersteller mit Produktion in Deutschland lag bei über 80%. [66]

¹¹⁶ Bei Herstellern und Zulieferern der Windenergieindustrie waren 2008 ca. 37.000 Personen direkt beschäftigt; inklusive Vorleistungen und Dienstleistungen waren in der Windenergieindustrie im Jahr 2008 direkt und indirekt ca. 90.000 Personen beschäftigt. [66]

12 Weltweites Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie

In diesem Kapitel werden für jede der Meeresenergieformen die in der Literatur gefundenen Angaben zu dem weltweit vorhandenen theoretischen, technischen, ökologischen und wirtschaftlichen Potenzial dargestellt. Damit soll eine Ausgangsbasis für die Bewertung der möglichen Exportpotenziale deutscher Meeresenergie-Technologie geschaffen werden. Außerdem können damit die in Teil A identifizierten Potenziale in Deutschland in Relation zu den Potenzialen in anderen Erdteilen gesetzt werden.

12.1 Tidenhub

Das weltweit vorhandene theoretische Potenzial der Gezeitenenergie durch Nutzung des Tidenhubs wird global auf etwa 500-1000 TWh/Jahr und für Europa auf rund 105 TWh/Jahr beziffert [52]; diese Werte schließen aber offenbar das theoretische Potenzial zur Nutzung der Strömungsenergie mit ein. Für die Nutzung des Tidenhubs gibt [10] ein Potenzial von etwa 380 TWh/Jahr weltweit an. Die Gezeitenenergie wird darüber hinaus nur zu einem sehr geringen Anteil nutzbar sein, da technische, ökonomische und ökologische Restriktionen begrenzend wirken. Eine Übersicht über den mittleren Tidenhub für unterschiedliche Regionen der Welt zeigt Abb. 12 - 1. Es muss allerdings bei dieser Darstellung beachtet werden, dass besonders vielversprechende Standorte, an denen es durch die natürlichen geografischen Gegebenheiten zu deutlich höheren Werten für den mittleren Tidenhub kommt, dieser Abbildung nicht entnommen werden können.

Damit die in den vorangestellten Abschnitten gemachten Angaben zum Tidenhub an ausgewählten Standorten in Deutschland besser eingeordnet werden können, werden in Tab. 12 - 1 beispielhaft typische Werte für den mittleren Tidenhub an einigen besonders vielversprechenden Standorten der Welt angegeben.

Daraus wird direkt deutlich, wie begrenzt das theoretische Potenzial der Gezeitenenergie durch Nutzung des Tidenhubs in Deutschland in Bezug auf das theoretische Potenzial außerhalb Deutschlands ist.

Tab. 12 - 1 Mittlerer Tidenhub in m für besonders vielversprechende Standorte der Welt. [30]

Standort, Land	MTHB [m]
Severn Estuary, Vereinigtes Königreich, zwischen England und Wales	7,0-8,0
Solway Firth, Vereinigtes Königreich	5,5
Bay of Fundy, Canada	10,0-11,7
Golf von Khambhat, Indien	6,1
Nordfrankreich, Frankreich	7,0

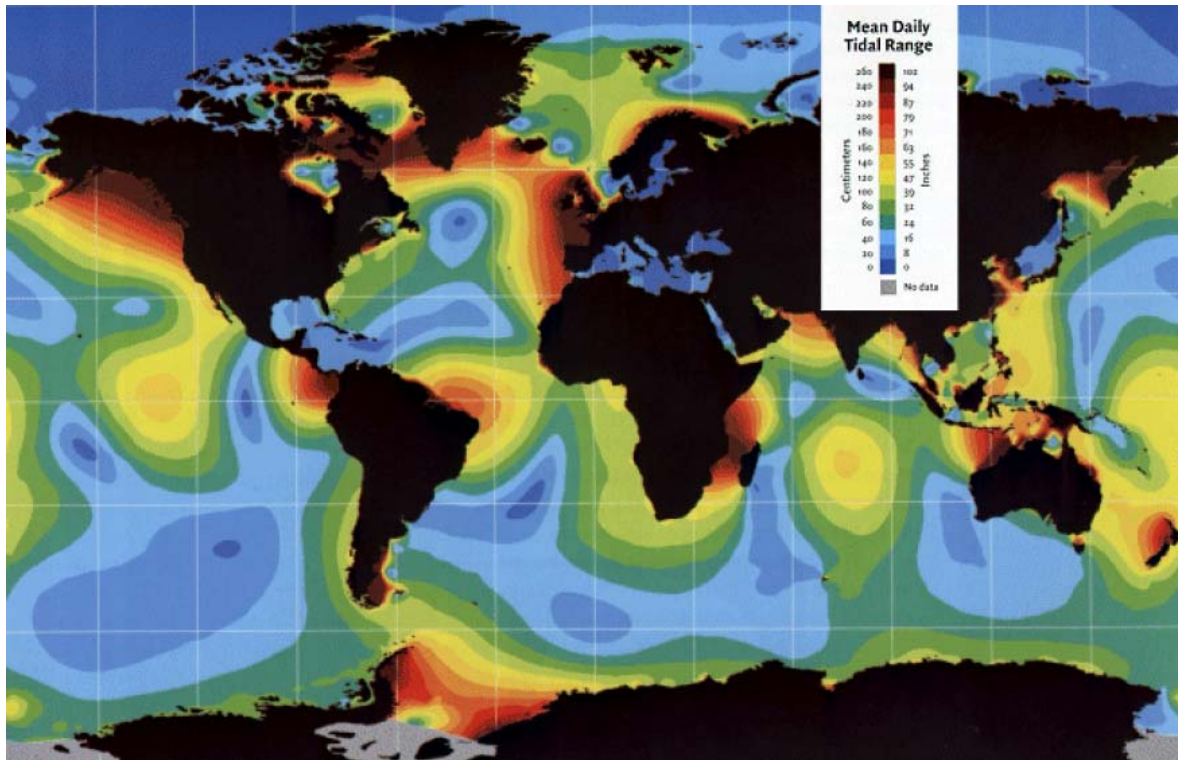


Abb. 12 - 1 Mittlerer Tidenhub für unterschiedliche Regionen der Welt (Skala von dunkelblau = 0 cm bis dunkelrot = 260 cm) [53]

12.2 Wellen

Das weltweite theoretische Potenzial der Wellenleistung in Gewässern tiefer als 100 m wird auf etwa 1-10 Terrawatt geschätzt [30]. In Küstennähe wird das theoretische Potenzial dagegen eher mit 1-3 Terrawatt beziffert [54].

Die Angaben für das globale technische Potenzial der Wellenenergie in Küstennähe liegen bei rund 5-20 TWh/Jahr [54] und für das küstenferne technische Potenzial bei rund 140-750 TWh/Jahr (mit heute verfügbaren Punktabsorber-Technologien) [54]. Langfristig wird das globale wirtschaftlich ausschöpfbare Potenzial inklusive küstenferner Standorte und dem Einsatz weiterentwickelter Technologien mit 2000-4000 TWh/Jahr abgeschätzt [30] [50].

Die Abb. 12 - 2 zeigt die durchschnittlichen jährlichen Energieflüsse für Wellen in unterschiedlichen Regionen der Erde. Anhand der Abbildung wird deutlich, dass insbesondere an der Westküste Nord- und Südamerikas mit 30-70 kW/m, der Westküste Europas mit 40-75 kW/m, der Küste Südafrikas mit 40-50 kW/m und den Küsten Australiens/Neuseelands mit 30-70 kW/m besonders große theoretische Wellenenergiepotenziale liegen [55]. Diese Zonen korrelieren direkt mit Zonen in denen starke Winde auftreten.

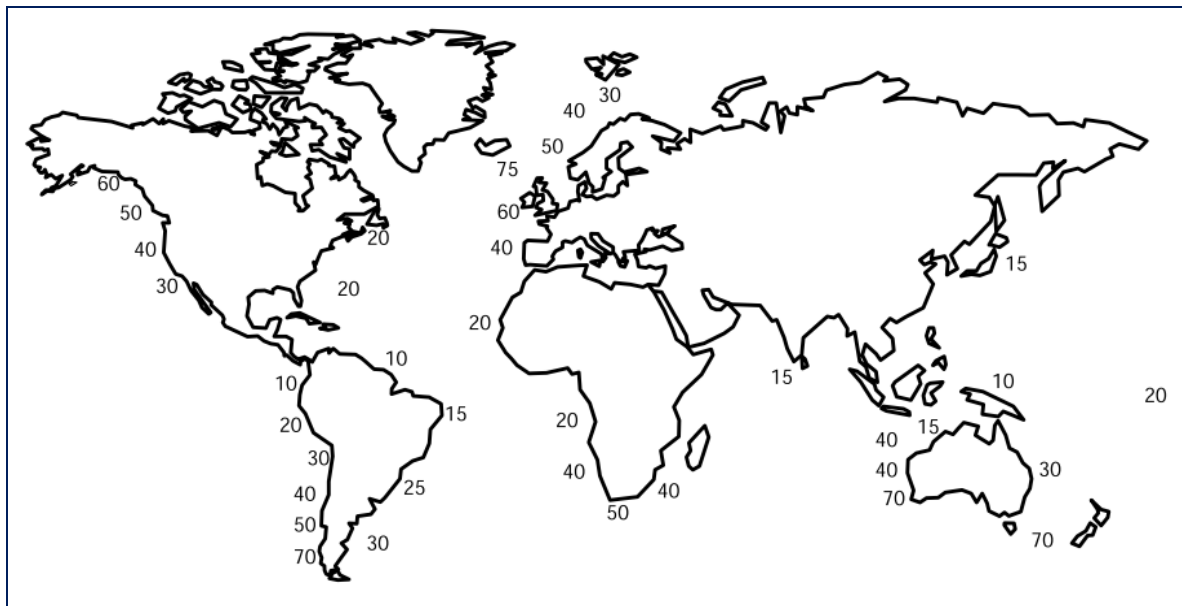


Abb. 12 - 2 Durchschn. jährl. Energieflüsse in kW/m für unterschiedliche Regionen der Erde
Quelle: [55]

Verglichen mit den mittleren Energieflüssen in der Nordsee seewärts der Inseln zwischen etwa 8.0 und 24 kW/m und in der Ostsee von unter 4 kW/m wird auch für die Wellenenergie deutlich, dass das theoretische Potenzial im weltweiten Vergleich sehr beschränkt ist.

Mit Blick auf einen zukünftigen Weltmarkt zur Nutzung der Wellenenergie auf See gibt eine Quelle eine Spannweite für die notwendigen Investitionskosten von insgesamt 100-800 Mrd. € zur Ausschöpfung des technischen Potenzials an [54]. Auch wenn sich diese Investitionen sicherlich über mehrere Jahrzehnte verteilen würden, handelte es sich hier um einen durchaus interessanten Markt.

12.3 Strömung

Das weltweite theoretische Potenzial der Strömungsleistung wird zu 5 Terrawatt abgeschätzt [55]. Ähnlich wie bei der Gezeitenenergie wird jedoch die tatsächlich nutzbare Leistung aufgrund technischer, ökonomischer und ökologischer Restriktionen weitaus geringer sein. Das technische Potenzial für die Stromerzeugung durch Strömung wird daher auf 120-180 TWh/Jahr abgeschätzt [50].

Innerhalb Europas wird das größte theoretische Potenzial für die Nutzung der Strömungsenergie vor den Küsten Großbritanniens, Irlands, Griechenlands, Frankreichs und Italiens vermutet. Außerhalb Europas weisen China, die Philippinen, Japan, Australien, Nordafrika und Südamerika die größten theoretischen Potenziale auf.

Vergleicht man die Werte für Strömungsgeschwindigkeiten, Energiedichten und Energieflüsse z. B. mit Standorten in Großbritannien, Irland und Südkorea wird deutlich, wie begrenzt das theoretische Potenzial der Strömungsenergie in Deutschland ist.

Mit Blick auf einen zukünftigen Weltmarkt zur Nutzung der Strömungsenergie ist damit eine weltweit zu installierende Leistung von mehreren zehn Gigawatt Strömungsturbinenleistung zu erwarten. Auch wenn sich die hierfür notwendigen Investitionen sicherlich über mehrere Jahrzehnte verteilen würden, handelte es sich hier um einen durchaus interessanten Markt.

12.4 Salzgradient

Für das weltweite theoretische Potenzial der Osmoseenergie liegen in der Literatur keine Werte vor.

Das wirtschaftlich ausschöpfbare und unter Beachtung von ökologischen Einschränkungen nutzbare Potenzial der Osmoseenergie wird global auf etwa 1.600 TWh/Jahr [56] und innerhalb Europas auf etwa 170 TWh/Jahr [56] bzw. 200 TWh/Jahr [57] abgeschätzt; es liegt damit in der gleichen Größenordnung wie das wirtschaftlich ausschöpfbare Potenzial der Wellenenergie.

12.5 Temperaturgradient

Für das weltweite theoretische Potenzial zur Erzeugung von Strom aus Temperaturgradienten wurden bis vor wenigen Jahren noch extrem unterschiedliche Werte von 10 bis 1.000 Terrawatt angegeben [58]. Eine Übersicht über die in der tropischen und subtropischen Zone auftretenden vertikalen Temperaturgradienten zeigt Abb. 12 - 3.

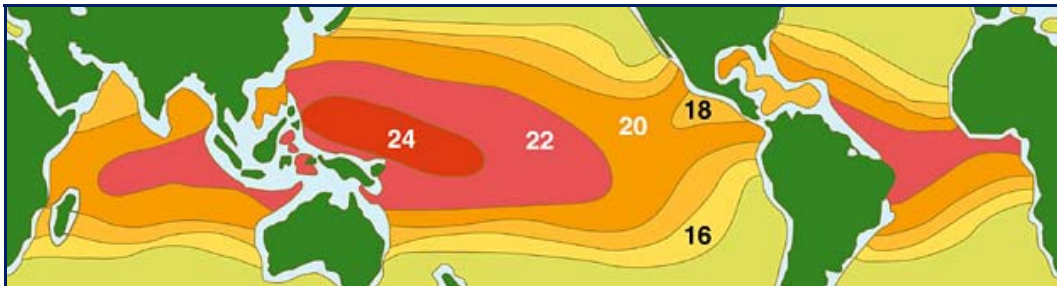


Abb. 12 - 3 Vertikaler Temperaturgradient in der tropischen und subtropischen Zone.

Quelle: [5]

Neuere Berechnungen aus dem Jahr 2005 weisen allerdings eher auf ein geringeres theoretisches Potenzial in der Größenordnung von global 3 Terrawatt hin, das einer durchschnittlichen globalen Leistungsdichte von etwa 30 kW/m² entspricht [58]. Diese Angabe wurde zuletzt durch im Jahr 2007 veröffentlichte Berechnungen für den Atlantik auf einen wahrscheinlicheren Wert von 80 kW/m² erhöht [59].

Damit würde das theoretische Potenzial zur Erzeugung von Strom aus Temperaturgradienten global etwa in der gleichen Größenordnung liegen wie das der Wellen- und Strömungsenergie. Es sollte aber beachtet werden, dass es auf diesem Gebiet bisher nur sehr wenige Veröffentlichungen gibt und die genannten Werte mit Vorsicht zu betrachten sind.

Mit Blick auf einen zukünftigen Weltmarkt zur Nutzung von Temperaturgradienten zur Stromerzeugung gibt eine Quelle an, dass bis 2050 in der Region Asien/Pazifik rund 100 GW installierte Leistung zu erwarten seien [30]. Die Quelle betont jedoch auch, dass diese Angaben optimistisch und letztlich von einer zeitnahen erfolgreichen Demonstration eines Temperaturgradientenkraftwerks seien.

12.6 Zwischenergebnis

Die weltweiten Potenziale erscheinen insbesondere für die Wellenenergie (technisch, 140-750 TWh/Jahr küstennah und 2000-4000 TWh/Jahr küstennah und -fern) und die Nutzung des Salzgradienten (ökologisch, ca. 1.600 TWh/Jahr) sehr groß zu sein. Darauf folgt ein weltweit technisches Potenzial der Strömungsenergie von 120-180 TWh/Jahr.

Zwar zeigt auch das theoretische Potenzial für die Nutzung des Tidenhubes große Werte, jedoch werden entsprechende Anlagen aufgrund technischer, ökonomischer und insbesondere ökologischer Restriktionen vermutlich nur an wenigen Standorten auf der Welt errichtet werden.

Neueste Angaben zum weltweiten theoretischen Potenzial zur Nutzung des Temperaturgradienten wiesen zwar auch für diese Meeresenergieform auf ein hohes Potenzial hin. Es sollte aber beachtet werden, dass es auf diesem Gebiet bisher nur sehr wenige Veröffentlichungen gibt und die genannten Werte mit Vorsicht zu betrachten sind.

13 Methodisches Vorgehen

Zuerst wurde ausgehend von Literaturangaben und je nach Verfügbarkeit das weltweite theoretische, technische und wirtschaftliche Potenzial für die unterschiedlichen Meeresenergieformen dargestellt. Dies schafft eine Vergleichsbasis für das in Teil A dieser Studie für Deutschland ermittelte Potenzial. Außerdem ermöglicht dies eine grobe Abschätzung darüber, ob mit der Entwicklung der Nutzung der jeweiligen Meeresenergie ein interessantes weltweites Marktpotenzial einhergehen würde.

In einem nächsten Schritt werden nun der Stand der Forschungs- und Entwicklung zur Nutzung der Meeresenergie am Industriestandort Deutschland dargestellt und die Chancen für die deutsche Industrie im Ausland bewertet. Dazu wurden die Mitglieder der Arbeitsgruppe WW 6.3 „Maritime Wasserkraft“ der Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (DWA) sowie das Gemeinschaftskomitee (GK) 385 „Meeresenergie-, Meeresströmungs-, Wellen- und Gezeiten-Kraftwerke“ in der Deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) im Deutschen Institut für Normung (DIN) und Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) durch Teilnahme an einer Arbeitsgruppensitzung am 8. Oktober 2009 persönlich befragt. Darüber hinaus wurde Kontakt zur Arbeitsgruppe „Regenerative Meeresenergie“ in der Gesellschaft für Maritime Technik e.V. (GMT) aufgenommen.

Anschließend wurde im Oktober und November 2009 an insgesamt 57 Unternehmen und ausgewählte Forschungsinstitute dieser Arbeitsgruppen ein Fragebogen verschickt. Antworten wurden in den darauf folgenden Wochen erhalten; in zehn Fällen wurden zusätzliche Telefoninterviews durchgeführt, um weitere Informationen zu erlangen oder bestimmte Thesen, die innerhalb der Studie von den Autoren entwickelt wurden, zu verifizieren.

Auf Basis der schriftlichen Antworten sowie der Telefoninterviews wurde anschließend eine qualitative Analyse durchgeführt, mit der das einleitend dargestellte Spannungsfeld um die Exportpotenziale im Bereich der Meeresenergie-Technologien untersucht wurde. Der Umfang der Studie ließ zwar keine quantitative Analyse möglicher Wertschöpfungsketten im Bereich von Meeresenergie-Technologien zu. Trotzdem lässt sich aus den gewonnenen Erkenntnissen eine Reihe an grundsätzlichen Handlungsempfehlungen für die Politik ableiten.

13.1 Fragebogen

Der versandte Fragebogen bestand aus zwei Teilen und insgesamt neun Fragen (mit jeweils bis zu drei Unterfragen). Der erste Teil umfasste fünf Fragen zum Engagement des jeweiligen Unternehmens oder des jeweiligen Forschungsinstituts; im zweiten Teil wurde in vier Fragen die eine Einschätzung allgemeiner Trends abgefragt. Der vollständige Fragebogen ist Anhang D zu entnehmen.

13.2 Verteiler

Der Verteiler der Branchenumfrage umfasste ausgewählte Adressaten aus den Verteilern der DWA- und DKE-Arbeitsgruppen sowie die Adressaten des GMT-Verteilers.

Aus dem Verteiler der DWA Arbeitsgruppe WW 6.3 wurden insgesamt 29 Institutionen aus den Bereichen Bautechnik, Energieversorger, Forschung, Hersteller, Technologieentwickler, Verband, Zulieferer, Planung und Beratung ausgewählt. Aus dem Verteiler

des DKE Gemeinschaftskomitee 385 wurden insgesamt 13 Institutionen aus den Bereichen Bautechnik, Forschung, Hersteller, Verband, Zertifizierer, Zulieferer, Planung und Beratung ausgewählt. Dazu kamen die 26 Unternehmen des GMT-Verteilers aus den Bereichen Forschung, Service, Technologieentwickler, Verband, Zulieferer, Planung und Beratung hinzu.

Die Auswahl der Empfänger aus den Verteilern der DWA- und DKE-Arbeitsgruppen sowie die anschließende Auswertung der Antworten orientierten sich an folgenden Kriterien:

- Sitz der Geschäftsführung oder eines Tochterunternehmens in Deutschland,
- Mitglied, Gast oder nachrichtlich Informierte einer der o. g. Arbeitsgruppen,
- Forschungsinstitute mit Industrie-Kooperationen, soweit ersichtlich.

Nach Abzug von Überschneidungen zwischen den Verteilern wurden damit insgesamt 57 Institutionen angeschrieben.

13.3 Bewertung der Rückläufe

Von den 57 angeschriebenen Institutionen haben 29 auf die Branchenumfrage reagiert. Rund ein Drittel der Institutionen, die reagiert haben, nahmen jedoch von einer Beantwortung des Fragebogens Abstand; als Gründe hierfür wurden angeführt:

- Das Engagement beschränke sich ausschließlich auf das Ausland; es entstände keine Wertschöpfung innerhalb Deutschlands.
- Es fände bisher lediglich (eigenfinanzierte) Forschung ohne Ambitionen einer ausländischen Markterschließung statt.
- Verbände könnten im vorgegebenen Zeitrahmen keine zwischen den Mitgliedern abgestimmten Antworten geben.

Damit basiert die Auswertung der Branchenumfrage auf 19 beantworteten Fragebögen. Dies entspricht einer effektiven Rücklaufquote von einem Drittel. Eine Übersicht über die Verteilung der Fragebögen auf die Arten der angeschriebenen Institutionen zeigt Tab. 13 - 2.

Insgesamt gab sich die Mehrzahl der befragten Institutionen bezüglich des allgemeinen eigenen Engagements im Bereich Nutzung der Meeresenergie, der im Fokus stehenden Märkte im Ausland sowie der zu erwartenden Marktentwicklung, möglicher Synergie mit der Offshore-Windenergie und wünschenswerten Rahmenbedingungen sehr auskunftsfreudig.

Verhaltener fielen dagegen erwartungsgemäß¹¹⁷ Angaben zum genauen technischen Entwicklungsstand der eigenen Technologie oder der eigenen Projekte und Beteiligungen aus. Viele der befragten Institutionen betonten, dass diese Informationen der Vertraulichkeit unterstünden und daher nicht zur Verfügung gestellt werden könnten.

Nur einige wenige Institutionen gaben Abschätzungen für Stromgestehungskosten und mögliche Kostendegressionspotenziale für die eigenen Projekte an.

¹¹⁷ Meeresenergieanlagen befinden sich noch überwiegend im Vor-Entwicklungsstadium bzw. im Forschungsstadium. Jedes Unternehmen versucht als erstes die Herausforderungen der jeweiligen Technologie zu überwinden. Die erfolgreiche Durchführung von Demonstrationsvorhaben sichert den zukünftigen Marktanteil. Eine Herausgabe detaillierter Informationen würde daher einen möglichen Wettbewerbsvorteil gefährden. Alle Kooperationen zwischen Universitäten, Zulieferern und Anlagenherstellern sowie jegliche Gutachter-Tätigkeiten werden ausschließlich mit umfassenden Vertraulichkeitsvereinbarungen durchgeführt. Auch wenn einzelne Experten im Telefoninterview nicht-öffentliche Erfahrungen teilten, lassen sich diese jedoch nicht im Rahmen der vorliegenden Studie verwenden.

Tab. 13 - 2 Übersicht über die Verteilung der Fragebögen auf die Arten der angeschriebenen Institutionen

Art	abgelehnt	unbeantwortet	erhalten	Summe
Bautechnik	1	1	1	3
Energieversorger	1	1	2	4
Forschung	3	2	3	8
Hersteller		1	1	2
Planung und Beratung	1	9	2	12
Service		3		3
Technologieentwickler			4	4
Verband	4		1	5
Zertifizierer			2	2
Zulieferer		8	3	11
k. A.		3		3
Summe	10	28	19	57

14 Arbeitsgruppen zum Thema Meeresenergie in Deutschland

Seit dem Beginn des neuen Jahrtausends ist das Interesse an der Nutzung der Meeresenergie international stark angestiegen. Ausgehend von den Aktivitäten außerhalb Deutschlands lässt sich seit zwei bis drei Jahren auch ein verstärktes Interesse deutscher wissenschaftlicher Institutionen und Unternehmen verzeichnen. Dies hat seit 2007 zur Gründung verschiedener neuer Arbeitsgruppen und Komitees geführt, darunter:

- 2007: Deutscher Arbeitsausschuss für das International Energy Agency (IEA) Implementing Agreement on Ocean Energy Systems (OES)
- 2007: Arbeitsgruppe WW 6.3 „Maritime Wasserkraft“ in der Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (DWA)
- 2008: Gemeinschaftskomitee (GK) 385 „Meeresenergie-, Meeresströmungs-, Wellen- und Gezeiten-Kraftwerke“ in der Deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) im Deutschen Institut für Normung (DIN) und Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE)
- 2009: Arbeitsgruppe „Regenerative Meeresenergie“ in der Gesellschaft für Maritime Technik e.V. (GMT)

Die Mitgliederinnen und Mitglieder der o. g. Arbeitsgruppen und Komitees überschneiden sich nur zum Teil. Deshalb versucht die Arbeitsgemeinschaft (ArGe) „Meeresenergie“ die Aktivitäten der deutschen Organisationen zu koordinieren und einen deutschsprachigen Erfahrungsaustausch zu initiieren.

Die Ausrichtung und Schwerpunkte der verschiedenen Arbeitsgruppen und Komitees werden im Folgenden kurz beschrieben. Anschließend wird die Wirksamkeit der Aktivitäten analysiert und Schlussfolgerungen mit Blick auf eine möglicherweise stärkere Unterstützung der Aktivitäten durch die Bundesregierung gezogen.

14.1 IEA Implementing Agreement „Ocean Energy Systems“

Die Internationale Energieagentur (IEA) forciert durch ihre sog. „Implementing Agreements (IA)“ internationale Kooperation zu Forschungs- und Entwicklung von Energietechnologien, Demonstrationsvorhaben und Informationsaustausch. Das Instrument der IA dokumentiert dabei auf internationaler Ebene das „offizielle“ Interesse der teilnehmenden Staaten an einer bestimmten Energietechnologie. Die IAs bilden häufig einen Kompass dafür, welche Bedeutung die Mitgliedstaaten der IEA einer bestimmten Energietechnologie zuschreiben.

Das IA „Ocean Energy Systems“ mit einem Fokus auf die Nutzung der Meeresenergie wurde bereits 2001 gegründet. Von damals drei Mitgliedsstaaten (Dänemark, Portugal, Großbritannien) ist es nach dem Beitritt Deutschlands im Jahr 2007 auf heute (Stand: Dezember 2009) 17 Mitgliedern gewachsen. Allein in den Jahren 2007-2009 sind acht neue Staaten beigetreten; dies dokumentiert anschaulich das auf internationaler Ebene gewachsene Interesse an der Nutzung der Meeresenergie.

Seit dem Beitritt Deutschlands zum IEA IA „Ocean Energy Systems“ werden die deutschen Beiträge über einen Arbeitsausschuss in enger Zusammenarbeit mit der DWA AG WW 6.3 und dem DKE GK 385 koordiniert. Die Bundesregierung entsendet einen Vertreter in den geschäftsführenden Ausschuss (*executive committee, ExCo*) des IEA IA OES und unterstützt die Teilnahme eines Stellvertreters aus der Wissenschaft mit Reisekostenzuschüssen.

14.2 DWA AG WW 6.3 „Maritime Wasserkraft“

Die Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (DWA) ist ein technisch-wissenschaftlicher Fachverband der sich auf unterschiedliche Arten für eine nachhaltige Wasserwirtschaft einsetzt. Die rund 14.000 Mitgliederinnen und Mitglieder umfassen Kommunen, Hochschulen, Ingenieurbüros, Behörden und Unternehmen sowie deren Fach- und Führungskräfte. Die Aktivitäten der DWA sind die Förderung von Forschung und Entwicklung, der Ideen- und Meinungs austausch sowie die Beratung der Politik. Das von Fachleuten entwickelte „DWA-Regelwerk“ dokumentiert „allgemein anerkannte Regeln der Technik“ und bildet damit einen wichtigen Referenzrahmen für alle Bereiche der Wasserwirtschaft.

Die Erforschung und Entwicklung der Nutzung der Meeresenergie fand im DWA-Hauptausschuss „Wasserbau und Wasserkraft“ (WW) bis zum Jahr 2007 wenig Beachtung. Deshalb wurde im November 2007 die DWA-Arbeitsgruppe 6.3 „Maritime Wasserkraft“ eingerichtet; diese ist im gemeinsamen Fachausschuss der DWA und der Hafentechnischen Gesellschaft e.V. (HTG) WW-6 „Küsteningenieurwesen“ angesiedelt¹¹⁸. Damit werden die Arbeiten der Arbeitsgruppe WW 1.1 „Kleine Wasserkraft“ um den Bereich der Nutzung der Meeresenergie ergänzt.

Das Ziel der Arbeitsgruppe WW 6.3 „Maritime Wasserkraft“ ist es zunächst, die im Bereich Meeresenergie entwickelten Methoden und Technologien zusammenzustellen sowie auf Probleme und Regeln bei ihrer Anwendung hinzuweisen. Ein Schwerpunkt der Tätigkeit der Arbeitsgruppe liegt in der Untersuchung und Beschreibung der Risikominimierung von und für Installationen im Bereich der maritimen Wasserkraft, da hier (auch international) große Informationsdefizite bestehen. Die Ergebnisse sollen in einem DWA-Themenband zusammengestellt werden.

Der Arbeitsgruppe gehören Vertreterinnen und Vertreter von Universitäten und Forschungseinrichtungen sowie Unternehmen (Anlagenbauer, Zulieferer, Zertifizierer) an. Die Arbeitsgruppe trifft sich zweimal jährlich an unterschiedlichen Orten in Deutschland. Die Teilnahme erfolgt auf freiwilliger Basis und wird von der Bundesregierung finanziell nicht unterstützt.

14.3 DKE GK 385 „Meeresenergie-, Meeresströmungs-, Wellen- und Gezeiten-Kraftwerke“

14.3.1 Hintergrund

Die Entwicklung und Errichtung von Meeresenergieanlagen ist ein sehr junges Betätigungsfeld für das bisher keinerlei allgemein anerkannte Normen und technische Standards existierten. Grundsätzlich gilt, dass die Entwicklung von Normen und technischen Standards erst dann sinnvoll möglich ist, wenn sich aus der Vielzahl unterschiedlicher Konzepte für die Nutzung der Meeresenergie einige vielversprechende Ansätze herauskristallisieren. Eine zu frühe Normgebung könnte nämlich im ungünstigsten Fall Entwicklungspfade verschließen und damit Innovationen hemmen. Andererseits werden Normen und technische Standards benötigt, sobald eine größere Zahl an Meeresenergieanlagen errichtet und in Betrieb genommen werden. Normgebungsverfahren haben die Möglichkeit, die Akzeptanz neuer Technologien zu steigern und international durchzusetzen.

¹¹⁸ Ein Organigramm des DWA-Hauptausschusses „Wasserbau und Wasserkraft“ (WW) kann auf der Homepage der DWA abgerufen werden (DWAStruktur und personelle Zusammensetzung, Hauptausschuss Wasserbau und Wasserkraft, Fachthemen, Homepage der Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall, [online] www.dwa.de, letzter Zugriff am 24.11.2009 : 11:00 Uhr)

14.3.2 Internationales Normungsgremium IEC TC 114

Das gewachsene öffentliche Interesse und die in den letzten Jahren gesteigerte Aktivität in diesem Bereich haben die International Electrotechnical Commission (IEC) im Jahr 2007 zur Gründung des *Technical Committee 114: Marine Energy – Wave and Tidal Energy Converters* veranlasst. Ziel des TC 114 ist die Entwicklung internationaler Standards für Meeresenergieanlagen (Meeresströmungs-, Wellen- und Gezeiten-Kraftwerke). Diese Standards umfassen:

- Systemabgrenzung,
- Leistungsmessung,
- Charakterisierung von Wellen- und Gezeitenressourcen,
- Sicherheitsanforderungen,
- Spannungsqualität,
- Hersteller- und Fabriktests sowie
- Überprüfung und Überwindung von Umweltwirkungen.

Ausgeschlossen vom Umfang des TC 114 ist die Entwicklung von Standards für Gezeitenkraftwerke die nach den Prinzipien „klassischer Wasserkraftwerke“ funktionieren, da diese in einem anderen Technical Committee der IEC, dem TC 4, entwickelt werden.

Kurzfristig werden die Standards des TC 114 voraussichtlich für den Test von Prototypen und kleinen Parks mit Meeresenergieanlagen verwendet werden. Mittelfristig werden die Standards insbesondere in Märkten zum Einsatz kommen, die direkten Zugang zu Meeresenergieressourcen haben. Langfristig werden die Standards für den großflächigen Einsatz von Meeresenergieanlagen eine Rolle spielen können.

14.3.3 Das DKE GK 385

Im Jahr 2008 hat die Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) im Deutschen Institut für Normung (DIN) und Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) das Gemeinschaftskomitee (GK) 385 „Meeresenergie-, Meeresströmungs-, Wellen- und Gezeiten-Kraftwerke“ als das nationale Spiegelkomitee zum TC 114 gegründet. Ziel und Umfang des GK 385 decken sich weitgehend mit denen des TC 114.

Die Mitarbeit von Unternehmen im GK 385 und TC 114 erfolgt auf „ehrenamtlicher“ Basis bzw. auf eigene Kosten der Unternehmen. Dies entspricht der üblichen Praxis in Deutschland, d. h. eine direkte finanzielle Unterstützung zum Beispiel durch die Bundesregierung ist nicht möglich. Dadurch sind die personellen Ressourcen für die Mitarbeit in den Normungsgremien im Allgemeinen stets davon abhängig, wie viel Priorität die Unternehmen dem jeweiligen Technologiezweig und der Notwendigkeit seiner Normierung zuweisen. Im Falle der Meeresenergieanlagen bestand das GK 385 im September 2009 aus sieben Mitarbeitern, acht Gästen und einer nachrichtlich in Kenntnis gesetzten Person. Im Durchschnitt nahmen zwei der Mitarbeiter an den Sitzungen des TC 114 auf internationaler Ebene teil. Zum Vergleich sei hier auf das K 383 für Windenergieanlagen hingewiesen, das aus 13 Mitarbeitern und 26 Gästen besteht (Stand: Dezember 2009) [60] und regelmäßig ca. 24 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in die Gremien des IEC/TC 88 und seine Arbeitskreise entsendet.

Die Teilnehmerinnen und Teilnehmer des GK betonten, dass sich die Praxis der Mitarbeit in Normungsgremien in anderen Ländern zum Teil erheblich von der deutschen Praxis unterscheidet. So unterstütze zum Beispiel die britische Regierung die Normungsarbeit auf nationaler Ebene direkt mit finanziellen Mitteln: allein ein Drittel der landesweiten Fördermittel werde für „strategische Planung“ aufgewendet. Auch die

Mitarbeit auf internationaler Ebene werde massiv unterstützt, so dass Großbritannien häufig mit einer Handvoll an Experten an Sitzungen des TC 114 teilnehme. Zwar habe jedes Land, das den Mitgliedstatus im TC 114 hält, nur eine Stimme wenn es zu Abstimmungen komme. Dennoch würden Diskussionen und Entscheidungen häufig durch die Länder dominiert, die mit einer größeren Anzahl an Experten an den Sitzungen teilnehmen könnten. Insbesondere gelte dies für die Mitarbeit in den Arbeitskreisen, die die Normentwürfe erarbeiten.

14.3.4 Bewertung

Vor diesem Hintergrund bleibt festzuhalten, dass eine „strategische“ Unterstützung nationaler Normgebungsverfahren sowie eine ebenfalls „strategische“ Beteiligung an internationalen Normgebungsverfahren durch bestimmte Länder zu beobachten ist. Hierdurch sichern sich diese Länder vor allem die Möglichkeit, die Ausrichtung internationaler Normen und technischer Standards zugunsten der im jeweiligen Land entwickelten Technologie zu beeinflussen. Eine ähnliche „strategische“ Unterstützung von Normgebungsverfahren im Bereich Meeresenergie durch die Bundesregierung erscheint allerdings vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Trennung der Normungsarbeit von staatlicher Unterstützung unwahrscheinlich.

14.4 Gesellschaft für Maritime Technik (GMT)

Die Gesellschaft für Maritime Technik (GMT) ist ein im Jahr 1983 gegründeter Verein, der bundesweit die Interessen deutscher Unternehmen und Forschungseinrichtungen auf dem Gebiet der Meerestechnik und maritimen Technik gegenüber der Öffentlichkeit und den politischen Entscheidungsträgern vertritt.

Hauptaufgaben der GMT an der Schnittstelle zwischen Wirtschaft, Forschung und Anwendung sind die Initiierung, Förderung und Koordinierung von nationalen und internationalen Forschungs- und Entwicklungsprojekten. Ein weiterer Schwerpunkt ist die Vernetzung der Ressourcen und Fähigkeiten speziell der klein- und mittelständischen Unternehmen (KMUs) zur Entwicklung innovativer Produkte und Dienstleistungen bis hin zur Erschließung neuer Marktsegmente im In- und Ausland.

Die GMT arbeitet aktiv am Aufbau, der Betreuung und ständigen Moderation eines bundesweiten „Dynamischen Netzwerkes für die Meerestechnik“. Wesentliche Aufgaben dieses Netzwerkes sind, neben der ständigen Bereitstellung aktueller Marktinformationen, die Vorbereitung und Realisierung von Projekten zum Aufbau tragfähiger Kooperationsstrukturen sowie die Zusammenführung und Einbindung bereits bestehender regionaler Netze in einzelnen Bundesländern.

Die GMT führt in regelmäßigen Abständen Parlamentarische Abende und weitere Veranstaltungen zu Themen der maritimen Technik durch und vertritt die GMT-Mitglieder im Rahmen von Gemeinschaftsständen auf ausgewählten nationalen und internationalen Branchenmessen.

Für eine zielgenauere und effektivere Bearbeitung aller Technikfelder der maritimen Technik hat die GMT Arbeitsgruppen gegründet, die unter der Leitung eines von der GMT berufenen Branchenexperten stehen. Der Bereich Nutzung der Meeresenergie wird von einer neu gegründeten Arbeitsgruppe „Regenerative Meeresenergien“ bearbeitet.

14.5 Zwischenergebnis

Die seit 2007 erfolgte Gründung von drei Arbeitsgruppen und einem nationalen Normungskomitee im Bereich Nutzung der Meeresenergie spiegelt deutlich das gewachsene Interesse von Wissenschaft, Industrie und Politik in Deutschland an diesem Thema wider.

Es muss jedoch beachtet werden, dass die Existenz dieser Arbeitsgruppen allein nicht zwangsläufig zu einer besseren Positionierung Deutschlands im internationalen Wettbewerb um Wissen und Technologien für den Bereich Nutzung der Meeresenergie führt. Von zentraler Bedeutung werden eine koordinierte und effektive Zusammenarbeit der Arbeitsgruppen sowie eine aktive Unterstützung durch ihre Mitgliederinnen und Mitglieder sein. Es besteht außerdem die Gefahr, dass das Interesse deutscher Unternehmen nach einer Aufbruchphase aufgrund mangelnder „Anwendungsfälle“ vor Ort nach einer gewissen Zeit wieder abnehmen wird. Im Vergleich zu anderen Ländern wie z. B. Dänemark, Portugal und Großbritannien, die bereits seit Beginn des neuen Jahrtausends aktiv die Nutzung der Meeresenergie erforschen, liegt Deutschland um mehrere Jahre zurück.

Zwar ist das natürliche und technische Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland zu gering, um einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele für Erneuerbare Energien zu leisten (siehe Teil A dieser Studie). Dennoch böte die aktive Zusammenarbeit deutscher wissenschaftlicher Institutionen und Unternehmen die Chance, im internationalen Kontext Maßstäbe zu setzen (z. B. durch noch aktiveres Engagement im IEC TC 114 "Marine Energy – Wave and Tidal Energy Converters").

Es ist zu beobachten, dass bestimmte Regierungen eine „strategische“ Unterstützung nationaler Normgebungsverfahren sowie eine ebenfalls „strategische“ Beteiligung an internationalen Normgebungsverfahren fördern. Hierdurch sichern sich diese Regierungen vor allem die Möglichkeit, die Ausrichtung internationaler Normen und technischer Standards zugunsten der im jeweiligen Land entwickelten Technologie zu beeinflussen. Eine ähnliche „strategische“ Unterstützung von Normgebungsverfahren im Bereich Meeresenergie durch die Bundesregierung erscheint allerdings vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Trennung der Normungsarbeit von staatlicher Unterstützung unwahrscheinlich.

Die Bundesregierung könnte dieses Engagement jedoch mit - im Vergleich zur Förderung von Forschungs- und Demonstrationsvorhaben - verhältnismäßig geringem Budget forcieren. Für ein derartiges Vorgehen müsste sie allerdings die bis heute praktizierte grundsätzliche Trennung der Normungsarbeit von staatlicher Unterstützung überwinden; dies würde jedoch voraussichtlich auch in anderen Industriebranchen Begehrlichkeiten wecken und Forderungen nach vergleichbarer Unterstützung nach sich ziehen. Ein solcher Schritt ließe sich daher nur mit dem Verweis auf das allgemein anerkannte große Exportpotenzial (siehe dazu auch Kapitel 14) und der Tatsache begründen, dass dies bei ausbleibender Unterstützung nicht ausreichend erschlossen werden würde.

15 Stand der Forschungs- und Entwicklung zur Nutzung der Meeresenergie am Industriestandort Deutschland

15.1 Umsatz und Beschäftigung im Bereich Meeresenergie in Deutschland

Die Mehrzahl der Befragten gab zum Umsatz im Bereich Nutzung der Meeresenergie an, dass zum Zeitpunkt der Befragung überwiegend Kosten für Forschung und Entwicklung entstanden seien. Bisher seien keine Einnahmen generiert worden. Vereinzelt deutsche Unternehmen haben bereits mehr als 1 Mio. Euro investiert oder planen dies im Rahmen umfangreicher Forschungsprogramme zur Nutzung der Meeresenergie – jedoch überwiegend außerhalb Deutschlands. Ein Unternehmen, das Meeresenergieanlagen entwickelt und herstellt, hat keine näheren Angaben zum Umsatz gemacht. Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Nutzung der Meeresenergie für deutsche Unternehmen heute noch wirtschaftlich unbedeutend ist.

Zum Zeitpunkt der Befragung befassten sich in deutschen Unternehmen ca. 30-50 Beschäftigte mit der Entwicklung und Herstellung von kompletten Strömungsenergie- und Wellenenergieanlagen. Rund 10 Beschäftigte sind bei den befragten Zulieferern im Bereich Nutzung der Meeresenergie tätig – wobei jedoch davon ausgegangen werden kann, dass die Befragung viele Zulieferer, von denen die Hersteller Standardkomponenten für ihre Strömungsenergie- und Wellenenergieanlagen beziehen, nicht erfasst hat. Ein Hersteller gab an, Komponenten von etwa 10 Zulieferern zu beziehen. Mit rund 50 weiteren Beschäftigten bei den befragten Technologieentwicklern und einer nicht weiter zu beziffernden Anzahl von Beschäftigten im Bereich der universitären Forschung innerhalb Deutschlands wird die Bedeutung von Forschung und Entwicklung für die Nutzung der Meeresenergie deutlich. Bei Planungs- und Beratungsunternehmen sowie Zertifizierungsunternehmen befasst sich bisher eine Handvoll an Beschäftigten mit der Nutzung der Meeresenergie. In einem Unternehmen aus der Bautechnik und Konstruktion sind 2-3 Personen mit der Nutzung der Meeresenergie beschäftigt.

Herauszuheben sind die rund 15-20 Beschäftigten in deutschen Energieversorgungsunternehmen, die jedoch aufgrund mangelnder Projekte innerhalb Deutschlands fast vollständig im Ausland arbeiten (insbesondere Großbritannien und Norwegen).

Im Ergebnis sind damit heute weniger als 500 Personen in Deutschland im Bereich Nutzung der Meeresenergie tätig.

15.2 Generelles Engagement deutscher Unternehmen im Bereich Meeresenergie

Mit etwa 17 Institutionen befassen sich fast alle befragten Institutionen mit Wellenenergieanlagen, darauf folgen ca. 12 Befragte die sich mit Strömungsenergieanlagen befassen. Etwa 8 Befragte sind im Bereich von Anlagen zur Nutzung des Tidenhubs tätig. Salzgradientenkraftwerke (3 der Befragten) und Temperaturgradientenkraftwerke (2 der Befragten) werden nur von einer Minderheit der befragten deutschen Institutionen untersucht. Mehrere Befragte gaben an, dass sie sich mit mehreren Technologien zur Nutzung der Meeresenergie befassen.

In Deutschland gab es zum Zeitpunkt der Befragung nur zwei größere Hersteller und Entwickler von kompletten Meeresenergieanlagen. Diese beschäftigen sich mit dem Anlagenbau von Gezeitenströmungskraftwerken und Wellenenergieanlagen, jedoch nicht von Osmose- und Temperaturgradientenkraftwerken. Da der Stand der Technik von Gezeitenströmungskraftwerken im Vergleich zu Wellenenergieanlagen weiter

fortgeschritten ist (vgl. Teil A dieser Studie) befinden sich bereits einige Gezeitenströmungskraftwerke in der Projektentwicklung und im Einsatz (außerhalb Deutschlands).

Grundsätzlich lässt sich ein Trend beobachten, nach dem Unternehmen die heute im Offshore-Bereich (Förderung von Kohlenwasserstoffen, Windparks auf hoher See, Schifffahrtstechnik etc.) tätig sind, zunehmend den Bereich Nutzung der Meeresenergie als Zukunftsmarkt entdecken. Dies trifft auf Unternehmen aus der Bautechnik und Konstruktion, Zertifizierer, sowie Zulieferer (z. B. von ganzen Triebsträngen, einzelnen Getrieben oder speziellen Steckverbindern für die Übertragung elektrischer Energie, elektrischer Signale und optischer Signale im Bereich Meerestechnik) zu. Gleichzeitig erkennen auch Forschungseinrichtungen sowie Planungs- und Beratungsunternehmen einen erhöhten Bedarf z. B. an numerischen und experimentellen Untersuchungen sowie Studien zu den Umweltauswirkungen von Meeresenergieanlagen.

Etwa 8 der befragten Institutionen sind an Entwicklung, Planung oder Bau konkreter Projekte mit Meeresenergieanlagen beteiligt, wobei diese bislang ausschließlich im Ausland liegen. Die Reife dieser Projekte unterscheidet sich jedoch erheblich voneinander. Herauszuheben ist einerseits ein konkretes Pilotprojekt eines deutschen Herstellers von Strömungsenergieanlagen in Südkorea, dessen Inbetriebnahme für Februar 2010 geplant ist. Andererseits ist ein anderes konkretes Projekt in Großbritannien, an dem ein deutsches Energieversorgungsunternehmen, ein deutscher Hersteller von Wellenenergieanlagen sowie ein Unternehmen aus der Bautechnik beteiligt sind, herauszustellen; dessen Inbetriebnahme erfolgt voraussichtlich in den Jahren 2010/2011. Ein deutsches Zertifizierungsunternehmen führt darüber hinaus die sicherheitstechnische Zertifizierung von zwei weiteren Wellenenergieanlagen und zwei weiteren Strömungsenergieanlagen durch. Ein deutscher Technologieentwickler ist bislang mit dem Design und der Simulation des Einsatzes von Lineargeneratoren in Wellenenergieanlagen beschäftigt. Dieser und ein anderer Technologieentwickler erwägen – eine geeignete Förderung innerhalb Deutschlands vorausgesetzt – die Errichtung einer Pilotanlage in der deutschen Bucht.

15.3 Entwicklungsstand deutscher Technologie im Bereich Meeresenergie

Ein deutscher Hersteller bietet Wellenenergieanlagen in den Leistungsklassen 20-250 kW bereits *kommerziell* an; Kraftwerke mit höheren Leistungen würden aus modularen Einheiten gebildet werden und über eine installierte Leistung von zurzeit bis zu 4 MW verfügen können. Dagegen befinden sich die Strömungsenergieanlagen dieses Herstellers erst im Stadium von Prototypen; die Inbetriebnahme einer entsprechenden, rund 600 kW starken, Anlage im Maßstab von 1:3 sei für Februar 2010 geplant.

Die befragten deutschen Zulieferer haben bislang über mindestens 1,5 Jahre Erfahrungen mit dem Einsatz ihrer Komponenten in Prototypen von Wellen- und Strömungsenergieanlagen auf See sammeln können.

Ein Unternehmen aus der Bautechnik hat bereits Erfahrungen mit der technischen Auslegung für Gründungs- und Caissonsstrukturen für küstennahe Wellenenergieanlagen und Brakewatersysteme gesammelt. Dasselbe Unternehmen verfüge bereits über erste Erfahrungen in der logistischen Planung und Durchführung für die Errichtung von Wellenenergieanlagen sowie in der Wartung- und Instandhaltung. Da dieses Unternehmen außerdem eigenes Installationsgerät wie Hubinseln und Spezialschiffe besäße, sei es auch international ein starker Wettbewerber.

Ein deutsches Energieversorgungsunternehmen hat Ende 2009 eigenen Angaben nach erfolgreich zwei etwa 20 kW starke Wellenenergie-Punktabsorber nahe der norwegischen Insel Runde errichtet. Die Errichtung weiterer Pilotanlagen zur Nutzung der Wellenenergie bis zum Jahr 2011 und anschließend die Realisierung von 10-20 MW

starken Demonstrationsvorhaben in den Jahren 2012-2018 seien im unternehmenseigenen Forschungsprogramm vorgesehen.

Eine Reihe anderer Unternehmen befindet sich zurzeit auf der Suche nach geeigneten Partnern, um die eigenen Konzepte in Pilotvorhaben umzusetzen. Mit Blick auf die Standortwahl wurde mehrfach die Bedeutung einer geeigneten Förderung der Meeresenergie in Deutschland betont.

15.4 Marktreife deutscher Technologie im Bereich Meeresenergie

Mit Blick auf Aussagen zur Marktreife ließen sich nur wenige Befragte auf die Angabe konkreter Stromgestehungskosten ein. Mehrfach wurde von den Anderen betont, dass sich bei dem sehr frühen Entwicklungsstadium der Meeresenergie-Technologien grundsätzlich keine belastbaren Aussagen hierzu treffen ließen. Deshalb seien jegliche konkrete Angaben äußerst kritisch zu hinterfragen.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass in naher Zukunft realisierte Pilotprojekte zur Nutzung der Meeresenergie auch an guten Standorten außerhalb Deutschlands nur mit Bereitstellung hoher öffentlicher Fördermittel bzw. unterstützt durch strategische, unternehmenseigene Forschungsgelder denkbar sind. Als Orientierung für aktuelle Stromgestehungskosten wurde mehrfach auf eine Studie des britischen CarbonTrust aus dem Jahr 2006 [50] verwiesen.

Mit Blick auf mögliche Zielkosten für Meeresenergieanlagen in Deutschland orientierten sich die Befragten weitgehend an den aktuellen Vergütungssätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Aufgrund des viel geringeren natürlichen Potenzials in Deutschland im Vergleich zu Großbritannien ist davon auszugehen, dass die Stromgestehungskosten auch in Zukunft zwischen den gegenwärtigen Vergütungen für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen und Photovoltaik liegen werden.

15.5 Zwischenergebnis

Der Umsatz der deutschen Unternehmen im Bereich Nutzung der Meeresenergie erzielen ist heute noch vernachlässigbar. Der größte Anteil hiervon sind bisher Ausgaben gewesen, insbesondere für Forschung und Entwicklung. Nur ein Unternehmen hat bereits einige Meeresenergieanlagen auf kommerzieller Basis vertrieben.

Auch die Zahl von weniger als 500 Personen die im Bereich Nutzung der Meeresenergie heute in Deutschland beschäftigt sind, verdeutlicht die geringe Bedeutung dieser Technologie.

Das Engagement deutscher Unternehmen im Bereich Nutzung der Meeresenergie ist damit im Vergleich zu anderen Ländern wenig entwickelt.

Grundsätzlich verfügt Deutschland aber mit zwei größeren Herstellern und Entwicklern für komplette Meeresenergieanlagen sowie einige potente Unternehmen aus der Bautechnik und Zertifizierung über starke Akteure auf diesem Zukunftsmarkt. Darüber hinaus befassen sich auch zwei in Deutschland agierende Energieversorgungsunternehmen mit der Erzeugung von Strom aus Meeresenergie.

Neben dieser Handvoll an größeren Unternehmen gibt es in Deutschland eine Reihe an Technologieentwicklern, Planungs- und Entwicklungsunternehmen, die interessante Ansätze zur Nutzung der Meeresenergie verfolgen.

Den Entwicklungsfortschritt von Unternehmen in anderen Ländern konnten deutsche Unternehmen zum Teil durch die Realisierung geeigneter Joint Ventures oder die Übernahme ausländischer Firmen und deren Technologie aufholen. Derartige Strategien erscheinen jedoch nur übergangsweise zu funktionieren, da deutsche Unterneh-

men ihre Wettbewerbsposition nur dann halten könnten, wenn in großem Umfang eigene Forschungs- und Entwicklungsprogramme durchgeführt würden. Vor diesem Hintergrund haben mehrere deutsche Unternehmen ihr Interesse an Projekten auch in der deutschen Nordsee zum Ausdruck gebracht.

Grundsätzlich haben die befragten Unternehmen zum Ausdruck gebracht, dass in naher Zukunft realisierte Pilotprojekte zur Nutzung der Meeresenergie sowohl innerhalb als auch außerhalb Deutschlands der Bereitstellung öffentlicher Fördermittel bzw. strategischer, unternehmenseigener Forschungsgelder in hohem Umfang bedürfen. Als Orientierung für aktuelle Stromgestehungskosten wurde mehrfach auf eine Studie des britischen CarbonTrust aus dem Jahr 2006 [50] verwiesen.

16 Chancen für die deutsche Industrie im Ausland

16.1 Exportorientierung

Zwei der befragten Technologieentwickler gaben an, dass zu Beginn der Aktivitäten kein Export geplant sei; vielmehr würde angestrebt, die jeweils entwickelten Wellenenergieanlagen zuerst in Deutschland zu erproben. Anschließend werde dann ein Export der Technologie in europäische Nachbarländer (z. B. Großbritannien, Norwegen, Portugal und Frankreich sowie Irland) und außereuropäische Länder (z. B. Indien, Südafrika sowie Kanada und USA) verfolgt. Eines der befragten Energieversorgungsunternehmen gab an, dass die Realisierung eines Pilotvorhabens in Deutschland geprüft würde.

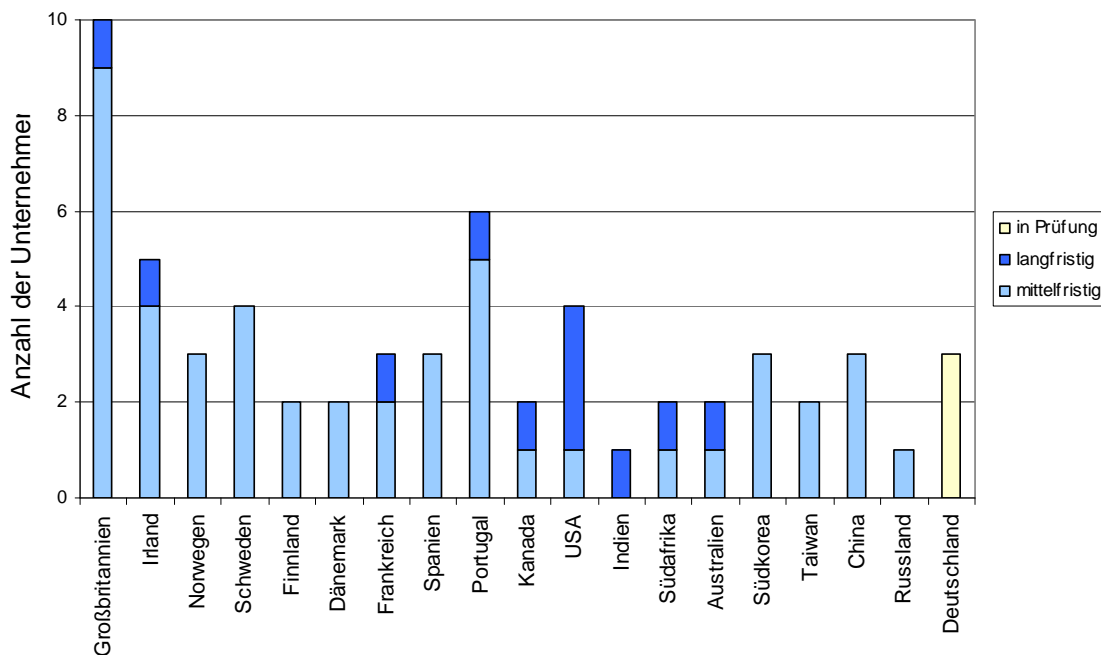
Folgende Gründe wurden für eine Erprobung und Errichtung von Wellenenergieanlagen in Deutschland angeführt:

- Deutschland verfüge mit dem Erneuerbare-Energie-Gesetz über ein grundsätzlich vielversprechendes Fördersystem. Die Einführung einer speziellen EEG-Vergütung für die Erzeugung von Strom aus Meeresenergie oder die Förderung von Pilotvorhaben aus Forschungsgeldern blieben aber Voraussetzung für die Umsetzung konkreter Vorhaben.
- Mit den Genehmigungsverfahren des Bundesamts für Schifffahrt und Hydrographie (BSH) für Offshore-Windenergieanlagen verfüge Deutschland bereits über einen Großteil der Erfahrungen die zur Genehmigung von Meeresenergieanlagen und zur Bewertung ihrer Umweltauswirkungen benötigt würden.
- Die öffentliche Diskussion über die Stromerzeugung auf See berücksichtige in Deutschland in ausgewogener Form das Verhältnis zwischen Klimaschutz und Umweltauswirkungen. Eine frühzeitige Beteiligung der Öffentlichkeit vorausgesetzt, werde die Akzeptanz einzelner Pilotvorhaben zur Nutzung der Meeresenergie daher als positiv bewertet.
- Für die erfolgreiche Vermarktung von Meeresenergie-Technologie ins Ausland seien Pilotvorhaben im Heimatmarkt ein entscheidender Wettbewerbsvorteil.

Alle anderen befragten Unternehmen betrachten den Bereich Meeresenergie nahezu ausschließlich als Exportmarkt. Ein Hersteller von Wellen- und Strömungsenergieanlagen geht davon aus, dass bis zu 100% seiner Produkte exportiert würden. Bisher lägen die Märkte dieses Unternehmens für Wellenenergieanlagen zunächst in Großbritannien, Irland, Südkorea und anschließend in Frankreich, Kanada und USA. Für Strömungsenergieanlagen lägen die wichtigsten Märkte in Großbritannien, Irland, Portugal, Kanada und USA. Auch die befragten Zulieferer erwarten hohe Exportpotenziale. Je nach Unternehmen würden die geografischen Schwerpunkte auf Großbritannien und Skandinavien oder Russland, China, Taiwan, Südafrika, Australien und USA gelegt. Ein Unternehmen aus der Bautechnik gab an, dass die Dienstleistungen im Bereich Meeresenergie grundsätzlich international in den Stammmärkten des Unternehmens angeboten würden. Märkte lägen dabei zunächst in europäischen Nachbarländern, später dann auch in Australien und USA. Die befragten Zertifizierer erwarten überwiegend Aufträge aus europäischen Nachbarländern wie Großbritannien, Frankreich, Portugal und Spanien sowie verstärkt asiatischen Ländern wie Südkorea und China. Beide befragten Energieversorgungsunternehmen blicken insbesondere auf Großbritannien, eines der beiden Unternehmen ist darüber hinaus in Irland und Norwegen aktiv.

Eine Übersicht über die Exportorientierung deutscher Unternehmen im Bereich Meeresenergie gibt Grafik 16 - 4. Es wird deutlich, dass Großbritannien, Portugal und

Irland aus Sicht der befragten Unternehmen mittelfristig die wichtigsten europäischen Exportmärkte darstellen werden. Neben den skandinavischen Ländern werden mittelfristig auch außerhalb Europas in Südkorea, Taiwan und China interessante Märkte für deutsche Unternehmen gesehen. Erst langfristig werden den Angaben nach Kanada, Australien, Südafrika und insbesondere die USA für den deutschen Export von Meeresenergie-Technologie an Bedeutung gewinnen.



Grafik 16 - 4 Exportorientierung deutscher Unternehmen im Bereich Meeresenergie

16.2 Marktentwicklung

Mit Ausnahme von zwei Technologieentwicklern sehen die Befragten innerhalb Deutschlands nur an vereinzelt Standorten ein direktes Marktpotenzial für Wellen- und Strömungsenergieanlagen. Vielmehr erwartet die befragten Unternehmen ein hohes Marktpotenzial durch den Export von Meeresenergie-Technologie ins Ausland. Einer der befragten Hersteller schätzt das Marktpotenzial von Strömungsenergieanlagen im Ausland auf 10.000 Turbinen bis zur Marktsättigung und erhofft sich darauf folgend Umsatz über das Ersatzgeschäft. Das Marktpotenzial von Wellenenergieanlagen im Ausland wurde mit 100.000 Einheiten angegeben, gefolgt vom Ersatzgeschäft.

Einer der Technologieentwickler verwies auf eine etwas ältere Studie [54], nach der ein Weltmarkt für Wellenenergieanlagen (hier in Pointabsorber-Technologie) von 100-800 Mrd. Euro für möglich gehalten wurde. Ein Zulieferer für Getriebetechnik hält mit Blick auf das weltweite Wellen- und Strömungsenergiepotenzial insbesondere für mittelständische Betriebe eine gute Auslastung über viele Jahrzehnte für möglich.

Der Zulieferer führt weiter aus, dass die Meeresenergie zwar noch am Anfang ihrer Entwicklung stünde, deutsche Wertschöpfungsanteile in der Höhe der Entwicklungszyklen bekannter Technologien (Werkzeugmaschinen, Automobil- und chemische Industrie) seien in Zukunft jedoch durchaus denkbar. Ein anderer Zulieferer erwartet, dass langfristig etwa 10% seines gesamten Unternehmensumsatzes durch die Zulieferung von Steckverbindern für die Übertragung elektrischer Energie, elektrischer Signale und optischer Signale im Bereich Meerestechnik erzielt werden könnte. Ein

weiterer Zulieferer geht von einem deutschen Wertschöpfungsanteil an der Lieferung von Triebsträngen für Meeresenergieanlagen von rund 30% aus. Ein Unternehmen aus der Bautechnik hält einen deutschen Wertschöpfungsanteil von 25% für realistisch.

Aus Sicht der zwei befragten Zertifizierer werde sowohl in Deutschland als auch im Ausland ein Markt für die Zertifizierung von Systemtechnik und Komponenten für Meeresenergieanlagen entstehen. Die erwartete inländische Marktentwicklung werde durch die hierzulande vorhandenen technologischen Entwicklungsmöglichkeiten begünstigt; neben eventuell einzelnen Prototypen oder Pilotanlagen in Deutschland, würden ganze Meeresenergieanlagen jedoch nahezu ausschließlich im Ausland zertifiziert werden. Einer der zwei Zertifizierer geht von einem ähnlichen hohen deutschen Wertschöpfungsanteil an weltweiter Meeresenergie-Technologie wie bei der Windenergie aus; ganz ähnlich hält auch der andere Zertifizierer einen Anteil von 20% für möglich. Allerdings wäre ein Ausbau der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Bereich Meeresenergie in Deutschland eine zentrale Voraussetzung, um sich eine sichere Positionierung auf dem Weltmarkt zu sichern.

Eines des befragten Forschungsinstitute erwartet, dass in Deutschland der Bedarf an Umweltbegleitforschung im Offshore / Nearshore-Bereich ansteigen werde, falls sich die Nutzung der Meeresenergie in Deutschland entwickeln würde. Die Schnittstelle zwischen Grundlagenforschung und Anwendung bzw. zwischen Wissenschaft und Wirtschaft ist teils noch unterentwickelt. Ein Problem sind auch unterschiedliche Zeitskalen in der Projektrealisierung.

Es wurde deutlich, dass alle Unternehmen einen hohen deutschen Wertschöpfungsanteil am Weltmarkt für Meeresenergie grundsätzlich für möglich halten. Als Gründe hierfür wurden angeführt:

- Deutschland besäße über eine, an internationalen Maßstäben gemessene, sehr hohe Kompetenz im Anlagenbau und
- Deutschland verfüge auch über eine sehr gute Position in der Zuliefererindustrie.
- Deutschland hielte außerdem eine Spitzenposition bei der Entwicklung neuer Technologien, insbesondere der Erneuerbaren Energien (vgl. Windenergie) inne.

Zwei der befragten Technologieentwickler und einer der Zulieferer halten auch innerhalb Deutschlands die Entstehung eines Markts für Meeresenergie für möglich. Das Marktpotenzial wird von einer möglichen Kombination eines hohen Anteils der von der Bundesregierung angestrebten Offshore-Windenergieanlagen mit Meeresenergieanlagen abgeleitet (Erwartungen variieren hier zwischen 5-15% bis 50%). Ein Technologieentwickler hält eine Unterscheidung des in- und ausländischen Marktpotenzials nicht für erforderlich, da in deutschen und ausländischen Gewässern errichtete Meeresenergieanlagen über grenzüberschreitende Offshore-Netze in das gesamte europäische Stromnetz integriert würden.

Mehrere Unternehmen betonten, dass sich deutsche Technologie nur dann auf dem Weltmarkt etablieren würde, wenn Prototypen und Pilotanlagen auch innerhalb Deutschlands erprobt werden könnten. Außerdem müssten geeignete Rahmenbedingungen für einen inländischen „Anschubmarkt“ geschaffen werden, um Technologieoptimierungen und Lerneffekte durch einen ausreichend hohen Absatz erzielen zu können. Die Forschung und Entwicklung der Meeresenergie werde in anderen Ländern bereits seit mehreren Jahren intensiv unterstützt.

16.3 Entwicklungstrends

Für die Nutzung der Meeresenergie wurden bis heute eine Vielzahl unterschiedlicher Technologien vorgeschlagen. Da jedoch bisher nur sehr wenige praktische Erfahrungen mit Anlagen nennenswerter Leistung auf See gesammelt wurden, bleibt das Angebot an Technologien weiterhin sehr unübersichtlich. Es ist heute nicht belastbar

abzuschätzen, welche Konzepte das Optimum in technischer und wirtschaftlicher Sicht und mit Blick auf die Umweltauswirkungen darstellen. Erst in den nächsten Jahren wird von vielen der befragten Unternehmen eine Konsolidierung der Konzepte auf einige wenige vielversprechende Technologien erwartet.

Trotzdem versuchten einige der befragten Unternehmen in der Branchenumfrage abzuschätzen, welche technologischen Konzepte zur Nutzung der Meeresenergie sich in Zukunft durchsetzen würden. Die Aussagen hierüber spiegelten natürlicherweise in erheblichem Maße die jeweilige Unternehmensstrategie wider. So gab ein befragter Hersteller an, dass in Zukunft zur Nutzung der Strömungsenergie frei umströmte Horizontalachsenrotoren zum Einsatz kämen. Derselbe Hersteller geht davon aus, dass die Nutzung der Wellenenergie auch in Zukunft durch pneumatische Kammern nach dem Prinzip der schwingenden Wassersäule erfolgen würde. Die Aussagen der befragten Energieversorgungsunternehmen unterschieden sich erheblich voneinander: eines der Unternehmen betrachtet Strömungsenergieanlagen als aussichtsreiche Erzeugungstechnologie, die Nutzung der Wellenenergie jedoch als technisch noch sehr anspruchsvoll und erst langfristig nutzbar. Mit Blick auf die Nutzung des Tidenhubs gab das Unternehmen zu bedenken gegeben, dass derartige Großprojekte mit erheblichen Risiken bei Finanzierung und Genehmigung einhergingen. Ein anderes Unternehmen bewertete insbesondere die Nutzung der Wellenenergie mithilfe von Punktabsobern (siehe Abschnitt 4.2.3) und Lineargeneratoren als vielversprechend; die Vorteile zu hydraulischen Systemen lägen in der Betriebssicherheit unter den extremen Umgebungsbedingungen auf hoher See.

Mit Bezug auf die Nutzung bekannter Komponenten aus dem Maschinen- und Anlagenbau und der Notwendigkeit, ganz neuartige Komponenten und Materialien zu nutzen, wurden unterschiedliche Einschätzungen geäußert. Ein Zertifizierer geht zum Beispiel davon aus, dass sich Technologien und Nachweisverfahren, die bereits in der Offshore-Windenergienutzung und Öl- und Gasförderung eingesetzt würden, zum großen Teil auf den Bereich Meeresenergie übertragen ließen. Dagegen gab ein Zulieferer zu bedenken, dass die technologischen Herausforderungen bei der Nutzung der Meeresenergie im Allgemeinen viel höher seien als bei der Offshore-Windenergie: Offshore-Windparks würden zwar in relativ windreichen, jedoch nach Möglichkeit auch wellenarmen Bereichen errichtet. Außerdem würden die sensiblen beweglichen Teile bei Offshore-Windenergieanlagen gerade den extrem dynamischen Übergang von Wasser auf Luft an der Meeresoberfläche meiden. Genau hier würden aber Attenuatoren und die meisten anderen Technologien (mit Ausnahme von „Oyster“-ähnlichen Konzepten, siehe Abschnitt 4.2) wirken; die mechanischen Belastungen seien daher nicht vergleichbar. Der Zulieferer gab weiterhin zu bedenken, dass der Einsatz bekannter Komponenten aus anderen Branchen außerdem zu hohen Stromgestehungskosten führen würde, die sich nur durch die Entwicklung speziell an die Nutzung der Meeresenergie angepasster Komponenten reduzieren ließen. Der Lineargeneratoren stelle in diesem Zusammenhang ein beachtenswertes Konzept dar; grundlegende Probleme ergäben sich aber insbesondere bei Wellenenergieanlagen aus dem ungünstigen Verhältnis von Durchschnitts- zu Spitzenlast. Diese sehr unterschiedlichen Angaben mit Bezug auf Komponenten und Materialien verdeutlichen die großen Unsicherheiten die mit der Nutzung der Meeresenergie heute noch verbunden sind.

Zwei der befragten Forschungsinstitute erwarten, dass neben der Nutzung der Meeresenergie mit standortfesten Großprojekten auch dezentrale, mobile Klein- und Kleinstanlagen zur Objektversorgung und andere spezialisierte Anwendungen zum Einsatz kommen würden.

Ein deutscher Technologieentwickler der sich mit dem Einsatz von Lineargeneratoren in Wellenenergieanlagen beschäftigt, verspricht sich mittelfristig durch die Entwicklung von Lineargeneratoren in Supraleitertechnologie erhebliche Effizienzvorteile und Kostendegressionspotenzial.

16.4 Notwendige Rahmenbedingungen

Die Branchenumfrage hat deutlich gemacht, dass die befragten Unternehmen schwerpunktmäßig am Export von Meeresenergie-Technologien ins Ausland interessiert sind und weniger am großflächigen Einsatz von Meeresenergieanlagen in der deutschen AWZ. Trotzdem wurde die Notwendigkeit benannt, vielversprechende Konzepte deutscher Technologieentwickler und Hersteller in Pilotanlagen innerhalb Deutschlands zu erproben. Als Gründe hierfür wurden die für den Export positive „Signalwirkung“ sowie die Reduzierung von Reisezeiten zu möglichen Pilotprojekten, die sonst im Ausland realisiert werden müssten, genannt.

Nach dem aktuellen EEG 2009 [1] würden Meeresenergieanlagen die gleiche Vergütung wie Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft erhalten (§ 23 Abs. 1 EEG). Da die Leistung einzelner Meeresenergieanlagen mittelfristig voraussichtlich 5 MW nicht überschreitet, richtet sich die Vergütung wie folgt nach der Leistung der Meeresenergieanlage:

- 12,67 ct/kWh bis einschließlich 500 kW
- 8,65 ct/kWh bis einschließlich 2 MW
- 7,65 ct/kWh bis einschließlich 5 MW

Vor dem Hintergrund der Stromgestehungskosten heutiger Meeresenergieanlagen und dem sehr geringen theoretischen, technischen und ökologischen Potenzial in Deutschland, sind die o. g. Vergütungen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Meeresenergieanlagen in Deutschland nicht ausreichend.

Aus dem nationalen Energieforschungsprogramm wurde die Nutzung der Meeresenergie zwischen 2001 und 2008 mit ca. 2,5 Mio. Euro gefördert [56]. Die Forschungsförderung ist damit in Deutschland zwar grundsätzlich möglich, sie bildet aber keinen Schwerpunkt.

Abb. 16 - 5 zeigt eine Übersicht über den Stand der Wissenschaft im Bereich Meeresenergie-Technologie in ausgewählten Ländern.

Es ist deutlich zu erkennen, dass es in Großbritannien und den USA die höchste Anzahl an Entwicklungen von Meeresenergieanlagen gibt. Darauf folgen Kanada und Norwegen sowie Australien, Dänemark und Irland. Es fällt auf, dass Großbritannien, die USA, Norwegen und Portugal mit der größten Anzahl an Prototypen auf See in der Entwicklung am weitesten fortgeschritten sind.

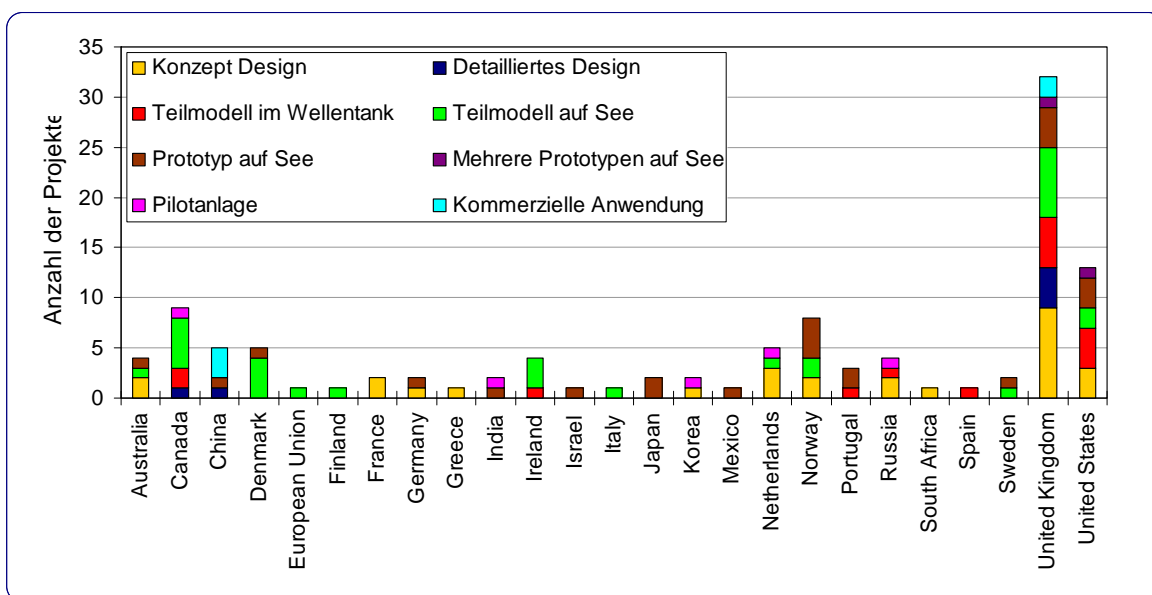


Abb. 16 - 5 Übersicht über den Stand der Wissenschaft im Bereich Meeresenergie-Technologie in ausgewählten Ländern (eigene Recherchen)

Die meisten Stellungnahmen der befragten Unternehmen und Forschungsinstitutionen beinhalteten Vorschläge, wie Forschungs- und Demonstrationsvorhaben zur Nutzung der Meeresenergie in Zukunft in Deutschland gefördert werden könnten. Zwei unterschiedliche Ansätze wurden vorgeschlagen:

- Einführung eines speziellen Einspeisetarifs für die Nutzung von Meeresenergie in eine Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz.
- Auflage eines durch die Bundesregierung geförderten Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm (ähnlich dem „Offshore-WMDP“ für den Ausbau der Offshore-Windenergie) oder eines Demonstrationsprogramms, z. B. mit Investitionskostenzuschüssen für die Errichtung und Erprobung von Prototypen und Pilotanlagen in der deutschen AWZ.

Die befragten Unternehmen waren sehr unterschiedlicher Ansicht darüber, welcher der beiden genannten Ansätze der Richtige sei. Eine Darstellung der Vor- und Nachteile beider Ansätze ist Tab. 16 - 3 zu entnehmen.

EEG-Einspeisetarif für Meeresenergie

Der größte Unterschied zwischen den zwei Ansätzen zur Förderung der Errichtung und Erprobung von Meeresenergieanlagen besteht darin, dass die Einführung eines EEG-Einspeisetarifs ggf. unerkannte Innovationspotenziale nutzbar machen könnte. Sofern der Einspeisetarif ausreichend hoch gesetzt würde ist davon auszugehen, dass mehrere der befragten Unternehmen die Entwicklung und Erprobung von Meeresenergieanlagen auch in Deutschland mit höherer Priorität vorantreiben würden; dies könnte diese Unternehmen darin unterstützen, sich auf dem Weltmarkt besser zu positionieren. Ein Unternehmen schlug darüber hinaus vor, dass über flexible Mechanismen i. S. d. europäischen EE-Richtlinie auch Strom, der in Meeresenergieanlagen außerhalb der deutschen AWZ erzeugt würde, gefördert werden sollte.

Durch die Erprobung einer relativ großen Anzahl unterschiedlicher Technologien ließen sich voraussichtlich die vielversprechenden Konzepte schneller identifizieren als dies mit der Förderung einer relativ geringen Anzahl individueller Projekte innerhalb eines Forschungs- und Demonstrationsprogramms möglich wäre.

Einspeisetarife für Meeresenergieanlagen wurden in den vergangenen Jahren auch von anderen Ländern wie Portugal (26 ct/kWh), Irland (22 ct/kWh), Italien (34 ct/kWh) und Spanien (individueller Tarif basierend auf Investitionskosten der Anlagen) eingeführt (siehe Tab. 16 - 4).

Forschungs- und Demonstrationsprogramm für Meeresenergie

Durch die Förderung einzelner vielversprechender Konzepte und Projekte ließe sich gezielt Wissen und Erfahrung mit der Meeresenergie in Deutschland aufbauen. Durch dieses Instrument würde jedoch nur eine begrenzte Anzahl an Konzepten oder Projekten unterstützt werden.

Einer der Befragten gab daher zu bedenken, dass aus der Vielzahl an heutigen Konzepten eine Auswahl getroffen werden müsste, die stärker gefördert würde. Gleichzeitig müssten andere Konzepte unter Umständen vollständig aufgegeben werden. Diese dafür notwendige Auswahl bleibe jedoch aufgrund der Unübersichtlichkeit an Konzepten und fehlender Betriebserfahrung bis auf weiteres selbst für Fachleute ein schwieriges Unterfangen.

Der Erfolg eines Forschungs- und Demonstrationsprogramms würde schließlich auch von dessen detaillierten Ausgestaltung abhängen. Üblicherweise unterstützt die Bundesregierung industrielle Forschungsvorhaben mit Zuwendungen bis maximal 50% [61]. Vor dem Hintergrund des sehr frühen Entwicklungsstadiums der Meeresenergie-Technologien schlug eines der befragten Unternehmen vor individuelle Projekte ggf.

mit bis zu 100% zu fördern. Die erlangte Förderung solle dann im Falle einer erfolgreichen Entwicklung des jeweiligen Konzepts zu einem kommerziellen System zurückgezahlt werden. Durch die sehr hohe Förderquote bekämen auch Technologieentwickler ohne hohes Eigenkapital die Chance, ihre Konzepte zu entwickeln und zu testen. Durch die Vielzahl der dadurch verfolgten Konzepte steige die Wahrscheinlichkeit, dass sich neben gradueller Innovationen auch sprunghafte Innovationen ergeben könnten.

Forschungs- und Entwicklungsprogramme sowie Demonstrations- und Markteinführungsprogramme wurden in den vergangenen Jahren auch von anderen Ländern wie Großbritannien (rd. 68 Mio. Euro), den USA (rd. 12 Mio. Euro und rd. 8,4 Mio. Euro in 2009) und Kanada (rd. 5,5 Mio. Euro) aufgesetzt (siehe Tab. 16 - 4).

Testfeld zur Erforschung und Entwicklung von Meeresenergieanlagen

Als ein weiteres effizientes Mittel, um die Entwicklung von Pilotvorhaben in der deutschen AWZ zu forcieren, wurde die Errichtung eines „Testfeld Meeresenergie“ mit Netzanschluss vorgeschlagen – in Anlehnung an das Testfeld für die Erprobung der Offshore-Windenergie „alpha ventus“. Die Errichtung eines vergleichbaren Testfeldes wird zum Beispiel von der britischen Regierung unter dem Namen „Wave Hub“ bis Sommer 2010 angestrebt. Das Projekt entspricht einer „Steckdose im Meer“, die speziell für die Erprobung von Wellenenergieanlagen genutzt werden kann. Erste Anlagen sollen dort im Jahr 2011 angeschlossen werden [62]. Ähnliche Aktivitäten werden auch von Portugal und Spanien verfolgt. Großbritannien verfügt mit dem „European Marine Energy Centre (EMEC)“ in Orkney bereits über entsprechende Infrastrukturen.

Neben Einsparungen für den (kostenintensiven) Netzanschluss von Meeresenergieanlagen, würde ein solches Testfeld eine vereinfachte Genehmigung von Pilotanlagen ermöglichen. Um bereits kurzfristig mit der Errichtung und Erprobung von vielversprechenden Konzepten beginnen zu können, müsste allerdings die Netzanbindung dieses Testfeldes mit hoher Priorität vorangetrieben werden.

Tab. 16 - 3 Vor- und Nachteile der zwei genannten Ansätze zur Förderung von Demonstrationsvorhaben zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland.

Einspeisetarif	Investitionskostenzuschüsse
<ul style="list-style-type: none"> + Internationale Signalwirkung + Transparentes und diskriminierungsfreies Verfahren + Anreiz für Bau und Errichtung von Anlagen ist an Funktionstüchtigkeit geknüpft + Passt in Systematik der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland + Größere Anzahl konkurrierender Demonstrationsvorhaben setzt großes Innovationspotenzial frei + keine unmittelbare Begrenzung der verfügbaren Mittel an Regierungsvorgaben (aufgrund des relativ geringen Meeresenergiepotenzials sind gleichzeitig keine zu großen finanziellen Belastungen der Verbraucher zu erwarten) 	<ul style="list-style-type: none"> + Internationale Signalwirkung + Qualitätskontrolle schwierig, aber möglich + Zuschuss kann sich an projektspezifischen Kosten orientieren
<ul style="list-style-type: none"> - Schwierigkeit, bei gegebener Variantenvielfalt den „richtigen“ Einspeisetarif zu bestimmen - Instrument eignet sich möglicherweise nicht für das sehr frühe Entwicklungsstadium der Meeresenergie-Technologien - keine Qualitätskontrolle 	<ul style="list-style-type: none"> - Auswahl der förderungswürdigen Technologien nur durch Fachleute möglich - Intransparentes und möglicherweise diskriminierendes Verfahren - Gefahr der Förderung nicht erfolgreicher Technologien („negative Leuchtturmprojekte“) - Verfügbare Mittel stets durch Regierungsvorgaben begrenzt

Darüber hinaus wurde von verschiedenen Unternehmen die Forderung erhoben, geeignete Rahmenbedingungen für die Genehmigung und den Netzanschluss von Meeresenergieanlagen zu schaffen. Die Planungs- und Genehmigungsbehörden müssten nach klaren Regeln Flächen für die Nutzung von Meeresenergie ausweisen, eindeutige Umwelt- und Sicherheitsauflagen erlassen und divergierende Nutzungsinteressen (z. B. mit Fischerei, s. Abschnitt 2.5.2) durch eine optimierte Raumordnung ausgleichen. Damit auch Meeresenergieanlagen ohne die hohen Kosten für einen Netzanschluss auf See ans Stromnetz an Land angebunden werden könnten, müsse entweder das o. g. Testfeld schnellstmöglich errichtet oder der sich bisher nur auf Offshore-Windenergieanlagen beziehende § 17 Abs. 2 a EnWG auf Meeresenergieanlagen ausgeweitet werden.

Neben geeigneten Rahmenbedingungen für die Entwicklung und Erprobung von Meeresenergieanlagen sei auch der Bereich der Normung zu unterstützen. Dies sei z. B. durch die Bereitstellung von finanziellen Mitteln für die aktive Mitarbeit in internationalen Gremien möglich. Zur weiteren Diskussion der Bedeutung von Normung im Bereich Meeresenergie sei hier auf Abschnitt 14.3 verwiesen.

Für die Ausschöpfung der Exportpotenziale seien darüber hinaus Hemmnisse durch Handels-, Reise- und Transportbeschränkungen ins Ausland abzubauen. Versicherungsunternehmen müssten außerdem spezielle Produkte entwickeln, um das Risiko

von Pilotanlagen zu reduzieren. Idealerweise seien auch staatliche Bürgschaften für Pilotanlagen deutscher Unternehmen (im Ausland) zu gewähren.

Mehrere der befragten Unternehmen gaben darüber hinaus an, dass die Errichtung und Erprobung von Meeresenergieanlagen in Deutschland aussagekräftige Potenzialstudien voraussetzen würden. Neben der vorliegenden Studie wären daher genauere standortspezifische Untersuchungen wünschenswert.

Tab. 16 - 4 Übersicht über Länder mit spezieller Förderung der Meeresenergien nach [56] und eigenen Recherchen

Land	Meeresenergie	Fördersystem	Hinweise
Großbritannien	<ul style="list-style-type: none"> Tidenhub Welle Strömung 	<ul style="list-style-type: none"> FuE und Markteinführungsprogramm in Höhe von bis zu £60 Mio. (rd. 68 Mio. Euro) EE-Zertifikate (2 ROCs/MWh) bis 2037 Testfeld „Wave Hub“ mit Netzanschluss für Wellenenergieanlagen Unterstützung nat./int. Normgebung 	<ul style="list-style-type: none"> Teil der britischen erneuerbaren Energien Strategie (2009) [63] Energy Act 2008 20 MW Kapazität, 15 km vor der Küste Darüber hinaus Meeresenergie in Raumordnung („The Marine Bill“)
Irland	<ul style="list-style-type: none"> Welle Strömung 	<ul style="list-style-type: none"> 27 Mio. Euro FuE-Programm (2008-2010) inkl. Einspeisevergütung in Höhe von 22 ct/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> Offizielle Regierungsziele 75 MW bis 2012 und 500 MW bis 2020
Italien	<ul style="list-style-type: none"> Welle Strömung 	<ul style="list-style-type: none"> EE-Zertifikate (1,8 GCs/MWh) über 15 Jahre <u>oder</u> Bonus auf Strommarktpreis in Höhe von 34 ct/kWh über 15 Jahre für kleine Anlagen (< 1 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> Dies entsprach ca. 20,3 ct/kWh im Jahr 2008 Dies entsprach inkl. dem Strommarktpreis im Jahr 2008 etwa 42,5 ct/kWh
Kanada	<ul style="list-style-type: none"> Allgemein Strömung 	<ul style="list-style-type: none"> FuE-Programm (2008-2011) 6 Mio. CAD (rd. 5,5 Mio. Euro) Demoprogramm für Strömungsenergieanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> FuE-Programm in Zusammenarbeit mit Landes- und Provinzregierungen sowie Industrie und Wissenschaft
Neuseeland	<ul style="list-style-type: none"> Allgemein 	<ul style="list-style-type: none"> 2 Mio. NZD/Jahr (rd. 1 Mio. Euro/Jahr) Markteinführungsprogramm über 4 Jahre 	
Portugal	<ul style="list-style-type: none"> Welle 	<ul style="list-style-type: none"> Einspeisevergütung in Höhe von 26 ct/kWh Pilotzone für Prototypen, vor-kommerzielle und kommerzielle Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Vergütung nur für die ersten 20 MW (Gesetz 225/2007) 250 MW Kapazität, 320 km² Fläche (Gesetz 5/2008)

Tab. 16 - 4 Fortsetzung

Schottland (U.K.)	<ul style="list-style-type: none"> • Tidenhub • Welle • Strömung 	<ul style="list-style-type: none"> • zstzl. EE-Zertifikate (ROCs) • Aufbau des „European Marine Energy Centre (EMEC)“ in Orkney • £10 Mio. (rd. 11 Mio. Euro) Wettbewerb „Saltire Prize“ 	
Schweden	<ul style="list-style-type: none"> • Welle • Strömung 	<ul style="list-style-type: none"> • rd. 5 Mio. Euro FuE-Förderung von 2004-2009 • rd. 1,5 Mio. Euro Demoprogramm Prototyp einer Wellenanlage 	<ul style="list-style-type: none"> • Förderquote rd. 50% (d. h. Projektbudgets etwa doppelt so hoch wie links angegeben)
Spanien	<ul style="list-style-type: none"> • Allgemein • Welle 	<ul style="list-style-type: none"> • Individuelle Einspeisevergütung je nach Investitionskosten eines Projekts • Provinzregierungen installieren Testfelder für den Test von Prototypen und Demonstration von vor-kommerziellen Wellenenergieanlagen bis 20 MW • Unterstützung nationaler und internationaler Normgebung 	<ul style="list-style-type: none"> • Aufnahme von weiteren Fördermechanismen für Meeresenergie im 2011-2020 EE-Plan • „Biscay Marine Energy Plattform“
USA	<ul style="list-style-type: none"> • Welle • Strömung • Temperaturgrad. 	<ul style="list-style-type: none"> • rd. 17 Mio. USD (rd. 12 Mio. Euro) FuE-Programm 2009 • rd. 12 Mio. USD (rd. 8,4 Mio. Euro) Markteinführungsprogramm 2009 • 0,01 USD/kWh steuerl. Anreiz (PTC¹) • Unterstützung des NREL² bei nationaler und internat. Normgebung • Aufbau einer umfassenden Projektdatenbank³ 	<ul style="list-style-type: none"> • In 2008 lag die FuE-Förderung noch bei nur 10 Mio. USD (rd. 7 Mio. Euro) • FuE-Förderung beinhaltet zu geringem Teil auch konventionelle Wasserkraft • Quellen: [64]

¹ Production Tax Credit

² National Renewable Energy Laboratory

³ www1.eere.energy.gov/windandhydro/hydrokinetic/default.aspx

16.5 Zwischenergebnis

Die Chancen der deutschen Industrie liegen eindeutig im Export von Komponenten und Anlagen zur Nutzung der Meeresenergie im Ausland. Die Mehrzahl der befragten Unternehmen geht von sehr hohen Exportquoten nahe 100% für ihre Technologien, Verfahren und Dienstleistungen aus. Die wichtigsten Zielmärkte sind Großbritannien, Portugal, Irland, Schweden, die USA gefolgt von Norwegen, Frankreich, Spanien, Südkorea und China.

Die Entwicklung des Weltmarkts für Meeresenergieanlagen wird sehr positiv eingeschätzt. Die deutschen Unternehmen geben sich optimistisch und halten einen deutschen Wertschöpfungsanteil an den auf einem zukünftigen Weltmarkt verkauften Meeresenergieanlagen in ähnlicher Höhe wie bei Windenergieanlagen, also rund 25%, für möglich. Alle Befragten betonten, dass deutsche Qualitätsprodukte gerade wegen der besonderen Herausforderungen bei der Nutzung der Meeresenergie einen Wettbewerbsvorteil haben würden.

Der Großteil der Befragten war dabei der Meinung, dass dieser Wettbewerbsvorteil nur durch zeitnahe massive Unterstützung durch die öffentliche Hand genutzt werden könnte. Einige Unternehmen fordern dabei Förderquoten von bis zu 100%, was mit den einschlägigen förderrechtlichen Rahmenbedingungen nicht vereinbar ist. Bei einer Förderung von Forschungsvorhaben durch die öffentliche Hand wird grundsätzlich eine angemessene Eigenbeteiligung vorausgesetzt. Diese unterstreicht ein Eigeninteresse der Industrie, ein Forschungsvorhaben erfolgreich abzuschließen.

Das Meeresenergiepotenzial in Deutschland ist, wie oben dargestellt, als sehr gering zu bewerten und es besteht weiterhin die Problematik, dass in deutschen Gewässern erprobte Anlagen nicht ohne weitere Anpassungen ins Ausland exportiert werden könnten. Damit wären vermutlich eine wie in Portugal, Irland, Italien und Spanien verfolgte Einführung eines (ausreichend hohen) EEG-Einspeisetarifs für Meeresenergieanlagen sowie die Auflage eines ambitionierten Forschungs- und Entwicklungsprogramm ähnlich wie in Großbritannien, den USA und Kanada in Deutschland schwieriger zu begründen.

17 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und Ausblick

17.1 Teil A: Nutzung der Meeresenergie in Deutschland

17.1.1 Theoretisches Potenzial der Meeresenergien in Deutschland

Datenbasis

Zur Berechnung des theoretischen Potenzials der Meeresenergien in Deutschland wurde wo möglich auf den coastDat Datensatzes [4] des GKSS Instituts für Küstenforschung zurückgegriffen. Bei coastDat handelt es sich um einen konsistenten meteorologischen Datensatz mit hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung, der für viele Parameter mittlerweile für den Zeitraum 1958-2007 vorliegt. Der Datensatz wurde mit Hilfe numerischer Modelle und vorhandener Beobachtungsdaten erstellt. Tab. 2 - 1 gibt einen Überblick über die in coastDat vorhandene und verwendete Datengrundlage.

Tab. 2 - 1 In coastDat vorhandene und im Folgenden verwendete Datengrundlage.

Art	Region	Zeitraum	Räumliche Auflösung	Zeitliche Auflösung
Tidenhub	Nordsee	1958-2003	Variabel, bis zu 100m im Küstenbereich	Stündlich
Wellen	Nordsee	1958-2007	5.5 x 5.5 km	Stündlich
	Ostsee	1958-2002	5.5 x 5.5 km	Stündlich
Strömung	Nordsee	1958-2003	Variabel, bis zu 100m im Küstenbereich	Stündlich

Tidenhub

Der mittlere Tidenhub liegt für weite Teile der Deutschen Nordseeküste zwischen etwa 2.0 und 3.0 m (Abb. 3 - 1). Im Bereich der Insel Sylt werden etwas geringere, im Bereich der Ästuare etwas höhere Werte beobachtet. So werden beispielsweise im Bereich der Jade teilweise Werte von mehr als 3.50 m ermittelt.

Das durch den Tidenhub bereitgestellte theoretische Potenzial ermittelt aus dem mittleren Tidenhub und dem Tidevolumen, d.h. das Volumen der zwischen Hoch- und Niedrigwasser ein- bzw. ausströmende Wassermasse.

Um dennoch eine grobe Abschätzung des theoretischen Potenzials zu bekommen, wurden in Tab. 3 - 1 (Auswahl) die Tidevolumina, der mittlere Tidehub und das daraus resultierende theoretische Potenzial einzelner Tidebecken an der Deutschen Nordseeküste bestimmt. Die größten theoretischen Potenziale sind damit in den Bereichen der Mündungen von Jade und Weser, der Norderhever und der Osterems zu erwarten. Technisch dürfte eine Nutzung aufgrund der Veränderlichkeit der Tidebecken nur schwer realisierbar sein.

Tab. 3 - 1 (Auswahl) Maximales theoretisches Potenzial (Leistung) und potentielle Energie des Tidenhubs verschiedener Tidebecken entlang der Deutschen Nordseeküste.

Tidebecken	Tidevolumen [10 ⁶ m ³]	MTHB [m]	Potentielle Energie bei Hochwasser [GWh]	Leistung [MW]
Norderhever/Heverstrom	849	3.0	3.6	288.3
Jade, innerer Teil	110	3.7	0.6	46.1
Jade/Weser	1000	3.2	4.5	362.2
Weser	195	3.2	0.9	70.6
Osterems	656	2.8	2.6	207.9

Vergleicht man die Werte für den mittleren Tidenhub in Deutschland mit den in Tab. 12 - 1 beispielhaft angegebenen Werten für den mittleren Tidenhub an einigen besonders vielversprechenden Standorten der Welt wird direkt deutlich, wie begrenzt das theoretische Potenzial der Gezeitenenergie durch Nutzung des Tidenhubs in Deutschland.

Tab. 12 - 1 Mittlerer Tidenhub in m für besonders vielversprechende Standorte der Welt.

Standort, Land	MTHB [m]
Severn Estuary, Vereinigtes Königreich, zwischen England und Wales	7,0-8,0
Solway Firth, Vereinigtes Königreich	5,5
Bay of Fundy, Canada	10,0-11,7
Golf von Khambhat, Indien	6,1
Nordfrankreich, Frankreich	7,0

Wellen

Aus der Wellentheorie ergibt sich die Wellenenergiedichte E pro m^2 Meeresoberfläche aus der Dichte des Wassers, der Gravitationsbeschleunigung und der signifikante Wellenhöhe H_s in m. Für eine Nutzung der Wellenenergie ist der Energiefluss P entscheidend, d.h. die Energie, die pro Wellenperiode in Ausbreitungsrichtung der Wellen bezogen auf die Einheitsbreite übertragen wird. Unter bestimmten Annahmen über die Form des Seegangsspektrums lässt sich der Energiefluss näherungsweise aus den Parametern signifikante Wellenhöhe (H_s) und mittlerer Periode (T_z) berechnen.

Im Bereich der Deutschen Bucht erreichen die signifikanten Wellenhöhen im langjährigen Mittel Werte zwischen etwa 1.50 und 2.00 m. Diese Werte fallen zu den Küsten hin deutlich ab und erreichen im Bereich der vorgelagerten Inseln Werte um etwa 1.00 m. Küstennah liegen die Werte meist unter 1.00 m. Die T_{m02} Periode zeigt ein ähnliches räumliches Muster mit langjährigen Mittelwerten von etwa 4-5 s für weite Teile der Deutschen Bucht. Küstennah liegen die Werte deutlich darunter.

Im langjährigen Mittel weisen die mittleren Energiedichten im Bereich der Deutschen Bucht Werte zwischen etwa 1.0 und 3.5 kJ/m^2 auf, wobei die größten Werte auf offener See, die kleinsten Werte in Küstennähe beobachtet werden. Die mittleren Energieflüsse schwanken seewärts der Inseln zwischen etwa 8.0 und 24 kW/m , wobei auch hier die größeren Werte in küstenferneren Regionen beobachtet werden. Auf der Rückseite der Inseln und in Landnähe sind die Werte deutlich geringer.

Generell fallen die langjährigen Mittelwerte dieser Größen im Bereich der Deutschen Ostseeküste deutlich niedriger als in der AWZ der Nordsee aus. So werden im Bereich der Deutschen Ostseeküste im langjährigen Mittel signifikante Wellenhöhen von deutlich unter 1.00 m erreicht, wobei die höchsten Werte vor der Nordküste Rügens, die niedrigsten in unmittelbarer Küstennähe beobachtet werden. Die T_{m02} Periode zeigt ein ähnliches räumliches Muster mit langjährigen Mittelwerten von etwa 2-3 s für weite Teile der AWZ.

Auch hier finden sich im Vergleich zur Nordsee generell deutlich geringere Werte. So weisen die mittleren Energiedichten im langjährigen Mittel im Bereich der Deutschen Ostseeküste und der AWZ lediglich Werte von weniger als 1.0 kJ/m^2 auf, wobei die größten Werte auf offener See und vor der Nordküste Rügens, die kleinsten Werte in Küstennähe beobachtet werden. Die mittleren Energieflüsse im Bereich der Deutschen Ostseeküste sind ebenfalls deutlich geringer, als die im Bereich der Nordsee beobachteten. Sie erreichen im langjährigen Mittel lediglich Werte von unter 4 kW/m , wobei auch hier mit etwa 3 kW/m die größten Werte an der Nordküste Rügens beobachtet werden.

Vergleicht man diese Werte mit den in Abb. 12 - 2 dargestellten Werten für durchschnittliche jährliche Energieflüsse für Wellen in unterschiedlichen Regionen der Erde (Westküste Nord- und Südamerikas mit $30-70 \text{ kW/m}$, der Westküste Europas mit $40-75 \text{ kW/m}$, der Küste Südafrikas mit $40-50 \text{ kW/m}$ und den Küsten Australiens/Neuseelands mit $30-70 \text{ kW/m}$) wird deutlich, dass das theoretische Potenzial zur Nutzung der Wellenenergie in Deutschland im weltweiten Vergleich sehr beschränkt ist.

Strömung

Ausgehend von der kinetischen Energie einer Strömung ergibt sich die theoretische Leistung P pro Quadratmeter Querschnitt aus der Dichte und der Strömungsgeschwindigkeit des Wassers.

Für weite Teile der Deutschen Bucht liegen diese um oder unter etwa 0.5 m/s . Lediglich in den Seegatten, zwischen den Inseln oder in Fahrwassern werden lokal eng begrenzt teilweise höhere Werte von bis zu etwa 1.0 m/s erreicht. Solche Bereiche sind z.B. die Bereiche nördlich und südlich von Sylt, südlich von Amrum, die Elbmündung oder die Bereiche von Jade und Weser. In diesen Bereichen werden im langjährigen Mittel Leistungen erreicht, die zwischen etwa $200-500 \text{ W/m}^2$ liegen können (Abb. 5 - 1). Die entsprechenden Energiedichten liegen hier bei etwa $2-6 \text{ kJ/m}^2$ Meeresoberfläche, die Energieflüsse in Strömungsrichtung zwischen $10-18 \text{ kW/m}$ Querschnitt senkrecht zur Strömungsrichtung.

Deutlich zu erkennen ist, dass die Gebiete mit hohem theoretischem Potenzial recht kleinräumig und lokal begrenzt sind. Vergleichsweise hohes theoretisches Potenzial findet sich ausschließlich im Bereich der Flussmündungen (Ems, Jade-Weser, Elbe) sowie im Bereich einiger Seegatten, Rinnen und Fahrwasser (z.B. Lister Tief nördlich von Sylt, nördlich und südlich von Amrum oder nördlich von Eiderstedt).

Für den Bereich der Ostsee gibt es bisher keine vergleichbare Datengrundlage wie für die Nordsee. Insofern muss zur Beurteilung der Strömungsverhältnisse auf die wenigen im Bereich der Ostsee vorhandenen und teilweise sehr kurzen Messreihen des BSH zurückgegriffen werden.

Es fällt auf, dass die Werte in Bereichen, in denen aus ozeanographischer Sicht am ehesten mit höheren Strömungsgeschwindigkeiten zu rechnen ist, im Vergleich zur Nordsee infolge des fehlenden Tideinflusses im Mittel deutlich geringer ausfallen. Ähnlich wie in der Nordsee ist davon auszugehen, dass die Strömungsmaxima des Weiteren eine ähnliche enge lokale Begrenztheit wie in der Nordsee aufweisen.

Vergleicht man die Werte für Strömungsgeschwindigkeiten, Energiedichten und Energieflüsse z. B. mit Standorten in Großbritannien, Irland und Südkorea wird deutlich, wie begrenzt das theoretische Potenzial der Strömungsenergie in Deutschland ist.

Salzgradient

Das theoretische Potenzial von Osmose ist überall dort als hoch zu betrachten, wo ausreichende Mengen Süßwasser ins Meer fließen und der Gradient im Salzgehalt (Unterschied im Salzgehalt der, bezogen auf eine bestimmte Entfernung, zur Verfügung steht) hinreichend groß ist.

Aufgrund thermodynamischer Grundlagen gibt eine maximale Leistung von 2 MW/(m³/s) an wenn Süßwasser in Kontakt mit Meerwasser tritt. Während diese Energie im Bereich der Nordsee abgesehen von der Existenz einer breiten Brackwasserzone prinzipiell zur Verfügung steht, ist davon auszugehen, dass der Wert an der Ostseeküste aufgrund der dort vorherrschenden geringeren Salzgehalte deutlich geringer ausfällt.

Erschwerend kommen periodisch schwankende Salzgehalte in Brackwasserzonen in Bereichen eines Tideflusses hinzu, in dem eine Mischung von Fluss- und Seewasser erfolgt.

Tab. 6 - 1 gibt die mittleren Abflüsse der großen im Bereich der Deutschen Küsten in Nord- und Ostsee mündenden Flüsse an. Unter Berücksichtigung der oben gemachten Einschränkungen besitzt damit die Elbe das größte und vermutlich einzig nennenswerte theoretische Potenzial.

Tab. 6 - 1 Mittlere Abflüsse großer im Bereich der Deutschen Küsten in Nord- und Ostsee mündenden Flüsse

Fluss	Mittlerer Abfluss in m ³ /s	Maximale Leistung in MW ¹
Elbe	720	1.440
Weser	325	650
Oder	540	k. A. ²
Ems	79	158

¹ Es ist zu beachten, dass die hier angegebenen Werte bei Nutzung des vollständigen Abflusses des betrachteten Flusses entsprechen.

² Da die Oder in die sehr salzarme Ostsee mündet, wird keine maximale Leistung angegeben.

Temperaturgradient

Größere, für Energiebetrachtungen relevante Temperaturgradienten (Temperaturunterschiede die, bezogen auf eine bestimmte Entfernung, zur Verfügung stehen) werden im Bereich der Deutschen AWZ weder in der Nord- noch in der Ostsee beobachtet.

Beispielweise wächst der Temperaturunterschied im Arkonabecken zwischen oberen und unteren Schichten auf max. 7 K an, wobei ein solcher Temperaturunterschied nur für eine relativ kurze Zeit im Jahr beobachtet werden kann. In der Nordsee sind die küstennahen Gebiete ganzjährig durchmischt und es baut sich eine Schichtung im langjährigen Mittel nur im Sommer in den küstenfernen Teilen der Deutschen Bucht auf.

Vergleicht man die Werte für den Temperaturunterschied in der deutschen Nord- und Ostsee mit Werten in der tropischen und subtropischen Zone von 16-24 K (Abb. 12 - 3) wird deutlich, wie beschränkt auch das Potenzial für die Nutzung des Temperaturgradienten in Deutschland ist.

Schlussfolgerung

Das theoretische Potenzial für die Nutzung der Meeresenergie ist im Vergleich zu anderen Standorten auf der Welt insgesamt als sehr gering zu bezeichnen. Teilweise ergeben sich mit Blick auf die einzelnen Meeresenergieformen einige Unterschiede.

Das theoretische Potenzial für die Nutzung von Salz- und des Temperaturgradienten erscheint zu gering, um jemals in Deutschland genutzt werden zu können.

Das theoretische Potenzial für die Nutzung des Tidenhubs, der Wellenenergie und der Strömungsenergie ist zwar insgesamt sehr gering. An einzelnen Standorten weisen die natürlichen Parameter jedoch darauf hin, dass kleinere Anwendungen möglich sein könnten. An diesen Standorten sind genauere Untersuchungen des natürlichen Potenzials durchzuführen.

17.1.2 Stand der Technik

Methodisches Vorgehen

Der Stand der Technik zur energetischen Nutzung der Meeresenergie in Deutschland wurde anhand eines zweifachen Ansatzes ermittelt. Zunächst wurden die aktuell durchgeführten, öffentlich dokumentierten, internationalen Forschungs- und Demonstrationsvorhaben recherchiert und ausgewertet. Diese Recherche wurde um eine Befragung zahlreicher in Deutschland aktiver Institutionen ergänzt (vgl. Kapitel 14). Im Rahmen dieser Befragung wurde insbesondere auch versucht, den technischen Entwicklungsstand der in den einzelnen Institutionen verfolgten Projekte abzufragen.

Die Ergebnisse der Branchenabfrage und der Recherchearbeiten wurden in einer umfangreichen Projektdatenbank zusammengeführt. Diese Datenbank dokumentiert unter anderem die in den einzelnen Projekten verfolgten technologischen Konzepte, die genutzte Energieform sowie den Entwicklungsstatus.

Zusätzlich zur Darstellung des technischen Entwicklungsstandes wurde im Rahmen eines Abgleichs mit dem theoretischen Potenzial in den deutschen Seegebieten eine Vorselektion der zur Nutzung in Deutschland potenziell geeigneten Technologien vorgenommen. Diese Vorselektion dient als Basis zur Bestimmung des technischen Potenzials.

Tidenhub

Die einzelnen Komponenten, die zur Nutzung der Energie aus Tidenhub erforderlich sind, sind als erprobte Technologie zu bewerten. Derzeit existieren weltweit mehrere Anlagen, die diese Energieform nutzen. Als eine der bekanntesten sei hier auf die Anlage in La Rance in Nordfrankreich mit einer installierten Leistung von 240 MW verwiesen. Damit entspricht die Nutzung des Tidenhubs dem Stand der Technik.

Der in den deutschen Gewässern auftretende Tidenhub ist für eine energetische Nutzung zu gering [3], [32]. Darüber hinaus bestünden erhebliche Nutzungskonflikte mit der Schifffahrt sowie signifikante ökologische Auswirkungen. Daher ist diese Technologie für das hier relevante Untersuchungsgebiet im großflächigen Einsatz auszuschließen. Beispielhaft wurde allerdings das technische Potenzial im Jadebusen ermittelt, um eine Abschätzung der Größenordnung zu ermöglichen. Es ist jedoch zu betonen, dass eine Anlage zur Nutzung des Tidenhubs im Jadebusen als nicht durchführbar erscheint.

Wellen

Die Vielfalt der Anlagen zur Nutzung der Wellenenergie ist erheblich. Die Klassifikation in der vorliegenden Studie erfolgte anhand der Betriebsweise und der Geometrie der Anlagen. Dabei werden drei Klassen von Anlagen unterschieden:

- Attenuator
- Terminatoren: Rampen und pneumatische Kammern
- Punktabsorber

Attenuatoren und Terminatoren haben gemeinsam, dass sie bezogen auf das wirksame Wellenfeld grundsätzlich begrenzte Ausdehnung aufweisen und dabei eine der zwei horizontalen Dimensionen dominant ist. Vereinfacht gesagt lassen sie sich als Rechteck oder Ellipse betrachten, bei denen die Länge die Breite weit übertrifft. Der Unterschied zwischen Attenuatoren und Terminatoren ist allein die Ausrichtung der Struktur in Relation zur hauptsächlichen Wellenausbreitungsrichtung. Attenuatoren werden längs der Ausbreitungsrichtung und Terminatoren quer zu dieser installiert.

Punktabsorber sind dagegen üblicherweise kleine, im Bezug auf ihre vertikale Achse symmetrische Strukturen. Ihre Abmessungen sind weitaus kleiner als die dominierende Wellenlänge. Durch geeignete Steuerung der Einheiten und ihrer Anordnung innerhalb eines Parks lässt sich aber eine effektive Wirkungsbreite erreichen, die über die begrenzten Abmessungen des Punktabsober weit hinausgeht.

Die Analyse der öffentlich dokumentierten Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zur Nutzung der Wellenenergie sowie die Ergebnisse der Branchenabfrage zeigen mehrere wichtige Schlussfolgerungen:

- Es konnte eine große Vielzahl von etwa 60 verschiedenen Konzepten und Projekten identifiziert werden;
- Die überwiegende Mehrzahl aller Projekte testet einzelne Prototypen und Teilmodelle auf See und im Tank;
- Sehr wenige Projekte befinden sich in einer kommerziellen Anwendung (diese Aussage ist in der Regel jeweils aus Angaben der Betreiber oder der Projektentwickler abgeleitet).

Eine Übersicht über den Entwicklungsstand der Wellenenergienutzung findet sich in Abb. 4 - 13.

Die Entwicklung von über einen längeren Zeitraum (mind. 15 Jahre) funktionsfähigen Wellenenergieanlagen ist eine große Herausforderung. Im Unterschied zu Wellenenergieanlagen werden bei der Offshore-Windenergie die sensiblen Komponenten zur Stromerzeugung möglichst gekapselt in der Gondel der Anlage vor den harschen Umweltbedingungen auf See geschützt. Dagegen befinden sich bei Wellenenergieanlagen im Allgemeinen die Komponenten zur Stromerzeugung in der Nähe des äußerst aktiven Phasenübergangs von Wasser und Luft. Jeder Versuch, diesen Phasenübergang so weit wie möglich zu meiden geht mit einem erhöhten Bedarf an Bauteilen einher, die unter Wasser arbeiten und betrieben werden müssen. Zwar sind derartige Komponenten zum Teil aus der maritimen Technik bekannt, es handelt sich hierbei jedoch um eine Nischentechnologie mit bisher sehr hohen Kosten.

Erschwerend kommt auch die Optimierung des Antriebstrangs von Wellenenergieanlagen hinzu. Das Leistungsangebot der Wellenenergie schwankt über kurze Zeiträume so stark, dass bereits bei niedrigen Wellenhöhen hohe Wirkungsgrade erzielt und gleichzeitig hohen Überlasten ohne Schaden widerstehen können muss.

Schließlich besteht ein weiterer Unterschied zu Windenergieanlagen darin, dass Wellenenergieanlagen stets an die natürlichen Parameter vor Ort, wie die signifikante Wellenhöhe und mittlere Wellenperiode sowie die maximal zu erwartende Wellenhöhe und die standortspezifische Streuung der Wellenperiode angepasst werden müssen.

Vor diesem Hintergrund ließen sich an Standorten in anderen Ländern entwickelte Wellenenergieanlagen auch nicht ohne größere Anpassungen in Deutschland einsetzen.

Durch einen Vergleich des theoretischen Potenzials in den deutschen Seegebieten mit den jeweiligen Anforderungen der einzelnen Technologien ergibt sich eine Auswahl von vergleichsweise aussichtsreichen Technologien, die für die weitere Bestimmung des technischen Potenzials berücksichtigt werden. Aufgrund des geringen theoretischen Potenzials ist keine der Technologien für den Einsatz in der Ostsee geeignet. Deshalb wurde die Ostsee für die Ermittlung des technischen Potenzials ausgeschlossen. Wellenenergieanlagen sind auch in der Nordsee nur für einen Einsatz in der AWZ geeignet, da das natürliche Potenzial im Küstenmeer zu gering ist.

Strömung

Energie aus Meeresströmungen lässt sich mit drei wesentlichen Technologiekonzepten nutzbar machen. Hierbei handelt es sich um

- Horizontalachsenturbinen
- Vertikalachsenturbinen
- Venturi-Düsen.

Der aktuelle Stand der Technik der Strömungsenergiekonverter, soweit er im Rahmen des vorliegenden Beratungsvorhabens ermittelt werden konnte, lässt einige wesentliche Schlussfolgerungen zu:

- Es konnte eine große Vielzahl von etwa 29 verschiedenen Konzepten und Projekten identifiziert werden;
- Die überwiegende Mehrzahl aller Projekte testet bereits einzelne Prototypen und Teilmodelle auf See;
- Sehr wenige Projekte befinden sich in oder unmittelbar vor einer kommerziellen Anwendung (diese Aussage ist in der Regel jeweils aus Angaben der Betreiber oder der Projektentwickler abgeleitet).
- Es gibt erheblich weniger Entwicklungen von Strömungsenergiekonvertern im Vergleich zu Wellenenergiekonvertern.

Eine Übersicht über den Entwicklungsstand der Strömungsenergienutzung findet sich in Abb. 5 - 7.

Die mit der Entwicklung und dem Betrieb von Strömungsenergieanlagen verbundenen Herausforderungen erscheinen im Vergleich zu Wellenenergieanlagen auf den ersten Blick einfacher zu bewältigen. Allerdings werden Strömungsenergieanlagen fälschlicherweise häufig mit Windenergieanlagen verglichen. Hierbei ist zu beachten, dass die Belastungen, denen die Anlagen widerstehen können müssen, aufgrund des dichteren Mediums Wasser weitaus größer sind.

Darüber hinaus müssen auch Strömungsenergieanlagen stets an die natürlichen Parameter vor Ort, wie die mittlere und maximal zu erwartende Strömungsgeschwindigkeit, sowie die Wassertiefe am jeweiligen Standort angepasst werden. Zwar erscheinen diese Anpassungen weniger fundamental zu sein als im Falle von Wellenenergieanlagen; Strömungsenergieanlagen die an Standorten in anderen Ländern entwickelt wurden, ließen sich aber ebenfalls nicht ohne größere Anpassungen in Deutschland einsetzen.

Durch einen Vergleich des theoretischen Potenzials in den deutschen Seegebieten mit den jeweiligen Anforderungen der einzelnen Technologien ergibt sich eine Auswahl von vergleichsweise aussichtsreichen Technologien, die für die weitere Bestimmung des technischen Potenzials berücksichtigt werden. Aufgrund des geringen theoretischen

Potenzials ist keine der Technologien für den Einsatz in der Ostsee geeignet. Deshalb wurde die Ostsee für die Ermittlung des technischen Potenzials ausgeschlossen.

Strömungsenergieanlagen sind in der Nordsee nur für einen küstennahen Einsatz in einzelnen Seegatts zwischen den Nordseeinseln (z.B. südlich von Sylt) sowie in einigen großen Flussmündungsgebieten (Elbe, Weser, Ems) geeignet, da die Strömungsgeschwindigkeiten in offenen Seegebieten zu gering sind. Horizontalachsenturbinen erscheinen dabei technisch am weitesten entwickelt, allerdings sind aufgrund der physischen Abmessungen dieser Anlagen erhebliche Nutzungskonkurrenzen in allen Gebieten mit ausreichenden Strömungsgeschwindigkeiten zu erwarten.

Salzgradienten

Es sind zwei unterschiedliche Verfahren bekannt mit denen das energetische Potenzial genutzt werden kann, das aus den unterschiedlichen Salzkonzentrationen resultiert. Beide Verfahren nutzen eine semipermeable Membran. In der Membrantechnik liegen auch die zentralen technischen Herausforderungen, die durch Grundlagenforschung zu lösen sind. Daher ist der Stand der Technik dieser Nutzungsform heute noch wenig fortgeschritten.

Entsprechend konnten auch nur zwei Projekte identifiziert werden, eine Pilotanlage nahm kürzlich den Betrieb auf, ein Projekt wird aktuell nicht weiter verfolgt.

Die Technik ist auf gleichzeitiges Vorhandensein von Salzwasser und Süßwasser angewiesen. Das erforderliche Süßwasser steht in Deutschland nur oberhalb der Brackwasserzonen zur Verfügung, gleichzeitig ist Salzwasser, dessen Konzentration nicht durch den Süßwassereintrag aus Flüssen verdünnt wurde, nur unterhalb der Brackwasserzone zur Verfügung. Daher wäre eine Zusammenführung der beiden Wasserarten über eine Distanz von etwa 80 km erforderlich. Die hierfür erforderliche Infrastruktur führt zu prohibitiv hohen Kosten einer solchen Anlage und würde aufgrund des erforderlichen Transportvolumens gleichzeitig einen erheblichen Eingriff in den Naturraum darstellen. Für eine Anwendung im Bereich der deutschen Flussmündungen erscheinen daher beide Technologien als ungeeignet.

Temperaturgradienten

Die Temperaturdifferenz zwischen warmem Oberflächenwasser und kalten Tiefenwasser kann in Dampfturbinen, die auf dem Organic Rankine Cycle aufbauen, zur Stromerzeugung genutzt werden. Technisch sind derartige Anlagen heute umsetzbar, allerdings sind mit zwischen Oberflächenwasser und Tiefenwasser auftretenden Temperaturdifferenzen von 15 bis maximal 25 K nur sehr geringe Wirkungsgrade erzielbar.

In der deutschen Nordsee und Ostsee sind die auftretenden Temperaturgradienten erheblich geringer. Daher ist die Nutzung von OTEC-Anlagen hier nicht möglich.

Schlussfolgerung

Aus der Vielzahl der verfolgten Technologieansätze zur Nutzung der Meeresenergie entspricht allein die Nutzung des Tidenhubs dem Stand der Technik. Mittelfristig erscheinen Strömungsenergieanlagen und Wellenenergieanlagen vielversprechend nutzbar zu sein. Salz- und Temperaturgradienten sind derzeit noch weit vom Stand der Technik entfernt.

In der Diskussion möglicher Entwicklungspfade der einzelnen Technologien werden häufig Parallelen zur Nutzung der Windenergie und zur Öl- und Gasindustrie gezogen. An dieser Stelle sind drei zentrale Abgrenzungen zu ziehen:

- 1 Bei Meeresenergieanlagen ist eine erheblich stärkere Anpassung an die individuellen Standortbedingungen erforderlich als bei der Nutzung der Windenergie. Dies ergibt sich aus den Charakteristika der genutzten Primärenergieform.

- 2 Alle sensiblen, beweglichen Komponenten bei der Offshore Windenergie und der Öl- und Gasförderung befinden sich weit oberhalb oder unterhalb der Wasserlinie. Insbesondere bei der Nutzung der Wellenenergie, eingeschränkt auch bei der Nutzung der Strömungsenergie, befinden sich die beweglichen Komponenten in oder in der Nähe der Wasserlinie. Durch das Aufeinandertreffen von Salzwasser und Luft sowie die Schlagdrucklasten der auftretenden Wellen sind die Anforderungen hier erheblich komplexer und schwieriger zu beherrschen als in relative Ferne zur Wasserlinie.
- 3 Die Offshore Öl- und Gasförderung wird oft als Beispiel herangezogen, dass die Errichtung von Infrastruktur auf See mit langen Lebensdauern möglich ist. Dabei wird häufig ignoriert, dass eine Ölfördereinrichtung eine große Infrastruktur darstellt, die über ihre Lebenszeit ein signifikant höheres Einkommen generiert als eine Anlage zur Nutzung der Meeresenergie. Damit sind für Rohstofffördereinrichtungen auch erheblich höhere Investitionen in die Struktur möglich. Bei Meeresenergieanlagen – kleinerer Infrastruktur, die vergleichsweise geringes Einkommen generiert – muss der Fokus auf möglichst kostengünstigen Strukturen liegen. Der Spielraum zur Entwicklung und Produktion verlässlicher Strukturelemente ist folglich begrenzt.

Abb. 17 - 1 zeigt eine zusammenfassende Darstellung des Entwicklungsstandes der analysierten Technologien zur Nutzung der Meeresenergie. Die vier linken Säulen zeigen die unterschiedlichen Technologiekonzepte zur Nutzung der Wellenenergie, die drei Säulen auf der rechten Seite geben die Nutzungskonzepte der Strömungsenergie wieder. Innerhalb der Wellenenergie nehmen die Punktabsorber sowie die pneumatischen Kammern eine vorherrschende Position ein, innerhalb der Strömungsenergie dominiert das Konzept der Horizontalachsenturbinen.

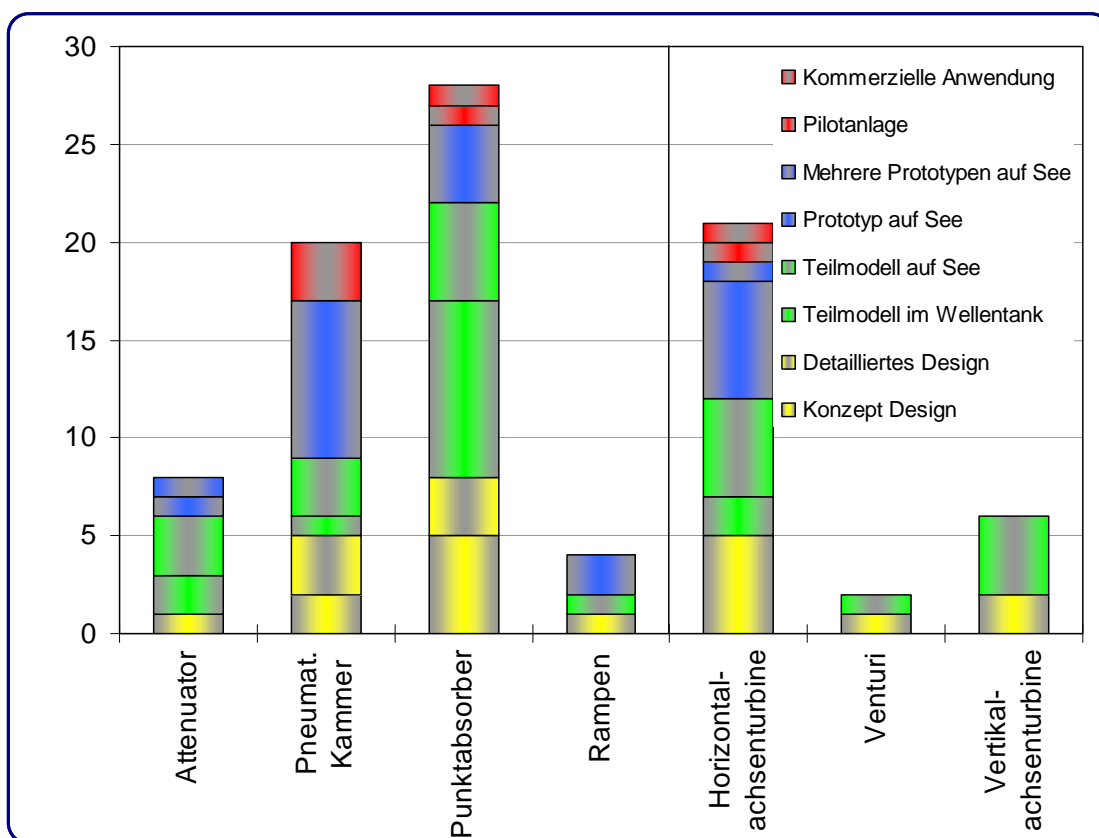


Abb. 17 - 1 Überblick des technischen Entwicklungsstatus der Wellenenergie- und Strömungsenergienutzung. Eigene Darstellung.

Die ausgewählten Referenzprojekte und Technologien sind in Tab. 17 - 1 dokumentiert. Dabei stellt die Auswahl der Referenzen keine Annahme hinsichtlich der Entwicklungsaussichten einzelner Projekte dar. Die Auswahl ist vielmehr auf die Erwartung gestützt, dass die zugrunde liegende allgemeine Nutzungsform aussichtsreich ist und dass die Rahmenparameter eine Nutzung in der Nordsee erwarten lassen.

Tab. 17 - 1 Ausgewählte Technologien und mögliche Anwendungsgebiete in Deutschland.

Meeres- energie	Technik	Referenzprojekt	Nordsee			Ostsee		
			AWZ	KüM	Ufer	AWZ	KüM	Ufer
Wellen	Attenuator	Pelamis	o	-	-	-	-	-
	Punktabsorber	AWS / WaveBuoy	+	-	-	-	-	-
	Rampen	WaveDragon	o	-	-	-	-	-
Strömung	Horizontal- achsenturbine	SeaGen / SeaFlow OpenHydro Kobold	-	o	-	-	-	-
	Vertikalachsen- turbine	Gorlov Helical	-	(o)	-	-	-	-

17.1.3 Technisches Potenzial der Meeresenergien in Deutschland

Methodisches Vorgehen

Basierend auf den Ergebnissen der öffentlich zugänglichen Forschungs- und Demonstrationsprojekten sowie auf den Ergebnissen der Branchenabfrage wurde im Rahmen der Darstellung des aktuellen Stands der Technik der unterschiedlichen Technologien zur Nutzung der Meeresenergie eine Vorauswahl getroffen, welche Technologien grundsätzlich für eine Nutzung in den deutschen Seegebieten in Frage kommen können (vgl. Tab. 17 - 1).

Für alle Technologien, die zur Nutzung in Deutschland geeignet erscheinen, wurden die relevanten technischen Rahmenparameter ermittelt. Zunächst sind dies die energetischen Eingangsgrößen (Wellenhöhe, Strömungsgeschwindigkeit,...). Darüber hinaus schränken Rahmenparameter wie die erforderliche Wassertiefe die nutzbaren Standorte zum Teil erheblich ein. Insgesamt ist die Datenbasis als unzureichend einzuschätzen, da die meisten Projekte im Rahmen kommerzieller Entwicklungen verfolgt werden. Somit ist eine weitgehende Veröffentlichung und Evaluation der Ergebnisse durch unabhängige Institutionen nicht im Interesse der Projektentwickler. Wo keine ausreichenden Daten ermittelt werden konnten, wurden Abschätzungen getroffen und als solche kenntlich gemacht.

Anschließend wurde das technische Potenzial der einzelnen Technologien anhand der Wirkungsgradmethode ermittelt. Da bisher keine allgemein verbindliche Definition der Leistung von Meeresenergieanlagen vorliegt, eine Abschätzung, welche Größe je Einheit in Zukunft erreichbar sein wird, im Rahmen dieses Beratungsvorhabens nicht möglich ist, und die Forschungen zu auftretenden Parkeffekten und Parkwirkungsgraden noch im Anfangsstadium sind, wird bei der Bestimmung des technischen Potenzials für die Nutzung der Strömungs- und Wellenenergie in Deutschland auf die explizite Darstellung des Energieertrags verzichtet; stattdessen werden jeweils die erzielbaren Volllaststunden ermittelt. Dies stellt eine geeignete Abschätzung für die

Güte der betrachteten Standorte dar: Je höher die erzielbaren Volllaststunden, desto besser ist der Standort geeignet. Es ist allerdings zu beachten, dass die Volllaststunden jeweils nur für die Gitterpunkte des zugrunde liegenden coastDat Datensatzes angegeben werden können. Dieser Ansatz wurde in den Gesprächen während der Branchenabfrage von der Mehrzahl der Expertinnen und Experten unterstützt. Von der Angabe eines energetischen Potenzials wird daher Abstand genommen.

Abschließend wurde das technische Potenzial in der deutschen AWZ sowie dem Küstenmeer kartographisch dargestellt (für die Nutzung des Tidenhubs beispielhaft für den Jadebusen). Das Potenzial der Strömungsenergie sowie der Wellenenergie wird dabei kartographisch in Form der erzielbaren Volllaststunden gezeigt.

Die Ausschöpfung des theoretischen Potenzials der unterschiedlichen Formen der Meeresenergie in Deutschland durch die heute in Entwicklung befindlichen Anlagentechnologien hängt wesentlich von der Optimierung dieser Technologien auf die am jeweiligen Standort vorherrschenden natürlichen Parameter ab (z. B. mittlere Wellenperiode, signifikante Wellenhöhe etc.). Da davon auszugehen ist, dass die heute überwiegend im Ausland entwickelten Anlagentechnologien nicht auf die natürlichen Parameter in der deutschen AWZ der Nordsee und in den deutschen Küstengewässern optimiert wurden, lässt sich das theoretische Potenzial in Deutschland vermutlich mit heutigen Anlagentechnologien nur zu einem Bruchteil technisch nutzen.

Tidenhub

Eine Nutzung des Tidenhubs in Deutschland erscheint aus einer Vielzahl von Gründen als äußerst unwahrscheinlich. Exemplarisch wurde das technische Potenzial für den Jadebusen ermittelt. Je nach Lage des Damms wäre ein Potenzial von bis zu knapp 500 MW bzw. 2 TWh/Jahr zu realisieren.

Wellen

Das technische Potenzial der Wellenenergie ist in Deutschland gering. Die höchste Anzahl an Volllaststunden (über 1500 VLH) kann mit dem Pelamis erreicht werden, dies gilt allerdings nur für etwa 10 Gitterpunkte im „Entenschnabel“ der AWZ, also in sehr großer Küstenentfernung. Für den WaveDragon sind insgesamt etwa 850 Gitterpunkte technisch geeignet, an 700 Gitterpunkten sind über 500 bis maximal 900 VLH zu erwarten. Der Archimedes Wave Swing weist das geringste technische Potenzial auf, an allen 700 geeigneten Standorten sind unter 500 VLH zu erwarten.

Zumindest zum Teil sind diese geringen Potenziale darauf zurückzuführen, dass die Wellenenergieanlagen für andere Standorte mit entsprechend anderem Wellenklima entwickelt werden. Eine Anpassung der Anlagen an die lokalen Gegebenheiten könnte hier Verbesserungen mit sich bringen. Aufgrund des begrenzten theoretischen Potenzials wird das technische Potenzial in Deutschland aber auch bei idealer Anlagentechnik gering bleiben.

Strömung

Das technische Potenzial der Strömungsenergie ist in Deutschland gering. Einzig für den Kobold sind etwa 3000 Volllaststunden an einigen Standorten zu erwarten, die anderen Technologien erreichen maximal knapp über 1000 VLH an den relativ besten Standorten.

Das geringe Potenzial für Strömungsenergie resultiert aus dem Widerspruch, dass einerseits die hohen erforderlichen Strömungsgeschwindigkeiten nur in wenigen Flussmündungsbereichen auftreten, andererseits aber drei der vier Technologien für vergleichsweise große Wassertiefen ab etwa 20 m konzipiert sind, die nur in relativ großer Küstenentfernung auftreten. Eine entsprechende Anpassung der Anlagen an die lokalen Gegebenheiten könnte hier Verbesserungen mit sich bringen. Aufgrund des begrenzten theoretischen Potenzials wird das technische Potenzial der Strömungsenergie in Deutschland aber auch bei idealer Anlagentechnik gering bleiben.

Salzgradienten

Diese Technik erscheint in Deutschland nicht einsetzbar, eine Berechnung des technischen Potenzials wurde nicht durchgeführt.

Für die Überwindung der breiten Brackwasserzone und der Zusammenführung von reinem See- und reinem Süßwasser wäre bei einer Anlagenleistung von 10 MW bereits eine Pipeline von etwa 80 km Länge und mehr als 3,5 m Durchmesser erforderlich. Zum Vergleich: Die Ostseepipeline „Nord Stream“ ist mit einem geplanten Durchmesser von 1,22 m die größte Offshore Pipeline, die bisher gebaut wurde.

Temperaturgradienten

Diese Technik ist aufgrund der geringen Temperaturunterschiede zwischen Oberflächenwasser und Tiefenwasser nicht einsetzbar. Eine Berechnung des technischen Potenzials wurde nicht durchgeführt.

Schlussfolgerung

Zusammenfassend lässt sich damit festhalten, dass in der Nordsee ein geringes technisches Potenzial zur Nutzung der Wellenenergie und der Strömungsenergie besteht, zur Nutzung des Tidenhubs besteht ein eingeschränktes technisches Potenzial. In der Ostsee und für die Salzgradienten- und Temperaturgradientenkraftwerke besteht kein technisches Potenzial.

Für Wellenenergieanlagen nimmt das technische Potenzial dabei mit der Küstenentfernung zu, Standorte in der Nähe von Offshore-Windenergieanlagen zeigen dagegen nur vergleichbar geringe technische Potenziale auf – im internationalen Vergleich extrem gering.

Für einzelne Strömungsenergieanlagen ergeben sich unter der Berücksichtigung der Wassertiefen allein in der Nähe der Küsten und Seegatten vergleichbar hohe technische Potenziale. Die Errichtung hätte jedoch auch hier eher den Charakter eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens als den einer kommerziellen Meeresenergieanlage.

17.1.4 Nutzungskonkurrenzen und Potenzial unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes der Meeresenergie

Methodisches Vorgehen

Das ökologische Potenzial der Meeresenergie ergibt sich aus dem technischen Potenzial unter Berücksichtigung der Meeresnutzungen. Diese wurden mithilfe eines Geoinformationssystems räumlich explizit dargestellt und nach rechtlichen sowie planerischen Kriterien gruppiert. Im Ergebnis wird die Einschränkung des technischen Potenzials Meeresenergie durch andere Nutzungsgruppen dargestellt.

Die Klassifizierung der Nutzungen erfolgt anhand des rechtlichen und raumplanerischen Status von Gebieten mit bestimmter Nutzung. Es wird zwischen Gebieten unterschieden in denen eine energetische Nutzung ausgeschlossen ist (Gruppe I), Gebieten in denen eine Nutzung im Einzelfall zu prüfen ist (Gruppe II) und Gebieten in denen eine energetische Nutzung grundsätzlich möglich ist (Gruppe III).

1 Gruppe I „Nutzung ausgeschlossen“ bilden

- Vorranggebiete der Schifffahrt (Raumordnungsplan der AWZ)
- Vorbehaltsgebiete der Schifffahrt (Raumordnungsplan der AWZ)
- Bedeutsames Gebiet der Schifffahrt (Raumordnungskonzept Nds.)

- Prioritäre Gebiete der Schifffahrt (Raumordnungskonzept Nds.)
- Gebiete der Schifffahrt im S-H Küstenmeer (eigene Darstellung¹¹⁹)

2 Gruppe II „Nutzung im Einzelfall“ bilden

- Gebiete zum Schutz der Meeresumwelt: FFH-Gebiete in der AWZ Vogelschutzgebiete der AWZ (beide LANIS Habitat Mare, BfN), das Vorranggebiet für Naturschutz Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer (Landesentwicklungsplan S-H), der Vorbehaltsraum für Natur und Landschaft (Landesentwicklungsplan S-H), die Vogelschutzgebiete Niedersachsen (MU Nds.), die FFH-Gebiete Niedersachsen (MU Nds.), das Vogelschutzgebiet Hamburg Aussenelbe (MU Nds.)
- Sonstige Gebiete von öffentlichem Belangen: Vorbehaltsgebiete Forschung (Raumordnungsplan der AWZ), Vorranggebiete Windenergie (Raumordnungsplan der AWZ), Gebiete der Rohstoffgewinnung (insbesondere Bewilligungen für Sand, Kies, Sohle im Bereich Off- und Onshore d.h. in den Ästuaren) (LBEG Nds. und Landesentwicklungsplan S-H), Vorrang und Vorbehaltsgebieten für Rohre und Seekabel (Raumordnungsplan der AWZ)
- Gebiete zur Nutzung der Offshore Windenergie: Vorranggebiete Windenergie (Raumordnungsplan der AWZ), Eignungsgebiete zur Erprobung der Windenergienutzung auf See (Landesraumordnungsprogramm Nds.), genehmigte Windparks (BSH CONTIS Informationssystem stand 30.10.2009)

3 Gruppe III „Nutzung möglich“ bilden

- Gebiete in denen Windparks außerhalb von Windenergie Vorranggebieten geplant werden
- Gebiete in denen keine Planung zur Nutzung bekannt ist

Die im Folgenden beschriebenen ökologischen Potenziale unterschiedlicher Meeresenergieformen und Nutzungstechnologien ergeben sich aus der Analyse des technischen Potenzials außerhalb der Gruppe I, innerhalb der Gruppe II, sowie in Gruppe III der nach Nutzung klassifizierten Gebiete.

Tidenhub

Es besteht kein Potenzial unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes zur Nutzung des Tidenhubs, da verschiedene, sich teilweise überlagernde Nutzungskonkurrenzen (insb. Verkehrswege und Umwelt) alle Potenzialgebiete betreffen. Hinzu kommt, dass das technische Potenzial im Vergleich mit anderen Ländern so gering ist, dass es nicht gerechtfertigt erscheint, trotz der erheblichen Nutzungskonkurrenzen Projekte in Deutschland zu realisieren.

Wellen

Je nach Technologie, ergeben sich Standorte außerhalb bestehender Nutzungskonkurrenzen (z. B. Wave Dragon, Pelamis), so dass es ein geringes Potenzial unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes in Deutschland gibt. Diese Standorte sind jedoch sehr weit von den Küsten entfernt, so dass dieses Potenzial nur schwer ausgeschöpft werden kann. Eine Ausnahme bildet ein Gebiet innerhalb der 12-sm Zone vor den Ostfriesischen Inseln, in welchem jedoch nur ein geringes technisches Potenzial besteht; hier müssten jedoch Nutzungskonkurrenzen mit der Fischerei im Detail überprüft werden. Besondere Möglichkeiten könnten sich ggf. für Standorte an Offshore-Windenergieanlagen ergeben. Allerdings ist

¹¹⁹ Grundlage der Darstellung ist die Fahrwasserbetonung im Küstenmeer. Diese wurde linienhaft digitalisiert im Maßstab 1:50000 und beidseitig mit 150m Puffer versehen. Die resultierenden Flächen werden stellvertretend für die unbekanntesten Schifffahrtinteressengebiete im S-H Küstenmeer von der meeresenergetischen Nutzung ausgeschlossen.

aufgrund des niedrigen theoretischen Potenzials an diesen Standorten auch das technische Potenzial sehr gering.

Strömung

Das technische Potenzial liegt durchweg in Gebieten mit Nutzungen der Gruppen I oder II. Ein Teil des Potenzials ist somit ökologisch nicht nutzbar. Wo eine Nutzung möglich scheint, ist stets eine Einzelfallprüfung notwendig, ob und unter welchen Bedingungen eine Strömungsenergieanlage an einem bestimmten Standort mit anderen Nutzungen (insb. Naturschutz) vereinbar ist.

Salzgradienten

Das ökologische Potenzial ist aufgrund des geringen technischen Potenzials zu vernachlässigen.

Temperaturgradienten

Das ökologische Potenzial ist aufgrund des geringen technischen Potenzials zu vernachlässigen

Schlussfolgerung

In der Nordsee, wo ein geringes technisches Potenzial besteht, sind in zahlreichen Gebieten andere Nutzungen vorrangig, bzw. Gebiete werden unter vorbehalten anders genutzt. Dadurch ist das ökologische Potenzial der Meeresenergien in Deutschland grundsätzlich stark eingeschränkt.

Allein für Wellenenergieanlagen lassen sich vielversprechende Standorten finden an denen eine Nutzung möglich (Gruppe III) oder nach Einzelfallprüfungen (Gruppe II) zu erwägen ist. Diese Standorte befinden sich jedoch sehr weit (etwa ab 80 bis zu 350 km) von der Küste entfernt in den nordwestlichen Teilen der AWZ. Einige Standorte mit vergleichsweise geringem Potenzial (400 – 500 VLH bei Nutzung der Wave Dragon Technologie) befinden sich im Küstenmeer vor den ostfriesischen Inseln. Dieses Gebiet könnte zur Errichtung von Pilotanlagen zu Forschungszwecken dienen.

Möglicherweise ließen sich darüber hinaus Wellenenergieanlagen in Kombination mit Offshore-Windenergieanlagen errichten. An den dafür infrage kommenden Standorten besteht jedoch nur geringeres bis mäßiges technisches Potenzial (400- 700 VLH bei Nutzung der Wave Dragon Technologie). Zur Erforschung der Nutzung der Wellenenergie scheint es damit zwar ein geeignetes Gebiet in Küstennähe mit geringem technischem Potenzial zu geben. Eine kommerzielle Nutzung von Wellenenergieanlagen ist in diesem Gebiet aber nicht wahrscheinlich. Weitere Gebiete sind im Einzelfall zu prüfen, wobei die Nutzung in Verbindung mit Offshore-Windparks entscheidende Synergien, wie zum Beispiel einen gemeinsamen Netzanschluss, bergen kann.

Eine Nutzung von Strömungsenergie zu Forschungszwecken könnte nach Einzelfallprüfungen allein in Küstennähe möglich sein.

Abschließend bleibt festzuhalten, dass das ökologische Potenzial der Meeresenergie in den deutschen Gebieten der Nordsee und der AWZ so gering ist, dass es sich nicht zur kommerziellen Stromerzeugung eignen würde.

Eine zusammenfassende Übersicht der Potenziale für die unterschiedlichen Nutzungsformen der Meeresenergie in den deutschen Seegebieten ist in Tab. 17 - 2 wieder gegeben.

Tab. 17 - 2 Zusammenfassende Übersicht über die Potenziale der verschiedenen Meeresenergieformen in Deutschland.

	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial	„Potenzial unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und Anliegen des Naturschutzes“
Tidenhub	Gering	Gering	Praktisch ausgeschlossen
Welle	Gering: küstenfern	Sehr gering	Sehr gering
Strömung	Gering: Seegatten, Ästuar	Sehr gering	Praktisch ausgeschlossen
Salzgradient	Extrem gering	Nicht vorhanden	Nicht vorhanden
Temperaturgradient	Nicht vorhanden	Nicht vorhanden	Nicht vorhanden

17.1.5 Stromgestehungskosten und Kostendegressionspotenziale von Meeresenergieanlagen

Aufgrund mangelnder belastbarer Angaben für Stromgestehungskosten von Meeresenergieanlagen in Deutschland wurden beispielhaft Angaben zu Stromgestehungskosten für Meeresenergieanlagen in Großbritannien gemacht.

Die Stromgestehungskosten von ersten Wellenenergieanlagen liegen in Großbritannien wahrscheinlich zwischen der EEG-Vergütung für Offshore-Windenergie und Photovoltaik. Für erste Strömungsenergieanlagen entsprechen die Stromgestehungskosten dagegen wahrscheinlich ungefähr denen der EEG-Vergütung für Offshore-Windenergie in Deutschland. Jedoch sind bei Wellenenergieanlagen deutlich höhere Lernraten zu erwarten als dies bei Strömungsenergieanlagen der Fall ist – mit dem Ergebnis, dass beide Meeresenergie-technologien langfristig in etwa den Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke unter Berücksichtigung von Kosten für Emissionszertifikate entsprechen könnten.

Es wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass alle Abschätzungen von Kostendegressionspotenzialen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. So wundert es kaum, dass eines der in der Branchenumfrage interviewten Unternehmen die Annahmen der Studie des CarbonTrust als relativ optimistisch einschätzt.

Als zukünftige Kosten werden daher häufig statt belastbarer Angaben vielmehr Zielkosten angegeben. In der zitierten Studie des CarbonTrust, liegen diese aufgrund des speziellen britischen Fördersystems mit sog. ROC¹²⁰-Zertifikaten – je nach Brennstoffpreisen für konventionelle Kraftwerke – zwischen 5,0p/kWh und 8,5p/kWh (6,1ct/kWh und 9,4ct/kWh).

17.1.6 Synergieeffekte

Aus der Nutzung der Meeresenergie in Verbindung mit anderen Nutzungen können sich Synergieeffekte ergeben. Im vorliegenden Gutachten wurden Synergien mit

¹²⁰ Renewable Obligation Certificate

- der Nutzung der Offshore-Windenergie
- Küstenschutz- oder Hafenanbauwerken
- anderen Nutzungsformen

betrachtet. Die qualitative Darstellung der Synergien, die auf den Ergebnissen der Branchenabfrage basiert, wurde für die Offshore-Windenergie um eine quantitative Analyse ergänzt.

Qualitative Abschätzung von Synergieeffekten

In Verbindung mit der Nutzung der Offshore-Windenergie könnten sich insbesondere Synergien hinsichtlich gemeinsamer Flächennutzung und Genehmigungsverfahren sowie hinsichtlich gemeinsamer Nutzung von Infrastrukturen (Logistik in Errichtung und Wartung, gemeinsamer Netzanschluss) ergeben. Damit ließe sich der Nutzungsdruck auf die Seeflächen verringern, darüber hinaus könnten die Projektentwickler Kostenersparnisse erzielen.

Für die Wellenenergie konnte allerdings gezeigt werden, dass die Standorte mit dem relativ höchsten Potenzial sich kaum mit den Gebieten der Offshore-Windenergienutzung überschneiden, eine Realisierung der Synergieeffekte erscheint folglich unwahrscheinlich. Gebiete mit relativ hohem Strömungspotenzial liegen stets nahe an der Küste und damit auch außerhalb der Gebiete in denen die Offshore-Windenergie genutzt werden wird.

Grundsätzlich können Erfahrungen, Verfahren und Technologien aus der Öl- und Gasförderung sowie der Offshore-Windenergie auf die Nutzung der Meeresenergie übertragen werden. Die zum Teil sehr hohen Stückkosten der einzelnen Bauteile können aber ihre Verwendung für Meeresenergieprojekte auch mittelfristig noch behindern.

Die Integration von Wellenenergieanlagen in Küstenschutz- oder Hafenanbauwerke wurde von mehreren Expertinnen und Experten als mögliche Synergie genannt. Gleichzeitig wurde aber auf grundsätzliche Unterschiede zwischen Küstenschutz und Hafenanbau und der Nutzung der Wellenenergie hingewiesen. Aufgrund dieser Unterschiede (z.B. liegen Häfen häufig in Küstengebieten mit sanftem Wellenklima) erscheinen die möglichen Synergieeffekte als gering.

Die Nutzung der Meeresenergie würde zur Erschließung neuer Gebiete auf hoher See führen. Eine Kombination mit Messstationen könnte diese Erschließung um die Erfassung wertvoller Forschungsdaten ergänzen. Mittelfristig könnte also eine Nutzung der Meeresenergie zu einer besseren Erforschung der Meeresumwelt beitragen.

Quantitative Abschätzung von Synergieeffekten

Eine optimierte Ausnutzung des Netzanschlusses von Offshore-Windparks ist immer dann möglich, wenn zwischen der Erzeugung der Offshore-Windenergie und der Erzeugung der Meeresenergie ein zeitlicher Versatz auftritt bzw. die zeitliche Korrelation gering ist. Die Korrelation zwischen der Wellenenergie und der Offshore-Windenergie ist allerdings durch den physikalischen Zusammenhang zwischen Seegang und Wind als Quelle des Seegangs hoch.

In der vorliegenden Studie wurde dieser zeitliche Versatz zwischen Offshore-Windenergie und Wellenenergie näher untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass diese Verzögerung für weite Teile der deutschen AWZ etwa 2 Stunden beträgt. Eine gewisse Verstetigung der Einspeisung kann also erwartet werden, hängt in der Realität letztlich von den technischen Möglichkeiten und Parametern der installierten Anlagen ab. Aufgrund der geringen Leistung von möglichen Pilotanlagen in Deutschland und dem

insgesamt relativ geringen Potenzial für Wellenenergie in der deutschen AWZ, erscheint es jedoch von nur untergeordneter Bedeutung für die Nutzung der Meeresenergie in Deutschland, diese Synergie auszuschöpfen.

Bewertung und Schlussfolgerungen

Grundsätzlich lassen sich folgende – durchaus gegensätzliche – Einschätzungen der befragten Expertinnen und Experten unterscheiden:

- **Optimistisch:** Die Nutzung der Meeresenergie berge zahlreiche Synergien, sie sich bereits mittelfristig nutzen ließen.
- **Zurückhaltend:** Die Nutzung der Meeresenergie berge zwar zahlreiche Synergien, die sich aber erst langfristig nutzen ließen.
- **Pessimistisch:** Die Nutzung der Meeresenergie berge nach genauerer Prüfung weit weniger Synergien, als auf den ersten Blick angenommen würde.

Die großen Abweichungen zwischen den Einschätzungen erscheinen charakteristisch für das frühe Entwicklungsstadium der Meeresenergie-Technologien. Wo die Einen große Synergieeffekte und damit bahnbrechende Kostendegressionspotenziale erwarten, sehen die Anderen überwiegend Herausforderungen und halten eine Umsetzung für unwahrscheinlich. Vor diesem Hintergrund müssen Aussagen zu Synergieeffekten stets kritisch betrachtet werden; erst nachdem mehrjährige Erfahrungen mit Meeresenergieanlagen gesammelt und zusätzliche Kosten-/Nutzenanalysen durchgeführt worden sind, lassen sich die Synergieeffekte abschließend bewerten.

17.1.7 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die bestehenden Regelungen sind im Wesentlichen ausreichend, um die Errichtung von Meeresenergieanlagen sowohl in der AWZ wie auch im Küstenmeer rechtlich beurteilen zu können. Um das gemäß der Studie geringe Potenzial von Meeresenergieanlagen rechtlich nicht noch weiter zu schmälern, bieten sich – gewissermaßen als positive Impulse – einige Erleichterungen und Klarstellungen zugunsten der Errichtung von Meeresenergieanlagen an, die in der nachfolgenden Zusammenfassung nochmals hervorgehoben sind. Die detaillierteren Regelungen – wie beispielsweise die Entwicklung von BSH-Standards – sind aber nur im Falle eines größeren Bedarfs empfehlenswert.

- 1** Für die rechtliche Beurteilung ist der Standort der Meeresenergieanlagen – AWZ oder Küstenmeer – entscheidend, da in der nicht mehr dem Staatsgebiet der Bundesrepublik zugehörigen AWZ ein anderes Genehmigungsregime als im Küstenmeer, welches grundsätzlich dem des Festlandes entspricht, einschlägig ist.
- 2** Die SeeAnIV ist grundsätzlich die für alle Typen von Meeresenergieanlagen in der AWZ einschlägige Genehmigungsgrundlage. Eine Befreiung von der Genehmigungspflicht kommt für Meeresenergieanlagen in der Regel nicht in Betracht.
- 3** Die SeeAnIV berücksichtigt insbesondere aufgrund der weiten Formulierungen der Versagungstatbestände (Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs, Gefährdung der Meeresumwelt) grundsätzlich sämtliche von Meeresenergieanlagen potenziell ausgehenden Gefährdungen. Es besteht daher kein Regelungsbedarf bezüglich der Genehmigungstatbestände der SeeAnIV. Die im Rahmen der Genehmigung zu berücksichtigenden „sonstigen überwiegend öffentlichen Belange“ sind grundsätzlich nicht als relevantes Genehmigungshindernis für Meeresenergieanlagen einzustufen.

- 4 Meeresenergieanlagen sind in Natura2000-Gebieten nicht von vornherein unzulässig. Es ist eine Verträglichkeitsprüfung im Einzelfall erforderlich. Die Regelung eines Ausschlusses von Meeresenergieanlagen in Natura2000-Gebieten – entsprechend der Regelung für Offshore-Windenergieanlagen in der Raumordnung für die AWZ – ist nicht sinnvoll.
- 5 Die Anwendung der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung für Meeresenergieanlagen in der AWZ mit dem zum 01.03.2010 in Kraft tretenden neuen BNatSchG ist nicht sinnvoll, da die Umweltauswirkungen von Meeresenergieanlagen mehr noch als bei Offshore-Windenergieanlagen nicht hinreichend bekannt sind. Daher sollte entsprechend der Regelung für Offshore-Windenergieanlagen die Anwendung der Eingriffsregelung in der AWZ auch für Meeresenergieanlagen für einen Übergangszeitraum ausgeschlossen sein. Der besondere Artenschutz und besonders geschützte Biotope sind soweit einschlägig zu beachten.
- 6 Mittelfristig Erforderlichenfalls sollten auch für den Bereich Meeresenergie Standards zu den Bereichen Umweltauswirkungen, konstruktive Ausführung und Baugrunderkundung entsprechend den Standards für Offshore-Windparks geschaffen werden. Aufgrund der geringen Kenntnisse über die Umweltauswirkungen und des frühen Entwicklungsstandes der zahlreichen in Betracht kommenden Technologien sind konkrete fachliche Vorgaben zum jetzigen Zeitpunkt nur sehr eingeschränkt möglich.
- 7 Im UVPG sollte klargestellt werden, dass für Wasserkraftanlagen in der AWZ eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3 c Abs. 1 Satz 1 UVPG durchzuführen ist.
- 8 Die Kosten für Umweltuntersuchungen im Genehmigungsverfahren für Meeresenergieanlagen sollten gegenüber soweit vertretbar und möglich durch Bezugnahmen auf bestehende Untersuchungen den entsprechenden Kosten im Genehmigungsverfahren für Offshore-Windparks gesenkt werden, da diese Kosten bei Meeresenergieanlagen im Verhältnis zu den entsprechenden Kosten im Genehmigungsverfahren für Offshore-Windparks einen wesentliche höheren Anteil an den Gesamtkosten ausmachen und damit im Einzelfall ein Realisierungshindernis darstellen können. Soweit dies naturschutzfachlich vertretbar ist, sollte ein zukünftiger BSH-Standard bzgl. der Umweltuntersuchungen im Genehmigungsverfahren für Meeresenergieanlagen daher geringere Anforderungen hinsichtlich Anzahl und Dauer der Einzeluntersuchungen stellen.
- 9 Zwischen Wind- und Meeresenergie können Synergieeffekte durch die gemeinsame Nutzung von Umweltuntersuchungen realisiert werden. Eine Änderung der einschlägigen Rechtsvorschriften ist dazu jedoch nicht erforderlich.
- 10 Wegen der dynamischen Entwicklung im Windenergiebereich ist das größte Problem in der AWZ derzeit die Steuerung von konkurrierenden Nutzungen. Die zu diesem Zweck ergangene Raumordnung für die AWZ enthält Vorranggebiete für Windenergie, berücksichtigt Meeresenergie jedoch nicht. Meeresenergieanlagen in Vorranggebieten für Windenergieanlagen sind grundsätzlich ausgeschlossen, wenn sie raumbedeutsam sind. Außerhalb von Vorranggebieten können Meeresenergieanlagen genehmigt werden, wenn die Genehmigungsvoraussetzungen vorliegen.
- 11 Die rechtliche Steuerung von Nutzungskonflikten in der AWZ ist auf absehbare Zeit vorrangig im Hinblick auf die Windenergie von Relevanz. Die Entwicklung ist noch nicht abgeschlossen (vgl. Raumordnung für die AWZ, geplante Novellierung der Seeanlagenverordnung). Dessen ungeachtet könnten in der Raumordnung auch für Meeresenergie Vorranggebiete als Pilotflächen ausgewiesen werden, ohne dass damit eine Ausschlusswirkung verbunden ist. Weiterhin könnte die Prioritätenregelung der Seeanlagenverordnung für das Verhältnis Wind- und Meeresenergie neu geregelt werden mit dem Ziel, einen grundsätzlichen Vorrang von Wind im Sinne eines möglichst effektiven Klimaschutzes zu gewährleisten, ohne jedoch Entwicklungsmöglichkeiten für Meeresenergie zu verhindern.

- 12 Hinsichtlich des Netzanschlusses unterfallen Meeresenergieanlagen den allgemeinen Regelungen des EEG, nach denen die Netzbetreiber verpflichtet sind, EEG-Anlagen an ihr Netz anzuschließen. Für Meeresenergieanlagen in der AWZ besteht die Besonderheit, dass sich der nächstgelegene Netzverknüpfungspunkt regelmäßig sehr weit entfernt vom Anlagenstandort, nämlich auf dem Festland befindet. Dies kann anteilmäßig sehr hohe Netzanschlusskosten für den Betreiber von Meeresenergieanlagen zur Folge haben.
- 13 § 17 Abs. 2 a EnWG, nach dem Netzbetreiber die Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen errichten und betreiben müssen, ist für Meeresenergieanlagen nicht einschlägig. Eine entsprechende Regelung sollte daher erforderlichenfalls auch für Meeresenergieanlagen geschaffen werden. Im Hinblick auf den unklaren Wortlaut des § 17 Abs. 2 a Satz 1 EnWG, der zu Rechtsunsicherheiten führt, sollte eine Regelung für Meeresenergieanlagen allerdings präziser gefasst werden. Ein entsprechender Formulierungsvorschlag ist im Gutachten enthalten. Es sind jedoch die weiteren Entwicklungen, insbesondere mögliche Änderungen der SeeAnIV, zu berücksichtigen.
- 14 Meeresenergieanlagen können weiterhin an bestehende Netzanbindungen für Offshore-Windparks anschließen (vgl. § 17 Abs. 2 a Satz 2 EnWG). Aus diesem Grund könnten Standorte in der Nähe von Windparks besonders geeignet sein. Regelungsbedarf besteht insoweit nicht.
- 15 In Küstennähe ist der Raum für die Realisierung von Meeresenergieprojekten durch planerische Festsetzungen insbesondere von Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebieten für den Naturschutz in den Landesraumordnungen und durch naturschutzrechtliche Schutzgebietsausweisungen begrenzt. Anders als Windenergie wird Meeresenergie in den Landesraumordnungen soweit ersichtlich nicht berücksichtigt. Daher sollten erforderlichenfalls auch in Küstennähe geeignete Standorte als Vorranggebiete für Meeresenergie festgelegt werden. Im Hinblick auf die Netzanbindung bieten sich ggf. Standorte in der Nähe von Windparks an.
- 16 Die Errichtung von Meeresenergieanlagen stellt in der Regel keine erlaubnis- oder bewilligungspflichtige Benutzung im Sinne des WHG dar. Anderes gilt für Osmosekraftwerke. Zu berücksichtigen sind allerdings die unterschiedlich ausgestatteten Genehmigungserfordernisse nach Landeswasserrecht. Weiterhin kann im Einzelfall eine strom- und schiffahrtspolizeiliche Genehmigung erforderlich sein. Die wasserrechtlichen Regelungen stehen der Genehmigung von Meeresenergieanlagen in der Regel nicht entgegen und können daher nicht als relevante Genehmigungshindernisse angesehen werden. Auch ist nicht erkennbar, dass die Regelungen zu einer unverhältnismäßigen Benachteiligung von Meeresenergieanlagen gegenüber anderen Interessen führen. Es besteht daher kein Regelungsbedarf.
- 17 In den Landesbauordnungen sollten Klarstellungen erfolgen, dass Meeresenergieanlagen als bauliche Anlagen gelten. Weiterhin sollte die Anwendbarkeit des § 35 BauGB im gemeindefreien Küstenmeer klargestellt werden. Sofern diese Klarstellungen nicht erfolgten, stünde dies der grundsätzlichen Genehmigungsfähigkeit von Meeresenergieanlagen aber nicht entgegen.
- 18 Meeresenergieanlagen sind keine nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungspflichtigen Anlagen. Die für Meeresenergie einschlägigen Regelungen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes sind nicht als relevante Genehmigungshindernisse anzusehen, so dass keine Änderungsbedarf besteht.
- 19 Auch hinsichtlich der einschlägigen naturschutzrechtlichen Regelungen besteht kein spezifischer Regelungsbedarf im Hinblick auf Meeresenergie.
- 20 Das LUVPG Mecklenburg-Vorpommern sieht eine lediglich standortbezogene Prüfung des Einzelfalls für Meeresenergieanlagen vor. Diese Regelung sollte dahingehend geändert werden, dass entsprechend der Rechtslage in Niedersachsen und S-H eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls durchzuführen ist.

17.2 Teil B: Stand der Forschung- und Entwicklung zur Nutzung der Meeresenergie am Industriestandort Deutschland und Chancen für die deutsche Industrie im Ausland

17.2.1 Weltweites Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie

Die weltweiten Potenziale erscheinen insbesondere für die Wellenenergie (technisch, 140-750 TWh/Jahr küstennah und 2000-4000 TWh/Jahr küstennah und –fern) und die Nutzung des Salzgradienten (ökologisch, ca. 1.600 TWh/Jahr) sehr groß zu sein. Darauf folgt ein weltweit technisches Potenzial der Strömungsenergie von 120-180 TWh/Jahr.

Zwar zeigt auch das theoretische Potenzial für die Nutzung des Tidenhubs große Werte, jedoch werden entsprechende Anlagen aufgrund technischer, ökonomischer und insbesondere ökologischer Restriktionen vermutlich nur an wenigen Standorten auf der Welt errichtet werden.

Neueste Angaben zum weltweiten theoretischen Potenzial zur Nutzung des Temperaturgradienten wiesen zwar auch für diese Meeresenergieform auf ein hohes Potenzial hin. Es sollte aber beachtet werden, dass es auf diesem Gebiet bisher nur sehr wenige Veröffentlichungen gibt und die genannten Werte mit Vorsicht zu betrachten sind.

17.2.2 Arbeitsgruppen zum Thema Meeresenergie in Deutschland

Die seit 2007 erfolgte Gründung von drei Arbeitsgruppen und einem nationalen Normungskomitee im Bereich Nutzung der Meeresenergie spiegelt deutlich das gewachsene Interesse von Wissenschaft, Industrie und Politik in Deutschland an diesem Thema wider.

Es muss jedoch beachtet werden, dass die Existenz dieser Arbeitsgruppen allein nicht zwangsläufig zu einer besseren Positionierung Deutschlands im internationalen Wettbewerb um Wissen und Technologien für den Bereich Nutzung der Meeresenergie führt. Von zentraler Bedeutung werden eine koordinierte und effektive Zusammenarbeit der Arbeitsgruppen sowie eine aktive Unterstützung durch ihre Mitgliederinnen und Mitglieder sein. Es besteht außerdem die Gefahr, dass das Interesse deutscher Unternehmen nach einer Aufbruchphase aufgrund mangelnder „Anwendungsfälle“ vor Ort nach einer gewissen Zeit wieder abnehmen wird. Im Vergleich zu anderen Ländern wie z. B. Dänemark, Portugal und Großbritannien, die bereits seit Beginn des neuen Jahrtausends aktiv die Nutzung der Meeresenergie erforschen, hängt Deutschland um mehrere Jahre zurück.

Zwar ist das natürliche und technische Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland zu gering, um einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele für Erneuerbare Energien zu leisten (siehe Teil A dieser Studie). Dennoch böte die aktive Zusammenarbeit deutscher wissenschaftlicher Institutionen und Unternehmen die Chance, im internationalen Kontext Maßstäbe zu setzen (z. B. durch noch aktiveres Engagement im IEC TC 114 "Marine Energy – Wave and Tidal Energy Converters").

Es ist zu beobachten, dass bestimmte Regierungen eine „strategische“ Unterstützung nationaler Normgebungsverfahren sowie eine ebenfalls „strategische“ Beteiligung an internationalen Normgebungsverfahren fördern. Hierdurch sichern sich diese Regierungen vor allem die Möglichkeit, die Ausrichtung internationaler Normen und technischer Standards zugunsten der im jeweiligen Land entwickelten Technologie zu beeinflussen. Eine ähnliche „strategische“ Unterstützung von Normgebungsverfahren im Bereich Meeresenergie durch die Bundesregierung erscheint allerdings vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Trennung der Normungsarbeit von staatlicher Unterstützung unwahrscheinlich.

Die Bundesregierung könnte dieses Engagement jedoch mit - im Vergleich zur Förderung von Forschungs- und Demonstrationsvorhaben - verhältnismäßig geringem Budget forcieren. Für ein derartiges Vorgehen müsste sie allerdings die bis heute praktizierte grundsätzliche Trennung der Normungsarbeit von staatlicher Unterstützung überwinden; dies würde jedoch voraussichtlich auch in anderen Industriebranchen Begehrlichkeiten wecken und Forderungen nach vergleichbarer Unterstützung nach sich ziehen. Ein solcher Schritt ließe sich daher nur mit dem Verweis auf das allgemein anerkannte große Exportpotenzial (siehe dazu auch Kapitel 14) und der Tatsache begründen, dass dies bei ausbleibender Unterstützung nicht ausreichend erschlossen werden würde.

17.2.3 Stand der Forschung und Entwicklung zur Nutzung der Meeresenergie am Industriestandort Deutschland

Der Umsatz den deutsche Unternehmen im Bereich Nutzung der Meeresenergie erzielen ist heute noch vernachlässigbar. Der größte Anteil hiervon sind bisher Ausgaben gewesen, insbesondere für Forschung und Entwicklung. Nur ein Unternehmen hat bereits einige Meeresenergieanlagen auf kommerzieller Basis vertrieben.

Auch die Zahl von weniger als 500 Personen die im Bereich Nutzung der Meeresenergie heute in Deutschland beschäftigt sind, verdeutlicht die geringe Bedeutung dieser Technologie.

Das Engagement deutscher Unternehmen im Bereich Nutzung der Meeresenergie ist damit im Vergleich zu anderen Ländern unterentwickelt. Deutschland ist in den vergangenen Jahren auf diesem Segment im internationalen Vergleich immer weiter zurückgefallen.

Grundsätzlich verfügt Deutschland aber mit zwei größeren Herstellern und Entwicklern für komplette Meeresenergieanlagen sowie einige potente Unternehmen aus der Bautechnik und Zertifizierung über starke Akteure auf diesem Zukunftsmarkt. Darüber hinaus befassen sich auch zwei in Deutschland agierende Energieversorgungsunternehmen mit der Erzeugung von Strom aus Meeresenergie.

Neben dieser Handvoll an größeren Unternehmen gibt es in Deutschland eine Reihe an Technologieentwicklern, Planungs- und Entwicklungsunternehmen, die interessante Ansätze zur Nutzung der Meeresenergie verfolgen.

Den Entwicklungsfortschritt von Unternehmen in anderen Ländern konnten deutsche Unternehmen zum Teil durch die Realisierung geeigneter Joint Ventures oder die Übernahme ausländischer Firmen und deren Technologie aufholen. Derartige Strategien erscheinen jedoch nur übergangsweise zu funktionieren, da deutsche Unternehmen ihre Wettbewerbsposition nur dann halten könnten, wenn in großem Umfang eigene Forschungs- und Entwicklungsprogramme durchgeführt würden. Vor diesem Hintergrund haben mehrere deutsche Unternehmen ihr Interesse an Projekten in der deutschen Nordsee zum Ausdruck gebracht.

Grundsätzlich lässt sich jedoch festhalten, dass in naher Zukunft realisierte Pilotprojekte zur Nutzung der Meeresenergie sowohl innerhalb als auch außerhalb Deutschlands nur mit entsprechender Unterstützung sowohl durch strategische, unternehmenseigene Forschungsgelder als auch durch öffentliche Forschungsgelder möglich wären. Als Orientierung für aktuelle Stromgestehungskosten wurde mehrfach auf eine Studie des britischen CarbonTrust aus dem Jahr 2006 [50] verwiesen.

17.2.4 Chancen für die deutsche Industrie im Ausland

Die Chancen der deutschen Industrie liegen eindeutig im Export von Komponenten und Anlagen zur Nutzung der Meeresenergie im Ausland. Die Mehrzahl der befragten Unternehmen geht von sehr hohen Exportquoten nahe 100% für ihre Technologien, Verfahren und Dienstleistungen aus. Die wichtigsten Zielmärkte sind Großbritannien,

Portugal, Irland, Schweden, die USA gefolgt von Norwegen, Frankreich, Spanien, Südkorea und China.

Die Entwicklung des Weltmarkts für Meeresenergieanlagen wird sehr positiv eingeschätzt. Die deutschen Unternehmen geben sich optimistisch und halten einen deutschen Wertschöpfungsanteil an den auf einem zukünftigen Weltmarkt verkauften Meeresenergieanlagen in ähnlicher Höhe wie bei Windenergieanlagen, also rund 25%, für möglich. Alle Befragten betonten, dass deutsche Qualitätsprodukte gerade wegen der besonderen Herausforderungen bei der Nutzung der Meeresenergie einen Wettbewerbsvorteil haben würden.

Es wurde aber auch deutlich, dass dieser Wettbewerbsvorteil nur genutzt werden kann, wenn durch die Politik kurzfristig ein Signal zum Einstieg in die Entwicklung der Meeresenergie-Technologie gesetzt würde. Dies könnte entweder wie in Portugal, Irland, Italien und Spanien mit der Einführung eines (ausreichend hohen) EEG-Einspeisetarifs für Meeresenergieanlagen erfolgen; oder durch die Auflage eines ambitionierten Forschungs- und Entwicklungsprogramm ähnlich wie in Großbritannien, den USA und Kanada. Da das EEG jedoch auf eine breite Förderung fokussiert ist muss darauf hingewiesen werden, dass es zur Förderung einzelner Meeresenergie-Projekte, die aufgrund der Standortbedingungen in absehbarer Zeit randständig bleiben werden, ungeeignet ist.

Die Anregung verschiedener Unternehmen und Forschungsinstitutionen sollte aufgegriffen werden zu prüfen, ob ein von der öffentlichen Hand gefördertes Testfeld zur Erprobung von Meeresenergieanlagen realisiert werden könnte. Der nächste Schritt dazu wäre eine Prüfung im Detail, welchen Mehrwert ein gegebenenfalls auch von der öffentlichen Hand gefördertes Testfeld zur Erprobung von Meeresenergieanlagen haben könnte.

17.3 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

- 1 Das theoretische Potenzial zur Nutzung der Meeresenergie in Deutschland ist im internationalen Vergleich sehr gering. Es erscheint weder zu verhältnismäßig vernünftigen Kosten ausschöpfbar zu sein noch ist davon auszugehen, dass die Meeresenergie in Deutschland einen signifikanten Anteil an der Erfüllung der Ausbauziele für erneuerbare Energien im Strombereich beisteuern könnte.
- 2 Deutschland hat im internationalen Vergleich mit Ländern wie Großbritannien, den USA, Kanada und Portugal keinen Schwerpunkt in der Forschung und Entwicklung von Meeresenergieanlagen.
- 3 Die verschiedenen Formen der Meeresenergien müssen stets getrennt voneinander betrachtet werden. Es handelt sich dabei im Gegensatz zur Windenergie um sehr unterschiedliche Energiequellen für deren Ernte völlig unterschiedliche technologische Konzepte entwickelt werden müssen. Darüber hinaus befindet sich die technologische Entwicklung noch in einem so frühen Stadium, dass es für jede der Energiequellen zahlreiche Vorschläge technischer Konzepte gibt. Zwar ist mittelfristig eine Konsolidierung vielversprechender Konzepte zu erwarten, bis heute bleibt das Technologiespektrum jedoch extrem unübersichtlich. Die gezielte Förderung der Nutzung einzelner oder aller Meeresenergien wird damit erheblich erschwert.
- 4 Auch in Bezug auf eine bestimmte Technologie, die für die Ernte einer bestimmten Meeresenergie eingesetzt wird, liegt ein wesentlicher Unterschied zur Windenergie darin, dass die Anlagen stets fundamental an die natürlichen Parameter am Standort angepasst werden müssen. Die Konvergenz auf eine begrenzte Anzahl von Modellen wie dies im Falle der Windenergie dem Stand der Technik entspricht, erscheint im Bereich Meeresenergie grundsätzlich fraglich. Da mit den standortspezifischen Anpassungen u. U. auch erhebliche strukturelle Anpassungen der

Anlagen notwendig werden, können die Investitionskosten zwischen verschiedenen Standorten so stark schwanken, dass die Festlegung einer pauschalen Vergütungs- oder Förderungshöhe pro Kilowattstunde nicht zielführend wäre.

- 5 Die Einführung einer EEG-Vergütung für alle oder bestimmte Meeresenergienutzungen wurde unter Berücksichtigung der Ergebnisse des Vorhabens trotzdem zunächst erwägt. Eine Chance läge darin, dass eine EEG-Vergütung vermutlich einfacher Innovationspotenziale freisetzen würde, als dies bei einer (wie auch immer gesteuerten) Förderung von Forschung und Entwicklung möglich wäre. Das EEG als Instrument der „Breitenförderung“ erscheint aber auch grundsätzlich nicht geeignet als Markteinführungsinstrument für Technologien im frühen Entwicklungsstadium und Technologien mit einem insgesamt geringen Potenzial in Deutschland. Eine Ausweitung des EEG auf Meeresenergie wäre daher vermutlich schwierig zu begründen.
- 6 Trotz der zahlreichen mit der Nutzung der Meeresenergie verbundenen Herausforderungen bestehen realistische Chancen für die deutsche Industrie, mittel- bis langfristig einen signifikanten Wertschöpfungsanteil an den auf dem Weltmarkt gehandelten Produkten und Dienstleistungen im Bereich Meeresenergie zu erlangen. Dabei stellt sich jedoch die Frage, wie die Industrie in der Erreichung dieses Ziels optimal unterstützt werden könnte.
- 7 Auf den ersten Blick liegt die Unterstützung von ortsnahen Erprobungen einzelner Meeresenergieanlagen in der deutschen Nordsee auf der Hand. Dem steht aber folgender Widerspruch entgegen: Meeresenergieanlagen, die für die Wellen- und Strömungsregime in deutschen Gewässern ausgelegt und dort erprobt würden, eignen sich nicht für den Export in Länder mit höherem Wellen- oder Strömungsenergiepotenzial¹²¹. In Deutschland erprobte Meeresenergieanlagen könnten weder energetisch die Potenziale an anderen Standorten auf der Welt effizient ausschöpfen noch ließe sich dort ihr sicherer Betrieb gewährleisten.
- 8 Die Förderung von Forschung und Entwicklung von Projekten in den deutschen Gewässern würde keinen nennenswerten Beitrag zur Erschließung der Exportpotenziale leisten.
- 9 Vielmehr erscheint eine gezielte Förderung einzelner Projekte im Ausland, an denen deutsche Unternehmen mit ausreichender Erfahrung beteiligt sind, die beste Strategie zu sein. Zwar stellen typischerweise hohe Investitionskosten für Vorhaben zur Nutzung der Meeresenergie eine Eintrittsbarriere für kleinere Unternehmen mit möglicherweise innovativen Ansätzen dar. Ein effizienter und verantwortungsvoller Einsatz von öffentlichen Geldern für FuE ist aber gleichzeitig nur dann möglich, wenn das mit der Erprobung von Meeresenergieanlagen verbundene Risiko minimiert wird, z.B. indem die Industrie ihr Eigeninteresse durch entsprechend hohe Eigenbeteiligung leistet.
- 10 Zusätzlich zu dieser individuellen Förderung wird empfohlen, Kooperationen mit bestehenden Testfeldern für die Erprobung von Meeresenergieanlagen im Ausland anzustreben (z. B. Großbritannien, Portugal, Dänemark und Irland). Durch zwischenstaatliche Vereinbarungen könnten dort Türen für deutsche Unternehmen geöffnet werden.
- 11 Außerdem sollte die Unterstützung nationaler Normgebung und der aktiven Mitarbeit deutscher Expertinnen und Experten in der internationalen Normgebung mit Blick auf die Technologien zur Nutzung der Meeresenergie geprüft werden. Ohne diese Unterstützung könnten insbesondere deutsche kleine und mittelständische Unternehmen mit möglicherweise innovativen Konzepten ihre Interessen im strategisch wichtigen Bereich der Normgebung nicht ausreichend vertreten; dar-

¹²¹ Hier liegt ein wesentlicher Unterschied zur Windenergie, bei der durch eine überschaubare Anzahl an Windenergieanlagentypen ein weltweiter Massenmarkt mit hohen Stückzahlen beliefert werden kann.

aus ergäben sich dann eventuell zusätzliche Barrieren für einen zukünftigen Eintritt in ausländische Märkte.

- 12 Unbenommen der oben beschriebenen Ergebnisse sollte es Projektentwicklern deutscher Offshore-Windparks und Kooperationspartnern freistehen, in eigener Verantwortung Meeresenergieanlagen in der Nähe von Offshore-Windparks zu erproben und dadurch Kosten für den Netzanschluss von Meeresenergieanlagen zu reduzieren.
- 13 Mit Blick auf eine dann notwendige Vermeidung konkurrierender Nutzungen in der deutschen AWZ bietet die Seeanlagenverordnung einen ausreichenden Rechtsrahmen und bedarf keiner wesentlichen Anpassungen. Auch im Küstenbereich können aufgrund des geltenden Rechts ohne weiteres Meeresenergieanlagen geplant und errichtet werden.
- 14 Um das gemäß der Studie geringe Potenzial von Meeresenergieanlagen rechtlich nicht noch weiter zu schmälern, bieten sich jedoch – gewissermaßen als positive Impulse – einige Erleichterungen und Klarstellungen zugunsten der Errichtung von Meeresenergieanlagen an.
- 15 Die Ausweisung von Pilotflächen „Meeresenergie“ könnte neben einer politischen Signalwirkung auch eine positive Steuerwirkung entfalten. Dem Begriff nach würde es sich dabei nicht notwendiger Weise um Flächen mit besonders hohem theoretischen Potenzial handeln müssen, da der Forschungs- und Demonstrationscharakter im Vordergrund stünde. Es sollte jedoch nochmals betont werden, dass Erkenntnisse, die in den deutschen Gebieten mit geringem Potenzial gewonnen werden, nicht unmittelbar auf die Entwicklung von Meeresenergieanlagen für Standorte mit wesentlich höheren natürlichen Parametern übertragbar sind. Deshalb wären die detaillierteren Regelungen – wie beispielsweise die Entwicklung von BSH-Standards – auch nur im Falle eines größeren Bedarfs empfehlenswert.
- 16 In jedem Fall müsste vor einer möglichen Ausweisung von Pilotflächen „Meeresenergie“ die Frage des Netzanschlusses geklärt werden. Die Leistung von Meeresenergieanlagen wird mittelfristig so gering bleiben, dass die Nutzung der Hochspannungs-Übertragungssysteme der Offshore-Windenergie wirtschaftlich nicht vertretbar wäre. Es erscheint aber technisch durchaus möglich, Prototypen und Demonstrationsanlagen zur Nutzung der Meeresenergie an die Niederspannungsseite von Offshore-Umspannwerken anzuschließen, ohne die notwendigen Kapazitäten wesentlich zu erhöhen. Die damit verbundenen Kosten hätte dann der Projektentwickler zu tragen.
- 17 Mit Blick auf die häufig diskutierten Synergieeffekte zur optimierten Auslastung eines Netzanschlusses durch die Offshore-Windenergie und Meeresenergie muss für die deutsche AWZ allerdings festgehalten werden, dass der Zeitversatz zwischen dem Auftreten der Energieformen sowie die räumliche Korrelation zwischen einer Energieform an unterschiedlichen Standorten keine nennenswerten Synergieeffekte aufzeigen.

17.4 Ausblick

- Die Studie hat auf Untersuchungen zu den Synergieeffekten mit der Windenergie keinen Schwerpunkt gelegt. Genauere Analysen dieser Effekte werden daher empfohlen.
- Weiterer Untersuchungsbedarf liegt in der Berechnung des technischen Potenzials beim Einsatz von Wellen- und Strömungsenergieanlagen, die besser auf die deutschen Gewässer angepasst wurden. Solche Berechnungen ließ die Methodik dieser Studie nicht zu.
- Mit Blick auf ein von der öffentlichen Hand gefördertes Testfeld zur Erprobung von Meeresenergieanlagen sollten weitere Kosten-Nutzen-Analysen durchgeführt wer-

den um abzuschätzen, welchen Mehrwert ein solches Testfeld schaffen würde. Dabei ist das sehrbeschränkten Meeresenergiepotenzial und die mangelnde Übertragbarkeit von in deutschen Gewässern gewonnenen Ergebnisse auf Standorte im Ausland zu berücksichtigen.

Literaturangaben

- [1] DEUTSCHER BUNDESTAG: Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009). In: *Bundesgesetzblatt I* (2008), 31 Oktober, Nr. 49, S. 2074–2100
- [2] PIOT, Michel: *Potenzialbegriffe*. Version: Oktober 2006. www.bfe.admin.ch/-php/modules/publikationen/-stream.php?extlang=de&name=de_156852090.pdf. Bundesamt für Energie
- [3] KALTSCHMITT, Martin (Hrsg.) ; STREICHER, Wolfgang (Hrsg.) ; WIESE, Andreas (Hrsg.): *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 4. Berlin : Springer, 2009. – ISBN-10: 3540282041
- [4] WEISSE, R. ; STORCH, H. v. ; CALLIES, U. ; CHRASTANSKY, A. ; FESER, F. ; GRABEMANN, I. ; GUENTHER, H. ; PLUESS, A. ; STOYE, T. ; TELLKAMP, J. ; WINTERFELDT, J. ; WOTH, K.: Regional meteo-marine reanalyses and climate change projections: Results for Northern Europe and potentials for coastal and offshore applications. In: *Bull. Am. Met. Soc* (2009), S. 849–860. <http://dx.doi.org/10.1175/2008BAMS2713.1>. – DOI 10.1175/2008BAMS2713.1
- [5] IEA-OES: *Annual Report*. 2007
- [6] FRIIS-MADSEN, Erik: *persönliche Kommunikation*. 2009
- [7] RONDORF, Neil: *International Standards Development for Marine and Hydrokinetic Renewable Energy*. <http://www.globalmarinerenewable.com/images/-stories/2009Presentations/NeilRondorf-2009GMRE.pdf>. Version: 2009, Abruf: 11.6.2009
- [8] BREKKEN, Ted K.: *persönliche Kommunikation*. Oregon State University, April 2009
- [9] INSTITUTE, Environmental C.: *United Kingdom Wave & Tidal Energy Study. Variability of UK Marine Resources. Final Report*. Commissioned by The Carbon Trust, 2005
- [10] MAJOR ECONOMIES FORM: *Technology Action Plan: Marine Energy. Report to the Major Economies Forum on Energy and Climate*. Prepared by France in consultation with MEF Partners, 2009
- [11] WAVEPLAM: *State of the Art Analysis. A Cautiously Optimistic Review of the Technical Status of Wave Energy Technology*. WAVEPLAM is a project funded under the Intelligent Energy Europe Programme. Contract number: EIE/07/038/SI2.466832, 2009
- [12] EVANS, DV: Some theoretical aspects of three-dimensional wave-energy absorbers. In: *Proc 1st Symp Wave Energ Util*. Gothenburg, Sweden, 1979
- [13] FALNES, J: Radiation impedance matrix and optimum power absorption for interacting oscillators in surface waves. In: *Appl Ocean Res* (1980), Nr. 2, S. 75–80
- [14] STALLARD, Tim ; STANSBY, Peter K. ; WILLIAMSON, Alan J.: An Experimental Study of Closely Spaced Point Absorber Arrays. In: *Proceedings of the Eighteenth (2008) International Offshore and Polar Engineering Conference, Vancouver, BC, Canada, July 6-11, 2008* The International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE), The International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE), July 2008, S. 417–424

- [15] FITZGERALD, Colm ; THOMAS, Gareth: A preliminary study on the optimal formation of an array of wave power devices. In: *EWTEC 07: 7th European Wave and Tidal Energy Conference, Porto, Portugal, 11-13 September 2007: Proceedings* IST/IDMEC, IST/IDMEC, September 2007. – CD-ROM
- [16] RICCI, Pierpaolo ; SAULNIER, Jean-Baptiste ; FALCAO, Antonio F. De O.: Point-absorber arrays: a configuration study off the Portuguese West-Coast. In: *EWTEC 07: 7th European Wave and Tidal Energy Conference, Porto, Portugal, 11-13 September 2007: Proceedings* IST/IDMEC, IST/IDMEC, September 2007. – CD-ROM
- [17] CRUZ, João: *Ocean wave energy: current status and future perspectives*. illustrated. Berlin Heidelberg : Springer-Verlag, 2008 (Springer Series in Green Energy and Technology). – 431 S. – ISBN 3540748946, 9783540748946
- [18] SEESCHIFFFAHRTSSTRABEN-ORDNUNG: *Seeschiffahrtsstraßen-Ordnung (SeeSchStrO), Fassung der Bekanntmachung vom 22. Oktober 1998 (BGBl. 1998 I S. 3209), zuletzt geändert durch Zehnte Schiffssicherheitsanpassungsverordnung vom 11. März 2009 (BGBl. 2009 I S. 507)*. BGBl. 1998 I S. 3209, 1998
- [19] BUNDESWASSERSTRABENGESETZ: *Bundeswasserstraßengesetz (WaStrG), Fassung der Bekanntmachung vom 23. Mai 2007 (BGBl. I S. 962, 2008 I S. 1980), zuletzt geändert durch § 2 der Verordnung vom 18. März 2008 (BGBl. I S. 449)*. BGBl. I S. 962, 2008 I S. 1980, 2007
- [20] LAUE, M.: *Nautisch-schiffahrtspolizeiliche und wasserbaulich-morphologische Aspekte zur Trassenführung und Verlegung von Seekabeln zur Anbindung von Offshore Windparks*. http://www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/-documents/StAOWind_Workshops/Seekabe_in_BwStr/-Seekabel_in_BWStr_Vortrag_Laue.pdf. Version:2006, Abruf: 29.6.2009
- [21] RISCHMÜLLER, F.: *Belange der WSV des Bundes bei der landwärtigen Anbindung von Offshore-Windenergie-Anlagen zwischen Weser und Ems*. http://www.wsv.de/wsd-nw/service/pdf/heft36/Thema3_-_Offshore-Windenergie-Anlagen.pdf. Version:oJ, Abruf: 29.6.2009
- [22] BURGES, Karsten ; HUNKE, Daniel ; NABE, Christian ; SCHÜLER, Vivian ; WINTER, Christian: *Morphologische Stabilitätskarte für die Kabelanbindung von Offshore-Windparks in den Flussmündungsbereichen von Elbe, Weser, Jade und Ems*. unveröffentlicht, oJ
- [23] NIEDERSÄCHSISCHES MINISTERIUM FÜR DEN LÄNDLICHEN RAUM, ERNÄHRUNG, LANDWIRTSCHAFT UND VERBRAUCHERSCHUTZ: *Raumordnungskonzept für das niedersächsische Küstenmeer (ROKK)*. 2005
- [24] BSH: *Entwurf Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ-ROV) (Stand: 13.06.2008)*. 2008
- [25] *Kapitel Tidal Energy*. In: GORLOV, A.M.: *Encyclopedia of Ocean Sciences*. 2003, S. 2955–2960. – Elsevier
- [26] WATTENMEER, Umweltatlas: *Bd. 1, Nordriesisches und Dithmarscher Wattenmeer*. Ulmer, 1998
- [27] NIEMEYER, H. D. ; GOLDENBOGEN, R. ; SCHROEDER, E. ; KUNZ, H.: Untersuchungen zur Morphodynamik des Wattenmeeres im Forschungsvorhaben WADE. In: *Die Küste* 57 (1995)
- [28] DIETRICH, G. ; KALLE, K. ; KRAUS, W. ; SIEDLER, G.: *Allgemeine Meereskunde*. Berlin/Stuttgart. : Gebr. Bornträger, 1975

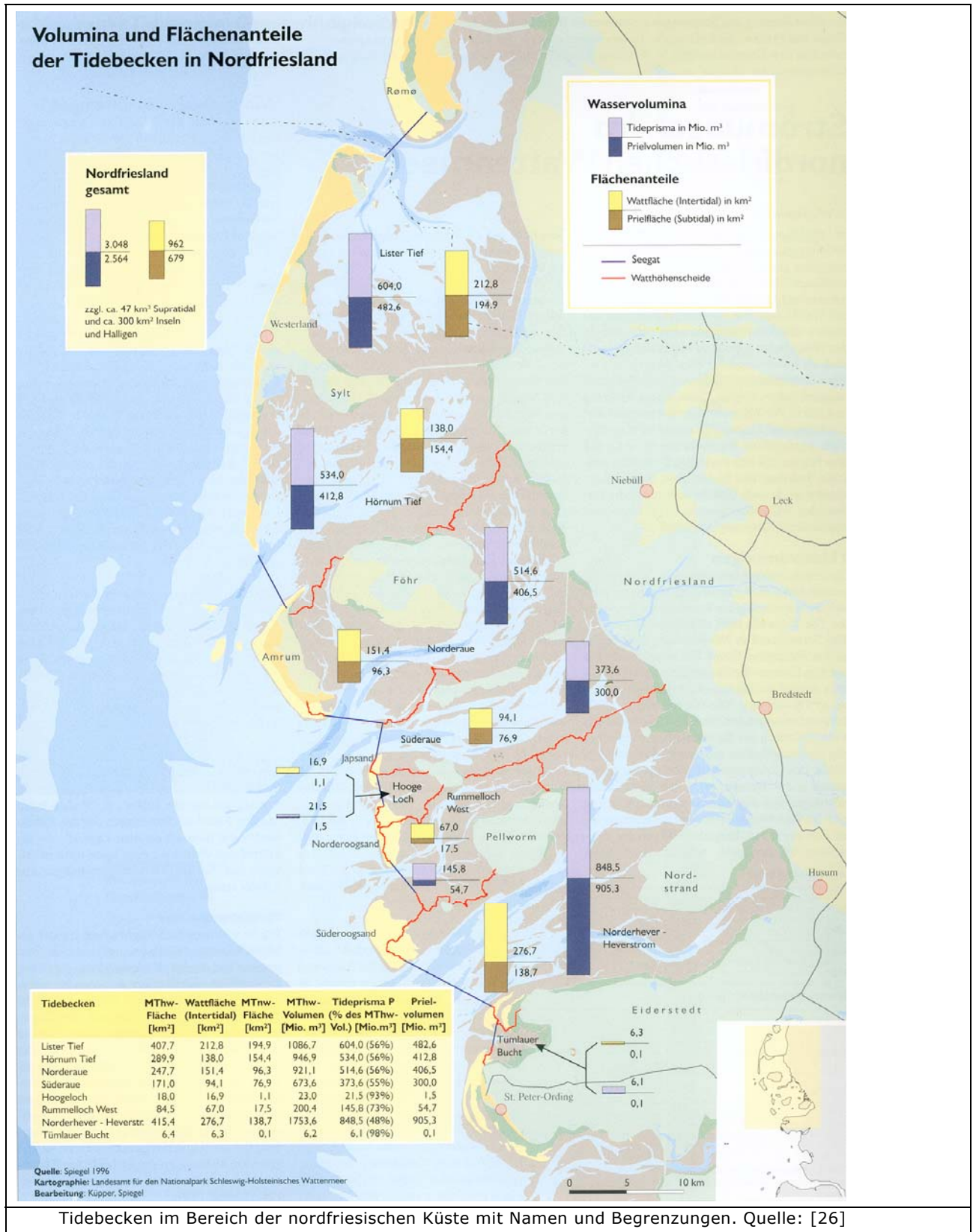
- [29] WATTENMEER, Umweltatlas: *Bd. 2, Wattenmeer zwischen Elb- und Emsmündung*. Ulmer, 1999
- [30] WEC: *2007 Survey of Energy Resources*. 2007
- [31] FELLA, Günter: *Erfolg durch Zusammenspiel verschiedener Kräfte*. im Interview über die Entwicklung der DIVE-Turbine. http://www.dive-turbine.de/media/-dokumente/zek_Dive-Turbine-Technik.pdf. Version:Dezember 2008
- [32] LEDEBOER, Bram: *Potentieel voor energieopwekking uit getijden in de Westerschelde*. Im Auftrag von Delta Energy, 2004
- [33] KOMEN, G.J. ; CAVALERI, L. ; DONELAN, M. ; HASSELMANN, K. ; HASSELMANN, S. ; JANSSEN, P.A.E.M.: *Dynamics and Modelling of Ocean Waves*. Cambridge : Cambridge University Press, oJ
- [34] GRAW, Kai-Uwe: *Wellenenergie - eine hydromechanische Analyse*. Gesamthochschule Wuppertal : Bericht Nr. 8, Inst. für Grundbau, Abfall- und Wasserwesen, Bergische Universität,, 1995
- [35] WEISSE, R. ; GÜNTHER, H.: Wave climate and long-term changes for the Southern North Sea obtained from a high-resolution hindcast 1958-2002. In: *Ocean Dynamics* (2007). <http://dx.doi.org/10.1007/s10236-006-0094-x>. – DOI 10.1007/s10236-006-0094-x
- [36] RANDLØV, P: *Final report and annexes to the Offshore wave energy converters (OWEC-1) project*. EU Contract No. JOU2-CT93-0394. Danish Wave Power aps, 1996
- [37] EPRI: *Primer: Power from Ocean Waves and Tides*. Version:2007. <http://www.aidea.org/AEA/PDF%20files/OceanRiverEnergy/6-22-2007EPRIprimer.pdf>, Abruf: 25.2.2009
- [38] THIES, Philipp: *Zuverlässigkeit von Wellenenergiekonvertern*. 2009. – Vortrag Universität Flensburg, unveröffentlicht
- [39] POWER, Pelamis W.: *Environmental Impact*. <http://www.pelamiswave.com/content.php?id=154>. Version:oJ, Abruf: 29.6.2009
- [40] WEISSE, R. ; PLÜß, A.: Storm-related sea level variations along the North Sea coast as simulated by a high-resolution model 1958-2002. In: *Ocean Dynamics* 56 (2006), S. 16–25. <http://dx.doi.org/10.1007/s10236-005-0037-y>. – DOI 10.1007/s10236-005-0037-y
- [41] BEDARD, Roger ; PREVISIC, Mirko ; SIDDIQUI, Omar ; HAGERMANN, George ; ROBINSON, Michael: *Survey and Characterization. Tidal In Stream Energy Conversion (TISEC) Devices*. EPRI North American Tidal In Stream Energy Conversion Feasibility Demonstration Project, 2005
- [42] MARINE CURRENT TECHNOLOGY: *Environment*. http://www.marineturbines.com/21/technology/29/environmental_impact/. Version:oJ, Abruf: 29.6.2009
- [43] PEINEMANN, K.V. ; GERSTANDT, K. ; SKILHAGEN, S.E. ; THORSEN, T. ; HOLT, T.: Membranes for Power Generation by Pressure Retarded Osmosis. In: PEINEMANN, K.V. (Hrsg.) ; NUNES, S. P. (Hrsg.): *Membranes for Energy Conversion*. Weinheim : Wiley-VHC, 2007
- [44] LUCHT, F.: Hydrographische Untersuchungen in der Brackwasserzone der Elbe. In: *Deutsche Hydrographische Zeitschrift* (1953), Nr. 6, S. 18–32
- [45] WASSER, Länderarbeitsgruppe: *Hauptströme der Flussgebiete Deutschlands*. 1996

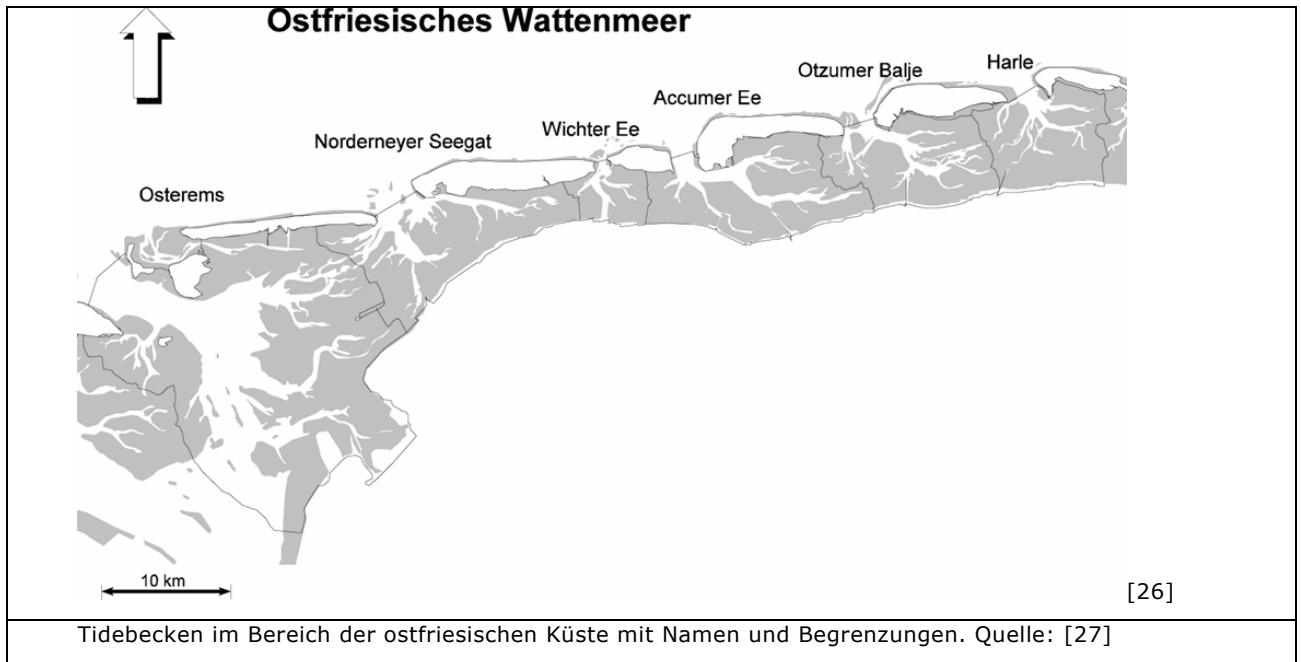
- [46] MOLENBROEK, Edith: *Energie uit zout en zoet water met osmose. Een visualisatie bij de Afsluitdijk*. In opdracht van het Energie-Nul programma van Rijkswaterstaat, 2007
- [47] BSH: *Nordseezustand 2004*. 2004
- [48] BSH: *Umweltbericht zum Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ), Teil Nordsee*. Version:2008. http://www.bsh.de/de/-Das_BSH/Bekanntmachungen/Umweltbericht_Nordsee.pdf, Abruf: 26.2.2008
- [49] AMANO, Masatsugu: *Otec System*. National Institute of Advanced Industrial Science and Technology, Japan, oJ
- [50] TRUST, The C.: *Future Marine Energy Results of the Marine Energy Challenge: Cost competitiveness and growth of wave and tidal stream energy*. 2006
- [51] ENTEC UK LTD.: *Marine Renewable Energy. State of the industry report*. Oktober 2009
- [52] PELC, Robin ; FUJITA, Rod M.: Renewable energy from the ocean. In: *Marine Policy* 26 (2002), Nr. 6, 471 - 479. [http://dx.doi.org/DOI: 10.1016/S0308-597X\(02\)00045-3](http://dx.doi.org/DOI: 10.1016/S0308-597X(02)00045-3). – DOI DOI: 10.1016/S0308-597X(02)00045-3. – ISSN 0308-597X
- [53] EPRI: *Ocean Tidal and Wave Energy, Renewable Energy Technical Assessment Guide - TAG-RE*. Palo Alto, CA, 2005. – Report no. 1010489
- [54] BOUD, Richard ; THORPE, Tom ; LEWIS, Tony ; HOLMES, Brian ; NEILSEN, Kim ; SØRENSEN, Hans C. ; HANSEN, Lars K. ; HANSEN, Rune ; PONTES, Teresa ; JUSTINO, Paulo ; BERGDAHL, Lars ; SJÖSTRÖM, Bengt-Olov ; GARDNER, Fred ; BREUGEL, Hans van ; LEMONIS, George ; FIORENTINO, Antonio ; SALTE, Stephen ; FALCÃO, António ; SARMENTO, António ; GATO, Luis ; CLÉMENT, Alain ; MCCULLEN, Pat ; HAMMARLUND, Karin: *WaveNet. Results from the work of the European Thematic Network on Wave Energy*. Project funded through the Energy, Environment and Sustainable Development Programme of the European Community, 2003
- [55] IEA-OES: *Status And Research And Development Priorities. Wave And Marine Current Energy*. 2003
- [56] IEA-OES: *Annual Report*. 2008
- [57] STATKRAFT ; ICTPOL ; SINTEF ; HELSINKI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY ; GKSS ; EUROPEAN COMMISSION: *The Salinity Power project. Power production from the osmotic pressure difference between fresh water and sea water*. Version:2004. <http://cordis.europa.eu/documents/documentlibrary/-82766661EN6.pdf>, Abruf: 5.1.2009. CONTRACT NO.: ENK6-CT-2001-00504
- [58] NIHOUS, Gérard C.: An Order-of-Magnitude Estimate of Ocean Thermal Energy Conversion Resources. In: *Journal of Energy Resources Technology* 127 (2005), Nr. 4, 328-333. <http://dx.doi.org/10.1115/1.1949624>. – DOI 10.1115/1.1949624
- [59] NIHOUS, Gérard C.: An estimate of Atlantic Ocean thermal energy conversion (OTEC) resources. In: *Ocean Engineering* 34 (2007), Nr. 17-18, 2210 - 2221. <http://dx.doi.org/DOI: 10.1016/j.oceaneng.2007.06.004>. – DOI DOI: 10.1016/j.oceaneng.2007.06.004. – ISSN 0029-8018
- [60] BERGMANN, Arno: *persönliche Mitteilung*. Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) im Deutschen Institut für Normung (DIN) und Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), 24. November 2009

- [61] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT: Bekanntmachung über die Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbare Energien. In: *Bundesanzeiger* 186 (2008), 5. Dezember, S. 4352–4356
- [62] SOUTH WEST OF ENGLAND REGIONAL DEVELOPMENT AGENCY: *Wave Hub Homepage*. <http://www.wavehub.co.uk/>. Version:2009, Abruf: 16 December, 18:00 Uhr
- [63] THE DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE (DECC): *The UK Renewable Energy Strategy*. Version:2009. http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what_we_do/uk_supply/energy_mix/renewable/res/res.aspx
- [64] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY: *Budget of the Wind and Hydropower Technologies Program*. <http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/budget.html>. Version:2009, Abruf: 15 December, 10:00 Uhr
- [65] GRABEMANN, I. ; WEISSE, R.: Climate change impact on extreme wave conditions in the North Sea: an ensemble study. In: *Ocean Dynamics* 58 (2008), S. 199–212. <http://dx.doi.org/10.1007/s10236-008-0141-x>. – DOI 10.1007/s10236-008-0141-x
- [66] BUNDESVERBAND WINDENERGIE E.V. ; VERBAND DEUTSCHER MASCHINEN- UND ANLAGENBAU E.V.: *Die deutsche Windindustrie im Weltmarkt*. Presseinformation und PowerPoint Präsentation, 23. Juli 2009

Anhang

Anhang A Tidebecken im Bereich des Nordfriesischen sowie des Ostfriesischen Wattenmeeres





Anhang B Detaillierte Beschreibung des CoastDat- Datensatzes

Siehe beiliegenden Artikel:

WEISSE, R. ; STORCH, H. v. ; CALLIES, U. ; CHRASTANSKY, A. ; FESER, F. ; GRABEMANN, I. ; GUENTHER, H. ; PLUETT, A. ; STOYE, T. ; TELLKAMP, J. ; WINTERFELDT, J. ; WOTH, K.: Regional meteo-marine reanalyses and climate change projections: Results for Northern Europe and potentials for coastal and offshore applications. In: *Bull. Am. Met. Soc* (2009), S. 849–860. <http://dx.doi.org/10.1175/2008BAMS2713.1>. – DOI 10.1175/2008BAMS2713.1

Anhang C Exkurs: Mögliche Änderungen des Seegangsenergieangebots im Zuge des anthropogenen Klimawandels

Um zu untersuchen, inwieweit es im Zuge des anthropogenen Klimawandels zu einer Änderung des Seegangsenergieangebots in der südlichen Nordsee kommen kann, wurden die von [65] für diesen Bereich erzeugten Seegangsszenarienrechnungen verwendet und ausgewertet. In diesen Rechnungen wurde das Seegangmodell WAM mit Windfeldern aus verschiedenen Klimamodellrechnungen (verschiedene Modelle und Emissionsszenarien) angetrieben. In Anhang C sind jeweils die Analysen der Experimente dargestellt, in denen das Seegangmodell WAM mit Windfeldern des atmosphärischen Regionalmodells RCAO angetrieben wurde, wobei das RCAO seine Randwerte von den mit dem Globalmodell ECHAM durchgeführten Klimaszenarienrechnungen erhielt. Die Ergebnisse werden hier kurz beschrieben.

Abb. C - 1 zeigt zunächst die langjährigen Mittelwerte des Wellenenergieflusses in einer Kontroll- und zwei Klimaänderungssimulationen. Während die räumliche Struktur im Vergleich zur Rekonstruktion (s. Abb. C - 1 (c)) relativ gut wiedergegeben wird, fallen die auf der Kontrollsimulation basierenden langjährigen Mittelwerte deutlich geringer als die entsprechenden Werte der coastDat Rekonstruktion 1958-2007 aus. Dieses liegt an den im Vergleich zur Rekonstruktion deutlich geringeren mittleren Wellenhöhen und Perioden in der Kontrollsimulation, die auf die im Mittel geringeren Windstärken in den atmosphärischen Klimamodellsimulationen zurückzuführen sind. Die Unterschätzungen liegen dabei etwa in der Größenordnung von ca. 10-15% [65]. Als Folge können die Werte der Klimaänderungssimulationen nicht direkt, sondern nur als relative Veränderung zum Kontrolllauf betrachtet werden. Da außerdem die Wellenenergie nichtlinear von der Wellenhöhe und der Wellenzahl abhängt, können ferner lediglich *qualitative* Aussagen getroffen werden, wogegen die Größenordnung der zu erwartenden Änderungen kaum belastbar sind.

Abb. C - 2 (a) und (b) zeigt die Änderungen im Wellenenergiefluss zum Ende des Jahrhunderts in beiden Szenarienrechnungen relativ zur Kontrollrechnung. Infolge der Zunahme der mittleren und extremen Wind- und Seegangsverhältnisse [65] zeigen beide Simulationen unabhängig vom gewählten Emissionsszenario eine deutliche *Zunahme* des Wellenenergieflusses im Bereich der AWZ. Dass der Wellenenergiefluss zunimmt, kann dabei als ein relativ robustes Resultat angesehen werden, da alle in [65] analysierten Seegangsszenarien auf eine Zunahme der mittleren und extremen Wellenhöhen in der deutschen AWZ hindeuten. Die *Größenordnung* der Zunahme ist jedoch ungewiss, da zum einen deutliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Szenarienrechnungen existieren und sich zum anderen diese Unsicherheiten aufgrund der nichtlinearen Abhängigkeiten zwischen Wellenenergie, Wellenhöhe und Periode sowie der Unterschätzung der Referenzwerte in den Kontrollsimulationen in den entsprechenden Betrachtungen zum Wellenenergieangebot weiter verstärken.

Zusammenfassend kann aufgrund einer Zunahme der mittleren und extremen Wind- und Seegangsverhältnisse zum Ende des Jahrhunderts in gegenwärtigen Szenarienrechnungen [30] von einer entsprechenden Zunahme des Wellenenergieflusses im Bereich der Deutschen AWZ ausgegangen werden. Die Größenordnung der Änderung ist jedoch relativ unsicher. Gründe dafür sind zum einen die Unsicherheiten in den Klimasimulationen selbst, zum anderen die Unterschätzung der Seegangsparameter in den Klimakontrollsimulationen von denen der Wellenenergiefluss nichtlinear abhängt.

Energiefluss [kWh/m] (FMA)

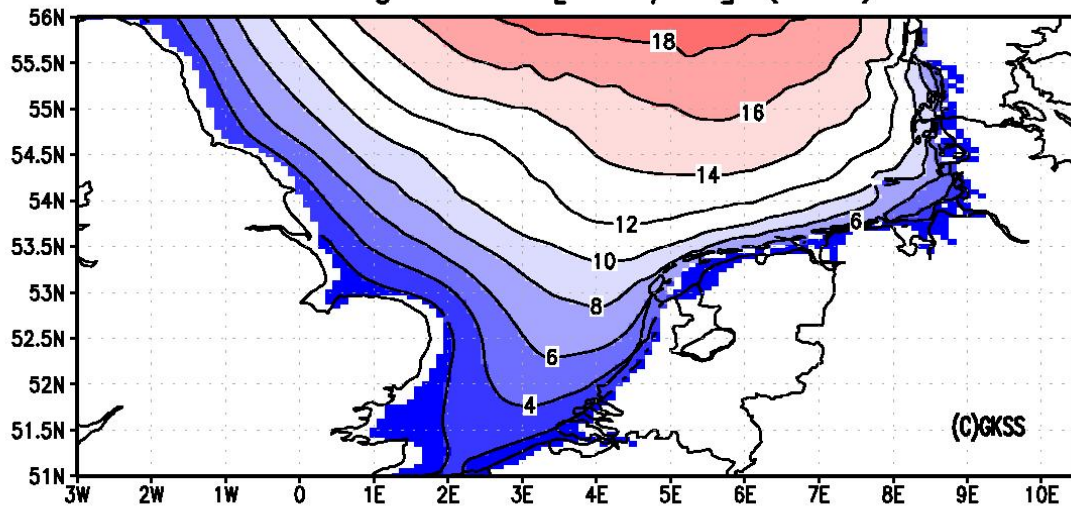


Abb. C - 1 (a) Szenario A2

Energiefluss [kWh/m] (FMB)

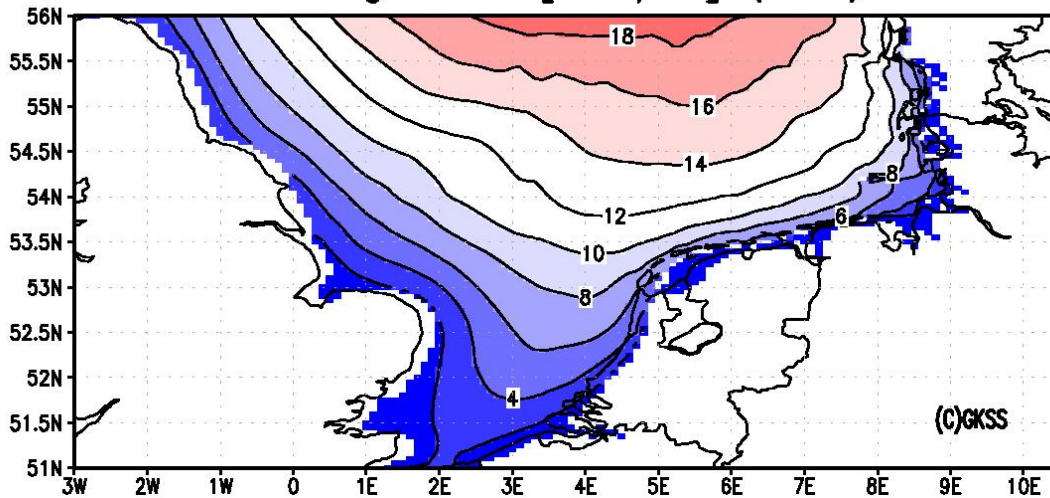


Abb. C - 1 (b) Szenario B2

Fortsetzung von Abb. C - 1

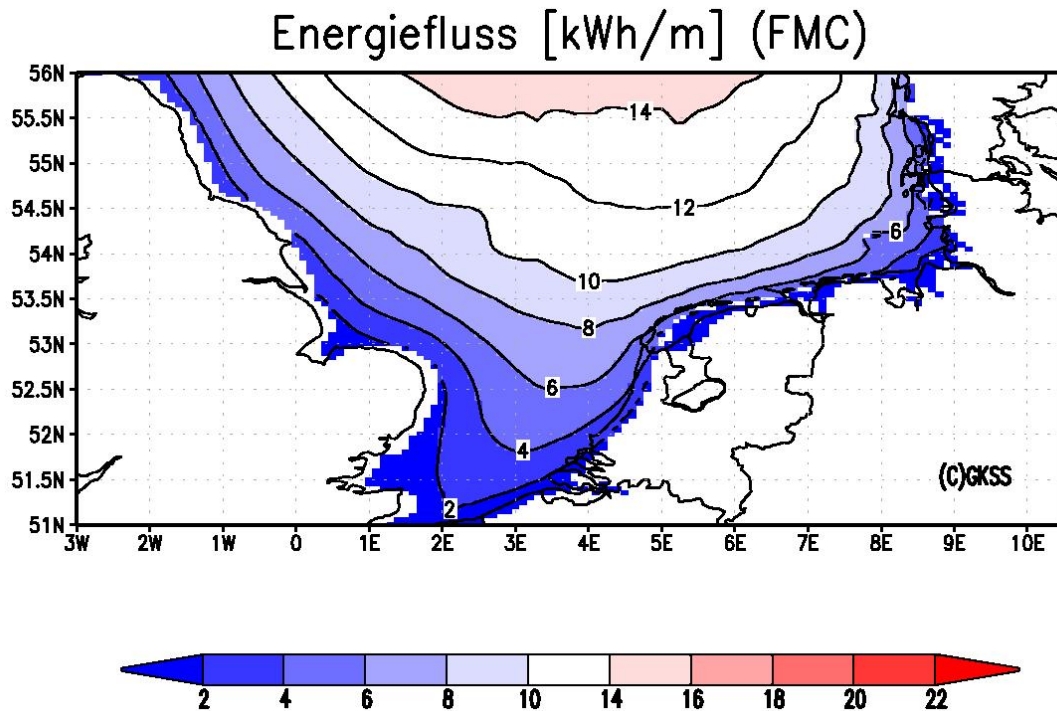
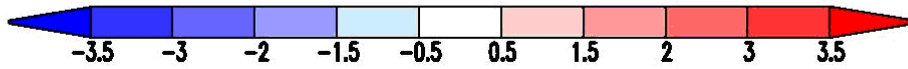
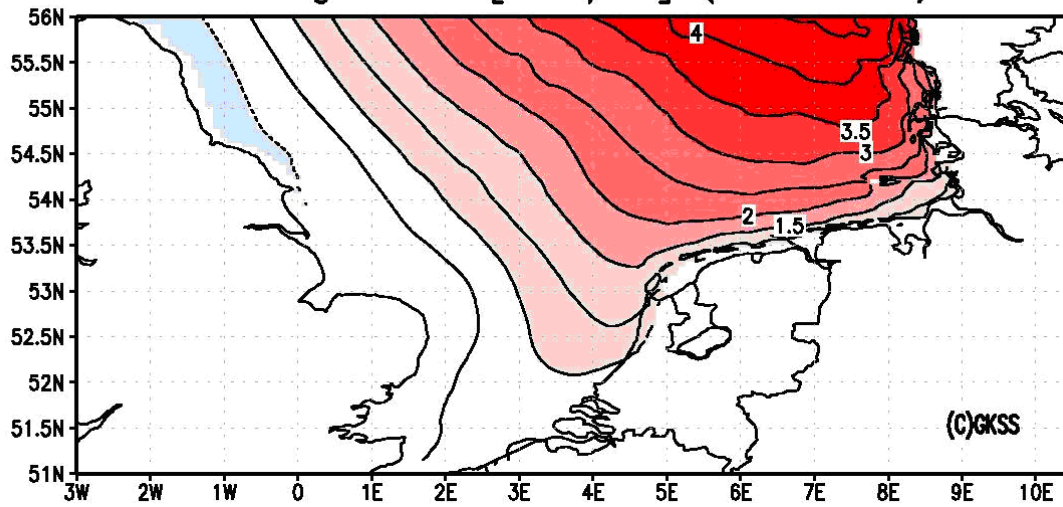


Abb. C - 1 (c) Kontrollsimulation

Abb. C - 1 Langjähriges Mittel 2071-2100 (oben: Szenario A2, Mitte: Szenario B2) des Wellenenergieflusses in kWh/m sowie die entsprechende Kontrollsimulation (unten).

Die Auswertungen basieren auf den mit Hilfe des Seegangmodells WAM durchgeführten und in Grabemann und Weisse (2008) beschriebenen Szenarienrechnungen. Dargestellt und ausgewertet sind hier jeweils die Experimente, in denen das Modell WAM mit Windfeldern des regionalen Atmosphärenmodells RCAO angetrieben wurde. RCAO wiederum erhielt seine Randwerte von den entsprechenden mit dem ECHAM Modell durchgeführten globalen Szenarienrechnungen.

Energiefluss [kWh/m] (FMA-FMC)



Energiefluss [kWh/m] (FMB-FMC)

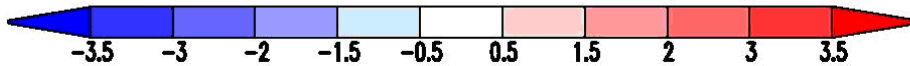
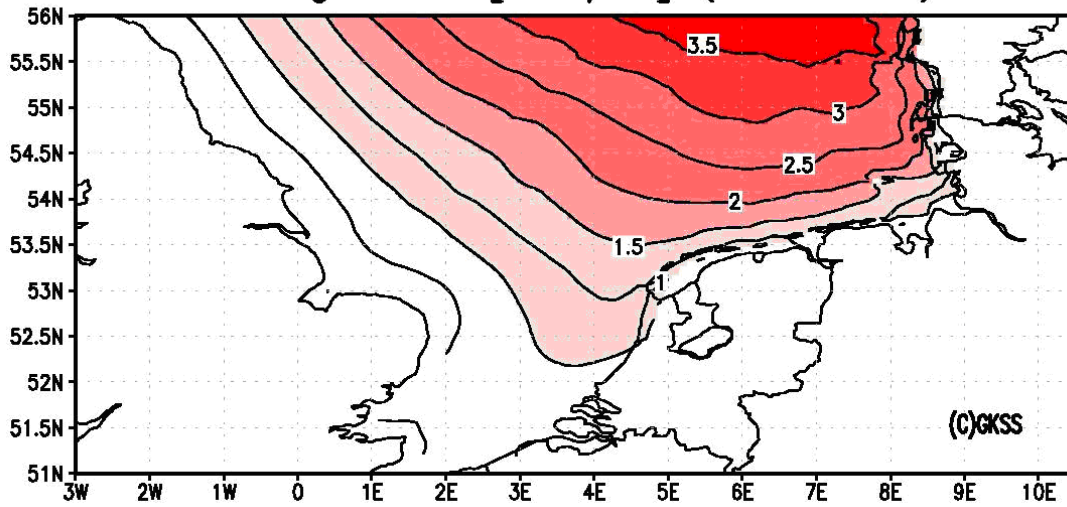


Abb. C - 2 (a) Absolute Änderungen (in kWh/m)

Abb. C - 2 (b) auf der nächsten Seite

Fortsetzung von Abb. C - 2

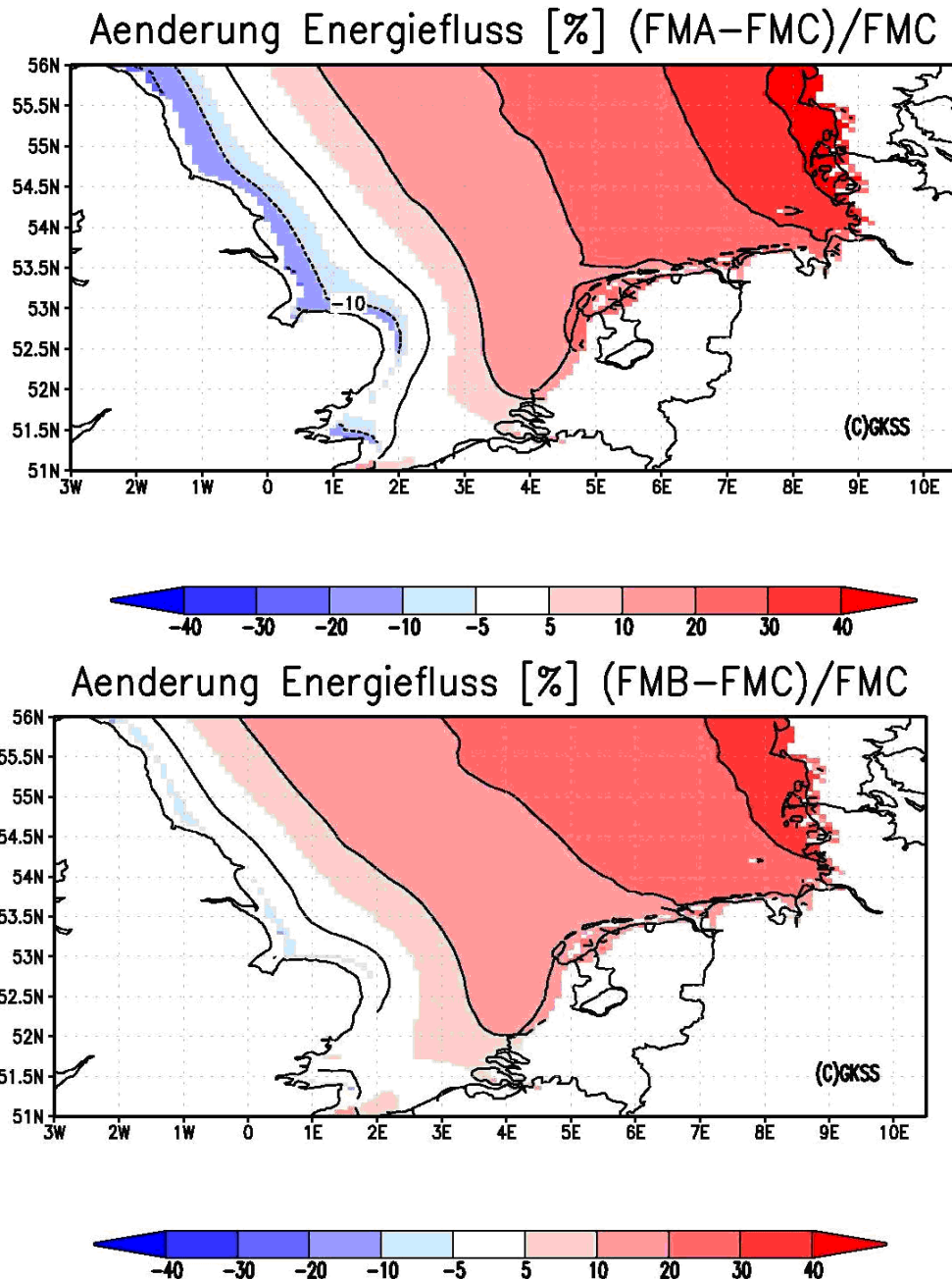


Abb. C - 2 (b) Relative Änderungen (in Prozent)

Abb. C - 2 Absolute und prozentuale Änderungen des Wellenenergieflusses in den Szenarien A2 (jeweils oben) und B2 (jeweils unten).

Die Auswertungen basieren auf den mit Hilfe des Seegangmodells WAM durchgeführten und in Grabemann und Weisse (2008) beschriebenen Szenarienrechnungen. Dargestellt und ausgewertet sind hier jeweils die Experimente, in denen das Modell WAM mit Windfeldern des regionalen Atmosphärenmodells RCAO angetrieben wurde. RCAO wiederum erhielt seine Randwerte von den entsprechenden mit dem ECHAM Modell durchgeführten globalen Szenarienrechnungen.

Anhang D Fragebogen der Branchenabfrage

Teil 1 – Fragen zum Unternehmen

1 Angaben zum Unternehmen:

- Name, Sitz
- Beschäftigte (in Bereichen die für Meeresenergie relevant sind)
- Umsatz (in Bereichen die für Meeresenergie relevant sind)

2 Generelles Engagement:

- Welche Aktivitäten verfolgt Ihr Unternehmen im Bereich „Nutzung der Meeresenergie“ (Anlagenbau, Zulieferung von Bauteilen (wenn ja, welche?), Projektentwicklung etc.)?
- Für welche Art von Meeresenergieform gilt Ihr Engagement (Wellen, Strömung, Tidenhub, Salzgradient, Temperaturgradient etc.)?
- Ist Ihr Unternehmen an laufenden bzw. geplanten Projekten beteiligt (wenn ja, welche)?

3 Entwicklungsstand:

- Wie weit fortgeschritten ist der Entwicklungsstand von Technologien zur Nutzung der Meeresenergie in Ihrem Unternehmen (Simulation / Modell im Tank / Modell in See / Prototyp / kommerzielles Produkt)
- Welche Informationen in Form von Abbildungen und technischen Datenblättern könnten Sie Ecofys zur Verfügung stellen (z.B. Leistungskurven, Abmessungen etc.)?

4 Marktreife:

- Bitte geben Sie Abschätzungen für die Stromgestehungskosten der von Ihrem Unternehmen entwickelten Technologien zusammen mit den einschlägigen Annahmen an (Lebensdauer bzw. Abschreibungszeitraum, Zinssatz, Anteil Wartungskosten an Investitionskosten etc.).
- Bitte geben Sie voraussichtliche Kostendegressionspotenziale für die in Ihrem Unternehmen entwickelten Technologien an.

5 Exportorientierung:

- Wie groß ist das Interesse Ihres Unternehmens am Export der eigenen Technologien ins Ausland?"
- Welchen geographischen Schwerpunkt legt Ihr Unternehmen für das eigene Engagement?

Teil 2 – Allgemeine Trends

6 Marktentwicklung:

Welches Marktpotenzial sieht Ihr Unternehmen

- innerhalb Deutschlands?
- im Ausland?
- Welchen Wertschöpfungsanteil am Weltmarkt sieht Ihr Unternehmen für deutsche Technologie?

7 Entwicklungstrends:

- Welche technischen Perspektiven bzw. Trends und welche zukünftigen Entwicklungspfade betrachtet Ihr Unternehmen für besonders vielversprechend?

8 Synergien:

- Sehen Sie Synergien mit anderen Anlagen, insbesondere in den Bereichen Offshore-Windenergie, Küstenschutz und Netzanschluss?"
- In welchem Zeithorizont lassen sich solche Synergien voraussichtlich nutzbar machen?

9 Rahmenbedingungen:

- Welche Erwartungen hat Ihr Unternehmen an die Politik mit Bezug auf die verstärkte Nutzung der Meeresenergie?"
- Welche Anpassungen des Rechtsrahmens hält Ihr Unternehmen für die effiziente Entwicklung und die Realisierung von Meeresenergieanlagen für notwendig?

Anmerkungen

Dokument:	Endbericht_Meeresenergien_Ecofys_finale_BMU_KH_vsc_JCB_FINAL-clean.doc	
Zuletzt gespeichert:	März 2010	Jens Boemer
Autor:	Jens Bömer et al.	