

# **Untersuchungen zur Integration der fluktuierenden Windenergie in das System der Elektroenergieversorgung**

Zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Wirtschaftswissenschaften  
(Dr. rer. pol.)

von der Fakultät für  
Wirtschaftswissenschaften  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)  
genehmigte

DISSERTATION  
von  
Dipl.-Wirtsch.-Ing. René Pforte

Tag der mündlichen Prüfung: 01. Dezember 2010

Referent: Prof. Dr. rer. pol. Wolf Fichtner  
Korreferent: Prof. i. R. Dr. rer. pol. Werner Rothengatter  
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Rainer Bitsch  
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer  
(2010) Karlsruhe



## Inhaltsübersicht

<b>I. Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>ix</b>
<b>II. Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>xv</b>
<b>III. Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>xvii</b>
<b>IV. Symbolverzeichnis.....</b>	<b>xix</b>
<b>1. Motivation .....</b>	<b>1</b>
<b>2. Aufgabenstellung, Einordnung und Aufbau der Arbeit.....</b>	<b>3</b>
2.1. Aufgabenstellung .....	3
2.2. Vorliegende Untersuchungen und Einordnung der Arbeit.....	5
2.3. Untersuchungsansatz und Aufbau der Arbeit .....	7
<b>3. Entwicklungstendenzen in der Elektroenergiewirtschaft.....</b>	<b>9</b>
3.1. Nachfrageentwicklung.....	10
3.2. Entwicklung ausgewählter Rahmenbedingungen .....	13
3.3. Nutzung Erneuerbarer Energien in der Europäischen Union.....	18
<b>4. Erneuerbare Energien zur Elektroenergiebereitstellung.....</b>	<b>22</b>
4.1. Nutzung der Windenergie .....	23
4.2. Nutzung der Solarstrahlung .....	69
4.3. Nutzung der Bioenergien .....	76
4.4. Nutzung der Geothermie.....	81
4.5. Nutzung der Wasserkraft .....	83
4.6. Zusammenfassender Vergleich Erneuerbarer Energien.....	89
<b>5. Implikationen der Integration fluktuierender Windenergie .....</b>	<b>92</b>
5.1. Systematisierung der Aspekte .....	92
5.2. Elektrische Systemintegration.....	93
5.3. Fluktuierende Einspeisecharakteristik.....	107
5.4. Substitutionseffekte.....	118
5.5. Kostenallokation.....	124
5.6. Marktintegration .....	128
5.7. Soziokulturelle Integration.....	134
5.8. Abschätzung der ökonomischen Auswirkungen .....	137
5.9. Zusammenfassung zu den Implikationen der Integration .....	140
<b>6. Entwicklung von ausgewählten angebotsseitigen Integrationsoptionen.....</b>	<b>144</b>
6.1. Charakterisierung der Fluktuationen der Windenergie.....	144
6.2. Verwendete Daten und Grundannahmen .....	145
6.3. Der kleinräumige Ausgleichseffekt der Windenergie .....	158

---

6.4.	Untersuchungen zum weiträumigen Ausgleichseffekt der Windenergie.....	159
6.5.	Untersuchungen zur Nachfrageabdeckung durch weiträumig verteilte Windenergieanlagen.....	179
6.6.	Untersuchungen zur koordinierten Betriebsweise von Windenergieanlagen mit Anlagen zur Nutzung weiterer Erneuerbarer Energien sowie Speichern .....	206
6.7.	Zusammenfassung zu den angebotsseitigen Integrationsoptionen.....	253
<b>7.</b>	<b>Skizzierung ausgewählter nachfrageseitiger Integrationsmaßnahmen und angepasster Marktausgestaltungen .....</b>	<b>255</b>
7.1.	Ansätze zur Flexibilisierung bestehender Anwendungen .....	255
7.2.	Entwicklung der Elektromobilität.....	256
7.3.	Nachfrageausdehnung auf weitere Sektoren der Energiewirtschaft.....	260
7.4.	Angepasste Ausgestaltung der Elektroenergiemärkte.....	262
7.5.	Zusammenfassung zu nachfrageseitigen Maßnahmen und notwendigen Marktanpassungen.....	268
<b>8.</b>	<b>Schlussfolgerungen und weiterer Forschungsbedarf .....</b>	<b>269</b>
8.1.	Schlussfolgerungen .....	269
8.2.	Skizzierung einer zukünftigen Übertragungsnetzinfrastruktur Europas .....	270
8.3.	Implikationen der Untersuchungsergebnisse für Deutschland .....	274
8.4.	Abbildung der entwickelten Methoden in Energiesystemmodellen.....	275
<b>9.</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>278</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>282</b>
	<b>Anhang zur Arbeit .....</b>	<b>317</b>



## Danksagung

Die vorliegende Dissertation wäre ohne die berufliche, wissenschaftliche aber auch emotionale Unterstützung, die ich bei der Bearbeitung erfahren habe, nicht entstanden.

Sie entstand während meiner Zeit als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl Energiewirtschaft der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus (BTU) sowie als externer Doktorand am Lehrstuhl für Energiewirtschaft des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) in den Jahren 2008 bis 2010. Grundlage der Arbeit sind Forschungsprojekte mit Partnern aus öffentlichen Verwaltungen sowie der Industrie aber auch eigene Forschungsarbeiten, die von den Lehrstühlen, an denen ich tätig war, unterstützt wurden. Am Anfang der zentralen Untersuchungen zum natürlichen weiträumigen Ausgleichseffekt der Windenergie stand die Fragestellung, wie sich ein potentieller Investor von Windenergieprojekten gegen finanzielle Risiken, die durch natürlicherweise schwankende Jahresenergieerträge von Windenergieanlagen entstehen können, absichern kann. Die Lösungsoption der Bildung von optimierten, weiträumig verteilten Standortportfolios von WEA führte zur entscheidenden Fragestellung. Wie kann aus energiewirtschaftlicher Sicht den Herausforderungen, die sich aus den zeitlichen und räumlichen Fluktuationen der Windenergie ergeben, begegnet werden? Daraus leiteten sich die verschiedenen Konzepte, Modellierungen und Analysen zu diesem Untersuchungsgegenstand, die in der vorliegenden Arbeit beschrieben werden, ab.

Dem Inhaber der beiden Lehrstühle und Referenten der Arbeit, Herrn Prof. Dr. W. Fichtner gilt mein besonders herzlicher Dank für die stetige fachliche Förderung und das mir entgegengebrachte Vertrauen. Für die Übernahme des Korreferats danke ich Herrn Prof. i. R. Dr. W. Rothengatter. Herrn Prof. Dr.-Ing. R. Bitsch sowie Herrn Prof. Dr.-Ing. K. Pfeiffer danke ich ebenso für die Übernahme der externen Korreferate, die kritische Durchsicht der Arbeit sowie für die zahlreichen anregenden Gedankenaustausche.

Allen Kollegen an den beiden Universitäten, insbesondere Frau S. Baumert, Frau K. Pietsch und Frau Y. Röming sowie den Herren R. Kunze, Prof. Dr. D. Möst, Dr. T. Woldt, C. Nolden, J. Parrilla Martinez, R. Meisel, M. Groschke und T. Gohl, gilt mein Dank für die freundschaftliche Zusammenarbeit.

Für die großzügige Unterstützung, besonders während meines Auslandsaufenthaltes, danke ich Herrn W. Kropp von der Svevind-Unternehmensgruppe.

Ohne die emotionale Begleitung und das Verständnis meiner Frau Ines wäre der Abschluss der Arbeit nicht möglich gewesen. Ihr und unserem Sohn Ben Felipe, der während der Abfassung der Dissertation geboren wurde, widme ich diese Arbeit.



## Inhaltsverzeichnis

<b>I. Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>ix</b>
<b>II. Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>xv</b>
<b>III. Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>xvii</b>
<b>IV. Symbolverzeichnis.....</b>	<b>xix</b>
<b>1. Motivation .....</b>	<b>1</b>
<b>2. Aufgabenstellung, Einordnung und Aufbau der Arbeit.....</b>	<b>3</b>
2.1. Aufgabenstellung .....	3
2.2. Vorliegende Untersuchungen und Einordnung der Arbeit.....	5
2.3. Untersuchungsansatz und Aufbau der Arbeit .....	7
<b>3. Entwicklungstendenzen in der Elektroenergiewirtschaft.....</b>	<b>9</b>
3.1. Nachfrageentwicklung.....	10
3.2. Entwicklung ausgewählter Rahmenbedingungen .....	13
3.3. Nutzung Erneuerbarer Energien in der Europäischen Union.....	18
<b>4. Erneuerbare Energien zur Elektroenergiebereitstellung.....</b>	<b>22</b>
4.1. Nutzung der Windenergie .....	23
4.1.1. Technologie der Windenergienutzung .....	23
4.1.2. Methodik der Potenzialermittlung der Windenergienutzung.....	30
4.1.2.1. <i>Ermittlung des theoretischen Potenzials des</i> <i>Windenergieangebots einer Untersuchungsregion .....</i>	<i>31</i>
4.1.2.2. <i>Ermittlung des Flächenpotenzials .....</i>	<i>34</i>
4.1.2.3. <i>Ermittlung des technischen Potenzials .....</i>	<i>35</i>
4.1.2.4. <i>Ermittlung der standortspezifischen mittleren</i> <i>Gestehungskosten .....</i>	<i>36</i>
4.1.2.5. <i>Bestimmung des wirtschaftlich realisierbaren Potenzials .....</i>	<i>37</i>
4.1.2.6. <i>Potenzial der Windenergienutzung in Europa.....</i>	<i>37</i>
4.1.2.7. <i>Zusammenfassung zur Potenzialermittlung.....</i>	<i>42</i>
4.1.3. Gestehungskosten der Windenergie .....	44
4.1.3.1. <i>Periodendurchschnittliche Gestehungskosten der</i> <i>Windenergie.....</i>	<i>44</i>
4.1.3.2. <i>Ermittlung der Gestehungskosten mit dem DCF-Modell</i> <i>WIND-URA.....</i>	<i>47</i>
4.1.3.3. <i>Entwicklung eines Monte-Carlo Simulationsansatzes.....</i>	<i>56</i>
4.1.3.4. <i>Mögliche Modellerweiterungen .....</i>	<i>68</i>
4.2. Nutzung der Solarstrahlung .....	69
4.2.1. Photovoltaikanlagen.....	69
4.2.2. Solarthermische Kraftwerke .....	72

4.2.2.1. <i>Konzentrierende solarthermische Kraftwerke</i> .....	72
4.2.2.2. <i>Auf- und Fallwindkraftwerke</i> .....	74
4.3. Nutzung der Bioenergien .....	76
4.3.1. Bioenergie-Fermentationsanlagen.....	79
4.3.2. Thermochemische Bioenergienutzung .....	80
4.3.3. Bioenergie-Verbrennungsanlagen .....	81
4.4. Nutzung der Geothermie .....	81
4.5. Nutzung der Wasserkraft.....	83
4.5.1. Stau-, Lauf- und Speicherwasserkraftanlagen.....	83
4.5.2. Weitere Anlagen zur Nutzung der Wasserkraft .....	84
4.6. Zusammenfassender Vergleich Erneuerbarer Energien .....	89
<b>5. Implikationen der Integration fluktuierender Windenergie .....</b>	<b>92</b>
5.1. Systematisierung der Aspekte .....	92
5.2. Elektrische Systemintegration .....	93
5.2.1. Elektrischer Netzanschluss.....	93
5.2.1.1. <i>Erfüllung technischer Mindestanforderungen</i> .....	93
5.2.1.2. <i>Netzanschluss</i> .....	96
5.2.1.3. <i>Netzausbau und Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Netze</i> .....	98
5.2.2. Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit .....	101
5.2.3. Auswirkungen auf den Speicherbedarf.....	103
5.3. Fluktuierende Einspeisecharakteristik .....	107
5.3.1. Windleistungs- und Einspeiseprognosen.....	107
5.3.2. Regel- und Ausgleichsenergie- sowie Reserveleistungsbedarf.....	110
5.3.3. Beeinflussung anderer Einspeisungsanlagen.....	116
5.3.4. Ausgleichseffekte der Windenergienutzung .....	117
5.4. Substitutionseffekte .....	118
5.4.1. Kapazitätseffekte .....	118
5.4.2. Verringerung des Einsatzes fossiler Energieträger .....	120
5.4.3. Verringerung von CO <sub>2</sub> - und weiteren Emissionen .....	121
5.4.4. Erhöhung der Diversifizierung der Elektroenergieversorgung .....	123
5.4.5. Veränderung der elektrischen Übertragungsverluste .....	123
5.5. Kostenallokation .....	124
5.6. Marktintegration .....	128
5.6.1. Einbezug in Großhandelsmärkte .....	128
5.6.2. Ausgestaltung weiterer Märkte .....	132
5.7. Soziokulturelle Integration .....	134

5.7.1.	Soziale Akzeptanz der Windenergienutzung.....	134
5.7.2.	Soziokulturelle Abwägung der Windenergienutzung.....	135
5.8.	Abschätzung der ökonomischen Auswirkungen .....	137
5.9.	Zusammenfassung zu den Implikationen der Integration .....	140
<b>6.</b>	<b>Entwicklung von ausgewählten angebotsseitigen Integrationsoptionen.....</b>	<b>144</b>
6.1.	Charakterisierung der Fluktuationen der Windenergie.....	144
6.2.	Verwendete Daten und Grundannahmen .....	145
6.3.	Der kleinräumige Ausgleichseffekt der Windenergie .....	158
6.4.	Untersuchungen zum weiträumigen Ausgleichseffekt der Windenergie .....	159
6.4.1.	Das Optimiermodell WIND-SMOOTH .....	160
6.4.2.	Anwendung des Modells mit Monatsertragsdaten .....	165
6.4.3.	Anwendung des Modells mit Jahresertragsdaten .....	170
6.4.4.	Anwendung des Modells mit 6 h Leistungsdaten .....	173
6.4.5.	Kritische Würdigung der Modellergebnisse.....	177
6.5.	Untersuchungen zur Nachfrageabdeckung durch weiträumig verteilte Windenergieanlagen .....	179
6.5.1.	Bereitstellung von UCTE-Lastdaten.....	179
6.5.2.	Das Optimiermodell WIND-COVER .....	181
6.5.3.	Anwendung des Modells WIND-COVER.....	182
6.5.4.	Einführung zusätzlicher Nebenbedingungen.....	187
6.5.5.	Analyse möglicher Variationen des Windenergieangebots .....	188
6.5.6.	Untersuchung der räumlichen Verteilung der Standortportfolios.....	190
6.5.7.	Berücksichtigung eines Ausbaus der Windenergienutzung innerhalb des UCTE-Netzverbunds .....	193
6.5.8.	Vereinfachte Lastflussanalyse zwischen den Teilregionen .....	195
6.5.9.	Modellerweiterungen .....	198
6.5.9.1.	<i>Einbezug weiterer Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien.....</i>	<i>198</i>
6.5.9.2.	<i>Berücksichtigung von regionalen Windenergiepotenzialen und Kapazitätsbeschränkungen.....</i>	<i>199</i>
6.5.9.3.	<i>Berücksichtigung einer regionalen Nachfrage .....</i>	<i>200</i>
6.5.9.4.	<i>Verwendung von regionalen Verfügbarkeitsfaktoren .....</i>	<i>200</i>
6.5.10.	Zwischenfazit zum Optimiermodell WIND-COVER.....	201
6.5.11.	Alternative Anwendung des entwickelten Optimieralgorithmus im Modell WIND-FIT .....	203

6.6.	Untersuchungen zur koordinierten Betriebsweise von Windenergieanlagen mit Anlagen zur Nutzung weiterer Erneuerbarer Energien sowie Speichern .....	206
6.6.1.	Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerke (WIND-HyMeth).....	208
6.6.1.1.	<i>Technisches Konzept</i> .....	209
6.6.1.2.	<i>Modellierung der dynamischen Betriebsweise</i> .....	222
6.6.1.3.	<i>Berechnung der Elektroenergie-Gestehungskosten</i> .....	223
6.6.1.4.	<i>Kritische Würdigung des Modellansatzes</i> .....	232
6.6.2.	Einsatz von Druckluftspeicherkraftwerken zum Ausgleich fluktuierender Windenergie .....	233
6.6.3.	Untersuchungen zum koordinierten Betrieb von Druckluftspeicherkraftwerken und Windenergieanlagen .....	235
6.6.4.	Compressed Air Wind Energy Power Plants (CA-WEPP) .....	239
6.6.4.1.	<i>Technisches Konzept</i> .....	239
6.6.4.2.	<i>Berechnung der Elektroenergie-Gestehungskosten</i> .....	245
6.6.4.3.	<i>Einordnung der Berechnungsergebnisse</i> .....	250
6.6.5.	Weitere Hybridkraftwerkskonzepte .....	251
6.6.5.1.	<i>Offshore-Wind-Schwachgas-GT-Hybridkraftwerke</i> .....	252
6.6.5.2.	<i>Windenergie-Elektrolyse-Brennstoffzellen-Hybridkraftwerke</i> .....	252
6.7.	Zusammenfassung zu den angebotsseitigen Integrationsoptionen.....	253
<b>7.</b>	<b>Skizzierung ausgewählter nachfrageseitiger Integrationsmaßnahmen und angepasster Marktausgestaltungen ....</b>	<b>255</b>
7.1.	Ansätze zur Flexibilisierung bestehender Anwendungen .....	255
7.2.	Entwicklung der Elektromobilität.....	256
7.3.	Nachfrageausdehnung auf weitere Sektoren der Energiewirtschaft.....	260
7.4.	Angepasste Ausgestaltung der Elektroenergiemärkte.....	262
7.5.	Zusammenfassung zu nachfrageseitigen Maßnahmen und notwendigen Marktanpassungen.....	268
<b>8.</b>	<b>Schlussfolgerungen und weiterer Forschungsbedarf .....</b>	<b>269</b>
8.1.	Schlussfolgerungen .....	269
8.2.	Skizzierung einer zukünftigen Übertragungsnetzinfrastruktur Europas .....	270
8.3.	Implikationen der Untersuchungsergebnisse für Deutschland .....	274
8.4.	Abbildung der entwickelten Methoden in Energiesystemmodellen.....	275
<b>9.</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>278</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>282</b>
	<b>Anhang zur Arbeit .....</b>	<b>317</b>

## I. **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1	Übersicht über ausgewählte Ausbauprognosen der Windenergienutzung in Europa im Jahr 2020 .....	20
Abbildung 2	Systematisierung der Quellen Erneuerbarer Energien, deren Auswirkungen auf der Erde und wichtiger Wandlungstechnologien .....	23
Abbildung 3	Phasenmodell und Leistungskennlinie einer Windenergieanlage .....	25
Abbildung 4	Entwicklung der spezifischen Investition von WEA im Zeitraum 1990 bis 2004 in EUR pro eingespeister kWh (Jahresreferenzertrag) .....	29
Abbildung 5	Mittlere spezifische Leistung des Windes (Energieflussdichte) bei einem atmosphärischen Luftdruck von 850 hPa (entspricht etwa 1.500 m ü.N.N.) in W/m <sup>2</sup> , Standardluftdichte 1,225 kg/m <sup>3</sup> , abgeleitet aus den NCEP/NCAR-Daten .....	33
Abbildung 6	Übersicht zu wesentlichen Analyseschritten der Potenzialermittlung der Windenergie und zur Verfügbarkeit von notwendigen Daten .....	43
Abbildung 7	Übersicht über das Cashflow-Modell im Modell WIND-URA.....	48
Abbildung 8	Vergleich ausgewählter Zahlungsreihen der durchgeführten Berechnungen mit dem vereinfachten LEC- sowie dem detaillierten DCF-Ansatz .....	53
Abbildung 9	Darstellung der spezifischen Gestehungskosten unter Verwendung der detaillierten DCF-Methode bei Variation ausgewählter Parameter (in eckigen Klammern sind die Ausprägung der Parameter im Basisfall dargestellt).....	53
Abbildung 10	Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bezüglich der mit dem statischen DCF-Modellansatz ermittelten spezifischen Gestehungskosten (in runden Klammern sind die Parameter im Basisfall dargestellt) .....	54
Abbildung 11	Zusätzliche Anwendungsfälle für das Modell WIND-URA (zur Erläuterung der Großbuchstaben vgl. den vorstehenden Textabschnitt).....	55
Abbildung 12	Darstellung des Monte-Carlo Simulationsansatzes im Modell WIND-URA.....	58
Abbildung 13	Berechnungsergebnisse der Monte-Carlo Simulation für den gewählten Beispielfall.....	61
Abbildung 14	Häufigkeitsverteilung der berechneten Eigenkapitalrendite bei 10.000 Simulationsdurchläufen (Median = 12,9525 %; Standardabweichung = 0,4095 %) .....	62
Abbildung 15	Vergleich der Berechnungsergebnisse der verwendeten Methoden und ausgewählter Beispielfälle zur Bestimmung der spezifischen Gestehungskosten von Windenergieprojekten.....	63

Abbildung 16	Projektion von spezifischen Gesteungskosten von onshore und offshore WEA in den Jahren 2005 und 2030 in Abhängigkeit der Volllaststunden .....	64
Abbildung 17	Darstellung der berechneten elektrischen Einspeiseleistung der 80 WEA im Windpark Horns Rev (Dänemark) bei Windgeschwindigkeiten von 9 – 10 m/s und einer Windrichtung von 309 – 313° .....	66
Abbildung 18	Konzentratorprinzipien (von links nach rechts): Heliostaten mit Turmreceiver, Parabolrinnen und Paraboloid .....	73
Abbildung 19	Systematisierung der Integrationsaspekte fluktuierender Windenergie .....	93
Abbildung 20	Spezifische Kosten des Netzausbaus zur Integration von WEA in Abhängigkeit des Windenergie-Durchdringungsgrades.....	100
Abbildung 21	Übersicht über mittlere Vorhersagefehler (Fehlermaß RMSE) von Windleistungsprognosen (Momentan = 6 Stunden-Vorhersage, Kurzfrist = 24 Stunden, Mittelfrist = 48 Stunden) ...	110
Abbildung 22	Übersicht über vorliegende Untersuchungen zum Leistungskredit von WEA bei unterschiedlichen Durchdringungsgraden .....	120
Abbildung 23	Phasenmodell der Integration der Windenergie und Einordnung ausgewählter Länder der EU .....	141
Abbildung 24	Darstellung verfügbarer Informationsquellen für meteorologische Untersuchungen und Klimamodelle z. B. das NCEP/NCAR-Reanalyse-Projekt.....	147
Abbildung 25	Darstellung der verwendeten 825 NCEP-Gitternetzknotten und deren Klassifizierung in onshore- (olivfarben), UCTE-Verbundnetzgebiet (gelb), nearshore (hellblau) und offshore Standorte (dunkelblau) .....	147
Abbildung 26	Verwendete Leistungskennlinie der WEA ENERCON E-82 .....	149
Abbildung 27	Standorte der verwendeten WEA und Windparks in Europa, von denen Monatsertragsdaten vorliegen .....	150
Abbildung 28	Standorte der verwendeten, zeitlich hoch aufgelösten Windmess- und WEA-Leistungsdaten in Europa.....	151
Abbildung 29	Zeitliche Auflösung (Angaben in Klammern) und Datenverfügbarkeit der verwendeten Windmess-, Leistungs- und Ertragsdaten .....	151
Abbildung 30	Vergleich der Zeitreihen der Einspeiseleistung einer WEA (WEA02) sowie der berechneten Leistungsabgabe an zwei Windmess-Standorten und des nächstgelegenen NCEP Knotens 20 ° Ost / 65 ° Nord am 23./24.09.2009 .....	152
Abbildung 31	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der 10min Leistungsinkremente von zwei WEA am Standort Dragaliden/Nordschweden im Zeitraum 01.09. bis 30.09.2009 im Vergleich zu einer Normalverteilung .....	153



Abbildung 32	Verlauf der Einspeisung aller WEA in Deutschland im Vergleich zum berechneten Verlauf von 14 bzw. 10 gewichteten NCEP Gitternetzknotten in und um Deutschland im September 2009....	154
Abbildung 33	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der 1 h und 6 h Leistungszinkremente der Summeneinspeisung aller WEA in Deutschland im September 2009 im Vergleich zu einer Normalverteilung.....	155
Abbildung 34	Jahreswerte und 15-Jahres-Durchschnittswerte der mittleren Windgeschwindigkeit sowie der 10 %- und 1 %-Fraktile in der Deutschen Bucht 1879 bis 2000 .....	158
Abbildung 35	Analyse der Zielfunktion des Modells WIND-SMOOTH ohne Nebenbedingungen für zwei ausgewählte Gitternetzknotten (links: gesamter Wertebereich der $g_i$ ; rechts: Umgebung des ermittelten Minimums).....	163
Abbildung 36	Vergleich des Zeitbedarfs ausgewählter Solver für nichtlineare Probleme unter Berücksichtigung der Lösungsqualität (Abweichung der ausgewiesenen von der bestmöglichen Lösung) .....	165
Abbildung 37	Verlauf der relativen Monatserträge (Monatsertrag / mittlerer Monatsertrag) von Januar 2004 bis Februar 2006 der Standorte des Standortportfolio II (vgl. Abbildung 27) sowie des optimalen Portfolios bestehend aus 5 Standorten (schwarze breite Linie) .....	167
Abbildung 38	Vergleich der mittleren Monatserträge der optimalen Portfolio-Zusammenstellungen der untersuchten NCEP 825 Klassifikationen (onshore, onshore & nearshore, UCTE sowie alle Standorte) des Zeitraums 1989 bis 2008 .....	168
Abbildung 39	Vergleich der relativen Monatserträge der diversen optimierten Portfolio-Zusammenstellungen (vgl. Bildunterschrift zu Abbildung 38) im Zeitraum 1989 bis 2008 .....	168
Abbildung 40	Räumliche Verteilung der 49 verwendeten von 531 möglichen onshore Standorten sowie deren Gewichtungsfaktoren [in %] am Gesamtportfolio für den Zeitraum 1989 bis 2008 (Optimierung auf Basis der Monatserträge).....	169
Abbildung 41	Darstellung der Parameter Variationskoeffizient (oben) und durchschnittlicher Korrelationskoeffizient (unten) der 53 ausgewählten Standorte des optimalen Portfolios im Vergleich zu denen aller Standorte (531 NCEP Standorte onshore, Zeitraum 1989 bis 2008, Monatserträge).....	170
Abbildung 42	Darstellung der ausgewählten 39 Standorte und der individuellen Gewichtungen im Portfolio [in %] bei Beschränkung auf 531 onshore Gitternetzknotten sowie Verwendung von Jahresenergieerträgen .....	172
Abbildung 43	Verlauf der Jahreserträge des optimalen Standortbündels für die untersuchte Region des UCTE-Netzgebiets (schwarze Linie) für den Zeitraum 1970 bis 2008 im Vergleich zu drei ausgewählten Gitternetzknotten.....	173

Abbildung 44	Darstellung der ausgewählten 141 Standorte der Optimierung der 6 h Leistungswerte im Jahr 2006 (ausgewählt aus 613 on- und nearshore Standorten; Beschriftung [in %] der Standortgewichte > 1 %) .....	175
Abbildung 45	Darstellung des zeitlichen Verlaufs der normierten 6 h Leistungswerte des optimalen Portfolios aus den 613 on- und nearshore Standorten sowie ausgewählter Einzelstandorte im Zeitraum 17.05. bis 08.09.2006 .....	176
Abbildung 46	Beispielhafte Darstellung von ausgewählten Zeitverläufen der Leistungseinspeisung aller WEA in Deutschland im Jahr 2006 innerhalb eines beliebigen 6 h-Intervalls (Leistungsinkremente [in MW]) .....	177
Abbildung 47	Gesamtlast in den Mitgliedsländern der UCTE im Jahr 2006 (1 Stunden-Lastdaten) .....	180
Abbildung 48	Last in der UCTE-Zone in der ersten Kalenderwoche 2006 (blaue Fläche im Hintergrund) sowie verschiedene 6 h-Mittelwertbildungen (die rote Linie stellt die Mittelwertbildung mit dem höchsten Korrelationskoeffizienten zur ursprünglichen Zeitreihe dar; zum Durchschnitt D2 bis D4 vgl. Fußnote 434)....	181
Abbildung 49	Abdeckung der UCTE-Gesamtlast im Dezember 2006 mit dem Einspeiseprofil des ausgewählten Portfolios aus den NCEP 531 Daten, der notwendigen Ausgleichsenergie (grüne Flächen) und der nicht nachgefragten Windenergie (rote Flächen).....	185
Abbildung 50	Darstellung des Verlaufs der UCTE-Gesamtlast 2006 im Vergleich zur Einspeisung des mit dem Modell WIND-COVER ausgewählten Standortportfolios (rote Linie) und des optimalen Portfolios des Modells WIND-SMOOTH (gelbe Linie) im Jahr 2006.....	185
Abbildung 51	Räumliche Verteilung der ausgewählten Standorte und der installierten Nennleistung bei Zugrundelegung von 260 onshore Gitternetzknotten mit einer potenziellen Volllaststundenzahl >1.500 (Beschriftung der Standorte > 5 GW) .....	190
Abbildung 52	Einteilung der Untersuchungsregion in vier UCTE-Teilregionen (vgl. Abbildung 53) und sechs weitere Erzeugungsregionen sowie Auswahl von 260 Gitternetzknotten (schwarze Punkte), die eine Einspeisung mit mindestens 1.500 Volllaststunden im Jahr 2006 gewährleisten.....	191
Abbildung 53	Vorgabe eines Windenergieausbaus in den vier UCTE-Teilregionen von insgesamt 271GW und Zuordnung auf die dargestellten 27 NCEP-Gitternetzknotten.....	194
Abbildung 54	Darstellung der zusätzlich mit dem Modell WIND-COVER ausgewählten Standorte aus 231 Gitternetzknotten und der zu installierenden Nennleistung (Beschriftung von Knotten > 5 GW) bei Vorgabe eines Ausbaus in den UCTE-Teilregionen von 271 GW (siehe Abbildung 53).....	194

Abbildung 55	Übersichtsbild der stündlichen Last und Einspeiseleistung der zehn Teilregionen dargestellt für den 01.01.2006 1:00 Uhr .....	195
Abbildung 56	Geordnete Leistungsdauerlinien der vier UCTE-Teilregionen im Fall der untersuchten Windenergieeinspeisung aus möglichen 258 NCEP Standorten und den Lastdaten des Jahres 2006 .....	196
Abbildung 57	Darstellung des zeitlichen Verlaufs der Ausgleichsleistung bei Einspeisung aus dem optimalen WEA-Standortbündel der NCEP 231 Gitternetzknotten sowie der 27 UCTE-Standorte (geordnete Leistungsdauerlinie rot markiert) .....	197
Abbildung 58	Lage der ausgewählten 10 (grün) bzw. 14 (zusätzlich vier rot markiert) NCEP Gitternetzknotten in bzw. um Deutschland (links) sowie Zusammensetzung des optimalen Portfolios der Berechnung mit dem Modell WIND-FIT für September 2009 (aus 14 Gitternetzknotten; rechts).....	204
Abbildung 59	Wahrscheinlichkeitsdichte der Differenz der realen WEA-Leistung in Deutschland von der des optimalen Standortbündels aus 14 ausgewählten Gitternetzknotten (Modell WIND-FIT) im September 2009.....	205
Abbildung 60	Darstellung des Konzepts von Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerken „WIND-HyMeth“ .....	210
Abbildung 61	Vergleich der analysierten geordneten Leistungsdauerlinien von Einzel-WEA, WEA-Cluster und der aggregierten Windeinspeisung in Deutschland in den verwendeten Jahren....	211
Abbildung 62	Darstellung der eingespeisten Jahresarbeit bei einer entsprechenden Leistungsbegrenzung („Einspeiseerfolg“) für Einzel-WEA, WEA-Cluster und Deutschland-Portfolio (Mittelwertbildung über mehrere Jahre) .....	212
Abbildung 63	Übersicht über das Berechnungsmodell WIND-HyMeth .....	224
Abbildung 64	Darstellung der spezifischen Gestehungskosten als Funktion der elektrischen Nennleistung des WEA-Clusters für das Untersuchungsszenario Vollversorgung .....	231
Abbildung 65	Einspeiseverlauf aus dem WEA-Cluster und den GuD-Kraftwerken im Windjahr 2006 im Untersuchungsszenario Vollversorgung .....	232
Abbildung 66	Systemkonfiguration des modellierten Compressed Air Wind Energy Power Plant (CA-WEPP) .....	245
Abbildung 67	Prozessschritte zur Dimensionierung der Systemkomponenten des Modells CA-WEPP .....	247
Abbildung 68	Zusammensetzung der spezifischen Gestehungskosten eines CA-WEPP bei Grundlastbetriebsweise und 4.101 Volllaststunden des WEA-Clusters (spezifische Gestehungskosten = 20,8 ct/kWh <sub>el</sub> ) .....	249
Abbildung 69	Vergleich der Berechnungsergebnisse mit dem Modell CA-WEPP mit weiteren vorliegenden Untersuchungen .....	251

---

Abbildung 70	Skizze eines überlagerten Netzes in und um Europa zur Integration von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (beispielhaft als Ringnetz abgebildet).....	273
Abbildung 71	Darstellung der mittleren jährlichen Volllaststunden der untersuchten NCEP 825 Gitternetzknotten im Luftdrucklevel Sigma 0,995 .....	320
Abbildung 72	Darstellung der Variationskoeffizienten der Jahreserträge der untersuchten NCEP 825 Gitternetzknotten des Zeitraums 1970 bis 2008 .....	320
Abbildung 73	Darstellung des Anstiegs (Faktor m) einer berechneten linearen Trendfunktion ( $y = m * x + b$ ) der Jahreserträge der NCEP 825 Daten für den Zeitraum 1970 bis 2008 .....	321
Abbildung 74	Darstellung der geografischen Lage von ausgewählten Gitternetzknotten .....	322
Abbildung 75	Kumulierte Häufigkeitsverteilung der relativen Leistungswerte von berechneten 6 h WEA-Einspeiseleistungen an ausgewählten Gitternetzknotten im Vergleich zum Optimierungsergebnis mit dem Modell WIND-SMOOTH unter Berücksichtigung von 613 on- und nearshore Standorten.....	322
Abbildung 76	Häufigkeitsverteilung der relativen Leistungswerte von berechneten 6 h WEA-Einspeiseleistungen an ausgewählten Gitternetzknotten im Vergleich zum Optimierungsergebnis mit dem Modell WIND-SMOOTH unter Berücksichtigung von 613 on- und nearshore Standorten.....	323
Abbildung 77	Skizzierung einer Struktur eines zukünftigen Elektroenergie-Übertragungsnetzes zum Import elektrischer Energie aus Erneuerbaren Energien im Raum EUMENA.....	324
Abbildung 78	Struktur eines vorgeschlagenen „EU- Energy Grid“ zur Integration verschiedener Erneuerbarer Energien in Europa und Nordafrika .....	325
Abbildung 79	Struktur eines vorgeschlagenen „European Super-Grid“ zur Einbindung von solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika und von Wasserkraftwerken in Skandinavien.....	326

## II. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Zusammenstellung von Untersuchungen zum globalen bzw. europäischen onshore-Erzeugungspotenzial der Windenergienutzung .....	38
Tabelle 2	Zusammenstellung wesentlicher Parameter und Annahmen der Studie von Hoogwijk (2004) und Bewertung bezüglich der aktuellen (Jahr 2010) bzw. zukünftigen Anwendbarkeit dieser für Windenergiepotenzialanalysen .....	39
Tabelle 3	Zusammenstellung von Untersuchungen zum globalen bzw. europäischen Erzeugungspotenzial von offshore-Windenergieanlagen .....	41
Tabelle 4	Kalkulationsparameter für die Berechnungsmodelle zur Ermittlung der spezifischen Gestehungskosten (Basisfall) .....	46
Tabelle 5	Ergänzung der Kalkulationsparameter aus Tabelle 4 für die Berechnungen nach der detaillierten DCF-Methode in dieser Arbeit.....	52
Tabelle 6	Kalkulationsparameter für die Monte-Carlo Simulationsrechnungen mit dem Modell WIND-URA (ergänzend zu Tabelle 4 und Tabelle 5) .....	61
Tabelle 7	Kalkulationsparameter zur Bestimmung der spezifischen Gestehungskosten des offshore Windenergieprojektes Alpha Ventus Quelle: DOTI (2009) und eigene Annahmen .....	67
Tabelle 8	Zusammenfassung wesentlicher Charakteristiken von Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien.....	90
Tabelle 9	Einteilung von Prognoseverfahren hinsichtlich des Prognosehorizonts .....	108
Tabelle 10	Übersicht der durch die Windenergieeinspeisung induzierte CO <sub>2</sub> -Minderung im deutschen Elektroenergieversorgungssystem (Quellenangaben in der ersten Spalte).....	122
Tabelle 11	Übersicht über positive und negative Auswirkungen der Errichtung und des Betriebs von WEA aus soziokultureller Sicht .....	136
Tabelle 12	Zusammenstellung der Integrationsaufgaben, der jeweiligen Implikationen für bestimmte Systemelemente und der ökonomischen Indikation.....	137
Tabelle 13	Darstellung der Vor- und Nachteile der aufgeführten Methoden zur Ermittlung der Veränderung der Systemkosten bei Integration der Windenergie .....	139
Tabelle 14	Ausgewählte Anwendungsbeispiele der NCEP Daten im Bereich der Windenergie (thematische Sortierung) .....	148
Tabelle 15	Übersicht der Berechnungsergebnisse des Modells WIND-SMOOTH für Monatserträge unterschiedlicher Eingangsdaten ..	165
Tabelle 16	Übersicht der Berechnungsergebnisse des Modells WIND-SMOOTH für Jahreserträge der NCEP Daten .....	171

Tabelle 17	Zusammenfassung der wesentlichen Berechnungsergebnisse der Berechnungen mit dem Modell WIND-SMOOTH mit 6 h Zeitauflösung .....	174
Tabelle 18	Zusammenstellung der Berechnungsergebnisse des Modells WIND-COVER unter Verwendung der Last- und Windleistungsdaten (NCEP 531) des Jahres 2006 .....	183
Tabelle 19	Berechnungsergebnisse des Modells WIND-COVER bei unterschiedlicher Wahl der Startparameter (531 Gitternetzknotten, keine zusätzliche Nebenbedingungen, $\forall i \in I$ )	184
Tabelle 20	Berechnungsergebnisse des Modells WIND-COVER für unterschiedliche räumliche Klassifizierungen der Untersuchungsregion im Jahr 2006.....	186
Tabelle 21	Übersicht der Berechnungsergebnisse mit dem Modell WIND-COVER unter Berücksichtigung von weiteren Nebenbedingungen (531 onshore Gitternetzknotten).....	187
Tabelle 22	Darstellung der Berechnungsergebnisse des Modells WIND-COVER im Vergleich unterschiedlicher jährlicher Windverhältnisse in Bezug auf die Nachfragedeckung .....	189
Tabelle 23	Angenommener Ausbau der Windenergienutzung in der UCTE-Region .....	193
Tabelle 24	Auswahl geeigneter Erzeugungs- und Speichertechnologien für Erneuerbare Energien Hybridkraftwerke .....	207
Tabelle 25	Berechnungsparameter Volllaststunden und spezifische Gestehungskosten der modellierten Komponente WEA-Cluster	212
Tabelle 26	Techno-ökonomische Parameter alkalischer Elektrolyseure (Quellenangabe im Spaltenkopf) .....	214
Tabelle 27	Übersicht über Literaturangaben zu Biogasgehalten ausgewählter Substrate (Quellenangabe erste Spalte) sowie Modellansatz .....	216
Tabelle 28	Variation ausgewählter Parameter im Berechnungsmodell WIND-HyMeth (Betriebsweise: Grundlastspeisung).....	226
Tabelle 29	Berechnungsergebnisse des Modell WIND-HyMeth für ausgewählte fahrplanorientierte Betriebsweisen (zu den nur in dieser Tabelle verwendeten Abkürzungen vgl. Fußnote 513) ....	229
Tabelle 30	Untersuchungen zu zukünftigen Einsatzgebieten von Druckluftspeicherkraftwerken (Auswahl) .....	234
Tabelle 31	Technische Auslegungsparameter für das Modell CA-WEPP ....	246
Tabelle 32	Ökonomische Kalkulationsparameter für das Modell CA-WEPP	247
Tabelle 33	Berechnungsergebnisse des Modells CA-WEPP bei drei Standortqualitäten und drei Betriebsweisen (ohne Wärme-Recuperator).....	248
Tabelle 34	Übersicht über Untersuchungen zur Integration Erneuerbarer Energien mit einem mehrdimensionalen Untersuchungsansatz (alphabetisch geordnet).....	317

### III. Abkürzungsverzeichnis

(gebräuchliche SI-Einheiten sind nicht aufgeführt)

a	Einheit für Jahr
AA CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage
BTU	Brandenburgische Technische Universität Cottbus
CAES	Compressed Air Energy Storage
CCS	Carbon Capture and Storage
DCF	Discounted Cashflow
DEMS	Dezentrales Energie Management System
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EUMENA	Europe - Middle East - North Africa
EUR	Währungseinheit für Euro
FK	Fremdkapital
FM	Frischmasse
GAMS	General Algebraic Modeling System
GIS	Geographical Information System
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampf (Kombikraftwerk)
h	Einheit für Stunde
HDR	Hot Dry Rock
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom Übertragung
IIP	Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IRR	Internal Rate of Return (interner Zinssatz)
IT	Informationstechnologie
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LEC	Levelised Electricity Costs
min	Einheit für Minute
Mio.	Million

---

NB	Nebenbedingung
NCAR	National Center of Atmospheric Research
NCEP 825	Datensatz der Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen von ausgewählten 825 Gitternetzknöten in 6 stündiger Auflösung vom 01.01.1970 bis 31.12.2009
NCEP	National Center of Environmental Prediction
NH	Nabenhöhe (von Windenergieanlagen)
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
P50	Statistische Überschreitungswahrscheinlichkeit eines Jahresenergieertrages (Probability of exceedance) von 50% (ebenso für P75, P90, Pxx)
PC	Personal Computer
PERSEUS	Programme Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply
PV	Photovoltaik
RD	Rotordurchmesser (von Windenergieanlagen)
RMSE	Root Mean Square Error
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UTC	Universal Time Coordinated
VLH	Volllaststunden
WACC	Weighted Average Costs of Capital
WEA	Windenergieanlage(n)

#### Kurzbezeichnung der entwickelten Modelle

WIND-URA	WIND energy Uncertainties and Risk Analysis
WIND-SMOOTH	WIND Smoothing
WIND-COVER	WIND Coverage
WIND-FIT	WIND Fitting
WIND-HyMeth	WIND Hydrogen Methane
CA-WEPP	Compressed Air Wind Energy Power Plants



## IV. Symbolverzeichnis

Im Folgenden werden die in der Arbeit verwendeten Symbole für die in den mathematischen Beschreibungen der Modelle benötigten Wertebereiche, Indizes, Indexmengen, Modellparameter und Variablen in optimierenden und nichtoptimierenden Modellen definiert.

Wertebereiche:

$\mathbb{N}$	:= Menge der natürlichen Zahlen
$\mathbb{R}$	:= Menge der reellen Zahlen
$\mathbb{R}^+$	:= Menge der positiven reellen Zahlen

Indizes (alle Indizes  $\in \mathbb{N}$ ):

$i$	:= Standort ( $i \in I$ )
$j$	:= Zeitpunkt eines Ertrags-, Leistungs- und Lastwertes ( $j \in J$ )
$komp$	:= Systemkomponente ( $komp \in KOMP$ )
$p$	:= Periode ( $p \in T$ )
$r$	:= Standort innerhalb einer Region ( $r \in R_{reg}$ )
$reg$	:= Region ( $reg \in REG$ )
$sim$	:= Simulationsdurchlauf ( $sim \in SIM$ )
$t$	:= Periode ( $t \in T$ )

Indexmengen:

$I$	:= Standorte (Anzahl der Elemente = $n_I$ )
$J$	:= Zeitpunkte (Anzahl der Elemente = $n_J$ )
$KOMP$	:= Systemkomponenten (Anzahl der Elemente = $n_{KOMP}$ )
$R_{reg}$	:= Standorte innerhalb einer Region (Anzahl der Elemente = $n_{R, reg}$ )
$REG$	:= Regionen (Anzahl der Elemente = $n_{REG}$ )
$SIM$	:= Simulationsdurchläufe (Anzahl der Elemente = $n_{SIM}$ )
$T$	:= Perioden (Anzahl der Elemente = $n_T$ )

Modellparameter in Optimiermodellen:

$E_{reg, j}$	:= Einspeisung aus anderen Anlagen in Region $reg$ zum Zeitpunkt $j$ ( $E_{reg, j} \in \mathbb{R}^+$ )
$av_{reg, j}$	:= zeitlicher Verfügbarkeitsfaktor der Region $reg$ im Zeitpunkt $j$ ( $av_{reg, j} \in \mathbb{R}^+$ )
$L_j$	:= Last im Zeitpunkt $j$ ( $L_j \in \mathbb{R}^+$ )

---

$L_{reg,j}$	:= Last der Region $reg$ im Zeitpunkt $j$ ( $L_{reg,j} \in \mathbb{R}^+$ )
$w_{ij}$	:= Leistung des Standorts $i$ im Zeitpunkt $j$ ( $w_{ij} \in \mathbb{R}^+$ )
$w_{r,reg,j}$	:= Leistung des Standorts $r$ in Region $reg$ im Zeitpunkt $j$ ( $w_{r,reg,j} \in \mathbb{R}^+$ )
$WKAP_{reg}$	:= Kapazitätsrestriktion der Region $reg$ ( $WKAP_{reg} \in \mathbb{R}^+$ )
$wpot_{r,reg}$	:= (Leistungs-)Potenzial des Standorts $r$ in Region $reg$ ( $wpot_{r,reg} \in \mathbb{R}^+$ )
$WPOT_{reg}$	:= (Leistungs-)Potenzial der Region $reg$ ( $WPOT_{reg} \in \mathbb{R}^+$ )
$y_{ij}$	:= Ertrag oder Leistung des Standorts $i$ im Zeitpunkt $j$ ( $y_{ij} \in \mathbb{R}^+$ )
$ZA_j$	:= Leistung einer nachzubildenden Einspeisung im Zeitpunkt $j$ ( $ZA_j \in \mathbb{R}^+$ )
$N$	:= Anzahl der maximal aus $n_I$ zu verwendenden ( $k_i > 0$ ) Standorte ( $N \in \mathbb{N}$ )

#### Variablen in Optimiermodellen:

$D$	:= Summe der Beträge der Differenzen der Leistung eines WEA-Portfolios von der Last (z. B. in MW oder GW) ( $D \in \mathbb{R}^+$ )
$g_i$	:= Gewichtung des Standorts $i$ in einem Portfolio (positive Variable, dimensionslos, $g_i \in \mathbb{R}^+$ , $0 \leq g_i \leq 1$ )
$k_i$	:= Gewichtung des Standorts $i$ in einem Portfolio (positive Variable, dimensionslos, $k_i \in \mathbb{R}^+$ , $0 \leq k_i$ )
$k_{r,reg}$	:= Gewichtung des Standorts $r$ in Region $reg$ in einem Portfolio (positive Variable, dimensionslos, $k_{r,reg} \in \mathbb{R}^+$ , $0 \leq k_{r,reg}$ )
$\kappa_i$	:= Gewichtung des Standorts $i$ in einem Portfolio (positive Variable, dimensionslos, $\kappa_i \in \mathbb{R}^+$ , $0 \leq \kappa_i$ )
$no$	:= Anzahl der ausgewählten ( $g_i, k_i, \kappa_i > 0$ ) Standorte eines optimalen Portfolios ( $no \in \mathbb{N}$ )
$V$	:= Variationskoeffizient der Erträge oder Leistungswerte eines Portfolios (dimensionslos, $V \in \mathbb{R}^+$ )
$V_i$	:= Variationskoeffizient der Erträge oder Leistungswerte des Standorts $i$ (dimensionslos, $V_i \in \mathbb{R}^+$ )
$W_j$	:= Gesamteinspeiseleistung aller gewichteten Standorte im Zeitpunkt $j$ (z. B. in MW oder GW) ( $W_j \in \mathbb{R}^+$ )
$WR_j$	:= Resultierende Gesamteinspeiseleistung aller gewichteten Standorte im Zeitpunkt $j$ nach Abzug von $L_{reg,j}$ (z. B. in MW oder GW) ( $WR_j \in \mathbb{R}^+$ )
$z_j$	:= Summe der gewichteten Erträge bzw. Leistungswerte im Zeitpunkt $j$ (z. B. in MWh oder GWh bzw. MW oder GW) ( $z_j \in \mathbb{R}^+$ )

---

$\bar{z}$	:= Mittelwert der Summe der gewichteten Erträge bzw. Leistungswerte über alle Zeitpunkte $j$ (z. B. in MWh oder GWh bzw. MW oder GW) ( $\bar{z} \in \mathbb{R}^+$ )
$ZE_j$	:= Gesamtleistung aller gewichteten Standorte im Zeitpunkt $j$ (z. B. in MW oder GW) ( $ZE_j \in \mathbb{R}^+$ )

Variablen in nichtoptimierenden Modellen (alle Variablen  $\in \mathbb{R}^+$ ):

$AfA_t$	:= Abschreibungsbetrag in Periode $t$ (in EUR)
$AUSZF_t$	:= Fixe Auszahlungen in Periode $t$ (in EUR)
$AUSZ_t$	:= Auszahlungen in Periode $t$ (in EUR)
$CS_t$	:= Sondertilgung (Cash Sweep) in Periode $t$ (in EUR)
$EINZ_t$	:= Einzahlungen in Periode $t$ (in EUR)
$EKAUS_t$	:= Ausschüttung bzw. Dividendenzahlung auf das Eigenkapital in Periode $t$ (in EUR)
$EKEIN_0$	:= Eigenkapitaleinzahlung in Periode 0 (in EUR)
$ENERT$	:= durchschnittlicher Energieertrag pro Jahr (in kWh oder MWh)
$\overline{ENERT}_{sim}$	:= Erwartungswert des Energieertrags im Simulationsdurchlauf $sim$ (in kWh oder MWh)
$ENERT_{sim,t}$	:= Energieertrag im Simulationsdurchlauf $sim$ in Periode $t$ (in kWh oder MWh)
$ENERT_t$	:= Energieertrag in Periode $t$ (in MWh)
$ERL_{komp}$	:= durchschnittliche Erlöse pro Jahr pro Systemkomponente $komp$ (in EUR)
$ERTF_t$	:= Energieertragsfaktor in Periode $t$ (in EUR/MWh)
$FCF_t$	:= Freier Cashflow in Periode $t$ (in EUR)
$FERG_t$	:= Finanzergebnis in Periode $t$ (in EUR)
$ik$	:= Kalkulationszinssatz
$I_{komp}$	:= Investition für Komponente $komp$ (in EUR)
$INT$	:= Interner Zinssatz
$KAPD_t$	:= Kapitaldienst in Periode $t$ (in EUR)
$KBET_{komp}$	:= durchschnittliche Betriebskosten pro Jahr pro Systemkomponente $komp$ (in EUR)
$KKAP_{komp}$	:= durchschnittliche Kapitalkosten pro Jahr pro Systemkomponente $komp$ (in EUR)
$LH_t$	:= gewährtes Liquiditätshilfedarlehen in Periode $t$ (in EUR)
$PEL_t$	:= spezifischer Preis für Elektroenergie in Periode $t$ (in EUR/MWh)

---

$PHERK_t$	:= spezifischer Preis für handelbare Herkunftsnachweise in Periode $t$ (in EUR/MWh)
$P_{Wind, spezifisch}$	:= spezifische Windleistung pro m <sup>2</sup> angeströmte Fläche
$PZERT_t$	:= spezifischer Preis für handelbare Zertifikate in Periode $t$ (in EUR/MWh)
$RLDOT_t$	:= Dotierung der Liquiditätsrücklagen in Periode $t$ (in EUR)
$RÜCKLANL_t$	:= gebildete Rücklage zur Tilgung der Anleihe in Periode $t$ (in EUR)
$SGK$	:= durchschnittliche spezifische Gestehungskosten (in EUR/MWh oder ct/kWh)
$SGK_t$	:= durchschnittliche spezifische Gestehungskosten in Periode $t$ (in EUR/MWh oder ct/kWh)
$STBGLK_t$	:= kum. Steuerbemessungsgrundlage in Periode $t$ (in EUR)
$STBGL_t$	:= Steuerbemessungsgrundlage in Periode $t$ (in EUR)
$STEU_t$	:= Steuerzahlungen in Periode $t$ (in EUR)
$STS_t$	:= Steuersatz in Periode $t$ (in %)
$TILGGES_t$	:= Tilgungszahlung auf Gesellschafterdarlehen in Periode $t$ (in EUR)
$TILGLH_t$	:= geleistete Rückzahlung auf bestehende Liquiditätshilfedarlehen in Periode $t$ (in EUR)
$TILG_t$	:= Tilgungszahlungen in Periode $t$ (in EUR)
$UMSF_t$	:= Umsatzfaktor in Periode $t$ (in %)
$\bar{v}$	:= mittlere Windgeschwindigkeit (in m/s)
$VLH$	:= Volllaststunden
$X$	:= Zufallszahl der Jahresenergieertrages (in kWh oder MWh)
$ZINSGES_t$	:= Zinszahlung auf Gesellschafterdarlehen in Periode $t$ (in EUR)
$ZINSLH_t$	:= Zinszahlungen auf Liquiditätshilfedarlehen in Periode $t$ (in EUR)
$ZINSST_t$	:= steuerlich abzugsfähige Zinszahlungen in Periode $t$ (in EUR)
$ZINS_t$	:= Zinszahlungen in Periode $t$ (in EUR)
$\mu, \sigma$	:= Mittelwert und Standardabweichung einer Normalverteilung
$\rho$	:= Luftdichte (in kg/m <sup>3</sup> )

Weitere Variablen in nichtoptimierenden Modellen:

$C_0$	:= Kapitalwert (in EUR) ( $C_0 \in \mathbb{R}$ )
$ND_{komp}$	:= Nutzungsdauer einer Systemkomponente $komp$ (in Jahren) ( $ND_{komp} \in \mathbb{N}$ )

## 1. Motivation

Erneuerbare Energien bieten das Potenzial, auch einen weiter ansteigenden Bedarf der Menschheit an elektrischer Energie, Wärme und anderen Nutzenergien vollständig zu decken. Sie können die derzeit dominierenden, aber begrenzt zur Verfügung stehenden fossilen Energieträger bereits in wenigen Jahrzehnten weitgehend substituieren. Da regenerative Energieträger in vielfältigen Erscheinungsformen und weltweit verteilt auftreten, könnten Konflikte zur Sicherung der Energieversorgung, so wie sie derzeit zu beobachten sind, beigelegt werden. Auch die Bereitstellung von ausreichenden Mengen an Trink- und Brauchwasser und damit von Nahrungsmitteln in allen Regionen der Erde könnte durch die zukünftige Nutzung Erneuerbarer Energien unterstützt werden.

Einige zugrunde liegende Wandlungstechnologien werden z. T. seit vielen Jahrhunderten genutzt. Ständige Weiterentwicklungen aber auch technologische Sprünge haben dazu geführt, dass die Wandlung der natürlichen Angebotsformen in andere, besser zu transportierende, zu speichernde oder leichter erneut in andere Energieformen umzuwandelnde Energien mit hohen Wirkungsgraden erfolgen kann. Die meisten erneuerbaren Energieträger (mit Ausnahme der Bioenergie) stellen derzeit sog. freie Güter dar.<sup>1</sup> Ihre Nutzung verursacht keine direkten Kosten.<sup>2</sup> Ein wesentlicher Teil der Kosten der Bereitstellung von Elektroenergie aus Erneuerbaren Energien entsteht durch die Investition und den Betrieb der dafür notwendigen technischen Anlagen und Einrichtungen. Der Anteil der nach einer durchgeführten Investition nicht mehr zu beeinflussenden Kapitalkosten an den gesamten Bereitstellungskosten der elektrischen Energie ist zudem meist höher als im Fall der Nutzung fossiler Energieträger. Dafür unterliegen die Bereitstellungskosten über die Nutzungsdauer der Anlagen jedoch nur noch geringen Veränderungen.

Allerdings ist das natürliche Angebot vieler regenerativer Energieträger räumlichen und zeitlichen Schwankungen unterworfen. Beispiele dafür sind die Sonneneinstrahlung oder die Windverhältnisse, die von stochastischen und jahres- bzw. tageszeitlichen Schwankungen geprägt sowie standortabhängig sind und von vielen weiteren Faktoren beeinflusst werden. Damit kann eine durch den individuellen menschlichen Bedarf oder technische Anwendungen vorgegebene zeitliche, räumliche und mengenmäßige Nachfragecharakteristik durch eine einzelne Anlage häufig nicht unmittelbar erfüllt werden. Die bedarfsgerechte Bereitstellung der nachgefragten Energie ist deshalb eine der wesentlichen Herausforderungen der Integration von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in die bestehenden Systeme der Versorgung mit elektrischer Energie.

---

<sup>1</sup> Freie Güter sind dadurch charakterisiert, dass sie verglichen mit dem Bedarf ggf. begrenzt aber nicht knapp sind und damit i. d. R. keine Märkte entstehen können, auf denen sie gehandelt werden und damit einen Preis bekommen. Die Zuordnung verschiedener Erneuerbaren Energien zu den freien Gütern könnte sich zukünftig mit einer ausgeweiteten Nutzung ggf. auch verändern.

<sup>2</sup> Abzugrenzen davon sind Kosten, die dadurch entstehen, dass der räumliche Zugang zu diesen Ressourcen häufig nicht frei ist. So ist z. B. die Nutzung von Grund und Boden, auf dem entsprechende technische Anlagen errichtet werden können, vielfach mit Kosten verbunden. Des Weiteren kann die Nutzung Erneuerbarer Energien mit Steuern oder Abgaben belegt werden.

Eine maßgebliche Technologie im Bereich der Erneuerbaren Energien war im vergangenen und wird voraussichtlich auch im kommenden Jahrzehnt die Windenergienutzung sein.<sup>3</sup> Deren Bereitstellungskosten elektrischer Energie sind im Vergleich zu anderen Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien gering. Allerdings sind die angebotsabhängigen Schwankungen der Windenergie besonders ausgeprägt. So kann sich die elektrische Einspeiseleistung einer einzelnen Windenergieanlage innerhalb weniger Stunden zwischen Null und der Nennleistung bewegen.<sup>4</sup> In Regionen mit einem relativ zur elektrischen Maximallast hohen Anteil der Nennleistung aller Windenergieanlagen (z. B. in Dänemark, den nördlichen und östlichen Bundesländern Deutschlands sowie in einigen Provinzen Spaniens und Portugals) stellt dies die Akteure der Elektroenergiewirtschaft derzeit vor besondere Herausforderungen.

Ein zentraler Gegenstand der energiewirtschaftlichen Forschung sollte deshalb die Analyse der angebotsabhängigen Fluktuationen von Erneuerbaren Energien sowie die gezielte Beeinflussung der Einspeisecharakteristiken mit geeigneten technischen Konzepten sein. Die vorliegende Arbeit erweitert die wissenschaftliche Diskussion diesbezüglich um die durchgeführten modellgestützten Untersuchungen ausgewählter Lösungsoptionen der Windenergienutzung. Diese sind geeignet, die weitere Integration der Windenergie in das System der Elektroenergieversorgung zu unterstützen. Damit könnten auch fluktuierende Windenergieanlagen einen wesentlichen Beitrag zur Sicherstellung einer uneingeschränkten sowie bedarfsgerechten Versorgung der Nachfrager mit elektrischer Energie leisten. Deren zukünftiger Einsatz wird dabei maßgeblich von ihrer wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit gegenüber alternativen Bereitstellungsoptionen im Bereich der Erneuerbaren Energien (z. B. grundlastfähige oder profilbasiert einspeisende Geothermie-, Wasserkraft- oder Bioenergieanlagen) abhängen.

---

<sup>3</sup> Innerhalb eines Zeitraums von 10 Jahren (1999 bis 2009) hat sich die Nennleistung der weltweit errichteten Windenergieanlagen (WEA) um etwa 144 GW erhöht. Etwa 110 GW entfielen davon auf den Zubau innerhalb der letzten 5 Jahre. Ca. 48 % der Gesamtnennleistung aller WEA (157,9 GW Ende 2009) wurde dabei in Europa errichtet. Vgl. dazu u. a. GWEC (2010) und EWEA (2010). Das Department of Energy der USA prognostiziert eine Erhöhung der weltweiten Einspeisung aus WEA von etwa 127 TWh/a (Jahr 2006) auf 1.214 TWh/a (+9,9 % p. a.) bis zum Jahr 2030 (vgl. US-DOE (2009), S. 67). Bereits im Jahr 2020 könnten WEA innerhalb der 27 Mitgliedsländer der Europäischen Union bis zu 546 TWh/a bereitstellen (vgl. Ragwitz et al. (2006b), S. 16).

<sup>4</sup> Im Folgenden wird nicht zwischen den Begriffen Nennleistung und Bemessungsleistung einer Anlage differenziert, obwohl beide in der Elektrotechnik unterschiedlich verwendet werden.

## 2. Aufgabenstellung, Einordnung und Aufbau der Arbeit

### 2.1. Aufgabenstellung

Wie im einleitenden Kapitel dieser Arbeit ausgeführt, wird sich weltweit der Anteil Erneuerbarer Energien an der Bereitstellung elektrischer Energie in den kommenden Jahrzehnten weiter erhöhen. Die Aufgabe der Integration von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien wird dabei in den meisten Staaten bzw. Regionen über die elektrische Integration durch Errichtung neuer oder den Ausbau bestehender Übertragungs- und Verteilnetze hinausgehen. In dieser Arbeit wird gezeigt, dass mit einem steigenden Durchdringungsgrad<sup>5</sup> Erneuerbarer Energien, insbesondere der Windenergie mit ihrer ausgeprägten fluktuierenden (vom zeitlichen und räumlichen Angebot des zugrunde liegenden Energieträgers Wind abhängigen) Erzeugungscharakteristik, andere Auswirkungen auf das Elektroenergieversorgungssystem zunehmen. Diese können u. U. den weiteren Ausbau dieser Erneuerbaren Energien hemmen bzw. begrenzen. Deshalb werden in dieser Arbeit die möglichen Auswirkungen der Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien am Beispiel der Windenergie umfassend systematisiert und analysiert.

Eine regionale und damit kleinräumige Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien, so wie sie derzeit überwiegend umgesetzt wird, ist durch die Struktur der elektrischen Netze, die begrenzte Verfügbarkeit großtechnischer Energiespeicher, die eingeschränkte Flexibilität der anderen Einspeisungsanlagen sowie der Nachfrageprozesse begrenzt. Ein überregionaler Ansatz unter Verwendung weiträumig verteilter Windenergieanlagen (WEA) kann dagegen die Nutzung der am besten geeigneten Standorte, die häufig auch mit den geringsten Nutzungskosten einhergehen, sowie des natürlichen Ausgleichseffekts der Windenergie sicherstellen. Die Quantifizierung des auf eine ausgedehnte Untersuchungsregion bezogenen möglichen Ausgleichseffekts der Windenergie mittels eines modellgestützten Optimierungsansatzes ist eine der wesentlichen Aufgabenstellungen der vorliegenden Arbeit.

Es sind weitere zukünftige Anforderungen zu erwarten, deren Erfüllung erst durch die technische und wirtschaftliche Kombination verschiedener Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien und von Speichereinrichtungen möglich sein könnte. Der weiträumige Ausgleichseffekt kann keinen vollständigen Ausgleich der Variabilität der Windenergieeinspeisung in Zeitintervallen von mehreren Minuten bis hin zu Stunden bewirken. Deshalb werden in dieser Arbeit ausgewählte Beispiele von Erneuerbaren Energien Hybridkraftwerken entwickelt und analysiert, die eine dauerhafte bedarfsgerechte Einspeisung oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z. B. von Reserveleistung) ermöglichen.

Die weitere wissenschaftliche Forschung und Diskussion wird um die Systematisierung der Auswirkungen der Integration der fluktuierenden Windenergie, die

---

<sup>5</sup> Unter dem Begriff des Durchdringungsgrades wird im Folgenden der Anteil der eingespeisten Energie aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (ggf. untergliedert in entsprechende Technologien) an der gesamten Bereitstellung elektrischer Energie verstanden. Falls davon bei der Zitierung der wissenschaftlichen Literatur abgewichen wird, so wird dies gesondert kenntlich gemacht.

Potenziale und Nutzungsoptionen von Ausgleichseffekten der Windenergie zur Verringerung der Variabilität und weitere Lösungsansätze in Form von Erneuerbare Energien Hybridkraftwerken bereichert. Weitere begleitende Maßnahmen, wie z. B. die optimierte Ausgestaltung der relevanten Märkte oder die Flexibilisierung der Nachfrage, können die Integrationsaufgabe unterstützen. Deshalb werden in der vorliegenden Arbeit entsprechende Ansätze skizziert und der weitere Forschungsbedarf identifiziert.

Für die vorliegende Arbeit werden verschiedene Konzepte entwickelt und darauf aufbauend Modelle sowie informationstechnische Werkzeuge erarbeitet. Diese Werkzeuge bieten die Möglichkeit, unterschiedliche Aspekte der Beeinflussung der fluktuierenden Einspeisecharakteristik von Windenergieanlagen detailliert zu analysieren. Insbesondere der Modellansatz zur Ermittlung eines optimalen Portfolios weiträumig verteilter WEA zur Abdeckung einer vorgegebenen zeitlichen Nachfragecharakteristik auf Basis zeitlich und räumlich konsistenter meteorologischer Daten schafft die Voraussetzung, den natürlichen Ausgleichseffekt der Windenergie und dessen potenzielle energiewirtschaftliche Nutzung zu quantifizieren.

Des Weiteren wird mit einem Monte-Carlo Simulationsansatz, der auf einem detaillierten Cashflow-Modell aufbaut, ein Instrument zur Bestimmung der spezifischen Kosten der Windenergienutzung vorgestellt, welches die fluktuierende Charakteristik der Windenergie in die betriebswirtschaftliche Planungsrechnung einführt. Damit können spezifische Risiken von Windenergieprojekten abgebildet und Eintrittswahrscheinlichkeiten vorgegebener Investitionskriterien ermittelt werden.

Mit den entwickelten Modellen von ausgewählten Erneuerbare Energien Hybridkraftwerken werden grundlegende Parameter entsprechender Konzepte untersucht. Dazu wird der koordinierte Betrieb von Windenergie- mit Bioenergieanlagen (z. B. von Kofermentationsanlagen) und Elektrolyseuren sowie mit Druckluftspeichern zur fahrplanbasierten Einspeisung von Elektroenergie und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen, z. B. von Reserveleistung und Ausgleichsenergie, analysiert. Mit dem Begriff der Ausgleichsenergie wird in dieser Arbeit, wenn nicht anderweitig vermerkt, die elektrische Energie bezeichnet, die in Elektroenergieversorgungssystemen mit einem hohen Anteil der Windenergie an der gesamten Bereitstellung notwendig ist, um die Nachfrage über die Einspeisung von WEA hinaus vollständig zu decken.<sup>6</sup>

Im Rahmen der Anwendung der erarbeiteten Methoden und Werkzeuge mit realen Daten werden in dieser Arbeit Aussagen über mögliche zukünftige Strategien einer umfassenden Windenergienutzung in Europa sowie dafür notwendiger Voraussetzungen abgeleitet.

In zukünftigen Arbeiten sollten die hier entwickelten Methoden und Lösungsansätze sowie der erkannte Forschungsbedarf insbesondere zu überlagerten elektrischen Übertragungsnetzinfrastrukturen in Europa in geeigneten Netzsimulati-

---

<sup>6</sup> Vgl. dazu auch die Begriffsabgrenzung in Gliederungspunkt 5.3.2, dritter Absatz.



onsmodellen sowie umfassenden Energiesystemmodellen abgebildet und zur Identifizierung eines Optimums weiteren Optionen gegenübergestellt werden.

## 2.2. Vorliegende Untersuchungen und Einordnung der Arbeit

Seit Mitte der 1990er Jahre ist insbesondere in Europa und Nordamerika eine starke Ausbaudynamik der Windenergienutzung zu verzeichnen. Die Nennleistung aller Windenergieanlagen stieg von etwa 6,1 GW im Jahr 1995 auf ca. 157,9 GW Ende des Jahres 2009.<sup>7</sup> Das entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von ca. 11 GW. Im Jahr 2009 betrug der jährliche Zubau bereits ca. 37,5 GW. In einzelnen Staaten und Regionen stellen Windenergieanlagen bereits einen bedeutenden Anteil an der gesamten Einspeisungskapazität dar.<sup>8</sup> Dadurch werden verstärkt die spezifischen Herausforderungen der Integration von WEA in das System der Elektroenergieversorgung deutlich. Einigen Herausforderungen wurde durch technische Richtlinien bzw. entsprechende Festlegungen insbesondere der verantwortlichen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber begegnet.<sup>9</sup> Andererseits werden zunehmend auch auf wissenschaftlicher und administrativer Ebene Vorschläge zur Bewältigung der Integration erarbeitet. Aus diesem Grund wurden v. a. seit dem Jahr 2000 entsprechende Untersuchungen vorgenommen. Mittlerweile liegt eine Vielzahl von Integrationsstudien vor.<sup>10</sup> Der Untersuchungsumfang der Analysen variiert dabei. Es können spezifische Untersuchungen u. a.

- zu notwendigen (meist regionalen begrenzten) Netzanschluss- bzw. Netzausbaumaßnahmen,
- zum Umfang zu erwartender Emissionsminderungen, insbesondere von CO<sub>2</sub>-Emissionen,
- zur Stabilität und Sicherheit von Elektroenergieversorgungssystemen, insbesondere im Fehlerfall,
- zum notwendigen Regelenergie- bzw. Ausgleichsenergie- und Regelleistungs- bzw. Reserveleistungsbedarf sowie
- zu Veränderungen von Gesamt-Systemkosten oder von einzelnen Kostenkomponenten

unterschieden werden. In Tabelle 34 im Anhang dieser Arbeit ist eine Auswahl von Studien mit dem regionalen Fokus auf Europa zusammengestellt, die einen

---

<sup>7</sup> Vgl. GWEC / GREENPEACE (2008), S. 9. sowie GWEC (2010).

<sup>8</sup> So betrug der Anteil der Gesamtnennleistung aller WEA an den gesamten Einspeisungskapazitäten in Dänemark Ende 2007 etwa [3.125 GW / 13.345 GW] 23,4 %. In den fünf östlichen Bundesländern Deutschlands betrug der Anteil sogar etwa [8.956 GW / 15.800 GW] 56,7 %. Vgl. dazu EWEA (2008), S. 17, DEWI (2008), S. 11 und EK (2008a), S. 40.

<sup>9</sup> Festgelegt wurden z. B. entsprechende Netzanschlussregeln, die insbesondere elektrische Eigenschaften der an das Netz anzuschließenden WEA spezifizieren. Vgl. dazu u. a. die inzwischen bereits mehrfach überarbeiteten Richtlinien FGW (2000) und E.ON Netz (2001).

<sup>10</sup> Im Rahmen der Recherchen zur vorliegenden Arbeit wurden mehr als 90 entsprechende Untersuchungen zusammengetragen und ausgewertet.

multikriteriellen Untersuchungsansatz verfolgen und dabei mehrere Integrationsaspekte abdecken.

Bereits aus den in Tabelle 34 aufgeführten Untersuchungsgegenständen dieser Studien kann abgeleitet werden, dass die Herausforderungen der Integration der Windenergie deutlich über die elektrische Systemintegration<sup>11</sup> hinausgehen. Dieser Erkenntnis folgen jedoch nicht alle aktuellen Untersuchungen.<sup>12</sup>

Bislang sind keine Untersuchungen bekannt, die umfassend alle wesentlichen Aspekte der Nutzung und Integration Erneuerbarer Energien, insbesondere der Windenergie, systematisieren, beschreiben und analysieren. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird deshalb eine entsprechende Systematik entwickelt, um zukünftig möglichst vollständig die verschiedenen Aspekte einordnen und in ihren spezifischen Ausprägungen bzw. Auswirkungen bewerten zu können.

Die Nutzung des natürlichen Ausgleichseffekts der Windenergie wird in einigen vorliegenden Untersuchungen für ausgewählte Standorte oder Regionen empfohlen. Eine Analyse für eine ausgedehnte Untersuchungsregion (z. B. Kontinentaleuropa und die angrenzenden Regionen) und auf Basis zeitlich und räumlich konsistenter Daten zur Quantifizierung des möglichen Umfangs des Ausgleichseffekts mit einem Optimiermodell liegt bislang nicht vor. Insbesondere die modellgestützte Auswahl eines optimalen Standortportfolios zur weitgehenden Verstärkung der resultierenden Summeneinspeisung oder zur Abdeckung einer vorgegebenen Nachfragecharakteristik durch WEA stellt einen wesentlichen neuen Beitrag der vorliegenden Dissertationsschrift zur wissenschaftlichen Diskussion dar.

Darüber hinaus werden in der Arbeit Lösungsansätze entwickelt, die aufbauend auf der Kombination mehrerer erneuerbarer Energieträger und Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien sog. Hybridkraftwerke beschreiben und hinsichtlich wesentlicher Parameter analysieren. Diese Hybridkraftwerkskonzepte sind geeignet, die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien in bestehende und zukünftige Systeme und Strukturen der Elektroenergieversorgung zu unterstützen und aktuelle Herausforderungen der Integration zu lösen.<sup>13</sup> Zunehmend wird in der wissenschaftlichen Literatur das Konzept der „virtuellen Kraftwerke“ aufgegriffen.<sup>14</sup> Virtuelle Kraftwerke verfolgen ebenfalls den Ansatz, verteilte Anlagen durch

---

<sup>11</sup> Unter elektrischer Systemintegration soll im Rahmen der vorliegenden Arbeit der erfolgreiche elektrische Netzanschluss von Windenergieanlagen verstanden werden. Dazu müssen u. U. die Übertragungs- und Verteilnetze in den entsprechenden Netzebenen ausgebaut oder ertüchtigt, die WEA selbst oder die elektrische Infrastruktur von Windparks mit notwendigen Komponenten zur Erfüllung geforderter elektrischer Betriebseigenschaften ausgestattet, der Netzanschluss mit dem Netzverknüpfungspunkt hergestellt und die WEA erfolgreich angeschlossen und in Betrieb genommen werden.

<sup>12</sup> Vgl. TPWind (2008), S. 31. Diese Veröffentlichung stellt den Forschungs- und Entwicklungsbedarf der Windenergienutzung bis 2030 aus Sicht der „European wind energy technology platform“, einer u. a. von der EU-Kommission im Rahmen des 6. Forschungsrahmenprogramms geförderten Forschungsplattform, dar. Über die elektrische Systemintegration hinausgehende Maßnahmen werden darin als lediglich ergänzend zur Integrationsaufgabe beschrieben.

<sup>13</sup> Vgl. Schwarz et al. (2008).

<sup>14</sup> Vgl. dazu u. a. Bitsch et al. (2002) und Gjardy (2006).

Ausnutzung von Ausgleichseffekten zwischen verschiedenen Standorten und Technologien und mittels einer gezielten Regelung der Anlagen sowie unter Verwendung von Speichern und steuerbaren Lasten hinsichtlich einer insgesamt verstetigten oder nachfrageorientierten Einspeisecharakteristik zu betreiben. Damit können verteilte Anlagen kleiner Nennleistungen eine virtuelle Größe erlangen und weitgehend die Aufgaben konventioneller Kraftwerke übernehmen.<sup>15</sup> Dabei wird jedoch i. d. R. auf einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt aller Anlagen verzichtet. Vielmehr wird ein vorhandenes restriktionsfreies elektrisches Netz, welches die verteilten Anlagen verbindet, unterstellt. Durch den Verzicht auf einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt unterscheiden sich die Konzepte der virtuellen Kraftwerke vom Ansatz her von den in der vorliegenden Arbeit vorgestellten Erneuerbare Energien Hybridkraftwerken. Die Realisierung eines beabsichtigten Einspeiseprofiles hängt nicht allein von möglichen bzw. auszuschließenden Netzrestriktionen (z. B. von Kapazitätsbeschränkungen) sondern auch von den sich tatsächlich einstellenden Lastflüssen im elektrischen Netz ab. Diese werden von den konkreten Lastsituationen, vom Einspeiseverhalten der anderen Erzeuger und den jeweiligen Schaltzuständen im Netz bestimmt. Virtuelle Kraftwerke setzen in ihren Annahmen voraus, dass sich ein vereinbartes Summen-Einspeiseprofil an den diversen Netzanschlusspunkten durch jederzeit restriktionsfreie elektrische Netze einstellen kann. Erneuerbare Energien Hybridkraftwerke, die eine spezielle Form virtueller Kraftwerke darstellen, gewährleisten dieses Einspeiseprofil bereits in ihrer technischen Umsetzung durch die Nutzung lediglich eines Netzanschlusses. Zudem bieten sie die Möglichkeit der Verwendung (dem eigentlichen Netzanschlusspunkt vorgelagerter) interner elektrischer Betreiber- bzw. Einspeisenetze, so dass das Netz der öffentlichen Versorgung nicht entsprechend anzupassen oder zu erweitern ist.

### 2.3. Untersuchungsansatz und Aufbau der Arbeit

Der gewählte Untersuchungsansatz der vorliegenden Arbeit trägt dem Umstand Rechnung, dass bereits eine Vielzahl wissenschaftlicher Untersuchungen zu ausgewählten Fragestellungen der Charakteristik der Windenergienutzung sowie der Integration in das System der Elektroenergieversorgung publiziert wurde. Deshalb wurde für jede untersuchte Fragestellung zunächst der Stand der Forschung zusammengefasst und überprüft, ob sich daraus ein zusätzlicher Forschungsbedarf für die vorliegende Arbeit ergibt oder die in der Literatur dargestellten Erkenntnisse übernommen und bewertet werden können. I. d. R. ist der dokumentierte Stand der Forschung jedoch nicht als allgemeingültig einzuschätzen, so dass der Darstellung der jeweiligen Rahmenbedingungen eine besondere Bedeutung zukommt.

Für einige zentrale Aufgabenstellungen dieser Arbeit, wie z. B. den weiträumigen Ausgleichseffekt der Windenergienutzung und die analysierten Hybridkraftwerkskonzepte werden explorative Untersuchungsmethoden angewendet, die v. a. in

---

<sup>15</sup> Vgl. dazu u. a. Bartelt (2007), Augsten (2007), IEE (2007), STEAG (2007) sowie Bitsch et al. (2005). Das Programm des BMWi „E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft, Förderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie“ (E-ENERGY (2009)) fördert weitere Lösungsansätze in Deutschland.

den Sozialwissenschaften häufig eingesetzt werden, wenn der Stand der dokumentierten Forschung bislang keine diesbezüglichen Aussagen ermöglicht.<sup>16</sup> Dazu werden im Folgenden entsprechende Modelle entwickelt und möglichst repräsentative Daten zusammengetragen. Im Rahmen der Auswertung der Modellergebnisse werden Schlussfolgerungen gezogen und die daraus resultierenden Auswirkungen auf reale Systeme abgeleitet.

Nach erfolgter Darstellung der Aufgabenstellung, einem Überblick über die vorliegende wissenschaftliche Literatur sowie den gewählten Untersuchungsansatz werden im nachfolgenden Kapitel 3 die wesentlichen Entwicklungstendenzen, die eine umweltverträgliche, sichere und wirtschaftliche Elektroenergieversorgung in den kommenden Jahrzehnten voraussichtlich maßgeblich beeinflussen werden, identifiziert und beschrieben.

Im Gliederungspunkt 4 werden die wichtigsten, für die zugrunde liegende Untersuchungsregion Europa mittelfristig<sup>17</sup> relevanten, Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien dargestellt. Insbesondere wird auf die Einspeisecharakteristiken der einzelnen Technologien eingegangen. Da auch in den kommenden Jahren voraussichtlich die Windenergie eine herausgehobene Stellung bei der Nutzung Erneuerbarer Energien haben wird, werden die Herausforderungen der Integration von Windenergieanlagen in das System der Elektroenergieversorgung in Kapitel 5 systematisiert und beschrieben. Angebotsseitig kann der dafür maßgeblichen fluktuierenden Einspeisecharakteristik der Windenergie durch die Ausnutzung von zeitlichen und räumlichen Ausgleichseffekten begegnet werden. Die Untersuchungen dazu bilden den Schwerpunkt der Kapitel 6.4 und 6.5. Zudem bilden ausgewählte Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien und von Speichern zur Bereitstellung elektrischer Energie die Grundlage, um im weiteren Verlauf der Arbeit geeignete Konzepte von Erneuerbare Energien Hybridkraftwerken zu entwickeln (Kapitel 6.6) und zu analysieren.

Anschließend werden im Gliederungspunkt 7 mögliche nachfrageseitige Optionen zur Unterstützung der Integration der Windenergie diskutiert. Insbesondere eine stärkere zeitliche Flexibilisierung der Nachfrage von aktuellen und zukünftigen Anwendungen, wie z. B. der Elektromobilität, könnte dabei einen wichtigen Beitrag leisten.

Einen Ausblick auf die sich aus den Untersuchungen ergebenden Schlussfolgerungen sowie den identifizierten Forschungsbedarf gibt Kapitel 8. Im Gliederungspunkt 9 werden schließlich die wesentlichen methodischen Ansätze, Untersuchungsergebnisse und der eigenständige Beitrag dieser Arbeit zur wissenschaftlichen Diskussion zusammengefasst.

---

<sup>16</sup> Vgl. u. a. Becher (2007), S. 96 sowie Bortz / Döring (2006).

<sup>17</sup> In der vorliegenden Arbeit werden dazu folgende Begriffsbestimmungen verwendet: kurzfristig = Zeithorizont bis 5 Jahre, mittelfristig = Zeithorizont 5 bis 15 Jahre, langfristig = über 15 Jahre.

### 3. Entwicklungstendenzen in der Elektroenergiewirtschaft

Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) hat seinen Bericht aus dem Jahr 2003 zu zukünftigen Entwicklungen in der Energieversorgung mit dem Titel „Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit“ überschrieben.<sup>18</sup> Tatsächlich nehmen die Geschwindigkeit und das Ausmaß von Veränderungen in der Welt in vielen Bereichen zu. Auslöser dieser Entwicklung sind u. a.

- die anhaltend starke Bevölkerungszunahme insbesondere in Afrika und Asien,
- die Bemühungen der Entwicklungs- und Schwellenländer, insbesondere von China, Indien, Brasilien und Russland, zu einem möglichst raschen Anschluss an das wirtschaftliche Niveau der Industrienationen,
- der zunehmende globale Konsens, die Folgen des Klimawandels durch eine Begrenzung des Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur bis zum Jahr 2100 um max. 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau mittels einer Reduzierung der klimarelevanten Emissionen einzudämmen<sup>19</sup> sowie
- die immer noch zunehmende Nahrungsmittel-<sup>20</sup>, Wasser- und Energieknappheit in vielen Regionen der Welt.

Viele dieser sich vollziehenden Veränderungen haben einen bedeutenden Einfluss auch auf die Elektroenergiewirtschaft. Sie steht in den kommenden Jahrzehnten vor einem umfassenden Wandel. Einige fossile Energieträger, die derzeit noch die Energieversorgung zu wesentlichen Teilen sicherstellen, werden aufgrund ihrer zunehmenden Knappheit und damit einhergehender steigender Weltmarktpreise sowie der mit ihrer Nutzung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen durch andere, insbesondere erneuerbare, Energieträger ersetzt werden. Die weltweite Nachfrage nach elektrischer Energie wird sich voraussichtlich weiter stark erhöhen. Dabei kann es durchaus gegensätzliche Entwicklungen in den verschiedenen Regionen der Welt geben. Energieträgerknappheit und Klima-

---

<sup>18</sup> Vgl. WBGU (2003).

<sup>19</sup> Vgl. dazu IPCC (2007). Zu den Folgen des Klimawandels siehe u. a. Stern (2006), Kemfert (2005) sowie Kemfert (2004). Zur Analyse der Veränderung und langfristigen Einordnung der globalen Durchschnittstemperatur vgl. u. a. Solomon et al. (2009), Mann et al. (2008) sowie Hansen et al. (2006). Demnach ist die aktuelle globale Durchschnittstemperatur höher als in den vergangenen mindestens 2.000 Jahren. Bedrohliche Entwicklungen für die Menschheit könnten sich auch durch das Wirksamwerden sog. Kippelemente im Klima ergeben (vgl. Schellnhuber (2009)). Im Bericht der US-amerikanischen Umweltbehörde EPA vom 17.04.2009 wird auf die Konsequenzen der anthropogenen Treibhausgasemissionen für Gesundheit und Wohlstand künftiger Generationen hingewiesen (vgl. EPA (2009)).

<sup>20</sup> Vgl. dazu die Erklärung des Humboldt-Forum for Food and Agriculture vom 16.04.2009 sowie den in diesem Zusammenhang veröffentlichten 5-Punkte-Plan zur Sicherung der Welternährung „Food-First“ (HFFA (2009)).

wandel sind jedoch globale Phänomene, die nur durch Beiträge aller Staaten zu bewältigen sind.<sup>21</sup>

Im Zusammenhang mit der Analyse der zukünftigen Herausforderungen, vor denen die Energiewirtschaft weltweit steht, wird häufig das energiewirtschaftliche Zieldreieck beschrieben. Dieses besteht aus den widerstreitenden Zielen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltschutz. Lange Zeit wurde die Energiepolitik in den Industrieländern von dem Bestreben nach einer kostenminimalen sowie sicheren Versorgung mit elektrischer Energie dominiert. Deren Umsetzung war eine wesentliche Voraussetzung für den wirtschaftlichen Erfolg dieser Länder. Die Schwellen- und Entwicklungsländer bestehen derzeit darauf, für ihre wirtschaftlichen Anpassungsprozesse ebenfalls kostengünstige Energieträger und Technologien einzusetzen. Auch aus diesem Grund übernahm die Volksrepublik China im Jahr 2008 die führende Position in der Liste der CO<sub>2</sub>-Emittenten in der Welt von den USA.<sup>22</sup> Ein entsprechendes Wirtschaftswachstum und die weitere umfangreiche Verwendung fossiler Energieträger vorausgesetzt könnten sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen in China bis zum Jahr 2030 etwa verdoppeln.<sup>23</sup> Damit könnten die Folgen der wirtschaftlichen Transformationsprozesse in den Schwellen- und Entwicklungsländern die Anstrengungen in anderen Teilen der Welt zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich übersteigen. In der Folge könnte die Konzentration von CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre die zur Erreichung des 2 °C-Ziels als notwendig erachtete Obergrenze von 450 ppm übersteigen.<sup>24</sup>

Aus diesem und weiteren Gründen erachten einige Wissenschaftler eine sog. „Dritte Industrielle Revolution“ des globalen Wirtschaftssystems für notwendig und sehen Anzeichen dafür, dass sich ein solcher Wandel bereits seit den 1990er Jahren ausgehend von Europa vollzieht.<sup>25</sup> Dieser Umbruch ist demnach u. a. geprägt von der zunehmenden Verdrängung fossiler durch Erneuerbare Energieträger, der schnellen Verbreitung informationstechnischer Infrastrukturen und Anwendungen sowie der Globalisierung der Weltwirtschaft mit einem entsprechenden Abbau von Handelshemmnissen.

### 3.1. Nachfrageentwicklung

Die zukünftige globale oder regionale Nachfrage nach elektrischer Energie kann u. a. durch die Prognose wichtiger Einflussfaktoren abgeschätzt werden. Nach einer Untersuchung des US Department of Energy könnte sich die weltweit bereitgestellte elektrische Energie von etwa 18 PWh/a im Jahr 2006 auf ca. 31,8 PWh/a im Jahr 2030 fast verdoppeln.<sup>26</sup>

---

<sup>21</sup> Zu den aktuellen Entwicklungen in den USA vgl. u. a. Schill et al. (2010).

<sup>22</sup> Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Volksrepublik China betragen in Jahr 2008 6.496,2 Mio. t<sub>CO2</sub>. Im Vergleich dazu betragen im selben Jahr die CO<sub>2</sub>-Emissionen der USA 5.909,3 Mio. t<sub>CO2</sub>, die der Mitgliedsländer der Europäischen Union (EU-27) 4.149,6 Mio. t<sub>CO2</sub> und die Deutschlands 1.035,6 Mio. t<sub>CO2</sub>. Vgl. Ziesing (2009).

<sup>23</sup> Vgl. EK (2009b) und SPIEGEL (2008).

<sup>24</sup> Vgl. dazu IPCC (2007), UNFCCC (2007), Erdmenger et al. (2007) sowie Kemfert (2007).

<sup>25</sup> Zum Begriff und dem Konzept der „Dritten Industriellen Revolution“ vgl. die Ausführungen in Jänicke / Jacob (2009), S. 12 ff.

<sup>26</sup> Vgl. US-DOE (2009), S. 64.

Die Weltbevölkerung als ein wesentlicher Faktor der Nachfrageentwicklung wird in den kommenden Jahrzehnten voraussichtlich weiter deutlich zunehmen. Die Bevölkerungszahl könnte von derzeit etwa 6,8 Milliarden Menschen (Juli 2009) auf ca. 9,0 Milliarden im Jahr 2050 anwachsen. Etwa 7,9 Milliarden Menschen würden davon in den heutigen Entwicklungs- und Schwellenländern leben. Allerdings können Veränderungen in den Geburtenraten und der allgemeinen Lebenserwartung, die Verfügbarkeit von Lebensmitteln, Trinkwasser und medizinischer Versorgung sowie globale Wanderungsbewegungen die Bevölkerungszahl und die regionale Verteilung maßgeblich beeinflussen. So könnte bspw. die Bevölkerung Europas bis zum Jahr 2050 sogar abnehmen, wenn nicht verstärkte Migrationsbewegungen einsetzen.<sup>27</sup>

In vielen Staaten, vor allem in den Industriestaaten mit deren höherem spezifischen Energiebedarf pro Kopf der Bevölkerung<sup>28</sup>, werden im Rahmen der Maßnahmen zur Verringerung klimarelevanter Emissionen der Energiewirtschaft Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz gegeben. In Deutschland sollen im Rahmen des Ziels der Bundesregierung ca. 33 % der gesamten Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2020 im Vergleich zu 2006 durch Energieeffizienzmaßnahmen auf der Nachfrage<sup>29</sup> und der Angebotsseite<sup>30</sup> erzielt werden.<sup>31</sup> Das wirtschaftliche Potenzial allein auf der Nachfrageseite wurde mit ca. 120 Mio. t<sub>CO2</sub>/a bis zum Jahr 2015 und damit etwa dem 3-fachen der zugrunde liegenden Zielstellung abgeschätzt.<sup>32</sup> Der Bruttoelektroenergiebedarf in Deutschland kann demnach im Jahr 2020 bei etwa 557 TWh/a und damit ca. 9 % unterhalb des Referenzwertes des Jahres 2005 liegen.<sup>33</sup>

Die Nachfrage nach elektrischer Energie ist des Weiteren maßgeblich von der Wirtschaftsleistung innerhalb einer Periode geprägt. Deutlich wird das anhand der Nachfrage nach Elektroenergie in den ersten 9 Monaten des Jahres 2009 in Deutschland. Der Bedarf ist nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um rund 7 % zurückgegangen.<sup>34</sup> Für längerfristige Prognosen der Entwicklung der Nachfrage sind derartige, durch externe Schocks ausgelöste, Ereignisse jedoch nur von untergeordneter Bedeutung. Die zukünftige Nachfrage nach elektrischer Energie

---

<sup>27</sup> Zu den Zahlenangaben dieses Absatzes vgl. UNPD (2009), S. 1 ff.

<sup>28</sup> Zum Pro-Kopf-Energiebedarf ausgewählter Länder vgl. Kemfert (2007), S. 781.

<sup>29</sup> Einsparungen hervorgerufen u. a. durch die Verringerung des Stand-by-Modus von elektronischen Geräten, den Austausch von Glühlampen durch Energiespar- oder LED-Leuchten oder ein diskutiertes Verbot von elektrischen Nachtspeicherheizungen.

<sup>30</sup> Z. B. umgesetzt durch die Erhöhung der Brennstoffausnutzung durch Wirkungsgradsteigerungen von Kraftwerken sowie einen verstärkten KWK-Betrieb.

<sup>31</sup> Vgl. BMU (2007).

<sup>32</sup> Vgl. Barthel et al. (2006), S. 15. Die Autoren weisen allerdings auch darauf hin, dass aufgrund struktureller, ökonomischer und sozialpsychologischer Umsetzungshemmnisse voraussichtlich nur ein Teil des Potenzials ausgeschöpft werden kann.

<sup>33</sup> Vgl. Nitsch / Wenzel (2009), S. 9.

<sup>34</sup> Vgl. BDEW (2009). Der Rückgang wäre noch stärker ausgefallen, wenn nicht die ungewöhnlich kalte Witterung im ersten Quartal 2009 eine gegenläufige Entwicklung verursacht hätte. Für das Gesamtjahr 2009 geht der BDEW nach vorläufigen Angaben von einem Rückgang von etwa 5 % aus.

der Sektoren Industrie sowie Handel, Gewerbe und Dienstleistungen wird v. a. durch die langfristige Entwicklung der Preise von Energieträgern beeinflusst. Die vergleichsweise hohen Preise der letzten Jahre sowie die Erwartung weiterer Preissteigerungen in der Zukunft führten bereits zu verstärkten Anstrengungen zum effizienteren Einsatz elektrischer Energie. Insofern könnte sich zukünftig die Nachfrage nach Elektroenergie in den Industriestaaten vom zugrunde liegenden Wirtschaftswachstum entkoppeln und trotz einer Steigerung der Wirtschaftsleistung zu einer Stagnation der Nachfrage oder sogar einem Rückgang führen.<sup>35</sup>

Insbesondere seit dem Jahr 2000 ist ein starker anhaltender Anstieg der Weltmarktpreise für fossile Energieträger sowie für elektrische Energie zu beobachten. Die Nachfrage nach Elektroenergie hat sich jedoch auch in Regionen mit einem nur moderaten Wirtschaftswachstum sowie in den Privathaushalten nicht in einem entsprechenden Umfang vermindert. Die Nachfrageelastizität für Elektroenergie ist im Vergleich zu Nachfrageelastizitäten bei anderen Gütern gering.<sup>36</sup> Dafür werden häufig mehrere Gründe angeführt. Neben der geringen Wahrnehmung von elektrischer Energie durch die Verbraucher (low involvement), die u. a. aus einem relativ kleinen Anteil der Energiekosten an den Gesamtausgaben der Haushalte in den Industrienationen sowie dem nur indirekten Nutzen aus dem Einsatz von Elektroenergie resultiert, ist bislang erst in wenigen Fällen ein wirtschaftlicher Vorteil durch eine aktive zeitvariable Steuerung der Nachfrage erzielbar. Deshalb werden in mehreren Ländern derzeit zeit- bzw. lastvariable Tarife eingeführt. Verbunden mit entsprechenden informations- und kommunikationstechnischen Einrichtungen<sup>37</sup> werden dem Nutzer Informationen über seine momentane und ggf. prognostizierte Nachfrage und die relevanten Preise zur Verfügung gestellt. Zukünftig könnten einbezogene Geräte eine Einsatzentscheidung auf Basis voreingestellter Kriterien direkt treffen. Diese zeitliche Flexibilisierung der Nachfrage, die eine Erhöhung der Preiselastizität der Nachfrage bewirkt, könnte aggregiert zu niedrigeren Lastspitzen sowie einem tageszeitlich stärker ausgeglichenem Nachfrageprofil führen. Bei hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien an der Gesamtbereitstellung könnten diese Verfahren auch zu einer ausgeweiteten Nutzung einzuspeisender elektrischer Energie aus derartigen Anlagen führen und damit deren Integration unterstützen.

Des Weiteren wird die Nachfrage nach elektrischer Energie in der Zukunft auch durch die Entwicklung bestehender sowie neuer Anwendungsfelder bestimmt. So könnte die mögliche Verbreitung der Elektromobilität zu einem zusätzlichen Bedarf führen. Auch die ausgeweitete Nutzung der oberflächennahen Geothermie zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser wird beim Einsatz elektri-

---

<sup>35</sup> Vgl. dazu Banschbach (2003). Die Gründe der Entkopplung sind vielfältig und reichen vom zu beobachtenden industriellen Strukturwandel (Abwanderung von energieintensiven Unternehmen in Länder mit geringeren Energie- und Produktionskosten und/oder niedrigeren Umweltstandards) über Nachfragereaktionen auf steigende Energiepreise bis hin zum technologischen Fortschritt sowie Sättigungstendenzen der Privathaushalte bezüglich weiterer technischer Anwendungen.

<sup>36</sup> Vgl. dazu u. a. Krewitt et al. (2009), Peters (2008), Hamenstädt (2008), Lise et al. (2005), Liu (2004) und Zweifel et al. (1997). Krewitt et al. (2009), S. 297 beziffern die Preiselastizität für Energie in den Industriestaaten mit etwa -0,2 bis -0,25.

<sup>37</sup> Zu diesen Einrichtungen zählen u. a. Smart Meter.



scher Wärmepumpen nachfrageerhöhend wirken. Im Rahmen von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebereich (z. B. Passivhäuser, Null-Energiehäuser) könnte auch eine Wärmebereitstellung durch elektrische Heizungen ökonomisch sinnvoll sein.

Insgesamt wird die zukünftige Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Energie im Vergleich der Industriestaaten zu den Entwicklungs- und Schwellenländern unterschiedlich verlaufen. Während in den Industriestaaten die Bemühungen um eine höhere Energieeffizienz trotz möglicher neuer Anwendungsgebiete zu einer stagnierenden bzw. zurückgehenden Nachfrage führen können, werden das prognostizierte starke Wirtschaftswachstum und die Elektrifizierung bislang nicht versorgter Gebiete wahrscheinlich zu einem deutlichen Anstieg der Nachfrage in den Entwicklungs- und Schwellenländern führen. Der letztgenannte Nachfrageanstieg wird voraussichtlich den globalen Bedarf nach elektrischer Energie prägen.

### 3.2. Entwicklung ausgewählter Rahmenbedingungen

Die Energiewirtschaft wird durch eine Vielzahl von Entwicklungen in ihrem Umfeld geprägt. Sie bewegt sich in einem Spannungsfeld konträrer Zielstellungen und Rahmenbedingungen einerseits sowie den langfristigen Auswirkungen von Investitionsentscheidungen bei sich häufig und schnell ändernden Umfeldbedingungen auf der anderen Seite.<sup>38</sup>

Die widerstreitenden Zielstellungen des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks führen, entsprechend der individuellen Gewichtung der Ziele Umweltschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit innerhalb einer Volkswirtschaft, zu jeweils anderen optimalen Verhaltensweisen und Strategien der Akteure. Die Gewichtungen der Ziele können dabei in unterschiedlichen Staaten und Regionen und zu unterschiedlichen Zeitpunkten durchaus verschieden sein. So wird derzeit in den europäischen Industriestaaten das Ziel des Umweltschutzes besonders hervorgehoben. China und Indien fokussieren vornehmlich auf eine ausgeweitete, sichere und kostengünstige Versorgung ihrer Wirtschaft mit Elektroenergie.

Die Beobachtung des energiewirtschaftlichen Umfeldes, die Identifizierung langfristiger Trends und die Ableitung entsprechender zukünftiger Entwicklungen ist deshalb die maßgebliche Herausforderung für die Akteure. Der sehr hohen Unsicherheit bei der Bewertung zukünftiger Rahmenbedingungen stehen Markteintrittsbarrieren für neue Wettbewerber<sup>39</sup> und die Existenz von natürlichen Monopolen im elektrischen Übertragungsnetz<sup>40</sup> gegenüber.

Nach einer bislang unveröffentlichten Untersuchung unter Beteiligung des Verfassers im Auftrag eines Energieversorgungsunternehmens aus dem Jahr 2007 kann das Umfeld der Elektroenergiewirtschaft in folgende sechs Sektoren untergliedert werden.

---

<sup>38</sup> Vgl. dazu u. a. Fichtner / Pforte (2008b).

<sup>39</sup> Zu den Markteintrittsbarrieren zählen u. a. die hohen notwendigen Investitionen, deren lange Nutzungsdauern und derzeit noch eine eingeschränkte Internationalisierung der Elektroenergieversorgung.

<sup>40</sup> Vgl. Lienert (2008b).

- Technologien im Erzeugungs-, Übertragungs- und Endkundenbereich
- Energieträger
- Wettbewerb und Märkte
- Politik und Gesetzgebung
- Investitionsstrategien der Akteure
- Soziokulturelles Umfeld

In allen diesen Sektoren vollziehen sich derzeit z. T. grundlegende Veränderungen. Die Bereitstellung elektrischer Energie wird anteilig zunehmend durch Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (z. B. Windenergieanlagen) übernommen. Diese Anlagen weisen häufig nur geringe elektrische Nennleistungen auf und speisen, in Abhängigkeit des natürlichen Angebots des Energieträgers, räumlich und zeitlich von der Nachfrage weitgehend unabhängig ein. Die Endlichkeit fossiler Energieträger und damit einhergehende steigende und zunehmend volatile Preise beeinflussen die Wirtschaftlichkeit von entsprechenden Kraftwerksinvestitionen und führen u. a. zu einer ausgeweiteten Nutzung Erneuerbarer Energien als ein Instrument zur Preisabsicherung. Die Ausgestaltung eines wettbewerblichen Umfeldes führt zu veränderten Strategien und Handlungen der Akteure auf den entsprechenden Märkten.

Maßgeblich werden die generellen Entwicklungen der Elektroenergiewirtschaft auch durch das soziokulturelle Umfeld geprägt. Der Schutz der natürlichen Umwelt vor weitreichenden Veränderungen aufgrund menschlicher Eingriffe manifestiert sich insbesondere in den Forderungen und Maßnahmen zu einer Minderung klimarelevanter und weiterer Emissionen. Die Akzeptanz bestimmter Technologien (z. B. der Kernenergienutzung) ist eine wesentliche Voraussetzung für deren Einsatz. Das dichte Regelwerk der gesetzlich verankerten Zielstellungen für die Energiewirtschaft in Deutschland umfasst auch deren Widersprüchlichkeit. Am Beispiel der Genehmigungsfähigkeit neuer Kohlekraftwerke wird dies besonders deutlich. Der Ersatz alter Kraftwerke durch neue mit höheren Wirkungsgraden und damit niedrigeren CO<sub>2</sub>-Emissionen, die Nutzung bereits vorbelasteter Industriestandorte sowie vergleichsweise niedrige Elektroenergiegestehungskosten entsprechen politischen und energiewirtschaftlichen Zielstellungen. Der damit verbundene dauerhafte Import von Energieträgern (z. B. von Steinkohle aus Australien oder Südamerika), die vergleichsweise geringe zeitliche Flexibilität der Elektroenergiebereitstellung, höhere spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber Erdgas oder Erneuerbaren Energien sowie nicht vollumfänglich auszugleichende Auswirkungen der Kohlekraftwerke auf Betroffene im Umfeld<sup>41</sup> lassen jedoch andere Optionen vorteilhafter erscheinen. Die Abwägung der Kriterien und Zielstel-

---

<sup>41</sup> Die Auswirkungen des Betriebs von Kohlekraftwerken werden im Allgemeinen als so umfangreich angesehen, dass nur bereits genutzte Kraftwerksstandorte (sog. „brown field“ Standorte) oder seit längerer Zeit für die Nutzung durch Kraftwerke in Flächennutzungsplänen genehmigte Standorte möglich erscheinen.

lungen führt damit juristisch aber auch politisch zu z. T. gegensätzlichen Entscheidungen.<sup>42</sup>

Das soziokulturelle Umfeld, welches sich über Wahlentscheidungen der Bevölkerung politischen Einfluss verschaffen kann, ist jedoch auch zeitlichen Veränderungen unterworfen. So könnten zukünftig weiter steigende Preise für elektrische Energie dazu führen, die Preiswürdigkeit der Elektroenergieversorgung als Zielkriterium wieder stärker zu gewichten.

Die Frage nach der langfristigen Versorgungssicherheit mit fossilen Energieträgern hängt neben der materiellen Verfügbarkeit der Energieressourcen auf der Erde auch von der Nachfrageentwicklung und den Technologien zur Erschließung und Förderung von konventionellen und nicht konventionellen Vorkommen ab. Da keine gesicherten Aussagen zur langfristigen technologischen Entwicklung (z. B. der Förderung von Ölsanden und anderen Schwerstölen oder der Erschließung von Methanhydratvorkommen etc.) möglich sind, müssen wissenschaftlich fundierte Aussagen zu zukünftigen Knappheitssituationen und Preisentwicklungen große Unsicherheiten aufweisen.<sup>43</sup> Die mit den Knappheitssituationen im Zusammenhang stehenden Kosten und Verteilungswirkungen sind bspw. nach Böske (2007) jedoch gesellschaftlich nicht akzeptabel. Deshalb unternehmen die Nationalstaaten sowie übergeordnete Organisationen wie die Europäische Union große Anstrengungen, um diese Situationen langfristig zu vermeiden. Die hohe Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung macht es zudem schwierig bis unmöglich, hinreichend fundierte Entscheidungen zu treffen.<sup>44</sup>

Die vollständige Versorgung aller Nachfrager mit Erdöl könnte bereits in den kommenden Jahren nicht mehr möglich sein.<sup>45</sup> Damit verbunden werden starke Volatilitäten der Marktpreise<sup>46</sup> aber auch zunehmende Ausweichreaktionen sein. In einer Analyse der Ursachen und Auslöser der aktuellen Finanz- und Wirtschaftskrise misst bspw. Hamilton (2009) den hohen Rohölpreisen insbesondere der Jahre 2007 und 2008 einen bedeutenden Beitrag bei.<sup>47</sup> Erdöl kann in der Elektroenergiewirtschaft bereits kurzfristig weitgehend durch Erdgas ersetzt wer-

---

<sup>42</sup> Beispiele dafür sind die Kohlekraftwerke in Mainz (Ingelheimer Aue) sowie Hamburg-Moorburg. Eine Vielzahl weiterer Projekte von Kohlekraftwerken in Deutschland wurde durch die Entwickler mit Hinweis auf die ungewisse Genehmigungsfähigkeit eingestellt.

<sup>43</sup> Vgl. dazu Böske (2007), S. 165. In BGR (2009), S. 17 ff. wird auf die spezifische Unsicherheit der Bewertung der Reserven und Ressourcen, insbesondere bei Erdöl, hingewiesen.

<sup>44</sup> Vgl. Böske (2007), S. 171.

<sup>45</sup> Vgl. dazu BGR (2009), S. 20. Die Prognose des Zeitpunkts des „Peak-oil“ wird kontrovers diskutiert. So könnte das jährliche Fördermaximum an konventionellem Erdöl bereits überschritten worden sein. Vgl. dazu Schindler / Zittel (2008) und Robelius (2007).

<sup>46</sup> Vgl. dazu BGR (2009), S. 9. Der historische Höchstpreis von Erdöl betrug im Jahr 2008 ca. 140 US-\$/Barrel. Mit zunehmender „wahrgenommener“ Knappheit des Erdöls könnten die Preisausschläge höher ausfallen. Hohe Volatilitäten führen dazu, dass verstärkt Finanzinvestoren auftreten, um diese Preisdifferenzen auszunutzen. Damit können sie die Volatilität noch verstärken. Aufgrund der möglichen negativen Auswirkungen auf die Volkswirtschaften werden derzeit in einigen Ländern ausgeweitete Regulierungen für Beteiligung von Finanzinvestoren auf Rohstoff- und Energieträgermärkten diskutiert.

<sup>47</sup> Vgl. Hamilton (2009).

den. Damit könnten sich die Preise für elektrische Energie vom Preisanstieg des Erdöls entkoppeln. Auch die Bindung des Preises von Erdgas an den Preis von Erdöl wird damit zukünftig voraussichtlich entfallen.

Die Nutzung fossiler Energieträger geht mit der Emission klimarelevanter Gase z. B. von CO<sub>2</sub> einher. Im Rahmen der Eindämmung potenzieller Risiken aufgrund der damit ausgelösten bzw. verstärkten Erderwärmung stimmt die überwiegende Zahl der Staaten grundsätzlich darin überein, diese Emissionen zu verringern. Die zeitliche und regionale Verteilung damit verbundener wirtschaftlicher Lasten ist jedoch umstritten. Die Mitgliedsländer der Europäischen Union haben sich auf verbindliche Minderungsziele und Umsetzungsinstrumente verständigt.<sup>48</sup> Diese Rahmenbedingungen beeinflussen die Investitionsentscheidungen der Akteure in der Energiewirtschaft entscheidend mit. Die Einführung eines lediglich regional gültigen Rahmens der Internalisierung externer Kosten erscheint hier möglich, da die Elektroenergieversorgung bislang nicht oder nur in begrenztem Umfang von Akteuren außerhalb der Geltung der zugrunde liegenden Regelungen übernommen werden kann.

Die alternative Nutzung Erneuerbarer Energien kann einen Teil der Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung der Rahmenbedingungen auflösen. Die mit der Nutzung Erneuerbarer Energien entstehenden Kosten sind heute relativ sicher zu bestimmen. Kostenerhöhungen können weitgehend ausgeschlossen werden, da die zukünftigen Kosten des Betriebs der Anlagen im Vergleich zu den Kapitalkosten vergleichsweise gering sind. Es werden keine Nutzungskonflikte mit anderen potentiellen Nutzern oder zukünftigen Generationen verursacht. Die ggf. auftretenden schädlichen Umweltauswirkungen können weitgehend beschrieben, bewertet und begrenzt werden. Des Weiteren bieten die Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Unterschied zu konventionellen Technologien unter Einsatz fossiler Energieträger im Allgemeinen noch weitere Kostensenkungspotenziale.<sup>49</sup> Ausgewählte Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien könnten deshalb als Backstop-Technologien einen plötzlichen Wandel der Strukturen der Elektroenergieversorgung bewirken.<sup>50</sup>

---

<sup>48</sup> Vgl. Richtlinie RL 2009/29/EG vom 23.04.2009.

<sup>49</sup> Diese Kostensenkungspotenziale resultieren u. a. aus Skalen- und Erfahrungskurveneffekten, welche im Bereich konventioneller Kraftwerkstechnologien weitgehend ausgeschöpft sind. Steigende Rohstoff- und Komponentenpreise führten in den letzten Jahren bei konventionellen Technologien zu steigenden Investitionen und damit höheren spezifischen Gestehungskosten der elektrischen Energie (vgl. dazu u. a. Atherton et al. (2009) sowie Flauger (2007)). Inzwischen zeigen sich jedoch auch bereits Tendenzen, dass die Kostensenkungspotenziale z. B. der Windenergienutzung ebenfalls ausgeschöpft sein könnten und zusätzliche Skalen- sowie Erfahrungskurveneffekte nicht unbegrenzt fortzuschreiben sind.

<sup>50</sup> So könnten innerhalb weniger Jahre insbesondere Photovoltaikanlagen auf oder integriert in Gebäudedächer, Blockheizkraftwerke zur Wärme- und Elektroenergiebereitstellung auf Basis von biogenen Energieträgern oder Kleinwindanlagen in einer Gesamtkostenbetrachtung zu niedrigeren Kosten im Vergleich zur öffentlichen Versorgung führen. Bei Erreichen und langfristiger Beibehaltung dieser sog. Netzparität ist es für die einzelnen Nachfrager wirtschaftlich, in eine Eigenversorgung zu investieren.

Allerdings sind nicht alle ausschöpfbaren Potenziale Erneuerbaren Energien global gleich verteilt. Die großtechnische Nutzung der Windenergie oder der Sonnenenergie setzt entsprechende Wind- bzw. Einstrahlungsverhältnisse sowie die Verfügbarkeit von geeigneten und konfliktarmen Flächenpotenzialen voraus. Aus diesem Grund ist auch in diesem Bereich eine internationale Zusammenarbeit notwendig.

Die Ausgestaltung der Märkte der Elektroenergiewirtschaft hat sich seit Beginn der Liberalisierung in vielen Industrieländern fundamental geändert. Aus Gebietsmonopolen der integrierten Versorgungsunternehmen, in denen die Entgelte häufig auf Basis eines Cost-Plus Ansatzes<sup>51</sup> festgelegt werden konnten, wurden im Erzeugungs- und Endkundenbereich wettbewerblich organisierte Märkte, auf denen die Anbieter nach dem Grenzkostenkalkül agieren. Eine mit der Liberalisierung verbundene Zielstellung ist eine möglichst preiswerte Versorgung der Nachfrager. Zugleich soll die Versorgung mit elektrischer Energie jedoch auch sicher und umweltschonend sein. Energiesicherheit in Form der Absicherung einer jederzeitigen und bedarfsgerechten Bereitstellung elektrischer Energie erfordert auch eine dauerhafte Sicherstellung der Versorgung mit den entsprechenden Energieträgern. Da fossile Energieträger aufgrund ihrer derzeit herausragenden Bedeutung für jede Volkswirtschaft jedoch auch politischen Interessen unterworfen sein können, ist diese Anforderung durch einzelne Akteure regelmäßig nicht oder nur noch eingeschränkt zu gewährleisten. Die Umsetzung einer nationalen bzw. supranationalen (bspw. europäischen) Energiepolitik wird deshalb zunehmend zu einer zentralen Aufgabe der Gewährleistung stabiler Rahmenbedingungen für eine Volkswirtschaft. Die Nutzung Erneuerbarer Energien ist ein Instrument zur Umsetzung der Energiesicherheit, da einheimische Energieträger eingesetzt werden. Die vergleichsweise hohe „Granularität“ (eine Vielzahl von räumlich verteilten Anlagen mit vergleichsweise geringen Nennleistungen) des Anlagenbestandes hat bei einer Störung zudem nur einen geringen Einfluss auf das Gesamtsystem.

Die derzeit zu beobachtende ausgeweitete Nutzung Erneuerbarer Energien in vielen Ländern, die aufgrund höherer spezifischer Gestehungskosten durch entsprechende wirtschaftliche und organisatorische Fördermaßnahmen unterstützt wird, vollzieht sich jedoch zumeist außerhalb rein wettbewerblicher Mechanismen. Insofern überlagern sich die Auswirkungen der Liberalisierung mit einem geförderten Ausbau Erneuerbarer Energien.<sup>52</sup>

Die Rahmenbedingungen der Elektroenergiewirtschaft haben sich, wie in diesem Abschnitt dargestellt, innerhalb der letzten Jahre grundlegend verändert. Die Veränderungen sind nicht vollständig umgesetzt bzw. abgeschlossen und könn-

---

<sup>51</sup> Im Rahmen eines Cost-Plus Ansatzes können Anbieter ihre jeweiligen durchschnittlichen Vollkosten zuzügliches eines als angemessen angesehenen Zuschlages als Entgelt festlegen.

<sup>52</sup> Die Zielstellung der Deutschen Bundesregierung ist es, bis zum Jahr 2020 etwa 30 % der Elektroenergiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien und weitere 25 % aus der Kraft-Wärme-Kopplung zu erreichen. Damit würden bei einer Beibehaltung der bisherigen Fördersysteme nur noch ca. 45 % der Gesamterzeugung rein wettbewerblich unter Berücksichtigung zusätzlicher Restriktionen (zeitliche Nachfrage, niedrige Einspeisepriorität, geringere Jahresnutzungsgrade) bereitgestellt.

ten sich zukünftig noch ausweiten. Die sich verändernden Rahmenbedingungen erhöhen die Unsicherheit bei der Bewertung von Investitionsvorhaben, die im Fall der Elektroenergiewirtschaft mit vergleichsweise langen Nutzungs- und Amortisationszeiträumen verbunden sind.<sup>53</sup> Des Weiteren besteht aufgrund der aktuellen Altersstruktur und des verwendeten Technologie-Portfolios des Systems der Versorgung mit elektrischer Energie einerseits und erwarteten zukünftigen Veränderungen der Nachfrage andererseits ein z. T. erheblicher Investitionsbedarf bezüglich neuer Anlagen zur Bereitstellung und Übertragung elektrischer Energie. Die Investitionstätigkeit entspricht in Europa v. a. auch in Deutschland nicht dem zu erwartenden Bedarf.<sup>54</sup> Investitionen in Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien sind, eine entsprechende Verfügbarkeit geeigneter Standorte sowie das Bestehen von Fördermaßnahmen vorausgesetzt, von der Investitionszurückhaltung nicht oder nur temporär (u. a. in Folge der Finanzmarktkrise 2008/2009) beeinflusst. Auch aus diesem Grund konnte in den letzten Jahren ein verstärkter Ausbau in diesem Bereich stattfinden.<sup>55</sup> Für die kommenden Jahre wird ein anhaltend dynamischer Ausbau u. a. in der Europäischen Union, in China und den USA prognostiziert.

### 3.3. Nutzung Erneuerbarer Energien in der Europäischen Union

Die Mitgliedsländer der Europäischen Union haben im Rahmen ihrer energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen vergleichsweise ambitionierte Nutzungsstrategien Erneuerbarer Energien entwickelt. Bezogen auf den Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 der EU-27 Staaten sollen 20 % aus Erneuerbaren Energien stammen.<sup>56</sup> Im Transportsektor soll der Anteil mindestens 10 % betragen. Im Vergleich dazu betrug der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2006 lediglich etwa 9,2 %.<sup>57</sup> Im Rahmen der Aufteilung auf die Mitgliedsländer sind in der zugrunde liegenden Richtlinie 2009/28/EG verbindliche nationale Zielgrößen festgelegt. Diese sind in Form Nationaler Aktionspläne für Erneuerbare Energien durch die Mitgliedsländer auf die einzelnen Sektoren

---

<sup>53</sup> Vgl. dazu Paulun (2009). Paulun entwickelt darin auf Basis eines spieltheoretischen Simulationsansatzes ein Modell zur Abbildung der Entwicklung des Europäischen Elektroenergiemarktes, welches insbesondere auch die Unsicherheiten der Bestimmung der Ausgangsdaten und Rahmenbedingungen untersucht.

<sup>54</sup> Ausgelöst durch die Ablehnung entsprechender Vorhaben im Rahmen der Genehmigungsprozesse aber auch wirtschaftlicher Entscheidungen der Projektträger aufgrund der beschriebenen hohen Unsicherheit zur Erzielung einer adäquaten Kapitalverzinsung findet in Deutschland eine Diskussion um eine zukünftige „Stromlücke“ statt. Vgl. dazu u. a. DENA (2008) und Matthes / Ziesing (2008).

<sup>55</sup> Von Seiten der Finanzinvestoren wird bereits die Förderung von anderen Technologien z. B. von Kernkraftwerken gefordert. Andernfalls könnten die erzielbaren Kapitalverzinsungen unterhalb vergleichbarer Anlagealternativen bleiben und damit entsprechende Investitionen nicht durchgeführt werden. So fordern die Autoren der Analyse der CitiGroup (vgl. Atherton et al. (2009)) einen Einspeisevorrang, garantierte Mindestvolllaststunden oder eine Einspeisevergütung für neu zu errichtende Kernkraftwerke. Auch Kemfert (2009) weist auf die Schwierigkeit der Finanzierung neuer Kernkraftwerke hin.

<sup>56</sup> Vgl. dazu die Richtlinie RL 2009/28/EG vom 23.04.2009.

<sup>57</sup> Vgl. EK (2009a), S. 37.

aufzuteilen.<sup>58</sup> Zur Erreichung eines Anteils von 20 % Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch aller Sektoren ist im Bereich der Elektroenergiewirtschaft ein Anteil von etwa 35 bis 43 % notwendig.<sup>59</sup> Der entsprechend den vorliegenden Nationalen Allokationsplänen der Mitgliedsländer angestrebte Anteil von Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Elektroenergiebereich beträgt etwa 37 %.<sup>60</sup> Im Jahr 2006 betrug der Anteil etwa 21 %.<sup>61</sup> Damit wird innerhalb eines Zeitraums von lediglich 14 Jahren in etwa eine Verdopplung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Elektroenergieversorgung angestrebt. Trotz deutlich unterschiedlicher Ausgangslagen strebt die überwiegende Zahl der Mitgliedsländer eine ausschließliche Zielerfüllung aus den bestehenden nationalen Potentialen an.<sup>62</sup>

Die Windenergie wird voraussichtlich den Ausbau Erneuerbarer Energien maßgeblich bestimmen. Ihr Anteil an der gesamten Bereitstellung elektrischer Energie aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2020 in den Mitgliedsländern der EU kann entsprechend vorliegender Untersuchungen bei ca. 37 bis 45 % liegen.<sup>63</sup> Entsprechend könnten ca. 439 bis 546 TWh aus Windenergieanlagen eingespeist werden (im Jahr 2006 wurden etwa 82 TWh eingespeist).<sup>64</sup>

Aufbauend auf diesen Zielsetzungen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in der Europäischen Union einerseits sowie den individuellen Potenzialen und Rahmenbedingungen der Mitgliedsländer haben diverse Institutionen mögliche Ausbauszenarien der Windenergienutzung erstellt. Die Spannweite der Prognosen ist dabei sehr hoch (vgl. Abbildung 1).

In der Regel basieren diese Ausbauprognosen auf der Analyse der in der Vergangenheit zu beobachtenden Zuwachsraten einzelner Technologien sowie der zugrunde liegenden nationalen Systeme zur Förderung Erneuerbarer Energien und stellen damit gewissermaßen „business as usual“ Szenarien dar. Der Er-

---

<sup>58</sup> Zum Zeitpunkt der Bearbeitung der vorliegenden Arbeit lagen die Entwürfe der Nationalen Aktionspläne noch nicht bzw. nicht vollständig vor. Das Muster eines Nationalen Allokationsplans hat die Kommission mit Richtlinie RL 2009/548/EG verbindlich vorgeschrieben.

<sup>59</sup> Vgl. dazu CRES (2009a), S. 34 [35 % im Jahr 2020], Resch et al. (2008), S. 17 [35%] sowie Ragwitz et al. (2006b), S. 9 [42,8 %].

<sup>60</sup> Vgl. EK (2011), S. 5.

<sup>61</sup> Vgl. EK (2009a), S. 41.

<sup>62</sup> Bis zum Dezember 2009 war von allen Mitgliedsländern eine Vorschau zur voraussichtlichen Nutzung der in der Richtlinie 2009/28/EG vorgesehenen Optionen des statistischen Transfers (Artikel 6) bzw. gemeinsamer Projekte (Artikel 7) zur Nutzung Erneuerbarer Energien abzugeben. Lediglich Belgien, Bulgarien, Dänemark, Italien und Luxemburg haben für das Jahr 2020 im Rahmen dieser Vorschau ein Defizit bei der Zielerreichung prognostiziert. Davon beabsichtigen nur Italien und Luxemburg Erneuerbare Energien aus anderen Ländern zu importieren und damit die Optionen zu nutzen. (vgl. die nationalen Stellungnahmen, online verfügbar unter [http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/), letzter Abruf am 10.03.2010).

<sup>63</sup> Vgl. dazu CRES (2009a), S. 15 [45 % im Jahr 2020], Resch et al. (2008), S. 21 [37%] sowie Ragwitz et al. (2006b), S. 16 [37,6 %].

<sup>64</sup> Vgl. dazu CRES (2009a), S. 57 [439 TWh im Jahr 2020 aus WEA], EREC (2008), S. 4 [477 TWh], Resch et al. (2008), S. 21 [452 TWh] sowie Ragwitz et al. (2006b), S. 16 [546,5 TWh]. Die große Spannweite ergibt sich u. a. aus dem zugrunde liegenden Bruttoelektroenergiebedarf im Jahr 2020. Zur Einspeisung aus WEA im Jahr 2006 vgl. EK (2009a), S. 44.

kenntnisgewinn dieser Prognosen einerseits und die Übereinstimmung mit der zu erwartenden tatsächlichen Entwicklung andererseits bleiben damit eher gering, da sie meist nicht die sich ändernden Umfeldbedingungen antizipieren können.<sup>65</sup> So ist die Ausgestaltung der nationalen Fördersysteme für Erneuerbare Energien aufgrund der derzeit meist noch nicht gegebenen Wirtschaftlichkeit auf Großhandelsmärkten für elektrische Energie eine wesentliche Voraussetzung für fortgesetzte Investitionen. Viele Untersuchungen kommen jedoch übereinstimmend zum Ergebnis, dass etwa bis zum Jahr 2030 die Windenergienutzung die dominierende Technologie zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Bereich der Elektroenergieversorgung sein könnte.

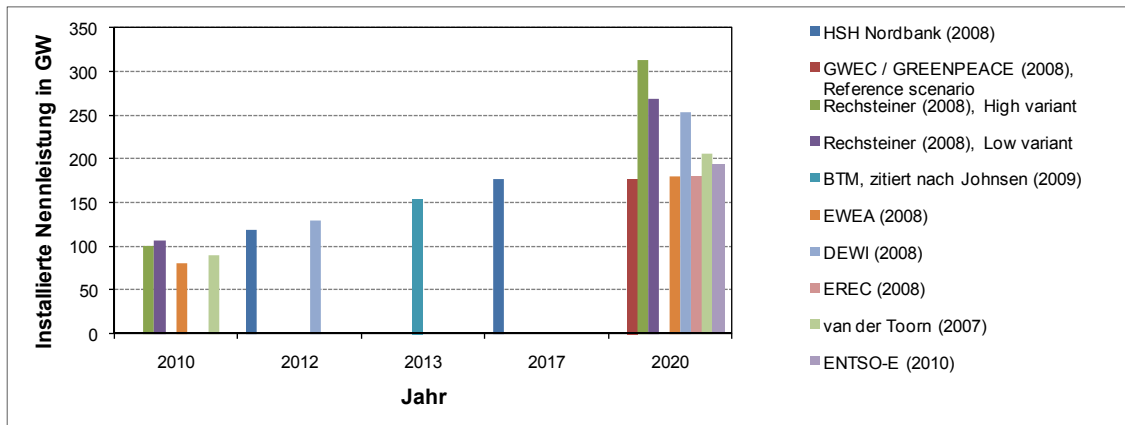


Abbildung 1 Übersicht über ausgewählte Ausbauprognosen der Windenergienutzung in Europa im Jahr 2020 (zu den Datenquellen vgl. die Legende des Diagramms)

Zusammenfassend wird die Nutzung der Windenergie zur Erfüllung wesentlicher Zielstellungen zukünftiger Systeme der Elektroenergieversorgung voraussichtlich einen wichtigen Beitrag leisten. Mit ihrer Nutzung verbunden sind:

- sehr geringe CO<sub>2</sub>- und weitere Emissionen über den gesamten Lebenszyklus
- Nutzung eines heimischen Energieträgers
- Diversifizierung der Bereitstellung elektrischer Energie
- Absicherung gegen Preissteigerungen bei fossilen Energieträgern
- Dezentralität und hohe Granularität des Anlagenbestandes verringert die Vulnerabilität des Gesamtsystems
- weitgehend konstante Gestehungskosten über den gesamten Nutzungszeitraum
- keine Nutzungskonflikte um den Energieträger
- trotz hoher Anlagenanzahl nur geringe Nutzungseinschränkungen an den verwendeten Standorten

<sup>65</sup> Einen alternativen Ansatz beschreiben Meisel et al. (2009), die einen System Dynamics Modellierungsansatz zur Bestimmung des Ausbaus der Windenergienutzung in Deutschland vorstellen.



Ergänzt werden könnte diese Entwicklung im Bereich der Erneuerbaren Energien z. B. durch die Nutzung der Solarenergie durch photovoltaische oder solarthermische Anlagen in Gebieten mit einer hohen Einstrahlung.<sup>66</sup>

Mit dem weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien, insbesondere der Windenergienutzung, sind jedoch auch spezifische Herausforderungen verbunden. So kann in einer kleinräumigen Betrachtungsweise und bei einem hohen Durchdringungsgrad der Windenergie an der Gesamtbereitstellung eine zeitgleiche Abdeckung einer bislang nur unzureichend preis- und damit angebotsabhängigen Nachfrage nur mit zusätzlichen schnell regelbaren Kraftwerken, mit Speichern oder dem Einsatz von Einspeisemanagementsystemen gewährleistet werden.

Die Analyse der Herausforderungen der Windenergienutzung und damit verbundener Implikationen sowie die Entwicklung und Untersuchung geeigneter Konzepte zur Verringerung des wesentlichen Nutzungshemmnisses der Windenergie, der zeitlich und räumlich fluktuierenden Einspeisecharakteristik, folgen in den nachfolgenden Gliederungspunkten.

---

<sup>66</sup> So könnten photovoltaische oder solarthermische Anlagen an geeigneten Standorten in Spanien oder in Nordafrika zukünftig vergleichbare spezifische Gestehungskosten wie Windenergieanlagen an günstigen Standorten aufweisen und damit verstärkt genutzt werden. U. a. mit diesem Ziel haben sich bspw. die Europäische Union und weitere Mittelmeer-Anrainerstaaten in der „Union for the Mediterranean“ zusammengeschlossen.

#### 4. Erneuerbare Energien zur Elektroenergiebereitstellung

Im Vorfeld einer Analyse von Herausforderungen und möglichen Lösungsansätzen zur Integration von Erneuerbaren Energien in das System der Elektroenergieversorgung sind deren Potenziale, prägende Charakteristika und maßgebende Technologien zu untersuchen. So stehen, wie in Kapitel 5 dieser Arbeit gezeigt wird, die größten Herausforderungen der Integration in einem ursächlichen Zusammenhang mit der Variabilität der angebotsabhängigen Wind- und Solarenergie. Andererseits können durch geeignete technische Konzepte diese Eigenschaften genutzt werden, um die Anforderungen der Nachfrageseite nach einer zeitlich und mengenmäßig bedarfsgerechten sowie sicheren Versorgung mit elektrischer Energie in einem hohen Maße zu erfüllen (vgl. dazu Kapitel 6).

Die technologische Entwicklung vieler Erneuerbarer Energien begann nicht erst mit der zunehmenden Verteuerung fossiler Rohstoffe zum Ende des vergangenen Jahrhunderts. Bereits seit Jahrtausenden werden Wind- und Sonnenenergie, Biomasse und Wasserkraft vom Menschen genutzt. Grundlegende Wandlungstechniken werden seit längerem weitgehend unverändert angewendet (z. B. Verbrennungsprozesse, Erwärmung insbesondere schwarzer Körper bei direkter Sonnenbestrahlung). Allerdings führten evolutionäre Weiterentwicklungen und die Nutzung neuer Wirkprinzipien (z. B. Nutzung des Auftriebs- statt des Widerstandsprinzips bei Windenergieanlagen, Wandlung einer rotierenden Bewegung mittels elektromagnetischer Induktion in elektrische Energie) zu ständig steigenden Wirkungsgraden der Wandlung der Energieformen und neuen Anwendungen. Moderne Windenergieanlagen kommen bei bestimmten Windverhältnissen und freier Anströmung dem maximalen theoretischen Wirkungsgrad nah. Turbinen von Wasserkraftwerken erreichen Wirkungsgrade bspw. von über 93 %.<sup>67</sup>

Ausgehend davon, dass in den letzten 10 Jahren unter den Erneuerbaren Energien die Windenergienutzung die höchsten Zuwachsraten zu verzeichnen hatte<sup>68</sup> und diese Entwicklung voraussichtlich auch in den kommenden Jahren anhalten wird, werden in diesem Kapitel mehrere ausgewählte, für die weitere Bearbeitung der Aufgabenstellung dieser Arbeit grundlegende erneuerbare Energietechnologien beschrieben. Der Schwerpunkt liegt dabei bei der Windenergienutzung. Eine weitergehende wissenschaftliche Analyse der physikalischen Grundlagen der Wandlungstechnologien ist dagegen nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit.

Die drei grundlegenden Quellen Erneuerbarer Energien auf der Erde, die Sonneneinstrahlung, die Freisetzung thermischer Energie aus dem Zerfall von Isotopen im Erdinneren und die Gezeitenwirkung auf die Weltmeere resultierend aus den Wechselwirkungen im System Erde – Mond, sind ursächlich für eine Vielzahl von Energieformen (vgl. Abbildung 2). Den bedeutendsten Anteil des Energiezu-

---

<sup>67</sup> Vgl. Zahoransky (2004), S. 292. Der (kombinierte) Gesamtwirkungsgrad von Wasserkraftwerken liegt demzufolge bei 75 % bis 93 %.

<sup>68</sup> Vgl. GWEC (2009): Im Jahr 2008 wurden weltweit Windenergieanlagen mit einer installierten Nennleistung von ca. 27,1 GW errichtet. In den USA entsprach die zugebaute Nennleistung der WEA mit 8,4 GW etwa 42 % der Nennleistung aller neu errichteten Anlagen der Elektroenergiewirtschaft.

flusses stellt mit etwa 99,9 % die Sonneneinstrahlung dar.<sup>69</sup> Die Sonneneinstrahlung bewirkt durch die regional unterschiedliche Erwärmung der Luft- bzw. Landmassen Druckunterschiede in der Atmosphäre, die durch gerichtete und turbulente Luftströmungen (den Wind) ausgeglichen werden. Grundsätzlich ergibt sich dabei eine Windrichtung und damit ein Energiefluss von den äquatorialen Gebieten (hier herrscht i. d. R. ein Strahlungsbilanzüberschuss) hin zu den Polen (mit überwiegender Strahlungsbilanzdefiziten).

Primärenergiequelle	Erscheinungsform	Natürliche Energieumwandlung	Technische Energieumwandlung
SONNE	Biomasse	Photosynthese	Verbrennung / Brennstoffzelle
	Wasserkraft	Wasserkreislauf	Wasser- / Osmosekraftwerk
	Windenergie	Atmosphärenbewegung	Windenergieanlage
		Wellenbewegung	Wellenkraftwerk
	Solarstrahlung	Meeresströmung	Meeresströmungskraftwerk
		Erwärmung der Erdoberfläche, der Meere und der Atmosphäre	Wärmepumpe
			Meereswärmekraftwerk
		Direkte, diffuse, reflektierte Solarstrahlung	Photolyse
			Photovoltaik
			Solarthermisches Kraftwerk
ERDE-MOND	Gravitation Erde-Mond	Gezeiten	Gezeitenkraftwerk
ERDE	Erdwärme und Isotopenzerfall	Geothermie	Geothermisches Kraftwerk

Abbildung 2 Systematisierung der Quellen Erneuerbarer Energien, deren Auswirkungen auf der Erde und wichtiger Wandlungstechnologien (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an BMU (2006a), S. 18)

Die Sonne sendet in Form der elektromagnetischen Strahlung jährlich eine Energiemenge von etwa  $5,6 \times 10^{24}$  J zur Erde. Zum Vergleich dazu betrug der weltweite Primärenergieverbrauch im Jahr 2005 ca.  $4,8 \times 10^{20}$  J, das entspricht etwa dem 11.667ten Teil der jährlichen solaren Einstrahlung.<sup>70</sup> Damit wird deutlich, dass das natürliche Angebot Erneuerbarer Energien ausreicht, auch einen weiter ansteigenden Bedarf der Menschheit an Energie vollständig zu decken.

#### 4.1. Nutzung der Windenergie

##### 4.1.1. Technologie der Windenergienutzung

Die zugrunde liegende Technologie der Windenergienutzung ist in der entsprechenden Literatur ausführlich beschrieben.<sup>71</sup> Deshalb wird an dieser Stelle nur ein kurzer Überblick über den aktuellen Stand und mittelfristig zu erwartende Weiterentwicklungen von Windenergieanlagen gegeben.

<sup>69</sup> Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 46.

<sup>70</sup> Vgl. IEA (2007), S. 37.

<sup>71</sup> Vgl. u. a. Kaltschmitt et al. (2006), S. 277 ff., Gasch / Twele (2005) und Hau (2003).

Die Windenergie wird schon seit vielen Jahrhunderten vom Menschen genutzt. Windräder trieben Wasserpumpen zur Be- und Entwässerung an und Windmühlen mahlten Getreidekörner. Die erste Windenergieanlage zur Elektroenergiebereitstellung wurde vom dänischen Professor Paul La Cour im Jahr 1891 entwickelt. Die Renaissance dieser Technologie in Form moderner Windenergieanlagen erfolgte in den fünfziger Jahren des letzten Jahrhunderts, initiiert durch Pioniere, wie Prof. Ulrich Hütter. Windenergieanlagen wandeln die kinetische Energie der strömenden Luftmassen in eine Rotation und diese mittels eines Generators in elektrische Energie.

Das Spektrum der technischen Ausführungsformen von Windenergieanlagen ist groß. Wichtige Klassifikationsmerkmale unterschiedlicher Konzepte sind u. a. (in unterstrichener Textdarstellung sind die derzeit vorherrschenden Auslegungen markiert)<sup>72</sup>

- Stellung der Rotorachse (horizontal oder vertikal),
- Anzahl der Rotorblätter (Ein-, Zwei-, Drei- oder Mehrblattrotoren),
- Rotationsgeschwindigkeit des Rotors (Langsam- oder Schnellläufer),
- Variabilität der Rotordrehzahl (konstant oder variabel),
- Regelung der Drehzahl und Leistung (stall- oder pitchgeregelt),
- Verwendung eines Getriebes (Anlage mit Getriebe oder getriebe lose Anlage),
- Art des Generators (Synchron- oder Asynchrongenerator) und
- Art der Netzkopplung (direkt oder über einen Gleichstromzwischenkreis).

Aktuell marktverfügbare und zukünftig zu erwartende Windenergieanlagen sind fast ausschließlich Horizontalachsenläufer für eine netzgekoppelte Elektroenergieeinspeisung mit Dreiblattrotoren<sup>73</sup>, einer Pitchregelung und Vollumrichtern. Das aerodynamische Grundprinzip der Wandlung der kinetischen Energie des Windes in eine Drehbewegung des Rotors ist das Auftriebsprinzip. Eine netzgekoppelte Windenergieanlage besteht prinzipiell aus den Hauptkomponenten Rotorblätter, Rotornabe, ggf. Hauptwelle und Getriebe, Generator, Turm, Fundament und Netzanschlusseinrichtungen.

In Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit können vier unterschiedliche Betriebsphasen einer Windenergieanlage unterscheiden werden (vgl. Abbildung 3).<sup>74</sup> Bei geringen Windgeschwindigkeiten reicht die im Wind enthaltene Energie nicht aus, die Reibungs- und Trägheitsmomente der Anlage zu überwinden; die

---

<sup>72</sup> Vgl. dazu Kaltschmitt et al. (2006), S. 292.

<sup>73</sup> Rotoren mit drei Blättern bieten neben dem derzeit höchsten Rotorleistungsbeiwert (vgl. Tzscheutschler (2007), S. 5) auch den Vorteil eines von Beobachtern als „optisch ausgeglichen“ empfundenen Betriebsverhaltens (vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 294)). Größere Rotordurchmesser mit deren vergleichsweise geringen Drehzahlen (aus Schallemissionsgründen ist die Rotorblattenden-Geschwindigkeit nahezu konstant bei unterschiedlichen Rotordurchmessern) werden zudem positiver bewertet.

<sup>74</sup> Die folgenden Darstellungen sind angelehnt an BMU (2006), S. 59 ff.

Anlage steht still (Phase I). Ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit – etwa bei 2,5 m/s – beginnt sich der Rotor zu drehen. Dabei nimmt die Windleistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit zu. Steigt die Windgeschwindigkeit bis zur Nennwindgeschwindigkeit (häufig etwa 12 m/s) an, wird schließlich die Bemessungsleistung des Generators erreicht (Phase II). Bei über die Nennwindgeschwindigkeit hinausgehenden Windgeschwindigkeiten wird der im Wind enthaltene „Leistungsüberschuss“ abgeregelt, damit die Nennleistung des Generators nicht überschritten wird (Phase III). Bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten werden die Lasten auf den Rotor und die gesamte Anlage zu groß, so dass die Anlage still gesetzt werden muss (Phase IV). Die Rotorblätter werden in eine neutrale Stellung bewegt und der Generator vom Netz getrennt. Stallgeregelte Anlagen werden aerodynamisch mit Blattspitzenbremsen angehalten. Einige WEA-Hersteller bieten für ihre Anlagen Regelungskonzepte, die auch bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten eine (verringerte) Einspeisung gewährleisten (diese Betriebsweise ist in Phase IV der Abbildung 3 skizziert).<sup>75</sup> Damit wird verhindert, dass sich bei großflächigen Sturmweatherlagen eine Vielzahl von WEA innerhalb kurzer Zeit vom Netz trennen und damit einen umfangreichen und sehr kurzfristigen Aufruf von Reserveleistung z. B. aus konventionellen Kraftwerken notwendig machen würden.

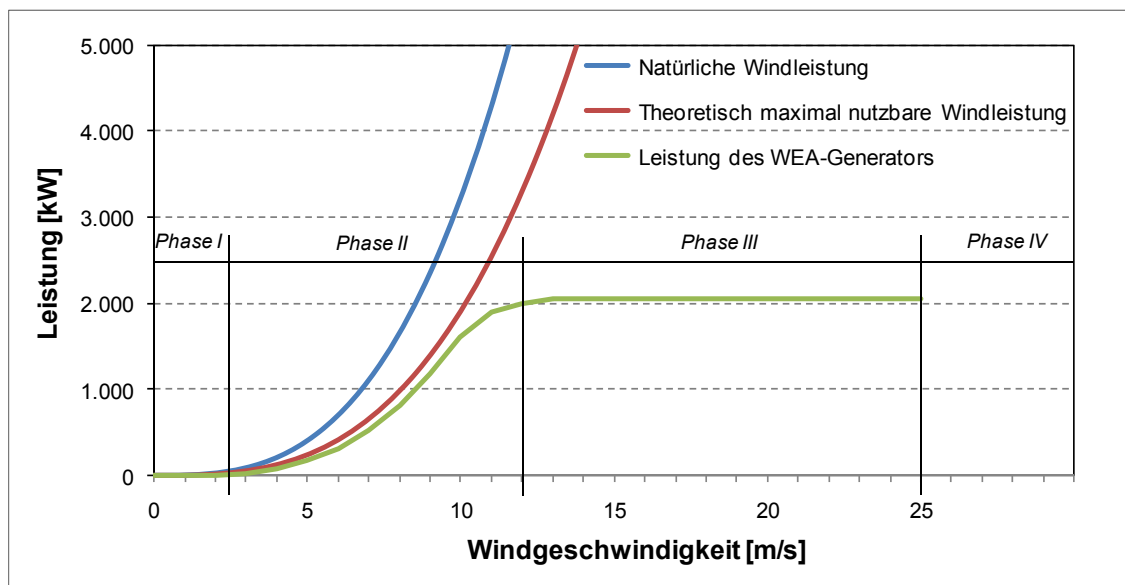


Abbildung 3 Phasenmodell und Leistungskennlinie einer Windenergieanlage (bei Standardluftdichte, verwendete WEA ENERCON E-82 mit 2,0 MW Nennleistung)

In Abbildung 3 sind darüber hinaus die jeweils von der Windgeschwindigkeit abhängige Leistung des Windenergieangebots (natürliche Windleistung), die theoretisch maximal nutzbare Windleistung (entsprechend des Betz'schen Gesetzes ca. 59 % der natürlichen Windleistung) sowie die elektrische Generatorleistung dargestellt. Die Bemessungsleistung des Generators wird v. a. aus wirtschaftlichen Gründen jedoch nicht durch die maximale Rotorleistung bestimmt, sondern

<sup>75</sup> Die sog. Sturmregelung der WEA des Herstellers ENERCON GmbH bietet z. B. diese netzunterstützende Funktionalität.

entsprechend der vorwiegenden Windverhältnisse (unterteilt in Stark-, Mittel- und Schwachwindstandorte bzw. entsprechend IEC-Auslegungskriterien unter Berücksichtigung der Standortturbulenz) unterhalb dieser gewählt.

Zur Leistungsbegrenzung bzw. -regelung werden zwei unterschiedliche Funktionsprinzipien eingesetzt. Bei stallgeregelten Anlagen führt die starre Befestigung der Rotorblätter an der Nabe (in Verbindung mit einer festen Drehzahl beim Einsatz von Asynchrongeneratoren) ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit zu einem Abriss der Strömung am Rotorblattprofil. Der Rotor nimmt dann bei weiter zunehmenden Windgeschwindigkeiten nur eine nahezu konstante Leistung auf. Der einfache Aufbau der stallgeregelten Anlagen führte zu einer weiten Verbreitung dieser Anlagen in den Anfangsjahren der Windenergienutzung. Bei modernen Anlagen dominiert hingegen die aktive Blattregelung (Pitchregelung), bei der die Rotorblätter um ihre Längsachse gedreht werden können.<sup>76</sup> Solche Anlagen erfordern gegenüber stallgeregelten Anlagen einen höheren konstruktiven Aufwand, führen aber zu einem höheren Energieertrag und zu einer tendenziell niedrigeren Belastung der drehenden Teile (Lager, Rotor, Getriebe und Generator).<sup>77</sup>

Einige Anlagen laufen schon bei geringen Windgeschwindigkeiten an und erreichen früh ihre Nennleistung (binnenlandoptimierte Anlagen). Diese Anlagen haben vergleichsweise große Rotordurchmesser bei geringeren elektrischen Nennleistungen.<sup>78</sup> In Gebieten mit häufigen starken Winden werden dagegen Anlagen eingesetzt, die erst bei höheren Windgeschwindigkeiten ihre Nennleistung erreichen und damit auch die Energie stärkerer Winde nutzen (Starkwindanlagen).

Große Rotoren moderner WEA rotieren, abhängig von den jeweiligen Windgeschwindigkeiten, 10- bis 30-mal pro Minute. Die maximale Umdrehungszahl ist u. a. durch die Blattspitzengeschwindigkeit relativ zur Luft und davon ausgehenden Schallemissionen begrenzt. Da vor allem für netzgekoppelte Anlagen die Regelbarkeit und netzsynchrone Leistungsabgabe von großer Bedeutung sind, ist in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme von Anlagen mit variabler Generator-Drehzahl zu verzeichnen. Durch die Anpassung der Drehzahl des Generators an die Rotordrehzahl kann der Betriebspunkt des höchsten Wirkungsgrades über einen größeren Bereich der Windgeschwindigkeit eingehalten werden. Synchrongeneratoren verwenden zur Erzielung eines drehzahlvariablen Betriebs einen Gleichstromzwischenkreis und Asynchrongeneratoren Vollumrichter.<sup>79</sup> Damit ist grundsätzlich bei beiden Generatortypen auch eine Blindleistungsbereitstellung möglich. Werden industriell verfügbare Standardgeneratoren eingesetzt, so ist

---

<sup>76</sup> Nach Kühn (2007), S. 58 hat die Pitchsteuerung die Stallregelung inzwischen fast vollständig verdrängt.

<sup>77</sup> Aktuell wird im von der Europäischen Union geförderten Forschungsprojekt UPWIND untersucht, ob die als (noch) störanfällig geltende Pitchregelung insbesondere bei offshore WEA wieder durch die Stallregelung ersetzt werden könnte, da die Erreichbarkeit dieser WEA für Wartungsteams über ggf. lange Zeiträume nicht gewährleistet werden kann und damit Anlagenstillstände verringert werden könnten.

<sup>78</sup> Z. B. die WEA des Herstellers NORDEX N100 mit 100 m RD und 2,5 MW Nennleistung. Der Hersteller bietet auch eine WEA mit lediglich 80 m RD und ebenfalls 2,5 MW Nennleistung für Standorte mit höheren durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten an.

<sup>79</sup> Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 299 – 301.

zusätzlich ein Getriebe notwendig, um die niedrigen Drehzahlen des Rotors auf die erforderliche Generatordrehzahl von 1.500 Umdrehungen pro Minute zu übersetzen. Durch das Getriebe entstehen Reibungsverluste. Außerdem ist das Getriebe eine potenzielle Quelle der Geräuschentwicklung sowie ein hoch belastetes und damit fehleranfälliges Bauteil. Getriebelose Anlagen umgehen diese Probleme. Allerdings sind dafür speziell gefertigte, große vielpolige Ringgeneratoren notwendig.

Überwiegend erreichen Windenergieanlagen im Binnenland heute Nabenhöhen von etwa 100 m. Die Türme werden meist als Stahlmantel-Turm ausgeführt. Neben Stahltürmen kommen zunehmend auch Betonfertigteile-Türme oder Gittermasten zum Einsatz. Mit diesen Turmkonzepten können Nabenhöhen von z. Z. bis zu 160 m erreicht werden. Mit Ortbeton-, Betonfertigteile-Türmen oder Hybridlösungen können prinzipiell auch sehr große Nabenhöhen von mehr als 200 m erreicht werden.<sup>80</sup> Allerdings steigen mit der Bauwerkshöhe des Turmes auch die Herstellungs- sowie im Fall von Betontürmen die Rückbaukosten von WEA. Der Anstieg der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über der Erdoberfläche folgt in erster Näherung einer logarithmischen Funktion (vgl. Gliederungspunkt 4.1.2.1), so dass der höhere Energieertrag an einem Standort nur eine bestimmte anteilige Investition für das Turmbauwerk rechtfertigt. Damit wird die Nabenhöhe durch ökonomische Gesichtspunkte (z. B. die Gestehungskosten der elektrischen Energie aus WEA; vgl. Kapitel 4.1.3) limitiert.

In den kommenden Jahren werden vorwiegend evolutionäre Weiterentwicklungen der WEA-Technologie erwartet. Aus aktuellen Forschungsberichten und Veröffentlichungen der Entwicklungsabteilungen der WEA-Hersteller lassen sich u. a. die folgenden potenziellen Entwicklungen ableiten.

- (A) Weitere Vergrößerung der Dimensionen von WEA (Rotordurchmesser, Nabenhöhe und elektrische Nennleistung)<sup>81</sup>
- (B) Verwendung von hydrostatischen Getrieben mit angeschlossenen Hochspannungs-Synchrongeneratoren<sup>82</sup>
- (C) Aufteilung des Triebstranges im Getriebe in mehrere schnelllaufende Wellen zum Antrieb mehrerer Generatoren (wie im Jahr 2006 vom Hersteller Clipper Windpower Plc. vorgestellt)
- (D) Nutzung von Sandwich-Türmen zur Erhöhung der Materialsteifigkeit, Einsparung von Stahl und damit Verringerung des Turmgewichts<sup>83</sup>

---

<sup>80</sup> Betonfertigteile-Türme bis 138 m werden etwa seit dem Jahr 2007 eingesetzt.

<sup>81</sup> In EWEA (2009), S. 39 wird eine Studie von Garrad Hassan zitiert, die bis zum Jahr 2020 auch Rotordurchmesser von 252 bis 300 m für möglich hält. Krewitt et al. (2009) geben für das Jahr 2050 Rotordurchmesser von bis zu 250 m bei 24 MW Nennleistung an. Morthorst (2004) nennt etwa 20 MW und bis zu 220 m RD bis zum Jahr 2020. Die Nabenhöhe könnte bereits in wenigen Jahren durchaus auf bis zu 200 m ansteigen.

<sup>82</sup> Vgl. Stein (2006).

<sup>83</sup> Vgl. Schaumann (2008).

- (E) Erweiterung der elektrischen Eigenschaften von WEA (Blindleistungsbereitstellung, Verhalten im Fehlerfall) zur besseren Integration in bestehende Versorgungsnetze
- (F) Optimierung der Blattgeometrie z. B. durch adaptive Systeme an der Oberfläche, die sich unterschiedlichen Windverhältnissen anpassen können
- (G) Verringerung des Wartungs- und Instandhaltungsaufwandes durch Condition Monitoring Systeme oder Design-to-lifetime Ansätzen<sup>84</sup>

Zudem könnten konzentrierende Konstruktionen zum Einsatz kommen, die die Windenergie einer bestimmten Querschnittsfläche auf einen (relativ zu dieser Fläche kleineren) Rotor konzentrieren.<sup>85</sup> Für urbane Gebiete werden Klein-Windenergieanlagen<sup>86</sup> weiterentwickelt, die z. B. auf Dachflächen montiert oder in Gebäude integriert werden könnten. Für netzferne, abgelegene Gebiete oder Inselnetze werden v. a. relativ einfach aufgebaute und wartungsfreundliche WEA entwickelt, die mit dem jeweiligen in diesen Gebieten zur Verfügung stehenden Knowhow und Werkzeug instand gehalten werden können.

Windenergieanlagen werden häufig räumlich konzentriert errichtet (in sog. Windparks). Dabei verringert sich durch das Durchströmen des Windes durch die vom Rotor überstrichene Fläche einer WEA die Windgeschwindigkeit. Durch erneute Vermischung mit den ungestört am Rotor vorbeiströmenden Luftmassen erreicht die Windgeschwindigkeit anschließend wieder ihren ursprünglichen Wert. Der Abstand von der verursachenden WEA, ab dem die Windgeschwindigkeit wieder nahezu ihren Ausgangswert erreicht hat, hängt von mehreren Faktoren ab.<sup>87</sup> Die gegenseitige Beeinflussung der WEA in einer Windparkanordnung wird durch den sog. Parkwirkungsgrad<sup>88</sup> dieser Konfiguration erfasst.

Obwohl Windenergieanlagen innerhalb kurzer Zeit an einem Standort errichtet werden können<sup>89</sup>, beanspruchen die vorbereitenden Tätigkeiten durchaus mehrere Jahre. WEA als raumbedeutsame Bauwerke sind im Rahmen eines umfangreichen Umweltverträglichkeits- und Baugenehmigungsverfahren zu beantragen bzw. zu genehmigen. Viele Staaten sind inzwischen dazu übergegangen, die genehmigungsrechtliche Zulässigkeit von WEA z. B. durch Vorranggebiete zu steuern. Damit werden Konzentrationsflächen für die Windenergienutzung geschaffen

---

<sup>84</sup> Vgl. TPWind (2008).

<sup>85</sup> Vgl. Kaltschmitt et al. (2006), S. 292.

<sup>86</sup> Im Jahr 2008 hat sich RWE Innogy GmbH, eine Tochtergesellschaft der RWE AG im Bereich Erneuerbarer Energien, an der britischen Firma Quiet Revolution Ltd. beteiligt. Dieses Unternehmen bietet WEA bis 4,2 kW Leistung speziell für urbane Standorte an. Auch weitere Klein-WEA (Nennleistungen bis 5 kW) sind bereits verfügbar.

<sup>87</sup> Z. B. von der Windgeschwindigkeit selbst, der Rauigkeit der Erdoberfläche der Umgebung und der Turbulenzintensität des Windes.

<sup>88</sup> Dieser kann definiert werden als das Verhältnis der Leistungsabgabe des Parks zur theoretischen Leistungsabgabe einer gleichen Anzahl von ungestört angeströmten Anlagen am selben Standort (vgl. Schneiderhahn (2006), S. 14).

<sup>89</sup> Die Errichtung einer WEA mit Stahlrohrturm erfordert bei einem bereits vorbereiteten Fundament lediglich etwa 2 bis 3 Tage.



und somit regionalplanerische Aspekte berücksichtigt. Zudem erfordert eine Antragstellung zum Bau und zum Betrieb von WEA den Nachweis der Sicherung des entsprechenden Grundstücks durch Kauf- oder Pachtvertrag. Insbesondere in Gegenden mit stark zergliederten Grundstücken (etwa in einigen Gegenden Deutschlands, in denen in früheren Jahren häufig im Wege einer Erbteilung Grundstücke zwischen den Erben aufgeteilt wurden) kann diese Sicherung ebenfalls relative lange Planungszeiten erfordern. Der Nachweis der Umweltverträglichkeit ist regelmäßig durch den Antragsteller zu führen. Er muss nachprüfbar darlegen, dass mit dem Bau und dem Betrieb der WEA keine (wesentlichen) nachteiligen Begleiterscheinungen einhergehen. Dazu müssen vom Antragsteller entsprechende Untersuchungen zu Schall- und Schattenemissionen, Beeinträchtigungen der Fauna (besonders von Vögeln und Flugsäugetieren) oder anderen schutzwürdigen Interessen durchgeführt bzw. eingeholt werden. Auch diese Untersuchungen, die z. T. mit längeren Vor-Ort Beobachtungen einhergehen, erfordern längere Vorlaufzeiten. Die gesamten Planungs- und Genehmigungszeiträume von der Standortfindung bis zum Vorliegen einer Genehmigung umfassen häufig zwei bis fünf Jahre.<sup>90</sup> Diese Vorlaufzeiten beeinflussen auch die (zukünftige) Ausbaudynamik der Windenergie. So kann ein kurzfristiger Ausbau der Windenergienutzung nur erfolgen, wenn neben wirtschaftlich zu erschließenden Standorten und angemessenen ökonomischen Rahmenbedingungen auch fortgeschrittene Projektentwicklungen in einem entsprechenden Umfang vorliegen.

In den vergangenen Jahren konnten die Investitionen insbesondere von Windenergieanlagen deutlich reduziert werden. Hintergrund dafür ist zum einen die industrielle Fertigung, die die bis dahin dominierende Einzelfertigung abgelöst hat, sowie die Ausnutzung von Skalen- und Lernkurveneffekten. Zwischen 1990 und 2004 konnte aus diesem Grund die spezifische Investition von WEA (bezogen auf einen Referenzertrag pro Jahr) auf etwa 40 % reduziert werden (vgl. Abbildung 4).

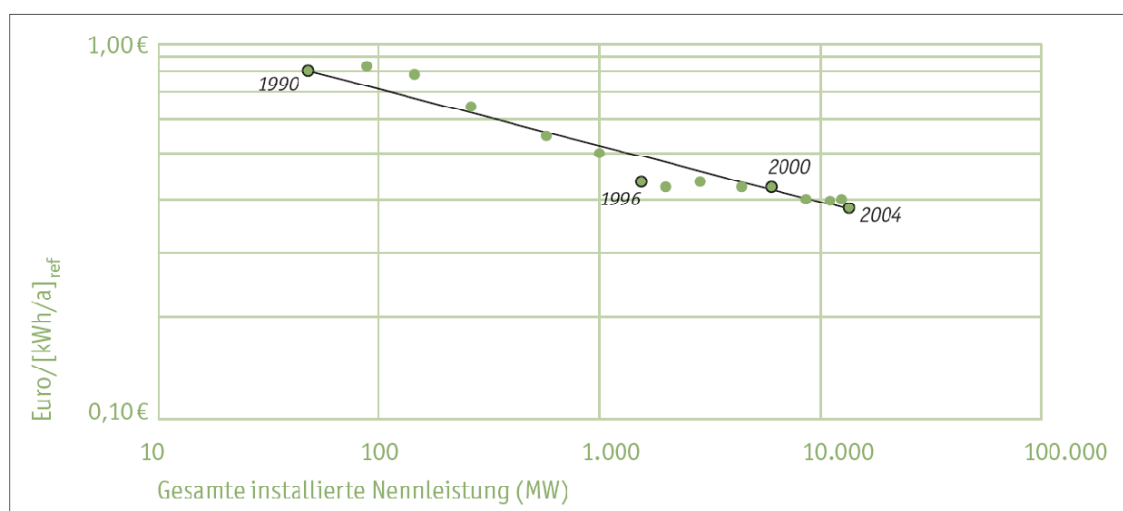


Abbildung 4 Entwicklung der spezifischen Investition von WEA im Zeitraum 1990 bis 2004 in EUR pro eingespeister kWh (Jahresreferenzertrag) (Quelle: BWE / ISET (2006), S. 2)

<sup>90</sup> Die Zeitangabe beruht auf eigenen Erfahrungswerten des Verfassers aus seiner Berufstätigkeit bei deutschen und schwedischen Projektentwicklungsunternehmen im Bereich der Windenergie.

Allerdings deutet die Darstellung in Abbildung 4 auch an, dass zwischen 1996 und 2004 die erzielte Kostendegression deutlich abgenommen hat. In den Jahren 2007 und 2008 haben die Hersteller starke Preiserhöhungen von WEA am Markt durchgesetzt, da u. a. die Weltmarktpreise für Stahl, Kupfer und Halbzeuge sehr stark gestiegen waren.<sup>91</sup> Die Europäische Windenergievereinigung EWEA legt in einer aktuellen Veröffentlichung dar, dass zwischen 2001 und 2006 die spezifischen Gestehungskosten der Windenergie um etwa 20 % angestiegen sind.<sup>92</sup> Das erreichte bislang niedrigste Niveau der spezifischen Gestehungskosten des Jahres 2004 könnte nach dieser Studie voraussichtlich erst im Jahr 2015 wieder erreicht werden und danach nur noch geringfügig weiter sinken. Andere Untersuchungen sehen im Gegensatz dazu langfristig noch hohe Kostensenkungspotenziale.<sup>93</sup> Insgesamt wird im Folgenden davon ausgegangen, dass mittelfristig keine weitere deutliche Senkung der spezifischen Kosten der Windenergienutzung zu erwarten ist.<sup>94</sup>

#### 4.1.2. Methodik der Potenzialermittlung der Windenergienutzung

Das Potenzial einer zukünftig ausgeweiteten Windenergienutzung wird maßgeblich vom Angebot des regenerativen Energieträgers Wind bestimmt. Wie bei den fossilen Energieträgern können für erneuerbare, mit Ausnahme der jeweiligen theoretischen Potenziale<sup>95</sup>, keine Potenziale von allgemeiner Gültigkeit angegeben werden. Ursächlich dafür sind im Zeitablauf sich verändernde Parameter z. B. der natürlichen Umwelt, der zugrunde liegenden Untersuchungsmethodik, der Anlagentechnologie und des soziokulturellen Umfeldes (zu diesem Aspekt vgl. Gliederungspunkt 5.7).

In der wissenschaftlichen Literatur findet sich eine Vielzahl von Untersuchungen zu verschiedenen Potenzialen der Windenergie. Allerdings unterscheiden sich sowohl die Untersuchungsmethoden, die verwendeten Daten und zugrunde liegenden Annahmen als auch die Ergebnisse sehr deutlich. Bislang bildet keine der vorliegenden Studien das technische oder wirtschaftlich nutzbare Potenzial der Windenergie im europäischen oder globalen Maßstab zufriedenstellend ab. Die Durchführung einer Potenzialermittlung ist im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Für zukünftige Forschungsarbeiten wird hier eine Methodik der Potenzialbestimmung näher beschrieben. Aufbauend auf der vorgeschlagenen Methode werden anschließend vorliegende Untersuchungen bewertet und voraussichtliche Ergebnisse abgeschätzt.

Im Folgenden sind die wesentlichen Analyseschritte aufgeführt, die zur Ermittlung verschiedener Potenziale der Windenergienutzung (in einer definierten Region und bis zu einem bestimmten Zeitpunkt) notwendig sind.

---

<sup>91</sup> Vgl. dazu u. a. Brand (2007).

<sup>92</sup> Vgl. EWEA (2009), S. 58. Die darin beschriebene Kostenentwicklung wurde aus verfügbaren Daten aus Deutschland und Dänemark abgeleitet.

<sup>93</sup> Vgl. u. a. Krewitt et al. (2009), S. 162 sowie EEA (2009), S. 46.

<sup>94</sup> Zur Methodik der Berechnung von spezifischen Gestehungskosten der Windenergie vgl. insbesondere auch das Kapitel 4.1.3.

<sup>95</sup> Der Potenzialbegriff wird in der Literatur leider nicht einheitlich verwendet. Die vorliegende Arbeit orientiert sich an der von Kaltschmitt et al. (2006), S. 21 f. vorgeschlagenen Einteilung.

#### 4.1.2.1. Ermittlung des theoretischen Potenzials des Windenergieangebots einer Untersuchungsregion

Zur Beschreibung des theoretischen Potenzials des Windenergieangebots sind die mittlere Windgeschwindigkeit und Windrichtung sowie statistische Parameter zur Beschreibung der zeitlichen Windgeschwindigkeitsverteilungsfunktion<sup>96</sup> in relevanten Höhen über der Erdoberfläche in geeigneter räumlicher<sup>97</sup> und zeitlicher Auflösung<sup>98</sup> zu untersuchen. Für zunehmend mehr Regionen sind die mittleren Windverhältnisse in ausgewählten Höhen in der Literatur beschrieben. Zu den ersten Veröffentlichungen zählen u. a. der „Wind Energy Resource Atlas of the United States“<sup>99</sup>, der „Wind Atlas for Denmark“<sup>100</sup> und der „European Wind Atlas“<sup>101</sup>. Angesichts des gestiegenen weltweiten Interesses an der Windenergienutzung werden zunehmend mehr Regionen durch vergleichbare, meist zusätzlich kartographisch aufbereitete, Informationen beschrieben.

Die mittlere Windgeschwindigkeit nimmt in der untersten Schicht der Atmosphäre, der Troposphäre bis in etwa 10 km Höhe, mit steigender Höhe über der Erdoberfläche zu. Diese Windgeschwindigkeitszunahme entspricht für die bodennahen Schichten bis etwa 100 m über Grund häufig einem exponentiellen oder logarithmischen Profil.<sup>102</sup> Die Zunahme ist an Standorten mit einer bereits hohen mittleren Windgeschwindigkeit in niedrigen Höhen (z. B. an Küstenstandorten) geringer

---

<sup>96</sup> Die gemessene Verteilungsfunktion von standortspezifischen Windgeschwindigkeiten kann i. d. R. sehr gut mit einer Weibullverteilung beschrieben werden. Der geostrophische Höhenwind entspricht der Weibullverteilung beinahe perfekt (vgl. Petersen et al. (1997), S. 7). Innerhalb eines Messzeitraums kann die gemessene Verteilung von der langfristigen Weibullverteilung abweichen. Allerdings beschreibt auch in diesen Fällen eine kontinuierliche Weibullverteilung die reale Verteilung für Zwecke der Potenzialermittlung hinreichend genau.

<sup>97</sup> Die zu wählende räumliche Auflösung wird stets einen Kompromiss zwischen einer möglichst genauen Beschreibung der Windverhältnisse eines konkreten Standorts einerseits und einem vertretbaren Datenumfang sowie eines akzeptablen Rechenaufwandes der weiteren Bearbeitung andererseits darstellen. Bei weiträumigen Untersuchungsregionen ist es häufig sinnvoll, ein regelmäßiges räumliches Raster (z. B. orientiert an Längen- und Breitengraden) zugrunde zu legen und damit von den konkreten Standortverhältnissen zu abstrahieren.

<sup>98</sup> Für die Berechnung des durchschnittlichen jährlichen Potenzials der Windenergienutzung sind die im langjährigen Mittel (z. B. 30 Jahre) zu erwartenden Windverhältnisse ausreichend. Falls die fluktuierende Charakteristik des Windenergieangebots zusätzlich zu berücksichtigen ist, so sind auch darüber hinausgehende Informationen z. B. zu tages- oder jahreszeitlichen Verläufen oder statistischen Variationsmaßen notwendig.

<sup>99</sup> Vgl. Elliott et al. (1986).

<sup>100</sup> Vgl. Troen / Petersen (1989) sowie Petersen et al. (1981).

<sup>101</sup> Vgl. Troen / Petersen (1989).

<sup>102</sup> Vgl. dazu die Ausführungen in Gryning et al. (2007). Demzufolge kann der logarithmische Zusammenhang streng genommen nur für Höhen von etwa 60 bis 80 m über der Erdoberfläche angenommen werden. Gasch / Twele (2005), S. 129 ff. weisen darauf hin, dass diese funktionalen Zusammenhänge nur für bestimmte Zustände der Atmosphäre und ein idealisiertes flaches Gelände gelten. Die Auswirkungen der Topographie können demnach erheblich sein und lassen sich nur eingeschränkt strömungsmechanisch beschreiben. Auch über der offenen See ist das vertikale Windgeschwindigkeitsprofil nicht konstant (vgl. dazu Türk (2008)).

als an Standorten, die etwa durch die Rauigkeit der Umgebung<sup>103</sup> oder die Geländetopographie nur niedrige Windgeschwindigkeiten in geringen Höhen aufweisen. In sehr großen Höhen über der Erdoberfläche entsprechen die mittleren Windgeschwindigkeiten denen des geostrophischen Höhenwindes.<sup>104</sup> Er ist definitionsgemäß unbeeinflusst von der Gestalt der Erdoberfläche und den Bodenreibungskräften. Die Windgeschwindigkeit des geostrophischen Höhenwindes kann in bodennahen Schichten der Atmosphäre nur bei besonderen topographischen Konstellationen, etwa durch Strömungsdrängung an Bergkuppen oder durch eine beschleunigende Wirkung in schmalen Taleinschnitten, erreicht werden. Der geostrophische Höhenwind nähert sich der Erdoberfläche regional und zeitlich unterschiedlich weit an.<sup>105</sup> Im Allgemeinen kann davon ausgegangen werden, dass ab etwa 1.000 bis 1.500 m Höhe<sup>106</sup> über der Erdoberfläche der geostrophische Höhenwind vorherrscht.<sup>107</sup> Diese Höhen sind mit der aktuell verfügbaren WEA-Technologie jedoch nicht technisch nutzbar.<sup>108</sup>

Aus bodennahen Luftdruckmessungen sowie dem klimatologischen Verhalten des geostrophischen Höhenwindes kann auf das Verhalten des bodennahen Windes geschlossen werden (dieses Verfahren wird auch als Wind-Atlas Verfahren bezeichnet).<sup>109</sup> Maßgeblich beeinflusst werden die bodennahen Winde durch die Rauigkeit der Umgebung. Diese wird in Klassen (Rauigkeitslängen) eingeteilt und dient der Einordnung eines Standortes im Vergleich zu den Referenzstationen. Damit kann prinzipiell aus der Kenntnis der Parameter von Referenzstationen auf die Windverhältnisse eines konkreten, innerhalb einer Untersuchungsregion liegenden Standortes geschlossen werden. Neben der mittleren Windgeschwindigkeit ( $\bar{v}$ ) an einem Standort ist zur Berechnung des Energieinhalts des

---

<sup>103</sup> Die Rauigkeit ist ein Maß der Oberflächenbeschaffenheit der Erdoberfläche. Sie bremst den Wind durch Reibungskräfte ab. In der praktischen Anwendung hat sich die sog. Rauigkeitslänge durchgesetzt, die als Konstante im logarithmischen Windprofil diejenige Höhe über der Erdoberfläche angibt, bei der die Windgeschwindigkeit Null ist. Vgl. dazu Pethe (2006), S. 131 f.

<sup>104</sup> Der geostrophische Höhenwind wird von zwei Kräften angetrieben, von Druckunterschieden in der Atmosphäre und der Coriolis-Kraft, die von der Erdrotation verursacht wird. Vgl. dazu u. a. Pethe (2006), S. 128 ff. sowie Kraus (2001), S. 273.

<sup>105</sup> Vgl. u. a. Mönnich (2000), S. 15 ff.

<sup>106</sup> Vgl. dazu Bader (2009), S. 4-6, Gasch / Twele (2005), S. 128 sowie Mönnich (2000), S. 15.

<sup>107</sup> In Frank et al. (2001), S. 54 wird die mittlere Geschwindigkeit des geostrophischen Höhenwindes mit 11,4 m/s in 1.380 m ü.N.N. über den Faroer Inseln angegeben. Für Dänemark werden in Petersen et al. (1997), S. 7 für eine Höhe von 1.000 m ü.N.N. 10,2 m/s ausgewiesen. Frank et al. (2001) gibt eine Variation der mittleren Windgeschwindigkeit in 1.450 m über Dänemark von 10,28 m/s (Westküsten Dänemarks) bis 9,88 m/s (Kattegatt) an. Bergström (2004) weist für Schweden etwa 10 m/s (südlicher Teil) bis 9 m/s (nördliches Schweden) aus.

<sup>108</sup> Der Energieinhalt des Windes ist in Höhen zwischen 500 und 1.000 m über Grund in weiten Teilen der Erde nach Archer / Caldeira (2008) sowie (2009) am höchsten. Dort wird mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % eine Leistungsdichte von 200 W/m<sup>2</sup> überschritten.

<sup>109</sup> Vgl. dazu Petersen et al. (1997), S. 6 f. Die dafür ausgewerteten Messungen für den Wind-Atlas für Dänemark umfassen eine Zeitreihe von 13 Jahren für 55 Messstationen in Schweden, Norwegen, Dänemark, Deutschland und Polen. Daraus wurde der geostrophische Höhenwind einerseits und die Windverhältnisse für 8 Höhen von 10 bis 200 m über der Erdoberfläche andererseits berechnet. Die Berechnungsergebnisse wurden anschließend mit weiteren Windmessungen verglichen, skaliert und flächenhaft interpoliert.

Windes die Bestimmung der Luftdichte ( $\rho$ ) notwendig. Diese kann aus dem Luftdruck und der Luftfeuchtigkeit bestimmt werden. Die Luftdichte nimmt mit steigender Höhe über der Erdoberfläche ab. Damit sinkt (bei unterstellter gleichbleibender Windgeschwindigkeit) der Energieinhalt des Windes mit zunehmender Höhe.<sup>110</sup>

Die mittlere spezifische Leistung  $P_{Wind, spezifisch}$  (pro m<sup>2</sup> vom Wind angeströmte Fläche) des Windes (Energieflussdichte) kann durch Gleichung (1) bestimmt werden.

$$P_{Wind, spezifisch} = 0,5 \cdot \rho \cdot \bar{v}^3 \quad (1)$$

Für die Erde sind die Berechnungsergebnisse der flächenspezifischen Leistung des geostrophischen Höhenwindes in etwa 1.500 m über dem Meeresspiegel in Abbildung 5 dargestellt. Unter Anwendung eines vereinfachten vertikalen Windprofils bei Vernachlässigung spezifischer bodennaher Verhältnisse kann daraus in erster Näherung das theoretische (natürliche) Potenzial des Windenergieangebots ermittelt werden.

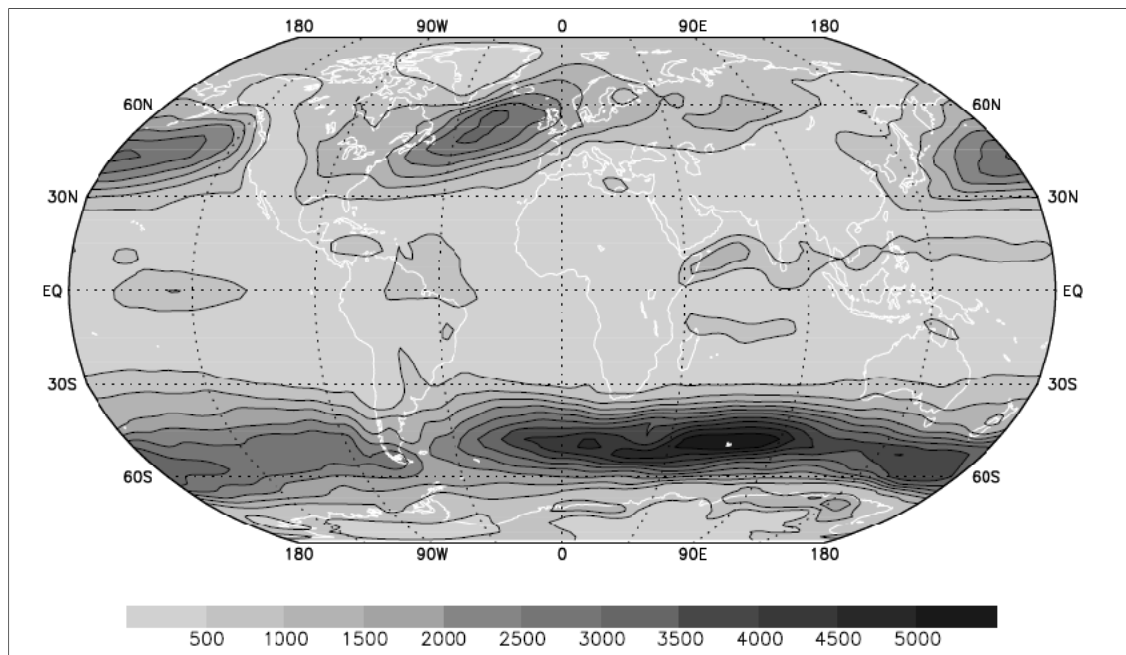


Abbildung 5 Mittlere spezifische Leistung des Windes (Energieflussdichte) bei einem atmosphärischen Luftdruck von 850 hPa (entspricht etwa 1.500 m ü.N.N.) in W/m<sup>2</sup>, Standardluftdichte 1,225 kg/m<sup>3</sup>, abgeleitet aus den NCEP/NCAR-Daten (Quelle: Petersen et al. (1997), S. 11)

Die Unsicherheit der Ermittlung des theoretischen Potenzials des Windenergieangebots ist derzeit sowohl auf globaler wie auf regionaler Ebene noch sehr

<sup>110</sup> Bei angenommenen konstanten Gaskonstanten der trockenen und feuchten Luft ändert sich die Luftdichte und damit auch die Windleistung in einer bestimmten Höhe (ein konstanter Luftdruck unterstellt) bei einer Abweichung der mittleren Temperatur von +10°C bzw. -10°C um +4 % bzw. -4 %.

hoch. Lediglich für einige Gebiete (zumeist auf der Nordhalbkugel der Erde) liegen lange und konsistente Messzeitreihen der herrschenden Windverhältnisse vor. Diese beschränken sich zudem meist auf geringe Höhen über der Erdoberfläche. Für größere Höhen können entsprechende Daten aus vorliegenden Satelliten-, Flugzeug- oder Wetterballonmessungen gewonnen und mittels eines allgemeinen atmosphärischen Strömungsmodells abgebildet werden. Die Unsicherheiten der Potenzialberechnung resultieren hierbei insbesondere aus der vereinfachten Abbildung der strömungsmechanischen Vorgänge in der Atmosphäre in diesen Modellen sowie der geringen räumlichen und zeitlichen Dichte der verwendeten Messdaten.

Für das globale theoretische Potenzial des Windenergieangebots liegen verschiedene Untersuchungen vor. Hubbert (zitiert von Hoogwijk (2004), S. 121) schätzt den Energieinhalt des Windes mit rund 110 ZJ/a ab. Kaltschmitt et al. (2006) gibt dafür ca. 140 ZJ/a an. Den weltweiten Primärenergieverbrauch von ca. 0,48 ZJ/a im Jahr 2005 übertrifft das theoretische Potenzial nach Kaltschmitt damit etwa um das 290fache. Davon kann aufgrund einer Vielzahl verschiedener Nutzungsrestriktionen jedoch nur ein geringer Anteil durch Windenergieanlagen in elektrische Energie umgewandelt werden.

#### 4.1.2.2. Ermittlung des Flächenpotenzials

Im nächsten Schritt ist das für die Windenergienutzung relevante Flächenpotenzial innerhalb der Untersuchungsregion in einer geeigneten räumlichen<sup>111</sup> und ggf. zeitlichen<sup>112</sup> Auflösung zu ermitteln. Ein geeignetes Verfahren dazu ist z. B. das Ausschlussverfahren. Dabei werden, ausgehend von der gesamten Fläche der Untersuchungsregion, diejenigen Flächen identifiziert, die nicht für eine Nutzung zur Verfügung stehen.<sup>113</sup> Das können z. B. Siedlungsgebiete, Verkehrswege, Gewässer, Naturschutzgebiete oder aus anderen Gründen von der Windenergienutzung freizuhalten Gebiete sein. Bereits diese Selektion ist allerdings auch von der zur Verfügung stehenden WEA-Technologie und soziokulturellen Akzeptanzgründen beeinflusst. So könnten zukünftig Klein-Windenergieanlagen auf Gebäudedächern oder gebäudeintegrierte WEA Siedlungsflächen für die Windenergienutzung erschließen. Der Einfluss einer gesellschaftlichen Nicht-Akzeptanz der Windenergienutzung wird bereits heute in Regionen z. B. in Deutschland deutlich, in denen eine verhältnismäßig große Anzahl von WEA installiert ist. Für die Zukunft sind auch Szenarien vorstellbar, in denen aufgrund äußerer (militärischer, politischer oder wirtschaftlicher) Konflikte die weitgehende Nutzung heimischer Energieträger zur Sicherstellung der Energieversorgung unabdingbar sein könnte. In diesen Fällen könnten aktuell höher gewichtete Zielstellungen, wie z. B. der Natur- und Artenschutz, gegenüber der Energieversorgung ggf. zurücktreten. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass das Flä-

---

<sup>111</sup> Die räumliche Auflösung des Flächenpotenzials sollte dabei der des theoretischen Windenergiepotenzials entsprechen bzw. auf dieses angepasst werden können.

<sup>112</sup> Die Entwicklung des verfügbaren Flächenpotenzials im Zeitverlauf unter Zugrundelegung einer zeitlichen Flächeninanspruchnahme (Dauer der Nutzung sowie abnehmende Präferenz bezüglich Flächen mit steigenden Windenergie-Gestehungskosten).

<sup>113</sup> Vgl. dazu u. a. EEA (2009), S. 18 ff.

chenpotenzial zur Windenergienutzung nicht statisch bestimmt und in die Zukunft fortgeschrieben werden kann. Vielmehr sind durch Abwägung des gesellschaftlichen Zielsystems mögliche Szenarien für entsprechende Flächenpotenziale für bestimmte Zeitabschnitte in der Zukunft abzuleiten. Frühere Untersuchungen zeigen, dass das Flächenpotenzial häufig unterschätzt wurde. Eine gestiegene gesellschaftliche Akzeptanz und eine breite politische Unterstützung<sup>114</sup> führen z. B. in Deutschland dazu, dass weitere Flächen für die Windenergienutzung in regionalen Entwicklungsplänen ausgewiesen werden.

#### 4.1.2.3. Ermittlung des technischen Potenzials

Nach Bestimmung des theoretischen Potenzials des Windangebots über den zur Verfügung stehenden Flächen können im Weiteren durch Verwendung von technischen Parametern der über den Betrachtungszeitraum zur Verfügung stehenden Windenergieanlagen sowie deren (möglichst optimaler) Konfiguration in Windparks<sup>115</sup> die technischen Erzeugungspotenziale der Windenergie berechnet werden. Dazu sind geeignete Annahmen über die weitere technologische Entwicklung von WEA zu treffen. In früheren Untersuchungen<sup>116</sup> wurden, aufgrund der Verwendung der zum jeweiligen Bearbeitungszeitpunkt verfügbaren WEA, häufig Parameter zugrundegelegt, die als nicht mehr zeitgemäß anzusehen sind. Die technische Entwicklung der bestimmenden Kenngrößen von WEA (Rotor-durchmesser, Nabenhöhe, Gesamtwirkungsgrad und elektrische Nennleistung) innerhalb der vergangenen 10 Jahre führt dazu, dass Annahmen über deren zukünftige Ausprägung auch das technische Potenzial entscheidend beeinflussen.<sup>117</sup>

---

<sup>114</sup> So ist anzunehmen, dass die politisch gegensätzliche Bewertung der Windenergie in Deutschland in den Jahren 1998 bis 2005 der Bundesregierung und der CDU-geführten Opposition auch dazu führte, dass Kommunen nur zögerlich Windeignungsflächen ausgewiesen haben.

<sup>115</sup> Eine Optimierung kann z. B. hinsichtlich des höchsten Gesamtertrages pro Flächeneinheit bei Beachtung technischer Restriktionen (etwa der Standfestigkeit der WEA über die Nutzungsdauer oder der Einhaltung von Auslegungsparametern der Konstruktion der WEA) erfolgen. Eine Maximierung des Energieertrags für jede einzelne WEA würde zu einer sehr geringen Flächenausnutzung führen. Unter Beachtung vom Hersteller vorgegebener Mindestabstände der WEA untereinander (meist etwa der 3fache Rotordurchmesser in Neben- sowie der 5fache Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung, gemessen zwischen den Anlagenmittelpunkten der WEA) ergeben sich Parkwirkungsgrade von etwa 85 % bis 95 % in Abhängigkeit der Anzahl der WEA. Dieser gegenseitige Abschattungseffekt (englisch „wake effect“) ist Gegenstand aktueller Forschung insbesondere bei offshore-Standorten, da die bislang eingesetzten Berechnungsmodelle diesen häufig unterschätzen und damit in der Realität niedrigere Energieerträge auftreten.

<sup>116</sup> Vgl. u.a. Nitsch et al. (2001), S. 43. Darin wird für das Jahr 2020 eine Referenz-WEA für den onshore-Einsatz mit 75 m RD und 70 m NH definiert. Auch die Untersuchung der European Environment Agency aus dem Jahr 2009 (vgl. EEA (2009), S. 16 f.) verwendet für onshore-Standorte bis einschließlich 2030 WEA mit lediglich 80 m RD, 80 m NH und 2,0 MW Nennleistung.

<sup>117</sup> Eine WEA an einem typischen Binnenlandstandort in Deutschland wies im Jahr 2000 65 bis 70 m NH, 60 bis 70 m RD und 1,3 bis 1,5 MW Nennleistung auf. Eine beispielhafte WEA in Thüringen, die im Jahr 1999 errichtet wurde, speist rund 2 Mio. kWh/a in das elektrische Netz ein. An diesem Standort wurde im Jahr 2005 eine WEA mit 90 m RD, 105 m NH und 2,0 MW Nennleistung errichtet, die etwa 5,5 Mio. kWh/a einspeist. Somit konnte innerhalb von nur 6 Jahren durch

Allerdings ist nicht sicher, dass die technische Entwicklung sich weiter so dynamisch vollziehen wird. So könnte z. B. beim Rotordurchmesser mit heute bis zu etwa 126 m eine Dimension erreicht worden sein, die eine weitere deutliche Zunahme kaum wahrscheinlich erscheinen lässt.<sup>118</sup> Die weitere Zunahme der Dimensionen von WEA wird wahrscheinlich mit steigenden Massen und damit Herstellungskosten verbunden sein, so dass letztlich ein wirtschaftliches Optimum zwischen den WEA-Dimensionen und den resultierenden Gestehungskosten die weitere Entwicklung bestimmen wird.

Durch die Verknüpfung des theoretischen Windenergieangebots über den Potenzialflächen mit den Parametern der modellierten Windenergieanlagen (die häufig durch Leistungskennlinien beschrieben werden) kann das technische Erzeugungspotenzial für die Untersuchungsregion berechnet werden. Trotz bereits seit längerem weiterentwickelter Methoden und zunehmender Kenntnisse über die konkreten Windverhältnisse in ausgewählten Regionen (z. B. abgeleitet aus Windmessungen oder von Betriebsdaten von WEA) ist die Bestimmung des technischen Erzeugungspotenzials mit einer standortspezifischen Unsicherheit von etwa 10 bis 15 % (im Einzelfall noch deutlich höher) bezogen auf den erwarteten Jahresenergieertrag behaftet.<sup>119</sup>

Durch die beschriebene zeitliche Entwicklung des Flächenpotenzials und der WEA-Technologie sollten dafür Zeitreihen über einen gewählten Betrachtungshorizont angegeben werden. Durch die zusätzliche Berücksichtigung von jährlichen Herstellerkapazitäten, Planungs- und Genehmigungsdauern für die entsprechenden Projekte sowie eventuelle Zubaulimitierungen kann für ein bestimmtes Jahr das technische Erzeugungspotenzial weiter spezifiziert werden.

#### 4.1.2.4. Ermittlung der standortspezifischen mittleren Gestehungskosten

Durch die Berücksichtigung der jeweiligen Investitionen für die betriebsbereiten WEA, von Betriebs-, Kapital- und Nebenkosten und weiteren Kriterien<sup>120</sup> sind die standortspezifischen durchschnittlichen Gestehungskosten (zu den Methoden der

---

den Einsatz jeweils marktverfügbarer WEA der 2,75fache Ertrag an einem Standort erzielt werden.

<sup>118</sup> So besteht ein Rotorblatt der WEA E-126 des Herstellers ENERCON aus einem aus Stahl gefertigten Blattwurzelteil von etwa 30 m und einem aus GFK gefertigten Endstück von ebenfalls etwa 30 m (vgl. ENERCON (2009a)). Die Verwendung von Stahlteilen in den Rotorblättern führt zu einer höheren Trägheit der drehenden Teile (besserer Ausgleich von Windgeschwindigkeitsveränderungen im Sekundenbereich) aber auch zu deutlich höheren Massen der Einheit Rotor/Maschinenhaus, so dass wiederum der Turm entsprechend tragfähiger auszulegen ist.

<sup>119</sup> Vgl. dazu z. B. die Ergebnisse eines Round Robin Tests in Riedel et al. (2008). VanLuvanee et al. (2009) vergleichen in ihrer Veröffentlichung unterschiedliche, häufig verwendete Berechnungsmodelle anhand eines Testgeländes mit installierten Windmessungen.

<sup>120</sup> Z. B. eventuelle Einschränkungen der Betriebsweise der WEA (etwa temporäre Leistungseinbußen bei Netzengpässen oder Stillstandszeiten zur Verringerung von potenziellen aviafaunistischen Konflikten), Ertragsminderungen durch die gegenseitige Abschattung der WEA, die mittlere technische Nichtverfügbarkeiten der WEA etc. Regelmäßig wird von einer standortindividuellen Berücksichtigung dieser Einflussfaktoren insbesondere bei weiträumigen Untersuchungsregionen durch die Annahme pauschaler Faktoren zu abstrahieren sein.



Berechnung der Gestehungskosten vgl. Kapitel 4.1.3) einer eingespeisten Kilowattstunde in Abhängigkeit von der realisierbaren Nabenhöhe zu berechnen. Diese sind häufig (aber nicht zwangsläufig) am geringsten bei der maximalen Nabenhöhe.<sup>121</sup> Die aufsteigende Sortierung dieser spezifischen mittleren Gestehungskosten über der kumulierten Gesamtleistung aller jeweiligen Anlagen führt zu entsprechenden Kosten-Potenzialkurven der Windenergienutzung in der Untersuchungsregion.<sup>122</sup>

#### **4.1.2.5. Bestimmung des wirtschaftlich realisierbaren Potenzials**

Vergleicht man die mittleren standortspezifischen Gestehungskosten mit den durchschnittlichen Marktpreisen der eingespeisten elektrischen Energie bzw. alternativ mit den in der Untersuchungsregion geltenden Fördersystemen, so kann das wirtschaftlich realisierbare Potenzial der Untersuchungsregion bestimmt werden. Bei diesem Vergleich sind neben der Variabilität von Marktpreisen bzw. einer feststehenden oder angenommenen Veränderung der Vergütungen auch zusätzliche finanzwirtschaftliche Kriterien (z. B. variierende Eigenkapitalverzinsungsansprüche oder die innerhalb einer Periode zur Verfügung stehenden Volumina an Eigen- und Fremdkapital) zu beachten.

#### **4.1.2.6. Potenzial der Windenergienutzung in Europa**

Die Ausführungen in den vorangegangenen Gliederungspunkten zeigen, dass das Ergebnis einer Potenzialstudie maßgeblich vom zur Verfügung stehenden Zeitbudget zur Durchführung (Wirtschaftlichkeit der Untersuchung) und der geeigneten Wahl der Parameter und deren Ausprägungen abhängt. Generell kann festgestellt werden, dass vorliegende Studien, obwohl erst vor wenigen Jahren angefertigt, das technische Potenzial der Windenergienutzung häufig unterschätzt haben. In Tabelle 1 sind einige Untersuchungen zusammengestellt. Der Terminus „Erzeugungspotenzial“ wurde verwendet, da i. d. R. keine Informationen vorliegen, ob die entsprechenden Mengen elektrischer Energie auch tatsächlich in die elektrischen Netze eingespeist werden können. Leider sind sowohl die Berechnungsergebnisse als auch die zugrunde liegende Untersuchungsregion „Europa“ (die Spannweite reicht von ausgewählten Ländern der Europäischen Union bis zur gesamten Flächenausdehnung des Kontinents Europa) nicht direkt miteinander vergleichbar.

---

<sup>121</sup> Der technische Aufwand für hohe Turm- oder Mastkonstruktionen steigt überproportional mit steigender Höhe. Zudem sind häufig auch logistische Hindernisse (Transportbeschränkungen z. B. maximale Durchfahrtshöhen oder Achslasten) bei der Realisierung großer Nabenhöhen zu berücksichtigen.

<sup>122</sup> Diese weisen dasjenige technische Erzeugungspotenzial aus, welches zu Kosten bis zu einer bestimmten Obergrenze erzeugt werden kann (z. B. wie viele TWh/a können zu Kosten von maximal 8 ct/kWh erzeugt werden?). Vgl. dazu u. a. EEA (2009), S. 47.

Tabelle 1 Zusammenstellung von Untersuchungen zum globalen bzw. europäischen onshore-Erzeugungspotenzial der Windenergienutzung

Quellenangabe	Erläuterungen	Erzeugungspotenzial
Grubb / Meyer (1993)	Technisches onshore-Erzeugungspotenzial (Landnutzungsrestriktionen und Szenario ‚eingeschränkte gesellschaftliche Akzeptanz‘)	Welt: 53 PWh/a Europa (EU-12): 130 TWh/a
Wijk / Coelingh (1993)	Technisches onshore-Erzeugungspotenzial für die EU15, Norwegen, Schweiz, Island	Europa: 684 TWh/a Deutschland: 24 TWh/a
WEC (1994)	Technisches onshore-Erzeugungspotenzial bei Nutzung von etwa 4 % der Erdoberfläche (mit Windgeschwindigkeit > 5,1 m/s)	Welt: 18,7 PWh/a
Hoogwijk (2004)	Technisches onshore-Erzeugungspotenzial für abgeleitete Flächenpotenziale	Welt: 96 PWh/a Europa: 4 PWh/a
EWEA/ GREEN-PEACE (2004)	Technisches onshore-Erzeugungspotenzial	Welt: 53 PWh/a
Archer / Jacobson (2005)	Technisches onshore-Leistungs- und Erzeugungspotenzial ohne Berücksichtigung von pauschalen Flächenrestriktionen	Welt: 627 PWh/a
Czisch (2005)	Technisches onshore-Erzeugungspotenzial ohne Berücksichtigung von Flächenrestriktionen	Welt: 1.287 PWh/a
Krewitt et al. (2009)	Technisches onshore-Erzeugungspotenzial in den Jahren 2030 und 2050 mit Berücksichtigung von ausgewählten Flächenrestriktionen (Metaanalyse weiterer Studien, z. B. Hoogwijk (2004))	Welt (im Jahr 2050): 105 PWh/a OECD-Europa (in 2030): 4,72 PWh/a OECD-Europa (in 2050): 5 PWh/a
Lu et al. (2009)	Technisches onshore-Erzeugungspotenzial mit Berücksichtigung pauschaler Flächenrestriktionen (Bewaldung, Eisbedeckung, Gewässer, Besiedlung)	Welt: 1.100 PWh/a (keine minimalen Volllaststunden) 690 PWh/a (mind. 1.752 VLH)
EEA (2009a)	Technisches onshore- Erzeugungspotenzial im Jahr 2030 ohne bzw. mit Berücksichtigung von ausgewählten Flächenrestriktionen	Europa (EU-27, Norwegen, Schweiz, Türkei): 45 bzw. 39 PWh/a

Die in Tabelle 1 aufgeführten Untersuchungen verdeutlichen, dass im Zeitverlauf das ermittelte technische Erzeugungspotenzial tendenziell zugenommen hat. Das liegt zum Einen an der zugrundegelegten Weiterentwicklung der WEA-Anlagentechnik selbst aber auch an der Ausweitung der für eine Windenergienutzung potenziell als geeignet angesehenen Flächen.

Dem in den vorangegangenen Gliederungspunkten vorgeschlagenen Untersuchungsdesign zur Bestimmung von Windenergienutzungspotenzialen kommt die Studie von Hoogwijk (2004) methodisch nahe. Deshalb werden im Folgenden die wesentlichen Datengrundlagen und Annahmen dieser Studie dargestellt und Ansatzpunkte für eine aktualisierte Untersuchung sowie dadurch zu erwartende Auswirkungen auf das Ergebnis aufgezeigt (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2 Zusammenstellung wesentlicher Parameter und Annahmen der Studie von Hoogwijk (2004) und Bewertung bezüglich der aktuellen (Jahr 2010) bzw. zukünftigen Anwendbarkeit dieser für Windenergiepotenzialanalysen

Parameter	Erläuterung	Anmerkungen und Bewertung
Theoretisches Windenergiepotenzial	Datenbasis der Climate Research Unit (CRU, vgl. New et al. (1999)); mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in m/s in 10 m Höhe für ein regelmäßiges Gitter von $0,5^\circ \times 0,5^\circ$ ; Ausschluss bekannter nicht plausibler Werte	CRU-Datenbasis wurde aus 3.615 weltweiten Messstationen auf das regelmäßige Gitter interpoliert; unterschiedliche regionale Messstellendichte; Repräsentativität und Messgenauigkeit der Datenbasis unbekannt; keine andere Datenbasis mit einer vergleichbar hohen Auflösung und globaler Abdeckung bekannt; <sup>123</sup> 10 m Höhe als maßgebendes Höhenniveau kritisch wegen Unsicherheit bei Höhenextrapolation der Windgeschwindigkeit <sup>124</sup>
Mindestwindgeschwindigkeit	4 m/s in 10 m über der Erdoberfläche (als ein Ausschlusskriterium der Flächenrestriktionsbestimmung)	abhängig von der Rauigkeitsklasse der Umgebung werden mit aktuellen Nabenhöhen > 100 m in Deutschland auch Standorte mit niedrigeren Windgeschwindigkeit als 4,0 m/s in 10 m Höhe genutzt <sup>125</sup>
Räumliche Auflösung des Untersuchungsgebietes	Regelmäßiges Gitter von $0,5^\circ \times 0,5^\circ$	Wahl der räumlichen Auflösung angesichts eines globalen Untersuchungsraums angemessen
Flächenrestriktionen	Spezifische Nutzbarkeitsfaktoren angewendet auf Landnutzungsarten nach der IMAGE-Datenbasis (vgl. dazu IMAGE (2001)) und Mindestwindgeschwindigkeit	Nutzbarkeit von insgesamt 8,6 % aller Landflächen mit regional sehr unterschiedlicher Verteilung (z. B. 27 % für die USA, 21 % für Kanada aber 0 % für westliches und südliches Afrika wegen Unterschreitung der Mindestwindgeschwindigkeit); vernachlässigt lokal geeignete Standorte
Max. topographische Höhe	2.000 m ü.N.N.	Standorte über 2.000 m sind aufgrund der geringeren Luftdichte sowie schwieriger Errichtungslogistik vernachlässigbar

<sup>123</sup> Vgl. auch Krewitt et al. (2009), S. 99.

<sup>124</sup> Für einen Ansatz zur Bestimmung des globalen Windenergiepotenzials ist eine räumliche Auflösung von  $0,5^\circ \times 0,5^\circ$  durchaus angemessen. Damit wären insgesamt 259.200 Gitternetzknotten (inkl. aller offshore Gebiete) zu berücksichtigen. Ein Gitternetzknotten repräsentiert damit durchschnittlich etwa 1.970 km<sup>2</sup>. Bei Reduktion auf die Gitternetzknotten über den Landflächen der Erde verbleiben immerhin noch etwa 75.676 Datenlokalisationen.

Ein interessanter Effekt ergibt sich bei näherer Betrachtung der Abhängigkeit von räumlicher Auflösung einer Untersuchungsregion und mittlerer Windgeschwindigkeit. Mit steigender Auflösung werden zunehmend mehr lokale Gebiete erkannt, die vergleichsweise höhere Windgeschwindigkeiten aufweisen. Vgl. dazu Czisch (2005), S. 52 und Krewitt et al. (2009), S. 99.

<sup>125</sup> Bei Auswertung von Daten für ausgewählte Projekte in Deutschland ergeben sich u. a. für einen Standort, bei dem bei etwa 6,7 m/s in 105 m NH ca. 3.150 Volllaststunden erreichbar sind, mittlere Windgeschwindigkeiten in 10 m Höhe von 3,8 m/s. Dieser attraktive Standort wäre nach der Klassifikation von Hoogwijk (2004) nicht zu berücksichtigen.

Parameter	Erläuterung	Anmerkungen und Bewertung
Nabenhöhe der WEA	69 m (abgeleitet aus der statistischen Analyse des Zusammenhangs von Nennleistung zu Nabenhöhe von marktverfügbaren WEA im Jahr 2000)	deutlich zu geringe Nabenhöhe angesichts aktueller und zukünftig verfügbarer WEA; gestaffelte Berechnung des resultierenden Erzeugungspotenzials mit Nabenhöhen von mindestens 80 m bis 200 m notwendig
Spezifische Flächenleistung von WEA	4 MW/km <sup>2</sup> (abgeleitet aus realisierten Windparkkonfigurationen)	abhängig von der Wahl der Mindestabstände einzelner WEA zueinander ergeben sich 3 MW/km <sup>2</sup> (Abstand = 6facher RD) bis 8 MW/km <sup>2</sup> (3,5facher RD); 4 MW/km <sup>2</sup> erscheint als eine gute Näherung realer Konfigurationen
Spezifische elektrische Nennleistung der WEA	1 MW/WEA	deutlich zu geringe Nennleistung; gestaffelte Berechnung des resultierenden Erzeugungspotenzials mit Nennleistungen von 1,5 MW bis 10 MW notwendig
Leistungskennlinie der WEA	Linearer Zusammenhang zwischen mittlerer Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe der Referenz-WEA (abgeleitet aus marktverfügbaren WEA im Jahr 2001)	Ein allgemeingültiger linearer Zusammenhang zwischen mittlerer Windgeschwindigkeit und Volllaststunden besteht nicht. Die Annahme eines konstanten Weibullparameters k=2 legt nahe, dass die konkreten Verteilungsparameter der Windgeschwindigkeiten nicht verfügbar waren. Aus den Weibullparametern A und k für jeden Gitterknoten in Kombination mit einer gemessenen Leistungskennlinie sind realistischere Volllaststunden zu berechnen.
Parkwirkungsgrad der WEA	90 %	Bei Ansatz von 4 MW/km <sup>2</sup> (Mindestabstand der WEA etwa 5facher RD) plausible Annahme auch für Konfigurationen mit einer hohen WEA-Anzahl

Für die Untersuchung fasst Hoogwijk (2004) diverse Parameter, die die Dimensionen und das Leistungsverhalten der WEA beschrieben, in einem linearen Funktionszusammenhang der Volllaststundenzahl pro Jahr ( $VLH$ ) von der mittleren Windgeschwindigkeit  $\bar{v}$  zusammen (siehe Gleichung (2)).<sup>126</sup>

$$VLH = \alpha_1 \cdot \bar{v} - \alpha_2$$

$$\text{mit } \alpha_1 = 565 \left[ s \cdot h \cdot m^{-1} \cdot a^{-1} \right] \quad \text{und} \quad \alpha_2 = 1.745 \left[ kWh \cdot kW^{-1} \cdot a^{-1} \right] \quad (2)$$

Für mittlere Windgeschwindigkeiten von 4 m/s, 6 m/s und 8 m/s bei einem Weibull-Parameter  $k = 2$  ergeben sich nach Gleichung (2) damit 515, 1.645 bzw. 2.775 Volllaststunden pro Jahr.

Für aktuelle WEA (z. B. die für mittlere Windverhältnisse optimierte ENERCON E-82 mit 2,0 MW) ergeben sich für die beispielhaft dargestellten mittleren Windge-

<sup>126</sup> Vgl. Hoogwijk (2004), S. 130.

schwindigkeiten 957, 2.671 bzw. 4.304 Volllaststunden pro Jahr. Damit wird deutlich, dass man unter Verwendung von Gleichung (2) zu deutlich geringeren technischen Potenzialen der Windenergienutzung und zu höheren spezifischen Erzeugungskosten kommen muss, als bei Berücksichtigung von aktuell marktverfügbaren WEA. Auch die der Berechnung von Hoogwijk (2004) zugrunde liegende Nabenhöhe von 69 m sowie die aus den Windgeschwindigkeiten in 10 m Höhe mit einem logarithmischen Höhenprofil berechneten mittleren Windgeschwindigkeiten in 69 m legen nahe, dass eine aktualisierte Studie mit angepassten Parametern das technische Potenzial deutlich höher ausweisen würde.

Das globale technische Potenzial der onshore-Windenergienutzung übersteigt demnach bei Zugrundelegung der Untersuchungsmethodik von Hoogwijk (2004) aber bei Verwendung aktueller oder zukünftiger WEA (angepasste Nabenhöhe, weitere Anlagendimensionen, Leistungskennlinie u. a.) sowie Berücksichtigung auch von Standorten mit weniger als 4 m/s in 10 m Höhe den von Hoogwijk (2004) ermittelten Wert von 96 PWh/a erheblich. Alternativ wäre zur Bereitstellung der ermittelten 96 PWh/a aus Windenergie eine deutlich geringere Fläche notwendig, als die in der Studie angegebenen  $1,1 \cdot 10^9$  ha (was etwa 87 % der Landfläche der Volksrepublik China entspricht).

Zu berücksichtigen ist darüber hinaus noch das Erzeugungspotenzial von WEA an küstennahen offshore-Standorten. Für das technische Potenzial der offshore-Windenergienutzung liegen ebenfalls einige Untersuchungen vor (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3 Zusammenstellung von Untersuchungen zum globalen bzw. europäischen Erzeugungspotenzial von offshore-Windenergieanlagen

Quellenangabe	Erläuterungen	Erzeugungspotenzial
GH (1995)	Wasserflächen bis 40 m Wassertiefe und max. 30 km Küstenentfernung; 6 MW/km <sup>2</sup> spezifische Flächenleistung; 60 m NH; Schifffahrtsrouten, militärische und geschützte Flächen sowie weitere Infrastruktureinrichtungen ausgeschlossen	Europa (EU-12): 3 PWh/a
Leutz et al. (2001)	Wasserflächen mit max. 50 m Wassertiefe; 50 % der Flächen wegen möglicher Interessenkonflikte ausgeschlossen; zum Untersuchungsraum Kontinental-Europa zählen auch östliches Mittelmeer und Schwarzes Meer; 3,7 MW/km <sup>2</sup> spezifische Flächenleistung	Welt: 37 PWh/a Europa: 8,5 PWh/a
EWEA / GREEN PEACE (2004)	aufbauend auf GH (1995) zusätzliche Restriktionen berücksichtigt (max. Wassertiefe 20 m; bis 10 km Küstenentfernung 90 % sowie bis 30 km 50 % Flächenausschluss)	Europa (EU-12): 0,3 PWh/a
GREEN-PEACE / GH (2004)	Wasserflächen bis 100 m Wassertiefe und mind. 5 km sowie max. 40 km Küstenentfernung; 8 MW/km <sup>2</sup> spezifische Flächenleistung; Schifffahrtsrouten, militärische und geschützte Flächen sowie Infrastruktureinrichtungen wurden ausgeschlossen (verbleibende Nutzung von max. 3,4 % der Potenzialflächen); jährliche Ausbauerwartung bis 2020 berücksichtigt	Europa (EU-15): 0,72 PWh/a

Quellen- angabe	Erläuterungen	Erzeugungspotenzial
Czisch (2005)	Wasserflächen bis 55 m Wassertiefe und max. 250 km Küstenentfernung	Europa: 15 PWh/a
Krewitt et al. (2009)	Wasserflächen bis max. 40 m Wassertiefe und max. 40 km Küstenentfernung; 16 MW/km <sup>2</sup> spezifische Flächenleistung im Jahr 2050; Nutzungsrestriktionen von 19 - 26 % der küstennahen Gewässer bis 5 km Küstenentfernung sowie 75 % der übrigen Flächen	Welt: 15,9 PWh/a OECD-Europa: 3,6 PWh/a
Lu et al. (2009)	Wasserflächen bis max. 200 m Wassertiefe und max. 93 km Küstenentfernung, keine Nutzungsrestriktionen	Welt: 180 PWh/a (keine minimalen Volllaststunden) 157 PWh/a (mind. 1.752 VLH)
EEA (2009a)	Wasserflächen bis 50 m Wassertiefe und max. 50 km Küstenentfernung; 15 MW/km <sup>2</sup> spezifische Flächenleistung im Jahr 2030; ohne bzw. mit diversen Flächenrestriktionen	Europa (EU-27, Norwegen, Schweiz, Türkei): 30 bzw. 3,5 PWh/a

Verglichen mit der gesamten weltweiten Bereitstellung von Elektroenergie von 18,93 PWh/a im Jahr 2006<sup>127</sup> ist bereits das von Hoogwijk (2004) ermittelte onshore-Potenzial ausreichend, um zumindest bilanziell über den Zeitraum eines Jahres hinweg<sup>128</sup> die gesamte weltweite Nachfrage mehrfach abzudecken. Die Berücksichtigung der vorstehend aufgeführten Aktualisierungsvorschläge wird das technische Potenzial der Windenergienutzung an Land noch deutlich ansteigen lassen. Auch vorliegende Prognosen der zukünftigen Nachfrage nach elektrischer Energie z. B. im Jahr 2030 in Höhe von etwa 30 bis 32 PWh/a könnten somit mehrfach durch onshore-Windenergieanlagen gedeckt werden.<sup>129</sup>

Auch in Europa könnte durch die in verschiedenen Studien ausgewiesenen Potenziale der Windenergienutzung eine Nachfrage in Höhe von 3,3 PWh/a im Jahr 2005<sup>130</sup> abgedeckt werden. Durch die angesprochenen Aktualisierungen würde sich dieses Erzeugungspotenzial noch weiter erhöhen. Damit erscheint eine vollständige Versorgung durch Windenergie zumindest bilanziell durchaus möglich.

#### 4.1.2.7. Zusammenfassung zur Potenzialermittlung

Obwohl die in dieser Arbeit vorgeschlagene Untersuchungsmethode zur Potenzialermittlung der Windenergie in einigen der vorliegenden Studien bereits vergleichbar angewendet worden ist, bilden die Berechnungsergebnisse insbesondere nicht den erreichten technologischen Stand der Windenergienutzung ab. Demnach besteht hier ein Bedarf an zukünftigen Forschungsarbeiten. Entsprechende Daten und Werkzeuge zur Durchführung der Untersuchungen stehen zur

<sup>127</sup> Vgl. IEA (2008a), S. 26.

<sup>128</sup> Zur Zeitgleichheit von fluktuierender Einspeisung aus WEA und Nachfrage nach elektrischer Energie vgl. Kapitel 6.5.

<sup>129</sup> Vgl. US-DOE (2006), S. 63: ca. 30 PWh/a sowie IEA (2004), S. 193: 31,657 PWh/a.

<sup>130</sup> Vgl. EK (2008a), S. 44.



Verfügung (vgl. Abbildung 6). Mit Hilfe leistungsfähiger Rechner und unter Beachtung einer möglichst hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung kann auch ein globaler Untersuchungsraum zugrundegelegt werden.

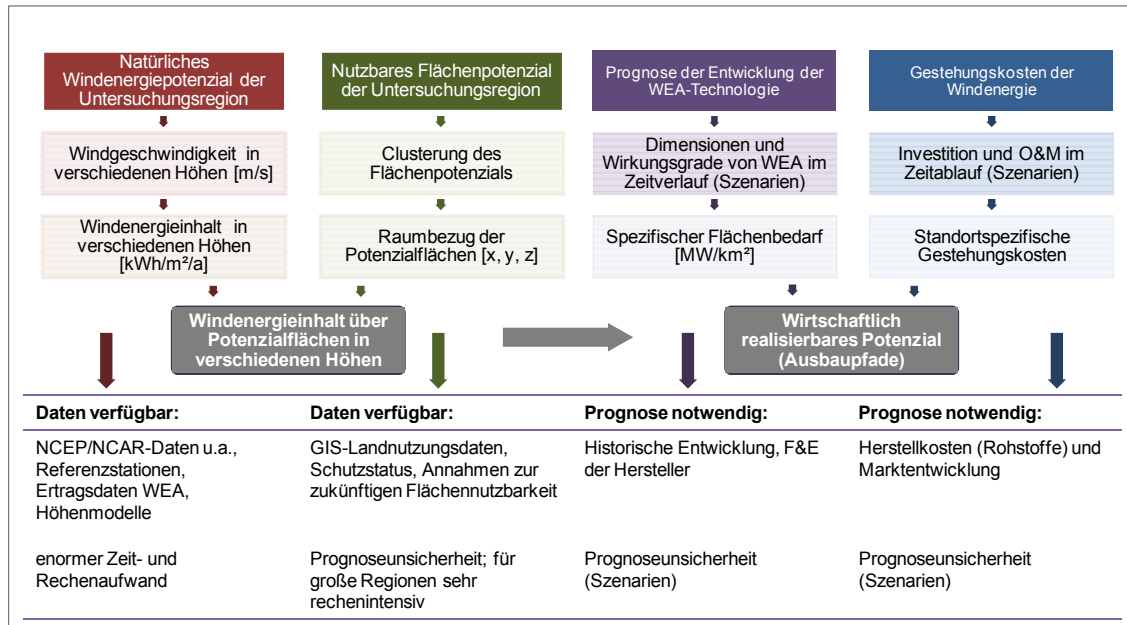


Abbildung 6 Übersicht zu wesentlichen Analyseschritten der Potenzialermittlung der Windenergie und zur Verfügbarkeit von notwendigen Daten

Die in der Literatur ausgewiesenen technischen Erzeugungspotenziale der Windenergienutzung zur Bereitstellung elektrischer Energie übersteigen den aktuellen und langfristig prognostizierten Bedarf um ein Vielfaches. Davon abweichend können die Potenziale in einzelnen Ländern oder Regionen ggf. nicht ausreichend zur Nachfrageabdeckung sein. Dies trifft vor allem für Regionen mit einer geringen Flächenausdehnung und einer starken Besiedlung (z. B. Luxemburg, Schweiz) zu. Zum Abgleich der potenziellen regionalen Nachfrageabdeckung sowie der Synchronität von Einspeisung aus WEA und dem Bedarf sind jedoch weitere Untersuchungen notwendig. Eine Aussage darüber ist, allein von den bisherigen Potenzialuntersuchungen ausgehend, nicht möglich. Ein neuer Untersuchungsansatz auf Basis räumlich und zeitlich konsistenter Daten zur Abdeckung der Nachfrage nach elektrischer Energie innerhalb des UCTE-Verbundsystems durch weiträumig in und um Kontinentaleuropa verteilte WEA wird in Gliederungspunkt 6.5 dieser Arbeit beschrieben.

### 4.1.3. Gestehungskosten der Windenergie

In den vorangegangenen Gliederungspunkten ist das große natürliche und technische Potenzial der Windenergienutzung zur Bereitstellung von elektrischer Energie dargestellt worden. Eine großtechnische Windenergienutzung kann aus ökonomischen Gesichtspunkten jedoch nur dann erfolgen, wenn die spezifischen Gestehungskosten der Windenergienutzung vergleichbar mit denen etablierter Technologien sind oder die entstehenden Mehrkosten gesellschaftlich akzeptiert und über geeignete Fördersysteme vergütet werden. Deshalb werden an dieser Stelle Methoden entwickelt, mit denen die spezifischen Kosten der Windenergienutzung sachgerecht bestimmt werden können. Da die maßgebenden Kalkulationsparameter standortindividuell und projektspezifisch sind, werden die unterschiedlichen Berechnungsverfahren auf eine beispielhafte Investition angewendet und die Ergebnisse anschließend miteinander verglichen. Unter dem Begriff der spezifischen Gestehungskosten werden im Folgenden die direkten Vollkosten<sup>131</sup> der Einspeisung einer Kilowattstunde elektrischer Energie durch Windenergieanlagen verstanden.

#### 4.1.3.1. Periodendurchschnittliche Gestehungskosten der Windenergie

In der wissenschaftlichen Literatur werden mehrere Kalkulationsmodelle beschrieben, mit deren Hilfe die Gestehungskosten verschiedenster Technologien zur Bereitstellung elektrischer Energie ermittelt werden können. Aufgrund der angestrebten Vergleichbarkeit der Berechnungsergebnisse und einer möglichst einheitlich anzuwendenden Methodik basieren die meisten Modelle auf einem statischen Ansatz unter Verwendung durchschnittlicher Perioden- bzw. Jahreskosten. Beispielhaft wird im Folgenden dafür die Methodik zur Berechnung der Levelised Electricity Costs (LEC) nach einer Empfehlung der Internationalen Energieagentur aus dem Jahr 1991 vorgestellt.<sup>132</sup> Zum Zeitpunkt deren Veröffentlichung befand sich die Windenergienutzung noch im Stadium der Überführung theoretischer Erkenntnisse in die Praxis. Es existierten überwiegend Kleinserien von Windenergieanlagen und weltweit wenige Anwendungen.<sup>133</sup> Die Nennleistung einer Windenergieanlage betrug max. 500 kW, der Rotordurchmesser erreichte etwa 40 m. Insofern musste eine Methodik zur Berechnung der Gestehungskosten von Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien der großen Unsicherheit bei der Bestimmung wesentlicher Kalkulationsparameter Rechnung tragen. Die Berechnungsmethode der Levelised Electricity Costs basiert auf einer generalisierten Ermittlung jährlicher Zahlungsströme (Cashflows), die auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Anlage finanzmathematisch diskontiert wer-

---

<sup>131</sup> Indirekte Kosten, z. B. hervorgerufen durch unvermeidliche Umweltbeeinträchtigungen in Form von Schall- oder Schattenemissionen, aber auch vermiedene gesellschaftliche Kosten durch eingesparte Folgekosten der verringerten Emission klimarelevanter Gase aus konventionellen Kraftwerken werden nicht berücksichtigt. Die Berechnung der Vollkosten bezieht alle eindeutig identifizierbaren Kostenbestandteile aus der Projektentwicklung, der Errichtung, dem Betrieb und dem Rückbau von Windenergieanlagen ein.

<sup>132</sup> Vgl. dazu IEA (1991), S. 14 ff.

<sup>133</sup> Vgl. Hoppe-Kilpper (2003), S. 106. Von einer Serienfertigung mit entsprechenden Fertigungszahlen kann demzufolge etwa ab dem Jahr 1990 ausgegangen werden.



den. Anschließend wird die originäre Zahlungsreihe in eine mit gleichbleibenden Jahres-Cashflows transformiert (annualisiert bzw. „levelised“), die den gleichen Barwert aufweist. Dieser konstante Jahres-Cashflow wird durch den durchschnittlichen Jahresenergieertrag (eingespeiste elektrische Arbeit während eines Jahres) der Anlage geteilt und damit die spezifischen Gestehungskosten (in IEA (1991), S. 14 als „levelised cost of energy“ bezeichnet) ermittelt.

Diese Methodik wirft einige grundsätzliche Fragen in der Anwendung auf. So sind u. a. die jährlichen Ein-<sup>134</sup> und Auszahlungen<sup>135</sup> für die gesamte Nutzungsdauer zu bestimmen, ein adäquater Diskontierungszinssatz<sup>136</sup> zugrunde zu legen und die Auswirkungen von Preissteigerungen<sup>137</sup> abzuschätzen.

Das Konzept der Berechnung der LEC wird mit nur geringen methodischen Anpassungen auch in aktuellen Veröffentlichungen zugrunde gelegt. So differenziert Schneider (1998)<sup>138</sup> zusätzlich die Kosten in durchschnittliche jährliche kapitalgebundene Kosten, Brennstoff- und Betriebskosten sowie einmalige Abriss- und Rückbaukosten. Die Finanzierung wird anteilig durch Fremd- und Eigenkapital dargestellt und damit ein gewichteter Diskontierungszinssatz (Weighted Average Cost of Capital - WACC) berechnet. Auch die Autoren einer Studie im Auftrag der Weltbank<sup>139</sup> zu Gestehungskosten solarthermischer Kraftwerke unterscheiden die durchschnittlichen jährlichen Kosten in Kapital-, Betriebs- und Instandhaltungskosten, Brennstoffkosten und zusätzlich Kosten von (vermiedenen bzw. anteilig anfallenden) CO<sub>2</sub>-Emissionen, behalten die vorgeschlagene Methodik der LEC aber weitgehend bei. In weiteren Untersuchungen<sup>140</sup> wird im Sinne einer Weiter-

---

<sup>134</sup> Im Fall der Verwendung von realen Markterlösen z. B. Großhandelspreisen aus dem Verkauf der elektrischen Energie können die Mehrkosten einer Technologie bestimmt werden. Für die Berechnung der Gestehungskosten sind hingegen Erlöse für elektrische Energie zu vernachlässigen.

<sup>135</sup> Tatsächlich werden fast ausschließlich durchschnittliche Auszahlungen verwendet, da die zeitpunktgenaue Ermittlung von Jahreszahlungen aus Sicht der IEA im Jahr 1991 sehr schwierig umzusetzen schien.

<sup>136</sup> Die Festlegung des Diskontierungszinssatzes beeinflusst das Ergebnis maßgeblich, da i. d. R. Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien vergleichsweise hohe Investitionen erfordern und damit die Kapitalkosten über einen relativ langen Zeitraum die gesamten Gestehungskosten prägen. Der Diskontierungszinssatz kann entweder aus volkswirtschaftlicher Sicht (Vergleich unterschiedlicher Technologien miteinander) oder betriebswirtschaftlicher Sicht (Vorteilhaftigkeit einer Investition gegenüber Investitionsalternativen) ermittelt werden. Ein Diskontierungssatz aus volkswirtschaftlicher Sicht ist meist deutlich geringer (die Empfehlung der IEA liegt bei 5 - 10 %) als der einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung (15 - 25 %). Beispielhaft für die Diskrepanz dieser Sichtweisen sei auf die streitbehaftete Festlegung eines Eigenkapitalzinssatzes im Rahmen der Regulierung der Netznutzungsentgelte in Deutschland in den letzten Jahren verwiesen.

<sup>137</sup> Die IEA schlägt in der zitierten Veröffentlichung die Verwendung realer Zahlungsbeträge und somit die Vernachlässigung von „normalen“ Preissteigerungen (einer allgemeinen Inflationsrate) vor. Für den Fall, dass die Berechnung unter Berücksichtigung von für die Investition relevanten Steuerarten erfolgen soll, ist die Berücksichtigung nominaler Zahlungsbeträge unumgänglich.

<sup>138</sup> Vgl. Schneider (1998), S. 49 ff.

<sup>139</sup> Vgl. ENERMODAL (1999), S. 40 ff.

<sup>140</sup> Vgl. dazu IE / PROGNOSE (2006), S. 129 ff., Rits / Kirchner (2006), S. 6, Pfaffenberger / Hille (2004), S. 8-1 ff. sowie Dos Santos Bernardes (2004), S. 130 ff.

entwicklung u. a. vorgeschlagen, das Instrument der Sensitivitätsanalyse intensiv anzuwenden, um den Unsicherheiten bei der Bestimmung von Kalkulationsparametern gerecht zu werden. In Kirchner et al. (2007) wird darauf hingewiesen, dass sowohl mit der Verwendung durchschnittlicher Jahreszahlungen als auch dem Diskontieren der jährlichen Cashflows auf den Inbetriebnahmezeitpunkt ein Informationsverlust einhergeht, der für den typischen Anwendungsfall einer vergleichenden Betrachtung von Technologien oder für die politische Entscheidungsvorbereitung jedoch akzeptabel sei. Die Studie im Auftrag der EWEA (2009) verwendet ebenfalls jährliche Durchschnittskosten und konstante Jahreserträge, untersucht aber auch die Auswirkungen unterschiedlicher Standortqualitäten und Kalkulationszinssätze.

Obwohl die LEC Methode prinzipiell auf einer jährlichen Cashflow-Analyse basiert, wurden in der überwiegenden Zahl der Fälle typisierende Jahre zugrundegelegt. Die Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen werden z. B. meist nur für zwei Betriebsphasen der WEA (Jahre 1 bis 10 sowie 11 bis 20) unterschieden.<sup>141</sup> Im Ergebnis hängen die spezifischen Gestehungskosten meist lediglich vom durchschnittlichen Energieertrag einer Windenergieanlage (ausgedrückt als jährliche Volllaststundenzahl oder als prozentualer Vergleich zu einer definierten Referenzanlage) und vom Diskontierungszinssatz ab.

Mit dem im Folgenden dargestellten Anwendungsfall werden die spezifischen Gestehungskosten eines Windenergieprojekts mit der statischen LEC-Kalkulationsmethode ermittelt (zu den Annahmen vgl. Tabelle 4).

Tabelle 4 Kalkulationsparameter für die Berechnungsmodelle zur Ermittlung der spezifischen Gestehungskosten (Basisfall)

Parameter	Ausprägung	Parameter	Ausprägung
WEA	10 WEA Enercon E-82/108 m NH, je 2,0 MW, betriebsbereit inkl. Umspannwerk 20-/110-kV	Jährlicher Energieertrag (P50) <sup>142</sup>	50.000 MWh (freie Anströmung), 92 % Parkwirkungsgrad, 5 % Verluste, = 43.700 MWh im Park (2.185 Volllaststunden pro WEA pro Jahr)
Investition gesamt	26,0 Mio. EUR	Wartung und Instandhaltung WEA	0,97 ct/kWh
Fremdkapital	18,2 Mio. EUR (70% der Investition) 20 Jahre Tilgung 6,5 % Zins (konst.)	Sonstige Betriebskosten	0,65 % der Investition (jährlich)
Liquiditätsreserven	keine	Pachtaufwand	3 % der Erlöse (jährlich)
Eigenkapital	7,8 Mio. EUR (Zielrendite 12 %)	Inflation	0 %

<sup>141</sup> Vgl. dazu z. B. Rehfeldt (2003), S. 16 und Kruck / Eltrop (2004), S. 15.

<sup>142</sup> Zu den Überschreitungswahrscheinlichkeiten des Jahresenergieertrages (P50) vgl. Fußnote 151 auf Seite 58.

Parameter	Ausprägung	Parameter	Ausprägung
Betriebsdauer	21 Jahre	Rücklage für Rückbau	100.000 EUR/WEA (linear anzusparen über 20 Jahre)
Abschreibungszeit- raum	20 Jahre		
Ertragsteuersatz	25 %		

Mit diesen Kalkulationsparametern wurden die spezifischen Gestehungskosten mit einem vereinfachten LEC-Berechnungsmodell unter Verwendung von durchschnittlichen Ein- und Auszahlungen mit 7,84 ct/kWh berechnet. Alle Ein- und Auszahlungen der Betriebsjahre sind konstant. Insbesondere die gleichbleibenden Zinszahlungen, die nicht den fortgeschrittenen Tilgungsstand des Fremdkapitals berücksichtigen, führen in diesem vereinfachten Berechnungsmodell auf Basis durchschnittlicher Jahres-Cashflows zu zeitlich vorgezogenen Ausschüttungen auf das Eigenkapital und damit zu niedrigeren spezifischen Gestehungskosten. Auch der Einfluss der Inflation und die in der Realität aufgrund sinkender Fremdkapitalzinsen jährlich steigenden Ertragsteuern werden in diesem Ansatz nicht berücksichtigt. Diese Vereinfachungen sind, wie im folgenden Gliederungspunkt beschrieben, mit detaillierten Cashflow-Modellen aufzuheben.

#### 4.1.3.2. Ermittlung der Gestehungskosten mit dem DCF-Modell WIND-URA

Die Methode zur Ermittlung der Summe der auf das Basisjahr diskontierten periodenindividuellen Cashflows (detailliertes Discounted Cashflow DCF-Modell) ist im dafür entwickelten Modell **WIND-URA**<sup>143</sup> implementiert. Eine Bewertung von Investitionsalternativen erfolgt durch potentielle Investoren i. d. R. durch die Verwendung der Kapitalwertmethode bzw. die Interne Zinsfuß-Methode.<sup>144</sup> Die Modellierung von Windenergieprojekten erfordert eine möglichst realitätsnahe Abbildung der Zahlungsströme hinsichtlich der Höhe des erwarteten Zahlungsbetrages und der Periodenzuordnung jeder einzelnen Ein- bzw. Auszahlung. Cashflow-Modelle werden häufig unter Verwendung der Methode der Vollständigen Finanzpläne (VOFI) erstellt.<sup>145</sup> Im Gegensatz zur Kapitalwertmethode, die für die diskontierten Ein- und Auszahlungen häufig Abschätzungen vornimmt, ist die Anwendung der Methode der Vollständigen Finanzpläne detaillierter. Sie umfasst neben originären Daten, die sehr genau geplant oder prognostiziert werden können (z. B. die Anschaffungsauszahlungen, das eingesetzte Eigenkapital), auch abgeleitete Daten, die sich aus dem Projektverlauf ergeben (z. B. Zins- und Steuerzahlungen). Diese leiten sich aus den originären Daten und weiteren Parametern wie dem Zins- und Steuersatz ab. Dadurch sind derartige Cashflow-Modelle wesentlich genauer und berücksichtigen insbesondere in Verbindung mit

<sup>143</sup> Das Modell „WIND energy Uncertainties and Risk Analysis (WIND-URA)“ wurde vom Verfasser im Rahmen eines Industrieprojektes erstellt und am Lehrstuhl Energiewirtschaft an der BTU Cottbus kontinuierlich weiterentwickelt. Zu Aufbau und Anwendungen dieses Modells vgl. Pforte et al. (2008a). An die Ausführungen in diesem Artikel lehnen sich die folgenden Erläuterungen an.

<sup>144</sup> Die zugrunde liegenden Cashflow-Modelle sind meist individuelle Entwicklungen von Investoren. Ein frei im Internet verfügbares Cashflow-Modell ist das System „RET Finance“ des National Renewable Energy Laboratory NREL (vgl. NREL (2009)).

<sup>145</sup> Zur Methode der Vollständigen Finanzpläne vgl. u. a. Grob (2001).

Simulationen mögliche Schwankungen der Ein- und Auszahlungen (bzw. der zugrunde liegenden Erlös- und Kostenpositionen) und damit z. B. die stark veränderlichen Ertragsteuerzahlungen. Die Prognose der einzelnen Zahlungen bleibt gleichwohl eine schwierige Aufgabe bei der Abbildung eines Investitionsvorhabens.

Das Microsoft Excel basierte Modell WIND-URA baut auf einem detaillierten Cashflow-Modell auf (vgl. Abbildung 7).

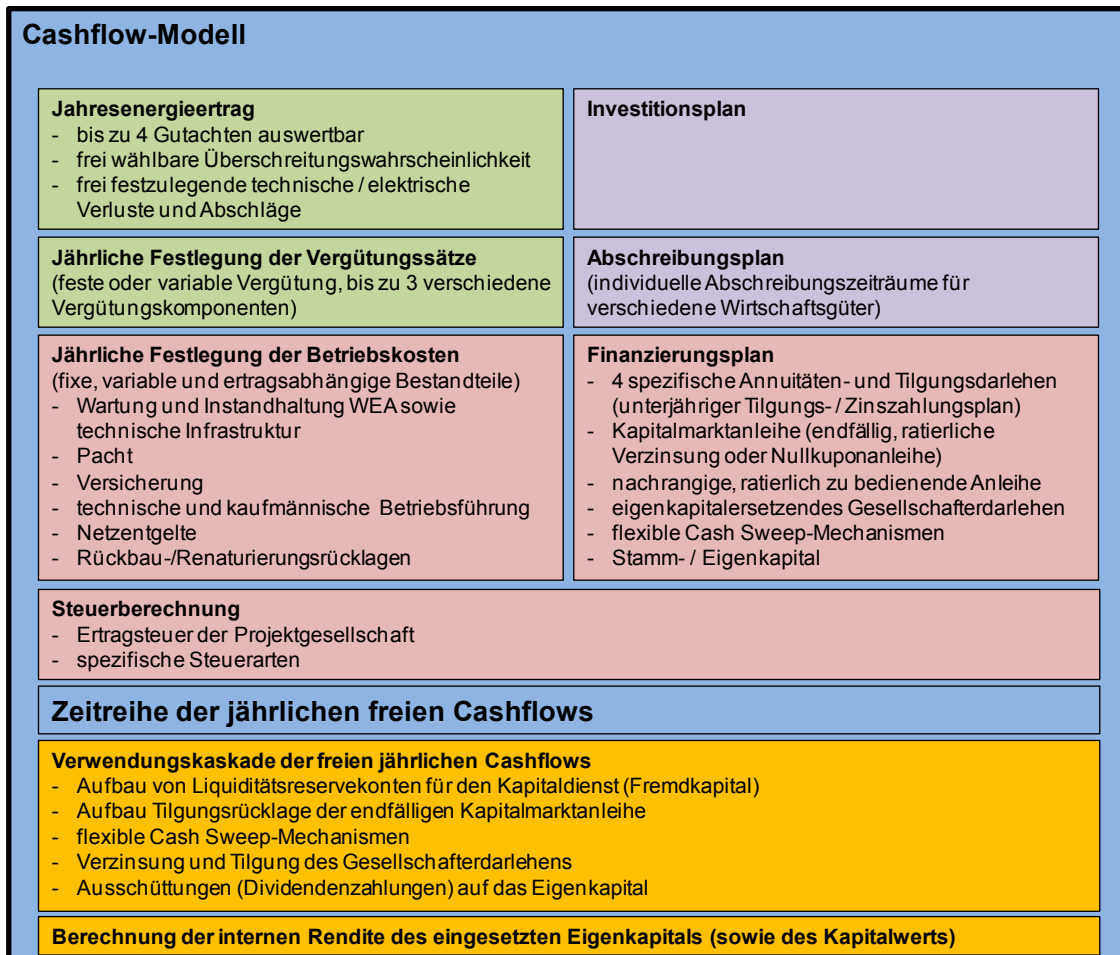


Abbildung 7 Übersicht über das Cashflow-Modell im Modell WIND-URA

Dazu werden die verschiedenen Zeitreihen der einzelnen Zahlungsflüsse für den Untersuchungszeitraum  $T$  (z. B. 20 vollständige Jahre und Jahr der Inbetriebnahme) in thematisch geordneten Arbeitsblättern berechnet. Aus der Analyse von bis zu vier Windpotenzialanalysen, weiteren relevanten Projektinformationen und der frei wählbaren Überschreitungswahrscheinlichkeit kann der zugrunde liegende Jahresenergieertrag pro Jahr bestimmt werden.

Durch Multiplikation mit den spezifischen Vergütungen für die eingespeiste elektrische Energie  $ENERT_t$  [in MWh/a] werden die jährlichen Einzahlungen  $EINZ_t$  [in EUR/a] ermittelt (Gleichung (3)).

Die spezifische, auf eine Einheit der eingespeisten Energie (z. B. 1 kWh oder 1 MWh) bezogene Vergütung kann, in Abhängigkeit des geltenden Fördersystems der Windenergienutzung (vgl. Gliederungspunkt 5.5 und 7.4), im Modell aus bis zu drei Komponenten bestehen (spezifischer Preis für die eingespeiste Men-

ge Elektroenergie  $PEL_t$ , für zugewiesene Zertifikate  $PZERT_t$  sowie für den Verkauf eines entsprechenden Herkunftsnachweises  $PHERK_t$  im Jahr  $t$  jeweils in EUR/MWh). Für diese Vergütungskomponenten können beliebige Zeitreihen abgebildet werden.

$$EINZ_t = ENERT_t \cdot (PEL_t + PZERT_t + PHERK_t) \quad \forall t \in T \quad (3)$$

Die jährlichen Auszahlungen  $AUSZ_t$  umfassen sechs Kategorien von Betriebskosten (vgl. Abbildung 7),<sup>146</sup> die mit individuellen Berechnungsmethoden über den Betrachtungszeitraum abgebildet werden können. Sie können fixe ( $AUSZF_t$ ), umsatzabhängige (Umsatzfaktor  $UMSF_t$  in % multipliziert mit dem Betrag der jährlichen Einzahlungen  $EINZ_t$ ) und energieertragsabhängige (Energieertragsfaktor  $ERTF_t$  in EUR/MWh multipliziert mit dem Energieertrag des Jahres) Komponenten enthalten (Gleichung (4)).

$$AUSZ_t = AUSZF_t + (UMSF_t \cdot EINZ_t) + (ERTF_t \cdot ENERT_t) \quad \forall t \in T \quad (4)$$

Des Weiteren wird der Kapitaldienst (planmäßige Zinszahlungen  $ZINS_t$  und Tilgungsleistungen  $TILG_t$  sowie Zinsen für ein mögliches Überbrückungsdarlehen zur Vermeidung von Liquiditätsengpässen  $ZINSLH_t$ ) für verschiedene Finanzierungsinstrumente detailliert abgebildet. Es besteht die Möglichkeit, bis zu vier verschiedene Tilgungs- oder annuitätische Darlehen sowie eine nachrangige, ratierlich zu bedienende Anleihe, ein Gesellschafterdarlehen und originäres Eigenkapital (Stammkapital der Projektgesellschaft) einzusetzen. Darauf aufbauend werden jeweils spezifische Zins- und Tilgungspläne auf Quartalsbasis berechnet und zum jährlichen Kapitaldienst  $KAPD_t$  zusammengefasst (Gleichung (5)).

$$KAPD_t = ZINS_t + TILG_t + ZINSLH_t \quad \forall t \in T \quad (5)$$

Der Investitionsplan ordnet die Vermögensgegenstände verschiedenen Klassen von Wirtschaftsgütern zu, um individuelle Abschreibungsdauern und Abschreibungsmethoden zu berücksichtigen. Aus den jährlichen Ein- und Auszahlungen, dem Finanzergebnis  $FERG_t$  (Habenzinsen auf die gehaltenen Liquiditätsreserven und Rücklagen), der Abschreibung  $AfA_t$  und den steuerlich abzugsfähigen Zinsen<sup>147</sup>  $ZINSST_t$  werden die jährlichen und kumulierten steuerlichen Bemessungsgrundlagen ( $STBGL_t$  und  $STBGLK_t$ ; Gleichung (6) und Gleichung (7)) und unter Anwendung des Steuersatzes  $STS_t$  die Ertragsteuerzahlungen der Projektgesellschaft ( $STEU_t$ ) berechnet (Gleichung (8)).

$$STBGL_t = EINZ_t + FERG_t - AUSZ_t - ZINSST_t - AfA_t \quad \forall t \in T \quad (6)$$

<sup>146</sup> Im Modell WIND-URA wurde keine Unterscheidung des zeitlichen Anfalls von Kosten und Erlösen sowie damit zusammenhängender Auszahlungen und Einzahlungen innerhalb eines Jahres vorgenommen.

<sup>147</sup> Im Modell kann die generelle steuerliche Anrechenbarkeit von Fremd- und Eigenkapitalzinsen ausgewählt sowie eventuelle Höchstbeträge (Zinsschranken) berücksichtigt werden.

$$STBGLK_t = \sum_{p=1}^t STBGL_p \quad (7)$$

$$\forall t \in T, p \leq t$$

$$STEU_t = \begin{cases} STBGL_t \cdot STS_t & \text{für } (STBGLK_t \geq STBGL_t > 0) \\ STBGLK_t \cdot STS_t & \text{für } (0 < STBGLK_t < STBGL_t) \\ 0 & \text{für } (STBGLK_t \leq 0) \end{cases} \quad (8)$$

$$\forall t \in T$$

Die Ein- und Auszahlungen, das Finanzergebnis sowie der Kapitaldienst und die Steuerzahlungen eines jeden Jahres werden in der Cashflow-Berechnung zusammengeführt. Im Ergebnis liegen die jährlichen freien Zahlungsmittelüberschüsse  $FCF_t$  (nach Kapitaldienst und Steuern) vor (Gleichung (9)). Zur Vermeidung von Liquiditätsengpässen wurde im Modell die Möglichkeit der unbegrenzten Aufnahme von Überbrückungskrediten  $LH_t$  in den einzelnen Perioden implementiert. Diese sind jedoch auf die vollständige Abdeckung der laufenden Auszahlungen, des Kapitaldienstes auf das Fremdkapital sowie der Steuerzahlungen begrenzt und stehen lediglich dann zur Verfügung, wenn die angesammelten Liquiditätsreserven in einem Jahr zu deren Bedienung nicht ausreichen. Die Überbrückungskredite sind in den Folgejahren vorrangig vor einer anderweitigen Verwendung der freien Cashflows zurückzuführen ( $TILGLH_t$ ).

$$FCF_t = EINZ_t + FERG_t - AUSZ_t - KAPD_t - STEU_t + LH_t - TILGLH_t$$

$$FCF_t \geq 0 \quad (9)$$

$$\forall t \in T$$

Die jährlichen freien Cashflows werden in einer Verwendungskaskade (dem sog. Cashflow Waterfall, Gleichung (10)) eingesetzt, um (in der nachfolgend aufgeführten Reihenfolge)

- die vertragsgemäßen Liquiditätsreserven aufzubauen,
- evtl. Rücklagen zur Tilgung der endfälligen Anleihe ( $RÜCKLANL_t$ ) anzusparen,
- ggf. im Rahmen eines Cash Sweep außerplanmäßige Tilgungen auf das Fremdkapital ( $CS_t$ ) zu leisten,
- das u. U. eingesetzte Gesellschafterdarlehen zu verzinsen und anteilig zu tilgen ( $ZINSGES_t$  und  $TILGGES_t$ ) sowie schließlich
- Ausschüttungen bzw. Dividendenzahlungen ( $EKAUS_t$ ) auf das eingesetzte Eigenkapital vorzunehmen.

Die Berechnungen berücksichtigen, dass die tatsächlichen Dotierungen der vertraglichen Liquiditätsreserven ( $RLDOT_t$ ), der Rücklage zur Tilgung der Anleihe sowie der Verzinsung und Tilgung des Gesellschafterdarlehens in einzelnen Jahren evtl. nicht bzw. nicht vollständig geleistet werden können.

$$\begin{aligned}
 EKAUS_t &= FCF_t - CS_t - RLDOT_t - ZINSGES_t \\
 &- TILGGES_t - RÜCKLANL_t \\
 &\quad \forall t \in T
 \end{aligned}
 \tag{10}$$

Die Anwendung der Systematik des Cashflow Waterfall erfolgt in der Realität unmittelbar nach Erstellung des Jahresabschlusses und Feststellung des freien Cashflows. Dieser Zeitpunkt liegt häufig am Ende des ersten Quartals des darauffolgenden Jahres. Somit kann auch die Auszahlung der Ausschüttungen bzw. Dividenden erst zu diesem Zeitpunkt erfolgen. Da das Modell WIND-URA Jahre als kleinste Zeiteinheit zugrundelegt, wird die Verwendung der freien Cashflows im Jahr der Entstehung abgebildet.

Die jährlichen Ausschüttungen bzw. Dividendenzahlungen werden anschließend verwendet, um mittels der Internen Zinsfußmethode die durchschnittliche jährliche Verzinsung  $INT$  bezogen auf das annahmegemäß vollständig im Jahr 0 eingesetzte Eigenkapital ( $EKEIN_0 > 0$ ) über den Betrachtungszeitraum  $T$  zu berechnen (Gleichung (11)).

$$0 = C_0 = \sum_{t=1}^T \frac{EKAUS_t}{(1+INT)^t} - EKEIN_0
 \tag{11}$$

Mit dem Modell WIND-URA kann in der Grundanwendung, ausgehend von einer Belegung aller Variablen, für auszuwählende Szenarien (z. B. einer bestimmten Überschreitungswahrscheinlichkeit des Jahresenergieertrages) die Berechnung des internen Zinssatzes bezogen auf das eingesetzte Eigenkapital (Eigenkapitalrendite) vorgenommen werden.

Des Weiteren kann durch die retrograde Anwendung des Modells die Berechnung der spezifischen Gestehungskosten ( $SGK_t$ ) eines Investitionsvorhabens als die in diesem Fall verbleibende freie Variable erfolgen. Dazu sind neben allen weiteren Variablen auch die zu erreichende Eigenkapitalrendite exogen vorzugeben und z. B. durch eine iterative Zielwertsuche die dafür notwendigen (minimalen) spezifischen Gestehungskosten zu berechnen. Mit den in Tabelle 4 und ergänzend in Tabelle 5 aufgeführten Parametern werden in dieser retrograden Anwendung nach der detaillierten DCF-Methode spezifische Gestehungskosten (in diesem Fall analog einer möglichen Einspeisevergütung konstant über die gesamte Betriebsdauer) in Höhe von 8,21 ct/kWh berechnet. Die berechneten spezifischen Gestehungskosten können anschließend ggf. in geeigneter Weise weiter in die drei zugrunde liegenden Komponenten pro Mengeneinheit der eingespeisten Elektroenergie (Gleichung (12)) aufgliedert werden.

$$SGK_t = (PEL_t + PZERT_t + PHERK_t)
 \quad \forall t \in T
 \tag{12}$$

Diese Modellanwendung vernachlässigt jedoch noch wesentliche Charakteristiken der zugrunde liegenden Projektfinanzierungen.<sup>148</sup> So umfassen z. B. durch-

<sup>148</sup> Investitionen in Erneuerbare Energien werden überwiegend durch Projektfinanzierungen dargestellt. Dabei stellt die gesamte Wirtschaftlichkeitsberechnung als auch die Besicherung einer

schnittliche Laufzeiten einer Fremdfinanzierung nicht den gesamten Nutzungszeitraum eines Windenergieprojektes von erwarteten 20 bis 25 Jahren. Sie betragen i. d. R. etwa 12 bis max. 17 Jahre. Zusätzlich sind zur Absicherung des zu leistenden Kapitaldienstes der Folgeperioden Liquiditätsreserven anzusparen, die bspw. 50 % des Kapitaldienstes des Folgejahres betragen können. Unter Berücksichtigung dieser beiden Parameter (16 Jahre Laufzeit der Fremdfinanzierung und Aufbau von Liquiditätsreserven in Höhe von 50 % des Kapitaldienstes des Folgejahres) betragen die spezifischen Gestehungskosten im untersuchten Fall 8,81 ct/kWh (+ 7,3 % zum Basisfall der mit dem Modell WIND-URA ermittelten spezifischen Kosten unter Verwendung des detaillierten DCF-Modells).

Tabelle 5 Ergänzung der Kalkulationsparameter aus Tabelle 4 für die Berechnungen nach der detaillierten DCF-Methode in dieser Arbeit

Parameter	Ausprägung
Wartung und Instandhaltung WEA	1,1 ct/kWh (davon 50 % in den ersten 5 Betriebsjahren)
Liquiditätsreserven	0 % bzw. 50 % des Kapitaldienstes des Folgejahres
jährliche Kostensteigerung	2,0 %

Die Zusammensetzung der jährlichen Cashflows über den Betrachtungszeitraum im Vergleich zur Berechnung des vorangegangenen Kapitels ist in Abbildung 8 dargestellt. Deutlich wird, dass der im vorangegangenen Gliederungspunkt dargestellte Ansatz einer Verwendung von durchschnittlichen Jahres-Cashflows nicht der Praxis von Projektfinanzierungen entspricht und demzufolge detaillierte Modelle zur Analyse eingesetzt werden sollten.

Generell führen die Eigenschaften von Projektfinanzierungen zu zeitlich verzögerten Ausschüttungen auf das Eigenkapital und damit geringeren internen Zinssätzen. Ursache dafür ist die Vorrangigkeit der Bedienung des Fremdkapitals vor den Auszahlungen auf das eingesetzte Eigenkapital sowie die Bildung von Liquiditätsrücklagen.

---

Fremdfinanzierung ausschließlich auf die Zahlungsüberschüsse und Vermögensgegenstände ab, die mit dem Projekt im Zusammenhang stehen. Normalerweise stehen dem Fremdkapitalgeber dabei keine Garantien oder Bürgschaften von Gesellschaftern oder anderen beteiligten Parteien zur Verfügung. Zur Realisierung der Investition wird i. d. R. eine Ein Zweckgesellschaft (Special Purpose Entity) gegründet. Eine über den gesamten Betrachtungszeitraum nicht ausreichende Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Anlagen führt somit zur Insolvenz der Betriebsgesellschaft und zu einem Zahlungsausfall bei den Fremd- und Eigenkapitalgebern.



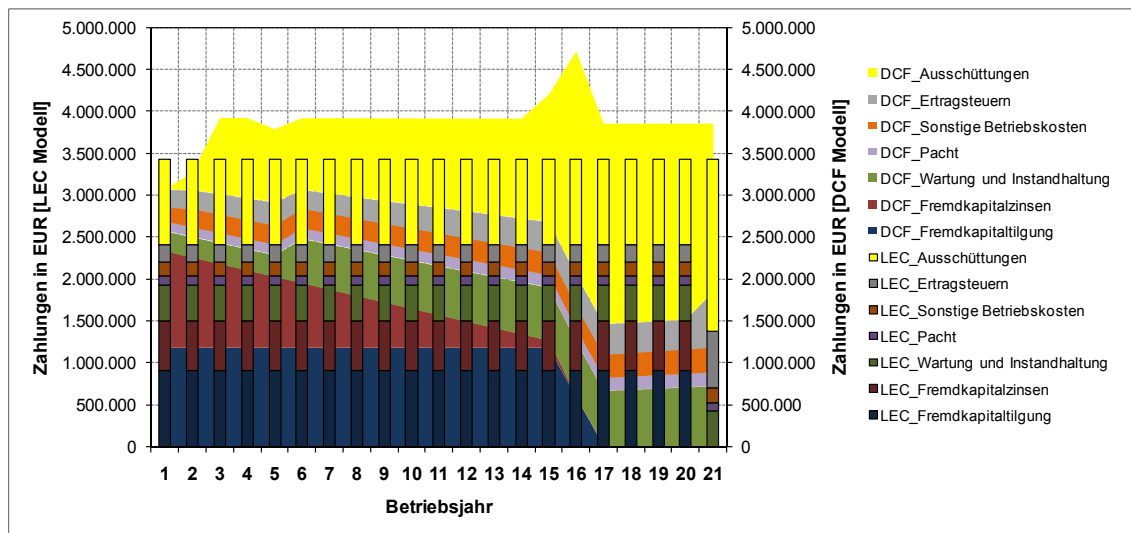


Abbildung 8 Vergleich ausgewählter Zahlungsreihen der durchgeführten Berechnungen mit dem vereinfachten LEC- sowie dem detaillierten DCF-Ansatz

Eine Veränderung des Fremdkapitalzinssatzes von 6,5 % auf 7,0 % erhöht die spezifischen Gestehungskosten im Basisfall der detaillierten DCF-Methodik auf 8,35 ct/kWh, eine Verringerung auf 5,5 % verringert sie auf 7,93 ct/kWh. Für ausgewählte Variationen einzelner Parameter sind die spezifischen Gestehungskosten in Abbildung 9 dargestellt. Zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Werten ergibt sich eine Differenz von 1,03 ct/kWh. Diese Spannweite der Berechnungsergebnisse verdeutlicht die Notwendigkeit, die Kalkulationsparameter im Vorfeld einer Berechnung sehr sorgfältig zu bestimmen.

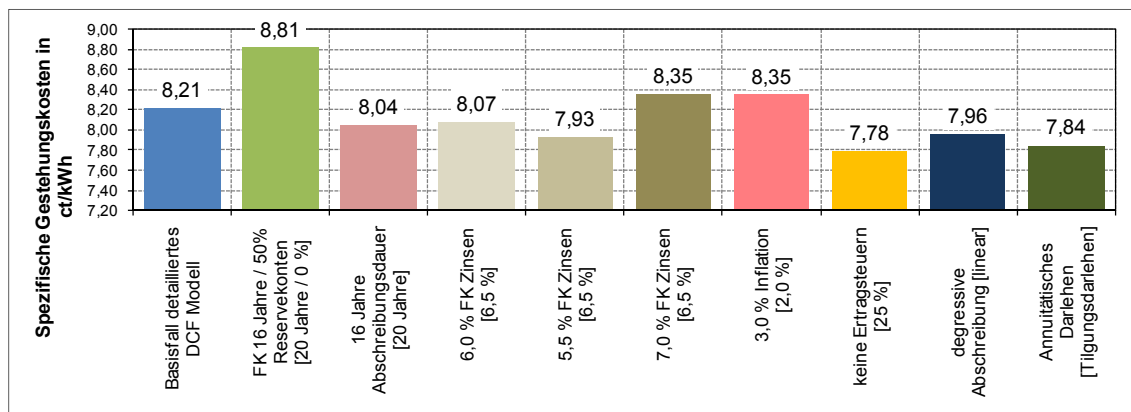


Abbildung 9 Darstellung der spezifischen Gestehungskosten unter Verwendung der detaillierten DCF-Methode bei Variation ausgewählter Parameter (in eckigen Klammern sind die Ausprägung der Parameter im Basisfall dargestellt)

In Abbildung 10 sind die Ergebnisse einer durchgeführten Sensitivitätsanalyse für eine zugrunde liegende Projektfinanzierung und Abbildung mit dem detaillierten DCF-Ansatz dargestellt. Die spezifischen Gestehungskosten in diesem Projekt betragen im Referenzfall 8,81 ct/kWh. Erwartungsgemäß beeinflussen die Investition sowie die Standortqualität (ausgedrückt als Volllaststunden pro Jahr) die spezifischen Gestehungskosten am stärksten. Eine Reduzierung der Investition

um 30 % auf 19,1 Mio. EUR geht mit einer Verringerung der spezifischen Gesteungskosten auf 6,38 ct/kWh einher.<sup>149</sup>

Im betrachteten Intervall der Sensitivitätsanalyse von -30 % bis +30 % bezogen auf die Ausprägung der ausgewählten Modellparameter verändert sich das Berechnungsergebnis (mit Ausnahme der Parameter der Standortqualität und des Fremdkapitalanteils an der Finanzierung) nahezu linear mit deren Variation. Höhere Volllaststunden von 2.841 gegenüber 2.185 (+30 %) verringern die spezifischen Gesteungskosten auf 7,03 ct/kWh. Deutlich wird, dass mit veränderter Standortqualität (z. B. bei lediglich 1.530 Volllaststunden pro Jahr) sich die spezifischen Gesteungskosten nichtlinear und überproportional (im Beispiel auf 12,14 ct/kWh) ändern. Damit wird deutlich, dass die Standortwahl bei einem Windenergieprojekt eine entscheidende Bedeutung hat.

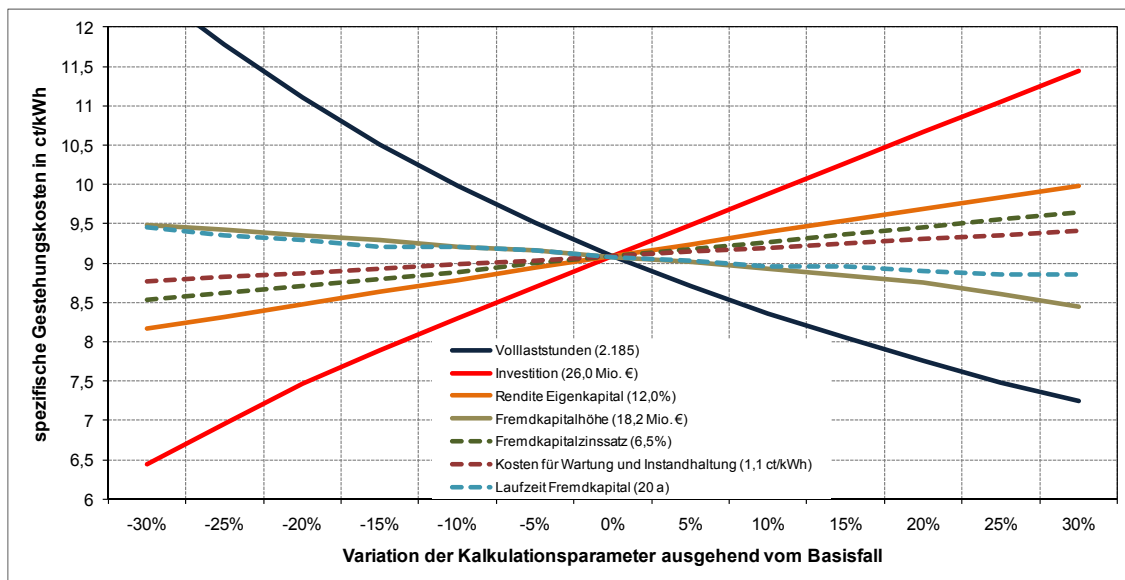


Abbildung 10 Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bezüglich der mit dem statischen DCF-Modellansatz ermittelten spezifischen Gesteungskosten (in runden Klammern sind die Parameter im Basisfall dargestellt)

Bei einer Verringerung des Renditeanspruchs auf das eingesetzte Eigenkapital (Eigenkapitalkosten) von 12,0 % auf 8,4 % sinken die spezifischen Gesteungskosten um 0,9 ct/kWh (bzw. 10,2 %) auf 7,91 ct/kWh. Diesen Umstand konnten z. B. dänische Privatinvestoren in den letzten Jahren nutzen. Im Fall hoher persönlicher Einkommen und damit Steuerzahlungen sowie aufgrund einer einkommensteuerlichen Begünstigung von Investitionen auch außerhalb Dänemarks waren sie bereit, für am Markt angebotene Windenergieprojekte höhere Preise zu zahlen oder in Projekte mit geringeren Renditeaussichten zu investieren. Der er-

<sup>149</sup> Nach Erkenntnissen des Verfassers aus der Begleitung zahlreicher internationaler Windenergieprojekte sowie z. B. nach IE / PROGNOSE (2006), S. 239, BWE (2008) und Albers (2007) ist nicht zu erwarten, dass die Investitionen in WEA-Projekte mittelfristig weiter deutlich sinken werden. Die Erfahrungskurven- und Kostendegressionspotenziale scheinen für die aktuelle WEA-Technologie weitgehend ausgeschöpft (vgl. Albers (2007)). Ggf. könnte die Fertigung in Ländern mit geringeren Lohnkosten die Herstellungskosten noch senken. Allerdings wären in diesem Fall auch höhere Transportkosten zu berücksichtigen.

zielbare zusätzliche Steuervorteil konnte die geringere Vorsteuerrendite der Investitionsprojekte ausgleichen. Aktuelle Verlustanrechnungsmöglichkeiten aus ihren Investitionen konnten zu einer zeitlichen Steuerlastverschiebung und damit in einer Gesamtbetrachtung zu Renditen von etwa 12,0 % auf das eingesetzte Eigenkapital trotz der höheren Anfangsinvestition führen. Die Berücksichtigung der Ebene der Eigenkapitalgeber führt bei Modellen zur Berechnung der spezifischen Gestehungskosten von Windenergieprojekten jedoch zu weit. Die individuellen Verhältnisse der Anteilseigner würden eine Verallgemeinerung der Ergebnisse einschränken.

Im Rahmen weiterer Anwendungen des Modells WIND-URA können durch eine ex ante Festlegung der Zielrendite (vgl. Abbildung 11) u. a.

- (A) unterschiedliche Projekte miteinander verglichen bzw. der notwendige Mindest-Jahresertrag im Rahmen einer Standortsuche zur Erreichung eines vorgegebenen Renditeziels ermittelt werden,
- (B) die maximale Investition bestimmt werden, die bei einem vorgegebenen Energieertrag zu dieser Zielrendite führt,
- (C) Höchstgrenzen für Betriebskosten ermittelt werden (wirtschaftliche Projekt-optimierung) sowie
- (D) die Gesamtfinanzierung strukturiert werden (Laufzeiten, Finanzierungsbestandteile, Cash Sweep-Ausgestaltung, Eigenkapitalanteil, ect.).

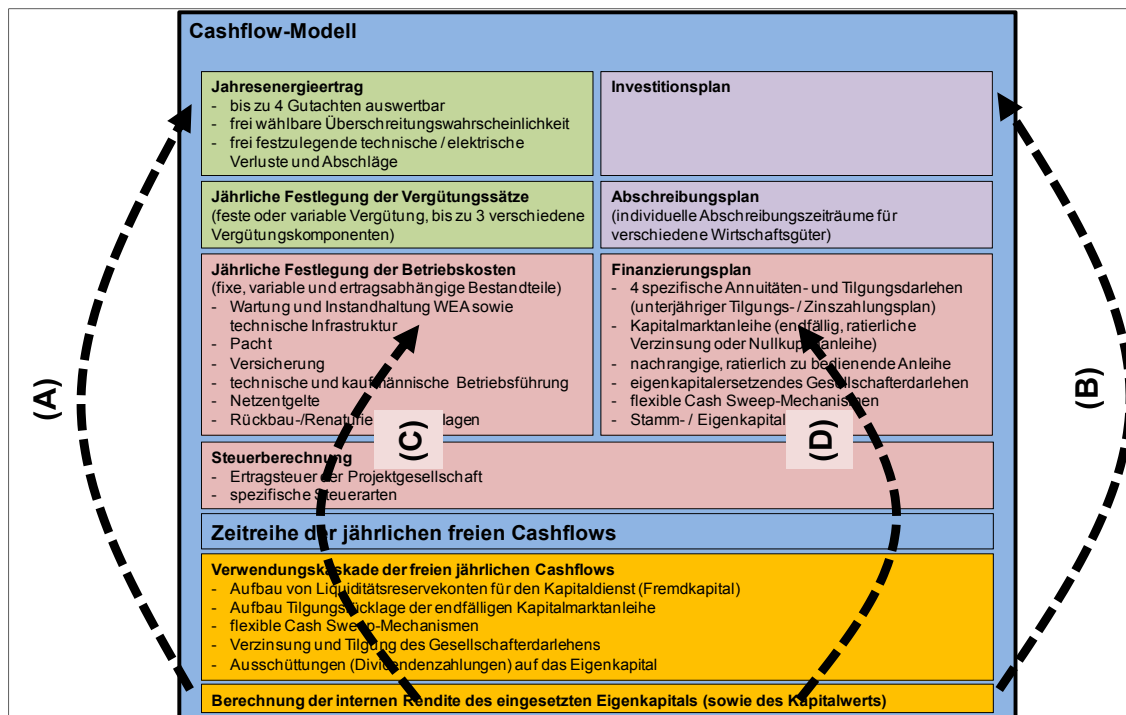


Abbildung 11 Zusätzliche Anwendungsfälle für das Modell WIND-URA (zur Erläuterung der Großbuchstaben vgl. den vorstehenden Textabschnitt)

### 4.1.3.3. Entwicklung eines Monte-Carlo Simulationsansatzes

Die in den vorangegangenen beiden Gliederungspunkten beschriebenen statischen Modellansätze zur Ermittlung der spezifischen Gestehungskosten von Windenergieprojekten vernachlässigt die charakteristische Eigenschaft der Variabilität der Windenergienutzung. Die Annahme konstanter Jahresenergieerträge wird in der Realität über den gesamten Betrachtungszeitraum wahrscheinlich nicht zu beobachten sein. Vielmehr unterscheiden sich die Jahresenergieerträge eines Windenergieprojekts im Zeitverlauf z. T. deutlich. Allerdings können Investoren diese Variabilität im Rahmen ihrer Investitionsentscheidung maßgeblich beeinflussen. In Gliederungspunkt 6.4 dieser Arbeit wird beschrieben, dass bei einer geeigneten Portfolio-Zusammenstellung von weiträumig verteilten WEA-Standorten die jährlichen Schwankungen der Energieerträge des Portfolios fast vollständig eliminiert werden können. Zur Nutzung dieses Effekts bedarf es keiner elektrischen Integration aller Standorte in einem ausgedehnten Netzgebiet. Des Weiteren unterscheiden sich die jährlichen Schwankungen der Energieerträge von Standorten (vgl. Abbildung 72 im Anhang) signifikant. Mitteleuropäische Standorte weisen vergleichsweise hohe Schwankungsbreiten von bis zu 21,7 % (Variationskoeffizient der Jahresenergieerträge ermittelt aus den NCEP Daten, vgl. Kapitel 6.2) auf, während insbesondere offshore-Standorte in der Nordsee oder Standorte in Großbritannien und Irland nur geringe Unterschiede zwischen den (historisch beobachteten) Jahresenergieerträgen zeigen.

Neben der Möglichkeit, durch eine gezielte Standortauswahl oder eine Portfoliobildung das mit schwankenden Jahresenergieerträgen verbundene finanzielle Risiko einer Investition zu vermindern, sollten mittels eines Simulationsansatzes die Auswirkungen variierender Energieerträge auch in betriebswirtschaftlichen Modellen erfasst werden.

Investitionen in Windenergieprojekte werden häufig in Form einer Projektfinanzierung durchgeführt. Damit stehen zur Bedienung des Kapitaldienstes auf das eingesetzte Fremdkapital und zur Erzielung einer angemessenen Rendite auf das Eigenkapital ausschließlich die freien Cashflows über die Nutzungsdauer zur Verfügung. Trotz der in Groschke et al. (2009b) nachgewiesenen Annahme, dass die Jahresenergieerträge von Windenergieprojekten normalverteilt sind und um ihren Erwartungswert (im Folgenden  $\overline{ENERT}$  bzw.  $\mu$ ) mit einer Standardabweichung  $\sigma$  schwanken, können einzelne Jahresenergieerträge oder mehrere aufeinander folgende mehr oder weniger stark vom Erwartungswert abweichen. Damit sind auch Konstellationen möglich, in denen infolge mehrerer aufeinanderfolgender Jahre mit unterdurchschnittlichen Jahresenergieerträgen die finanziellen Verpflichtungen von der Projektgesellschaft nicht oder nicht in vollem Umfang erfüllt werden können.

Darauf aufbauend wenden die Fremd- und Eigenkapitalgeber verschiedene Risikominderungsstrategien bei der Finanzierung an. Sie

- a) verwenden (ggf. pauschale) Abschläge auf den Erwartungswert des Jahresenergieertrages,<sup>150</sup>
- b) legen ihren Wirtschaftlichkeitsberechnungen einen Jahresenergieertrag zugrunde, der mit einer höheren als einer 50 %-igen Überschreitungswahrscheinlichkeit erreicht wird,<sup>151</sup>
- c) verringern den Höchstbetrag des angebotenen Fremdkapitals aufgrund einer Nebenrechnung zum eigentlichen Cashflow-Modell mit zugrunde liegenden niedrigeren Jahresenergieerträgen oder
- d) fordern von der Projektgesellschaft auf einer vertraglichen Basis den Aufbau und die Vorhaltung von Zahlungsmittelreserven zur Abdeckung von Liquiditätsgaps bzw. eine Nachschusspflicht der Eigenkapitalgeber im Fall von Liquiditätsunterdeckungen.

Diese Maßnahmen verringern die Renditeaussichten der Eigenkapitalgeber<sup>152</sup> oder auch die Wahrscheinlichkeit für einen potentiellen Investor oder Fremdkapitalgeber, im Fall einer Ausschreibung einer finanziellen Beteiligung an dem Projekt den Zuschlag zu erhalten.<sup>153</sup> Deshalb sind Modellansätze erforderlich, die eine sachgerechte Ermittlung und Bewertung von Projektrisiken gewährleisten.

Moderne Risikomanagementansätze sollten die Variabilität der Windenergie berücksichtigen. So können z. B. Tilgungsvereinbarungen dahingehend flexibilisiert werden, dass in Jahren mit einem überdurchschnittlichen Jahresenergieertrag zusätzliche Tilgungen geleistet werden (Cash Sweep-Verfahren).<sup>154</sup> Der Zinssatz für das Fremd- oder Eigenkapital kann des Weiteren eine erfolgsabhängige Komponente beinhalten, die einen Zinsaufschlag in Jahren mit einem überplan-

---

<sup>150</sup> Die Anwendung von pauschalen Sicherheitsabschlägen (etwa 5 bis 15 %) war insbesondere in Deutschland bis etwa zum Jahr 2006 verbreitet. Davon zeugt eine Vielzahl von aufgelegten Kapitalanlageprospekten von Windenergieprojekten.

<sup>151</sup> Der Erwartungswert des Jahresenergieertrages weist eine 50 %-ige Überschreitungswahrscheinlichkeit auf. Dieser Wert wird häufig auch als P50-Wert oder P50-Ertrag bezeichnet. Investoren und Fremdkapitalgeber verwenden für ihre zugrunde liegenden Wirtschaftlichkeits- und Risikobetrachtungen bspw. den P75- (75 %-ige Überschreitungswahrscheinlichkeit eines bestimmten Jahresertrages) oder den P90-Ertrag. Der P90-Ertrag wird häufig von Banken verwendet, um den Höchstbetrag des gewährten Fremdkapitals festzulegen (sog. debt sizing). Die Überschreitungswahrscheinlichkeiten hängen im Wesentlichen von den ermittelten oder abgeschätzten Unsicherheiten bei der Berechnung der Windverhältnisse und des Jahresenergieertrages ab. Vgl. dazu u. a. Klug / Strack (2004).

<sup>152</sup> Aufgrund niedrigerer Fremdkapitalanteile der Finanzierung erhöht sich das einzusetzende Eigenkapital. Damit verringert sich aufgrund des Leverage-Effekts die Eigenkapitalrendite.

<sup>153</sup> Eine zu „vorsichtige“ Kalkulation aufgrund einer sehr hohen Risikoaversion der potentiellen Fremd- und Eigenkapitalgeber führt dazu, dass bei einer ausreichenden generellen Finanzierungsbereitschaft des Gesamtmarktes diese besonders risikoaversen Anbieter vom Projektinitiator nicht ausgewählt werden.

<sup>154</sup> Vorfälligkeitsentschädigungen bei einer außerplanmäßigen Tilgung von langfristig festverzinslichen Darlehen, die in der Vergangenheit weit verbreitet waren, verhindern die Anwendung von risikomindernden Cash Sweep Mechanismen. Dadurch konnte eine risikomindernde zeitlich angepasste Tilgungsstruktur, die gerade bei schwankenden Jahresenergieerträgen angemessen ist, nicht umgesetzt werden.

mäßigen Liquiditätsverlauf bewirken. Damit kann eine generelle Erhöhung des Risikoaufschlags auf den Basiszinssatz vermieden werden. Andererseits sind u. U. Überbrückungskredite und ggf. Tilgungsstundungen notwendig, um einen möglichen Insolvenztatbestand der Projektgesellschaft nach mehreren aufeinanderfolgenden Jahren mit unterdurchschnittlichen Energieerträgen, die in der verbleibenden Betriebsphase ggf. noch ausgeglichen werden könnten, zu vermeiden. Ein zusätzliches Instrument kann die maßvolle Reduzierung der Laufzeit des Fremdkapitals im Strukturierungsfall sein, um mittels einer möglichen Tilgungsstreckung auch die Liquiditätsüberschüsse nach Ablauf des zunächst geplanten Fremdkapital-Rückzahlungszeitraums nutzen zu können. Damit wird auch das Risiko vermindert, dass unterdurchschnittliche Cashflows in den letzten Betriebsjahren zu einer dann definitiven Leistungsstörung bezüglich des Kapitaldienstes führen.

Diese flexibilisierenden Instrumente sollten auch in entsprechenden Cashflow-Modellen berücksichtigt werden. Für die nachfolgenden Untersuchungen wurde dazu das Modell WIND-URA um die beschriebenen Funktionalitäten erweitert. Nach Umsetzung dieser Erweiterungen bliebe der Ansatz des Cashflow-Modells weiterhin statisch, da weiter von über die Projektlaufzeit konstanten Jahresenergieerträgen ausgegangen würde. Um die Variabilität der Jahresenergieerträge abzubilden wurde deshalb das Cashflow-Modell um eine Monte-Carlo Simulationsumgebung erweitert und damit das Gesamtmodell WIND-URA geschaffen (vgl. Abbildung 12).

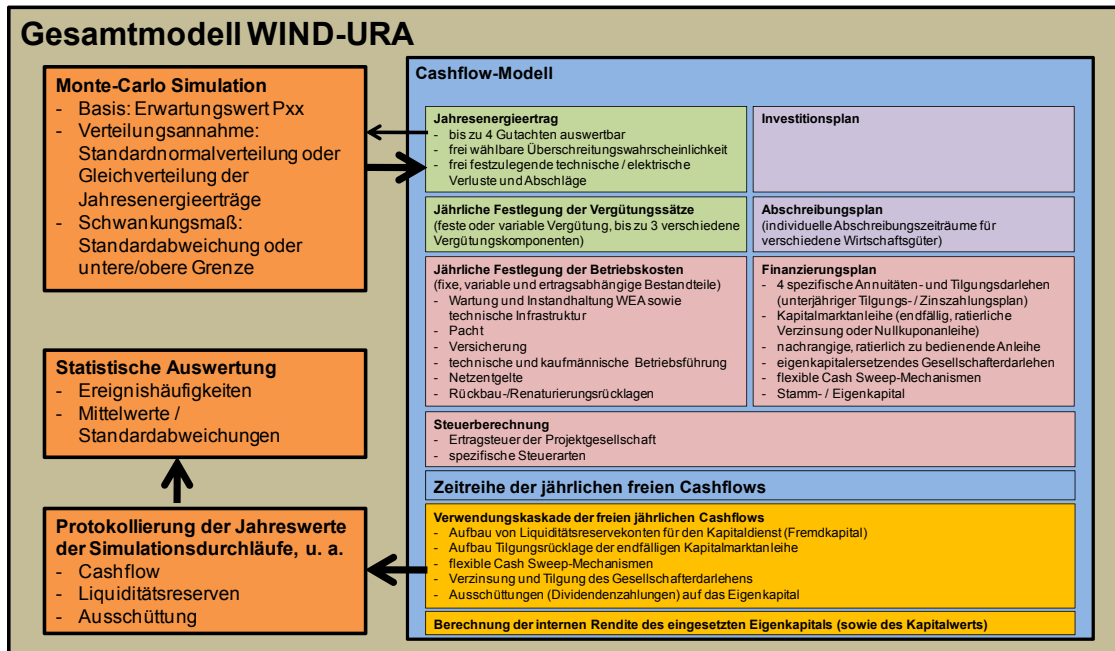


Abbildung 12 Darstellung des Monte-Carlo Simulationsansatzes im Modell WIND-URA

Die implementierte Monte-Carlo Simulation<sup>155</sup> berechnet, ausgehend von der Ziehung einer Zufallszahl ( $X$ ) aus einem vorgegebenen Wertebereich, für jedes Jahr des Betrachtungszeitraums einen individuellen Jahresenergieertrag. Der Wertebereich wird dabei durch die Verteilungsfunktion (modelliert sind sowohl die Gleichverteilung als auch die Normalverteilung), den Erwartungswert  $\mu$  (festgelegt durch die Wahl der Überschreitungswahrscheinlichkeit) des Jahresenergieertrages (bzw. die obere und untere Grenze bei einer Gleichverteilung) sowie die Standardabweichung  $\sigma$  (der Normalverteilung) beschrieben. Mit den so erzeugten Jahresenergieerträgen für jedes Jahr wird das Cashflow-Modell parametrisiert (siehe Gleichung (13) für die Normalverteilungsannahme).

$$\begin{aligned}
 ENERT_{sim,t} &= X \\
 \forall sim \in SIM, \forall t \in T \\
 \frac{\sum_{t=1}^T ENERT_{sim,t}}{n_T} &= \overline{ENERT}_{sim} = \mu \\
 \forall sim \in SIM, X &\in N(\mu, \sigma)
 \end{aligned} \tag{13}$$

Eine Protokollierungsfunktion speichert für jeden Simulationsdurchlauf  $sim$  einer vorher festzulegenden Anzahl  $n_{SIM}$  ausgewählte Daten (z. B. die jährlichen Energieerträge, die vorhandenen Liquiditätsrücklagen, die Dividendenzahlungen und Salden von ggf. in Anspruch genommenen Brückenfinanzierungen). Diese Daten werden anschließend statistisch ausgewertet und damit z. B. Ereignishäufigkeiten, Erwartungswerte und Standardabweichungen berechnet.

Der Erwartungswert und damit der über den Betrachtungszeitraum durchschnittliche Jahresenergieertrag entsprechen einem Ertrag mit einer frei wählbaren Überschreitungswahrscheinlichkeit analog der statischen Berechnungsmethode der spezifischen Gestehungskosten. Die Vorgabe einer oberen und unteren Grenze bzw. der Standardabweichung erfolgt durch den Benutzer des Modells WIND-URA. Im Rahmen einer umfangreichen Untersuchung zu tatsächlichen Verteilungsfunktion von Windenergieerträgen wurden die vorliegenden meteorologischen Modelldaten analysiert (vgl. dazu die NCEP Daten dargestellt in Kapitel 6.2).<sup>156</sup> Dazu wurden mehrere grafische und statistische Anpassungs- bzw. sog. Goodness-of-fit Tests auf ihre Anwendbarkeit überprüft.<sup>157</sup> Mit diesen kann überprüft werden, ob die aus der Stichprobe gewonnene Verteilung einer unter der Nullhypothese gültigen (hypothetischen) Verteilung entspricht. Das Ziel eines solchen Tests ist die Bestätigung oder Ablehnung der Nullhypothese auf einem festzulegenden Signifikanzniveau. Bei Vorliegen einer Normalverteilung sollten ent-

<sup>155</sup> Zur Monte-Carlo Simulation vgl. auch Frey / Nießen (2001) sowie Hengartner / Theodorescu (1978).

<sup>156</sup> Vgl. dazu Groschke et al. (2009b).

<sup>157</sup> Zu den Goodness-of-fit Tests zählen bspw. die Sigma-Grenzen-Analyse, der Kolmogorov-Smirnov-Anpassungstest sowie, einen ausreichenden Stichprobenumfang vorausgesetzt, der Chi<sup>2</sup>-Test. Letzter konnte aufgrund des relativ geringen Stichprobenumfangs von jeweils lediglich 39 Jahres- und Monatsenergieerträgen nicht verwendet werden.

sprechend der durchgeführten Sigma-Grenzen-Analyse 68,27 % der Stichprobenwerte innerhalb der 1-Sigma-, 95,45 % der Stichprobenwerte innerhalb der 2-Sigma- und 99,73 % der Stichprobenwerte innerhalb der 3-Sigma-Grenze liegen.<sup>158</sup> Anhaltspunkt für eine Normalverteilung ist des Weiteren, dass sich die Stichprobenwerte zu etwa gleichen Anteilen links und rechts vom arithmetischen Mittel konzentrieren. Dieses Kriterium kann mit dem statistischen Maß der Schiefe einer Verteilung überprüft werden.

Im Rahmen des ebenfalls durchgeführten Kolmogorov-Smirnov-Anpassungstests wird aus den Stichprobenrealisationen die Verteilungsfunktion der relativen Summenhäufigkeit ermittelt. Diese empirische Verteilung wird anschließend mit einer hypothetischen Verteilung verglichen. Wenn eine maximale, mit dem gewählten Signifikanzniveau verbundene, Differenz der Summenhäufigkeiten an jeder Stelle der Funktionen nicht überschritten wird, kann demnach von einer Übereinstimmung der Verteilungsfunktionen ausgegangen werden. Im Rahmen dieser Tests haben Groschke et al. (2009b) festgestellt, dass die berechneten Jahres- und Monatsenergieerträge von WEA aus den NCEP Daten als normalverteilt angenommen werden können. Mit dem Kolmogorov-Smirnov-Anpassungstest wurde mit einem Signifikanzniveau von 0,95 die Annahme der Normalverteilung für alle untersuchten Standorte bestätigt.

Für den im Gliederungspunkt 4.1.3.1 beschriebenen Beispielfall eines Windenergieprojekts wurde die Überschreitungswahrscheinlichkeit einer angestrebten Eigenkapitalrendite von 12,0 % mit dem Monte-Carlo Simulationsansatz berechnet. Ergänzend wurden die in Tabelle 6 zusammengefassten Kalkulationsparameter verwendet. Für diese Berechnung wurde ein Cash Sweep von 30 % des freien Cashflows über die Gesamtlaufzeit der Fremdfinanzierung zugrundegelegt. Die zur Erzielung einer Eigenkapitalrendite von 12,0 % notwendigen spezifischen Gestehungskosten erhöhen sich bereits ohne den Simulationsansatz allein durch den Cash Sweep Mechanismus von 8,81 auf 9,02 ct/kWh.<sup>159</sup>

---

<sup>158</sup> Vgl. dazu u. a. Fahrmeir et al. (2007), S. 93 ff.

<sup>159</sup> Durch die anteilige Nutzung von eigentlich zur Ausschüttung an die Gesellschafter verwendbaren Beträgen zur Sondertilgung des Fremdkapitals verringert sich der über den Betrachtungszeitraum kumulierte Fremdkapital-Zinsaufwand. Andererseits steigen bei einer unbegrenzten steuerlichen Abzugsfähigkeit der Fremdkapitalzinsen dadurch die kumulierten Ertragsteuern. Zudem erfolgen Ausschüttungen an die Eigenkapitalgeber zeitlich verzögert. Im Ergebnis ergibt sich eine niedrigere Eigenkapitalrendite (im Beispiel 11,29 % bei spezifischen Gestehungskosten von 8,81 ct/kWh wie im statischen Basisfall des detaillierten DCF-Modells unter Berücksichtigung von Eigenschaften der Projektfinanzierungen) durch insgesamt leicht erhöhte aber zeitlich verzögerte Ausschüttungen bzw. höhere spezifische Gestehungskosten (9,016 ct/kWh) zur Erzielung einer Eigenkapitalrendite von 12,0 %.



Tabelle 6 Kalkulationsparameter für die Monte-Carlo Simulationsrechnungen mit dem Modell WIND-URA (ergänzend zu Tabelle 4 und Tabelle 5)

Parameter	Ausprägung	Parameter	Ausprägung
Standardabweichung der Jahresenergieerträge (Normalverteilung)	5 %, 10 %, 15 %, 20 % vom Erwartungswert	Cash Sweep Mechanismus	30 % des freien Cashflows (nach vollständigem Aufbau aller Liquiditätsreserven)
Simulationsanzahl	10.000	zugrunde liegende spezifische Gesteungskosten bei Berechnung der Eigenkapitalrendite	8,9 bis 9,8 ct/kWh

Die Ergebnisse der Berechnungen können als Überschreitungswahrscheinlichkeiten einer angestrebten Eigenkapitalrendite bei Zugrundelegung variierender spezifischer Gesteungskosten (die die Eigenkapitalkosten berücksichtigen) sowie von Standardabweichungen des Jahresenergieertrages angegeben werden (vgl. Abbildung 13). So beträgt bspw. die Überschreitungswahrscheinlichkeit einer Eigenkapitalrendite von 12,0 % bei spezifischen Gesteungskosten von 9,10 ct/kWh und einer Standardabweichung von 10 % (bezogen auf den mittleren Jahresenergieertrag P50) 77 %. Die angestrebte Eigenkapitalrendite wird damit in 77 % aller Simulationsdurchläufe erreicht oder überschritten. Für steigende zugrunde gelegte spezifische Gesteungskosten (bei konstanter Standardabweichung) steigt die Überschreitungswahrscheinlichkeit der Eigenkapitalrendite.

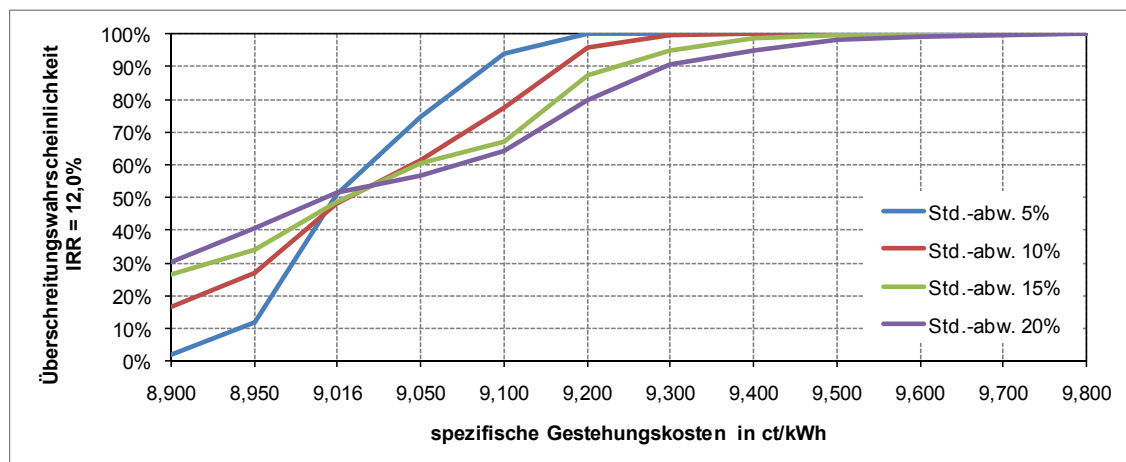


Abbildung 13 Berechnungsergebnisse der Monte-Carlo Simulation für den gewählten Beispielfall

Bei spezifischen Gesteungskosten von 9,7 ct/kWh beträgt die Überschreitungswahrscheinlichkeit für alle untersuchten Standardabweichungen im Beispielfall stets 100 % (vgl. Abbildung 13). Somit wird eine Eigenkapitalrendite von 12,0 % in allen Simulationsdurchläufen erreicht oder überschritten. Die Wahl einer angestrebten Überschreitungswahrscheinlichkeit der Eigenkapitalrendite und damit die erforderlichen spezifischen Gesteungskosten des Windenergieprojekts hängen somit maßgeblich von der Risikobereitschaft des potenziellen Investors ab.

Die Häufigkeiten der berechneten Eigenkapitalrendite für 10.000 Simulationsdurchläufe und bei konstanten spezifischen Gesteungskosten von 9,3 ct/kWh

sind in Abbildung 14 dargestellt. Die Häufigkeitsverteilung ähnelt grafisch einer Normalverteilung. Zur Überprüfung dieser Vermutung wurde für die vorliegende Verteilung wiederum ein Sigma-Grenzen-Anpassungstest<sup>160</sup> durchgeführt. Dieser bestätigt, dass die mit dem Monte-Carlo Simulationsansatz im Modell WIND-URA ermittelten Eigenkapitalrenditen ebenso wie die zugrunde liegenden Jahres- und Monatsenergieerträge normalverteilt sind.

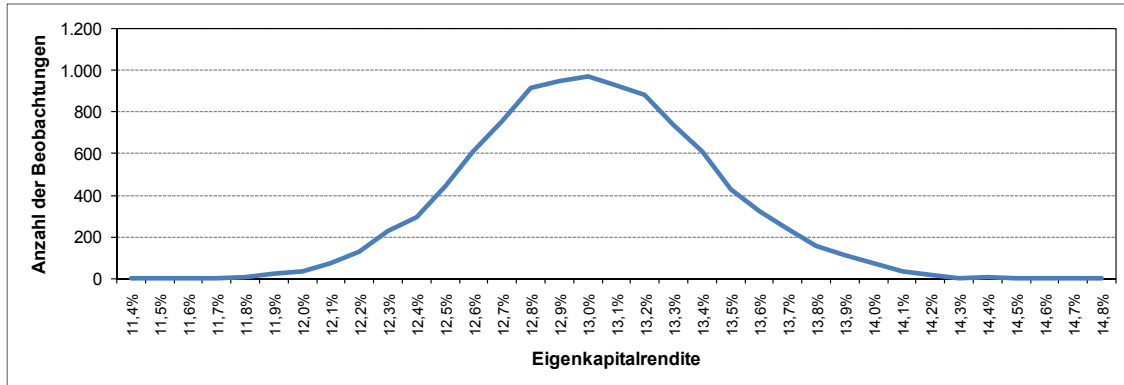


Abbildung 14 Häufigkeitsverteilung der berechneten Eigenkapitalrendite bei 10.000 Simulationsdurchläufen (Median = 12,9525 %; Standardabweichung = 0,4095 %)

Bei spezifischen Gestehungskosten von 9,3 ct/kWh beträgt der Median (5.000 Ereignisse liegen jeweils rechts und links von diesem Wert) 12,9525 %. Er entspricht damit nahezu exakt der mit dem statischen Ansatz ermittelten Eigenkapitalrendite (12,956 %). Die verbleibende Abweichung ist nicht auf systematische Unterschiede in der Berechnungsmethodik sondern auf die trotz einer hohen Simulationsanzahl nicht vollständig der einer Normalverteilung entsprechenden Verteilungsfunktion der erzeugten zufälligen Jahresenergieerträge sowie auf Rundungsdifferenzen zurückzuführen.

### Zwischenfazit

In diesem Gliederungspunkt wird ein Monte-Carlo Simulationsansatz vorgestellt und angewendet, der die Variabilität der Windenergie in Kalkulationsmodellen zur Bestimmung der spezifischen Gestehungskosten berücksichtigt. Die Spannweite der Ergebnisse der Berechnungen liegt zwischen 7,84 ct/kWh (periodendurchschnittliche Ein- und Auszahlungen) und 9,7 ct/kWh (Simulationsansatz bei einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 100 % für eine Standardabweichung der Jahresenergieerträge von 20 %) bezogen auf eine angestrebte Eigenkapitalrendite von 12,0 % (vgl. Abbildung 15).

<sup>160</sup> Vgl. dazu auch Kapitel 4.1.3.3.

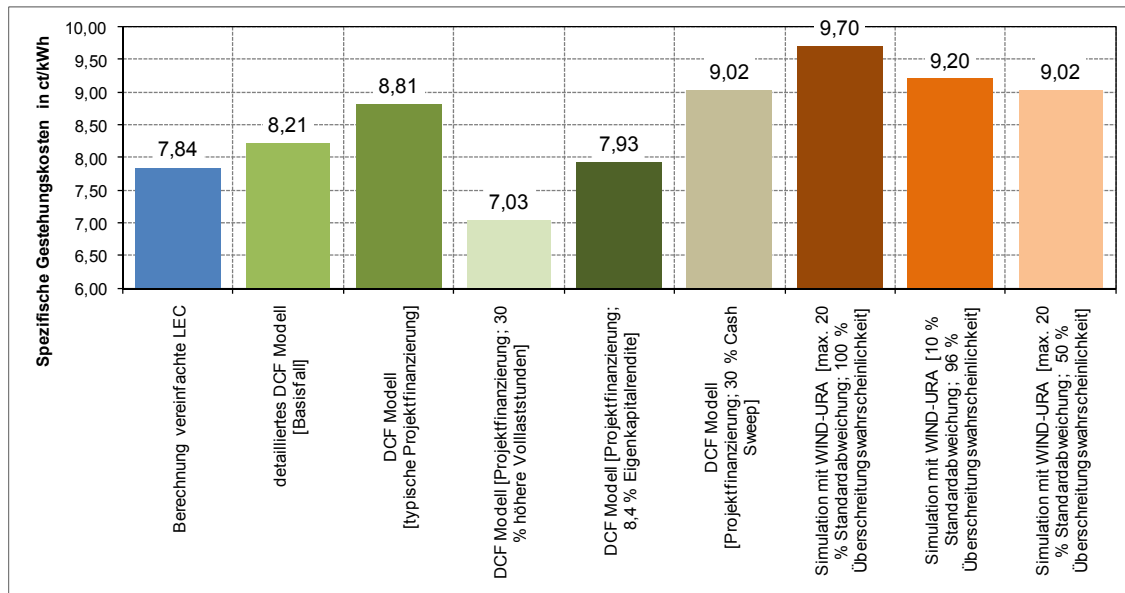


Abbildung 15 Vergleich der Berechnungsergebnisse der verwendeten Methoden und ausgewählter Beispielfälle zur Bestimmung der spezifischen Gesteungskosten von Windenergieprojekten

Die konkreten Berechnungsergebnisse basieren auf den zugrunde liegenden Daten und Annahmen und sind deshalb selbstverständlich nicht als Kosten der Windenergienutzung zu verallgemeinern. In der Untersuchung von EEA (2009a) sind für die Jahre 2005 und 2030 Prognosen von spezifischen Gesteungskosten der onshore und offshore Windenergienutzung bei variierenden Volllaststunden und Kalkulationszinssätzen dargestellt (vgl. Abbildung 16). Diese Untersuchung geht unter Verwendung eines statischen Berechnungsansatzes sowie periodendurchschnittlichen Kosten von zukünftig weiter deutlich sinkenden spezifischen Investitionen sowie Betriebskosten von WEA aus. Diese Annahme zukünftig weiter stark sinkender Investitionen und Kosten kann, wie in Kapitel 4.1.1 bereits dargestellt, durchaus kritisch betrachtet werden.

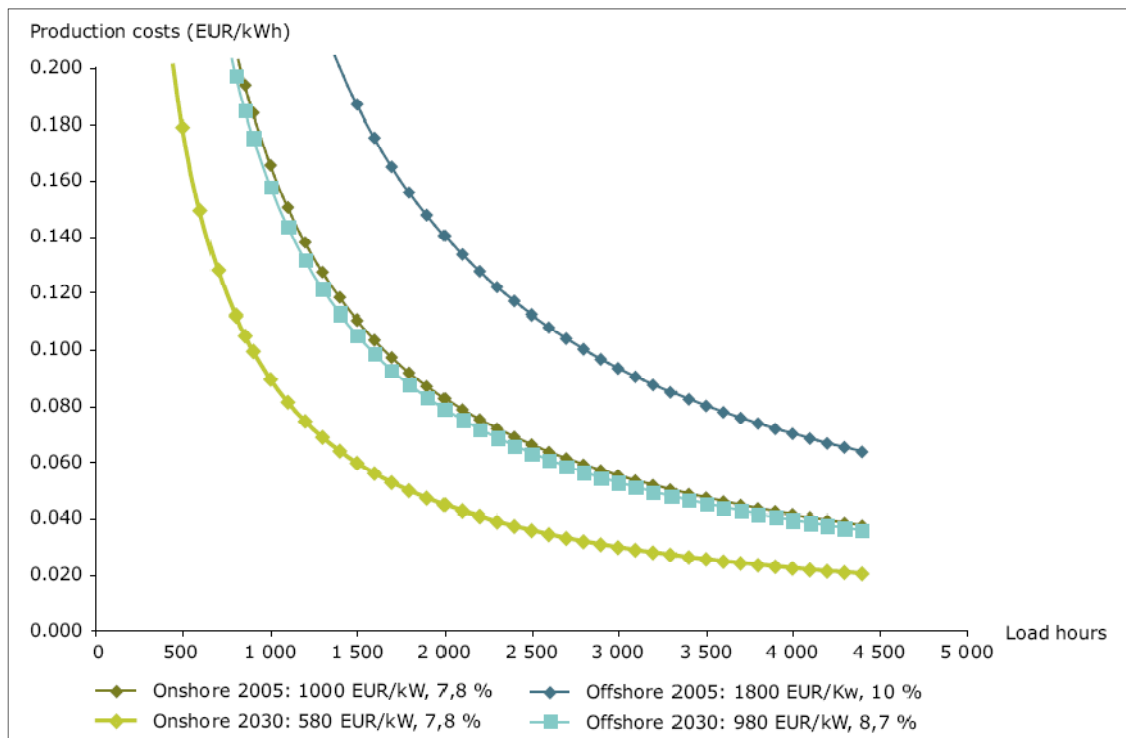


Abbildung 16 Projektion von spezifischen Gestehungskosten von onshore und offshore WEA in den Jahren 2005 und 2030 in Abhängigkeit der Volllaststunden  
(Quelle: EEA (2009a), S. 46)

Bedingt durch die Besonderheiten von Projektfinanzierungen einerseits und die Auswirkungen der möglichen Schwankungen der Jahresenergieerträge von Windenergieprojekten andererseits sind die spezifischen Gestehungskosten tatsächlich höher, als es die Berechnungen mit einem LEC-Ansatz auf Basis periodendurchschnittlicher Kosten nahelegen. Dies zeigen die hier vorgestellten Methoden und die Anwendung des dafür entwickelten Modells WIND-URA. Trotzdem kann davon ausgegangen werden, dass im Jahr 2030 Windenergieanlagen an windhöffigen Standorten im Vergleich zu anderen, insbesondere konventionellen Bereitstellungsoptionen bei weiter steigenden Preisen fossiler Energieträger sowie von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten, wettbewerbsfähige Gestehungskosten aufweisen können. In EEA (2009a) wird dieses Potenzial wirtschaftlicher onshore-Standorte im Jahr 2030 mit 25,1 PWh/a allein für die Mitgliedsländer der Europäischen Union (EU-27) angegeben.<sup>161</sup>

Insbesondere im Rahmen der politischen Entscheidungsfindung zur Ausgestaltung von Vergütungssystemen zur Förderung Erneuerbarer Energien im Elektroenergiebereich sollten die hier vorgestellten Erkenntnisse Berücksichtigung finden. Ohne eine adäquate Beachtung der spezifischen Aspekte der typischen Finanzierungsformen Erneuerbarer Energien sowie deren inhärenten Risiken kann nur eine geringere Anzahl von Investitionen realisiert und damit die politischen Zielstellungen zum Ausbau Erneuerbarer Energien möglicherweise verfehlt werden.

<sup>161</sup> Vgl. EEA (2009), S. 48.

### **Exkurs: spezifische Gestehungskosten von offshore Windenergieprojekten**

Seit etwa dem Jahr 2000 werden v. a. in Europa zahlreiche offshore Windenergieprojekte entwickelt. Bis Ende des Jahres 2008 wurden WEA mit insgesamt ca. 1.275 MW in küstennahen Gewässern errichtet.<sup>162</sup> Auch von politischer Seite erfährt die offshore Windenergienutzung eine breite Unterstützung. Dies geschieht zum Einen, um bekannte Konflikte der Windenergienutzung zu vermeiden<sup>163</sup>, zum Zweiten aber auch um die großtechnische Windenergienutzung im Kraftwerksmaßstab voranzubringen.<sup>164</sup> Offshore Windparks umfassen nicht selten mehrere Hundert Megawatt Nennleistung. Ein Haupttreiber der Entwicklung sind die inzwischen durch Messungen in der geplanten Nabenhöhe und erste Betriebserfahrungen von WEA nachgewiesenen höheren mittleren Windgeschwindigkeiten auf See. Auf der anderen Seite bringt die offshore Windenergienutzung auch spezifische Herausforderungen mit sich. So sind z. B. dauerhaft vor Auspülungen gesicherte Fundamente einzubringen, die mit dem Meerwasser in Berührung kommenden Anlagenteile besonders korrosionsresistent auszuführen und die im Maschinenhaus befindlichen Komponenten gegen die höhere und korrosive Luftfeuchtigkeit zu schützen. Auch die Montage sowie die Wartung und Instandhaltung der WEA ist eine besondere logistische Herausforderung, da weltweit bislang nur wenige Montageschiffe existieren und diese häufig nur während Zeiten geringer Windgeschwindigkeiten und Wellenhöhen eingesetzt werden können. Deshalb werden wichtige (z. B. elektrische) Systeme in den WEA redundant ausgelegt, um einen möglichst störungsfreien Betrieb zu gewährleisten.

Die Investitionen in diese Windparks übersteigen häufig eine Milliarde Euro. Damit ist die Zahl der potenziellen Investoren, die derartige Investitionen mit dem notwendigen Eigenkapital begleiten können, begrenzt. Neben wenigen Finanzinvestoren<sup>165</sup> sind v. a. die Energieversorgungsunternehmen auf diesem Markt aktiv.

Erst seit relativ kurzer Zeit ist durch eine Betriebsdatenanalyse bestehender offshore Windparks bekannt, dass die Modelle zur Berechnung der gegenseitigen Abschattungen der WEA untereinander („wake effect“) diesen häufig unterschätzen (vgl. Abbildung 17). Im Vergleich zu Standorten auf den Landflächen sind offshore Standorte durch niedrigere Turbulenzintensitäten gekennzeichnet. Es

---

<sup>162</sup> Vgl. dazu eine Übersicht der in Betrieb befindlichen offshore-Windparks am Ende des Jahres 2008 in <http://www.offshore-wind.de> (Quelle: Deutsche Energie-Agentur GmbH).

<sup>163</sup> So z. B. Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, die Vermeidung störender Schall- und Schattenemissionen oder eines erforderlichen umfangreichen Netzausbaus.

<sup>164</sup> Windenergieprojekte mit derartigen Nennleistungen sind an Land nur vereinzelt umzusetzen. Lediglich in dünn besiedelten Gegenden wurden solche Windparks errichtet oder befinden sich in der Planungsphase. Das derzeit weltweit größte onshore Windenergieprojekt wird in South-Dakota (USA) von Clipper Windpower und BP Wind Energy entwickelt und soll 5.000 MW umfassen. Das größte, im März 2010 umweltrechtlich genehmigte Projekt in Europa (Projekt MARK-BYGDEN) befindet sich in Nordschweden, westlich der Stadt Piteå, und soll im Endausbau eine Gesamtleistung von 4.000 MW aufweisen. Vgl. dazu SVEVIND / ENERCON (2008).

<sup>165</sup> Der Finanzinvestor BLACKSTONE group beteiligte sich als erster Private Equity-Fond im Jahr 2008 am 400 MW-Projekt Meerwind in der Nordsee. Vgl. BLACKSTONE (2008).

wird angenommen, dass sich deshalb die zeitliche und räumliche Ausdehnung der turbulenten Nachlaufströmung der WEA weiter ausdehnen kann.<sup>166</sup> Aus diesem Grund sollten einzelne offshore WEA größere Distanzen zueinander aufweisen. Da die Projektplanungen jedoch z. T. schon mehrere Jahre andauern und eine Veränderung der Konfiguration eines genehmigten Windparkprojekts u. U. einen neuen Genehmigungsantrag erforderlich machen würde, werden bei aktuellen Projekten in der Realisierungsphase diese höheren Ertragsverluste teilweise in Kauf genommen.

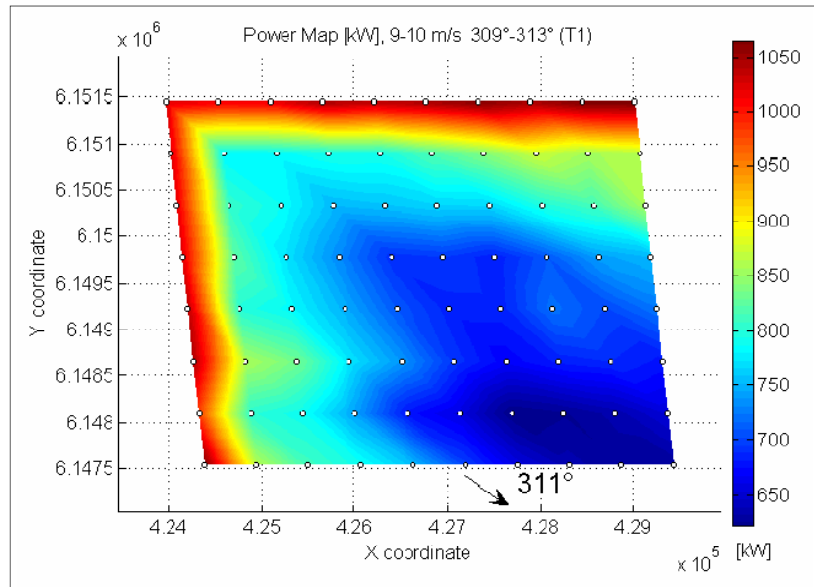


Abbildung 17 Darstellung der berechneten elektrischen Einspeiseleistung der 80 WEA im Windpark Horns Rev (Dänemark) bei Windgeschwindigkeiten von 9 – 10 m/s und einer Windrichtung von 309 – 313° (Quelle: VanLuvanee (2006), S. 49)

Beispielhaft wird im Folgenden das Pilotprojekt in deutschen Küstengewässern, das Projekt Alpha Ventus, untersucht. Die technischen und wirtschaftlichen Daten stammen aus Veröffentlichungen der Projektentwicklungsgesellschaft.<sup>167</sup>

Mit den in Tabelle 7 aufgeführten Parametern wurden mit dem detaillierten DCF-Ansatz des Modells WIND-URA spezifische Gestehungskosten von 13,75 ct/kWh ermittelt. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2009)<sup>168</sup> sieht Einspeisevergütungen von 15 ct/kWh für einen Zeitraum von 12 Jahren vor. Die Dauer der erhöhten Vergütung verlängert sich für jeden Meter über 20 m Wassertiefe um 1,7 Monate und für jede volle Seemeile über 12 Seemeilen Entfernung von der Küste

<sup>166</sup> Vgl. dazu u. a. Barthelmie et al. (2008), Dahlberg (2008) und VanLuvanee (2006). So führen Barthelmie et al. (2008) aus, dass die vor Durchquerung eines Windparks herrschende mittlere Windgeschwindigkeit durch die turbulenten Durchmischungsprozesse erst etwa 20 km nach dem Windpark ihr ursprüngliches Niveau wieder erreicht hat. Innerhalb des Windparks kann die Windgeschwindigkeit durchaus bis unter 80 % ihres Ausgangswertes absinken. Dahlberg (2008) gibt den Parkwirkungsgrad der 48 WEA im Windpark Lillgrund mit etwa 79 bis 80 % an. Diese WEA weisen Abstände zueinander von vergleichsweise geringen 4,3 x 3,3 Rotordurchmessern auf.

<sup>167</sup> Vgl. dazu DOTI (2009).

<sup>168</sup> Vgl. EEG (2009).

um 0,5 Monate. Für das Projekt Alpha Ventus berechnet sich die Dauer der erhöhten Vergütung damit auf ca. 14 Jahre. Danach beträgt die Einspeisevergütung nach dem EEG 2009 lediglich 3,5 ct/kWh. Allerdings ist anzunehmen, dass die Marktpreise für Elektroenergie im Jahr 2024 (15. Betriebsjahr bei einer geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2009) über dieser Grundvergütung liegen werden. Deshalb wurde für die folgenden Berechnungen ein Vergütungssatz für die restlichen 7 Jahre von 7,0 ct/kWh unterstellt. Unter Zugrundelegung dieser Einspeisevergütungssätze beträgt die Eigenkapitalrendite für den offshore Windpark Alpha Ventus 12,39 %. Damit würde die unterstellte Eigenkapitalrendite von 12,0 % etwas überschritten.

Tabelle 7 Kalkulationsparameter zur Bestimmung der spezifischen Gestehungskosten des offshore Windenergieprojektes Alpha Ventus  
Quelle: DOTI (2009) und eigene Annahmen

Parameter	Ausprägung	Parameter	Ausprägung
WEA	12 WEA / 60 MW 6 WEA REPOWER 5M 6 WEA MULTIBRID M5000	Jährlicher Energieertrag (P50)	220.000 MWh/a (3.667 Volllaststunden pro WEA und Jahr); Variationskoeffizient 8,97 %
Investition gesamt	250,0 Mio. EUR (davon 30,0 Mio. EUR Investitionsförderung des BMU)	Betriebskosten (Vgl. KPMG (2007), S. 54)	2,64 ct/kWh
Fremdkapital (eigene Annahmen)	150,0 Mio. EUR (60 % der Investition) 14 Jahre Tilgung 7,0 % Zins (konst.) 30 % Cash Sweep	Betriebsdauer Abschreibungszeitraum Ertragsteuersatz	21 Jahre 20 Jahre 25 %
Liquiditätsreserven	100 % Kapitaleinsatz und Betriebskosten des Folgejahres	Rückbaurücklage	300.000 EUR/WEA (anzusparen über 20 Jahre)
Eigenkapital	50,0 Mio. EUR (Zielrendite 12 %)	Inflation	2,0 %

Der Variationskoeffizient der Jahreserträge einer WEA mit dem Koordinaten 7,5 ° östliche Länge und 55 ° nördliche Breite (dieser Gitternetzknotten kann im Rahmen dieser Untersuchung als repräsentativ für die Deutsche Bucht angesehen werden), berechnet aus den NCEP Daten (vgl. Kapitel 6.2), beträgt 8,97 %. Unter Verwendung dieser mittleren Schwankungsbreite beträgt die Überschreitungswahrscheinlichkeit einer Eigenkapitalrendite von 12,0 % bei Verwendung der Einspeisevergütungen des EEG 2009 ca. 80 %.

Angesichts der Höhe der Investition für dieses vergleichsweise kleine offshore Windenergieprojekt und die teilweise erst zukünftig zu ermessenden technischen und wirtschaftlichen Risiken erscheint eine Eigenkapitalrendite von 12,0 %, die in 80 % der Simulationsdurchläufe erreicht oder überschritten wurde, eher gering.

Aus diesem Grund sind Investitionen in offshore Windenergieprojekte in anderen Ländern mit höheren Gesamtvergütungen z. T. noch deutlich attraktiver.<sup>169</sup> So wurden bspw. bei der dritten Versteigerungsrunde von Betreiberlizenzen von offshore Windparks vor den Küsten Großbritanniens Standorte für etwa 32 GW zugeteilt.<sup>170</sup>

#### 4.1.3.4. Mögliche Modellerweiterungen

Der beschriebene Monte-Carlo Simulationsansatz berücksichtigt mit der zeitlichen Variabilität der resultierenden Energieerträge die prägende Eigenschaft der Windenergie. Er bildet damit ein wesentliches Investitionsrisiko sachgerecht ab. Die Zusammenstellung geeigneter Standortportfolios oder die Auswahl von Standorten mit geringen jährlichen Energieertragsvariationen können dieses Risiko vermindern.

Ein weiteres Betriebsrisiko von Windenergieprojekten ist bspw. die Höhe und der zeitliche Anfall von Wartungs-, Instandhaltungs- sowie Instandsetzungskosten. Des Weiteren kann ein Preisrisiko bei marktbasierenden Vergütungssystemen bestehen. Diese Risiken können ebenfalls mit einem Monte-Carlo Simulationsansatz abgebildet werden. Zur Abbildung dieser Parameter sind geeignete Annahmen über deren grundlegenden zeitlichen Verlauf sowie über Eintrittswahrscheinlichkeiten z. B. von Komponentenausfällen und den damit verbundenen Kosten bzw. Ersatzinvestitionen zu treffen. Sowohl die anlagenbedingten Betriebskosten als auch die Marktpreise können zudem von den Jahresenergieerträgen abhängen. Die Modellierung dieser Parameter mit einem Simulationsansatz kann im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht vorgenommen werden. Das Modell WIND-URA bietet jedoch die Basis, diese Modellerweiterungen zukünftig zu implementieren.

Im Folgenden werden weitere wichtige Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien überblicksartig dargestellt, die in Kapitel 6.6 wieder aufgegriffen und bezüglich ihrer möglichen Kombination mit Windenergieanlagen in entsprechenden Konzepten von Erneuerbare Energien Hybridkraftwerken überprüft werden.<sup>171</sup>

---

<sup>169</sup> Vgl. dazu KPMG (2007).

<sup>170</sup> Vgl. Wolf (2010).

<sup>171</sup> Die folgenden Ausführungen lehnen sich an das Skript zum Lehrgang „Energieträger der Erneuerbaren Energien“ der EUROFORUM Verlag GmbH an. Vgl. Pforte / Fichtner (2010).



## 4.2. Nutzung der Solarstrahlung

Die Sonneneinstrahlung ist, wie bereits gezeigt wurde (vgl. die Einleitung zu Gliederungspunkt 4), die dominierende Quelle Erneuerbarer Energien auf der Erde. Alle anderen, durch die Einstrahlung der Sonne hervorgerufenen Quellen stellen lediglich sekundäre Angebotsformen (z. B. Windenergie, Wellenenergie, Bioenergie) dar. Die direkte Nutzung der elektromagnetischen Strahlung der Sonne zur Bereitstellung elektrischer Energie ist damit naheliegend, um auftretende Wandlungsverluste gering zu halten.

Die wesentlichen Wandlungstechnologien zur Nutzung der Einstrahlung basieren auf zwei grundlegenden Prinzipien. Die Nutzung des photovoltaischen Effekts zur Freisetzung von Ladungsträgern in entsprechenden photoaktiven Materialien stellt dabei ein direktes Wandlungsprinzip von elektromagnetischer Strahlung in elektrische Energie dar. Das zweite Wandlungsprinzip nutzt die Temperaturänderung (und damit eine Druck- und/oder Volumenänderung) eines Trägermediums hervorgerufen durch die absorbierte Einstrahlung, um mittels einer Wandlungskette aus der Energie des Träger- bzw. eines Sekundärmediums elektrische Energie bereitzustellen.

### 4.2.1. Photovoltaikanlagen

Die Photovoltaik ist in der technischen Anwendung eine einfache Variante der Elektroenergieerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Ohne bewegliche Teile wandelt sie Sonnenenergie direkt in elektrische Energie. Zur direkten Umwandlung der elektromagnetischen Strahlung der Sonne in Elektroenergie werden Solarzellen aus Halbleitermaterialien eingesetzt.<sup>172</sup> Der zugrunde liegende photoelektrische Effekt wurde im Jahre 1839 vom Physiker Alexandre Edmond Becquerel entdeckt. 1905 gelang es Albert Einstein, den photoelektrischen Effekt zu erklären, wofür er 1921 den Nobelpreis für Physik bekam.

Die Breitbandigkeit des Sonnenspektrums ist ein Grund für den auftretenden Wandlungsverlust von Solarzellen. Nur Photonen mit einem Energieniveau, das der Bandlücke des verwendeten Materials entspricht, können genutzt werden. So kann z. B. eine Silizium-Solarzelle nur einen bestimmten Bereich des Spektrums nutzen, der in etwa der Hälfte des Energieinhalts des gesamten Sonnenspektrums entspricht. Der physikalisch maximale Wirkungsgrad einer einfachen Solarzelle (ein einzelner pn-Übergang) ist auf rund 33 % begrenzt. In Laboratorien werden derzeit Werte von etwa 25 % erreicht. Marktverfügbare Silizium-Solarzellen weisen Wirkungsgrade von bis zu 16 % auf.

Einzelne Solarzellen werden für die kommerzielle Anwendung zu einem Photovoltaik-Modul zusammengefasst. Ein Modul besteht im Regelfall aus mehreren elektrisch miteinander verbundenen Solarzellen, einer Frontscheibe und der Rückseitenabdeckung, den elektrischen Anschlusskabeln und z. T. einem Rahmen. Dadurch werden die einzelnen Zellen gegen die Einflüsse der Witterung geschützt und auf ein definiertes oberes Spannungsniveau bzw. eine maximale Stromstärke ausgelegt. Damit sind Konfigurationen von Photovoltaikanlagen mit

---

<sup>172</sup> Vergleiche dazu auch Glunz (2005) und Kaltschmitt et al. (2006), S. 197 ff.

beliebigen Strom-Spannungs-Spezifikationen möglich. Bei netzgekoppelten Anlagen ist die aus den Photovoltaik-Modulen ausgespeiste Gleichspannung durch Wechselrichter in eine Wechselspannung mit Netzfrequenz umzuwandeln.

Weltweit betrug die Nennleistung aller netzgekoppelten PV-Anlagen Ende des Jahres 2008 etwa 15 GW.<sup>173</sup> Insofern leistet diese Technologie derzeit nur einen sehr geringen Beitrag zur Elektroenergieversorgung. Allerdings könnte die Bedeutung durch weiter sinkende Gestehungskosten der elektrischen Energie aus diesen Anlagen zukünftig stark zunehmen. Abhängig von den Einstrahlungsbedingungen am Anlagenstandort entstehen derzeit spezifische Gestehungskosten von ca. 20 bis 50 ct/kWh. Die Investition netzgekoppelter PV-Anlagen wird zu über 80 % von den PV-Modulen dominiert. Die Herstellungskosten der Solarzellen sind in den letzten Jahren bereits deutlich gesunken. Aufgrund von höheren Herstellerkapazitäten insbesondere von Silizium konnten ab dem Jahr 2008 weiter deutlich sinkende Modulpreise beobachtet werden.

Die Forschung und Entwicklung konzentriert sich auf die Suche nach neuen, unbegrenzt verfügbaren und vor allem preiswert herzustellenden photovoltaisch aktiven Materialien. Des Weiteren wurden bereits Konzepte und Vorserienmodelle vorgestellt, mit denen das einfallende Sonnenlicht gebündelt (Konzentratorzellen mit Fresnel-Linsen vor jeder Zelle oder photovoltaische Turmkraftwerke) oder mehrere photoaktive Schichten übereinander angeordnet werden. Dadurch sollen die Wirkungsgrade der Photovoltaik gesteigert werden.

Abhängig vom Erfolg dieser Entwicklungen könnten die spezifischen Gestehungskosten weiter sinken. Eine Prognose zukünftiger Gestehungskosten ist jedoch nicht zuverlässig möglich. Einige Untersuchungen gehen davon aus, dass PV-Anlagen im Jahr 2010 für etwa 2 EUR/W und im Jahr 2020 für ca. 1 EUR/W hergestellt werden könnten.<sup>174</sup> Damit wären spezifische Gestehungskosten, eine Einstrahlung von 2.000 kWh/m<sup>2</sup> vorausgesetzt, von unter 10 ct/kWh erreichbar.<sup>175</sup> Für den Einsatz der Photovoltaik spricht weiterhin, dass durch das Fehlen bewegter Teile<sup>176</sup> sowie den einfachen konstruktiven Aufbau die Wartungs- und Instandhaltungskosten sehr gering sind und Nutzungsdauern von 30 Jahren und mehr erreicht werden können. In einstrahlungsreichen Gebieten Südeuropas (v. a. in Spanien und Portugal) sind in den Jahren 2007 und 2008 eine Vielzahl von Anlagen mit installierten Nennleistungen von bis zu 80 MW in Betrieb genommen worden. Auch in den USA und zunehmend in Ländern Nordafrikas und der Arabischen Halbinsel sollen in naher Zukunft PV-Anlagen eingesetzt werden.

Die Realisierung von PV-Anlagen erfordert aufgrund der vergleichsweise sehr hohen spezifischen Gestehungskosten derzeit den Einsatz von ökonomischen Förderinstrumenten. Da aus heutiger Sicht zumindest bis zum Jahr 2020 nicht davon auszugehen ist, dass die spezifischen Gestehungskosten auf das Niveau konventioneller Technologien sinken, werden Fördermaßnahmen auch weiterhin

---

<sup>173</sup> Vgl. EPIA (2009), S. 2.

<sup>174</sup> Vgl. Weber (2007).

<sup>175</sup> Vgl. Krewitt et al. (2005), S. 52.

<sup>176</sup> Dieser Vorteil entfällt, wenn mechanische Nachführungssysteme verwendet werden.

notwendig sein. Allerdings könnte bereits vorher bei Erreichen der Netzparität<sup>177</sup> das Interesse der Nachfrager nach elektrischer Energie an PV-Anlagen zunehmen. Ausreichende Netzanschlusskapazitäten und gesetzliche Regelungen vorausgesetzt, könnten die Verbraucher einen Anreiz haben, zumindest einen Teil ihres Bedarfs durch PV-Anlagen selbst bereitzustellen. In einem solchen Szenario könnte der Ausbau der Photovoltaik auch deutlich schneller erfolgen und zu bedeutenden installierten Nennleistungen führen.

Das technische Potenzial der photovoltaischen Elektroenergiebereitstellung ist sehr groß. Um bspw. die gesamte nachgefragte Menge an elektrischer Energie in der UCTE im Jahr 2006 durch Photovoltaikanlagen, die z. B. in der Sahara installiert würden, zu erzeugen, wären dafür lediglich etwa 45.000 km<sup>2</sup> bzw. 0,5 % der Gesamtfläche erforderlich.<sup>178</sup> Allerdings ist wie bei der Windenergienutzung die fehlende zeitliche Synchronität von Erzeugung und Nachfrage zu berücksichtigen. Bei auch mittelfristig fehlenden großtechnischen Speicherkapazitäten für elektrische Energie kann nur ein Teil der Nachfrage durch Photovoltaikanlagen gedeckt werden. Auch eine weiträumige Verteilung der Anlagen kann dieses Problem nicht beseitigen, da aufgrund der 24-stündigen Periode der Erdumdrehung die Anlagen für eine jederzeitige Bereitstellung von elektrischer Energie praktisch um die gesamte Erdkugel verteilt sein und in ein gemeinsames Übertragungsnetz einspeisen müssten.

Trotzdem kann konstatiert werden, dass ein Teil des Elektroenergiebedarfs Europas durchaus aus Photovoltaikanlagen in Südeuropa, Nordafrika bzw. dem Nahen Osten bereitgestellt werden könnte, wenn die spezifischen Gestehungskosten weiter deutlich sinken und entsprechend leistungsfähige Übertragungsnetze installiert würden. Für netzferne bzw. Inselanwendungen bietet sich die Photovoltaik u. a. aufgrund der sehr geringen Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen bereits heute an.<sup>179</sup>

---

<sup>177</sup> Mit einer einfachen Kostenvergleichsrechnung könnten Nachfrager zur Einschätzung kommen, dass der Bezug elektrischer Energie von Händlern inkl. der damit verbundenen Netznutzungs- und sonstigen Kosten sowie Gebühren und Steuern höhere Kosten verursacht, als die spezifischen Kosten der Errichtung und des Betriebs einer Photovoltaikanlage z. B. auf einem eigenen Gebäude (Netzparität). Diese Betrachtung vernachlässigt, dass die Kosten für die Versorgung in Zeiten, in denen die PV-Anlage keine elektrische Energie bereitstellt, dadurch steigen könnten (niedrigere Auslastungsgrade der konventionellen Kraftwerke). Zudem entgehen den öffentlichen Haushalten damit Gebühren, Steuern und weitere Einnahmen, die über andere Instrumente auf die Nachfrager umgelegt werden könnten.

<sup>178</sup> Die Nachfrage betrug 2.531,2 TWh (vgl. UCTE (2007)). Bei einem angenommenen jährlichen Energieertrag von 2.250 kWh/kW (2.250 Volllaststunden pro Jahr), einem Anlagenwirkungsgrad von 15 % sowie einem spezifischem Flächenbedarf von 0,25 MW/ha würden damit ca. 45.000 km<sup>2</sup> benötigt.

<sup>179</sup> In diesen Regionen ist eine ununterbrochene Versorgung heute noch nicht Standard. Somit können PV-Anlagen in Regionen mit einer hohen Einstrahlung in Verbindung mit Batteriespeichern die Versorgungsqualität erhöhen und u. U. niedrigere Gestehungskosten im Vergleich z. B. zu Dieselgeneratoren aufweisen.

## 4.2.2. Solarthermische Kraftwerke

Das technische Grundprinzip der solarthermischen Nutzung ist die Umwandlung von Solarstrahlung in Wärme (photothermische Wandlung). Solarthermische Kraftwerke können in konzentrierende Systeme einerseits und Fall- bzw. Aufwindkraftwerke eingeteilt werden. Die solarthermische Energienutzung ist aus Sicht der Integration in bestehende Strukturen der Elektroenergieversorgung insbesondere deshalb interessant, da Wärmeenergie über vergleichsweise lange Zeiträume mit geringen Verlusten gespeichert werden kann. Damit können solarthermische Anlagen mit entsprechenden Speichereinrichtungen auch dann elektrische Energie liefern, wenn keine Sonneneinstrahlung vorhanden ist und damit prinzipiell nachfrageorientiert eingesetzt werden. Des Weiteren können solarthermische Anlagen auch in Kombination mit GuD- oder Gasturbinenkraftwerken betrieben werden und dadurch anteilig fossile Brennstoffe (z. B. Erdgas) substituieren.

### 4.2.2.1. Konzentrierende solarthermische Kraftwerke

Trifft Licht auf einen Körper, so wird stets ein bestimmter Anteil der Strahlung absorbiert. Ein Teil der einfallenden solaren Strahlung wird mithilfe von Absorbern in Wärmeenergie eines Trägermediums umgewandelt. Diese Wärmeenergie kann weiter in andere Energien umgewandelt (z. B. in mechanische oder elektrische Energie) oder direkt genutzt werden (so etwa zur Bereitstellung von Raumwärme oder Warmwasser).

Die direkt auf einen Absorber einfallende solare Strahlung ist in Abhängigkeit der Ausdehnung des Körpers relativ gering. Deshalb wird die auf eine größere Fläche eintreffende Solarstrahlung auf den Absorber konzentriert. Diese Konzentration kann durch folgende Konstruktionen erreicht werden.

- Parabolrinnen
- Heliostatenfelder
- Paraboloiden

In Abbildung 18 sind diese drei grundlegenden Konzentratorenprinzipien dargestellt. Die Konzentration des einfallenden Sonnenlichts ist auf ein theoretisches Maximum von etwa dem 46.200 fachen begrenzt. Der Grund dafür ist, dass die Sonnenstrahlen nicht vollständig parallel verlaufen, da auch die Sonne ein Körper mit begrenzten Abmessungen ist. Der Brennpunkt des Konzentrators muss im Tagesverlauf immer auf den Absorber treffen. Dazu ist i. d. R. eine zweiachsige Nachführung notwendig. Lediglich Linearkonzentratoren (z. B. Parabolrinnen) kommen mit einer einachsigen Nachführung aus, da sie keinen Brennpunkt sondern eine Brennlinie ausbilden.

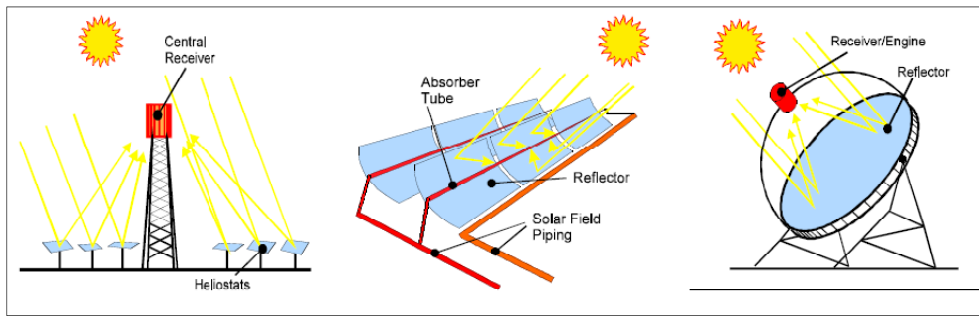


Abbildung 18 Konzentradorprinzipien (von links nach rechts): Heliostaten mit Turm-receiver, Parabolrinnen und Paraboloid  
(Quelle: Eisenbeiß / Geyer (2002) sowie SOLARPACES (2010))

Real erzielte Konzentrationen des Sonnenlichts erreichen das bis zu 100 fache bei der Parabolrinnen-Technologie, das ca. 500 bis 1.000 fache bei Heliostatenfeldern und das mehr als 4.000 fache bei Paraboloiden.<sup>180</sup>

Da nur die direkte Sonnenstrahlung mit optischen Elementen konzentriert werden kann, sind solarthermische Kraftwerke auf Standorte mit hoher direkter Sonneneinstrahlung beschränkt. Besonders geeignet sind Standorte im äquatornahen Sonnengürtel der Erde mit geografischen Breiten von etwa 30 ° - 40 ° Nord bzw. Süd, in denen etwa 2.000 - 2.600 Sonnenscheinstunden pro Jahr auftreten.

In den jeweiligen Brennpunkten oder Brennpunkten dieser Konzentratoren sind die Absorber angebracht. In den Absorbern wird häufig ein Flüssigkeits-Wärmekreislauf (z. B. unter Verwendung von Thermo-Ölen, Flüssigsalzen, zukünftig ggf. auch Wasserdampf) angetrieben, der die Wärmeenergie zur Wandlungseinrichtung transportiert. Da bei sehr hohen Temperaturen (> 500 °C) Flüssigkeiten nicht bzw. nur mit hohem technischen Aufwand eingesetzt werden können, kommt dann z. B. auch Luft als Wärmeträger zum Einsatz (z. B. in den Solarturmkraftwerken, bei denen die Heliostaten die Strahlung auf einen Receiver an der Spitze eines Turmes konzentrieren und dabei Temperaturen von über 1.000 °C entstehen).

Die heutigen solarthermischen Kraftwerke verwenden meist einen Dampfkreislauf mit angeschlossenem Generator zur Einspeisung von Elektroenergie. Wegen der täglichen und saisonalen Schwankung der solaren Einstrahlung können diese Kraftwerke nur während maximal etwa 2.600 Stunden im Jahr unter Volllast betrieben werden. Deshalb werden Konzepte entwickelt, die Wärmespeicher (z. B. Salzschnmelzen oder Feststoffwärmespeicher) oder die Verbrennung anderer Energieträger (zurzeit Erdgas, zukünftig die erneuerbaren Energieträger Biomasse bzw. Biogas) in Zeiten nicht ausreichender Sonneneinstrahlung integrieren. Damit sind Kraftwerke realisierbar, die eine konstante Einspeisung von Elektroenergie über das ganze Jahr hinweg ermöglichen.

Über Wärmetauscher wird die Wärmeenergie des Wärmeträgermediums an einen Wasser-Dampf-Kreislauf abgegeben, das Wasser unter Druck verdampft und weiter überhitzt. Der Dampf treibt eine Turbine und diese wiederum einen Gene-

<sup>180</sup> Vgl. Pitz-Paál (2004), S. 13.

rator an. Nach dem Durchströmen der Turbine kondensiert der Dampf wieder zu Wasser, das mithilfe einer Pumpe erneut in den Kreislauf gelangt. Ein solcher Dampfkreislauf ist Stand der Technik und wird v. a. in konventionellen Kraftwerken verwendet.

Bei Dish-Sterling-Systemen (Paraboloide mit Sterlingmotoren im Brennpunkt) wird auf einen Wasser-Dampf-Kreislauf verzichtet und stattdessen ein Heißluft-Motor (Stirlingmotor) eingesetzt. Ein Stirlingmotor wandelt die Wärmeenergie direkt in mechanische Energie um.

Solarthermische Kraftwerke sind seit den 1980er-Jahren im kommerziellen Einsatz. 1984 wurde das erste Parabolrinnenkraftwerk in Südkalifornien in Betrieb genommen. Inzwischen werden dort neun solcher Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 354 MW betrieben. Das jüngste Parabolrinnenkraftwerk der USA ging im Frühjahr 2007 in Boulder City mit einer Nennleistung von rund 64 MW in Betrieb. Zurzeit werden in Spanien und den USA weitere Parabolrinnenkraftwerke errichtet. Im Frühjahr 2007 wurde in der Nähe von Sevilla das erste Solarturmkraftwerk in Betrieb genommen. Das Kraftwerk mit der Bezeichnung „PS10“ hat eine Nennleistung von 11 MW und soll Teil eines auf insgesamt etwa 300 MW angelegten solarthermischen Kraftwerksparks sein.

Die Gestehungskosten konzentrierender solarthermischer Kraftwerke liegen heute bei etwa 15 bis 20 ct/kWh und zukünftig prognostizierten 5 bis 10 ct/kWh.<sup>181</sup> Die Vorteile der Technologie liegen im relativ einfachen konstruktiven Aufbau, der Verwendung konventioneller Komponenten in Dampfkreislauf sowie der bereits erwähnten Option der Wärmespeicherung und damit ihrer Grundlastfähigkeit. Nachteilig wirken sich gerade in niederschlagsarmen Regionen der hohe Wasserbedarf für den Dampfkreislauf<sup>182</sup> sowie notwendige regelmäßige Reinigungsarbeiten an den Parabolrinnen bzw. Heliostaten aus.

Insbesondere hinsichtlich eines auch politisch forcierten Elektroenergieimports aus Nordafrika könnten konzentrierende solarthermische Kraftwerke durchaus zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung elektrischer Energie in Europa leisten.<sup>183</sup>

#### 4.2.2.2. Auf- und Fallwindkraftwerke

Zu den solarthermischen Kraftwerken gehören auch die technischen Konzepte, die einen durch unterschiedliche Lufttemperaturen angetriebenen Luftstrom nut-

---

<sup>181</sup> Vgl. Müller-Steinhagen (2006) und MÜNCHNER RÜCK (2009), S. 47.

<sup>182</sup> Bei den solarthermischen Kraftwerken Andasol 1 bis 3 (jeweils 50 MW elektrische Leistung) liegt der Wasserbedarf bei etwa 4,8 m<sup>3</sup>/MWh<sub>el</sub>. Vgl. SOLAR-MILLENNIUM (2009), S. 14.

<sup>183</sup> Die Europäische Union hat dazu die „Euro-Mediterranean Partnership“ wiederaufleben lassen. Ziel dieser Organisation ist neben einer Vertiefung internationalen Beziehungen u. a. auch der Import von Elektroenergie aus dieser Region von bis zu 20 GW bis zum Jahr 2020. Im Juli 2009 gründete sich ein Konsortium aus zunächst 20 deutschen Unternehmen (u. a. Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft AG, Siemens AG und RWE AG), die das Ziel verfolgen, ab dem Jahr 2020 solarthermische Kraftwerke in Nordafrika zu betreiben und die elektrische Energie nach Europa zu liefern. Langfristig sollen damit etwa 15 % des europäischen Energiebedarfs abgedeckt werden können. Vgl. MÜNCHNER RÜCK (2009) und FTD (2009).

zen. Dazu zählen die Aufwind- und Fallwindkraftwerke. Bei **Aufwindkraftwerken** wird Umgebungsluft durch die solare Strahlung unter einem großflächigen, halbtransparenten Kollektordach (z. B. aus Glas oder Folie) erwärmt. Aufgrund des dabei entstehenden Dichteunterschiedes zwischen der warmen Luft unterhalb des Kollektors und der relativ dazu kälteren Luft im Außenbereich strömt die Luft radial einem in der Mitte des Kollektors angeordneten, vertikalen Turm zu und steigt in diesem auf (Kaminwirkung). Durch die Luftströmung wird ein am Fuß des Turms montierter Rotor und über diesen ein Generator angetrieben. Mittels unter dem Kollektordach angeordneten Wärmespeichern (z. B. Porengesteine, Wasserbehälter o. ä.) kann ein kontinuierlicher 24-Stunden-Betrieb erreicht werden.

**Fallwindkraftwerke** benötigen keinen Kollektor zur Umwandlung der Sonnenenergie. Bei diesen Konzepten wird ebenfalls ein hoher Turm verwendet, in dessen obersten Teil Wasser eingesprüht wird. Das Wasser entzieht der Luft bei seiner Verdunstung Wärme, die Luft kühlt sich gegenüber der sonstigen Umgebungsluft ab und strömt im Turm nach unten. Am Fuß des Turms sind eine oder mehrere Rotoren angeordnet, die über einen mechanisch gekoppelten Generator elektrische Energie bereitstellen. Geeignete und vor allem stetige Bedingungen für diesen Kraftwerkstyp finden sich im Bereich der relativ windarmen Rossbreiten (zwischen 25 ° und 35 ° nördlicher sowie südlicher Breite), da hier das ganze Jahr über trockene und sehr warme Luft zur Verfügung steht. Aufgrund der indirekten Nutzung der Sonneneinstrahlung kann diese Technologie auch nachts eingesetzt werden. Sie bedingt allerdings den Einsatz großer Wassermengen, die in den genannten Regionen häufig nur in Form von Meerwasser verfügbar sind und dazu zunächst in Meerwasserentsalzungsanlagen unter großem Energieaufwand gewonnen werden müssen.<sup>184</sup>

Aufgrund der relativ einfachen Konstruktion, der Wärmespeichermöglichkeiten (z. B. Nutzung des Erdbodens oder von Warmwasserspeichern) sowie der Nutzung auch des Diffus-Strahlungsanteils des Sonnenlichts durch die Aufwind- und Fallwindkraftwerke könnten diese zukünftig durchaus Kostenvorteile gegenüber den konzentrierenden solarthermischen Kraftwerken haben. Allerdings sind konstruktive Herausforderungen (möglichst hohe Türme von etwa 1.000 m Höhe bei einem Innen-Durchmesser von 100 m und mehr zur Erzielung von elektrischen Leistungen von mehreren 100 MW<sub>el</sub>), ein hoher Flächenbedarf der Aufwindkraftwerke bzw. ein hoher Wasserbedarf der Fallwindkraftwerke Gründe dafür, dass eine kommerzielle Nutzung dieser Technologie bislang nicht erfolgen konnte.<sup>185</sup>

Die spezifischen Gestehungskosten von Auf- und Fallwindkraftwerken können bislang nur mit einer relativ hohen Unsicherheit abgeschätzt werden.<sup>186</sup> Sie betragen etwa 10 bis 15 ct/kWh bei Nennleistungen >100 MW und Einstrahlungsverhältnissen von etwa 2.300 kWh/(m<sup>2</sup>\*a).<sup>187</sup> Damit könnten sie eine zukünftige

---

<sup>184</sup> Bis zu einem Drittel der bereitgestellten elektrischen Energie wird nach Modellrechnungen zur Meerwasserentsalzung und zum Antrieb von Pumpen zur Förderung des Wassers bis zum oberen Ende des Turmes benötigt. Vgl. Altmann et al. (2007), S. 6.

<sup>185</sup> Lediglich ein Prototyp eines Aufwindkraftwerks wurde bislang im spanischen Manzanares Anfang der 1980er Jahre für wenige Jahre betrieben.

<sup>186</sup> Vgl. dazu Altmann et al. (2007), Schlaich / Schiel (2002) und Zaslavsky et al. (2001).

<sup>187</sup> Vgl. SBS (2010), S. 9.

Option zur Bereitstellung von elektrischer Energie in den Ländern Nordafrikas und des Mittleren Ostens darstellen.

### 4.3. Nutzung der Bioenergien

Unter dem weit verbreiteten Begriff „Biomasse“ werden sämtliche Stoffe organischer Herkunft (insbesondere kohlenstoffhaltige Materie) subsummiert. Biomasse umfasst somit Phyto- und Zoomasse (Pflanzen und Tiere), daraus resultierende Rückstände (z. B. tierische Exkrememente), abgestorbene (aber noch nicht „fossile“) Phyto- und Zoomasse (z. B. Stroh und Holz) und alle Stoffe, die im weitesten Sinne durch eine technische Umwandlung und/oder stoffliche Nutzung von Biomasse entstanden sind (z. B. Papier, organischer Hausmüll, Pflanzenöle, Alkohole). Für die Energiebereitstellung aus Biomasse werden überwiegend speziell angebaute Energiepflanzen (etwa Holz und nachwachsende Rohstoffe), Ernterückstände und organische Nebenprodukte, Abfälle und Exkrememente genutzt.

Zur Energiewandlung ist der Energieinhalt und nicht das Gewicht der Biomasse entscheidend. Aus diesem Grund wird nachfolgend in dieser Arbeit übergreifend der Begriff Bioenergie verwendet.

Die Nutzungstechnologien zur Bereitstellung von elektrischer Energie basieren überwiegend auf der Verbrennung von festen, flüssigen oder gasförmigen biogenen Energieträgern (vgl. Kapitel 4.3.3). Die Umwandlung der natürlichen Bioenergien in diese Energieträger erfolgt über biochemische (z. B. in Fermentationsanlagen, vgl. Kapitel 4.3.1), thermochemische (z. B. Pyrolyse- bzw. Vergasungsanlagen, vgl. Kapitel 4.3.2) oder physikalisch-chemische (z. B. Auspressen und Veresterung) Prozesse.

Über die weltweite Verfügbarkeit ausreichender Mengen an Bioenergie zur Bereitstellung von elektrischer Energie, Wärme und Treibstoffen wird in der Wissenschaft und der Politik seit längerem eine breite und kontroverse Diskussion geführt.<sup>188</sup> Die global zur Verfügung stehende Fläche zum Anbau von Pflanzen ist begrenzt und nimmt zudem durch den sich vollziehenden Klimawandel (Anstieg des Meeresspiegels, Versteppung durch Verringerung des mittleren Niederschlagsvolumens in einigen Regionen, Ausbreitung von Wüstengebieten z. B. der Sahara) sowie nicht nachhaltige Nutzungsformen (Erosion in weiträumigen Lössgebieten in China, Abholzung des tropischen Regenwaldes und anschließende Erosion der Humusschicht, Urbanisierung und weitere Versiegelung von Böden) tendenziell ab. Des Weiteren nimmt der Bedarf an Nahrungs- und Futtermitteln durch die ständig steigende Weltbevölkerung zu. Auch stofflich werden Pflanzenbestandteile (z. B. als Holz oder Papier) zunehmend genutzt. Schließlich hat sich die Weltgemeinschaft verpflichtet, Teile der natürlichen Umwelt in ihrer ursprünglichen (oder der derzeit noch anzutreffenden) Form unter Schutz zu stellen und damit der direkten menschlichen Nutzung zu entziehen. Damit ist um die verbleibenden land- und forstwirtschaftlichen Flächen eine Nutzungskonkurrenz zu beobachten und auch für die Zukunft in zunehmendem Maße zu erwarten.

---

<sup>188</sup> Bereits in Hall (1992) wird auf die zu diesem Zeitpunkt ebenfalls seit längerem geführte Diskussion „food versus fuel“ verwiesen.



In der aktuellen Diskussion um die energetische Verwendung der Bioenergie herrscht zunehmend Übereinstimmung, dass diese ausschließlich ökologisch nachhaltig sowie sozialverträglich angebaut werden sollte.<sup>189</sup> Da der Begriff der Nachhaltigkeit des Bioenergieanbaus nicht umfassend und eindeutig definiert ist, müssen Kriterien und Regelungen gefunden werden, die einzelne Aspekte der Nachhaltigkeit instrumentalisieren. Dazu zählen u. a.:

- die heutige Nutzung sollte das zukünftige Potenzial der Biomasseerzeugung nicht einschränken,
- eine energetische Nutzung sollte keine zusätzlichen preissteigernden Auswirkungen auf Nahrungsmittelpreise haben,
- durch die Biomasseproduktion sollte kein übermäßiger Verbrauch von Süßwasserressourcen erfolgen,
- die Biodiversität in der Anbauregion sollte sich nicht verringern und
- es sollte kein Anreiz entstehen, ökologisch wertvolle und geschützte Gebiete land- oder forstwirtschaftlich zu nutzen.

In diesem Kontext sind auch die politischen und wirtschaftlichen Entscheidungen zu biogenen Treibstoffen in den letzten Jahren zu sehen. Es war Anfang des letzten Jahrzehnts zu beobachten, dass der (zunächst als ökologisch sinnvoll erachtete) verstärkte Einsatz z. B. von Pflanzenölen zur Herstellung von Biodiesel oder zur Nutzung in Blockheizkraftwerken dazu führte, dass etwa in Indonesien oder Brasilien Regenwälder gerodet wurden, um Palmöl zu erzeugen. Inzwischen wurden in einigen Importländern diese Stoffe von der Förderung ausgeschlossen oder nachzuweisende Mindeststandards für den Anbau festgelegt.

Zum weltweiten Potenzial der nachhaltig zu nutzenden Bioenergie liegt eine Vielzahl wissenschaftlicher Studien vor.<sup>190</sup> Die Spannweite der Ergebnisse ist dabei sehr hoch. Sie liegt zwischen 0 und 1.272 EJ/a.<sup>191</sup> Eine Übersicht vorliegender Untersuchungen enthält das aktuelle Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen.<sup>192</sup> Insbesondere durch die Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsfaktoren bei der Erzeugung und der Nutzung der Bioenergie entstehen im Vergleich zur Bestimmung des natürlichen oder technischen Potenzials die größten Unsicherheiten, die häufig in einer deutlichen Reduktion des Potenzials münden. Hall führt bereits 1992 dazu aus: „However, the enhancement of biomass availability on a sustainable basis will require considerable effort – there is no short cut to long term planning and development in the biomass field. [...] From an environmental viewpoint, if biomass energy systems are well managed, they can form part of a matrix of energy sup-

---

<sup>189</sup> Vgl. Meyer (2009), S. 17 ff.

<sup>190</sup> Vgl. u. a. Dornburg et al. (2008), WBGU (2008), Smeets (2008), SRU (2007), Hoogwijk (2004) und Hall (1992).

<sup>191</sup> Im Vergleich dazu lag der globale Primärenergiebedarf im Jahr 2006 bei etwa 491,6 EJ (IEA (2008a), S. 6).

<sup>192</sup> Vgl. WBGU (2008), S. 105.

ply which is environmentally sound and therefore contributes to sustainable development.”<sup>193</sup>

Olah et al. (2006) schreiben der zukünftigen Bioenergienutzung sogar eine nur untergeordnete Bedeutung zu, indem sie ausführen: „Biomass can provide a significant but nevertheless limited amount of energy that is inadequate to sustain our modern society’s needs”.<sup>194</sup>

Auch Smeets weist in seiner Untersuchung aus dem Jahr 2008 darauf hin, dass es notwendig sei „...integrate bioenergy policies with agriculture policies to ensure that bioenergy production does not compete with food production and that natural vegetation is not converted into agricultural land.”<sup>195</sup> In SRU (2007) sowie WBGU (2008) wird darauf verwiesen, dass die energetische Nutzung der Biomasse förderungswürdige positive Effekte wie z. B. eine CO<sub>2</sub>-Neutralität<sup>196</sup>, eine Verbesserung des Naturhaushalts oder eine Stabilisierung eines Elektroenergiesystems mit einem hohen Anteil von Wind- und Solarenergie durch Bereitstellung von Regelenergie aufweist. Dem gegenüber stehen jedoch auch negative Auswirkungen (s. o.), die überwiegend auf der Nichteinhaltung von Nachhaltigkeitskriterien beruht. Deshalb schlagen die Autoren beider Untersuchungen vor, die weltweit vorhandenen nachhaltigen Potenziale der Bioenergie zu nutzen, solange eine Gefährdung der Nachhaltigkeit sicher ausgeschlossen werden kann. In beiden Studien wird zudem für einen raschen Ausstieg aus der Förderung biogener Treibstoffe und der alternativen Entwicklung der Elektromobilität plädiert.

Aus Sicht der Autoren der letztgenannten Studien sollte die Bioenergienutzung in den Industrienationen keine tragende Rolle sondern (aufgrund der herausragenden Eigenschaft der Speicherbarkeit der Bioenergeträger) eine eher spezialisierte Funktion übernehmen (z. B. durch die Regelenergiebereitstellung zum Ausgleich fluktuierender Erneuerbarer Energien). Dagegen bietet der ausgeweitete Einsatz der Bioenergie in Entwicklungs- und Schwellenländern, die auch das größte zukünftige diesbezügliche Potenzial aufweisen<sup>197</sup>, einen Beitrag zur Überwindung der dortigen Energiearmut und zur wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Entwicklung.

Und schließlich zieht auch der Wissenschaftliche Beirat für Agrarpolitik beim Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz in einem diesbezüglichen Gutachten aus dem Jahr 2007 folgendes Fazit zur Bioenergienutzung: „Im Vergleich zur Solarenergie sind die Potenziale der Bioenergie auf

---

<sup>193</sup> Hall (1992) S. 18 f.

<sup>194</sup> Olah et al. (2006), S. 131.

<sup>195</sup> Smeets (2008), S. 272. Allerdings erscheint es zweifelhaft, allein durch politische Instrumente Konkurrenzsituation verhindern zu wollen. Bereits das Vorhandensein der Substitutionalität von Produkten unter Einsatz derselben Produktionsfaktoren führt zu einer wirtschaftlichen Wettbewerbssituation.

<sup>196</sup> Langfristig bietet die Bioenergienutzung sogar die Chance, den CO<sub>2</sub>-Gehalt der Atmosphäre zu verringern, indem CO<sub>2</sub> dauerhaft in Form von zusätzlicher Biomasse gebunden wird.

<sup>197</sup> Insbesondere in Süd- und Mittelamerika sowie in Afrika südlich der Sahara bestehen weltweit die größten Potenziale der Bioenergiebereitstellung. Allerdings ist die Diskrepanz zwischen den Potenzialen und den derzeitigen Anbaumethoden und Nutzungsgraden dort auch am höchsten. Vgl. dazu Smeets (2008), S. 270 ff.

Dauer relativ gering.“ sowie „Bei diesem Befund kann der deutschen Politik aus Klimaschutzpolitischer Sicht nicht empfohlen werden, die Förderung der Bioenergieerzeugung auf Ackerflächen weiter auszubauen. Sie sollte die Förderung schrittweise auf solche Bioenergie-Linien ausrichten, die (a) nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen, (b) zur Vermeidung von Methan-Emissionen aus Gülle beitragen oder (c) besonders niedrige CO<sub>2äq</sub>-Vermeidungskosten bzw. ein sehr hohes CO<sub>2äq</sub>-Vermeidungspotenzial aufweisen. Die Beurteilung der Bioenergie-Politik unter den Kriterien ‚Versorgungssicherheit‘ und ‚Beschäftigung‘ führt zu einem ähnlichen Votum.“<sup>198</sup>

Nach einer Untersuchung von Metzger und Hüttermann aus dem Jahr 2009 könnte durch die Aufforstung von bereits durch menschliche Eingriffe degradierten Flächen bis zum Jahr 2030 eine vollständige Deckung des Primärenergiebedarfs der Menschheit erfolgen.<sup>199</sup> Ein aus der Lignozellulose hergestelltes biogenes Ölgemisch (Bio-Slurry) kann aufgrund seiner hohen Energiedichte ähnlich wie fossile Energieträger hervorragend transportiert und flexibel eingesetzt werden. Die dazu erforderlichen Investitionen in die Aufforstungsprogramme sowie die dauerhafte Kultivierung der Flächen sind aus Sicht der Autoren nachhaltig und bieten zudem wirtschaftliche Entwicklungsperspektiven für die Einwohner dieser Regionen. Zudem sind auf diesen Flächen zunächst keine konkurrierenden Nutzungen z. B. der Nahrungs- oder Futtermittelproduktion möglich bzw. zu erwarten.

### Zwischenfazit zur Nutzung von Bioenergien

Die energetische Nutzung der Bioenergie bietet ein großes natürliches Potenzial und insbesondere die Möglichkeit einer zeitlich nachfragegerechten Bereitstellung von elektrischer Energie. Eine Nutzung sollte sich jedoch ausschließlich auf die nachhaltig zu erzeugenden Mengen beschränken und Flächenkonkurrenzen sowie preissteigernde Effekte so weit als möglich vermeiden. Aus diesen Gründen erscheint eine bedeutende Rolle der Bioenergie im System der Elektroenergieversorgung in Industrieländern eher unwahrscheinlich.<sup>200</sup> Vielmehr könnte eine spezifische Bioenergienutzung in diesen Ländern zukünftig erfolgen, indem die besondere Qualität der guten Speicherbarkeit des Energieträgers zur Bereitstellung von Regelenergie genutzt wird.

Im Folgenden werden drei ausgewählte Verfahren der Bioenergienutzung beschrieben, die ihre Marktreife bereits erreicht haben oder diese mittelfristig erreichen können.

#### 4.3.1. Bioenergie-Fermentationsanlagen

Eine insbesondere in Deutschland im letzten Jahrzehnt zunehmend eingesetzte Technologie zur Elektroenergiebereitstellung aus Biomasse stellen Bioenergie-

---

<sup>198</sup> Isermeyer et al. (2007).

<sup>199</sup> Vgl. Metzger / Hüttermann (2009). Auf etwa 2,54 Gha von insgesamt 3,5 Gha bereits degradierten Flächen weltweit könnte demnach ein Energieäquivalent von 18.300 Mtoe im Jahr 2030 bereitgestellt werden.

<sup>200</sup> Vgl. dazu auch Bringezu et al. (2009), S. 235 ff.

Fermentationsanlagen (Biogasanlagen) dar. Grundsätzlich können die Abläufe in einer Biogasanlage in vier Prozessstufen unterteilen werden. In der ersten Stufe wird das Substrat in Form von Gülle und Ko-Fermenten (z. B. nachwachsenden Rohstoffen) bereitgestellt. Die Einsatzstoffe werden vermischt und in den Fermenter geleitet. Die zweite Stufe stellt die anaerobe Fermentation dar, in der das Substrat unter Sauerstoffmangel (anaerob) von einer Vielzahl von Mikroorganismen in Biogas umgewandelt wird. Das entstandene Biogas, das zu etwa zwei Dritteln aus Methan besteht, wird anschließend in der dritten Stufe einem Blockheizkraftwerk (BHKW) zugeführt und in Elektroenergie und Wärme konvertiert. Parallel dazu findet in der vierten Stufe die Lagerung, Verwertung und Nutzung der Gärreststoffe statt. Die Gärreststoffe werden überwiegend als Düngemittel in der Landwirtschaft eingesetzt.

Die gesamte Prozesskette ist, trotz der bislang nicht vollständig erforschten biochemischen Prozesse, einfach technologisch umzusetzen. Aktuelle Weiterentwicklungen streben u. a. durch spezielle Fermentergeometrien in Schnecken-geometrie die Schaffung optimaler Umgebungsbedingungen (v. a. Temperatur, pH-Wert) für verschiedene Mikroorganismen und die Verhinderung des Ausspülens dieser Kulturen beim Be- und Entladen des Fermenters an.

Die Biogasverstromung mittels BHKW am Ort der Biogasproduktion ist unter energetischen Gesichtspunkten zumeist nicht die optimale Lösung. Im Regelfall kann nur ein Teil der erzeugten Wärme in Stallungen und angrenzenden Wohnhäusern genutzt werden. Die Installation eines Nahwärmenetzes scheitert häufig an der großen Entfernung zu den nächsten Wohnhäusern und der relativ geringen Wärmeleistung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Ein alternatives Nutzungskonzept ist die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität und die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz. Dieses Gas kann in dezentralen BHKW oder zentralen Gas- und Dampfkraftwerken in Elektroenergie und Wärme umgewandelt werden. Dieses Konzept wird im nachfolgend beschriebenen Konzept der Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerke (vgl. Kapitel 6.6.1) genutzt. In einer umfangreichen Studie für die Mitgliedsländer der Europäischen Union (EU-27) sowie für die Türkei und die europäischen Nachfolgestaaten der Sowjetunion wurde das Potenzial einer Biogaseinspeisung abgeschätzt.<sup>201</sup> Im Jahr 2020 könnten demnach etwa 500 Mrd. Norm-Kubikmeter pro Jahr Biogas eingespeist werden und damit in etwa den derzeitigen Erdgasverbrauch der EU27-Länder und der Türkei ersetzen.

### **4.3.2. Thermochemische Bioenergienutzung**

Ein Nachteil der energetischen Bioenergienutzung sind die häufig geringen Energiedichten der originären Bioenergieträger. Damit sind aus ökonomischer Sicht lange Transportketten nachteilig und Bioenergiepotenziale in weit entfernten Regionen (vgl. die Untersuchung von Metzger / Hüttermann (2009)) könnten nicht zur Nutzung z. B. in Europa herangezogen werden. Aus diesem Grund könnten zukünftig dezentrale, d. h. am Ort des Bioenergieanbaus gelegene, thermochemische Umwandlungsanlagen zum Einsatz kommen. Mit diesen kann ein Bio-

---

<sup>201</sup> Vgl. dazu Thrän et al. (2007), S. 41 f.

Ölgemisch (Slurry) mit einer hohen Energiedichte von etwa 25 GJ/m<sup>3</sup> hergestellt werden<sup>202</sup>, dass mit einer dem Erdöl vergleichbaren Transportkette verteilt werden kann.

Im Rahmen einer thermochemischen Umwandlung von Bioenergieträgern können drei Verfahren unterschieden werden.

- Die Vergasung, bei der die Bioenergieträger bei hohen Temperaturen möglichst vollständig in Gas umgewandelt werden.
- Die Pyrolyse, bei der die Bioenergieträger unter dem Einfluss hoher Temperaturen und meist unter Sauerstoffmangel verflüssigt werden.
- Die Verkohlung, bei der die organischen Substanzen thermisch zersetzt werden, mit dem Ziel, eine möglichst hohe Ausbeute an Festbrennstoffen (z. B. Holzkohle) zu erzielen.

### 4.3.3. Bioenergie-Verbrennungsanlagen

In fast allen Fällen werden die originären oder umgewandelten Bioenergieträger verbrannt. Die damit erhöhte mechanische Energie eines Zwischenträgermediums (z. B. Luft oder Wasserdampf) wird anschließend mittels Turbinen oder Motoren und Generatoren in elektrische Energie gewandelt. Häufig verbleibt damit ein Anteil an Wärmeenergie, der entweder einer Wärmenutzung zugeführt oder an die Umgebung abgegeben wird. Die gesamte Ausnutzung des Energieträgers ist bei einer entsprechenden Nutzung der verbleibenden Wärmeenergie am höchsten (Kraft-Wärme-Kopplung KWK). Im Stadium von Forschung und Entwicklung befinden sich Verfahren, aus der verbleibenden Wärmeenergie mittels thermoelektrischer Verfahren direkt elektrische Energie bereitzustellen<sup>203</sup> oder Hochtemperatur-Wärmespeicher einzusetzen<sup>204</sup>, um die bislang notwendige Gleichzeitigkeit der Erzeugung von Wärme und elektrischer Energie aufzuheben. Damit könnte zukünftig die wärmegeführte Betriebsweise von KWK-Anlagen aufgehoben bzw. der Gesamtausnutzungsgrad der (biogenen) Energieträger erhöht werden.

Feste Bioenergieträger, z. B. Holz oder Stroh, werden auch als (anteilige) Ersatzbrennstoffe in konventionellen Kraftwerken auf Basis von Braun- oder Steinkohle eingesetzt.

### 4.4. Nutzung der Geothermie

Geothermische Kraftwerke nutzen den aus dem Erdinneren aufsteigenden Wärmestrom, der durch den dort ständig stattfindenden Isotopenzerfall (v. a. von Kalium, Thorium und Uran), sowie die aus der Zeit der Erdentstehung gespeicherte Wärme angetrieben wird.<sup>205</sup> Die Wärme wird dem Untergrund mit einem Transportmedium entnommen. Dieses kann als Wasserdampf oder heißes Wasser bereits im Untergrund vorhanden sein (hydrothermale Systeme). Dann kann es

---

<sup>202</sup> Vgl. Dahmen (2007), S. 9.

<sup>203</sup> Vgl. dazu Hochbaum et al. (2008).

<sup>204</sup> Vgl. dazu IWR (2009b).

<sup>205</sup> Vgl. Rogge (2004), S. 3 f.

durch eine Bohrung erschlossen, an die Oberfläche befördert, durch Wärmeübertragung an einen Sekundärkreislauf gekühlt und wieder in den Untergrund zurückgepumpt werden. Alternativ kann Wasser in tief gelegene, heiße Gesteinsschichten, die zuvor hydraulisch leitfähig gemacht wurden, gepumpt und erhitzt wieder nach oben gepumpt werden (Hot Dry Rock HDR - Verfahren). Die jeweilige Wärmequelle wird im Wesentlichen durch Temperatur, Massenstrom und chemische Zusammensetzung des geförderten Thermalwassers charakterisiert.

Die Wärme kann entweder direkt zu Heizzwecken genutzt werden, oder sie treibt in einem Dampfturbinenprozess einen Generator an, der elektrische Energie einspeist. Auch bei der geothermischen Elektroenergiebereitstellung fällt Abwärme an, die aus Effizienzgesichtspunkten zur Wärmeversorgung eingesetzt werden sollte, bevor das abgekühlte Wasser wieder in das Bohrloch zurückgepresst wird.

Hydrothermale Vorkommen werden bereits seit vielen Jahrzehnten u. a. in den USA, auf den Philippinen, in Indonesien und Mexiko, aber auch in Island und Italien vorwiegend zur Wärmeversorgung genutzt. Sie sind allerdings nur bei ausgewählten geologischen Besonderheiten (z. B. natürlichen Riss-Systemen, vulkanisch aktiven Zonen) anzutreffen. Das Hot Dry Rock - Verfahren könnte weltweit eingesetzt werden, da seine Anwendbarkeit im Wesentlichen lediglich davon abhängt, welches Temperaturniveau sich mit welcher Bohrtiefe erreichen lässt und ob es gelingt, die tiefen Gesteinsschichten ausreichend wasserleitfähig zu machen.

Die HDR - Technologie bietet ein enormes zukünftiges weltweites Potenzial. Allerdings befindet sich diese Form der Erschließung des Untergrundes noch im Stadium der Grundlagenforschung. Das in der Tiefe vorhandene heiße Gestein ist zunächst über mehrere Bohrungen zu erschließen. Zwischen den Bohrungen werden mit Wasserdruck Fließwege aufgebrochen oder vorhandene aufgeweitet. Somit wird ein unterirdischer Wärmetauscher erzeugt.

Die Kosten der geothermischen Bereitstellung von elektrischer Energie werden von den Bohrkosten und den Kosten der Stimulierung des Reservoirs dominiert. Im Zuge des Ausbaus geothermischer Kraftwerke wird damit gerechnet, dass sich diese Kosten deutlich reduzieren lassen und das Fündigkeitsrisiko (Risiko nicht erfolgreicher Bohrungen aufgrund verfehlter Thermalwasserspeicher oder zu geringen Temperaturniveaus) durch im Vorfeld durchgeführte Messungen und Simulationen abnimmt.

Geothermische Kraftwerke werden als Grundlastkraftwerke mit einer möglichst konstanten Leistungsabgabe eingesetzt. Weltweit sind geothermische Kraftwerke zur Elektroenergiebereitstellung mit einer Nennleistung von etwa 8 GW installiert, die zusammen etwa 50 TWh<sub>el</sub>/a bereitstellen.<sup>206</sup> Der zukünftige Zubau geothermischer Kraftwerke insbesondere unter Nutzung der HDR – Technologie könnte bis zum Jahr 2050 allein in den USA mehr als 100 GW umfassen und damit zu einer bedeutenden Bereitstellungstechnologie werden.<sup>207</sup> Einen deutlich langsameren Ausbau der Elektroenergiebereitstellung aus geothermischen Anlagen

---

<sup>206</sup> Vgl. Gawell et al. (1999).

<sup>207</sup> Vgl. MIT (2006), S. 1-3.

prognostiziert dagegen die deutsche Bundesregierung. Sie erwartet, dass sich die installierte Nennleistung in Deutschland ausgehend von ca. 7,4 MW<sub>el</sub> im Jahr 2008 auf etwa 280 MW<sub>el</sub> im Jahr 2020 bzw. 850 MW<sub>el</sub> 2030 erhöhen wird.<sup>208</sup>

#### 4.5. Nutzung der Wasserkraft

Die Wasserkraft wird bereits seit vielen Jahrzehnten zur Bereitstellung von elektrischer Energie genutzt. Der weltweite Anteil der Wasserkraft beträgt etwa 17,5 %.<sup>209</sup> In einzelnen Ländern ist der Anteil z. T. deutlich höher. Bezogen auf das wirtschaftlich nutzbare, globale Potenzial der Wasserkraft werden bislang lediglich etwa 33 % ausgeschöpft.<sup>210</sup> Wasserkraftanlagen sind sehr häufig mit entsprechenden Dammbauwerken ausgestattet.<sup>211</sup> Damit kann (im Rahmen des jeweiligen Speichervermögens) elektrische Energie bedarfsgerecht bereitgestellt werden.

Häufig bewirkt der Bau von neuen Dammanlagen jedoch einen tiefgreifenden und irreversiblen Eingriff in die Ökologie aber auch soziale Strukturen der entsprechenden Region. Deshalb ist davon auszugehen, dass nicht das gesamte wirtschaftliche Potenzial auch soziokulturell akzeptiert und damit realisierbar ist. Die positiven Effekte von Dammbauwerken (z. B. Hochwasserschutz, Wasserbevorratung für Trockenperioden, Schiffbarkeit von Gewässern) müssen stets mit den negativen (z. B. Umsiedlungen, Gefahr des Dammbbruchs, Regelung des Mindestabflusses, umfangreicher Landschaftsverbrauch) abgewogen werden. Diese Abwägung geschieht weltweit zunehmend in Umweltverträglichkeitsuntersuchungen.

##### 4.5.1. Stau-, Lauf- und Speicherwasserkraftanlagen

Stau-, Lauf- und Speicherwasserkraftanlagen stellen die am längsten eingesetzte Technologie von Wasserkraftanlagen dar. Natürlich fließende Gewässer oder aufgestaute bzw. in Speichern gesammelte Wassermengen werden einer Turbine zugeführt, die die kinetische Energie des fließenden Wassers in eine Rotation und mittels eines mechanisch gekoppelten Generators in elektrische Energie umwandeln. Mit entsprechenden Staudamm-Bauwerken kann die potentielle Energie des gespeicherten Wassers relativ zu den Turbinen erhöht und der Abfluss über längere Zeiträume gesteuert werden. Wasserkraftwerke erreichen sehr hohe Wirkungsgrade von bis zu 93 %.<sup>212</sup>

---

<sup>208</sup> Vgl. BR (2009a). Damit könnten im Jahr 2030 etwa 5,5 TWh<sub>el</sub> aus diesen Anlagen bereitgestellt werden, was voraussichtlich weniger als 1 % der gesamten eingespeisten elektrischen Energie entsprechen könnte. Allerdings sind aus Sicht der Bundesregierung dazu noch zahlreiche v. a. juristische Hemmnisse abzubauen und umfangreiche Förderprogramme notwendig.

<sup>209</sup> Vgl. IEA (2003), S. 13.

<sup>210</sup> Vgl. Horlacher (2003), S. 13. Die größten wirtschaftlichen Potenziale befinden sich in Afrika, Südamerika und Asien und damit in den Regionen, die in der Zukunft einen stark steigenden Bedarf an elektrischer Energie haben werden.

<sup>211</sup> Die erzielbare Ausgangsleistung einer Wasserkraftanlage hängt maßgeblich von der Fallhöhe und dem Durchfluss ab. Mit Dammbauwerken können diese beiden Parameter gezielt beeinflusst werden.

<sup>212</sup> Vgl. Piot (2006), S. 3.

Da Wasserkraftanlagen mit Speichereinrichtungen bezüglich ihrer Leistungsabgabe sehr schnell und ohne wesentliche Wirkungsgradverluste gesteuert werden können, dienen sie auch dem Ausgleich von Nachfrageänderungen, Kraftwerksausfällen oder Leistungsänderungen von fluktuierenden Erneuerbaren Energien. Insbesondere Länder mit einem umfangreichen Wasserkraftwerksbestand sind damit in der Lage, Reserveenergie anzubieten. In den letzten Jahren wurden mehrere Untersuchungen zum Potenzial der Wasserkraftwerke in Europa (u. a. in Norwegen, Schweden, Österreich und die Schweiz) zum Ausgleich fluktuierender Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien vorgenommen.<sup>213</sup> Das Potenzial einer zukünftigen Ausweitung der Nutzung von Stau-, Lauf- und Speicherwasserkraftanlagen ist weltweit unterschiedlich verteilt. Während in Europa bereits etwa 75 % des wirtschaftlichen Potenzials genutzt wird, kann v. a. in Afrika, Asien und Südamerika die Bereitstellung von elektrischer Energie aus diesen Anlagen noch deutlich erhöht werden (von heute etwa 1.400 TWh/a auf ca. 6.300 TWh/a).<sup>214</sup>

#### 4.5.2. Weitere Anlagen zur Nutzung der Wasserkraft

Neben den vorgenannten konventionellen (d. h. bereits seit Jahrzehnten zur Elektroenergieversorgung großtechnisch eingesetzten) Wasserkraftwerken existieren weitere Konzepte, die eine zukünftige Nutzung dieses regenerativen Energieträgers in ausgewählten Regionen ermöglichen könnten.

**Gletscherwasserkraftwerke** nutzen einen natürlichen oder künstlich angelegten Schmelzwasserspeicher. Dieser ist über einen Tunnel bzw. Rohrleitungen mit in niedrigeren Höhen angeordneten Turbinen verbunden. Da die Eisbedeckung z. B. in Grönland bis zu 3.000 m beträgt, wären große Fallhöhen und somit hohe elektrische Ausgangsleistungen erzielbar. Damit könnten bislang nicht genutzte Schmelzwasserströme zur Gewinnung von elektrischer Energie eingesetzt werden.<sup>215</sup> Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund einer prognostizierten Beschleunigung des Schmelzens des grönländischen Eisschildes<sup>216</sup> eine potenzielle Option der zukünftigen europäischen Energieversorgung. Gletscherwasserkraftwerke weisen jedoch eine zu berücksichtigende jahreszeitliche Einspeisungscharakteristik auf, da in den lang andauernden Wintermonaten der Schmelzwasserstrom zum Erliegen kommen kann und die möglichen Entnahmen aus einem

---

<sup>213</sup> Vgl. u. a. Rechsteiner (2006), Möst (2006), Jaramillo et al. (2004) und Linke et al. (2003).

<sup>214</sup> Vgl. Horlacher (2003), S. 13.

<sup>215</sup> In Grönland ist 1993 das weltweit erste Gletscherwasserkraftwerk in Betrieb genommen worden. Das Kraftwerk am Buksefjord staut das Gletscherwasser mittels eines Damms und hat eine installierte Nennleistung von 30 MW. Vgl. Pedersen (2002).

Im Jahr 2007 nahm in Island das weltweit zweite Kraftwerk dieser Art den Probetrieb auf. Das Kraftwerk Karahnjukar leistet 690 MW und nutzt das Schmelzwasser von Europas größtem Gletscher Vatnajökull.

In Grönland führt das Unternehmen Alcoa Inc. derzeit eine Umweltverträglichkeitsuntersuchung für den Bau einer Aluminiumschmelze mit einer Jahreskapazität von 350.000 t/a sowie von zwei damit verbundenen Gletscherwasserkraftwerken mit einer Nennleistung von 600 MW durch. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2014 geplant. Vgl. ERM (2009).

<sup>216</sup> Vgl. Becker (2009) sowie Csatho et al. (2008).



Schmelzwasserspeicher dann begrenzt sind. Zudem befinden sich die größten Potenziale fernab heutiger Nachfrageschwerpunkte nach elektrischer Energie.

### Wellenenergieanlagen

Die Wellenenergie ist eine indirekte, konzentrierte Form der Sonnenenergie. Sie wird durch die Bewegungsenergie des Windes hervorgerufen. Wellen bilden sich hauptsächlich über dem tiefen Wasser. Ihre Form und ihre Energie hängen im Wesentlichen von der Windgeschwindigkeit, der Windrichtung, der Dauer der Windeinwirkung und der Wellenlauflänge ab. Wellen erreichen während starker Stürme Höhen von ca. 10 m. Es wurden aber z. B. mittels Radarbeobachtung von Satelliten auch schon Wellen mit 30 m und mehr gemessen. Auch nach dem Aussetzen des Windes pflanzen sich die Wellen noch über sehr lange Distanzen fort, da im tiefen Wasser die Ausbreitung der Wellen sehr verlustarm ist. Erst mit dem Einlaufen der Wellen in flache Küstenabschnitte geben sie zunehmend Energie durch Reibung an den Meeresboden ab. Die Form der Küstenlinie beeinflusst die Stärke und den Ort der dort auftreffenden Wellenenergie.

Die Wellenenergie kann so wie die Windenergie am besten durch statistische Kenngrößen beschrieben werden (z. B. mittlere Wellenhöhe und Wellenrichtung, mittlere Wellenausbreitungsgeschwindigkeit, Tages-, Monats- und Jahresgang, jährliche Häufigkeitsverteilung von Wellenenergieklassen). Die Wellenenergie ist im Unterschied zu anderen „Meeresenergien“ dadurch gekennzeichnet, dass sie global sehr verteilt vorhanden ist. Während z. B. der Tidenhub nur an einigen Küstenabschnitten oder besonders hohe Meerestemperaturunterschiede vor allem in den einstrahlungsreichen äquatorialen Breiten gegeben sind, tritt die Wellenenergie in allen Weltmeeren und (in unterschiedlicher Stärke) an allen Küsten auf. Damit könnte diese Form der Erneuerbaren Energien in Zukunft eine bedeutende Rolle einnehmen. Die technische Nutzung der Wellenenergie bringt aber auch große Herausforderungen mit sich. Zuallererst sind das Seeklima und das Meerwasser sehr aggressiv gegenüber den eingesetzten Materialien. Hinzu kommen der schnelle Bewuchs von Strukturen im Meerwasser durch Meereslebewesen (z. B. Muscheln, Pflanzen, Korallen etc.). Die Wellen bewirken an bewegten Teilen große Beschleunigungskräfte, was entsprechend hohe Materialbelastungen mit sich bringt. Zudem können Extremereignisse mit den dann einwirkenden sehr hohen Kräften zu einer Zerstörung der technischen Einrichtungen führen. Ein Hauptproblem der Wellenenergienutzung ist die fluktuierende Erzeugungsscharakteristik. Die Wellenhöhe geht in die Berechnung der Wellenenergie in zweiter Potenz ein. Damit schwankt die umgewandelte Elektroenergie stärker als die Wellenhöhe selbst.

Bereits seit vielen Jahrhunderten suchen Menschen nach technischen Lösungen, um die Energie von Wellen zu nutzen. Dabei können drei Typen von Energiewandlern unterschieden werden:<sup>217</sup>

- Festkörperbewegungen bzw. Festkörperverformungen erzeugende Systeme

---

<sup>217</sup> Vgl. Graw (1995), S. 7-3.

- Wasserstau erzeugende Systeme
- Luftstau erzeugende Systeme

Die Energiewandler sind entweder mit dem Boden fest verbunden oder schwimmend verankert.

Seit etwa dem Jahr 1975 wurde weltweit bereits eine Vielzahl von Prototypen von Wellenenergieanlagen getestet. Die installierte Nennleistung lag bei wenigen Kilowatt bis zu 1 MW. Abschätzungen zu den zukünftigen Gestehungskosten bei einem großtechnischen Einsatz der Technologie liegen bei etwa 10 ct/kWh.<sup>218</sup>

### **Gezeitenkraftwerke**

Gezeitenkraftwerke sind eine technologische Variante der klassischen Wasserkraftwerke. Sie nutzen den Höhenunterschied des Meerwasserspiegels zwischen Ebbe und Flut (Tidenhub), zur Umwandlung in elektrische Energie.

Im System Erde – Mond bewegen sich beide Himmelskörper um einen gemeinsamen Masseschwerpunkt. Dieser liegt innerhalb des Erdkörpers, etwa 4.675 km vom Erdmittelpunkt entfernt. Der Mond rotiert mit der gleichen Geschwindigkeit um die eigene Achse wie um den gemeinsamen Masseschwerpunkt mit der Erde (sog. gebundene Rotation). Die Erde wird durch die Wechselwirkung der Masseanziehungskräfte leicht verformt. Insbesondere die Ozeane reagieren auf diese Verformung. Die Lage der sich ausbildenden Flut- und Ebbezonen orientiert sich an der Position des Mondes. Überlagert wird diese Gezeitenbewegung durch die Wechselwirkung im System Sonne – Erde. Jedoch ist dieser Effekt etwa 2,7fach schwächer als die Gezeitenwirkung im System Erde – Mond.<sup>219</sup>

Zur Nutzung der Gezeitenenergie können in Flussmündungen oder Meeresbuchten Staudämme errichtet werden. Die bekannteste Realisation dieser Technologie ist das Gezeitenkraftwerk in der Mündung des Flusses La Rance bei Saint-Malo an der französischen Atlantikküste. Es wurde 1966 errichtet und nutzt einen Tidenhub von ca. 12 bis 16 m. Es erreicht eine maximale Leistung von etwa 240 MW. Der Betondamm hat eine Länge von etwa 750 m und das Speicherbecken Ausmaße von ca. 22 km Länge und im Mittel etwa 1 km Breite.

Gezeitenkraftwerke können nur jeweils beim Eintreffen von Flut oder Ebbe elektrische Energie erzeugen. Bei Flut strömt das Wasser durch die Öffnungen im Damm in das Becken mit niedrigerem Wasserspiegel ein und versetzt die Turbinen dabei in Rotation. Ist der maximale Wasserstand erreicht, erliegt die Strömung. Bis zum Eintreten der Ebbe ist keine Energieumwandlung möglich. Bei Ebbe läuft das Wasser aus dem Staubecken ins Meer ab und treibt wiederum die Turbinen und Generatoren an. Bei den Turbinen handelt es sich in der Regel um Rohrturbinen, welche mit verstell- und umkehrbaren Schaufeln ausgerüstet sind. Damit ist es möglich, dass die Turbinen in beiden Strömungsphasen arbeiten können. Zwischen den Flut- und Ebbeströmungen kommt die Anlage stets zum

---

<sup>218</sup> Vgl. Graw (2006). Lessner (2009) beziffert unter Bezugnahme auf das Unternehmen Marine Current Turbine (MCT) die zukünftigen Elektroenergiegestehungskosten von Meeresströmungsanlagen bei einer entsprechend hohen Serienfertigung mit 5 bis 10 ct/kWh.

<sup>219</sup> Vgl. zu diesem Abschnitt Deiss (2008).

Stillstand. Es wird somit eine periodisch schwankende Leistung erbracht, wobei eine Strömungsperiode jeweils ca. 12,5 Stunden andauert. Die erzielbaren Volllaststunden betragen etwa 1.700 bis 2.100 VLH/a.<sup>220</sup> Zusätzlich wird die Leistung in geringem Umfang durch Wetterbedingungen wie Wind, Wellengang oder Niederschläge beeinflusst.

Wenn geeignete Turbinen eingesetzt werden und das Speicherbecken ausreichend groß ist, kann ein Gezeitenkraftwerk auch als Pumpspeicherkraftwerk eingesetzt werden. In diesem Fall pumpen die Turbinen Wasser noch über den erreichten Wasserstand hinaus ins Speicherbecken, auch wenn der Flutstrom bereits zum Stillstand gekommen ist. Bei Ebbe kann entsprechend mehr Wasser abgelassen und somit mehr elektrische Energie bereitgestellt werden.

Mögliche Standorte für Gezeitenkraftwerke befinden sich bspw. an der Mündung des Severn-Flusses zwischen England und Wales, in Alaska bei Anchorage, am Cambridge Golf in Westaustralien, an der Fundy Bucht in Kanada sowie an einigen Meeresbuchten an der Westküste Südkoreas. Weltweit gibt es nach Schätzungen etwa 100 mögliche Standorte für diese Anlagen.

Gezeitenkraftwerke bewirken vor allem durch die Errichtung großer Staudämme einen Eingriff in die Natur. Da Gezeitenkraftwerke auch Auswirkungen auf den Verlauf von Ebbe und Flut im Einzugsgebiet haben, bedeutet das für die Lebewesen im Umfeld eine notwendige Anpassung an die veränderten Umgebungsbedingungen.

### **Meeresströmungsanlagen**

Die kinetische Energie thermohaliner Meeresströmungen und von Gezeitenströmungen könnte zukünftig in Meeresströmungskraftwerken genutzt werden. Die wesentlichen Komponenten wie Rotor, Nabe, Getriebe, Generator und Turm sind mit der Windenergietechnologie vergleichbar. Wasser besitzt eine deutlich höhere Dichte als Luft. Daraus ergibt sich ein wesentlich höherer Energiegehalt, weshalb auch die verhältnismäßig niedrigen Strömungsgeschwindigkeiten zur technischen Nutzung geeignet scheinen.

Die vorgeschlagenen Zwei-Blatt-Rotoren haben eine feste Orientierung entlang der Strömungsrichtung und eine Pitch-Regelung, die eine Blattverstellung um 180° erlaubt. Somit ist der Betrieb in Gezeitenströmungen gleichermaßen bei Ebbe und Flut möglich.

Meeresströmungsanlagen sind wie Gezeitenkraftwerke ständig dem korrosiven Meerwasser ausgesetzt. Des Weiteren sind Verunreinigungen durch Salz, Bewuchs und Sedimente möglich, die u. U. hohe Kosten im langfristigen Betrieb verursachen.

Diese Anlagen ließen sich vor allem durch die gute Prognostizierbarkeit der Meeresströmungen und damit der Einspeisung elektrischer Energie vergleichsweise ohne große Herausforderungen in künftige Systeme der Elektroenergieversorgung integrieren. Zudem könnten durch eine Kombination mit Offshore-

---

<sup>220</sup> Vgl. dazu die Angaben in Hindelang (2008) zu diversen geplanten Anlagen in Südkorea und Großbritannien.

Windparks Synergiepotenziale bspw. durch eine gemeinsame Netzanbindung genutzt werden. Bislang wurden weltweit lediglich einige Demonstrationsanlagen errichtet.

### **Meereswärmeanlagen**

Eine weitere technische Einrichtung zur indirekten Nutzung der Sonnenenergie ist das Meereswärmekraftwerk.<sup>221</sup> Es nutzt die Temperaturdifferenz des durch die Einstrahlung erwärmten Oberflächenwassers gegenüber tieferen Wasserschichten (der Temperaturunterschied zwischen den Oberflächenschichten in 0 bis ca. 50 m Wassertiefe und dem Wasser in etwa 800 bis 1000 m Tiefe kann ca. 20 K oder mehr betragen). Technisch realisiert werden kann die Energiewandlung mithilfe von Wärmekraftmaschinen. Ein geeignetes flüssiges Arbeitsmedium (z. B. Ammoniak) verdampft durch Kontakt mit dem wärmeren Wasser und leistet bei der Ausdehnung mechanische Arbeit, die über einen Generator zur Elektroenergieerzeugung genutzt wird. Danach wird das Arbeitsmedium durch Kontakt mit dem kälteren Wasser wieder abgekühlt und verflüssigt. Es sind dazu Arbeitsmedien notwendig, die schon bei niedrigen Temperaturen verdampfen. In bisherigen Versuchsanlagen wurden vor allem Ammoniak und Kohlenmonoxid als Arbeitsmedien verwendet. Das Arbeitsvermögen von Wärmekraftmaschinen hängt im Wesentlichen von der Temperaturdifferenz ab. Für eine Temperaturdifferenz von 26°C (Oberflächenwassertemperatur) zu 6°C (Tiefenwassertemperatur) beträgt der maximale Wirkungsgrad jedoch nur 6,7 %.

Die Wandlungseinrichtungen könnten an Küsten mit unmittelbar anschließenden tiefen Kontinentalabhängen oder schwimmend auf der Meeresoberfläche installiert werden. Der Wasserkreislauf verwendet ein Rohrsystem. Weltweit sind in der Vergangenheit bereits mehrere Versuchsanlagen in Betrieb gewesen, die jedoch nur eine sehr geringe bzw. keine Nettoleistungsabgabe aufwiesen, da der Pumpbetrieb selbst sehr energieintensiv ist.

Meereswärmeanlagen könnten elektrische Energie mit einer vergleichsweise geringen Variabilität bereitstellen, da der zeitliche Temperaturgradient des Oberflächenwassers nur sehr gering ist und sich über längere Zeiträume vollzieht.

### **Osmosekraftwerke**

Als Osmose wird ein gerichteter Fluss von Molekülen durch eine semipermeable Membran bezeichnet. Wenn zwei mit Süß- bzw. Salzwasser gefüllte Behälter durch eine semipermeable Membran getrennt werden die Salz-Ionen zurückhält, dann strömt, in dem natürlichen Bestreben, den Konzentrationsunterschied an gelöstem Salz auszugleichen, mehr Wasser in das Salzwasserbecken als umgekehrt.<sup>222</sup> Wird die Druckdifferenz konstant gehalten, indem eine bestimmte Menge des entstehenden Mischwassers ausgekoppelt wird, dann kann mit dem Wasserstrom eine Turbine angetrieben werden.

---

<sup>221</sup> Vgl. Lübbert (2005), S. 14 ff.

<sup>222</sup> Durch diesen Prozess baut sich zwischen beiden Becken ein Druckgefälle auf, das bis zu 27 bar betragen kann. Das entspricht in etwa dem Druck einer 270 m hohen Wassersäule. Vgl. dazu u. a. MPP (2007), S. 3.

Entscheidend für das Funktionsprinzip von Osmosekraftwerken ist die Membran. Erst seit wenigen Jahren ist es möglich, derartige Membranen herzustellen. Sie müssen Wassermoleküle möglichst schnell in großer Menge passieren lassen, Salzionen aber dauerhaft zurückhalten und zusätzlich dem hohen Druck standhalten. Infrage kommen aus heutiger Sicht Membran-Materialien, die bereits seit längerem in Osmoseanlagen zur Meerwasserentsalzung eingesetzt werden. Membran-Materialien sind Cellulose-Acetat, das auch zu Kunstseide verarbeitet wird und sog. Dünnschicht-Composite (TFC), die aus einem Trägermaterial und einem Polyamidfilm bestehen. Lag die Leistungsfähigkeit der Membran anfangs noch unter  $0,1 \text{ W/m}^2$ , so sind heute Werte von ca.  $3,7 \text{ W/m}^2$  erzielbar. Ab etwa  $5 \text{ W/m}^2$  könnten Osmosekraftwerke den Bereich der Wirtschaftlichkeit erreichen.<sup>223</sup>

Insbesondere Standorte von Flussmündungen, die einen besonders hohen Konzentrationsunterschied an gelösten Salzen aufweisen, sind für diese Technologie geeignet. Aus energiewirtschaftlicher Sicht stellen Osmosekraftwerke eine interessante Option dar, da die Elektroenergie planbar, gleichmäßig oder nachfrageorientiert geliefert werden könnte. Das globale Potenzial wird mit ca. 1.700 TWh/a angegeben. Das norwegische Unternehmen STATKRAFT hat im November 2009 die weltweit erste netzgekoppelte Demonstrationsanlage mit einer Nennleistung von 10 kW in Betrieb genommen.<sup>224</sup>

#### 4.6. Zusammenfassender Vergleich Erneuerbarer Energien

Die hier beschriebenen Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien sind prinzipiell geeignet, die zeitlich nicht mit ihnen korrelierende Variabilität der Windenergie auszugleichen.<sup>225</sup> Viele Technologien, insbesondere die letztgenannten Meeresenergien, befinden sich jedoch noch im Stadium von Forschung und Entwicklung. Ein möglicher wirtschaftlicher Einsatz dieser Technologien in der Zukunft ist derzeit nicht abzusehen.

In der folgenden Tabelle 8 sind die wesentlichen Charakteristiken der ausgewählten Technologien zusammengestellt.

---

<sup>223</sup> Vgl. STATKRAFT (2006).

<sup>224</sup> Vgl. STATKRAFT (2009). Die Demonstrationsanlage befindet sich am Standort Tofte am Oslofjord und wird von zunächst 2 bis 4 kW auf die installierte Nennleistung von 10 kW angefahren.

<sup>225</sup> Ggf. mit Ausnahme der Wellenenergie von Anlagen, die am Standort wie offshore WEA eingesetzt würden. Eine aggregierte Einspeisung könnte dabei aufgrund der Korreliertheit der vom Wind induzierten Wellen und der Windenergie selbst ggf. keinen ausgleichenden Effekt zeigen.

Tabelle 8 Zusammenfassung wesentlicher Charakteristiken von Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien

Technologie	Variabilität der Einspeisung	technologische Marktreife	Aktuelle Nutzung <sup>226</sup>	Hemmnisse der Nutzung	Entwicklungstreiber
Windenergie	standortabhängig sehr hoch (kurzfristig gut prognostizierbar)	erreicht	ca. 158 GW	Variabilität der Einspeisung, Netzausbauanfordernis	niedrige Gesteungskosten, schnelle Realisierung
Photovoltaik	standortabhängig hoch (kurzfristig gut prognostizierbar)	erreicht	ca. 20 GW (netzgekoppelt)	höchste Gesteungskosten im Vergleich	einfache Technologie, kaum Wartungsaufwand
Solarthermische Kraftwerke	mit Wärmespeichern gering, steuerbar	erreicht	ca. 0,5 GW (ca. 1 GW im Bau)	hohe Gesteungskosten, z. T. hoher Wasserbedarf	erprobte Kraftwerkskomponenten, geeignete Flächen in bestimmten Regionen ausreichend vorhanden, Steuerbarkeit der Einspeisung
Bioenergieanlagen	sehr gering, steuerbar	erreicht	> 45 GW	v. a. nachhaltige Bioenergiebereitstellung, derzeit niedrige Ausschöpfung des natürlichen Angebotspotenzials, z. T. hohe Gesteungskosten	erprobte Technologie, weltweit verfügbare Bioenergie, Steuerbarkeit der Einspeisung
Geothermische Kraftwerke	sehr gering	mittelfristig (HDR-Technologie) möglich	ca. 9,5 GW (hydrothermale Anlagen)	mittlere Gesteungskosten, hohes Investitionsrisiko (Fündigkeit)	Grundlastbetriebsweise
konventionelle Wasserkraftwerke	gering (ggf. abhängig vom saisonalen Durchfluss)	erreicht	ca. 890 GW	Umweltverträglichkeit von großen Dammbauwerken kritisch	niedrige Gesteungskosten, erprobte Technologie, sehr lange Nutzungsdauern
Wellenenergie-, Meeresströmungs- und Gezeitenkraftwerke	hoch (bei Gezeitenkraftwerken jedoch sehr gut zu prognostizieren)	mittelfristig möglich	Prototypen	Variabilität der Erzeugung, aggressive Umweltbedingungen	Technologie mit geringem Konfliktpotenzial (gilt nicht für Dammbauwerke)

<sup>226</sup> Weltweit installierte Nennleistung zum Ende des Jahres 2009. Die Angaben wurden verschiedenen Quellen entnommen und basieren auf eigenen Abschätzungen des Verfassers zur Hochrechnung auf das Jahresende 2009. Vgl. u. a. IEA (2009), DiPippo (2008), GWEC (2010) und IEA (2008a).

Technologie	Variabilität der Einspeisung	technologische Marktreife	Aktuelle Nutzung <sup>226</sup>	Hemmnisse der Nutzung	Entwicklungstreiber
Gletscherwasserkraftwerke	gering (ggf. saisonal unterschiedlicher Zufluss)	erreicht	< 1 GW	Gletscher meist fernab der Nachfragezentren (Transportbedarf); ggf. kritische Umweltverträglichkeit von Dammbauwerken	Industriean-siedlungen am Ort der Erzeugung (Grönland, Island), niedrige Geste-hungskosten
Meereswärme- und Osmosekraftwerke	sehr gering	mittelfristig möglich	Prototypen	fehlende Marktreife, sehr niedriger Wirkungsgrad, hohe Geste-hungskosten	Grundlastbe-triebsweise, wartungsarmer Betrieb

Anhand der Aufstellung in Tabelle 8 wird deutlich, dass zukünftig verschiedene Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien marktverfügbar sein können. Jede Technologie weist individuelle Charakteristiken sowie spezifische Vor- und Nachteile auf. Deshalb ist zu erwarten, dass in Zukunft mehrere Technologien zur nachfragegerechten Bereitstellung elektrischer Energie eingesetzt werden. So vielfältig wie das natürliche Angebot an Erneuerbaren Energien werden wahrscheinlich auch die regional eingesetzten Nutzungstechnologien sein.

Die Windenergie ist derzeit die Technologie mit den höchsten Zuwachsraten hinsichtlich der jährlich neu installierten Nennleistung. Angesichts des prognostizierten starken Anstiegens der globalen Nachfrage nach elektrischer Energie kann jedoch die Windenergie voraussichtlich nur einen Teil dieses Zuwachses sowie nur einen anteiligen Ersatz altersbedingt auslaufender Kraftwerkskapazitäten decken. Zudem bedingt die fluktuierende Charakteristik der Windenergieeinspeisung die erfolgreiche Bewältigung der Integration in die bestehenden Systeme der Elektroenergieversorgung. Die Variabilität kann, wie in den nachfolgenden Kapiteln gezeigt wird, z. B. mit einer entsprechend weiträumigen Verteilung der WEA und ausreichenden Übertragungskapazitäten, deutlich verringert werden.

In der derzeit beginnenden Übergangsphase der Umstellung der Elektroenergieversorgung auf Erneuerbare Energien sind damit vorrangig Integrationsaufgaben zu lösen. Deshalb werden im folgenden Gliederungspunkt 5 die spezifischen Herausforderungen, die mit einer Integration umfangreicher Windenergieleistungen in die bestehenden technischen und wirtschaftlichen Strukturen der Elektroenergie-wirtschaft einhergehen, beschrieben und analysiert.

## 5. Implikationen der Integration fluktuierender Windenergie

Die Integration einer neuen Technologie in das bestehende System der Elektroenergieversorgung kann zu relevanten Auswirkungen auf das Gesamtsystem, auf einzelne Systemelemente sowie die zugrunde liegenden Abläufe und Organisationsformen führen. Die großtechnische Integration der Windenergienutzung erfordert zudem die Bewältigung der mit der fluktuierenden Einspeisecharakteristik einhergehenden spezifischen Herausforderungen.

### 5.1. Systematisierung der Aspekte

Zu einzelnen Aspekten der Integration der Windenergie liegt eine Vielzahl wissenschaftlicher Untersuchungen vor (siehe Kapitel 2.2). Eine möglichst umfassende Systematisierung der bekannten und zu erwartenden Implikationen einer großtechnischen Integration der Windenergienutzung wird im Folgenden vorgenommen.

Die Untersuchung von Integrationsaspekten ist nur dann anwendungsrelevant, wenn die Nutzung der Windenergie gesellschaftlich akzeptiert ist und einzelne Akteure bereit sind, die damit verbundenen (v. a. wirtschaftlichen) Chancen und Risiken zu tragen. Damit ist die soziokulturelle Integration<sup>227</sup> der Windenergie die wesentliche Grundlage, gleichzeitig aber auch eine andauernde Integrationsaufgabe<sup>228</sup>. Die Integration kann jedoch nur dann erfolgreich sein, wenn neben einer gesellschaftlichen Akzeptanz auch die technischen Voraussetzungen erfüllt sind, Windenergieanlagen in das System der Versorgung mit elektrischer Energie einzubinden. An den Schnittstellen zwischen diesen beiden Aspekten (der soziokulturellen und elektrischen Systemintegration) ergeben sich insbesondere mit einer fortschreitenden Durchdringung durch die Windenergie weitere Fragestellungen und Herausforderungen. Dazu zählen die Marktintegration, die (gewünschten aber auch die unerwünschten) Auswirkungen der Substitution anderer Energieträger und Technologien, die mit der fluktuierenden Einspeisecharakteristik verbundenen Implikationen sowie die Allokation der entstehenden Mehrkosten.

In Abbildung 19 sind die aus Sicht des Verfassers sechs abgrenzbaren, grundlegenden Strukturelemente der Systemintegration der Windenergie in bestehende Systeme der Elektroenergieversorgung dargestellt. Die beiden zentralen Elementen-

---

<sup>227</sup> Unter dem Begriff der soziokulturellen Akzeptanz werden im Folgenden alle politischen, kulturellen und sozialen Interessen in einer Gesellschaft in einem erweiterten Umfang verstanden. Damit zählen auch die Erhaltung unserer (natürlichen) Umwelt (durch Berücksichtigung ökologischer Zielstellungen) und die Vermeidung potenziell schädigender Einflüsse von Technologien auf den Menschen zu den soziokulturellen Umfeldbedingungen.

<sup>228</sup> Das Werben um die Akzeptanz ist insbesondere deshalb eine andauernde Aufgabe, da im Rahmen der Abwägung der Vor- und Nachteile der Nutzung der Windenergie direkte lokale Beeinträchtigungen mit überregionalen oder globalen Nutzen verglichen werden. Die ggf. fehlende Bereitschaft der Betroffenen zur Akzeptanz der lokalen Beeinträchtigungen ist auch als NIMBY-Effekt („not in my back yard“) bekannt und drückt das kontroverse Verhältnis zwischen einer grundsätzlich positiven Grundhaltung gegenüber einer Veränderung (z. B. einer neuen Technologie) und einer ablehnenden Haltung im Fall der direkten Nachbarschaft dazu aus. Vgl. dazu u. a. McAvoy (1999).



te der soziokulturellen und elektrischen Integration sind die notwendigen Voraussetzungen, ohne deren erfolgreiche Bewältigung die anderen Implikationen nicht relevant sind. Andererseits stehen diese zusätzlichen Auswirkungen in einer Wechselwirkung zueinander und zu den beiden Kernelementen. So wird die gesellschaftliche Akzeptanz einer großtechnischen Windenergienutzung bspw. nur dann vorhanden sein, wenn die auftretenden Mehrkosten als angemessen und der Allokationsmechanismus als ausgewogen empfunden werden. Ebenso kann eine ausgeweitete Nutzung der Windenergie nur dann stattfinden, wenn bspw. die mit der fluktuierenden Charakteristik verbundenen Anforderungen an die Vorhaltung von Reserveleistung und Regel- bzw. Ausgleichsenergie durch andere Anlagen erfüllt werden können.

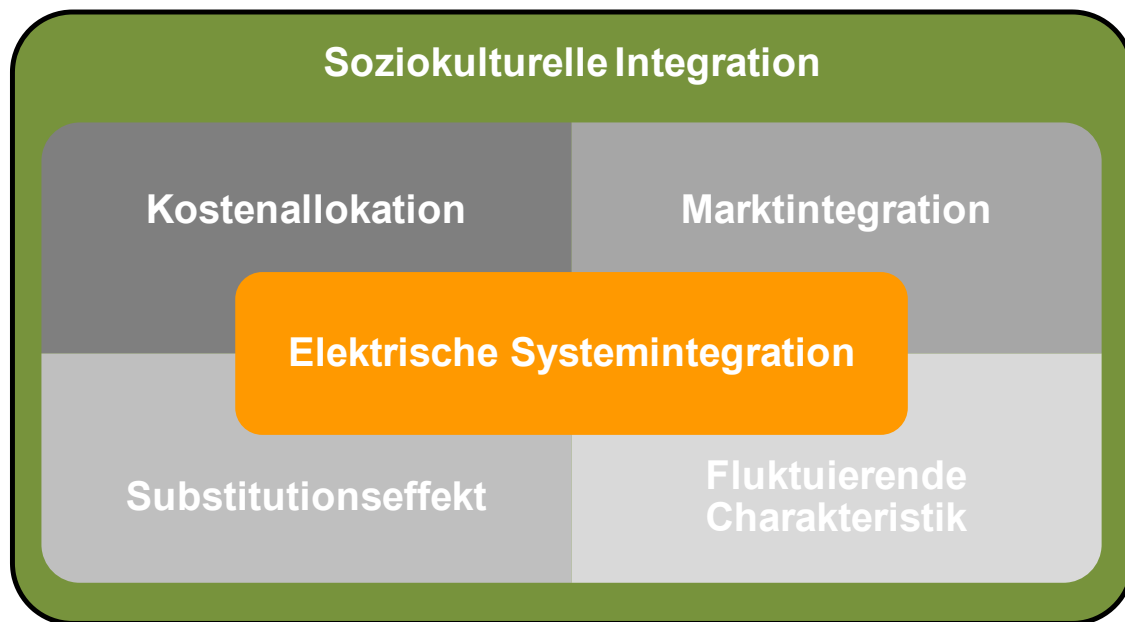


Abbildung 19 Systematisierung der Integrationsaspekte fluktuierender Windenergie

In den folgenden Gliederungspunkten werden die sechs Strukturelemente und deren konkrete Ausprägungen kurz beschrieben und der aktuelle Stand der Umsetzung am Beispiel Deutschlands bzw. ausgewählter Länder Europas dargestellt.

## 5.2. Elektrische Systemintegration

### 5.2.1. Elektrischer Netzanschluss

#### 5.2.1.1. Erfüllung technischer Mindestanforderungen

Eine grundlegende Voraussetzung zum Anschluss von Windenergieanlagen an das elektrische Versorgungsnetz ist die Einhaltung von definierten technischen, insbesondere elektrischen Parametern durch die Anlage selbst oder zusätzliche Einrichtungen.

#### **Netzverträglichkeit**

Die WEA muss eine Wechselspannung mit der am Netzanschlusspunkt herrschenden Spannung sowie Frequenz liefern. Dazu muss die WEA Kriterien der

Netzverträglichkeit erfüllen. Diese sind in der internationalen Richtlinie IEC 61400-21<sup>229</sup> sowie den darüber hinaus in Deutschland geltenden Technischen Richtlinien der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW Teil 3 und Teil 4)<sup>230</sup> festgelegt. Entsprechend dieser Richtlinien sind u. a. die Leistungskennwerte (Schein-, Blind- und Wirkleistung, Leistungsfaktor), Flicker (Spannungsschwankungen)<sup>231</sup>, Oberschwingungen und Spannungsänderungen während Schaltvorgängen an der WEA zu messen und definierten Grenzwerten gegenüber zu stellen.<sup>232</sup> Nur Windenergieanlagen, für die entsprechend dieser Messungen ein Zertifikat zur Netzverträglichkeit ausgestellt wurde (Typenprüfung), dürfen an das Netz angeschlossen und in Betrieb gesetzt werden.

Mit einem steigenden Durchdringungsgrad von WEA in einem elektrischen Versorgungssystem sind darüber hinaus jedoch zunehmend Eigenschaften notwendig, die das System auch im Normalbetrieb unterstützen und im Fehlerfall stabilisierend wirken.<sup>233</sup> Die einzuhaltenden Eigenschaften von WEA werden von den Netzbetreibern in Form von technischen Mindestanforderungen und Netzanschlussregelungen vorgegeben.<sup>234</sup> Dabei ist vorauszusetzen, dass diese Netzanschlussregelungen einen diskriminierungsfreien Zugang zum elektrischen Netz gewährleisten.<sup>235</sup> U. a. aufgrund der angebotsabhängigen Einspeisung und der derzeit über aktuellen Marktpreisen liegenden Gestehungskosten von WEA ist die eingespeiste elektrische Energie im Rahmen der Regelungen von Fördersystemen von Erneuerbaren Energien vom Netzbetreiber vorrangig abzunehmen. Damit können temporär Konflikte zwischen den technischen Erfordernissen des Netzbetriebs und den wirtschaftlichen Interessen der WEA-Anlagenbetreiber entstehen. In diesen Fällen sind spezielle Verfahrensweisen und Regelungen zum sog. Erzeugungs- oder Einspeisemanagement notwendig, die die Versorgungssicherheit aber auch einen wirtschaftlichen Interessenausgleich gewährleisten.<sup>236</sup>

---

<sup>229</sup> Vgl. IEC 61400-21 (2001).

<sup>230</sup> Vgl. FGW (2004).

<sup>231</sup> Vgl. dazu u. a. Klosse et al. (1997).

<sup>232</sup> Vgl. u. a. WINDTEST (2009) sowie Adloff (2008).

<sup>233</sup> Vgl. u. a. WINDGRID (2008).

<sup>234</sup> Die Anschlussbedingungen sind individuell auf die Bedingungen in der jeweiligen Netzregion abgestimmt und unterscheiden sich damit von Land zu Land bzw. sogar innerhalb eines Landes. Häufig sind national geltende Mindestanforderungen an die Erzeugungsanlagen definiert (grid codes), die um die konkreten Bedingungen am Netzanschlusspunkt vom zuständigen Netzbetreiber zu ergänzen sind.

<sup>235</sup> Die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs ist eine Grundvoraussetzung für die Liberalisierung der Energieversorgung, da insbesondere elektrische Übertragungs- und Verteilungsnetze natürliche Monopole darstellen und in der Vergangenheit die Versorgung mit elektrischer Energie von entlang der Wertschöpfungskette vertikal integrierten Verbundunternehmen übernommen wurde.

<sup>236</sup> Vgl. dazu u. a. BNA (2010c).

Diese Regelungen zum Erzeugungs- und Einspeisemanagement beinhalten i. d. R. die Beschreibung von derartigen Situationen und daran sich anschließende Verfahrensabläufe, mit denen auf die Leistungsabgabe einer Erzeugungsanlage eingewirkt werden kann. Zudem sind ggf. wirtschaftliche Ausgleichsmechanismen definiert. Insbesondere in Deutschland ergibt sich aus verschiedenen Gesetzen und technischen Richtlinien dazu ein dichtes und nicht immer wider-

Moderne Windenergieanlagen mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren oder Synchrongeneratoren mit Vollumrichtern sind in der Lage, durch geeignete Regelungskonzepte, entsprechend dimensionierte Umrichter bzw. zusätzliche Komponenten einige elektrische Systemdienstleistungen innerhalb definierter Grenzen zu erbringen.<sup>237</sup> Ausgewählte Anforderungen an eine Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch netzgekoppelte WEA in Deutschland werden im Folgenden kurz dargestellt.<sup>238</sup>

### **Messdaten-Abruf und Ferneinwirkung auf die WEA**

Berechtigte, wie z. B. der Betriebsführer der WEA oder der Netzbetreiber, können über entsprechende Kommunikations- und Fernwirkssysteme wesentliche elektrische Betriebsparameter abrufen, die Leistungsabgabe der WEA beeinflussen, Leistungsbegrenzungen vornehmen und das Wiederaanlaufen veranlassen oder unterbinden.

### **Verhalten im Netzfehlerfall (Fault ride through)**

Treten im Netz nahe dem Anschlusspunkt kurzzeitige (z. B. bis 150 ms) Spannungseinbrüche oder Kurzschlüsse auf, so trennen sich die WEA nicht vom Netz und unterstützen damit aktiv die Fehlerklärung. In diesem Fall können die WEA zusätzlichen einen Blindstrom bereitstellen.

Bei Frequenzabweichungen innerhalb eines definierten Frequenzbereiches bleiben die WEA mit dem Netz verbunden und passen ihre Leistungsabgabe entsprechend der konkreten Verhältnisse bis zur Beseitigung der Frequenzabweichung an.<sup>239</sup>

### **Blindleistungsbereitstellung**

Die WEA können innerhalb eines definierten und im Netzbereich am Netzanschlusspunkt geltenden Bereiches Blindleistung zur Spannungshaltung (spannungssenkend oder spannungsstützend) bereitstellen. Die notwendige Blindleistungsbereitstellung kann innerhalb eines vorgegebenen Zeitintervalls (typischerweise im Minutenbereich) erreicht werden. Damit kann u. U. auch ein Vorrang der Blindleistungs- vor der Wirkleistungsbereitstellung verbunden sein.

### **Leistungsgradienten-Regelung**

Der zeitliche Gradient der Leistungsabgabe kann durch die Rotorblattverstellung aktiv geregelt werden, um zu hohe Leistungsgradienten zu vermeiden. Dadurch können die dynamischen Belastungen der an der Primärregelung beteiligten konventionellen Kraftwerke sowie der WEA selbst verringert und durch die WEA her-

---

spruchsfreies Regelwerk. Ein Indiz dafür sind eine Vielzahl von Auslegungsfragen und Gerichtsverfahren zu diesen Sachverhalten.

<sup>237</sup> Zu den Möglichkeiten der Bereitstellungen von Systemdienstleistungen durch WEA vgl. u. a. Erlich et al. (2009) sowie Hillberg (2008).

<sup>238</sup> Vgl. dazu die Begründung zur Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV vom 03.07.2009), Bömer / Burges (2008) sowie Ohrem et al. (2007).

<sup>239</sup> Bei sehr hohen Frequenzabweichungen, bspw. dem Unterschreiten von 47,5 Hz oder dem Überschreiten von 52 Hz (in Deutschland), trennen sich die WEA dagegen weiterhin vom Netz.

vorgerufene Spannungs- und Frequenzschwankungen im betreffenden Netzbe-  
reich vermindert oder vermieden werden.<sup>240</sup>

### **Grenzen der Erbringung von Systemdienstleistungen**

Auch aktuell marktverfügbare Windenergieanlagen können die o. a. System-  
dienstleistungen nur im Rahmen der technischen Möglichkeiten erbringen. So  
lässt sich bspw. die Wirk- oder Blindleistung nur insoweit erhöhen, wie es die ak-  
tuellen Windverhältnisse erlauben. Auch ist die mögliche Bereitstellung von Kurz-  
schlussströmen im Vergleich zu konventionellen Generatoren gering (ca. 120%  
des Nennstromes von WEA).

Ältere WEA mit konstanter Rotordrehzahl und Netzkopplung über einfachge-  
speiste Asynchrongeneratoren sind nicht in der Lage, eine variable Blindleistung  
abzugeben. Sie können häufig nicht bezüglich ihrer elektrischen Leistungsabga-  
be geregelt betrieben werden. Bei diesen Anlagen sind zusätzliche Einrichtungen  
an den Asynchrongeneratoren jeder WEA oder für mehrere WEA am gemeinsa-  
men Netzanschlusspunkt vorzusehen.

Die Erbringung von Systemdienstleistungen geht häufig mit einer Verringerung  
der eingespeisten Wirkleistung einher. Dadurch verzichtet ein Betreiber von WEA  
auf einen Teil der Einspeiseerlöse, da regelmäßig die gelieferte Wirkleistung pro  
Abrechnungsperiode deren Berechnungsgrundlage darstellt. Des Weiteren sind  
zusätzliche technische Komponenten und Einrichtungen notwendig, um diese  
Anforderungen zu erfüllen. Damit erhöhen sich die spezifischen Gestehungskos-  
ten der Windenergie entsprechend. Aufgrund dieser gestiegenen Gestehungskos-  
ten könnte nur noch ein geringerer Teil aller potenziellen Standorte wirtschaft-  
lich genutzt werden. Aus diesem Grund wurde in der Novelle des EEG 2009 mit  
dem Systemdienstleistungsbonus eine zusätzliche Vergütungskomponente ein-  
geführt, da die Bundesregierung einen weiteren umfangreichen Ausbau Erneuer-  
barer Energien, insbesondere der Windenergie anstrebt.<sup>241</sup>

#### **5.2.1.2. Netzanschluss**

Windenergieanlagen werden entweder über eine Übergabestation<sup>242</sup> an das Mit-  
telspannungsnetz ( $1 \text{ kV} \leq U \leq 60 \text{ kV}$ ) oder über ein Umspannwerk an die Hoch-  
oder Höchstspannung (110 kV bzw. 220 / 380 kV) angeschlossen. Überwiegend  
wird (darunter in Deutschland), zumeist aus wirtschaftlichen Kostentra-  
gungspflichten aber auch insbesondere zur Umsetzung der Liberalisierung in der

---

<sup>240</sup> Vgl. dazu u. a. Viguera-Rodriguez et al. (2009).

<sup>241</sup> Vgl. dazu das EEG (2009). Alternativ könnten auch getrennte Messeinrichtungen für Wirk- und  
Blindleistung installiert und Blindleistungslieferungen vergütungsrelevant werden. Zudem könnte  
ein Anlagenbetreiber einen Nachweis der aufgrund der Erbringung von Systemdienstleistungen  
reduzierten Wirkleistungslieferung erbringen und die dadurch entgangenen Einspeiseerlöse ge-  
genüber dem Netzbetreiber abrechnen.

<sup>242</sup> In der baulichen Anlage einer Übergabestation sind die Schalt- und Messeinrichtungen unter-  
gebracht. Zudem ist die Eigentumsgrenze zwischen Netz- und WEA-Betreiber häufig an einer  
bestimmten technischen Komponente (z. B. Sammelschiene, Kabelendverschluss) innerhalb der  
Übergabestation festgelegt.

Energiewirtschaft, zwischen dem Netzanschluss und dem Netzausbau unterschieden.

Zu den Einrichtungen des Netzanschlusses zählen alle diejenigen technischen Komponenten, die elektrisch zwischen der WEA und dem Netzverknüpfungspunkt liegen. Häufig ist der Netzverknüpfungspunkt auch der Übergabepunkt der elektrischen Energie, an dem die Messung der Einspeisung erfolgt und für den die finanzielle Abrechnung erfolgt. Als Netzverknüpfungspunkt ist i. d. R. derjenige auszuwählen, der den technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzanschluss gewährleistet. Alle technischen Einrichtungen nach diesem Verknüpfungspunkt stellen demzufolge Maßnahmen des Netzausbaus dar.<sup>243</sup> Die Abgrenzung ist nicht nur für die Zuordnung der damit entstehenden Kosten von Bedeutung. Vielmehr ist sie eine wichtige Voraussetzung für einen diskriminierungsfreien Zugang aller bestehenden und potenziellen Anlagen zur Einspeisung elektrischer Energie in das öffentliche Netz und damit zur Wahrung einer marktwirtschaftlich organisierten Elektroenergieversorgung.<sup>244</sup>

Die Kosten des Ausbaus der Netze der öffentlichen Versorgung finden Eingang in die betriebswirtschaftliche Kalkulation des Netzbetreibers und werden den Nutzern in Form von Netznutzungsentgelten in Rechnung gestellt.

Die Kosten der Herstellung des Netzanschlusses sind im Unterschied dazu durch den Betreiber der WEA zu tragen. Die damit verbundenen Kosten und Investitionen sind im Rahmen der Berechnung der Gestehungskosten der WEA zu berücksichtigen. Auch aus diesem Grund können sich die Gestehungskosten elektrischer Energie aus WEA unterscheiden, wenn baugleiche WEA an Standorten mit identischen Windverhältnissen und im Übrigen gleichen Infrastrukturkosten errichtet werden. Eine Ableitung von spezifischen Kosten des Netzanschlusses für WEA ist nur schwer möglich. Aus der Analyse von realisierten Windenergieprojekten lässt sich ein Anteil von etwa 4 bis 15 % der Gesamtinvestition den Netzanschlusskomponenten zuordnen. Die spezifischen Investitionen betragen demnach zwischen ca. 33 und 170 EUR pro kW installierte Nennleistung der WEA.<sup>245</sup> Da bei offshore Windenergieprojekten der Netzverknüpfungspunkt

---

<sup>243</sup> Die durch die Gesetzeslage und Rechtsprechung in Deutschland entwickelte Abgrenzung zwischen Netzanschluss und Netzausbau ist überblicksartig in Wiechers (2009) dargestellt. Im Erneuerbare Energien Gesetz 2004 (vgl. EEG (2004)), § 3 Abs. 6 ist als Netz „...die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung“ definiert.

<sup>244</sup> Ohne eine entsprechende Regelung könnte ein Netzbetreiber durch Zuweisung eines besonders anlagenfernen Netzanschlusspunktes die Wirtschaftlichkeit einer Einspeisungsanlage negativ beeinflussen und ggf. die Errichtung einer Anlage verhindern. Vgl. dazu für die Regelungen in Deutschland das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz EnWG (2005)), § 17 Abs. 1.

<sup>245</sup> Rehfeldt (2007) gibt die spezifische Investition für die Netzanbindung mit 44 bis 118 EUR/kW und im Zeitablauf als sinkend an. Nach Neumann et al. (2002) können die spezifischen Investitionen für den Netzanschluss mit etwa 71 bis 100 EUR/kW (bei ebenfalls sinkender Tendenz) für eine Standortqualität von 2.000 Volllaststunden berechnet werden. Die EWEA gibt in ihrer Studie aus dem Jahr 2004 (vgl. EWEA (2004)) für die spezifische Investition für den Netzanschluss eine sehr weite Spannweite von 33 bis 170 EUR/kW an.

i. d. R. an Land und damit anlagenfern ist, würden die Investitionen und damit auch die Gestehungskosten für diese Projekte allein durch die Netzanschlusskosten deutlich ansteigen. Um die Realisierung von offshore Windenergieprojekten zu befördern, wird von einigen Ländern (z. B. Deutschland, Schweden, Dänemark) der Netzverknüpfungspunkt in diesem Fall abweichend (im Umspannwerk) im Windpark festgelegt.<sup>246</sup>

### 5.2.1.3. Netzausbau und Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Netze

Die aktuelle Struktur der Übertragungs- und Verteilnetze ist innerhalb vieler Jahrzehnte entstanden. Dabei stand die Versorgung der räumlich verteilten (dezentralen) Nutzer mit elektrischer Energie, die überwiegend in zentralen Einheiten bereitgestellt wird, im Fokus der Ausgestaltung der dazu notwendigen Netze. Der Anschlussgrad der Nutzer an das öffentliche elektrische Netz liegt in Europa bei fast 100 %. Damit ist eine sehr feingliedrige Struktur des Netzes entstanden, die nur in begrenztem Maße eine wesentliche Funktionsänderung ohne Anpassungsmaßnahmen gewährleisten kann.

Die elektrische Integration von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (z. B. WEA und Photovoltaikanlagen) vollzog sich bislang überwiegend im Verteilungsnetz (Nieder- bis Hochspannung). Lediglich größere Windparks > 100 MW werden direkt an der Höchstspannungsebene angeschlossen. Damit übernimmt das Verteilungsnetz zunehmend die Funktion des Abtransports der eingespeisten elektrischen Energie in das Übertragungsnetz.

Im Rahmen der elektrischen Integration von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien ist vom Netzbetreiber ein zur Aufnahme geeigneter und wirtschaftlicher Netzverknüpfungspunkt zur Verfügung zu stellen. Dazu sind zunehmend Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit des Netzes durchzuführen. Diese Maßnahmen können unterschieden werden in

- Strukturänderungen des Netzes,
- Ausbaumaßnahmen im Netz und
- temporäre Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit.

Zu den **Strukturänderungen** können u. a. die Errichtung und Anbindung eines bezüglich der Spannungsebene über- oder untergelagerten Netzes, die Schaffung neuer Verknüpfungspunkte mit anderen Netzregionen (national oder international) oder die Errichtung leistungsabführender Punkt-zu-Punkt Verbindungen gezählt werden.

**Netzausbaumaßnahmen** umfassen die Erhöhung der Übertragungskapazität bestehender oder den Neubau von Leitungsabschnitten bzw. die Schaffung neuer Verknüpfungspunkte mit Netzen anderer Spannungsebenen innerhalb einer Netzregion (Erhöhung des Vermaschungsgrades des Netzes). Die Erhöhung der Übertragungskapazität kann erfolgen durch

- die Errichtung zusätzlicher Leitungsabschnitte,

---

<sup>246</sup> Vgl. dazu für die Regelung in Deutschland das EnWG (2005) § 17 Abs. 2a.

- die Vergrößerung des Abstandes der Leiterseile zur Erdoberfläche durch die Erhöhung einzelner Freileitungsmasten,
- den Einsatz von Leiterseilen mit einer höheren Strombelastbarkeit (größere Querschnitte, Hochtemperaturleiter) und
- die geänderte Dimensionierung weiterer Netzbetriebsmittel (z. B. Transformatoren, Schaltzellen), die die Strombelastbarkeit von Netzabschnitten ebenfalls begrenzen können.

Insbesondere in besonders geschützten Regionen oder urbanen Zentren ist die Errichtung von neuen Freileitungen häufig nicht möglich oder mit sehr langen Planungs- und Genehmigungszeiten verbunden. In diesen Fällen stellt der Einsatz von erdverlegten Kabeln u. U. eine Alternative dar.<sup>247</sup>

Zusätzliche **temporäre Maßnahmen** können die Aufnahmefähigkeit bestehender Netze erhöhen. Freileitungen werden aus Gründen des minimal erforderlichen Sicherheitsabstandes insbesondere hinsichtlich eines maximal zulässigen Durchhangs des Leiterseils dimensioniert und betrieben. Dieser wird bislang nicht an jedem Leiterseilabschnitt individuell und stetig überwacht, sondern im Vorfeld festgelegt. Die Festlegungen gehen von standardisierten Umgebungstemperaturen und Windverhältnissen sowie Strombelastungen aus, bei denen der maximale Durchhang voraussichtlich erreicht wird. Die lokalen Windverhältnisse und damit die Kühlungswirkung an einem entsprechenden Leiterseil korrelieren jedoch regelmäßig mit der Leistungseinspeisung aus WEA und damit der Strombelastung der Freileitungen in dieser Region. Deshalb kann ein temperaturgeführter Betrieb einer Freileitung die Aufnahmefähigkeit bestehender Leitungsabschnitte in bestimmten Situationen erhöhen, einen Netzausbau in diesen Abschnitten aber nicht generell überflüssig machen.<sup>248</sup>

Die besondere Herausforderung für Netzbetreiber bezüglich der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen besteht zum Einen in der hohen Dynamik, mit der sich der Ausbau der Windenergienutzung vollzieht und den langwierigen Planungs- und Genehmigungs dauern von Netzausbaumaßnahmen sowie den damit verbundenen hohen Investitionen und Kapitalbindungsdauern andererseits. Damit wird der betriebliche Planungsprozess in diesen Unternehmen besonders stark durch externe Ereignisse und sich häufig ändernde gesetzliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen bestimmt. Zudem werden die Erlöspotenziale des Netzbetriebs durch eine ausgeweitete Regulierung und Preisaufsicht beeinflusst. In den vergangenen Jahren wurden für eine Vielzahl europäischer Länder auf regionaler und nationaler Ebene Untersuchungen zu notwendigen Netzausbaumaßnahmen zur Integration von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (insbesondere der Windenergie) vorgelegt. Die Untersuchungsergebnisse hän-

---

<sup>247</sup> Vgl. dazu Ohrem et al. (2007), S. 112 ff., Oswald (2005), Brakelmann (2004) und Laures (2003). In Deutschland ist im Mai 2009 das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG) in Kraft getreten, dass für bestimmte Netzausbauprojekte deren vordringliche Realisierung und trotz voraussichtlicher Mehrkosten die Ausführung als erdverlegte Kabel ermöglichen soll.

<sup>248</sup> Vgl. dazu Ohrem et al. (2007), S. 162 ff., Ensslin et al. (2008), S. 9 ff. und Lange / Focken (2008).

gen erkennbar von den zugrunde liegenden Annahmen zum Ausbau Erneuerbarer Energien im Elektroenergiebereich und der bestehenden Topologie der Transport- und Verteilnetze ab. Es wird jedoch deutlich, dass insbesondere der angenommene zukünftige Durchdringungsgrad der Windenergie einen wesentlichen Einfluss auf notwendige Netzausbaumaßnahmen hat. Übersichten zu weiteren vorliegenden Untersuchungen zu Netzausbaumaßnahmen und den damit verbundenen Kosten enthalten Erge (2007), Holttinen et al. (2007), Auer et al. (2007) und Obersteiner et al. (2006).

Insbesondere die Studie von Obersteiner et al. (2006) sowie Auer et al. (2007) zeichnen sich durch einen methodisch einheitlichen Ansatz der Analyse vorliegender Untersuchungen aus. Deshalb werden die Methodik und die Ergebnisse an dieser Stelle kurz dargestellt. Obersteiner et al. (2006) werten zunächst spezifische Mengen- und Kostendaten nationaler und regionaler Netzausbaustudien aus und verwenden anschließend ein einheitliches Kostengerüst für die eingesetzten technischen Komponenten. Der wirtschaftliche Berechnungsansatz verwendet des Weiteren einheitliche Abschreibungsdauern, Volllaststundenzahlen der zu integrierenden WEA und einen Kalkulationszinssatz. Auer et al. (2007) nehmen darüber hinaus an, dass die Netzausbaumaßnahmen (z. B. zusätzliche Leitungsabschnitte) nicht ausschließlich für die Einspeisung elektrischer Energie aus WEA genutzt werden, sondern dass das Gesamtsystem des Transports und der Verteilung von Elektroenergie dadurch erweitert wird und damit andere Nutzer ebenfalls davon profitieren. In einem stark vermaschten System ist diese Annahme durchaus mit realen Lastflüssen vereinbar. Sie verwenden dazu einen Kapazitätsfaktor, der die momentane Einspeiseleistung der WEA ins Verhältnis zu deren Nennleistung setzt.<sup>249</sup> Dadurch verringern sich die anteilig auf die Einspeisung der WEA entfallenden spezifischen Kosten der Netzausbaumaßnahmen.

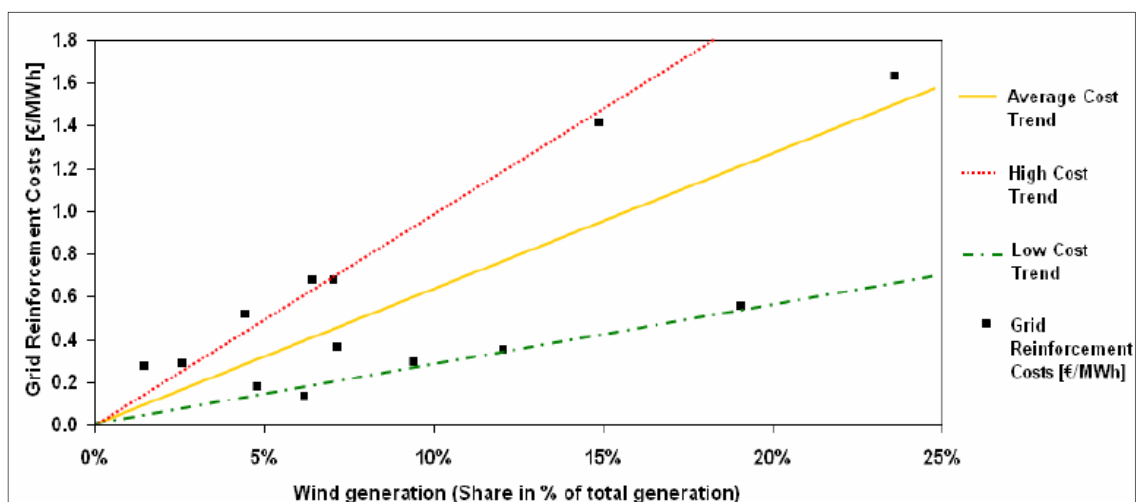


Abbildung 20 Spezifische Kosten des Netzausbaus zur Integration von WEA in Abhängigkeit des Windenergie-Durchdringungsgrades (Quelle: Auer et al. (2007), S. 6)

<sup>249</sup> Vgl. dazu Obersteiner et al. (2006), S. 11 f.



Die dargestellten Kostenverläufe in Abbildung 20 verdeutlichen, dass mit einem steigenden Windenergie-Durchdringungsgrad die spezifischen Netzausbaukosten ansteigen. Bei einem Durchdringungsgrad von 25 % erreichen die spezifischen Kosten demzufolge etwa 1,6 EUR/MWh<sub>Wind</sub>.

Diese verallgemeinerte Darstellung kann allerdings keine belastbare Aussage der konkret zu erwartenden Kosten des Netzausbaus zur elektrischen Integration von WEA in einer bestimmten Region liefern. Die individuellen Voraussetzungen und Rahmenbedingungen sind dazu ggf. sehr unterschiedlich. So ist die elektrische Vernetzung dieser Region mit den Nachbarregionen, die bestehende Netztopologie, die räumliche Anordnung der zusätzlich anzuschließenden WEA, die zeitliche und quantitative Last- und Einspeisungssituation sowie die Lastverteilung dieser Region ebenso zu berücksichtigen wie die im Bezugsjahr der Ausführung der Netzausbaumaßnahmen gültigen Preise und Kosten.<sup>250</sup>

Beispielhaft dafür kann die Untersuchung von Schwarz et al. (2008) angeführt werden. Die Autoren untersuchen die notwendigen Netzausbaumaßnahmen im Bundesland Brandenburg bei einem weiteren Zubau von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020. Dazu wurden vier Ausbauszenarien entwickelt. Insgesamt speisen alle Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zwischen 105 und 222 % der nachgefragten elektrischen Energie in Brandenburg im Jahr 2020 ein.<sup>251</sup> Die spezifischen Kosten der Netzausbaumaßnahmen in allen Spannungsebenen in Brandenburg betragen szenarioabhängig zwischen 0,28 und 0,53 ct/kWh<sub>EE</sub> (bezogen auf eine Kilowattstunde eingespeiste elektrische Energie aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien). Nicht darin enthalten sind die Kosten, die mit einem erforderlichen Netzausbau außerhalb des Netzgebietes Brandenburgs einhergehen. Zudem wurde in diesen Berechnungsergebnissen nicht berücksichtigt, dass die Netzausbaumaßnahmen auch anderen Nutzern zugutekommen (vgl. den o. a. Kapazitätsfaktor von Auer et al. (2007)). Die spezifischen Kosten liegen damit oberhalb der von Auer et al. (2007) ermittelten Kosten. Der Durchdringungsgrad der Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien läge in Brandenburg im Jahr 2020 jedoch auch beim Vier- bis Neunfachen.

Auf europäischer Ebene wird seit dem Jahr 2007 die sog. EWIS-Studie durchgeführt.<sup>252</sup> In dieser werden die Netzausbauerfordernisse in der Höchstspannungsebene (Transportnetze) bei einem Ausbau der Windenergienutzung in Europa bis zum Jahr 2015 bzw. 2020 untersucht.

### 5.2.2. Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit

Die allgemeine Versorgungszuverlässigkeit des Gesamtsystems der Elektroenergieversorgung wird durch die Integration fluktuierender Einspeisung z. B. aus

---

<sup>250</sup> Vgl. dazu u. a. Pforte et al. (2009) und Fichtner / Pforte (2008a).

<sup>251</sup> Der Anteil der WEA daran liegt zwischen 68 und 86 %. Brandenburg ist damit im Jahr 2020 ein Exportland elektrischer Energie in die benachbarten Bundesländer sowie ggf. nach Polen.

<sup>252</sup> Diese Studie wurde von den Organisationen UCTE und ETSO beauftragt und involviert ein Konsortium von 16 Transportnetzbetreibern und weiteren europäischen Organisationen. Vgl. dazu EWIS (2007).

WEA beeinflusst.<sup>253</sup> Die elektrische Energie, die von den WEA eingespeist wird, unterscheidet sich dabei qualitativ zunächst nicht von der aus anderen Anlagen. Die Netzeinspeisung von WEA und die damit verbundene Substitution von elektrischer Energie aus anderen Anlagen führen jedoch insbesondere bei hohen Durchdringungsgraden zu einer Verringerung der Auslastung dieser Anlagen. Bei Unterschreitung einer anlagenspezifischen Mindestauslastung ist ein wirtschaftlicher Betrieb nicht mehr gewährleistet. Diese Anlagen werden dann entweder vorübergehend oder dauerhaft stillgelegt. Damit sinkt tendenziell die verfügbare Gesamtkapazität innerhalb der entsprechenden Region. Die Bereitstellung elektrischer Energie aus einzelnen WEA ist jedoch stochastisch fluktuierend und kann kurzfristig zwischen Null und der installierten Nennleistung schwanken. Räumlich verteilte WEA-Cluster weisen dagegen niedrigere Leistungsgradienten und geringere Schwankungsbreiten auf (mit zunehmender räumlicher Verteilung und Anzahl der WEA sinkt die kumulierte Häufigkeit von Situationen, in denen eine Summenleistung von Null bzw. der Summennennleistung erreicht wird; vgl. dazu Kapitel 6.4). Deshalb sind zur Aufrechterhaltung einer jederzeitigen Versorgung der Nachfrager mit elektrischer Energie Kapazitäten notwendig, die in Situationen geringer Leistungseinspeisung aus den WEA und entsprechend hoher Nachfrage eingesetzt werden können.

Die Aufrechterhaltung eines bestimmten Niveaus der Systemzuverlässigkeit der Elektroenergieversorgung, definiert als Wahrscheinlichkeit, dass z. B. innerhalb von 10 Jahren ein Systemausfall von einem Tag unterschritten wird<sup>254</sup>, wird u. a. von den individuellen und kombinierten Ausfallwahrscheinlichkeiten aller Einspeisungsanlagen und weiterer Systemelemente (z. B. der Netzbetriebsmittel) beeinflusst. Die dauerhafte Verdrängung von regelbaren Einspeisungsanlagen durch WEA bei Aufrechterhaltung eines bestimmten Niveaus der Systemzuverlässigkeit wird mit dem Begriff des Kapazitätseffekts der Windenergie beschrieben. Bei der Systemauslegung und -beurteilung sowie der Berechnung des Kapazitätseffekts von WEA wird eine Wahrscheinlichkeit von 99,9 % (in Deutschland)<sup>255</sup> bis 91 % (in Großbritannien) zugrundegelegt.<sup>256</sup> Damit ist die Systemzuverlässigkeit auch

---

<sup>253</sup> Eine allgemeingültige Definition von Versorgungszuverlässigkeit existiert in der Literatur nach Böske (2007), S. 3 bisher nicht. Nach Brückl (2006), S. 58 wird die Versorgungszuverlässigkeit von der Versorgungssicherheit (der Vorhaltung einer ausreichenden Langzeitreserveleistung) einerseits und der Systemzuverlässigkeit (der ausreichenden Kurzzeit-Regel- und Reserveleistung) andererseits beeinflusst.

<sup>254</sup> Vgl. dazu Holttinen et al. (2007), S. 79 und GE (2005), S. 8.3.

<sup>255</sup> Damit beträgt die Defizitwahrscheinlichkeit für Deutschland, also der Zeitraum, in dem die vorgehaltene Leistungsreserve zu gering bemessen ist, 0,1 % bzw. 8,76 h/a. Nicht zwingend damit verbunden ist ein tatsächlicher Ausfall der Versorgung, da über die eigenen Leistungsreserven hinaus aus anderen Regelzonen oder über Interkonnektoren aus dem Ausland Reserveleistung bereitgestellt werden kann. Die Festlegung der angestrebten Defizitwahrscheinlichkeit erfolgt nach Lienert (2008a) nach politischen und nicht nach technischen Gesichtspunkten.

<sup>256</sup> Vgl. dazu Lienert (2008a), S. 5, Büchner et al. (2006), S. 3, DENA (2005), S. 245 und ILEX / Strbac (2002), S. 30. Zur Erzielung dieses angestrebten Niveaus wird häufig eine Mindestsummenleistung der betriebsbereit vorzuhaltenden Einspeisungsanlagen im Verhältnis zur Jahreshöchstlast innerhalb einer bestimmten Region festgelegt. Für ein mit überwiegend thermischen

ein wahrscheinlichkeitstheoretisches Ergebnis der kombinierten Verfügbarkeiten aller Einspeisungsanlagen (inkl. der WEA) eines Systems. Tatsächlich ist die Systemzuverlässigkeit z. B. in Deutschland derzeit noch deutlich höher als die maßgeblichen Auslegungskriterien.<sup>257</sup>

Wenn im Rahmen der Analyse der Versorgungszuverlässigkeit der Elektroenergieversorgung auch die Sicherheit der Versorgung mit den notwendigen Energieträgern betrachtet wird, dann erhöht ein ausgeweiteter Einsatz regional vorhandener erneuerbarer Energieträger i. d. R. die Versorgungssicherheit. Erneuerbare Energien erhöhen zudem die Diversifikation der bislang meist auf wenigen und zudem nur begrenzt verfügbaren Energieträgern basierenden Elektroenergieversorgung und verringern damit die Abhängigkeit (z. B. der zeitlichen, quantitativen und kostenminimalen Verfügbarkeit) der Versorgung mit diesen Energieträgern.<sup>258</sup>

### 5.2.3. Auswirkungen auf den Speicherbedarf

Der technische Bedarf an Speichereinrichtungen hängt maßgeblich von der zu einem bestimmten Zeitpunkt angebotenen sowie nachgefragten elektrischen Energie ab. Die potenzielle Leistung aus angebotsabhängig einspeisenden WEA kann lediglich abgesenkt (Leistungsbegrenzung) aber nicht nennenswert erhöht werden.<sup>259</sup> Deshalb kann in Situationen, in denen das Gesamtangebot die kumulierte Nachfrage übersteigt oder in denen die Übertragungskapazität bzw. die Topologie des elektrischen Netzes nicht in der Lage ist, die angebotene Energie vollständig zu den Nachfragern zu transportieren, ein zusätzlicher Speicherbedarf entstehen. Zur modellgestützten Ermittlung des innerhalb einer Region auftretenden zusätzlichen Speicherbedarfs ist eine zeitlich und räumlich hochaufgelöste Analyse der prognostizierten und gemessenen Windeinspeiseleistung, der Last sowie der Netztopologie notwendig. In Regionen mit einem hohen Durchdringungsgrad von WEA an der Gesamteinspeisung wie z. B. in Dänemark, Norddeutschland sowie den östlichen Bundesländern Deutschlands treten bereits aktuell Situationen auf, in denen die angebotene Energie aus unbedingt notwendi-

---

Kraftwerken ausgestattetes System wie z. B. dem von Großbritannien beträgt die die Jahreshöchstlast übersteigende Kapazität mindestens 25 % (vgl. ILEX / Strbac (2002), S. 30).

<sup>257</sup> Vgl. Brückl (2006), S. 97.

Brückl gibt die heutige (Zeitpunkt der Veröffentlichung seiner Untersuchung) deutschlandweite Defizitwahrscheinlichkeit der Übertragungsnetzbetreiber, also die Unfähigkeit, ein bestimmtes Leistungsdefizit decken zu können, bei einem Windenergieanteil von etwa 6 % mit  $1,1 \cdot 10^{-3}$  % an. Angesichts eines zu erwartenden Anstiegs des Reserveleistungsbedarfs sowie der damit verbundenen Kosten stellt Brückl (2006) in seiner Untersuchung abschließend die Frage, ob die Aufrechterhaltung eines derart hohen Niveaus der Versorgungszuverlässigkeit dem volkswirtschaftlichen Nutzen angemessen ist. Vgl. Brückl (2006), S. 103.

<sup>258</sup> Vgl. dazu u. a. Bohnenschäfer et al. (2005).

<sup>259</sup> Eine Leistungserhöhung ist nur möglich, wenn WEA generell leistungsbegrenzt betrieben und damit (ausreichende Windverhältnisse vorausgesetzt) die Leistungsabgabe erhöht werden kann. Mit einer solchen Betriebsweise ist eine nicht vollständige Ausschöpfung des technischen Angebotspotenzials verbunden. Sie sollte deshalb nur angewendet werden, wenn es wirtschaftlich oder ökologisch angezeigt ist (z. B. bei höheren Kosten oder erhöhten Emissionen der alternativen Leistungsabsenkung anderer Technologien).

gen Versorgungsanlagen (z. B. KWK-Anlagen) und den WEA nicht auf eine entsprechende Nachfrage trifft und die Übertragungskapazitäten nicht ausreichen, diesen (temporären) Überschuss in angrenzende Regionen zu transportieren. Falls es in diesen Situationen zu einer kritischen Überlastung von Netzbetriebsmitteln kommen würde, wird das Netzsicherheitsmanagement eingesetzt. Zur Angleichung der kumulierten Einspeisung an die Nachfrage (ohne dazu notwendigerweise vorliegender Überlastungen der Netzinfrastruktur) wird das Erzeugungsbzw. Einspeisemanagement angewendet. Bei beiden wird die Leistungseinspeisung bestimmter Anlagen sowie von WEA per Fernwirkeinrichtungen von den verantwortlichen Netzbetreibern soweit verringert, bis kein Leistungsüberschuss bzw. keine Überlastung mehr vorliegt.<sup>260</sup>

Die Notwendigkeit des Einsatzes von Speichereinrichtungen ist bei geringen Durchdringungsgraden von WEA überwiegend ein ökonomisches Optimierungsproblem.<sup>261</sup> Ein Leistungsüberschuss kann alternativ über ein Erzeugungsmanagement verhindert, durch den Ausbau der Netzkapazitäten in benachbarten Regionen abtransportiert oder angeregt über entsprechende Preissignale durch eine zusätzlich Last nachgefragt werden (Lastmanagement). Der Bedarf an zusätzlichen Speichern hängt damit von der Wirtschaftlichkeit des Speichereinsatzes im Vergleich zu den genannten oder weiteren alternativen Optionen ab. Dazu existieren einige Untersuchungen in der neueren wissenschaftlichen Literatur, von denen eine Auswahl im Folgenden kurz dargestellt wird.

Swider (2007) führt aus, dass eine höhere Durchdringung der Windenergie verstärkte Investitionen in Gasturbinen und Gas-GuD-Kraftwerke nach sich ziehen können. Sind Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) marktverfügbar, ersetzen diese teilweise die neuen Gasturbinen bzw. Gas-GuD-Anlagen. Die erwarteten Investitionen in CAES sind auch bei steigenden Beiträgen der Windenergie weitge-

---

<sup>260</sup> In Deutschland werden daran aufgrund der gesetzlichen Vorgabe des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besonders restriktive Anforderungen gestellt. So muss der verantwortliche Netzbetreiber nachweisen können, dass im Fall des Einsatzes des Einspeise- oder Erzeugungsmanagements sein Netz tatsächlich ausschließlich mit elektrischer Energie aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien ausgelastet ist. Andernfalls könnte er sich schadenersatzpflichtig gegenüber dem Betreiber der ungerechtfertigt leistungsbegrenzten Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien machen. Vgl. dazu auch das Urteil des Landgerichts Halle/Saale (Aktenzeichen 12 O 64/07) vom 31.01.2008. Mit der Novelle des EEG (2009) berücksichtigt der Gesetzgeber, dass neben elektrischer Energie aus Erneuerbare-Energien-Anlagen auch diejenige aus KWK-Anlagen vorrangig abzunehmen ist (vgl. EEG (2009) § 11 Abs. 1). Zu regeln oder abzuschalten sind vom Netzbetreiber zudem lediglich diejenigen Anlagen, die die Überlastung tatsächlich verursachen. Eine zeitliche (Inbetriebnahme-Zeitpunkt der Anlagen) oder pauschale räumliche Prioritätenfestlegung der Abschaltreihenfolge, wie sie noch nach dem EEG (2004) bestanden hat, ist damit nicht mehr möglich. Im Zuge der Einführung des EEG (2009) wurde § 12 („Härtefallregelung“) neu eingeführt, der den Anlagenbetreibern im Falle des Einsatzes des Erzeugungsmanagements eine wirtschaftliche Entschädigung zugesteht. Damit soll das Ziel des Ausbaus der Erneuerbaren Energien unterstützt und mögliche Hemmnisse (z. B. potenzielle Hemmnisse einer erschwerten Finanzierbarkeit dieser Vorhaben) beseitigt werden.

<sup>261</sup> Eine möglicherweise verringerte Spannungsqualität bei einer Einspeisung aus WEA in lastschwache Netze bzw. Netzausläufer kann bei geringen Durchdringungsgraden bereits mit vergleichsweise geringen Speicherkapazitäten verbessert werden. Vgl. dazu Lund / Paatero (2006).

hend konstant. CAES erweisen sich demzufolge unabhängig vom Ausbau der Windenergienutzung als eine Investitionsoption im Elektroenergiesystem und konkurrieren dabei mit erdgasbasierten Kraftwerken.

Für das System der Elektroenergieversorgung Großbritanniens im Jahr 2020 untersuchen Strbac et al. (2006) die ökonomischen Auswirkungen des Einsatzes von Speichern bei einem Durchdringungsgrad der Windenergie von 15 bis 55 %. Sie ermitteln in Ihrer Analyse geringere Regelenergiekosten, niedrigere CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie einen höheren Anteil der vom System aufgenommenen elektrischen Energie aus den WEA beim Einsatz von Speichern im Vergleich zum Einsatz von Gasturbinen.

Grimm (2007) vergleicht ein Referenzsystem mit verschiedenen Speicher- und Lastflexibilisierungsoptionen (z. B. Druckluftspeicher, Strömungsbatterien, Lastmanagement).<sup>262</sup> Die modellgestützten Analysen legen nahe, dass die betrachteten Speicheroptionen die (kapitalunabhängigen) Marktpreise für Spitzenlaststrom nur geringfügig um etwa 2,2 %, die Flexibilität des Gesamtsystems aber signifikant erhöhen, so dass die nicht aufgenommene Energie aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien um 14,5 % sinkt. Eine generelle Notwendigkeit von Speichern im System der Elektroenergieversorgung wird nicht untersucht.

Siemes (2007) ermittelt für eine kombinierte Betriebsweise von WEA und CAES, dass eine Strukturierung der WEA-Einspeisung durch CAES wirtschaftlich sein kann.<sup>263</sup> Der Einsatz von CAES zur bedarfsweisen Netzentlastung bei Engpässen im Höchstspannungsnetz ist dagegen keine ökonomische Alternative zum Netzausbau.

In einer Untersuchung der Fachhochschule Lübeck (2007) wird ausgeführt, dass insbesondere offshore WEA-Cluster mit großen Nennleistungen zukünftig nur dann thermische und nukleare Kraftwerkskapazitäten ersetzen könnten, wenn sie bedarfsgerecht Energie bereitstellen.<sup>264</sup> Dazu könnte der Einsatz von Elektrolyseuren zur Erzeugung von Wasserstoff die andernfalls abzuregelnden Leistungsspitzen der WEA nutzen. Der erzeugte Wasserstoff kann verschiedenen Nutzungsoptionen zugeführt werden (z. B. Rückverstromung in Brennstoffzellen oder thermischen Kraftwerken, Einsatz in Fahrzeugen). Ein ökonomischer Vergleich des untersuchten Wasserstoffpfades im Vergleich zu einem Netzausbau oder der Bereitstellung von Regelenergie aus Reservekraftwerken wird in der Untersuchung nicht vorgenommen.<sup>265</sup>

---

<sup>262</sup> Grimm (2007) modelliert dabei kein vollständiges System der Elektroenergieversorgung Deutschlands im Jahr 2020 sondern lediglich einen abgeleiteten Spitzenlastbereich an 4 Typtagen in stündlicher Auflösung. Der Anteil Erneuerbarer Energien (dominiert von WEA) beträgt 24,3 bzw. 35,9 %. Ein Import oder Export von Elektroenergie wird dabei ebenso vernachlässigt wie ein WEA-Erzeugungsmanagement oder mögliche Netzrestriktionen.

<sup>263</sup> Im Unterschied dazu ist die Bereitstellung von Fahrplanenergie und Minutenreserve durch CAES nicht bzw. nur aufgrund derzeit zu beobachtender sehr hoher und in der Zukunft tendenziell sinkender Preise von Minutenreserve in Deutschland wirtschaftlich.

<sup>264</sup> Vgl. FH Lübeck (2007), S. 72.

<sup>265</sup> In der Studie wird vorausgesetzt, dass saisonale Speicher und Tagesspeicher zukünftig in deutlich verstärktem Maße benötigt werden. Aus Sicht der Autoren ist die Wasserstofftechnologie

Ummels et al. (2008) untersuchen ein mögliches zukünftiges System der Elektroenergieversorgung der Niederlande bei einer Integration von WEA mit einer Gesamtleistung von 10 GW. Für den Fall, dass der ohnehin geplante Ausbau der Interkonnektoren mit dem UCTE-Netz realisiert wird und die Funktionsfähigkeit der Elektroenergiemärkte gewährleistet ist, ist eine Integration dieser WEA-Leistung ohne einen zusätzlichen Bedarf an Speicherkapazitäten möglich. Allerdings könnte der Einsatz von Speichern entsprechend der durchgeführten Modelluntersuchungen zu niedrigeren Systemkosten jedoch höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen führen.<sup>266</sup>

Mit einem detaillierten Energiesystemmodell der Schweiz, insbesondere deren Wasserkraftwerke, und deren direkten und indirekten Anrainerstaaten ermittelt Möst (2006) die kostenoptimale Befriedigung der Nachfrage in dieser Region bis zum Jahr 2030. Neben länderindividuellen Zielen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Elektroenergiebereich bis zum Jahr 2030 bildet das Modell u. a. die bestehenden Kraftwerke und zukünftige Bereitstellungstechnologien, Brennstoffpreise, grenzüberschreitende Übertragungsnetzkapazitäten und die prognostizierte Entwicklung der Nachfrage ab. Ein verstärkter Ausbau der Windenergienutzung (vorwiegend außerhalb der Schweiz, z. B. in Deutschland und Frankreich) führt jedoch nicht notwendigerweise zu einem zusätzlichen Ausbau oder Weiterbetrieb (nach Auslaufen wasserrechtlicher Konzessionen) der Speicherwasserkraftanlagen in der Schweiz. Vielmehr können aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten auch zusätzliche Gaskraftwerke z. B. in Deutschland die Fluktuationen der Windenergie ausgleichen.

In der DENA-Studie aus dem Jahr 2005 wurde bei einem Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland auf insgesamt 36 GW bis zum Jahr 2015 kein zusätzlicher Speicherbedarf ermittelt. Die bestehenden Pumpspeicher sowie der flexible Betrieb eines Teils der konventionellen Kraftwerke sind ausreichend, jederzeit den Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage herzustellen. Im Fall eines Ausbaus der Windenergienutzung auf 48 GW ohne die Möglichkeit, die WEA einem Erzeugungsmanagement zu unterwerfen, wäre der Systemausgleich dagegen nicht mehr gegeben.<sup>267</sup> Daraus folgt jedoch nicht, dass ausschließlich der Einsatz von zusätzlichen Speichern dieses Ungleichgewicht aufheben könnte. Vielmehr wären wiederum auch das Erzeugungs-, das Lastmanagement und der Ausbau der Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern geeignete Integrationsoptionen.

Greiner et al. (2009) untersuchen ein generisches System mit mehreren Speicheroptionen (u. a. einem neu zu errichtenden Pumpspeicherkraftwerk in Südnorwegen) zum Ausgleich der day-ahead bzw. intraday auftretenden Prognoseabweichungen eines WEA-Clusters. Sie kommen zu dem Schluss, dass bei

---

zukünftig voraussichtlich ein unverzichtbarer Baustein des Netzmanagements. Vgl. FH Lübeck (2007), S. 68.

<sup>266</sup> Ummels et al. (2008) führen die gestiegenen CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Energiewandlungsverluste in den Speicheranlagen sowie höhere Nutzungsstunden von kohlegefeuerten Kraftwerken zurück. Sie weisen aber auch darauf hin, dass die Berechnungsergebnisse sehr sensitiv auf eine Veränderung der Rahmenparameter reagieren und keine generellen Aussagen zu treffen sind.

<sup>267</sup> Vgl. DENA (2005), S. 319 ff.

aktuellen Preissituationen (in Dänemark-West bei Forward-Preisen der Jahre 2009 bis 2013 von durchschnittlich 55 EUR/MWh) mit neuen Speichereinrichtungen lediglich der Ausgleich eines relativ kleinen Teils der Prognoseabweichungen der Windenergieeinspeisung wirtschaftlich ist.

Aus den hier aufgeführten Untersuchungen kann somit nicht oder nur bei bestimmten Rahmenbedingungen auf einen erhöhten Speicherbedarf sowie einen möglichen wirtschaftlichen Betrieb von Speichern in Systemen mit unterhalb der Jahresmindestlast bleibenden installierten Nennleistungen von Windenergieanlagen geschlossen werden.<sup>268</sup> Insbesondere der Ausbau der untersuchungsgebietsinternen und grenzüberschreitenden Übertragungsnetzkapazitäten (aufgrund des dann verstärkt nutzbaren Ausgleichseffekts der Windenergieeinspeisung), die Flexibilisierung der Nachfrage oder der Einsatz von Einspeisemanagementsystemen können den Einsatz von Speichern verzichtbar machen. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass bislang keine diesbezüglichen Untersuchungen mit sehr hohen Durchdringungsgraden der Windenergienutzung (oberhalb der Jahresmindestlast in der jeweiligen Untersuchungsregion) für größere Regionen (z. B. die UCTE-Netzregion) unter Berücksichtigung des natürlichen Ausgleichseffekts der Windenergie vorliegen.

### 5.3. Fluktuierende Einspeisecharakteristik

Die angebotsabhängige Einspeisungscharakteristik von WEA führt zu spezifischen Auswirkungen auf die anderen Systemelemente in einem Elektroenergieversorgungssystem. Um diese Auswirkungen zu begrenzen und damit indirekte Kosten und Nutzungshemmnisse zu minimieren, ist die zu erwartende Einspeiseleistung von WEA innerhalb relevanter Zeitintervalle mit der größtmöglichen Genauigkeit zu prognostizieren. Trotz der bereits erfolgten sowie potenziellen Weiterentwicklungen der entsprechenden Verfahren werden Prognoseabweichungen jedoch auch zukünftig nicht auszuschließen sein.

#### 5.3.1. Windleistungs- und Einspeiseprognosen

Prognosesysteme, die der Vorhersage der Einspeisung von Windenergieanlagen dienen, sind ein wesentlicher Bestandteil der Integration von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien mit fluktuierender Charakteristik.<sup>269</sup>

Im Hinblick auf den Zeithorizont, für den eine Prognose erfolgen soll, können im Wesentlichen vier Kategorien unterschieden werden (vgl. Tabelle 9).<sup>270</sup>

---

<sup>268</sup> Vgl. dazu auch Eikmeier et al. (2007), S. 83 f.

<sup>269</sup> Vgl. dazu u. a. Lange et al. (2009).

Die ersten Kurzfrist-Windleistungsprognosen wurden Anfang der 1990er Jahre parallel zu dem in dieser Zeit einsetzenden Ausbau der Windenergienutzung in Dänemark entwickelt.

<sup>270</sup> Vgl. dazu auch Giebel / Kariniotakis (2007).

Tabelle 9 Einteilung von Prognoseverfahren hinsichtlich des Prognosehorizonts

Kategorie	Zeithorizont	Ausgewählte Einsatzgebiete
Momentanleistungsprognosen	< 6 Stunden	Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs, Abruf von Regelleistung und Regelernergie
Kurzfristprognosen	6 bis 48 Stunden	Handel an Märkten für Elektroenergie, Einsatzplanung von Einspeisungsanlagen (Kraftwerkseinsatzplanung)
Mittelfristprognosen	48 Stunden bis max. 1 Woche	Einsatz- bzw. Instandhaltungsplanung von Kraftwerken und Netzbetriebsmitteln, Bewirtschaftung hydrologischer Speicher, Handel von Elektroenergie
Langfristprognosen <sup>271</sup>	> 1 Jahr	<b>Ausbauprognosen</b> als Kriterium für Investitionsentscheidungen, Anpassungen von politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen und Abschätzung gesamtwirtschaftlicher Auswirkungen <b>Klimaprognosen</b> zur Einschätzung veränderter klimatischer Bedingungen (mittlere Windgeschwindigkeit, Extremereignisse, Variabilität)

Es haben sich unterschiedliche Systeme zur Prognose der Windeinspeiseleistung herausgebildet. Diese unterscheiden sich bezüglich der angewendeten Methoden, der Anwendbarkeit für verschiedene Windenergieportfolios und ihrer Prognosequalität.<sup>272</sup>

Prognosemodelle berücksichtigen eine Vielzahl von Parametern (Windgeschwindigkeit und -richtung, Luftdichte und -feuchtigkeit, Leistungskennlinien der WEA, Geländebeschaffenheit, WEA-Anlagenpositionierung etc.), deren Bestimmung mit spezifischen Unsicherheiten behaftet und deren gegenseitige Abhängigkeiten nur z. T. bekannt sind. Es können prinzipiell zwei Modellansätze unterschieden werden, statistische (Modellierung eines statistischen Zusammenhangs zwischen den Eingangsparametern und der Windleistung)<sup>273</sup> und physikalische (meteorologisch-physikalische Berechnung der momentanen Windverhältnisse an den einzelnen WEA), die auch miteinander kombiniert werden können.<sup>274</sup>

Die Entwicklung von Prognosesystemen erfolgte bislang insbesondere in Europa.<sup>275</sup> Mit dem zunehmenden Ausbau der Windenergienutzung wird der Einsatz von Windenergie-Prognosen für die Aufrechterhaltung der Versorgungszuverlässigkeit auch außerhalb Europas unverzichtbar.

<sup>271</sup> Zwischen den Mittel- und Langfristprognosen besteht damit eine zeitliche „Lücke“. Innerhalb dieses Zeitbereiches sind derzeit keine Prognosemodelle mit einer hinreichenden Genauigkeit des Ergebnisses verfügbar. Lediglich tendenzielle jahreszeitliche Schwankungen der Windverhältnisse können antizipiert werden.

<sup>272</sup> Vgl. dazu u. a. Hasche (2007), Giebel et al. (2003) sowie Ernst (2003).

<sup>273</sup> Zur Abbildung der Funktionszusammenhänge kommen meist Künstliche Neuronale Netze zum Einsatz, die in der Lage sind, die Prognoseabweichungen von der tatsächlich beobachteten Windleistung vergangener Berechnungsdurchläufe zu berücksichtigen und damit einen Lerneffekt aufzuweisen.

<sup>274</sup> Eine Übersicht der aktuell verwendeten Prognosemodelle findet sich in Schade (2008).

<sup>275</sup> Nach IEA (2008c) begann der Einsatz von Prognosesystemen in einigen Bundesstaaten der USA erst mit dem Jahr 2008.



Prognosesysteme können anhand von Fehlermaßen (z. B. RMSE [Root Mean Square Error], MAE [Mean Absolute Error], ME [Mean Error], MAPE [Mean Average Percentage Error] oder  $R^2$  [Bestimmtheitsmaß]) miteinander verglichen werden. Dazu werden die durch ein Modell prognostizierten Werte der Windleistung den gemessenen Werten gegenübergestellt. Um die Unsicherheit der Windleistungsprognose auszudrücken, werden zunehmend Unsicherheiten für die prognostizierten Werte angegeben. Die Angaben werden dafür durch Intervalle, Quantile, Dichtefunktionen oder in Form von Überschreitungswahrscheinlichkeiten dargestellt.<sup>276</sup>

Die Windleistungsprognosen sollten idealerweise ein möglichst geringes Fehlermaß aufweisen. Zudem sollte der Prognosefehler mittelwertfrei sein, d. h. im Mittel sollten Über- und Unterschätzungen der tatsächlichen Einspeiseleistung gleich wahrscheinlich sein. Aktuell verwendete Systeme führen noch zu einer tendenziellen Überschätzung der Einspeiseleistung.<sup>277</sup>

Zunehmende Vorhersagezeiträume sind mit höheren Prognosefehlern verbunden.<sup>278</sup> Mit zunehmender Windenergieleistung nehmen die Fehler tendenziell ab. Keinen signifikanten Einfluss hat hingegen die Höhe der vorhergesagten Windgeschwindigkeit bzw. der WEA-Leistung auf die Prognosequalität.<sup>279</sup> Regionale Ausgleichseffekte reduzieren den Fehler in Abhängigkeit der Korrelation der Abweichungen der einzelnen WEA bzw. Windparks.

Die durch die verschiedenen Windleistungs-Prognosesysteme erreichten mittleren Fehler sind in Abbildung 21 dargestellt.

---

<sup>276</sup> Vgl. dazu Pinson et al. (2007).

<sup>277</sup> Vgl. u. a. Lienert (2008a), S. 12. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden die von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Windleistungsprognosen und tatsächlichen Einspeiseleistungen der WEA in Deutschland vom 01.01.2006 bis zum 31.07.2008 analysiert. Im Durchschnitt über alle 15-Minuten-Werte betrug die Überschätzung der Einspeiseleistung etwa 400 MW. Weiterentwicklungen von Prognosesystemen sollen zukünftig die Mittelwertabweichung reduzieren.

<sup>278</sup> Vgl. dazu u. a. Beyer et al. (1998) sowie Lange (2003).

<sup>279</sup> Vgl. dazu Lange / Waldl (2001).

Quelle	Modell	Momentan	Kurzfrist	Mittelfrist	Bezugsgröße
Beyer (1998)	Preventio	11	13	17	Nennleistung
Beyer (1998)	Preventio	15	20	-	Nennleistung
Landborg (1999)	Prädiktor	-	15	-	Nonnleistung
Focken et al. (2000)	Preventio	33	40	42	Nennleistung
Giebel et al. (2000)	Prädiktor	-	10	15-20	-
Focken, Lange & Waldl (2001)	Preventio	4,7	5,6	6,5	Nennleistung
Focken et al. (2001b)	Preventio	13	15	19	Nennleistung
Lange & Heinemann (2002)	Preventio	-	13	16	Nennleistung
Meyer (2003)	AWPT	6	8-10	-	Nennleistung
Pinson, Siebert & Kariniotakis (2003)	AWPPS	5	8-10	10-15	Nennleistung
Milborrow et al. (2003)	WPMS	5	9	-	Nennleistung
Milborrow et al. (2003)	Sipreolico	10	-	20-30	-
Pinson, Chevallier & Kariniotakis (2004)	AWPPS	-	14	-	Nennleistung
Lange & Focken (2005)	Preventio	3,0	5,0	9,5	Nennleistung
Lange et al. (2006a)	AWPT	-	6,5	-	Nonnleistung
Lange et al. (2006b)	Preventio	4-6	6-8	8-10	Nennleistung
Lange (2006)	Preventio	3,2	4,3	5,8	Nennleistung

Abbildung 21 Übersicht über mittlere Vorhersagefehler (Fehlermaß RMSE) von Windleistungsprognosen (Momentan = 6 Stunden-Vorhersage, Kurzfrist = 24 Stunden, Mittelfrist = 48 Stunden) (Quelle: Schade (2008), S. 68)

Dabei wird die im Zeitablauf verringerte Prognoseabweichung in allen Vorhersagebereichen deutlich. Neben dem Fehlermaß RMSE (Wurzel der durch die Stichprobenanzahl geteilten Quadratsumme aller Prognoseabweichungen) sind auch die innerhalb eines bestimmten Intervalls liegenden Wertepaare von Interesse (z. B. innerhalb eines Intervalls der Prognoseabweichung von bspw. +/- 5 % bezogen auf die installierten Nennleistung liegen y % aller Prognosewerte). Der letztgenannte Parameter wird leider häufig nicht angegeben. Er ist aufgrund der von einer Normalverteilung abweichenden Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers jedoch zur Interpretation notwendig.<sup>280</sup>

Eine zuverlässige und mit den geringstmöglichen Unsicherheiten verbundene kurzfristige Prognose der Windenergieeinspeisung erfordert die Implementierung sowie ständige Überprüfung und Weiterentwicklung entsprechender Prognosemodelle und -verfahren. Die kontinuierliche Berücksichtigung der Einspeisungsprognosen führt zu Änderungen der Kraftwerkseinsatzpläne, zum Aufruf der Reserveleistungen und dem Handel der Differenzmengen an den Day-ahead bzw. Intraday-Märkten. Den Übertragungsnetzbetreibern entstehen dadurch zusätzliche Kosten, die i. d. R. Eingang in die Berechnung der Netzentgelte finden. Dem gegenüber stünden jedoch deutlich höhere Kosten für den Abruf von Reserveleistung und die notwendige Regelenergie, wenn keine oder qualitativ unzureichende Prognosesysteme verwendet würden. Insofern stellt die Weiterentwicklung der Prognoseverfahren auch ein Instrument zur Verringerung der indirekten Kosten der Integration von WEA in das System der Elektroenergieversorgung dar.

### 5.3.2. Regel- und Ausgleichsenergie- sowie Reserveleistungsbedarf

Das System der Elektroenergieversorgung ist, im Gegensatz zu anderen Bereichen der Energieversorgung, durch das jederzeit notwendige Gleichgewicht von Bereitstellung und Abnahme elektrischer Energie gekennzeichnet. Geringfügige Abweichungen führen zu unerwünschten Abweichungen der Frequenz bzw. der

<sup>280</sup> Vgl. dazu Lange et al. (2007).

Spannung. Größere und anhaltende Abweichungen führen zu einem kaskadenartigen Ausfall von Systemelementen und schließlich des gesamten Versorgungssystems. Da die verfügbaren Speichereinrichtungen nur vergleichsweise geringe Kapazitäten aufweisen, ist die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken oder Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien der aktuellen Nachfrage anzupassen. Die gezielte Beeinflussung der Abnehmer (Lastmanagement) wird derzeit nur im begrenzten Umfang eingesetzt, verfügt jedoch über ein großes technisches und teilweise auch wirtschaftliches Potenzial und könnte zukünftig verstärkt genutzt werden.<sup>281</sup>

Die Nachfrage nach elektrischer Energie ist von starken zeitlichen Schwankungen geprägt, die zudem nicht vollständig im Rahmen von Prognosen erfasst werden können.<sup>282</sup> Deshalb besteht über die Koordinierung der Einspeisungsanlagen mittels zeitlich gestuften Einsatzfahrplänen hinaus ein Bedarf an hinsichtlich ihrer Leistungsabgabe kurzfristig zu steuernden Anlagen. Die Vorhaltung von Anlagen zur gezielten Erhöhung oder Verringerung der elektrischen Einspeiseleistung wird mit Regel- bzw. Reserveleistung, der Einsatz bzw. Abruf innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls mit Regelenergie bezeichnet.<sup>283</sup> Des Weiteren sind Reserveleistungen auch für den (ungeplanten) Ausfall von Einspeisungsanlagen (z. B. Kraftwerken) oder lokale Störungen in der Netzinfrastruktur vorzuhalten.

Die aggregierte Abweichung aller tatsächlichen Einspeisungen und Lasten von den angemeldeten Fahrplänen in der Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers (Summe aller Lastprognosefehler, unerwarteter Kraftwerksausfälle, Einspeiseprognosefehler dezentraler Anlagen z. B. WEA und ggf. auch Netzausfälle) wird durch den Abruf von Regelenergie ausgeglichen. Auch die finanzielle Abwicklung dieses Abrufs wird als Regelenergie bezeichnet. Im Unterschied dazu wird derzeit bspw. in Deutschland die vom Übertragungsnetzbetreiber an den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen, in dessen Bilanzkreis eine Fahrplanabweichung aufgetreten ist, die er nicht selbst ausgleichen konnte, gelieferte Energie als Ausgleichsenergie abgerechnet (finanzielle Abrechnung der gelieferten Energie).<sup>284</sup> Im Kontext der vorliegenden Arbeit wird in Elektroenergieversorgungssystemen mit einem sehr hohen Anteil der Windenergie die zur vollständigen Deckung der Nachfrage erforderliche elektrische Energie, die über die von WEA eingespeiste Energie hinausgeht, ebenfalls durchgängig mit Ausgleichsenergie bezeichnet.

---

<sup>281</sup> Vgl. dazu u. a. Klobasa / Erge (2007).

<sup>282</sup> Diese Lastschwankungen können durch charakteristische tägliche, wöchentliche und jährliche Verläufe beschrieben werden. Des Weiteren treten stochastische Abweichungen auf. Die Prognoseverfahren selbst sind ebenfalls mit Unsicherheiten verbunden. Die Güte der Prognose nimmt i. d. R. mit abnehmenden Zeithorizont zu (vgl. Höft (2004), S. 76). Nach Ohrem et al. (2007) beträgt der Lastprognosefehler innerhalb einer Regelzone in Deutschland etwa 2,5 %, der deutschlandweite Lastprognosefehler zwischen 1,3 und 2,5 %. Heuck / Dettmann, zitiert nach Oeser (2006), S. 32, geben den Lastprognosefehler für Deutschland mit kleiner 5 % an.

<sup>283</sup> Die Regelleistung wird im Unterschied zur Reserveleistung meist automatisiert aufgerufen.

<sup>284</sup> Vgl. dazu u. a. Müller-Kirchenbauer / Zenke (2001), S. 696.

Da i. d. R. Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien vorrangig einspeisen, entsteht dadurch ein zusätzlicher Bedarf zum Ausgleich der zeitlichen Variabilität deren Leistungsabgabe.<sup>285</sup>

In einer zeitlichen Reihenfolge werden nacheinander die Primär-, die Sekundär- und die Tertiärregelung mit den jeweils zur Verfügung stehenden Reserveleistungen unterschieden. Bevor es zu einem Regeleingriff kommt, wird automatisch bei einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch die systemimmanente Momentanreserve genutzt.<sup>286</sup>

Der Abruf der Primärregelleistung erfolgt durch Einsatz von Drehzahlgebern an den Turbinen der daran beteiligten Kraftwerke, deren Primärregler automatisch auf Frequenzabweichungen im Netz reagieren. Primärregelleistung wird überwiegend von Wasserkraftwerken mittels Durchflussregelung und durch thermische Kraftwerke bereitgestellt. Die Primärregelleistung ist eine Wirkleistungsregelung und muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert sein und für mindestens 15 Minuten zur Verfügung stehen.<sup>287</sup>

Im Zeitintervall der Primärregelleistung sind die Leistungsabweichungen der WEA-Einspeisung gering und auch bei hohen Druchdringungsgraden der Windenergie weitgehend gegenüber Kraftwerksausfällen und Lastschwankungen zu vernachlässigen.<sup>288</sup>

Prinzipiell wäre sowohl die Vorhaltung negativer (Leistungs-drosselung) als auch positiver Primärregelleistung mit Windenergieanlagen möglich, da mit der Pitchregelung von der idealen Leistungskurve abgewichen werden kann.<sup>289</sup> Da das Winddargebot an jeder Windenergieanlage ständig schwankt, ist dafür der Einsatz eines WEA-Kollektivs an unterschiedlichen Standorten notwendig. Nach den geltenden Präqualifikationsbedingungen in Deutschland bzw. der UCTE für die Erbringung von Primärregelleistung<sup>290</sup> muss jede einzelne technische Erzeugungseinheit über ein Regelband von mindestens  $\pm 2$  MW verfügen, was mit derzeitigen WEA-Nennleistungen unter Berücksichtigung des schwankenden Wind-

---

<sup>285</sup> Die vertraglich gebundene bzw. aufgerufene elektrische Leistung der sich daran beteiligenden Anlagen wird häufig mit (Wind-)Reserveleistung (in Deutschland in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH „EEG-Reserveleistung“), die innerhalb eines Zeitintervalls dazu abgerufene elektrische Arbeit mit Regelenergie bzw. gelegentlich auch Ausgleichsenergie bezeichnet.

<sup>286</sup> Die Momentanreserve beruht auf der Speicherung von elektromagnetischer Energie im Generatordrehfeld sowie von kinetischer Energie in den Schwungmassen der Turbinen und Generatoren.

<sup>287</sup> Vgl. Ohrem et al. (2007), S. 17.

<sup>288</sup> Vgl. dazu Oeser (2006), S. 38, DENA (2005), S. 252, Auer et al. (2005a), S. 59 und Dany / Haubrich (2000), S. 891.

<sup>289</sup> Die mechanische und elektrische Auslegung moderner WEA erlaubt, im Gegensatz zu älteren Anlagen, die Fernwirkung auf die Leistungsabgabe.

<sup>290</sup> Im UCTE-Verbund ist derzeit eine Primärregelreserve in Höhe von insgesamt 3.000 MW vorzuhalten. Auf Deutschland entfallen etwa 700 MW. Sie wird auf die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber aufgeteilt. Die deutschen ÜNB beschaffen ihre Primärregelleistung über ein monatliches Ausschreibungsverfahren. Hierbei wird ein Primärregelband ausgeschrieben. Es erfolgt derzeit keine Trennung in positive und negative Primärregelleistung. Die Vergütung basiert auf Leistungspreisen. Vgl. Brückl (2006), S. 8.

dargebots für einzelne WEA nicht erfüllbar ist. Aus ökologischer und der betriebswirtschaftlichen Sicht des WEA-Anlagenbetreibers ist zudem eine länger andauernde Drosselung der Ausgangsleistung von WEA zur Vorhaltung einer positiven Leistungsreserve nachteilig. Unter den genannten Aspekten sind WEA heute zur Bereitstellung von Primärregelleistung noch nicht geeignet.

Die Aktivierung der Sekundärregelleistung erfolgt in den jeweiligen Regelzonen im Rahmen der Sekundärregelung nach einem Netzkennlinienverfahren. Die Sekundärregelung wirkt über Zentralregler automatisch auf die leittechnisch angebundenen Kraftwerke. Aufgabe der Sekundärregelung ist die Rückführung der Frequenz auf ihren Sollwert bzw. der Übergabeleistungen zwischen den einzelnen Regelzonen auf die vereinbarten Werte. Somit steht anschließend auch die aktivierte Primärregelleistung wieder zur Verfügung. Die Sekundärregelleistung muss spätestens nach 30 Sekunden einsetzen und innerhalb von 5 Minuten in voller Höhe sowie für mindestens 15 Minuten verfügbar sein.<sup>291</sup> Auch im regulären Netzbetrieb treten permanent Abweichungen vom Leistungsgleichgewicht auf, so dass ein ständiger Eingriff der Sekundärregelung mit stochastisch wechselndem Leistungsbedarf die Regel ist.

Im Unterschied zur Primär- und Sekundärregelleistung erfolgt die Aktivierung von Minutenreserveleistung im Rahmen der Tertiärregelung durch eine manuelle Steuerung der Kraftwerksbetriebsweise. Aufgabe der Tertiärregelung ist die Bereitstellung ausreichender Leistungsreserven sowie ein Beitrag zur Wiederherstellung der Sekundärregelreserve. Sie muss innerhalb von 15 Minuten in voller Höhe und für mindestens 60 Minuten verfügbar sein.<sup>292</sup>

Die Minutenreserve kann im Bedarfsfall durch die Dauerreserveleistung abgelöst werden.<sup>293</sup> Sie lässt sich nach Brückl (2006) in Stunden- (Anfahren betriebsbereiter thermischer Kraftwerke), Tages- (Inbetriebnahme konservierter Anlagen) und Wochenreserve (Inbetriebnahme von Leistungen durch Verkürzung von Reparaturen und Revisionen) unterscheiden.<sup>294</sup>

Die Bereitstellung der Reserveleistungen ist nach technischen, wirtschaftlichen und netztopologischen Kriterien zu entscheiden. Neben der Erfüllung der jeweiligen Präqualifikationsbedingungen<sup>295</sup> sind auch die Anforderungen des jederzeit sicheren Netzbetriebes zu gewährleisten. Deshalb ist eine regelzonenferne Be-

---

<sup>291</sup> Im Gegensatz zur Primärregelleistung kann im Rahmen des in Deutschland praktizierten monatlichen Ausschreibungsverfahrens ein getrenntes Angebot für positive und negative Sekundärregelleistung abgegeben werden. Neben Leistungspreisen werden auch Arbeitspreise in Ansatz gebracht. Vgl. Brückl (2006), S. 9.

<sup>292</sup> Die Ausschreibung der Minutenreserve erfolgt in Deutschland arbeitstäglich einen Tag im Voraus. Wie bei der Sekundärregelleistung kann der Anbieter ein getrenntes Angebot für positive und negative Minutenreserveleistung abgeben. Nach Brückl (2006), S. 10 kommt es vor allem bei der positiven Minutenreserveleistung es zu sehr großen Schwankungen der Leistungs- und Arbeitspreise.

<sup>293</sup> Die Vorhaltung der Dauerreserveleistung liegt, im Unterschied zu den anderen Reserveleistungsarten, nach Lienert (2008a), S. 7 nicht im Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber.

<sup>294</sup> Vgl. Brückl (2006), S. 10.

<sup>295</sup> Vgl. FNN (2009).

reitstellung von Reserveleistungen (z. B. durch skandinavische oder im alpinen Raum befindliche Wasserkraftwerke für die Regelzonen in Deutschland) derzeit nur in begrenztem Umfang möglich. So sollten nach den UCTE-Empfehlungen ca. 2/3 der Sekundärregelleistung und 50 % der Tertiärregelreserve innerhalb der betreffenden Regelzone vorgehalten werden.<sup>296</sup> Des Weiteren begrenzen die verfügbaren regelzoneninternen sowie die Kuppelkapazitäten zu benachbarten Regelzonen der Netzinfrastruktur diese Option.<sup>297</sup>

Ein in der Vergangenheit weitgehend regelzoneninterner Abruf von Sekundärregelleistung in Deutschland konnte dazu führen, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt in einer Regelzone ein Aufruf positiver und in einer anderen der Aufruf negativer Sekundärregelleistung erfolgte. Dieses mögliche „Gegeneinander-Regeln“ wird seit dem 31.05.2010 durch eine den Regelzonen übergeordnete Regelinstanz (Netzregelverbund) verringert bzw. verhindert.<sup>298</sup>

Nach Ohrem et al. (2007) ist der Einsatz von WEA für die Bereitstellung von Sekundär- und Minutenreserve technisch zwar prinzipiell möglich, aber derzeit aufgrund der Ausschreibungsbedingungen und anderer Aspekte nicht vorgesehen. Völler (2010) weist mit seinen modellgestützten Untersuchungen nach, dass die Bereitstellung von Minutenreserve durch WEA in ausgewählten Situationen wirtschaftlich sein kann.<sup>299</sup>

Eine großtechnische Integration der Windenergie beeinflusst im Wesentlichen die vorzuhaltende Minuten- und Dauerreserveleistung in einem Elektroenergieversorgungssystem. Dazu liegt eine Vielzahl von Untersuchungen vor, die reale oder modellhafte Systeme bezüglich dieses Aspekts analysieren.<sup>300</sup> Häufig wird die zusätzlich vorzuhaltende Reserveleistung als ein prozentualer Anteil der installierten Nennleistung der WEA angegeben. Bei einem Durchdringungsgrad der Windenergie von 20 % beträgt die zusätzlich vorzuhaltende Reserveleistung zwischen 4 und 7 % der installierten WEA-Nennleistung.<sup>301</sup> Die DENA-Netzstudie weist für Deutschland für einen Durchdringungsgrad von etwa 15 % einen Bedarf von 8 bis 9 % aus.<sup>302</sup> Nach Auer et al. (2005a) bleibt der Bedarf bei einer Durchdringung der Windenergie von 50 % unterhalb von 15 %.<sup>303</sup> Ein Vergleich der Untersuchungsergebnisse ist nur eingeschränkt möglich, da sich sowohl die ana-

---

<sup>296</sup> Vgl. Büchner et al. (2006), S. 5.

<sup>297</sup> Darauf weisen Ott et al. (2004), S. 14 in ihrer Untersuchung zu zukünftigen Vermarktungsalternativen schweizerischer Wasserkraftwerke zur Reserveleistungs- und Regelenergiebereitstellung im benachbarten Ausland hin.

<sup>298</sup> Vgl. dazu BNA (2010a).

<sup>299</sup> Vgl. Völler (2010), S. 127.

<sup>300</sup> Vgl. dazu für das deutsche System der Versorgung mit elektrischer Energie Sensfuß (2007), S. 134, Oeser (2006), S. 38 f., DENA (2005), S. 264 ff. und Dany / Haubrich (2000), S. 892 ff.

<sup>301</sup> Vgl. Holttinen et al. (2007), S. 100.

Für Großbritannien bestimmen Gross et al. (2006) den Bedarf bei ebenfalls 20 % Windenergie-durchdringung mit etwa 5 bis 10 % bezogen auf die Gesamtnennleistung der WEA.

<sup>302</sup> Vgl. DENA (2005), S. 264 ff.

<sup>303</sup> Vgl. Auer et al. (2005a), S. 61.

lysierten Systeme,<sup>304</sup> als auch die Definition der Systemgrenzen (z. B. durch eine mögliche Ausweitung der Regelzonen<sup>305</sup>) voneinander unterscheiden. Die Beschaffung und der Abruf von Reserveleistung sind in Deutschland regelzonenübergreifend ausgestaltet. Auch kann eine kurzfristigere (intraday) Bindung der Reserveleistung aufgrund der dann geringeren Unsicherheit der Windleistungsprognose die vorzuhaltende Reserveleistung verringern.<sup>306</sup>

Neben der zusätzlich notwendigen Vorhaltung von Reserveleistung bei einem Ausbau der Windenergienutzung ist mit einem erhöhten Abruf dieser zum Ausgleich des Prognosefehlers zu rechnen. Aufgrund von Ausgleichseffekten zwischen den Prognosefehlern der Last, Prognosefehlern der WEA-Einspeisung und ungeplanten Kraftwerksausfällen ist der entstehende Bedarf deutlich geringer als bei einer alleinigen Ausregelung der Prognosefehler der Windenergieeinspeisung.<sup>307</sup> Auch bei einer zunehmenden Durchdringung des Elektroenergieversorgungssystems mit der Windenergie bleibt dieser Effekt erhalten. Da die Prognosefehler der WEA-Einspeisung jedoch einen zunehmenden Anteil am Gesamtfehler haben, verringert sich dieser ausgleichende Effekt.<sup>308</sup> Damit erhält dieser Prognosefehler eine zunehmende Bedeutung für den Gesamtprognosefehler und damit für den Abruf von Regel- bzw. Ausgleichsenergie.<sup>309</sup> Insofern kann nach DENA (2005) die abgerufene Regelenergie mit einer zunehmenden Windenergie durchdringung und gleichbleibendem Prognosefehler überproportional ansteigen.<sup>310</sup>

Berechnungen zu den entstehenden Kosten der notwendigen Reserveleistung und Regelenergie können der Literatur entnommen werden.<sup>311</sup> Abhängig vom

---

<sup>304</sup> Zu den beeinflussenden Merkmalen dieser Systeme zählen u. a. die Last- und Windleistungsprognosefehler, die unterschiedliche Zusammensetzung des Kraftwerksparks und damit der möglichen Leistungsgradienten, die Marktmechanismen und zeitlichen Restriktionen bei der vertraglichen Bindung der entsprechenden Kapazitäten, die Lokalisierung der Einspeisungsanlagen und Abnehmer und damit die verfügbaren Übertragungskapazitäten im elektrischen Netz sowie die angenommenen Defizitwahrscheinlichkeiten bei der Berechnung der resultierenden Versorgungssicherheit.

<sup>305</sup> Aufgrund des weiträumigen Ausgleichseffekts der Windenergie sind zum Einen die realen Gradienten der Summeneinspeisung und zum Anderen voraussichtlich auch die Prognosefehler der Windenergieeinspeisung geringer. Damit sinkt der vorzuhaltende Reserveleistungsbedarf bei einer Ausweitung der Systemgrenzen.

<sup>306</sup> Vgl. dazu Weber (2009) und Scheffler / Linne (2006), S. 27.

<sup>307</sup> Physikalisch ist eine Trennung der tatsächlich aufgerufenen Reserveleistung sowie der abgerufenen Regelenergie hinsichtlich ihrer Ursachen (Lastprognosefehler, Windleistungsprognosefehler und stochastische Kraftwerksausfälle) nicht zuverlässig möglich.

<sup>308</sup> Vgl. DENA (2005), S. 269.

<sup>309</sup> Nach Weber (2009), S. 3160 übersteigt derzeit der absolute Lastprognosefehler trotz der bereits relativ hohen Windenergieeinspeisung in Deutschland den Prognosefehler der WEA-Einspeisung noch um etwa den Faktor 2.

<sup>310</sup> Vgl. DENA (2005), S. 270.

<sup>311</sup> Vergleichende Zusammenstellungen finden sich u. a. in EWEA (2009), S. 94, Holttinen et al. (2007), S. 101 sowie Auer et al. (2005a), S. 66. Tendenziell höhere Kosten entstehen in Systemen mit einem großen Anteil thermischer Kraftwerke. Für Skandinavien, mit einem hohen Be-

Durchdringungsgrad der Windenergie liegen diese überwiegend zwischen etwa 1,5 EUR/MWh<sub>Wind</sub> und 3,0 EUR/MWh<sub>Wind</sub>.<sup>312</sup> Allerdings ist auch hier, wie bei der Bestimmung der vorzuhaltenden Reserveleistung und der abzurufenden Regelenergie, ein relativ großer Unsicherheitsbereich festzustellen.<sup>313</sup>

### 5.3.3. Beeinflussung anderer Einspeisungsanlagen

Der Einspeisungsvorrang von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Verbindung mit deren fluktuierender Charakteristik führt zu einer Veränderung der Kraftwerkseinsatzplanung und dem tatsächlichen Aufruf von Kraftwerksleistungen. Eine unterhalb der jeweiligen Bemessungsleistung der einzelnen thermischen Kraftwerke liegende Einspeiseleistung führt häufig zu einem Wirkungsgradverlust und damit zu einem Brennstoffmehrbedarf sowie erhöhten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Zudem bewirken häufigere Leistungsänderungen einen erhöhten Anlagenverschleiß sowie steigende Wartungs- und Instandhaltungskosten.

Eine Variation der elektrischen Einspeiseleistung ist aufgrund der Variabilität der elektrischen Last bei thermischen und Wasserkraftwerken der Normalbetriebsfall. Da allerdings die Einspeisungsgradienten z. B. der Windenergie und die Laständerungen i. d. R. zeitlich nicht miteinander korreliert sind, führt eine ausgeweitete Windenergienutzung zu einer Zunahme der Häufigkeit der Änderung und der Leistungsgradienten der Einspeiseleistung der sonstigen Kraftwerke.<sup>314</sup>

Zur Abschätzung der ökonomischen Auswirkungen eines verstärkten leistungsvariablen und Teillastbetriebs eines hydro-thermalen Kraftwerksparks ist dieser blockscharf in einem Modell abzubilden. Des Weiteren ist sowohl die elektrische Last als auch die Windenergieeinspeisung räumlich und zeitlich hoch aufgelöst (mindestens 15 Minuten bzw. 1 Stunde) zu verwenden. Zusätzlich sind geeignete

---

stand an Wasserkraftwerken, werden dagegen niedrigere Kosten ausgewiesen. Vgl. dazu Meibom et al. (2006), S. 204.

<sup>312</sup> Vgl. Ramsey et al. (2007), S. 66 und Auer et al. (2005a), S. 66.

In anderen Studien werden z. T. auch höhere Kosten angegeben. So weisen Handschin et al. (2007) für die Positionen Reserveleistungsvorhaltung und WEA-bedingte Ausgleichsenergie im Sinne der finanziellen Abrechnung der Regel-/Reserveenergie mit den Bilanzkreisverantwortlichen für ein Modellsystem mit einer Windpenetration (installierte WEA-Nennleistung zu Gesamtkapazität aller Einspeisungsanlagen) von 35 bzw. 70 % Kosten zwischen ca. 1,6 und 3,9 EUR/MWh<sub>Wind</sub> aus. Sie weisen zudem darauf hin, dass insbesondere die Handelskosten für die Übertragungsnetzbetreiber bei hohen Durchdringungsgraden zunehmen und die Gesamtkosten dominieren können.

<sup>313</sup> Zusätzlich sind bei der Berechnung der entstehenden Kosten Annahmen über Marktstrukturen (Fristigkeit des Prognosehorizonts und von minimalen Handelsvorlaufzeiten) und Kostenstrukturen der anbietenden Einspeisungsanlagen zugrundezulegen, deren Ermittlung wiederum selbst mit z. T. großen Unsicherheiten behaftet ist.

<sup>314</sup> Vgl. dazu Hundt et al. (2009), S. 31 ff. Kernkraftwerke werden im Unterschied zu den sonstigen thermischen Kraftwerken in Deutschland häufig mit einer vergleichsweise konstanten elektrischen Einspeiseleistung betrieben. In Ländern mit einem hohen Anteil der Kernenergie an der Gesamtbereitstellung von Elektroenergie (z. B. in Frankreich) beteiligen sich diese im Unterschied dazu auch am Regelbetrieb. Dabei bestehen jedoch technische Restriktionen, um z. B. eine sicherheitsrelevante vorzeitige Materialermüdung oder die Kontaminierung der Kernbrennstoffe zu vermeiden.



te, der Realität entsprechende Kraftwerkseinsatzplanungen zu modellieren, die auch die Anforderungen, die sich aus dem Blindleistungshaushalt im jeweiligen Netzgebiet, möglichen Netzengpässen oder grenzüberschreitender Austauschflüsse ergeben, berücksichtigen. Mit einem solchen Modellansatz können die damit berechneten zusätzlichen Kosten der Windenergieeinspeisung sachgerecht zugeordnet werden.<sup>315</sup>

Insgesamt sind entsprechend der hierzu analysierten Veröffentlichungen die auf die fluktuierende Einspeisung von WEA zurückzuführenden Mehrkosten in Verbindung mit einem verstärkten leistungsvariablen und Teillastbetrieb eines überwiegend thermischen Kraftwerksparks, abgeleitet aus vereinfachenden Modellen oder theoretischen Überlegungen, relativ gering. Die Wirkungsgradverschlechterungen liegen nach einer Untersuchung von Wagner et al. (2004) bei etwa 1,5 % pro 1.000 Stunden Ausnutzungsdauer bei Braunkohlekraftwerken sowie bei 0,6 % bzw. 0,3 % bei Steinkohle- bzw. Erdgaskraftwerken. Die Kosten eines erhöhten Anlagenverschleißes werden demnach mit etwa 10 bis 20 % der fixen Wartungs- und Instandhaltungskosten abgeschätzt. Damit wurden die daraus resultierenden Kosten für das deutsche Elektroenergieversorgungssystem mit etwa 0,22 ct/kWh<sub>Wind</sub> bestimmt.<sup>316</sup> Auer et al. (2005a)<sup>317</sup> berechnen mit ihrem Modellansatz die Zusatzkosten der veränderten Betriebsweise des Kraftwerksparks in Deutschland und Österreich mit 0,05 bis 0,09 ct/kWh<sub>Wind</sub> während Klobasa (2007)<sup>318</sup> diese mit etwa 0,07 bis 0,19 ct/kWh<sub>Wind</sub> (jeweils abhängig vom Durchdringungsgrad der Windenergie) abschätzt.

#### 5.3.4. Ausgleichseffekte der Windenergienutzung

Das natürliche Windenergieangebot weist räumlich und zeitlich eine starke Variabilität auf. Im Zeitbereich von einigen Sekunden bis zu mehreren Minuten (typische Ausdehnung von Windböen) ist es jedoch selbst zwischen nahegelegenen Standorten von WEA weitgehend unkorreliert. Damit vergleichmäßig sich die Leistungsabgabe eines WEA-Kollektivs gegenüber Einzelanlagen. Im Minutenbereich sind Einspeiseschwankungen von mehreren WEA selbst bei enger räumlicher Nachbarschaft gegenüber dem Ausfall konventioneller Kraftwerksblöcke oder den Leistungsschwankungen der Netzlast zu vernachlässigen und führen zu keinem erhöhten Primär- oder Sekundärregelreserve-Bedarf innerhalb von größeren Regelzonen.<sup>319</sup>

Im Zeitbereich oberhalb 15 Minuten hingegen zeigen sich die Einspeiseschwankungen von WEA innerhalb einer Region zunehmend korreliert. Da atmosphärische Druckunterschiede häufig mehrere hundert Kilometer Durchmesser aufweisen, sind die in deren Einflussbereichen befindlichen WEA ähnlichen Veränderungen der Windverhältnisse ausgesetzt. Diese Korrelation kann durch die Wahl einer entsprechend räumlich weiter ausgedehnten Region vermindert werden.

---

<sup>315</sup> Vgl. dazu u. a. Wolf et al. (2007).

<sup>316</sup> Zu den genannten Wirkungsgradverschlechterungen und Zusatzkosten vgl. Wagner et al. (2004), S. 58 und 61 ff.

<sup>317</sup> Vgl. Auer et al. (2005a), S. 130.

<sup>318</sup> Vgl. Klobasa (2007), S. 183.

<sup>319</sup> Vgl. u. a. Ohrem et al. (2007), S. 17.

Den Potenzialen und Nutzungsmöglichkeiten des weiträumigen Ausgleichseffektes der Windenergie widmen sich vertiefend die Kapitel 6.4 und 6.5 dieser Arbeit.

#### 5.4. Substitutionseffekte

Die Integration von Windenergieanlagen in das Elektroenergieversorgungssystem führt (bei konstanter Nachfrage und Exportflüssen) zu einer Substitution von Einspeisungen aus anderen Anlagen. Ein vorrangiges Ziel der Nutzung der Windenergie besteht darin, die mit der zu substituierenden Einspeisung verbundenen Emissionen, z. B. von klimarelevanten Gasen wie CO<sub>2</sub>, und den Bedarf an begrenzt verfügbaren fossilen Energieträgern zu verringern. Die Quantifizierung der Substitutionseffekte ist von vielen Faktoren abhängig. So beeinflussen u. a. die spezifischen Windverhältnisse innerhalb der Untersuchungsregion und deren zeitlicher Verlauf, die Zusammensetzung des sonstigen Kraftwerksparks<sup>320</sup>, der Anteil der Windenergieeinspeisung an der Elektroenergienachfrage sowie der zeitliche Verlauf der Nachfrage diese Substitutionseffekte.<sup>321</sup>

##### 5.4.1. Kapazitätseffekte

Die fluktuierende Einspeisungscharakteristik von WEA, die sich innerhalb weniger Stunden durchaus zwischen Null und der elektrischen Nennleistung bewegen kann, erfordert die Vorhaltung von entsprechenden Reservekapazitäten, um auch in Zeiten eines geringen Windangebots jederzeit die Versorgung sicherstellen zu können.<sup>322</sup> Somit kann nur ein Teil der Anlagen stillgelegt und rückgebaut werden, deren Einspeisung teilweise oder vollständig verdrängt wurde. Der dauerhaft stillzuliegende Anteil von Reservekapazitäten wird als Leistungskredit der Windenergienutzung bezeichnet.

Die gesicherte Leistung von Windenergieanlagen bezeichnet diejenige Leistung, die WEA mit einer konventionellen Kraftwerken vergleichbaren Verfügbarkeit bereitstellen können. Für ein Gesamtsystem der Elektroenergieversorgung kann zusätzlich der Zugewinn an gesicherter Leistung auf Systemebene bei Integration von WEA bestimmt werden. Sowohl der Leistungskredit als auch die gesicherte Leistung bzw. der Zugewinn an gesicherter Leistung sind Ausprägungen der **Kapazitätseffekte** der Windenergie.<sup>323</sup>

Da Elektroenergieversorgungssysteme zumeist mit Nachbarregionen verbunden sind und mit diesen elektrische Energie austauschen können, ist die Bestimmung der Kapazitätseffekte für eine einzelne Region von eher nachgeordneter Bedeutung. Die in einer Region vorgehaltenen Kraftwerkskapazitäten orientieren sich

---

<sup>320</sup> Relevant sind neben der statischen Zusammensetzung des Kraftwerksbestands auch die individuelle Verfügbarkeit, die dynamische Betriebsweise sowie wirtschaftliche Parameter der einzelnen Kraftwerke.

<sup>321</sup> Vgl. dazu Sontow (2000), S. 98, die die Rahmenbedingungen einer Systemanalyse zur Bestimmung der Kapazitätseffekte beschreibt.

<sup>322</sup> Mit einer zunehmenden räumlichen Verteilung der WEA nehmen diese kurzzeitigen Leistungsschwankungen ab.

<sup>323</sup> Zum Konzept der Bestimmung der Kapazitätseffekte vgl. u. a. Sontow (2000), S. 89 ff., Giebel (2000), S. 55 ff., DENA (2005), S. 238 f., Oeser (2006), S. 36 f. sowie Holttinen et al. (2007), S. 77 ff.

bei ausreichend vorhandenen Übertragungskapazitäten in die Nachbarregionen nicht nur an der eigenen zu deckenden Nachfrage innerhalb der Region.

Ensslin (2006) vergleicht in ihrer Untersuchung zu den Auswirkungen der Modellgestaltung und -genauigkeit auf die Bestimmung der Kapazitätseffekte der Windenergie unterschiedliche Ansätze. Sie kommt zu dem Schluss, dass die Ergebnisse von Analysen zur Bestimmung der Kapazitätseffekte nicht oder nur unter vollständiger Beachtung der konkreten Rahmenbedingungen und Annahmen übertragbar sind. Insbesondere die Berücksichtigung konkreter und für die Untersuchungsregion aggregierter Zeitreihen der Windverhältnisse sowie der Vergleich unterschiedlicher Zeiträume sind zu einer genauen Berechnung der Kapazitätseffekte notwendig.<sup>324</sup>

Trotz der bereits genannten starken Abhängigkeit der Untersuchungsergebnisse zu Kapazitätseffekten von WEA von den Rahmenbedingungen des Elektroenergieversorgungssystems und der verwendeten Datenbasis wird in Abbildung 22 ein grafischer Vergleich der Ergebnisse ausgewählter Studien vorgenommen. Deutlich wird die Abnahme des dargestellten Leistungskredits mit zunehmender Abdeckung der Nachfrage durch WEA. In einigen Untersuchungen wird darauf verwiesen, dass sich mit zunehmender räumlicher Verteilung der WEA die Kapazitätseffekte erhöhen, z. B. der Leistungskredit ansteigt.<sup>325</sup> In der vorliegenden Arbeit werden zum natürlichen Ausgleichseffekt der Windenergie weitere Analysen vorgestellt (vgl. die Gliederungspunkte 6.4 und 6.5).

Eine detaillierte Analyse der Kapazitätseffekte von WEA ist insbesondere notwendig, um mit Energiesystemmodellen den kostenoptimalen Kraftwerksbestand ermitteln zu können. In einer groben Annäherung kann der Leistungskredit von WEA bei geringen Anteilen an der Deckung der Energienachfrage mit deren Kapazitätsfaktor in jährlichen Spitzenlastzeiten abgeschätzt werden.<sup>326</sup> Eine wirtschaftliche Bewertung des Leistungskredites kann überschlägig durch eine Bestimmung der eingesparten Fixkosten der stillgelegten bzw. vermiedenen alternativen Einspeisungsanlagen erfolgen.<sup>327</sup>

---

<sup>324</sup> Vgl. Ensslin (2006). Die Variation der gesicherten Leistung bei Verwendung unterschiedlicher Windjahre lag in ihrer Untersuchung zwischen -7,6 und +18,6 % im Vergleich zum Referenzjahr 2000.

<sup>325</sup> Vgl. dazu insbesondere die Untersuchung von Giebel (2000).

<sup>326</sup> Vgl. dazu Milligan / Parsons (1997) und Giebel (2000), S. 76.

<sup>327</sup> Vgl. Sontow (2000), S. 132 ff.

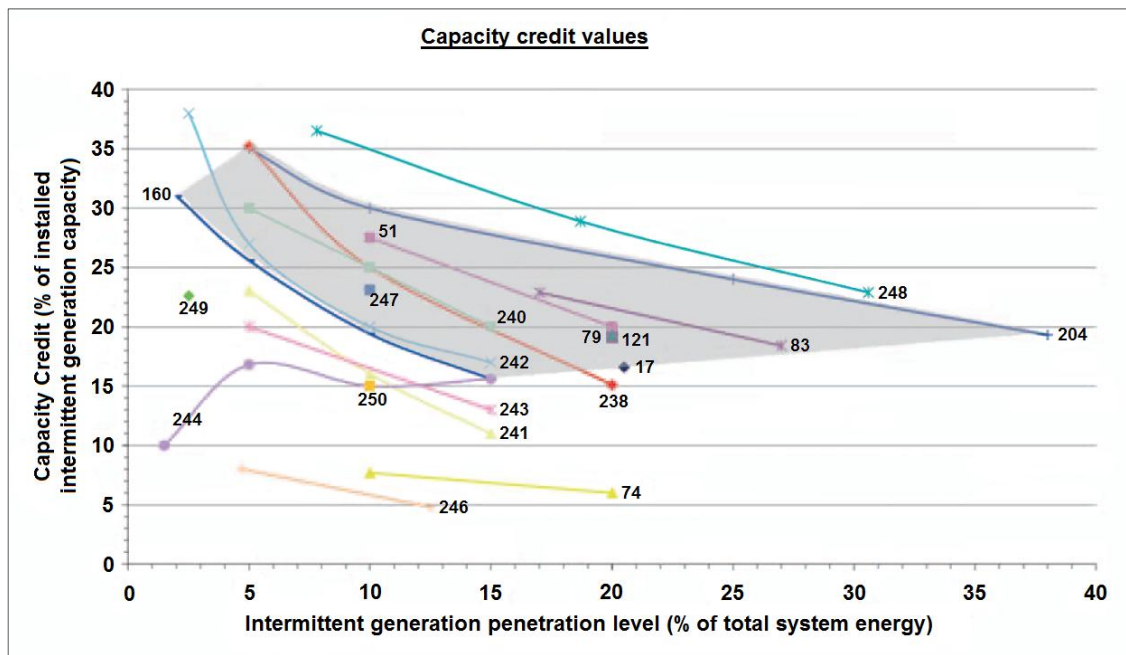


Abbildung 22 Übersicht über vorliegende Untersuchungen zum Leistungskredit von WEA bei unterschiedlichen Durchdringungsgraden (Quelle: Gross et al. (2006), S. 43; Abdruck mit Genehmigung des UK Energy Research Centre, London)

Durch die Substitution von Einspeisungen verringern sich der Auslastungsgrad der verdrängten Anlagen und damit auch deren Wirtschaftlichkeit. Da für die Aufrechterhaltung der Versorgungszuverlässigkeit einige Anlagen aber notwendig sind, fallen für die Vorhaltung dieser Reservekapazitäten und den Abruf der von ihnen eingespeisten Regelenergie zusätzliche Kosten an.

#### 5.4.2. Verringerung des Einsatzes fossiler Energieträger

Ein wesentliches Ziel der Nutzung Erneuerbarer Energien ist die Verringerung des Einsatzes nur noch begrenzt verfügbarer fossiler Energieträger. Die Bedeutung von Erdöl, Erdgas und Kohle als Grundstoff der chemischen Industrie könnte zukünftig noch zunehmen. Für diese stoffliche Nutzung sind, mit Ausnahme der Biomasse und ggf. des Methanhydrats, derzeit keine Alternativen bekannt. Dagegen könnte der Einsatz fossiler Energierohstoffe bereits heute durch andere verfügbare Technologien der Energiewirtschaft abgelöst werden.

Des Weiteren sind die fossilen Energieträger global sehr unterschiedlich verteilt. Viele Industrienationen, darunter auch Deutschland, sind weitgehend von Energieträgerimporten abhängig und damit in Ihrer Versorgungssicherheit potenziell bedroht. So könnten zukünftige Lieferengpässe nicht nur sehr hohe Preissteigerungen verursachen, sondern auch Produktions- und Nachfrageprozesse beeinträchtigen. Damit könnte die zunehmende Nutzung einheimischer Erneuerbarer Energien auch einen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit leisten.

Die Gesamtmenge der innerhalb einer Volkswirtschaft oder anderen Untersuchungsregionen durch die vorrangige Windenergieeinspeisung substituierten fossilen Energieträger in der Elektroenergiewirtschaft hängt wiederum entscheidend von der derzeitigen und prognostizierten Struktur des Kraftwerksparks ab. Die

Verdrängungswirkung der Erneuerbaren Energien wiederum führt zu langfristigen strukturellen Veränderungen des Kraftwerksparks.<sup>328</sup> Damit sind keine allgemeingültigen Aussagen zu den Substitutionseffekten der Windenergienutzung möglich. Für Deutschland liegen diesbezügliche Untersuchungen vor, die nahelegen, dass durch eine ausgeweitete Windenergieeinspeisung zunächst überwiegend die Einspeisung aus Steinkohlekraftwerken verdrängt wird. Erst bei einem hohen Durchdringungsgrad der Windenergie sowie bei hohen Preisen von CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen wird zunehmend auch die Einspeisung aus Erdgas-GuD-Kraftwerken verringert.<sup>329</sup> Bei sehr hohen Windenergieanteilen bei fortgesetztem Einspeisevorrang werden schließlich auch die Einspeisungen aus allen anderen konventionellen Kraftwerken reduziert.

Eine Verdrängung des Einsatzes fossiler Energieträger durch WEA findet auch unabhängig von deren fluktuierender Einspeisecharakteristik, ausgelöst durch den Einspeisevorrang von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien, statt. Die Variabilität der Windenergieeinspeisung kann aufgrund der in Gliederungspunkt 5.3.3 beschriebenen verstärkten leistungsvariablen und Teillastbetriebsweise im Fall eines thermischen Kraftwerksparks zu einem geringfügigen gegenläufigen Effekt eines erhöhten Brennstoffbedarfs führen.

#### 5.4.3. Verringerung von CO<sub>2</sub>- und weiteren Emissionen

Mit der angestrebten Substitution von fossilen Energieträgern ist auch eine Verringerung der CO<sub>2</sub>- und weiterer damit verbundener Emissionen (z. B. Feinstaub, Stickoxide, Schwefeldioxid) verbunden. Der Umfang der CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen wird maßgeblich von der substituierten Menge fossiler Energieträger determiniert. Neben der Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in einem System durch den verdrängten Brennstoffeinsatz ergibt sich in einer ganzheitlichen Betrachtung auch ein gegenläufiger Effekt durch einen erhöhten Brennstoffbedarf bei zunehmend leistungsvariabler Betriebsweise thermischer Kraftwerke. Dieser ist jedoch vergleichsweise gering.<sup>330</sup> Zur Bestimmung der Gesamtmenge der verringerten CO<sub>2</sub>-Emissionen innerhalb eines Zeitraums sind im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse auch die mit der Produktion und dem Rückbau der technischen Anlagen verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu berücksichtigen.<sup>331</sup>

Für das deutsche System der Elektroenergieversorgung liegen mehrere Untersuchungen der (potenziellen bzw. bereits tatsächlich erzielten) Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei einer entsprechenden Windenergieeinspeisung vor (vgl. Tabelle 10).

---

<sup>328</sup> Vgl. Oeser (2006), S. 93.

<sup>329</sup> Vgl. dazu Wagner et al. (2004), S. 57, Klobasa / Ragwitz (2005), S. 27, Oeser (2006), S. 99, Auer et al. (2005a), S. 137 und Klobasa et al. (2009), S. 18.

<sup>330</sup> Roth et al. (2007) geben diesen Effekt für den deutschen Kraftwerkspark mit 50 bis 60 g/kWh<sub>Wind</sub> an. Klobasa (2007) schätzt ihn mit 0,2 bis 2,2 % der ursprünglich verringerten CO<sub>2</sub>-Emissionen ab. Oeser (2006) bestimmt diese zusätzlichen Emissionen mit 18 bis 70 g/kWh<sub>Wind</sub>.

<sup>331</sup> Vgl. dazu Hardi (2003) und Oeser (2006).

Tabelle 10 Übersicht der durch die Windenergieeinspeisung induzierte CO<sub>2</sub>-Minderung im deutschen Elektroenergieversorgungssystem (Quellenangaben in der ersten Spalte)

Quelle	Wesentliche Modellannahmen	Spezifische CO <sub>2</sub> -Minderung durch Windenergieeinspeisung
Sontow (2000)	beispielhaftes norddeutsches Versorgungsgebiet; 14 GW Gesamtleistung aller Kraftwerke (davon je 32 % Kernkraft- und Steinkohle-KW, 11 % Erdgas-KW); 68 TWh/a Gesamtnachfrage; 2,3 TWh/a (3,4 % Durchdringung) bzw. 13,7 TWh/a (20 % Durchdringung) Windenergieeinspeisung	3,4 % Durchdringung: 826 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub> 20 % Durchdringung: 746 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub>
Klobasa / Ragwitz (2005)	Meta-Analyse verschiedener Studien; Deutschland	Jahr 2003 (3,2 % Durchdringung): 856 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub>
DENA (2005)	Kraftwerkspark Deutschland, Kernenergieausstieg, Letztverbrauch 485 TWh/a, Jahr 2010 und 2015, Basis-Szenario	Jahr 2010 (ca. 12 % Durchdringung): 817 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub> Jahr 2015 (ca. 16 % Durchdringung): 738 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub>
Oeser (2006)	Kraftwerkspark Deutschland, Kernenergieausstieg, Elektroenergienachfrage 593 TWh/a, Jahr 2020	12 % Durchdringung, 10 EUR/t <sub>CO2</sub> : 822 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub> 12 % Durchdringung, 40 EUR/t <sub>CO2</sub> : 606 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub>
Klobasa (2007)	Kraftwerkspark Deutschland, Kernenergieausstieg, Jahr 2020	19 % Durchdringung: 600 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub>
Wolf et al. (2007)	Tatsächlicher Kraftwerkspark und Windenergieeinspeisung in der Regelzone der Vattenfall Europe AG (ca. 81 % Braunkohleanteil, 11 % Windenergie an Gesamtnachfragedeckung)	Jahr 2003: ca. 970 bis 985 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub>
Sensfuß (2007)	Tatsächlicher Kraftwerkspark und Windenergieeinspeisung in Deutschland 2004 bis 2006 (4,2 % bis 5,0 % Durchdringung)	Jahr 2004: 778 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub> Jahr 2005: 758 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub> Jahr 2006: 738 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub>
Klobasa et al. (2009)	Tatsächlicher Kraftwerkspark und Windenergieeinspeisung und weitere EE in Deutschland 2006 und 2007 (5,0 % und 6,4 % Windenergie-Durchdringung)	Jahr 2006: 781 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub> Jahr 2007: 762 g <sub>CO2</sub> /kWh <sub>Wind</sub>

Die Spannweite der Berechnungsergebnisse ist vergleichsweise hoch. Begründet werden kann dies durch unterschiedliche Modellannahmen, z. B.

- zum aktuellen und zukünftigen Kraftwerksbestand (einschließlich der unterschiedlichen Berücksichtigung des Beschlusses zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung in Deutschland),
- Energieträger-Preisentwicklungen und Preisen für CO<sub>2</sub>-Zertifikaten,
- zur Entwicklung der Nachfrage nach elektrischer Energie sowie
- die gewählte zeitliche Auflösung und die zugrunde liegende Modellstruktur.

Die Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Energiewirtschaft ist nur eine Zielstellung, die mit der verstärkten Nutzung Erneuerbarer Energien verbunden ist. Emissionsminderungen können auch durch Effizienzsteigerungen der konventionellen Kraftwerke, den Einsatz von CCS-Technologien vor allem aber auch durch die Reduzierung der Nachfrage nach elektrischer Energie realisiert werden. Die-

se Maßnahmen wiesen teilweise geringere spezifische Kosten oder sogar Kosteneinsparungen gegenüber dem Einsatz Erneuerbarer Energien auf.<sup>332</sup> Insofern sollte zur Zielerreichung einer angestrebten CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung stets ein Instrumenten-Mix verwendet werden.

#### 5.4.4. Erhöhung der Diversifizierung der Elektroenergieversorgung

Durch die bereits beschriebene Substitution derzeit noch dominierender fossiler Energieträger trägt die Nutzung der Windenergie dazu bei, den Grad der Diversifizierung der Elektroenergieversorgung zu erhöhen. Damit wird die Versorgungssicherheit erhöht und bei Nutzung heimischer Potenziale Erneuerbarer Energien auch die Importabhängigkeit verringert.<sup>333</sup> Da elektrische Energie zunehmend ein wesentlicher Produktionsfaktor in den entwickelten Volkswirtschaften ist, sinkt damit auch das Risiko wirtschaftlicher Verluste durch Unterbrechung der Versorgung.<sup>334</sup> Böske (2007) weist in einer Untersuchung darauf hin, dass die in der Vergangenheit zu beobachtenden Ölkrisen bspw. stets mit darauf folgenden Rezessionen in den USA in einem engen Zusammenhang standen.<sup>335</sup> Als wesentliche Instrumente zur Verringerung der Importabhängigkeit bei Energieträgern gelten demnach u. a. die Produktion im Inland (Nutzung nationaler Ressourcen) sowie eine verstärkte Technologiediversifizierung.<sup>336</sup>

Vermutet wird in diesem Zusammenhang, dass der beobachtete unerwartet hohe und preisdämpfende Merit-Order Effekt der Windenergie im Jahr 2006 in Deutschland auch Ausdruck des höheren Risikos von Gaspreiserhöhungen gewesen sein könnte.<sup>337</sup>

#### 5.4.5. Veränderung der elektrischen Übertragungsverluste

Die Netzintegration von WEA in einer Region hat auch Auswirkungen auf die elektrischen Systemverluste. Dabei hängen sowohl das Vorzeichen als auch die Höhe der Veränderung u. a. von den geografischen Bedingungen in der Region, der Lage der weiteren Kraftwerke in Bezug auf die Lastschwerpunkte, die zeitliche Charakteristik der Nachfrage und der Einspeisung sowie von der Topologie der elektrischen Netze ab. Windenergieanlagen können, elektrisch und / oder geografisch verbrauchernah angeschlossen, die elektrischen Systemverluste verringern. So können z. B. in Schweden oder Norwegen Einspeisungen aus WEA im Süden dieser Länder die Übertragungsverluste vermindern, wenn dadurch die Einspeisung aus den überwiegend im Norden befindlichen Wasserkraftwerken

---

<sup>332</sup> Vgl. dazu u. a. Hein et al. (2007).

<sup>333</sup> Vgl. dazu auch Ölz et al. (2007).

<sup>334</sup> Aufgrund des hohen Automatisierungsgrades von Produktionsprozessen führt eine längere Unterbrechung der Elektroenergieversorgung zu Produktionsausfällen und damit wirtschaftlichen Verlusten. Die eigenständige Absicherung einer unterbrechungsfreien Versorgung ist nur für wenige Unternehmen technisch und ökonomisch möglich bzw. sinnvoll.

<sup>335</sup> Vgl. Böske (2007), S. 40 ff.

<sup>336</sup> Vgl. Böske (2007), S. 129.

<sup>337</sup> Vgl. Weber / Woll (2007), S. 10 sowie ebenda Fußnote 3. Das eingetretene oder latente Risiko von steigenden Gaspreisen hat bezüglich der Merit-Order den Anstieg der Kurve im relevanten Bereich größer („steiler“) werden lassen.

verdrängt wird. Auch dezentrale, d. h. in kleineren Einheiten von wenigen bis einigen Dutzend MW gruppierte und über die Fläche eines Netzgebietes verteilte, WEA können die Übertragung der elektrischen Energie von den konventionellen Kraftwerken über die Transportnetze hin zu den Verbrauchern verringern und damit elektrische Verluste vermindern.<sup>338</sup>

Insbesondere bei einem steigenden Anteil der Einspeisung aus Windenergieanlagen an der Nachfragedeckung können häufig nicht nur in den windhöufigsten Gebieten WEA errichtet werden. Vielmehr werden geografisch zunehmend weitere Gebiete erschlossen und damit eine tendenziell dezentralere Einspeisung erreicht. Dieser Trend kehrt sich jedoch um, wenn die untergelagerten Netzebenen nicht mehr für den Anschluss zusätzlicher WEA geeignet sind und damit Anschlüsse an das Transportnetz notwendig sind. Auch der Anschluss von offshore Windenergieanlagen führt häufig dazu, dass die eingespeiste elektrische Energie über zunehmend längere Strecken transportiert werden muss.

Zur Entwicklung der Übertragungsverluste bei einer umfangreichen Windenergienutzung liegen nur wenige Untersuchungen vor. Allgemeine Aussagen lassen sich daraus bislang nicht gewinnen, da häufig diese Effekte nicht genauer analysiert werden oder lediglich Einzelfälle im Mittelpunkt der Betrachtungen stehen.<sup>339</sup> Insbesondere für das europäische Verbundnetz sind derartige Untersuchungen notwendig, da der Anteil der Erneuerbaren Energien deutlich zunehmen und die Möglichkeiten des grenzüberschreitenden Energiehandels stärker genutzt werden sollen. Bereits heute können aus Regionen mit einem hohen Durchdringungsgrad von WEA zunehmend umfangreiche Lastflüsse in angrenzende Netzgebiete beobachtet werden.

## 5.5. Kostenallokation

Die Allokation der durch die Nutzung und die Integration der Windenergie induzierten Kosten umfasst deren Bestimmung der Höhe nach für eine Periode innerhalb einer Region und die Festlegung der Kostentragungsverpflichteten (z. B. alle Nachfrager nach elektrischer Energie oder alle Steuerpflichtigen) sowie der maßgebenden Allokationsprinzipien (z. B. Wälzungsmechanismus, marktbasierter Allokation).

---

<sup>338</sup> In der Vergangenheit dominierten aufgrund wirtschaftlicher Vorteile wenige große Kraftwerkeinheiten, die über ein ausgedehntes Übertragungs- und Verteilnetz die elektrische Energie zu den Verbrauchern weiterleiteten. Der verbrauchernahe Anschluss von WEA im Mittelspannungsnetz kann diesen Transportbedarf verringern. Vgl. dazu Vogstad (1997). Vogstad (1997) untersucht für ausgewählte Windenergieprojekte in Norwegen deren Einfluss auf die Übertragungsverluste im Übertragungsnetz und kommt zu dem Schluss, dass durch die dezentrale Einbindung von WEA die elektrischen Verluste signifikant verringert werden können.

<sup>339</sup> So nimmt der Zwischenbericht zur EWIS-Studie vereinfachend eine Zunahme der elektrischen Übertragungsverluste bei ausgeweiteter lastferner Einspeisung an. Vgl. dazu EWIS (2007). Die Untersuchung von ILEX / Strbac (2002) baut auf wenigen Szenarien und darauf aufbauenden Lastflussanalysen auf. Zwischen den Szenarien treten signifikante Unterschiede der elektrischen Verluste auf. In einigen Konstellationen sind die elektrischen Verluste geringer als im Referenzsystem mit einem niedrigeren Durchdringungsgrad Erneuerbarer Energien. Vgl. ILEX / Strbac (2002), S. 54.



Mit der Nutzung der Windenergie sind derzeit Mehrkosten im Vergleich zu konventionellen Technologien (thermische Kraftwerke unter Nutzung von fossilen oder nuklearen Energieträgern, Wasserkraftanlagen u. a.) verbunden. Es wird erwartet, dass durch einen weiteren Ausbau der Windenergienutzung und der damit verbundenen erhöhten kumulierten Gesamtproduktion an WEA aufgrund von Kostendegressions- und Lerneffekten die spezifischen Gestehungskosten der elektrischen Energie zukünftig weiter sinken.<sup>340</sup> Die Windenergienutzung ist, in Abhängigkeit der Entwicklung der Preise auf den Elektroenergiemärkten, voraussichtlich noch mehrere Jahre auf wirtschaftliche Fördermaßnahmen angewiesen. Selbst an Standorten mit einem sehr hohen Windpotenzial (z. B. an der norwegischen Atlantikküste, in Patagonien oder in ausgewählten Mittelgebirgen<sup>341</sup>) sind die spezifischen Gestehungskosten der elektrischen Energie aus WEA höher als aus konventionellen Anlagen.

Die wirtschaftliche Förderung der Windenergienutzung kann in fünf Instrumente unterteilt werden.<sup>342</sup>

- Einspeisevergütungssysteme (Zahlung eines fixen oder an bestimmte Kriterien gekoppelten Preises pro eingespeister Energieeinheit z. B. kWh)
- Quotensystem mit Zertifikathandelssystem (Quotenverpflichtung der Nachfrager oder Händler bezüglich einer Untergrenze der nachzufragenden Menge Erneuerbarer Energien mit Zuteilung von Zertifikaten an WEA-Betreiber)
- Ausschreibungsverfahren (Ausschreibung einer bestimmten Menge elektrischer Energie aus WEA und Erteilung des Zuschlags an kostenminimalen Anbieter)
- Investitionsförderung (Investitionszuschuss, zinsgünstige Darlehen etc.)
- fiskalische Förderung (Gewährung von Steuernachlässen oder Steuergutschriften bzw. geänderte Abschreibungsregeln)

Am weitesten verbreitet (bezogen auf die Anzahl der Länder, die sie einsetzen) sind die beiden erst genannten Instrumente. Die steuerliche Förderung wird u. a. in den USA auf nationaler Ebene eingesetzt. Die tatsächlichen Gestehungskosten der Windenergienutzung werden direkt lediglich durch Ausschreibungen aufgedeckt. Die anderen Instrumente begrenzen das wirtschaftlich ausschöpfbare

---

<sup>340</sup> Vgl. dazu u. a. IEA (2004), S. 233, Nitsch (2008), S. 100 sowie EWEA (2008), S. 49. Die Entstehung und Wirkungsweise von Kostendegressions- und Lerneffekten ist in Schumacher / Kohlhaas (2007) beschrieben.

<sup>341</sup> In Costa Rica, Provinz Guanacaste, errichtete das Unternehmen JUWI GmbH in den Jahren 2008 / 2009 einen Windpark bestehend aus 55 WEA Enercon E-44 mit 45 m Nabenhöhe. Dieser Windpark erreicht voraussichtlich etwa 4.800 Volllaststunden pro Jahr bzw. einen Kapazitätsfaktor von 55 % und ist damit weltweit einer der herausragenden Standorte onshore, insbesondere unter Berücksichtigung der geringen Nabenhöhe.

<sup>342</sup> Zur konkreten Ausgestaltung und zum Vergleich der unterschiedlichen Förderinstrumente vgl. u. a. Ragwitz et al. (2006a), Ragwitz (2005), Häder (2005) und Butler / Neuhoff (2004).

Potenzial der Windenergienutzung in ihrem Geltungsbereich.<sup>343</sup> Damit werden u. U. einzelne Standorte mit besonders niedrigen Gesteungskosten tendenziell stärker gefördert als „Grenzstandorte“.<sup>344</sup>

Eine Bewertung der Effizienz der Förderinstrumente soll an dieser Stelle nicht vorgenommen werden. Tendenziell vollzieht sich der Ausbau Erneuerbarer Energien in Ländern, in denen eine Einspeisevergütung gewährt wird, deutlich dynamischer und bislang mit geringeren Mehrkosten.<sup>345</sup> Quotensysteme zeigen insbesondere bei sich verändernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen die mit ihnen verbundenen höheren wirtschaftlichen Risiken.<sup>346</sup>

Die Höhe der in einer Periode entstehenden Mehrkosten für elektrische Energie aus WEA in einer Region hängt damit von den natürlichen (Windpotenzial) und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Investition, Betriebskosten, Finanzierungsmöglichkeiten, ggf. Währungsrisiken u. a.) sowie den geltenden Förderinstrumenten ab.

Die Gesteungskosten werden entweder über einen Wälzungsmechanismus auf die Nachfrager nach elektrischer Energie übergeleitet oder (im Fall von Investitions- oder steuerlichen Förderinstrumenten) über das Steuersystem auf alle Steuerpflichtigen in der Region verteilt. Die Wälzungsmechanismen sind

---

<sup>343</sup> Auch bei der Festlegung der Höhe der Einspeisevergütung wird der Gesetzgeber / die Regulierungsbehörde versuchen, die marginalen Grenzkosten für eine angestrebte Menge elektrischer Energie aus WEA zu ermitteln. Allerdings verfügen diese Stellen häufig nicht über die vollständigen Informationen, um diese Grenzkosten sachgerecht zu ermitteln. Da sich diese Stellen jedoch vorbehalten, die Einspeisevergütungen mit Wirkung für zukünftig zu errichtende Anlagen periodisch anzupassen, können Unter- oder Überschätzungen der Grenzkosten im Zeitablauf korrigiert werden.

<sup>344</sup> Der Grenzstandort beschreibt eine WEA an einem Standort, die aufgrund der spezifischen Projektgegebenheiten mit der erzielbaren Vergütung gerade noch wirtschaftlich betrieben werden kann. Eine weitere marginale Erhöhung der Gesteungskosten dieser WEA würde dazu führen, dass die WEA nicht mehr errichtet werden würde. Die Ausgestaltung einer Einspeisevergütung kann die Standortqualität zusätzlich bei der Festlegung der Vergütungshöhe berücksichtigen. In Quotensystemen bestimmen dagegen im Wesentlichen die Grenzkosten der letzten nachgefragten Einheit den Preis der Zertifikate.

<sup>345</sup> U. a. in Deutschland, Spanien, Frankreich und Dänemark vollzog sich der Ausbau besonders schnell. Ragwitz (2005) erläutert, dass insbesondere Risikoaufschläge auf die Kapitalkosten für das zukünftige Preisrisiko der Elektroenergie sowie der Zertifikate die Mehrkosten im Vergleich zu Einspeisevergütungssystemen erhöhen.

<sup>346</sup> So kann am Beispiel Schwedens derzeit (2009/2010) beobachtet werden, dass ein deutlicher Rückgang der Großhandelspreise für elektrische Energie nicht (bzw. voraussichtlich erst mit deutlicher Zeitverzögerung) mit einem Anstieg der Preise der Zertifikate einhergeht. Einige der wichtigsten Marktteilnehmer (Händler und Energieversorgungsunternehmen) sind nach eigener Aussage gegenüber dem Verfasser nicht in der Lage, die Preisentwicklung der Zertifikate über einen Zeitraum von mehr als 2 bis 3 Jahren zu prognostizieren. Eine Ursache dafür ist die begrenzte Zahl der Marktteilnehmer sowie eine nicht transparente Entwicklung der preisbestimmenden Faktoren (z.B. Nachfrage nach elektrischer Energie, Angebot an Zertifikaten sowie Festlegung der zu erfüllenden Quote in den kommenden Jahren). Damit steigt das Risiko für potenzielle Investoren deutlich an, was zudem zu einem höheren Anteil an Eigenkapital im Rahmen der Finanzierung der Projekte führt und damit die Renditeerwartung negativ beeinflusst.

notwendig, da der Betreiber einer WEA die entsprechende Vergütung zunächst vom zuständigen Netzbetreiber oder einem vertraglich gebundenen Händler erhält. Um eine Belastung der Nachfrager lediglich in der Region, in der eine WEA einspeist, zu verhindern, werden die Mehrkosten zumeist auf nationaler Ebene zwischen den aufnehmenden und den die Nachfrager letztbeliefernden Unternehmen finanziell ausgeglichen. Damit wird prinzipiell eine Gleichbelastung aller Nachfrager erreicht. Abweichend davon werden in einigen Ländern Unternehmen mit einem besonders hohen Elektroenergiebedarf von einem Teil der Mehrkosten entlastet, um mögliche negative wettbewerbliche Konsequenzen für diese Unternehmen zu mildern. Im Fall des Einsatzes von Quotensystemen sind, eine einheitliche Quote für alle Verpflichteten vorausgesetzt, keine Wälzungsmechanismen notwendig, da jeder Verpflichtete im notwendigen Umfang Zertifikate erwerben muss.

Neben den direkten Differenzkosten der Einspeisung elektrischer Energie aus WEA treten weitere zusätzliche Kosten aber durchaus auch Kosteneinsparungen auf.

- verringerte Brennstoffkosten in konventionellen Kraftwerken
- verringerte CO<sub>2</sub>-Emissionen und damit niedrigere Kosten für Emissionsrechte
- ggf. vermiedene Netznutzungskosten bei dezentraler Einspeisung und Nachfrage
- erhöhte Brennstoffkosten aufgrund Teillastbetriebsweise konventioneller Kraftwerke
- erhöhte Betriebskosten konventioneller Kraftwerke durch häufigere An- und Abfahrvorgänge
- zusätzliche Kosten des erforderlichen Netzausbaus
- erhöhte Koordinations- und Transaktionskosten (u. a. Handel bzw. Wälzungsmechanismus der elektrischen Energie aus WEA, Prognose der Einspeisung)
- zusätzliche Kosten der windenergiebedingten Vorhaltung und des Abrufs von Reserveleistung und Regelleistung

Diese Kostenkomponenten werden in den jeweiligen betriebswirtschaftlichen Kostenrechnungen der angebotenen elektrischen Energie aus konventionellen Kraftwerken bzw. den Netznutzungsentgelten berücksichtigt. Damit werden sie auf die Nachfrager über die jeweiligen Marktpreise und Entgelte übergewälzt.

Den Auswirkungen der verstärkten Nutzung Erneuerbarer Energien z. B. auf die Versorgungssicherheit einer Volkswirtschaft oder die veränderten weiteren Emissionen (bspw. Feinstaub) kann z. B. über staatliche Abgaben ein ökonomischer Wert zugewiesen werden. Damit kann eine gesellschaftlich gewünschte Lenkungswirkung (z. B. Verringerung der Nachfrage durch verstärkte Energieeffizienz) durch die Erhöhung der Preise für elektrische Energie erreicht werden. Erneuerbare Energien, die diese Zielstellung erfüllen, erhalten damit durch die Verringerung der Differenzkosten im Vergleich zu anderen Bereitstellungsoptionen einen Vorteil.

## 5.6. Marktintegration

Die Integration der Windenergie in die relevanten Märkte für elektrische Energie rückt insbesondere bei einem hohen Durchdringungsgrad zunehmend in den Fokus wissenschaftlicher und politischer Diskussionen. Im Zuge der Liberalisierung der Energiewirtschaft in der Europäischen Union werden die vormals bestehenden Versorgungsmonopole in wettbewerblich organisierte Strukturen überführt. Die damit angestrebten Ziele sind die Schaffung von Wettbewerb zwischen den Erzeugern und Lieferanten, die effiziente Investitionslenkung über Preissignale, ein effizienter Betrieb von Erzeugungsanlagen und Übertragungsnetzen, ein funktionierendes Risikomanagement sowie die generelle Nutzung marktwirtschaftlicher Überlegungen in der Energiepolitik.<sup>347</sup> Allerdings sind im Zuge der Transformation der Energiewirtschaft mit den noch bestehenden hohen Marktkonzentrationen sowie den weiter bestehenden natürlichen Monopolen im Übertragungs- und Verteilnetzbereich zugleich regulatorische Maßnahmen zur Sicherstellung des Wettbewerbs notwendig.<sup>348</sup> Der Status der Liberalisierung der Elektroenergiemärkte in der EU wird regelmäßig von der Europäischen Kommission sowie der Vereinigung der Europäischen Regulierungsbehörden untersucht. In deren jüngsten Berichten aus dem Jahr 2009 wird auf die noch bestehenden Mängel der Umsetzung der Liberalisierung in vielen Mitgliedsländern hingewiesen.<sup>349</sup> Fragen in Hinsicht einer Marktintegration der Windenergie stellen sich nicht aufgrund ihrer Technologie oder ihrer Einspeisecharakteristik sondern bezüglich der konkreten Ausgestaltung der nationalen Fördersysteme.

### 5.6.1. Einbezug in Großhandelsmärkte

In einigen Fördersystemen für Erneuerbare Energien im Elektroenergiebereich (z. B. dem deutschen EEG) ist keine direkte Teilnahme dieser Anlagen bzw. der damit eingespeisten elektrischen Energie an den Handelsmärkten vorgesehen. Vielmehr speisen die Anlagen ohne Berücksichtigung der aktuellen Nachfrage in das öffentliche Netz ein und erhalten im Gegenzug dafür eine Vergütung. Damit können Koordinationsfunktionen des Marktes in Bezug auf diese Anlagen nicht wirken.<sup>350</sup> Die Anlagenbetreiber erhalten damit kein Preissignal, das ihnen das momentane Verhältnis von Angebot und Nachfrage anzeigen würde. Dadurch haben sie keinen Anreiz, die elektrische Energie dann einzuspeisen, wenn die Nachfrage besonders hoch und damit auch die Preise überdurchschnittlich sind.

---

<sup>347</sup> Vgl. EK (2007b), S. 119 f.

<sup>348</sup> Vgl. dazu u. a. Steger et al. (2008) und von Hirschhausen et al. (2003). Eine kritische Würdigung des erreichten Standes der Liberalisierung der Elektroenergiewirtschaft in Deutschland aber auch eine Warnung vor einer zu starken Ausweitung der Regulierung liefert Erdmann (2008). Dagegen bescheinigen Nitsche et al. (2009) Deutschland bereits einen weit fortgeschrittenen Stand der Liberalisierung. Die Großhandelspreise sind demnach überwiegend angemessen und bieten teilweise sogar nicht mehr den notwendigen Anreiz für notwendige Investitionen.

<sup>349</sup> Vgl. ERGEG (2009) sowie EK (2009c).

<sup>350</sup> Zu den kurzfristigen Koordinationsfunktionen zählt die Vorhaltung von Reserveleistung und Ausgleichenergie, das Netzengpassmanagement und entsprechend der Merit-Order die optimale Kraftwerkseinsatzplanung. Langfristig koordinieren Märkte darüber hinaus Investitionsentscheidungen.

Im Gegenzug wird ihnen im Fall der Gewährung von Einspeisevergütungen das Preis- und Mengenrisiko abgenommen.

In Deutschland wurde bis zum Jahr 2009 die aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien eingespeiste elektrische Energie von den aufnehmenden Übertragungsnetzbetreibern<sup>351</sup> zu Monatsbändern veredelt und physikalisch und finanziell an die letztbeliefernden Lieferanten weitergegeben sowie zeitnah verbleibende Abweichungen ausgeglichen.<sup>352</sup> Mit Wirkung ab dem Jahr 2010 vermarkten die Übertragungsnetzbetreiber die eingespeiste Energie an den Day-ahead oder Intraday Spotmärkten.<sup>353</sup> Betreiber von Windenergieanlagen sind in die Vermarktung der eingespeisten Energie nicht einbezogen. Da bis zum Jahr 2020 mindestens 30 % der nachgefragten elektrischen Energie aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien bereitgestellt werden (vgl. EEG (2009) § 1 Abs. 3) und zusätzlich die Einspeisung aus KWK-Anlagen ca. 25 % betragen soll, würde damit bei Fortsetzung der bisherigen Vermarktungsmechanismen mehr als die Hälfte der elektrischen Energie nicht direkt der Marktkoordinierung unterworfen sein. Es wäre dann durchaus fraglich, ob in dieser Situation die Märkte noch ausreichend liquide, flexibel und effizient sein können.<sup>354</sup>

Deshalb wurden verschiedene Ansätze vorgestellt, die eine stärkere Marktintegration bewirken sollen.<sup>355</sup> Diesen ist gemeinsam, dass die Einspeisung aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zukünftig direkt vermarktet werden sollte. Die Modelle unterscheiden sich dahingehend, wer für die Vermarktung verantwortlich sein sollte.<sup>356</sup> Durch die direkte Vermarktung entsteht ein Anreiz, nachfrageorientiert einzuspeisen. Dazu könnten die Anlagenbetreiber z. B. auf

---

<sup>351</sup> Zwischen den Übertragungsnetzbetreibern fand zudem eine horizontale Wälzung der EEG-Mengen statt.

<sup>352</sup> Vgl. VDEW / VDN (2005). In BNA (2008) findet sich eine Darstellung der bis zum Jahr 2009 geltenden Ausgleichsmechanismen und ein Vorschlag zur marktnäheren Ausgestaltung der Veredlung der EEG-Mengen und deren Vermarktung. Die notwendige Ausgleichsenergie eines EEG-Bilanzkreises sollte aus Sicht der Bundesnetzagentur vortäglich und täglich an den Spotmärkten gekauft und die EEG-Einspeisung dort ebenso vermarktet werden. Nur bei nicht ausreichender Liquidität der Spotmärkte sollten zusätzlich im Vorfeld ausgeschriebene spezielle EEG-Reserveprodukte eingesetzt werden dürfen.

<sup>353</sup> Die gesetzliche Grundlage dafür ist die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) zum EEG vom 17.07.2009 sowie die Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechAV) vom 22.02.2010.

<sup>354</sup> Wenn der Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien und von KWK-Anlagen weiter bestehen bleibt, nehmen bei Zielerreichung nur noch 45 % der nachgefragten elektrischen Energie direkt am Markt teil. Zudem werden diese durch den Einspeisevorrang von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien sowie deren fluktuierende oder wärmegeführte Betriebsweise zeitlich stark beeinflusst. Ggf. hätten die entsprechenden Märkte dann zunehmend die Funktion von Regel- und Ausgleichsenergiemärkten statt Stromgroßhandelsmärkten.

<sup>355</sup> Vgl. u. a. Langniß et al. (2008) und Sensfuß / Ragwitz (2009).

<sup>356</sup> So könnten z. B. dafür die letztbeliefernden Händler, ein Markt-Mediator oder die Anlagenbetreiber selbst verantwortlich sein. Am erfolversprechendsten aber auch mit den größten Veränderungen im Vergleich zur derzeitigen Situation verbunden ist dabei die Verantwortlichkeit des Anlagenbetreibers, da dieser unmittelbar auf die Einspeisungsanlage einwirken kann.

Speichereinrichtungen zurückgreifen, um die Einspeisung von Niedrig- in Hochpreiszeiten zu verlagern. Alternativ könnten sie sich mit Betreibern weiterer WEA bzw. anderer Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien zu virtuellen Kraftwerken zusammenschließen, die gemeinsam die dadurch besser prognostizierbare und sich im Verbund zunehmend ausgleichende Einspeisung vermarkten könnten. Da voraussichtlich auch mittelfristig die an den Stromgroßhandelsmärkten erzielbaren Preise unterhalb der spezifischen Gestehungskosten dieser Anlagen liegen werden, wären Bonuszahlungen zum Ausgleich der Mehrkosten notwendig. Eine konkrete Ausgestaltung dieser Bonuszahlungen wird bspw. in Sensfuß / Ragwitz (2009) vorgeschlagen.

In anderen Fördersystemen, bspw. dem schwedischen Quoten- und Zertifikat-handelssystem, erfolgt die Vermarktung der eingespeisten Energie ausschließlich an den entsprechenden Märkten. Durch die Nutzung von Terminmärkten kann eine Absicherung gegen schwankende Marktpreise erreicht werden.<sup>357</sup> Allerdings hängt der mögliche abzusichernde Zeitraum maßgeblich von der Liquidität an den entsprechenden Märkten ab. Derzeit können im skandinavischen Markt Lieferungen über Future- oder Forward-Kontrakte regelmäßig für bis zu 6 Jahre im Voraus preislich abgesichert werden. Damit kann nur ein geringer Teil des Marktpreisrisikos über die geplante Nutzungsdauer abgedeckt werden. Alternativ kann durch den Abschluss eines Power Purchase Agreements auch ein für einen längeren Zeitraum gültiger Festpreis vereinbart werden. In diesem Fall trägt entweder der Vertragspartner das Marktpreisrisiko oder er sichert sich durch die Nutzung der Handelsprodukte ebenfalls ab. Das Preisniveau entspricht jedoch in jedem Fall den Preiserwartungen der Handelsteilnehmer für die zukünftigen Erfüllungstermine. Insofern kann die Realisierung eines Windenergieprojektes u. U. durch temporär niedrige Marktpreise und Preiserwartungen verzögert werden.<sup>358</sup>

Die Preise an den Stromgroßhandelsmärkten bilden sich unter Berücksichtigung der zu einem bestimmten Zeitpunkt herrschenden Nachfrage und des Angebots in Auktionen.<sup>359</sup> Da elektrische Energie ein uniformes Gut darstellt, das nach der Einspeisung in das öffentliche Netz nicht mehr unterscheidbar ist, wird für die Bestimmung der Grenzkosten der letzten nachgefragten Einheit eine Merit-Order gebildet.<sup>360</sup> In dieser werden alle zu einem Zeitpunkt anbietenden Anlagen auf-

---

<sup>357</sup> Vgl. dazu Wawer (2007), S. 146.

<sup>358</sup> Ausgleichend sollten die parallel gehandelten Zertifikate zur Erfüllung der Quote wirken. Allerdings kann diese Ausgleichsfunktion kurzfristig wiederum nur bei einer ausreichenden Marktliquidität und transparenten sowie diskriminierungsfrei verfügbaren Informationen für alle Marktteilnehmer erfolgen. Das war insbesondere im schwedischen Zertifikat-handelssystem in den Jahren seit Einführung des Systems im Jahr 2003 nicht zu beobachten. Vielmehr korrelierte die Preisentwicklung der Zertifikate positiv mit denen an den Großhandelsmärkten für elektrische Energie.

<sup>359</sup> Zur Ausgestaltung der Stromgroßhandelsmärkte und Auktionsregeln siehe u. a. Grimm et al. (2008a), Grimm et al. (2008b) und Ockenfels et al. (2008), S. 15 ff.

<sup>360</sup> Die nach steigenden Grenzkosten geordnete Angebotskurve wird im englischen Sprachraum als Merit Order bezeichnet. Vgl. dazu und zu der Bestimmung der Höhe des Merit-Order Effekts der Windenergieeinspeisung Von Roon / Huck (2010), Sensfuß et al. (2007) sowie Weber / Woll (2007).

steigend entsprechend ihrer Grenzkosten geordnet.<sup>361</sup> Grundlastkraftwerke weisen meist niedrige variable Kosten und hohe Fixkosten, Spitzenlastkraftwerke dagegen niedrige Fixkosten aber hohe variable Kosten auf.

WEA sind gekennzeichnet durch niedrige variable Kosten, da die Nutzung des Energieträgers keine Kosten verursacht. Die verbleibenden variablen Betriebskosten (die Kosten für Wartung und Instandhaltung, Versicherung und die Grundstückssicherung orientieren sich häufig an der Menge der eingespeisten Energie) betragen etwa 1 bis 2 ct/kWh. Zu diesen Grenzkosten könnte der Anlagenbetreiber die elektrische Energie anbieten. Falls er allerdings eine Einspeisevergütung oder eine Bonuszahlung erhält, die über den variablen Kosten liegt, kann er (oder der jeweilige, der diese Energiemenge handelt) seine einzuspeisende Energie zu den Transaktionskosten des Handels also nahe Null anbieten.

Durch das Angebot der WEA mit Grenzkosten nahe Null verschiebt sich die Kurve der Merit-Order nach rechts. Bei konstanter Nachfrage bewirkt diese Rechtsverschiebung einen niedrigeren Markträumungspreis (Gleichgewichtspreis). Die bislang teuersten Grenzanbieter werden dadurch vom Markt verdrängt. Diese systematisch durch die Ausgestaltung der Märkte bedingte Wirkung der Vermarktung der Windenergie führt damit kurzfristig zu einer Verringerung der Marktpreise. Langfristig werden die Marktteilnehmer diesen Effekt in ihren Investitionsentscheidungen jedoch antizipieren. Die Auslastung der bestehenden Kraftwerke sinkt, die verbleibenden Anlagen werden verstärkt in den Teillast- bzw. Regelbetrieb gedrängt. Dadurch steigen die variablen Kosten dieser Kraftwerke. Zusätzlich sind vermehrt Kraftwerke nicht mehr in der Lage, über die erzielten Marktpreise ihre langfristig zu erwirtschaftenden Vollkosten decken. Der preissenkende Merit-Order Effekt der Windenergie wird sich dadurch verringern und langfristig durch ein Ansteigen der durchschnittlichen Marktpreise vollständig entfallen. Im Vergleich der ökonomisch in einem „eingeschwungenen“ Gleichgewichtszustand befindlichen Situationen mit und ohne Windenergieeinspeisung sollte sich damit langfristig der gleiche mittlere Marktpreis einstellen.

Die ökonomische Bestimmung des Merit-Order Effekts ist auch für eine einzelne Betrachtungsperiode in der Vergangenheit nur mit Unsicherheiten möglich. Zur exakten Berechnung wäre die Kenntnis des hypothetischen Kraftwerksparks erforderlich, der die Nachfrage vollständig ohne die Einspeisung aus WEA gedeckt hätte. Dieser hypothetische Anlagenbestand ist nicht zweifelsfrei zu ermitteln.<sup>362</sup> Tendenziell ist jedoch anzunehmen, dass mit dem derzeitigen Bestand an Kraftwerken in Deutschland die WEA-Einspeisung einen preissenkenden Effekt auf den Stromgroßhandelsmärkten hat. Verschiedene Modellanalysen haben diesen Effekt für die Vergangenheit bestätigt.<sup>363</sup> Für langfristige Betrachtungen für die

---

<sup>361</sup> Auf wettbewerblich organisierten Märkten werden die Anbieter eine zusätzliche Einheit zu deren kurzfristigen Grenzkosten anbieten (Einsatzentscheidungskalkül). Die Fixkosten können nur in Preissituationen anteilig gedeckt werden, in denen die Marktpreise über den Grenzkosten liegen. Vgl. dazu u. a. Ockenfels et al. (2008), S. 65 ff.

<sup>362</sup> Eine dahingehend kritische Analyse der Methodik zur Bestimmung des Merit-Order Effekts findet sich in Wissen / Nicolosi (2008).

<sup>363</sup> Vgl. z. B. Jonsson et al. (2009) für den dänischen sowie u. a. Weber / Woll (2007) und Sensfuß et al. (2007) für den deutschen Markt.

Zukunft sollte der Merit-Order Effekt der Erneuerbaren Energien hingegen deutlich abnehmen bzw. entfallen.

### 5.6.2. Ausgestaltung weiterer Märkte

Die zunehmende fluktuierende Einspeisung aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien hat direkte Auswirkungen auf die Märkte für Reserveleistung und Regel- sowie Ausgleichsenergie (im folgenden Abschnitt wird mit Ausgleichsenergie die finanzielle Abrechnung des Einsatzes von Regelenergie zwischen Übertragungsnetzbetreibern und einzelnen Bilanzkreisverantwortlichen bezeichnet) sowie für Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie (Systemdienstleistungen). Die dadurch bedingten Kosten werden in Deutschland über Netznutzungsentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt. In anderen Ländern, z. B. in Schweden, sind diese Kosten anteilig auch von den jeweiligen Einspeisern zu tragen.<sup>364</sup> In beiden Fällen sollten diese Märkte bzw. Netznutzungsentgelte diskriminierungsfrei sein und einem wettbewerblichen Umfeld vergleichbare Preise aufweisen. Die Angemessenheit der zu beobachtenden Gesamtkosten für die Bereitstellung von Reserveleistung und Regel- sowie Ausgleichsenergie wird bspw. für Deutschland kritisch bewertet.<sup>365</sup> Zu diesem Zweck erfolgen in vielen Ländern eine stattliche Regulierung der Akteure im Netzbereich und eine zunehmende Wettbewerbsaufsicht im Bereich der Reserveleistung und Regel- sowie Ausgleichsenergie.

Die Ausgestaltung dieser Märkte beeinflusst die entstehenden Kosten maßgeblich. Die Ausschreibung der Primär- und Sekundärregelreserve erfolgt in Deutschland bislang monatlich. Lediglich die Minutenreserve wird börsentäglich day-ahead ausgeschrieben. Der Übergang zu kürzeren Ausschreibungsfristen, eine höhere zeitliche Differenzierung der Regelenergieprodukte sowie die Schaffung eines einheitlichen Marktes für Deutschland anstatt der bislang regelzonen-internen Märkte zum 31.05.2010 bzw. 30.09.2010 soll zu einer Erhöhung der Zahl der Marktteilnehmer und damit der Marktliquidität führen.<sup>366</sup> Diese Maßnahmen sind geeignet, in einem wettbewerblichen Umfeld die entstehenden Kosten zu senken.<sup>367</sup>

Die direkt oder indirekt am Markt gehandelten Energiemengen aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien beeinflussen auch die Preise für die CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen. Durch die Substitution emissionsbehafteter Einspeisung verringert sich auch die Nachfrage nach Emissionsrechten. Berücksichtigt die Gesamtmenge der angestrebten Emissionsminderung innerhalb eines bestimmten Zeitraums diesen Substitutionseffekt nicht, so führt die zusätzliche Einspeisung emissionsfreier elektrischer Energie zu keiner zusätzlichen Emissions-

---

<sup>364</sup> Ein Vergleich der Kostentragung von Kosten des öffentlichen Netzes sowie Systemdienstleistungen in den Mitgliedsländern der Europäischen Union findet sich in Kröger-Vodde et al. (2009), S. 30.

<sup>365</sup> Vgl. u. a. Hoffrichter (2010), S. 71 f., BNA (2010a), S. 11 und S. 57, Wawer (2007), S. 95 sowie Theobald et al. (2003), S. 113.

<sup>366</sup> Vgl. BNA (2010a), S. 62.

<sup>367</sup> Vgl. dazu Riedel / Weigt (2008) und Scheffler / Linne (2006).



minderung.<sup>368</sup> Aufgrund der zurückgehenden Nachfrage nach Emissionsberechtigungen werden tendenziell auch deren Preise sinken.

Aus diesem Grund ist im Fall der Koexistenz eines Emissionshandelssystems mit Emissionsobergrenzen einerseits und der Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien andererseits die Abstimmung beider Instrumente notwendig. Die Ausbauziele im Bereich der Erneuerbaren Energien sind bei der Festlegung der Emissionsobergrenzen der emissionsbehafteten Einspeisung ex ante zu berücksichtigen.<sup>369</sup> Zudem strebt die Förderung Erneuerbarer Energien ausdrücklich nicht nur die Verminderung klimarelevanter Emissionen an. Vielmehr sollen u. a. die Diversifizierung der Elektroenergieversorgung, die Verringerung der Abhängigkeit von Energierohstoffimporten, die langfristige Senkung der spezifischen Gestehungskosten Erneuerbarer Energien und die Förderung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit dieses Bereichs der Volkswirtschaft erreicht werden. Diese Zielstellungen sind mit einem Emissionshandelssystem nicht umzusetzen, so dass beide Instrumente sinnvoll zur zielgerichteten Umgestaltung der Elektroenergieversorgung parallel eingesetzt werden sollten.<sup>370</sup>

Des Weiteren führt die Notwendigkeit, die Übertragungs- und Verteilnetze auszubauen bzw. deren Aufnahmefähigkeit zu erhöhen, zu zusätzlichen Investitionen und damit erhöhten Betriebs- und Kapitalkosten bei den Netzbetreibern. Die Kostenumlage erfolgt in Form der Netznutzungsentgelte. Diese sind, aufgrund der Stellung der Netzbetreiber als Inhaber von natürlichen Monopolen, einer staatlichen Regulierung unterworfen. Ein direkter Wettbewerb verschiedener Netzbetreiber um die Versorgung einzelner Kunden ist nur selten möglich. Neben der Regulierung der Umlagefähigkeit und Angemessenheit der Kostenpositionen<sup>371</sup> wird hierbei zunehmend auf eine Anreizregulierung gesetzt, die Effizienzziele zur Entgeltbestimmung vorgibt. Netznutzungsentgelte sind wahrscheinlich auch zukünftig nur eingeschränkt wettbewerblich auszugestalten und orientieren sich vielmehr an der Angemessenheit der Kosten.

---

<sup>368</sup> Vgl. dazu Kemfert / Diekmann (2009), Frondel / Schmidt (2006) und Möschel et al. (2004).

<sup>369</sup> Vgl. Kemfert / Diekmann (2009), S. 171. Die Autoren führen zudem aus, dass die derzeitige Ausgestaltung des Emissionsrechtehandels in Europa optimiert werden kann, insbesondere um langfristige Investitionsanreize zu setzen.

<sup>370</sup> Frondel / Schmidt (2006) und Möschel et al. (2004) kommen im Gegensatz dazu zu dem Schluss, dass die Förderung Erneuerbarer Energien aufgrund der fehlenden Zusätzlichkeit der Emissionsminderung oder der relativen Kostennachteile gegenüber anderen Emissionsminderungsmaßnahmen beendet werden sollte. Sie vernachlässigen dabei die Koordinationsmöglichkeit der Instrumente und die mit der Förderung Erneuerbarer Energien angestrebten weiteren Ziele.

<sup>371</sup> Besonders sensibel ist hierbei die Festlegung der Angemessenheit der anrechenbaren Finanzierungskosten z. B. der Eigenkapitalkosten. Diese sollen notwendige Investitionen anreizen und deshalb für potentielle Investoren attraktiv aber gleichzeitig im Interesse des Verbraucherschutzes möglichst gering sein.

## 5.7. Soziokulturelle Integration

### 5.7.1. Soziale Akzeptanz der Windenergienutzung

Die Nutzung der Windenergie würde trotz damit verbundener erwünschter Effekte (z. B. Verringerung klimarelevanter Emissionen oder der Nutzung einheimischer erneuerbarer Energieträger) unterbleiben oder könnte nur begrenzt erfolgen, wenn die gesellschaftliche Akzeptanz gering wäre. Die Akzeptanz bezieht sich dabei einerseits auf die Duldung der technischen Anlagen als auch auf die Bereitschaft, die damit einhergehenden Mehrkosten (zumindest zeitlich begrenzt) zu tragen. Viele von WEA ausgehende Umweltauswirkungen (wie z. B. Schall- und Schattenwurfemissionen, Auswirkungen auf die Avifauna<sup>372</sup>) können durch ausreichende Mindestabstände von den nächstgelegenen Wohnbebauungen oder der Vermeidung der Nutzung von Konfliktgebieten gemindert werden. Die Veränderung des Landschaftsbildes kann im Allgemeinen jedoch nicht vermieden werden. Deshalb ist die Akzeptanz der Technologie durch die direkt davon Betroffenen wesentlich. Die Akzeptanz ist in der Regel umso höher, je stärker eine Region bereits von zivilisatorischen Umgestaltungen geprägt ist.

Die zunehmende Bedeutung einer notwendigen sozialen Akzeptanz großtechnischer Anlagen der Energiewirtschaft für deren Genehmigungsfähigkeit bzw. Realisierbarkeit wird auch an einer Vielzahl aktueller Beispiele geplanter Kohlekraftwerke<sup>373</sup> oder Freileitungen in Deutschland deutlich. Eine fehlende Akzeptanz kann infolge erfolgreicher juristischer Auseinandersetzungen oder politischer Willensbekundungen zu einer Verhinderung entsprechender Projekte führen, auch wenn diese im Einzelfall energiewirtschaftlich notwendig sind.<sup>374</sup>

Der Nutzung der Windenergie steht die Mehrheit der Bevölkerung grundsätzlich überwiegend positiv gegenüber.<sup>375</sup> Bei direkt durch die Errichtung und den Betrieb von WEA beeinträchtigten Anwohnern steigt die Akzeptanz der verbleibenden Nachteile, wenn sie im Genehmigungsverfahren einbezogen und ihre Belange individuell berücksichtigt werden.<sup>376</sup> Zudem ist die Akzeptanz häufig dann besonders hoch, wenn neben den Nachteilen auch positive Auswirkungen, z. B. ein

---

<sup>372</sup> Unter dem Begriff der Avifauna wird im Allgemeinen die Gesamtheit der in einer Region dauerhaft oder temporär auftretenden Vögel sowie der flugfähigen Insekten und Säugetiere verstanden.

<sup>373</sup> Vgl. dazu Tigges (2009).

<sup>374</sup> Insbesondere die verzögerte oder verhinderte Errichtung notwendiger neuer Höchstspannungs-Transportleitungen, z. B. der 380-kV-Transportleitung durch den Thüringer Wald, verdeutlichen die Notwendigkeit einer entsprechenden sozialen Akzeptanz.

<sup>375</sup> Vgl. dazu u. a. FORSA (2004) und Meyerhoff et al. (2008). Nach Meyerhoff et al. (2008) fühlen sich sogar nur 14 % der Menschen, die in einer Entfernung von maximal 3 km von WEA wohnen, von diesen gestört. Auch nur temporär von WEA beeinflusste Menschen wie Touristen sprechen sich in Befragungen tendenziell eher für einen Ausbau der Windenergienutzung in den Tourismusregionen aus. Vgl. dazu u. a. Hilligweg / Kull (2005). Es gibt jedoch auch auf kommunaler oder regionaler Ebene bereits seit längerer Zeit Vereinigungen, die sich gegen eine weitere Nutzung der Windenergie aussprechen und dies bspw. mit der Schutzwürdigkeit des Landschaftsbildes begründen.

<sup>376</sup> Vgl. Heiskanen et al. (2008), S. 118.

wirtschaftlicher Nutzen aus Pachteinnahmen oder einer direkten Beteiligung an der Betreibergesellschaft, entstehen. Allerdings kann insbesondere in Regionen, in denen die Windenergienutzung bereits umfangreich ausgebaut wurde, beobachtet werden, dass die Vorbehalte und Widerstände in der Bevölkerung tendenziell zunehmen. Aus diesem Grund entwickelten sich regionalplanerisch abgestimmte Konzentrationsgebiete für WEA (z. B. Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebiete zur Windenergienutzung in Deutschland). Damit sind für die Bevölkerung aber auch die Projektentwickler diejenigen potenziellen Flächen transparent und langfristig zu entwickeln, auf denen sich zukünftig der Ausbau der Windenergienutzung vollziehen soll.

Die Nichtakzeptanz kann sich im Vorfeld der Errichtung von WEA durch entsprechende Meinungsäußerungen in Stellungnahmen zu Genehmigungsanträgen oder Regionalplanungen oder der Bildung von Interessengemeinschaften z. B. zur Verhinderung des Baus dokumentieren. Da im durchzuführenden Abwägungsprozess des Genehmigungsverfahrens (siehe den folgenden Gliederungspunkt) diese Stellungnahmen jedoch als nachgeordnet zur Errichtung der WEA eingestuft werden können, sind langfristig wirkende Willensbekundungen der Einspruchsführer durch entsprechende Wahlentscheidungen in demokratischen Ordnungen möglich. Eine Messung der Akzeptanz einer ausgeweiteten Windenergienutzung durch die Mehrheit der Bevölkerung kann somit durch die Analyse von Beweggründen für bestimmte Wahlentscheidungen auf den unterschiedlichen gesellschaftlichen Ebenen (z. B. auf kommunaler oder regionaler Ebene) erfolgen.

### 5.7.2. Soziokulturelle Abwägung der Windenergienutzung

Die Errichtung von WEA an einem bestimmten Ort erfordert die Abwägung aller damit verbundenen Auswirkungen.<sup>377</sup> Dieser Abwägungsprozess vollzieht sich in einem Genehmigungsverfahren, in Deutschland entsprechend dem Bundesimmissionsschutzgesetz.<sup>378</sup> In diesem Verfahren sollen die mit der Errichtung und dem Betrieb von WEA ggf. verbundenen schädlichen Auswirkungen und den daraus resultierenden Nutzen abgewogen werden. Da die zu erwartenden negativen Auswirkungen fast ausschließlich lokal, die Vorteile jedoch nationalen bzw. globalen Ausmaßes sind, bedarf es dazu übergeordneter kodifizierter Zielstellungen, anhand derer ein konkretes und zur Genehmigung beantragtes Projekt beurteilt werden kann. In Deutschland sind diese Zielstellungen u. a. im EEG, im Bundesnaturschutzgesetz<sup>379</sup> sowie im Emissionshandelsgesetz<sup>380</sup> festgehalten.

---

<sup>377</sup> Vgl. dazu u. a. Risser et al. (2007).

<sup>378</sup> Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG). Auch in anderen Ländern werden Genehmigungsanträge zur Errichtung von WEA häufig nach den zu erwartenden Umweltauswirkungen beurteilt.

<sup>379</sup> Das Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege (BNatSchG) vom 29.07.2009 führt in § 1 Abs. 3, Nummer 4 aus: „...dem Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung insbesondere durch zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien kommt eine besondere Bedeutung zu.“

<sup>380</sup> Vgl. das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz –TEHG (Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen).

In Tabelle 11 sind potenzielle negative und positive Auswirkungen der Errichtung und des Betriebs von WEA aus soziokultureller Sicht gegenübergestellt.

Tabelle 11 Übersicht über positive und negative Auswirkungen der Errichtung und des Betriebs von WEA aus soziokultureller Sicht

Negative Auswirkungen	Positive Auswirkungen
Schall-, Schatten- und elektromagnetische Emissionen (lokal begrenzt)	Verringerung klimarelevanter Emissionen der Elektroenergieversorgung und damit Eingrenzung der damit verbundenen Folgen des Klimawandels
Veränderung des Landschaftsbildes	Vermeidung weiterer Emissionen (z. B. Feinstaub, Luftschadstoffe)
Schlagopfer und Scheuchwirkung auf die Avifauna	Verringerung der Importabhängigkeit der Energieversorgung
Scheuchwirkung auf die im Umfeld lebende Fauna (Veränderung des Ökosystems im Umfeld)	Einsparung fossiler Energieträger
Entzug von Flächen für die WEA selbst und Montageflächen aus Land-/Forstwirtschaft	Substitution anderer Kraftwerke (ggf. Rückbau und damit Entlastung des Landschaftsbildes)
Erhöhtes Verkehrsaufkommen in der Errichtungsphase	Beschäftigungswirkung durch Herstellung, Errichtung und Betrieb der WEA
ggf. Netzausbauerfordernis (z. B. zusätzliche Freileitungen)	zusätzliche lokale wirtschaftliche Effekte (Pachtzahlungen, Beschäftigung, Steuern)
Sozialisierung der entstehenden Mehrkosten der Windenergienutzung	Vermeidung von Rest- und Abfallstoffen zur dauerhaften Endlagerung (z. B. nuklearer Abfall)
ggf. Wertminderung angrenzender Grundstücke durch eingeschränkte Nutzungsmöglichkeiten	Verringerung der Schädigungsanfälligkeit des Elektroenergieversorgungssystems (Vielzahl von Anlagen mit entsprechend geringer Nennleistung; geringe Attraktivität für Terroristen)
ggf. Einschränkung der Erholungsfunktion der Region	Errichtung und Rückbau mit geringem Zeitbedarf

Einige negative Auswirkungen können durch geeignete Maßnahmen (z. B. Mindestabstände, Voruntersuchungen zum avifaunistischen Konfliktpotenzial) verringert oder vermieden werden.

Trotz der Vielzahl der positiven Auswirkungen sind WEA nicht an jedem beliebigen Ort und in unbegrenzter Anzahl sinnvoll und genehmigungsfähig. Zunächst gewährleisten die lokalen Windverhältnisse nur an besonders geeigneten Standorten einen wirtschaftlichen Betrieb von WEA. Des Weiteren sind die entsprechenden Grundstücke, auf denen die WEA errichtet werden sollen, sowie die notwendigen Infrastruktur- und baurechtlichen Abstandsflächen (vertraglich) zu sichern. Ebenfalls sind konkurrierende Nutzungsarten von Flächen zu beachten (z. B. ausgewählte Naturschutzflächen mit ausschließender Wirkung für die Windenergienutzung, Siedlungs- und Wirtschaftsflächen oder sonstige Infrastruktureinrichtungen). Durch Berücksichtigung dieser und weiterer Restriktionen verringert sich das Flächenpotenzial zur Windenergienutzung einer Region, so dass damit ein maximales, technisch und ökologisch nutzbares sowie soziokulturell akzeptiertes Ausbaupotenzial in Form der regionalplanerisch ausgewiesenen Vorrangflächen verbleibt.

## 5.8. Abschätzung der ökonomischen Auswirkungen

Die in den vorangegangenen Gliederungspunkten beschriebenen Implikationen der Integration von Windenergieanlagen führen zu Veränderungen der Gesamtkosten im System der Elektroenergieversorgung. Einige dieser Bestandteile sind direkt abzuleiten (z. B. die entstehenden Mehrkosten der Einspeisung aus den WEA in Form der gewährten wirtschaftlichen Förderung). Andere Mehr- und Minderkosten treten bei sonstigen Akteuren des Systems auf und werden durch diese getragen und ggf. auf die Nachfrager übergewälzt (z. B. Kosten des erhöhten Verschleißes von konventionell-thermischen Kraftwerken bei vermehrten An- und Abfahrvorgängen aber auch die Kostenentlastungen der eingesparten Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionen). In Tabelle 12 sind die in dieser Arbeit beschriebenen Integrationsaspekte und Ansatzpunkte zur Abschätzung der damit verbundenen ökonomischen Auswirkungen zusammengestellt.

Tabelle 12 Zusammenstellung der Integrationsaufgaben, der jeweiligen Implikationen für bestimmte Systemelemente und der ökonomischen Indikation

Strukturebene der Auswirkungen	Integrationsaufgabe	Implikation auf Systemelemente	Quantifizierbarkeit der Auswirkungen
Elektrische Systemintegration	Erfüllung technischer Mindestanforderungen	Netzverträglichkeit, Messdatenabruf und Ferneinwirkung, Verhalten im Fehlerfall, Blindleistungsbereitstellung, Leistungsgradientenregelung von WEA	Auswirkung auf die spezifischen Gestehekosten der Windenergie, die Kosten der Nutzung der Netzinfrastruktur sowie der Gestehekosten der Einspeisung des sonstigen Kraftwerksbestandes
	Netzanschluss	Herstellung Netzanschluss	
	Netzausbau	Neubau oder Kapazitätserhöhung von Übertragungsleitungen, optimierte Betriebsweise der Betriebsmittel	
	Auswirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit	Änderung der Struktur und des Betriebs des Kraftwerksbestands	
	Auswirkungen auf den Speicherbedarf	Anpassung von Einspeisung und Nachfrage, ggf. Einsatz von Speichern	
Fluktuierende Einspeisungscharakteristik der Windenergie	Prognose der Einspeisung	Nutzung durch Systemverantwortliche	Kosten der Erstellung und Qualität der Einspeiseprognose, der notwendigen Reserveleistung und Regelenergie und der Zusatzkosten anderer Einspeiser sind in den Marktpreisen enthalten
	Bedarf an Reserveleistung und Regelenergie	Steuerung und Einsatz durch Systemverantwortliche	
	Beeinflussung anderer Einspeiser	Veränderungen an den relevanten Absatzmärkten und der Gestehekosten	
	Ausgleichseffekte der Windenergienutzung	Auslegung der Systemgrenzen und der notwendigen Netzinfrastruktur	
Substitutionseffekte	Kapazitätseffekte	Leistungskredit, gesicherte Leistung, Zugewinn an gesicherter Leistung der WEA	in Marktpreisen und darin enthaltenen Kosten der Aufrechterhaltung der Versorgungszuverlässigkeit enthalten

Strukturebene der Auswirkungen	Integrationsaufgabe	Implikation auf Systemelemente	Quantifizierbarkeit der Auswirkungen
	Verringerung von CO <sub>2</sub> - und weiteren Emissionen	Veränderter Betrieb des Gesamtsystems	Schadenkosten der Emissionen nur unvollständig und mit Unsicherheit ermittelbar
	Verringerung des Einsatzes fossiler Energieträger	Veränderter Betrieb des Gesamtsystems	in Marktpreisen enthalten
	Erhöhung der Diversifizierung der Elektroenergieversorgung	Erhaltung und langfristig Erhöhung Versorgungssicherheit, Verringerung Importabhängigkeit	teilweise in Marktpreisen enthalten (Schadenkosten ungenügender Diversifizierung nur schwer ermittelbar)
	Veränderung der elektrischen Übertragungsverluste	verbrauchernahe Einspeisung zur Verringerung der Übertragungsverluste aber auch zusätzlicher Netzausbau erforderlich	in Kosten der Nutzung der Netzinfrastruktur enthalten
Kostenallokation	Beeinflussung und Allokation der Differenzkosten	Effiziente Fördersysteme mit den geringsten Differenzkosten	in den spezifischen Gestehungskosten der Windenergie und überwälzten Kosten enthalten
	Beeinflussung und Allokation zusätzlicher Kosten oder Kosteneinsparungen	Veränderung der Struktur, der Ausnutzung und der Kosten der Einspeisung aus anderen Anlagen	in Marktpreisen und Entgelten enthalten
Marktintegration	Teilnahme an Großhandelsmärkten	Ausgestaltung des Handels mit der eingespeisten Energie, Merit-Order Effekt	in diesen Marktpreisen bzw. Entgelten enthalten
	Ausgestaltung weiterer Märkte	Märkte für Reserveleistung und Regelenergie, Handel mit Emissionsrechten, Kosten der Nutzung der Netzinfrastruktur	in diesen Marktpreisen bzw. Entgelten enthalten
Soziokulturelle Integration	Soziale Akzeptanz	Gesamtgesellschaftliche Akzeptanz der Mehrkostenbelastung, lokale Akzeptanz der direkten negativen Auswirkungen	gesamtgesellschaftliche Aufgabe ohne direkte Kostenüberwälzung auf Nutzer
	Soziokulturelle Abwägung der Windenergienutzung	Abwägung der standortindividuellen Vor- und Nachteile	gesamtgesellschaftliche Aufgabe ohne direkte Kostenüberwälzung auf Nutzer

Die sachgerechte Ermittlung der Veränderung der Gesamtkosten kann prinzipiell durch die Anwendung einer modellgestützten Simulation des Gesamtsystems oder von empirisch-marktbasierenden Untersuchungen erfolgen. Die wesentlichen Vor- und Nachteile beider Methoden sind in Tabelle 13 aufgeführt.

Die modellgestützten Simulationen sind besonders für die Abbildung und Bewertung langfristiger Betrachtungszeiträume der Zukunft, die empirisch-marktbasierende Analyse zur Quantifizierung der bereits eingetretenen Auswirkungen geeignet. Zudem kann die Analyse empirischer Beobachtungsdaten selbst den Einsatz von modellgestützten Simulationen erforderlich machen (z. B.

die Ermittlung der durch die Windenergieeinspeisung verdrängten Einspeisung anderer Kraftwerke).

Tabelle 13 Darstellung der Vor- und Nachteile der aufgeführten Methoden zur Ermittlung der Veränderung der Systemkosten bei Integration der Windenergie

Vorteile	Nachteile
<b>Modellgestützte Systemsimulation</b>	
Ausschluss von zufälligen, kurzfristigen und/oder nicht fundamentalen Ereignissen bzw. Einflüssen (z. B. Auswirkungen der Finanzmarkt- und Wirtschaftskrise seit 2008)	Schwierigkeit der Bereitstellung vollständiger und realitätsnaher Modelldaten; Abbildung vergangener Perioden meist über Justierung der Annahmen
Prinzipiell Einbezug auch von derzeit noch nicht in der Realität zu beobachtenden Einflussfaktoren möglich	Reduktion des Modellumfangs auf bereits bekannte Elemente und Wirkungsmechanismen
Quantifizierung der Interdependenzen verschiedener Einflussfaktoren möglich	sich überlagernde Effekte können ggf. nicht disaggregiert werden (Gesamtveränderung)
Vorteile	Nachteile
<b>Empirisch-marktbasierende Analyse</b>	
Quantifizierung tatsächlich angefallener Kosten (höhere Legitimität der Ergebnisse da unabhängig von Modellgestaltung und Eingangsdaten)	Reduktion auf bekannte Kostenveränderungen; Fortschreibung in die Zukunft durch Veränderung der Rahmendaten problematisch (Erhöhung der Prognoseunsicherheit)
Berücksichtigung von möglicherweise extremen Rahmenbedingungen (z. B. des sehr hohen Ölpreises im Jahr 2008) erfasst aggregierte Reaktion des Gesamtsystems (pro-zyklisches Verhalten der Mehrzahl der Akteure) und Unvollkommenheiten der Märkte	Häufig fehlende eindeutige Wirkungsbeziehungen erschweren sachgerechte Abgrenzung (z. B. Bewertung des erhöhten Verschleißes aufgrund vermehrter An- und Abfahrvorgänge)
	keine Interdependenzen verschiedener Einflüsse untereinander sowie einzelner Einflüsse auf die Gesamtkostenveränderung ableitbar

Eine Vielzahl von empirisch-marktbasierenden Erhebungen von mit der Systemintegration der Windenergie einhergehender Kosten liegen überwiegend für die Aspekte Netzintegration, Gestehungs-(Mehr-)kosten sowie CO<sub>2</sub>-Minderung und Einsparung fossiler Energieträger vor. Die Berechnungsergebnisse liegen zwischen ca. 3 und etwa 12 EUR/MWh<sub>Wind</sub> auch für hohe Durchdringungsgrade von > 20 %.<sup>381</sup> Modellgestützte Simulationen mit einer der Windenergienutzung entsprechenden zeitlichen Auflösung von mindestens einer Stunde oder höher liegen überwiegend nur für einzelne Untersuchungsaspekte vor (z. B. Regel- sowie Ausgleichsenergie- und Reserveleistungsbedarf) und können aufgrund der Unterschiedlichkeit der zugrunde liegenden Systemmodelle nicht aggregiert werden. Die sachgerechte Ermittlung der Integrationskosten der Windenergienutzung bietet somit Raum für diesbezügliche zukünftige wissenschaftliche Arbeiten.

<sup>381</sup> Vgl. dazu Kröger-Vodde et al. (2009), S. 29, Auer et al. (2007), S. 6 ff., Klobasa (2007), S. 186 und Gross et al. (2006), S. iii ff.

### 5.9. Zusammenfassung zu den Implikationen der Integration

In den verschiedenen Phasen einer zunehmenden Nutzung von Windenergieanlagen zur Bereitstellung elektrischer Energie sind nicht immer alle genannten Herausforderungen maßgebend (vgl. das Phasenmodell in Abbildung 23). Am Beginn der Nutzung (Innovationsphase) sind die Integrationsaufgaben meist mit vergleichsweise geringen Systemeingriffen und damit Zusatzkosten zu bewältigen. Die vorhandenen elektrischen Netze weisen häufig noch ausreichend aufnahmefähige Netzanschlusspunkte auf. Die Fluktuationen der Einspeisung von WEA sind im Vergleich zur Variabilität der Nachfrage gering und durch eine Regelung der bestehenden Kraftwerke innerhalb deren Bereiche mit den höchsten Wirkungsgraden auszugleichen. Häufig ist auch die soziale Akzeptanz hoch und die Auswirkungen auf weitere Systemelemente und Märkte begrenzt. Die direkten Mehrkosten durch die Fördersysteme und damit die Kostenbelastung der Nachfrager sind vergleichsweise gering. Allerdings können sich in dieser Phase auch die erwarteten Vorteile der Windenergienutzung nur in geringem Umfang entwickeln. Zudem kann sich in dieser Phase (in einer globalen Betrachtung) die Technologie der Windenergienutzung durch Lernkurven- und Skaleneffekte weiterentwickeln.

In der zweiten Phase (Markterschließungsphase) steigt der Durchdringungsgrad der Windenergie rasch an. Die Hersteller der WEA gehen weltweit zur Großserienfertigung über und streben durch die Senkung der Produktionskosten die Ausweitung ihres Marktanteils an. Bei Betrachtung der Auswirkungen auf das regionale Versorgungssystem können die vorhandenen Systemelemente (Netze, sonstige Kraftwerke, Organisationsprinzipien auf Märkten etc.) die Integration nicht mehr ohne Anpassungen und spezifische Lösungen leisten. In dieser Phase dokumentieren sich auch die Vorteile einer Windenergienutzung in dieser Region, z. B. die zunehmende Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen, die Einsparung von fossilen Brennstoffen, die Erhöhung der Diversifizierung der Energiebereitstellung oder die Schaffung entsprechender regionaler Beschäftigung. Zur kostenoptimalen Integration und Systemgestaltung sollte der zukünftig erwartete bzw. angestrebte Umfang der Windenergienutzung in der Untersuchungsregion und darüber hinaus abgeschätzt und definiert werden. Nur dadurch können übergreifende Strukturen, z. B. die (grenzüberschreitende) Netzinfrastruktur langfristig und zielorientiert angepasst werden. Auch Systembrüche sind hierbei möglich (z. B. Aufhebung des Anspruchs auf Eigenversorgung einer Region vs. Internationalisierung). Zur Wahrung der soziokulturellen Akzeptanz sind die Ausbauziele zu kommunizieren und in entsprechenden regionalen Entwicklungsplänen zu dokumentieren. Die Integrationskosten werden in dieser Phase voraussichtlich am höchsten sein, da auch der zugrunde liegende Anpassungsbedarf am größten ist.

In der letzten Phase (Sättigungsphase) nähert sich der Grad der Windenergienutzung den gegebenen regionalen bzw. anteilig nutzbaren überregionalen Potenzialen oder den angestrebten Zielen an. Die Ausbaudynamik der Windenergienutzung sowie der notwendige Veränderungsbedarf innerhalb des Systems nehmen ab.

Das beschriebene Phasenmodell der Windenergienutzung ist in Abbildung 23 dargestellt. Ausgewählte Länder, wie z. B. Deutschland, Spanien, oder Dänemark



befinden sich nach eigener Einschätzung aktuell in Phase 2, während andere mit bisher vergleichsweise geringen Anteilen der Windenergie an der Bereitstellung elektrischer Energie in Phase 1 sind. Damit werden die Herausforderungen der Systemintegration der Windenergie derzeit in einigen Ländern auch besonders deutlich.

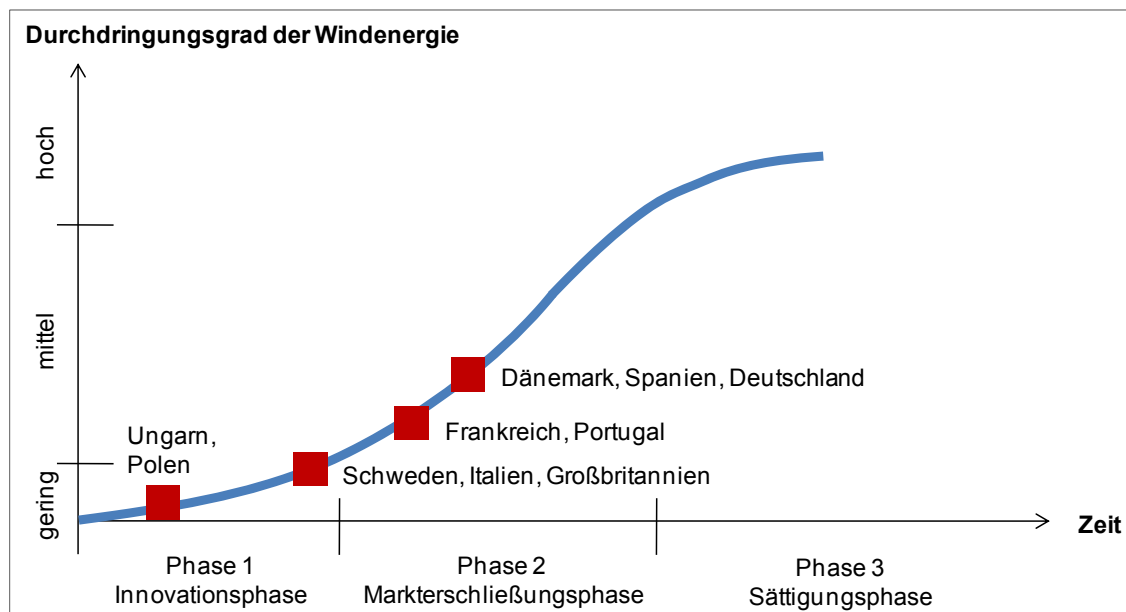


Abbildung 23 Phasenmodell der Integration der Windenergie und Einordnung ausgewählter Länder der EU

Wie in den vorangegangenen Kapiteln dargestellt, befindet sich das System der Elektroenergieversorgung am Beginn eines weitreichenden Transformationsprozesses. Aufgrund der begrenzten verbleibenden Reichweite fossiler Energieträger, der (bislang) mit deren Nutzung verbundenen klimarelevanten Emissionen (insbesondere von CO<sub>2</sub>) sowie der angestrebten deutlichen Ausweitung der Nutzung nationaler und erneuerbarer Energieträger verändern sich Strukturen, Abläufe, Marktmechanismen und weitere Rahmenbedingungen der Bereitstellung, Übertragung, Verteilung und Nutzung elektrischer Energie. Die typischerweise in diesem Transformationsprozess auftretenden zusätzlichen Kosten können dabei nicht (bzw. nicht ausschließlich) den neu hinzukommenden Systemelementen (z. B. den Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien) zugeordnet werden. Vielmehr ist ein Teil der notwendigen Anpassungsmaßnahmen auf die Inflexibilität der historisch entstandenen Strukturen hinsichtlich der Integration neuer Systemelemente oder der Notwendigkeit der ständigen Anpassung an sich verändernde Umfeldbedingungen zurückzuführen. Deutlich wird das an der bestehenden elektrischen Netzinfrastruktur. Sie war zur Aufnahme elektrischer Energie aus wenigen zentralen Kraftwerken und zur Übertragung und Verteilung an weitläufig verteilte Nachfrage konzipiert. Entwicklungen, die bereits aktuell v. a. aber in Zukunft angepasste Strukturen aufgrund zunehmender Einspeisung aus dezentralen KWK-Anlagen, der Nutzung Erneuerbarer Energien an Standorten mit den jeweils geeigneten Voraussetzungen oder der anteiligen verbrauchernahen Eigenversorgung erforderlich machen, können nur durch weitgehende Strukturveränderungen umgesetzt werden.

Die Ausgestaltung des Systems der Versorgung mit elektrischer Energie ist eine gesellschaftliche Aufgabe und Herausforderung, die mit der Formulierung und Priorisierung der jeweiligen Ziele und der Schaffung entsprechender Rahmenbedingungen einhergeht. Damit sollten die Transformationskosten letztlich von allen Nutzern des Gesamtsystems getragen werden. Eine ausschließliche Zurechnung der Transformationskosten zu den neuen Systemelementen würde deren Wirtschaftlichkeit und ggf. auch deren soziale Akzeptanz verringern. Damit würde eine gewünschte Veränderung des Systems erschwert oder sogar verhindert.<sup>382</sup>

Da zukünftige Elektroenergieversorgungssysteme aus heutiger Sicht im Wesentlichen auf Erneuerbaren Energien basieren werden, ist eine nicht zeitgerechte Anpassung des Versorgungssystem mit der Gefahr verbunden, dass in der Zukunft aufgrund stark steigender Preise sowie von Engpässe bei der Bereitstellung fossiler Energieträger Versorgungsunterbrechungen oder im Vergleich zu anderen Optionen höhere Kosten auftreten können. Somit kann eine frühzeitige Umstellung dazu beitragen, diese zukünftigen Risiken zu vermeiden oder zu verringern. Des Weiteren werden sich die Auswirkungen von Engpässen in der Bereitstellung einzelner fossiler Energieträger weltweit (ggf. mit Ausnahme der Förderländer selbst) nahezu zum selben Zeitpunkt und in einer vergleichbaren Intensität zeigen. Eine Umstellung der weltweiten Elektroenergieversorgung wird aufgrund der dazu benötigten technischen Anlagen sowie hohen Investitionen nicht gleichzeitig und kurzfristig erfolgen können und zu Preissteigerungen auch bei den Ausrüstungsgegenständen und Anlagen führen. Somit können Staaten oder Regionen, die die Integration Erneuerbarer Energien bereits früher begonnen haben, zu diesem Zeitpunkt Wettbewerbsvorteile aufweisen. Die Folgekosten einer verzögerten Transformation sind in einer systemanalytischen Betrachtungsweise ebenfalls zu berücksichtigen.

Die ökonomische Förderung der anfänglichen Mehrkosten von Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien bietet die Option zukünftig sinkender Gesteungskosten. Ursächlich dafür ist die Kostendegression im Rahmen von Lernkurven- und Skaleneffekten der Hersteller dieser Anlagen. Im Unterschied zu fossilen Energieträgern sind erneuerbare im globalen Maßstab und bei antizipierten zukünftigen menschlichen Bedarfen in ihrer Gesamtheit nicht begrenzt. Die Nutzung der Energieträger ist bislang mit keinen direkten Kosten (mit Ausnahme der Bioenergie) verbunden. **Ein überwiegend auf Erneuerbaren Energien basierendes System der Versorgung mit elektrischer Energie bietet damit eine vergleichsweise hohe Prognostizierbarkeit und Energiesicherheit sowie Stabilität der Bereitstellungskosten.**

An die Formulierung der Zielstellung, die Elektroenergieversorgung mit den geringsten (spezifischen oder Gesamt-) Kosten unter Berücksichtigung weiterer Zielstellungen (wie z. B. den Umweltschutz etc.) zu gewährleisten, sollte sich eine notwendige Analyse der mit den verschiedenen Bereitstellungsoptionen verbundenen Gesamtkosten anschließen. Im Rahmen dieser Energiesystemanalysen

---

<sup>382</sup> So weist bspw. Apfel (2001) darauf hin, dass die Deregulierung der Energiewirtschaft zu sog. stranded costs bei EVU führen kann und diese in geeigneter Weise zu kompensieren sind, um die Wettbewerbsfähigkeit dieser Unternehmen zu sichern.

sind auch Lösungsoptionen zur Nutzung der Windenergie zu berücksichtigen, die einer gezielten Beeinflussung der fluktuierenden Einspeisungscharakteristik von WEA dienen. Dazu zählen die Nutzung des natürlichen Ausgleichseffekts der Windenergie durch weiträumig verteilte WEA oder die technische Kombination von verschiedenen Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien in Hybridkraftwerkskonzepten.

Dazu werden in den folgenden Gliederungspunkten ausgewählte angebotsseitige Lösungsansätze untersucht.

## 6. Entwicklung von ausgewählten angebotsseitigen Integrationsoptionen

Die Entwicklung und Analyse von Lösungsansätzen zur Verringerung der Fluktuation der Windenergieeinspeisung stehen im Mittelpunkt dieses Gliederungspunktes. Dazu wird einleitend die Charakteristik der Variabilität des Windenergieangebots untersucht.

### 6.1. Charakterisierung der Fluktuationen der Windenergie

Das natürliche Windenergieangebot ist in den drei räumlichen sowie der zeitlichen Dimension starken und unregelmäßigen Schwankungen unterworfen. Eine ausschließliche Betrachtung der über ein bestimmtes Zeitintervall gemittelten Windverhältnisse (vgl. dazu Kapitel 4.1.2.1) wird damit der Charakteristik der Windenergie nicht gerecht. Der zeitliche Verlauf der horizontalen Komponente der Windgeschwindigkeit ist durch stochastische Schwankungen gekennzeichnet, die über alle Zeitskalen vom Sekunden- bis zum Jahresbereich reichen. Ausgelöst werden diese Schwankungen durch Turbulenzen innerhalb der bewegten Luftmassen.<sup>383</sup> Diese Schwankungen verursachen entsprechende Variationen in der elektrischen Leistungsabgabe einer Windenergieanlage. Sie bestimmen ebenfalls die elektrische Arbeit (Energieertrag) der WEA pro Zeiteinheit.

Für die Variabilität der Windenergie werden in der Literatur unterschiedliche Begriffe verwendet.<sup>384</sup> Der Begriff „intermittierend“, der überwiegend in der englischsprachigen Literatur verwendet wird, kann u. a. auch mit „aussetzend“ gleichgesetzt werden. Ein solches Verhalten kann für eine Charakteristik angewendet werden, die zwischen einem Maximal- und einem Minimalwert (z. B. Null) wechselt. Eine solche Charakteristik beschreibt die Windenergie nicht zutreffend, da die Leistungsabgabe einer WEA den gesamten Leistungsbereich durchläuft und der Minimal- sowie der Maximalwert entsprechend der angenäherten Weibullverteilung nur geringe Wahrscheinlichkeiten aufweisen. Eine fluktuierende Charakteristik kennzeichnet hingegen allgemein eine sich häufig, kurzfristig und stochastisch ändernde Kenngröße und wird deshalb in dieser Arbeit für die Benennung der spezifischen Leistungsabgabe- bzw. Einspeisecharakteristik von WEA verwendet.

Die zeitlichen Fluktuationen der Windgeschwindigkeit können statistisch u. a. durch Histogramme und Verteilungsfunktionen sowie in Form von Leistungs- oder Energiespektren<sup>385</sup> im Frequenz- bzw. Zeitbereich beschrieben werden. Spektrale Analysen wurden bereits in den 50er Jahren des vergangenen Jahrhunderts für ausgewählte Standorte auf Basis von Messzeitreihen der Windgeschwindigkeit vorgenommen.<sup>386</sup> Häufig wurden dabei zwei Maxima des Energieinhaltes der

---

<sup>383</sup> Turbulenzen führen in der Atmosphäre zu einer Durchmischung und damit einem Ausgleich von vorhandenen Konzentrationsunterschieden. Vgl. Pethe (2006), S. 136.

<sup>384</sup> Vgl. bspw. Holttinen et al. (2007), Gross et al. (2006), Czisch (2005), GE (2005), Holttinen (2004), MacDonald (2004), Böttcher / Peinke (2001) oder Giebel (2000).

<sup>385</sup> Zur Methodik der Spektralanalyse turbulenter Vorgänge siehe u. a. Hölling (2008), S. 15 ff. und Corte (2006), S. 14 ff.

<sup>386</sup> Vgl. dazu Harris (2008), Gasch / Twele (2005), S. 145 ff., Steinberger-Willms (1993), Frye et al. (1972) und Van der Hoven (1957).

Fluktuationen beobachtet. Ein Maximum findet sich im Zeitbereich von einigen Sekunden bis hin zu einigen Minuten.<sup>387</sup> In diesem Zeitabschnitt dokumentieren sich die durch die Oberflächenbeschaffenheit hervorgerufenen mechanischen Turbulenzen der Luftströmung.<sup>388</sup>

Ein zweites Maximum tritt im Zeitbereich von einigen Tagen auf. Innerhalb dieser Periode ziehen üblicherweise ausgedehnte Tiefdruckgebiete über ein bestimmtes Gebiet hinweg und führen zu signifikanten Veränderungen der Windgeschwindigkeit. Dagegen sind die Schwankungen im Bereich von einigen Stunden bis hin zu wenigen Tagen (der sog. spektralen Lücke) vergleichsweise gering.<sup>389</sup> Diese reale Form der Verteilung im Energiespektrum ist aus Sicht einer technischen Windenergienutzung sehr positiv zu bewerten. Die kurzfristigen Schwankungen führen aufgrund der geringen räumlichen Ausbreitung bereits zwischen mehreren nahegelegenen Standorten zu ausgleichenden Effekten. Die Veränderungen im Bereich von einigen Stunden bis hin zu Tagen sind vergleichsweise gering und können zudem durch geeignete Prognosen weitgehend antizipiert werden. Auf langfristige Schwankungen kann das Gesamtsystem der Elektroenergieversorgung durch eine Anpassung der Einsatzplanung der übrigen Kraftwerke reagieren.

## 6.2. Verwendete Daten und Grundannahmen

Für die vorliegende Arbeit wurden umfangreiche Wind- und WEA-Leistungs- bzw. Ertragsdaten in unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen zusammengetragen. Überwiegend sind solche Daten nicht frei zugänglich, da sie z. B. für den Eigentümer einen Wettbewerbsvorteil in der Projektentwicklung darstellen<sup>390</sup> oder mit

---

<sup>387</sup> Die Fluktuationen in diesem Zeitbereich werden häufig auch Windböen genannt (vgl. dazu Hau (1996), S. 146 f.). Windböen sind durch eine erhebliche Abweichung der Windgeschwindigkeit von ihrem Mittelwert im Bereich von einigen Sekunden gekennzeichnet. Die Wahrscheinlichkeit sehr hoher Windgeschwindigkeitsinkremente ist deutlich höher als bei einer Normalverteilung. Diese sog. anomale Verteilung wird gelegentlich auch als „intermittierende Verteilung“ bezeichnet. Windböen sind besonders bei der konstruktiven Auslegung von Windenergieanlagen zu berücksichtigen. Böttcher (2005) führt in seiner Untersuchung aus, dass sich Windböen durch die Betrachtung von Windgeschwindigkeitsintervallen wiederum auf Turbulenzen zurückführen lassen (Böttcher (2005), S. 25 ff.).

<sup>388</sup> Schwarz (2009) analysiert die beiden heute vorherrschenden Beschreibungsansätze der Turbulenz, das sog. Euler- bzw. das Lagrange-Bild. Der theoretische Hintergrund und die mathematische Abbildung von Turbulenzvorgängen sind bis heute nicht vollständig gelöst. Zur Turbulenz der Windgeschwindigkeit und der Windleistung im Sekundenbereich vgl. u. a. auch Peinke / Gottschall (2008) und Gottschall / Peinke (2007). Biechele (2000) beschäftigt sich in seiner Arbeit mit Grundlagen, der statistischen Beschreibung und der Simulation hydrodynamischer Turbulenzen.

<sup>389</sup> Einige Untersuchungen, z. B. die von Harris (2008) und Frye et al. (1972), haben ein weiteres Maximum bei 24 Stunden ergeben. Dieser Tagesgang der Windgeschwindigkeit ist jedoch nur bei ausgewählten, häufig küstennahen Standorten und bestimmten Schichtungen der Atmosphäre zu beobachten.

<sup>390</sup> Da räumlich sehr hoch aufgelöste Informationen über die mittlere Windgeschwindigkeit, Windrichtung etc. für größere Regionen kaum vorliegen, müssen diese durch einen Interessenten individuell bearbeitet oder von dafür spezialisierten Gutachtern bezogen werden. Die Kenntnis der möglichst genauen Windverhältnisse stellt im Rahmen der Sicherung entsprechender Flächen durch Projektentwickler einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil dar.

hohem finanziellem Aufwand gemessen wurden<sup>391</sup> und deshalb für potentielle Interessenten i. d. R. kostenpflichtig sind.

Eine wesentliche Grundlage der im Folgenden vorgestellten Untersuchungen stellen die NCEP/NCAR-Klimadaten dar. Ein Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, möglichst konsistente und geografisch weit verteilte Daten zu verwenden, um mögliche Ausgleichseffekte der Windenergie weiträumiger Regionen analysieren zu können. Deshalb wurden im Untersuchungsverlauf über die vorliegenden Ertrags- und Windmessdaten hinaus meteorologische Daten herangezogen. Die Daten des NCEP/NCAR Reanalyse-Projekts<sup>392</sup> wurden dafür als geeignet eingeschätzt. Bei diesen Werten handelt es sich um Berechnungsergebnisse eines Klimamodells, für das diverse Messungen (u. a. meteorologische Stationen, Seebojen, Wettersonden, Satelliten, Flugzeuge; vgl. dazu Abbildung 24) herangezogen wurden. Die Modellergebnisse bilden eine 6-stündige „Nachhersage“ verschiedener Parameter (z. B. Luftdruck, Temperatur und Windgeschwindigkeit) ab. Die NCEP Daten stellen eine frei verfügbare, zeitlich und räumlich konsistente sowie globale Datenbasis über einen Zeitraum seit 1948 bis zum jeweils aktuellen Zeitpunkt dar. Die Angaben liegen für ein räumliches Raster von  $2,5^\circ \times 2,5^\circ$  vor. Es werden die Daten des ersten Reanalyse-Projekts (NCEP Daten; vgl. Kalnay et al. (1996)) verwendet.<sup>393</sup>

Für die vorliegende Analyse wurden die Daten von  $20,0^\circ$  westlicher bis  $60,0^\circ$  östlicher Länge sowie  $12,5^\circ$  bis  $72,5^\circ$  nördlicher Breite des relativen Luftdruckniveaus Sigma 0,995 verwendet.<sup>394</sup> Damit ergeben sich insgesamt 825 Datenlokalisationen bzw. Gitternetzknotten (vgl. Abbildung 25). Die Höhe über der Erdoberfläche dieses Luftdruckniveaus beträgt temperatur- und luftdruckabhängig etwa 38 bis 46 m. Das Untersuchungsgebiet wurde in diesen Dimensionen ausgewählt, da nach eigener Einschätzung langfristig zumindest technisch die Möglichkeit besteht, in diesem Gebiet einen elektrischen Netzverbund zu errichten.<sup>395</sup>

---

<sup>391</sup> Die in dieser Arbeit verwendeten Windmessdaten der Region Markbygden in Nordschweden wurden durch den schwedischen Projektentwickler, die Markbygden Vind AB, durch die Installation und den Betrieb eines umfangreichen Windmessprogramms gewonnen. Allein für die Errichtung der zeitweise bis zu 9 Windmessmasten mit Messhöhen zwischen 40 m und 152 m wurden von dem Unternehmen dafür mehr als 1,0 Mio. EUR aufgewendet. Der Verfasser dankt an dieser Stelle noch einmal dem Unternehmen für die vertrauliche Bereitstellung der Daten.

<sup>392</sup> Vgl. Kalnay et al. (1996). Die Abkürzung NCEP steht für das National Center for Environmental Prediction sowie NCAR für das National Center for Atmospheric Research der USA. Im Folgenden wird diese Datenbasis mit NCEP Daten bezeichnet. Die Daten sind frei im Internet verfügbar (vgl. NCEP (2010)). Eine weitere Beschreibung der Datenbasis enthält Kistler et al. (2001).

<sup>393</sup> Seit dem Jahr 2001 liegt eine aktualisierte und um einige bekannte Fehler bereinigte Datenbasis („NCEP-DOE R2“) vor. Vgl. dazu Kistler (2008) und Kanamitsu et al. (2002). Die NCEP/NCAR Daten des u- und v-Windes des hier gewählten Untersuchungsgebietes des ursprünglichen Reanalyse-Projekts können nach eigener Einschätzung uneingeschränkt genutzt werden.

<sup>394</sup> Meteorologische Daten verwenden häufig entsprechende Luftdruckniveaus anstatt topografischer Höhenangaben. Das hier verwendete relative Luftdruckniveau Sigma 0,995 entspricht einem relativ Luftdruck des 0,995fachen des unmittelbar am Boden herrschenden.

<sup>395</sup> Eine tatsächliche, z. B. auch politische Situationen berücksichtigende, Realisierungsmöglichkeit wurde nicht geprüft. Vgl. dazu auch Trieb et al. (2006) und Czisch (2005).

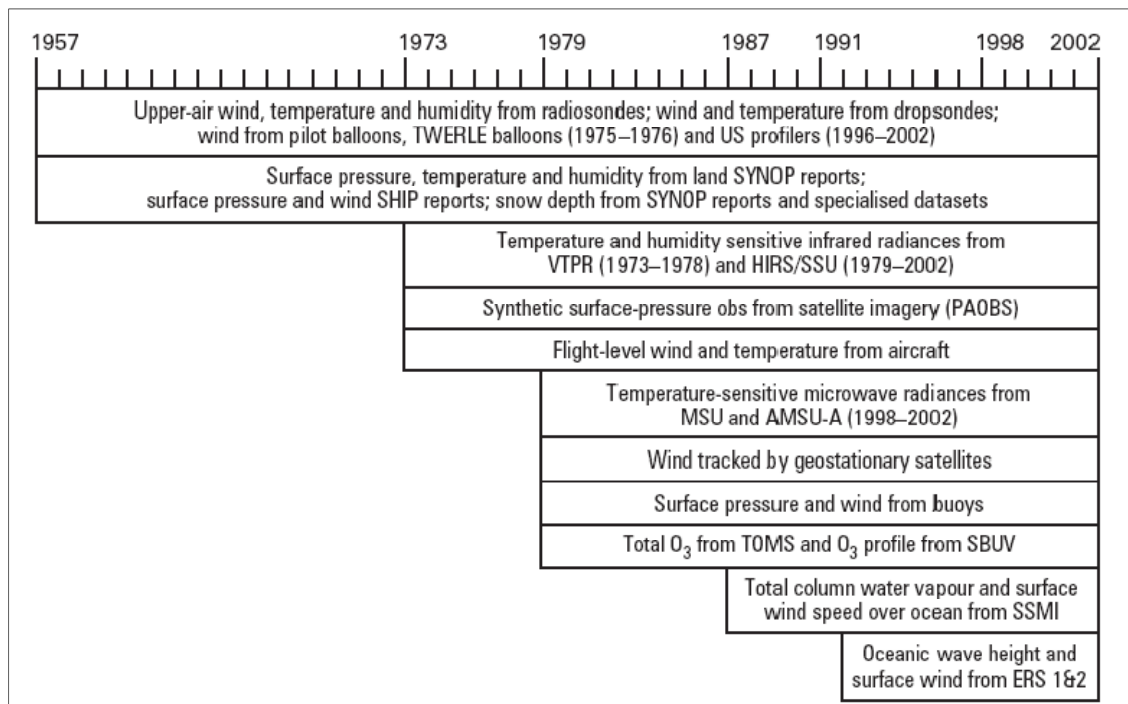


Abbildung 24 Darstellung verfügbarer Informationsquellen für meteorologische Untersuchungen und Klimamodelle z. B. das NCEP/NCAR-Reanalyse-Projekt (Quelle: Uppala et al. (2005), S. 2965, Källberg et al. (2005), S. ii)

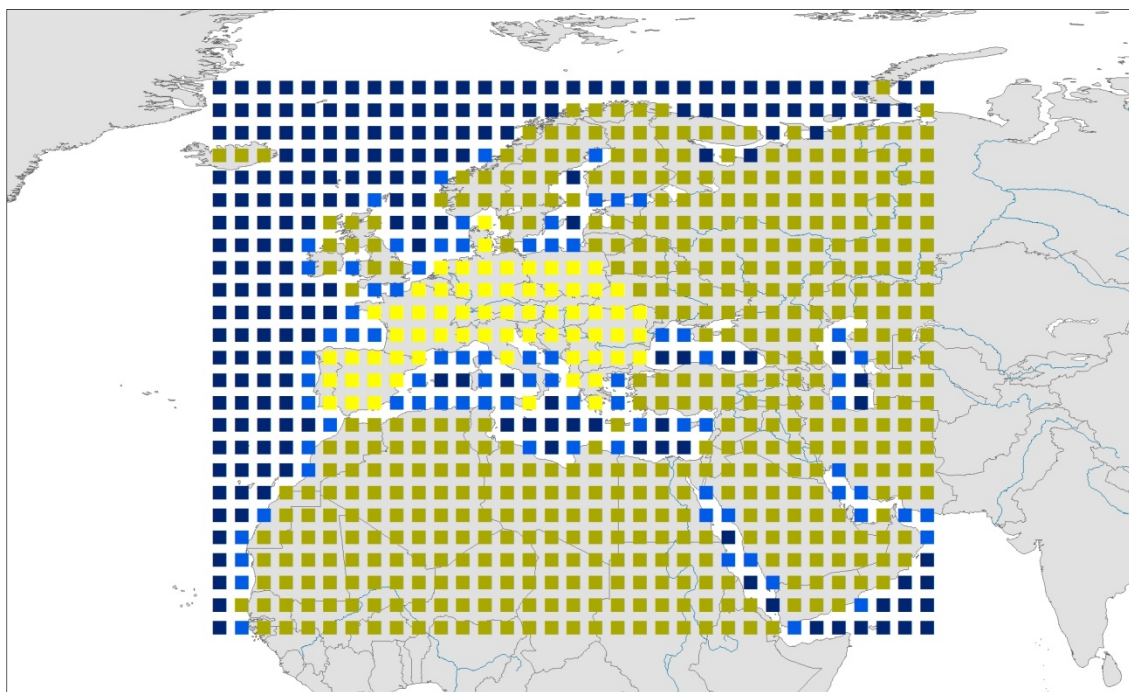


Abbildung 25 Darstellung der verwendeten 825 NCEP-Gitternetzknotten und deren Klassifizierung in onshore- (olivfarben), UCTE-Verbundnetzgebiet (gelb), nearshore (hellblau) und offshore Standorte (dunkelblau)

Die Anwendbarkeit der NCEP Daten für Untersuchungen im Bereich der Windenergienutzung ist inzwischen durch eine Vielzahl von wissenschaftlichen Studi-

en und die praktische Anwendung belegt. Die NCEP Daten werden z. B. im Rahmen der Ermittlung des potenziellen Energieertrages von WEA an einem bestimmten Standort angewendet, wenn Windmessungen durchgeführt wurden und diese (häufig nur für einen vergleichsweise kurzen Zeitraum gewonnen) Daten in einen Langzeitbezug einzuordnen sind.<sup>396</sup> Für größere Untersuchungsräume werden die NCEP Daten bspw. zur Bereitstellung konsistenter Windeinspeisezeitreihen verwendet.<sup>397</sup>

Die folgende Tabelle 14 führt relevante Anwendungsbeispiele der NCEP Daten aus dem Bereich der Windenergie auf.

Tabelle 14      Ausgewählte Anwendungsbeispiele der NCEP Daten im Bereich der Windenergie (thematische Sortierung)

Literaturquelle	Anwendung
Klawa (2001)	Identifikation von Sturmereignissen in Deutschland aus diversen meteorologischen Daten
Lowag (2003)	Analyse von Starkwindereignissen in Deutschland aus den NCEP Daten
Bentamy et al. (2003)	Überprüfung der Repräsentativität von Satellitenmessungen von offshore Windverhältnissen durch Vergleich mit weiteren meteorologischen Daten
Nielsen et al. (2004)	Nutzung von Satellitenmessungen für offshore-Windenergieanwendungen
Petersen et al. (1997)	Entwicklung des Windatlasverfahrens
Archer / Caldeira (2009)	Untersuchung des globalen Windenergiepotenzials in Höhen von 500 bis 12.000 m
Lu et al. (2009)	Bestimmung des globalen technischen Windenergieerzeugungspotenzials
Yu et al. (2005)	Durchführung von Windpotenzialanalysen zur Erstellung des Windatlas für Kanada (Verwendung der NCEP Daten zur Herstellung des Langzeitbezugs von Messdaten)
Hanslian / Pop (2008)	Erstellung des Windatlas der Tschechischen Republik (Langzeitbezug von Messdaten)
Winkler et al. (2002)	Normierung und Bewertung von gemessenen Winddaten und WEA-Energieerträgen (Langzeitbezug von Messdaten)
Strack (2008)	Windenergieertragsanalyse für den Standort Dragaliden / Schweden (Langzeitbezug von Messdaten)
Mengelkamp / Sperling (2005)	Berechnung von Windindizes für ausgewählte Regionen
Pryor et al. (2007)	Analyse von historischen und bis zum Jahr 2100 prognostizierten Trends der Veränderung der mittleren Windgeschwindigkeit in Nordeuropa
McLean (2008)	Erstellung charakteristischer Windgeschwindigkeitszeitreihen für verschiedene Standorte in Europa

Die Windgeschwindigkeit zu jedem Zeitpunkt (0:00, 6:00, 12:00 und 18:00 Uhr) innerhalb eines Zeitraums vom 01.01.1970 bis zum 31.12.2008 (39 Jahre) wurde mit der Leistungskennlinie der beispielhaft ausgewählten WEA ENERCON E-82 mit 2.000 kW Nennleistung (vgl. Abbildung 26) in eine elektrische Leistung umge-

<sup>396</sup> Diese Methode wird auch als Measure-correlate-predict- (MCP) Verfahren bezeichnet (vgl. dazu u. a. Rogers et al. (2009) und Hanslian (2008)). Alternativ zur Verwendung der NCEP Daten können in Regionen, in denen mehrjährige Datenreihen über die Windverhältnisse an nahegelegenen Messstationen vorliegen, stattdessen diese eingesetzt werden. Das ist u. a. in Deutschland mit seinem vergleichsweise dichten Wetterstationsnetz möglich.

<sup>397</sup> Vgl. dazu McLean (2008).



rechnet.<sup>398</sup> Die diskreten Wertepaare der Leistungskennlinie (Windgeschwindigkeit, Leistung) wurden als Stützstellen mit kubischen Splines (Polynome dritten Grades zwischen den Stützstellen, an den Stützstellen ist die Gesamtfunktion zweimal stetig differenzierbar)<sup>399</sup> interpoliert. Damit wurde eine stetige Funktion der Leistungskennlinie berechnet, um die ebenfalls stetig verteilten Windgeschwindigkeitswerte direkt verwenden zu können. Diese Methode bildet das tatsächliche Leistungsverhalten der WEA besser als eine alternative lineare Interpolation zwischen den Stützstellen oder die Clusterung der Windgeschwindigkeiten entsprechend den diskreten Wertepaaren der dokumentierten Leistungskennlinie ab.

Die so berechneten mittleren Leistungswerte wurden in Monats- und Jahreserträge zusammengefasst. Damit standen 56.980 6h-Werte, 468 Monats- und 39 Jahreserträge für jeweils 825 Knoten für die entsprechenden Auswertungen zur Verfügung.<sup>400</sup>

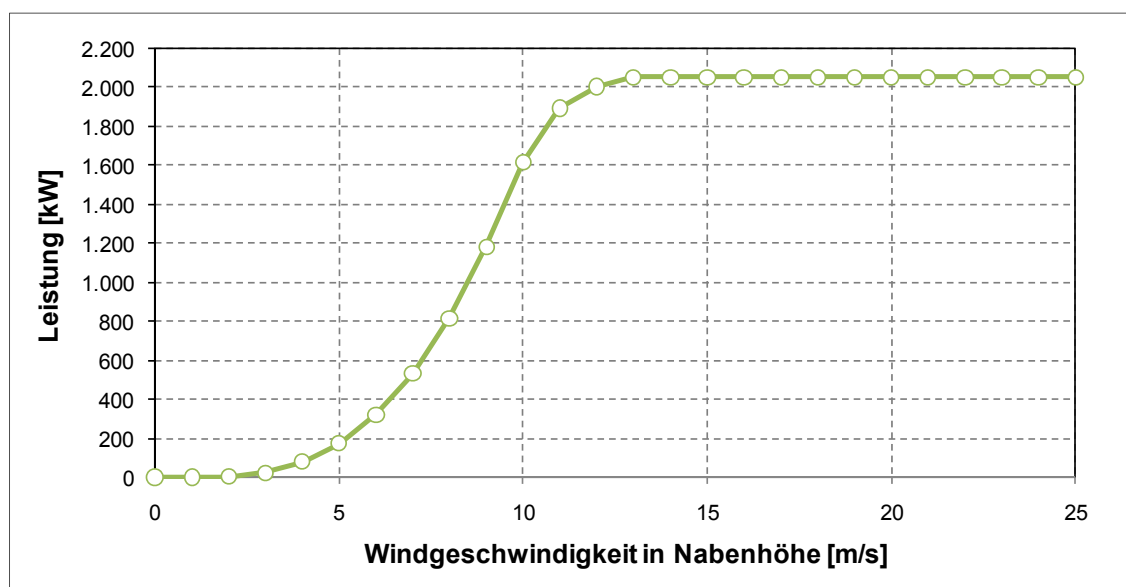


Abbildung 26 Verwendete Leistungskennlinie der WEA ENERCON E-82  
(Datenquelle: ENERCON (2009b))

Um eine zukünftige tatsächliche Nutzung von potentiellen Standorten genauer abzubilden, wurden die 825 Knoten in vier Klassen eingeteilt: Standorte, die sich auf den Landflächen Europas, Westasiens und Nordafrikas befinden (Anzahl = 531; im Folgenden mit „onshore“ bezeichnet), als Teilmenge davon Standorte innerhalb des UCTE-Verbundnetzgebietes (Anzahl = 66; „UCTE“), küstennahe (Anzahl = 82; „nearshore“) und offshore (Anzahl = 212; „offshore“) Standorte (vgl. Abbildung 25). Die Abgrenzung zwischen offshore und nearshore Standorten erfolgte zur späteren Berücksichtigung u. a. der Gewässertiefe, der Entfer-

<sup>398</sup> Für weitere ausgewählte Gitternetzknotten wurden darüber hinaus auch für den Zeitraum 01.01.2009 bis 31.12.2009 Daten verwendet. Der Verfasser dankt an dieser Stelle noch einmal Herrn R. Meisel für seine Unterstützung bei der Bereitstellung der Daten.

<sup>399</sup> Vgl. dazu Iske (2007).

<sup>400</sup> Das Datenvolumen allein der 6 h-Leistungswerte umfasst 590 MB.

nung zur Küste, von wichtigen Schifffahrtsrouten (z. B. im Roten Meer und im Mittelmeer) und meteorologischer Bedingungen (so wurde z. B. angenommen, dass in der Barentssee und im Weißen Meer aufgrund einer temporär starken Eisbedeckung im Winter in absehbarer Zeit keine WEA errichtet werden).

Des Weiteren wurden im Rahmen einer Internetrecherche sowie Anfragen bei WEA-Betreibern die Daten zu Monatserträgen von 46 über Europa verteilten Standorten von Windenergieanlagen (vgl. Abbildung 27, unterteilt in die Standortbündel I und II) ermittelt. Hinzu kommen ebenfalls von Betreibern zur Verfügung gestellte Leistungsdaten (mittlere Leistung über ein bestimmtes Zeitintervall) einzelner WEA, eines WEA-Kollektivs mehrerer, über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt mit dem öffentlichen elektrischen Übertragungsnetz verbundener, Windparks in Deutschland und mehrerer Windmessungen in Nordschweden (Region Markbygden, westlich der Stadt Piteå) mit einer zeitlichen Auflösung von 10 min bis zu 1 Stunde (vgl. Abbildung 28).

Verwendet wurden auch die vom Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e. V. monatlich veröffentlichten (von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern durch einzelne Messungen und Hochrechnungen auf deren gesamtes Netzgebiet ermittelten) Leistungsdaten aller WEA in Deutschland.

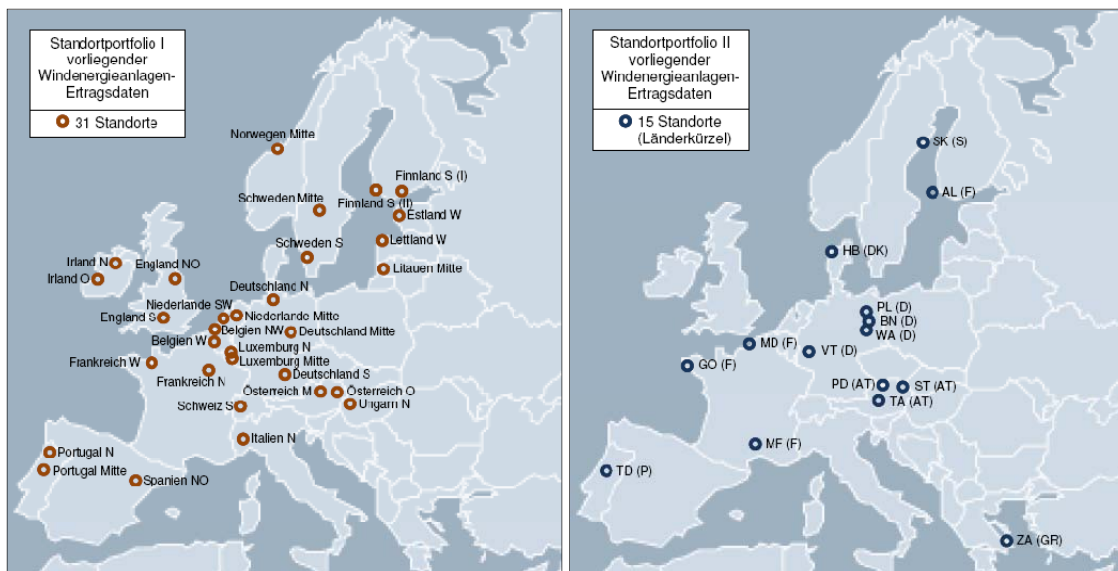


Abbildung 27 Standorte der verwendeten WEA und Windparks in Europa, von denen Monatsertragsdaten vorliegen



Abbildung 28 Standorte der verwendeten, zeitlich hoch aufgelösten Windmess- und WEA-Leistungsdaten in Europa

Zu den vorliegenden Zeiträumen der verwendeten Daten vgl. Abbildung 29.

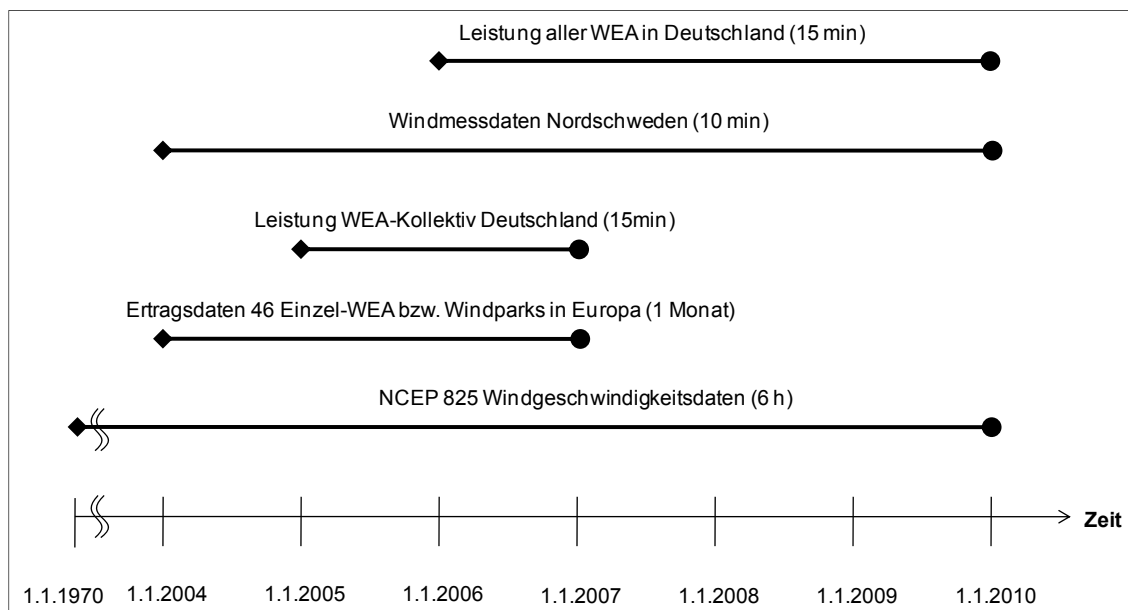


Abbildung 29 Zeitliche Auflösung (Angaben in Klammern) und Datenverfügbarkeit der verwendeten Windmess-, Leistungs- und Ertragsdaten

Beispielhaft für die zeitliche und räumliche Variabilität des Windenergieangebots sind in den folgenden Abbildungen reale zeitliche Verläufe von in Ausgangsleistungen einer WEA ENERCON E-82 umgerechneten Windmessungen, sowie der NCEP Daten und von tatsächlichen Einspeiseleistungen von einzelnen WEA und WEA-Kollektiven dargestellt.

Aus den Zeitreihen der elektrischen Leistung wurden anschließend entsprechende Leistungsinkremente von aufeinanderfolgenden 10 min, 1 h und 6 h Intervallen berechnet. Aus diesen wurde die Wahrscheinlichkeitsdichte der Leistungsin-

kremente ermittelt und mit einer Normalverteilung (normiert auf Mittelwert und Standardabweichung der zugrunde liegenden Zeitreihen) verglichen.

In Abbildung 30 sind die gemessene Einspeiseleistung einer WEA in Nordschweden sowie die berechneten Ausgangsleistungen an zwei benachbarten Standorten existierender Windmessungen (jeweils in einer zeitlichen Auflösung von 10 min) im Vergleich zur berechneten Ausgangsleistung am Standort des nächstgelegenen NCEP Gitternetzknosens innerhalb eines Zeitraums von etwa 21 h am 23./24.09.2009 dargestellt. Der NCEP Knoten ist etwa 56 km vom Standort der WEA entfernt. Die beiden Windmessmasten befinden sich in einer Entfernung von ca. 6 bzw. 11 km. Trotz nur geringer Entfernungen der Standorte voneinander und eines kurzen betrachteten Zeitabschnitts unterscheiden sich die einzelnen zeitlichen Verläufe der elektrischen Leistungen signifikant voneinander. Die Informationen über die zusätzlich auftretenden Fluktuationen im Sekunden- und Minutenbereich sind durch die Mittelwertbildung über 10 min-Intervalle nicht mehr verfügbar.

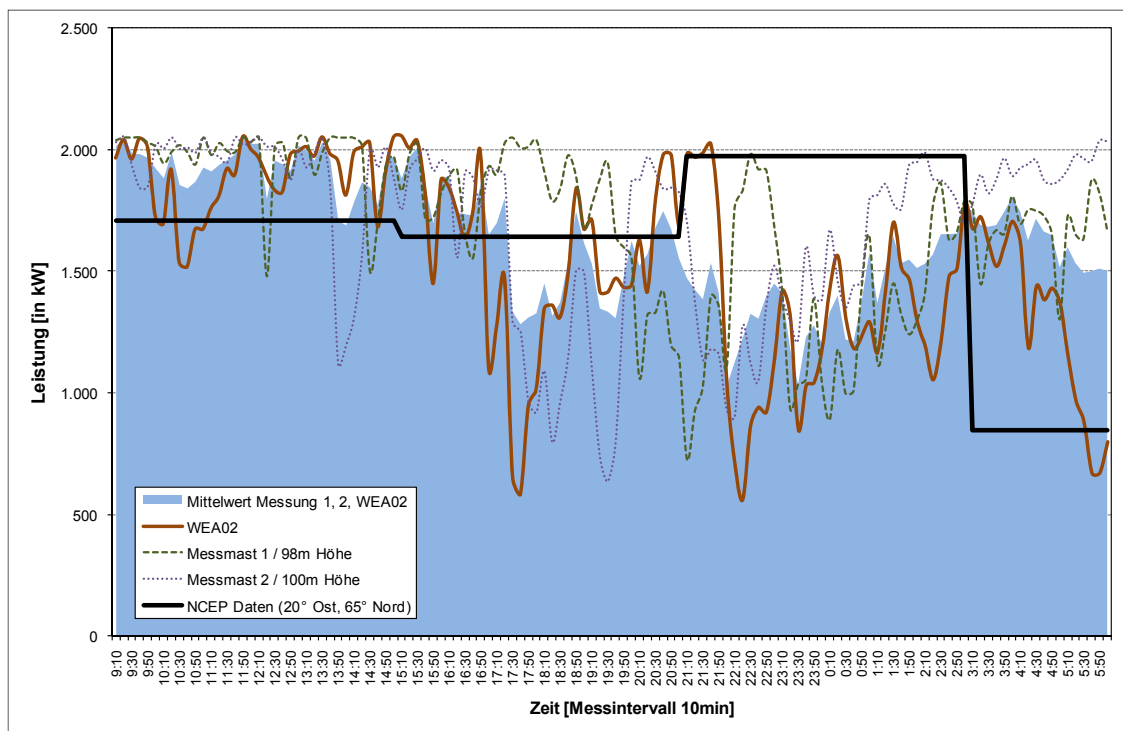


Abbildung 30 Vergleich der Zeitreihen der Einspeiseleistung einer WEA (WEA02) sowie der berechneten Leistungsabgabe an zwei Windmess-Standorten und des nächstgelegenen NCEP Knotens 20 ° Ost / 65 ° Nord am 23./24.09.2009

Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Leistungsinkremente von zwei analysierten WEA am Standort Dragaliden in Nordschweden für den Zeitraum 01.-30.09.2009 ist in Abbildung 31 dargestellt. Die Wahrscheinlichkeit von Leistungsinkrementen  $> 100$  kW im 10 min-Intervall einer auf den Mittelwert sowie die Standardabweichung normierten Normalverteilung ist für diesen Fall höher als bei den untersuchten WEA. Die Standardabweichung der 10 min-Leistungsinkremente für beide WEA liegt bei ca. 189 kW bzw. 9,5 % der Nennleistung. Mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % (96 %) beträgt der Betrag des Leistungsinkrements

in einem zeitlichen Intervall von 1 h maximal 200 kW (900 kW) bzw. 10 % (45 %) der Nennleistung. Für ein Intervall von 6 h liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % (96 %) der Betrag des Leistungsincrements bei maximal 400 kW (1.500 kW) bzw. 20 % (75 %) der Nennleistung der WEA.

Der zeitliche Verlauf der Summeneinspeisung eines großen Kollektivs von Windenergieanlagen weist über ein längeres Untersuchungsintervall (z. B. einen Monat) eine hohe Variabilität auf. Die Summeneinspeiseleistung aller netzgekoppelten WEA in Deutschland im September 2009 in einer zeitlichen Auflösung von 15 min ist in Abbildung 32 dargestellt. Die zugrunde liegenden Daten wurden von den vier Übertragungsnetzbetreibern auf Basis von repräsentativen Messungen und Hochrechnungen ermittelt und vom Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e. V. veröffentlicht.<sup>401</sup>

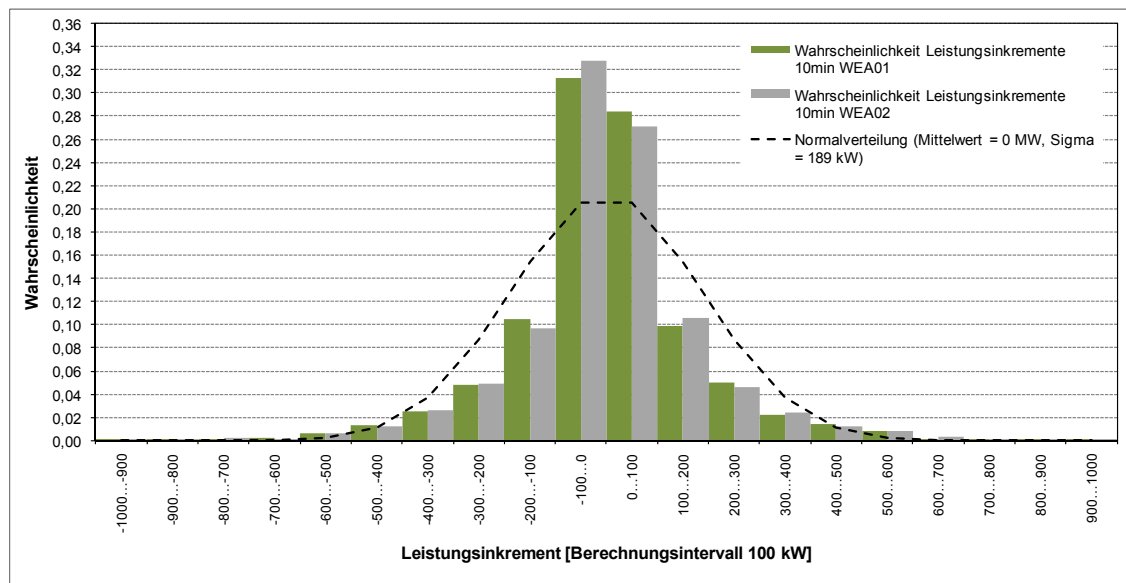


Abbildung 31 Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der 10min Leistungsincremente von zwei WEA am Standort Dragaliden/Nordschweden im Zeitraum 01.09. bis 30.09.2009 im Vergleich zu einer Normalverteilung (Datenquelle: vertrauliche Betreiberdaten)

<sup>401</sup> Vgl. BDEW (2010).

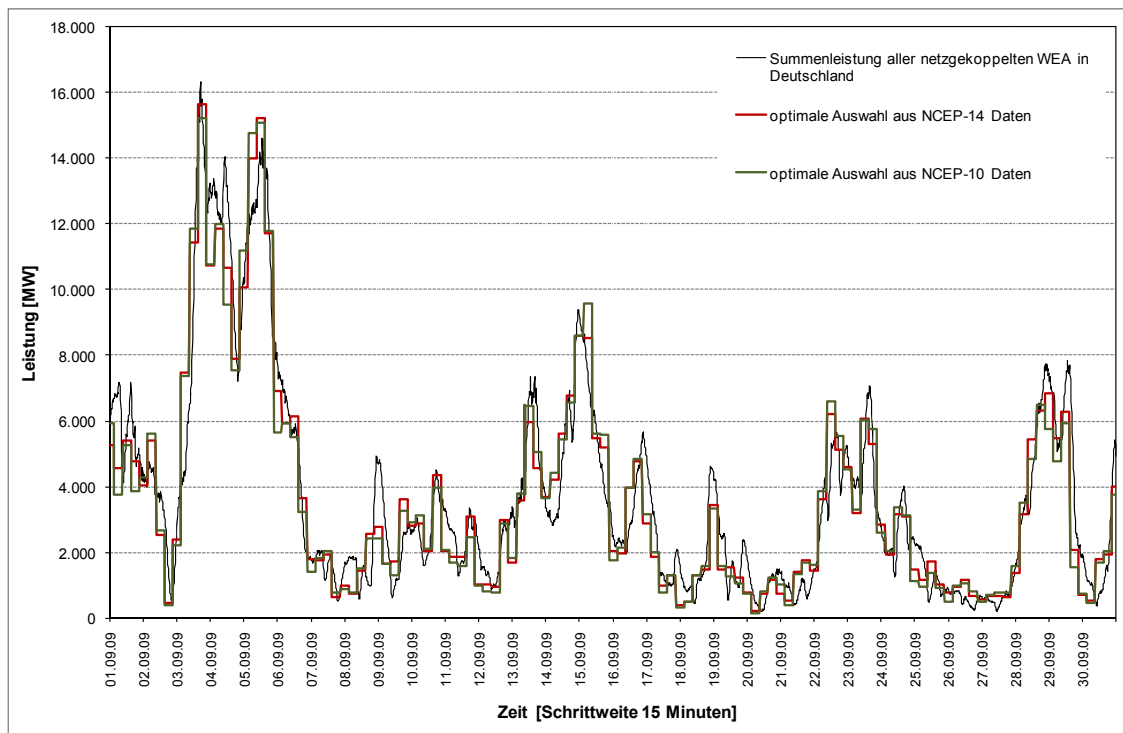


Abbildung 32 Verlauf der Einspeisung aller WEA in Deutschland im Vergleich zum berechneten Verlauf von 14 bzw. 10 gewichteten NCEP Gitternetz-knoten in und um Deutschland im September 2009 (Datenquelle: BDEW (2010) und NCEP (2010))

Die dargestellte Summeneinspeisung in Abbildung 32 wurde mit einer berechneten Leistungsabgabe von WEA an den 10 bzw. 14 NCEP Gitternetz-knoten, die sich auf bzw. nahe der Landfläche Deutschlands befinden, verglichen. Die prozentualen Gewichte am Gesamtportfolio der Windenergieleistung der einzelnen Gitternetz-knoten wurden zuvor mit dem dafür entwickelten Optimiermodell **WIND-FIT** ermittelt. Bei einer optimalen Wahl der Knotengewichte wird die zugrunde liegende Zeitreihe der Summeneinspeisung der WEA in Deutschland bestmöglich durch die kumulierte berechnete Leistungsabgabe von WEA an den NCEP Gitternetz-knoten repräsentiert.<sup>402</sup>

Aus der Zeitreihe der Summeneinspeisung wurden die 1 h und 6 h Leistungsin-kremente berechnet und mit einer auf den Mittelwert und die Standardabwei-chung der Zeitreihe normierten Normalverteilung verglichen (vgl. Abbildung 33). Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Leistungsin-kremente ist einer Normal-verteilung ähnlich. Allerdings weisen kleine Leistungsin-kremente (< 800 MW pro 1 h bzw. pro 6 h) eine höhere Wahrscheinlichkeit als im Fall einer Normalverteilung auf.

<sup>402</sup> Zum Modellansatz **WIND-FIT** vgl. Kapitel 6.5.11. Der Korrelationskoeffizient zwischen den Zeitreihen der realen Einspeisung und der berechneten der 14 bzw. 10 NCEP Knoten beträgt für diesen Zeitraum 0,95 bzw. 0,94.

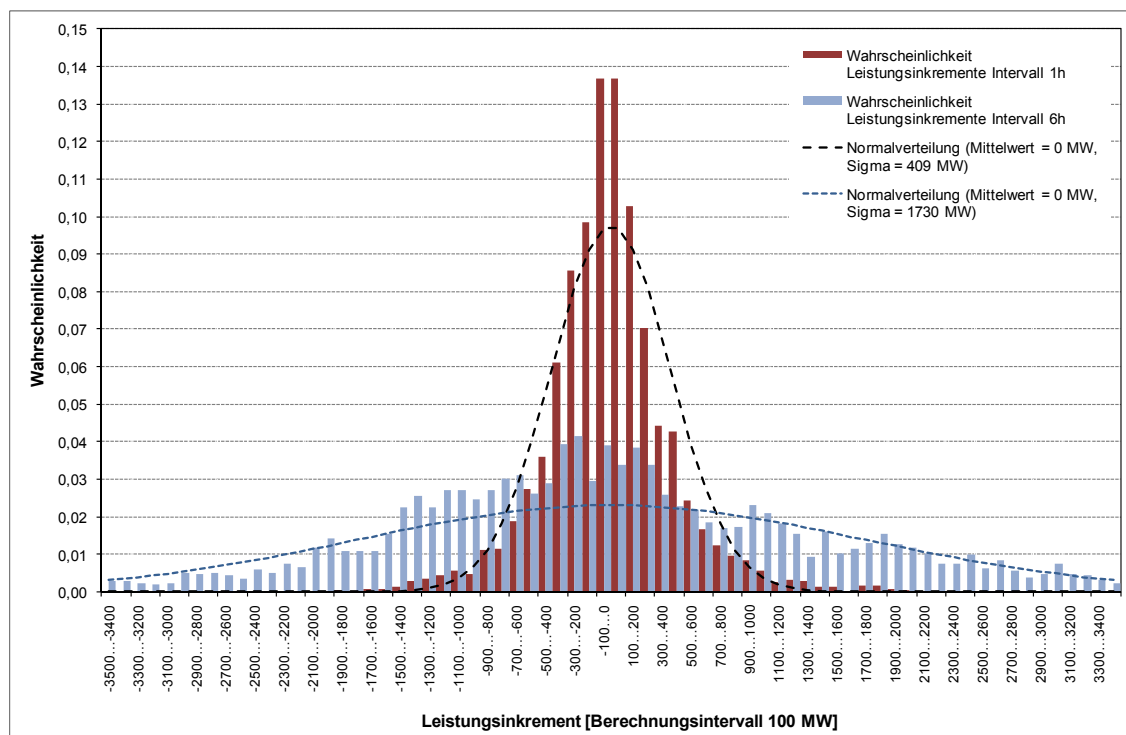


Abbildung 33 Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der 1 h und 6 h Leistungsinkremente der Summeneinspeisung aller WEA in Deutschland im September 2009 im Vergleich zu einer Normalverteilung (Datenquelle: BDEW (2010))

Innerhalb eines Zeitintervalls von 1 h beträgt die Wahrscheinlichkeit, dass der Betrag des Leistungsinkrements kleiner als 1.000 MW ist, 0,96. Lediglich 4 % aller Leistungsinkremente innerhalb einer Stunde sind somit höher als 1.000 MW. Bezogen auf eine installierte Gesamtleistung aller WEA in Deutschland im September 2009 von etwa 25.236 MW ändert sich die Summeneinspeiseleistung innerhalb einer Stunde mit einer Wahrscheinlichkeit von 96 % damit maximal um ca. 3,96 %.

Im Zeitintervall von 6 h beträgt die Wahrscheinlichkeit, dass der Betrag eines Leistungsinkrements kleiner als 1.000 MW ist, 0,52. Für den Betrag eines Leistungsinkrements kleiner als 2.000 MW beträgt die Wahrscheinlichkeit 0,82. Mit einer Wahrscheinlichkeit von 96 % liegt der Betrag eines 6 h Leistungsinkrements innerhalb von maximal 3.200 MW (entspricht 12,7 % der installierten Gesamtleistung).

Sehr hohe Leistungsinkremente eines umfangreichen WEA-Kollektivs innerhalb von 6 h sind damit vergleichsweise selten. Zudem sind Kurzfrist-Prognoseverfahren mit einem Vorlauf von einigen Stunden in der Lage, insbesondere diese hohen Leistungsänderungen mit einer großen Genauigkeit vorherzusagen. Sehr hohe Leistungsinkremente werden meist durch den Durchzug eines ausgedehnten Tiefdruckgebiets über das Prognosegebiet hervorgerufen. Dabei können sowohl schnelle Windgeschwindigkeitszunahmen als auch -abnahmen durch das ungünstige Abschaltverhalten älterer WEA dieses Leistungsinkrement noch erhöhen. Durch den Einsatz moderner Windenergieanlagen



mit einem optimierten Abschaltverhalten können diese hohen negativen Leistungsinkremente verringert werden.

Die dargestellten zeitlichen Verläufe sind stochastischer Natur. Sie folgen keinem definierten, periodischen Verlauf. Zeitreihenanalysen von Einspeiseleistungen von WEA oder Windgeschwindigkeitsmessungen basieren deshalb überwiegend auf statistischen Methoden. Mit ihrer Hilfe sollen die Eigenschaften der Fluktuationen erkannt und zusätzliche Erkenntnisse über die Dynamik der zugrunde liegenden atmosphärischen Vorgänge gewonnen werden. Eine tiefergehende Beschäftigung mit dieser Thematik kann in dieser Arbeit nicht erfolgen.<sup>403</sup>

Die aufbereiteten NCEP Daten stellen im Vergleich zu ausgewählten Messdaten eine räumlich und zeitlich konsistente Datenbasis dar. Einzelne Messstationen oder Windenergieanlagen werden mehr oder weniger stark von lokalen Gegebenheiten der Umgebung beeinflusst. Damit ist der zeitliche Verlauf dieser Messdaten nur von einer eingeschränkten Repräsentativität. Die verwendeten NCEP Daten hingegen stellen die mittleren Windverhältnisse in der Umgebung der jeweiligen Gitternetzknotten zu einem bestimmten Zeitpunkt dar. WEA in der Nähe dieser Knoten werden deshalb ein ähnliches zeitliches Einspeiseverhalten aufweisen. Aus Abbildung 32 sowie weiteren Untersuchungen dazu ergibt sich, dass die elektrische Leistung von realen WEA in Situationen mit einer relativ hohen Windgeschwindigkeit das berechnete Niveau der hier verwendeten NCEP Daten häufig übersteigt. Das hängt u. a. mit dem gewählten Höhenniveau der NCEP Daten (relatives Luftdruckniveau Sigma 0,995 und damit temperaturabhängig etwa 38 bis 46 m Höhe) und dem vertikalen Profil der Windgeschwindigkeit zusammen. In größeren Höhen über der Erdoberfläche ist in Situationen mit tendenziell höheren Windgeschwindigkeiten auch in niedrigeren Höhen die Windgeschwindigkeitszunahme ausgeprägter, während in Phasen mit niedrigen bodennahen Windgeschwindigkeiten auch die Zunahme mit der Höhe geringer ist. Ausdruck dieses Zusammenhangs ist auch ein relativ hoher Korrelationskoeffizient zwischen Zeitreihen unterschiedlicher Höhenniveaus der NCEP Daten. Aus diesem Grund konnte für die folgenden Untersuchungen auch auf das gewählte relative Luftdruckniveau Sigma 0,995 abgestellt werden.

Auch in zeitlicher Hinsicht stellen die NCEP Daten weitgehend konsistente Zeitreihen dar. Das zugrunde liegende Modell<sup>404</sup> bildet kontinuierlich und unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Beobachtungsdaten die atmosphärischen Bedingungen ab. Damit werden Zeitreihen berechnet, die nicht von Messfehlern einzelner Stationen beeinflusst sind. Zudem stellen die in dieser Arbeit verwendeten Daten mit einer zeitlichen Auflösung von 6 Stunden auch die mittleren Verhältnisse eines sechsständigen Zeitraums vor bzw. nach den jeweiligen Zeitpunkten 0:00, 6:00, 12:00 und 18:00 Uhr (UTC) dar. Dies begründet sich mit den stetigen dynamischen Vorgängen in der Atmosphäre selbst.

Angesichts relativ langer Nutzungsdauern von Windenergieanlagen (20 Jahre und länger) sowie fehlender Steuerungsmöglichkeiten nach der Errichtung dieser ist es insbesondere für die potentiellen Betreiber aber auch die Energiewirtschaft

---

<sup>403</sup> Vgl. dazu u. a. Ragwitz (2001).

<sup>404</sup> Vgl. Kalnay et al. (1996)



insgesamt von Interesse, ob sich im Zuge des erwarteten Klimawandels ggf. auch die Windverhältnisse ändern könnten. Dazu wurden, aufbauend auf Klimamodellen und Projektionsrechnungen bis hin zum Jahr 2100, die mittleren Windgeschwindigkeiten einerseits aber auch Extremereignisse untersucht. Für Europa können mit den vorliegenden Daten bislang keine signifikanten Änderungen prognostiziert werden. Einige Untersuchungen weisen auf eine zukünftige geringfügige Zunahme der mittleren Windgeschwindigkeiten über Nordeuropa hin. Die Unsicherheit der Berechnungsergebnisse ist bislang allerdings größer als die mögliche Änderung der Windverhältnisse.<sup>405</sup>

Allerdings sind, so wie in den zurückliegenden Jahrzehnten, Schwankungen von jährlichen und mehrjährigen Windverhältnissen wahrscheinlich. Es konnte bislang jedoch keine eindeutige, in die Zukunft fortzuschreibende Periodizität der Veränderung regionaler oder globaler Windverhältnisse festgestellt werden. Ein Grund dafür sind auch die relativ kurzen verfügbaren Zeitreihen von Windverhältnissen. Beispielhaft dafür können Untersuchungen der Windverhältnisse in der Deutschen Bucht, abgeleitet aus Luftdruckmessungen seit dem Jahr 1879, angeführt werden.<sup>406</sup> Schmidt (2001) führt dazu aus, dass es „...kaum eine annähernd homogene Reihe von Windmessungen geben [wird], die länger ist als 30 Jahre.“ Für die deutsche Bucht konnten im Rahmen dieser Untersuchung ebenfalls keine signifikanten Trends einer Änderung der Windgeschwindigkeit festgestellt werden (vgl. Abbildung 34).

Festzuhalten ist, dass dieser Bereich der Modellierung und Prognose zukünftiger Klimaveränderungen und der Auswirkungen auf das Angebot Erneuerbarer Energien (z. B. Windverhältnisse, Einstrahlung, Wellengang und Meeresströmung) zukünftig ein wichtiges Forschungsfeld darstellen wird.

---

<sup>405</sup> Vgl. dazu u. a. Schwartz et al. (2009), Clausen et al. (2009), Harrison et al. (2008), Spekat et al. (2007), S. 100, Galbraith et al. (2005), S. 49 f., Pryor / Barthelmie (2004) sowie Pryor et al. (2005), S. 31.

<sup>406</sup> Vgl. Schmidt (2001).

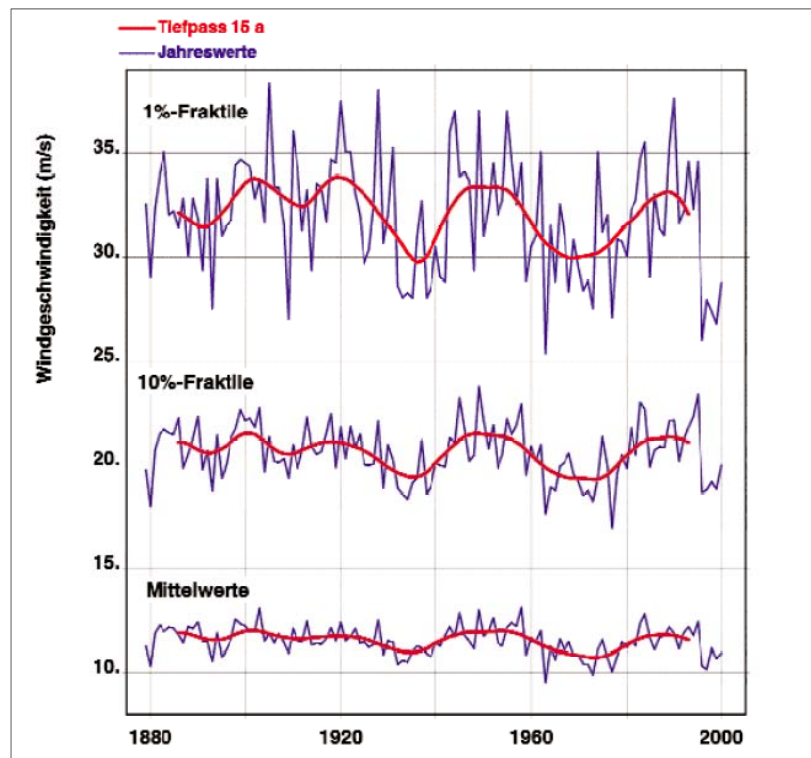


Abbildung 34 Jahreswerte und 15-Jahres-Durchschnittswerte der mittleren Windgeschwindigkeit sowie der 10 %- und 1 %-Fraktile in der Deutschen Bucht 1879 bis 2000  
(Quelle: Schmidt (2001), S. 203)

### 6.3. Der kleinräumige Ausgleichseffekt der Windenergie

Ein Vergleich der Wahrscheinlichkeiten des Auftretens maximaler Leistungsinckremente zwischen einzelnen WEA und WEA-Kollektiven innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls verdeutlicht den natürlichen Ausgleichseffekt der Windenergie. Die Summeneinspeisung mehrerer WEA an räumlich entfernten Standorten weist eine geringere Variabilität auf als die Einspeisung einer einzelnen Windenergieanlage. In der vorliegenden Arbeit wird unter Kleinräumigkeit eines Untersuchungsgebietes eine Ausdehnung bis zu einigen Hundert Kilometern angenommen. Innerhalb einer solchen Region werden WEA oft in einem einzelnen elektrischen Netzverbund betrieben. Bei größeren Ausdehnungen sind häufig mehrere Netzverbünde mit ggf. zusätzlichen Netzrestriktionen umfasst. Entsprechend wird eine solche Ausdehnung der Untersuchungsregion bis hin zu mehreren Tausend Kilometern im Folgenden mit **weiträumig** bezeichnet.

In Abbildung 30 ist beispielhaft der kleinräumige Ausgleichseffekt der Windenergie grafisch anhand ausgewerteter Daten dargestellt. Bereits eine Verteilung von drei Standorten über eine Entfernung von rund 17 km würde bei einer Summeneinspeisung hierbei zu einer Verringerung des maximalen Leistungsinckrements innerhalb des zugrunde liegenden Betrachtungszeitraums von ca. 21 Stunden von 72,7 % auf 49,9 % (jeweils bezogen auf die Maximalleistung im Zeitraum) führen.

Die maximalen Leistungsinkremente mit einer vorgegebenen Überschreitungswahrscheinlichkeit innerhalb eines Zeitintervalls sinken somit bei einem Einbezug zusätzlicher räumlich verteilter WEA.

Die zu einem bestimmten Zeitpunkt vorherrschenden meteorologischen Bedingungen sind, z. B. in ausgedehnten Tiefdruckgebieten, für kleinräumige Regionen ähnlich. Damit ist der natürliche Ausgleichseffekt der Windenergie vorhanden aber in seiner Ausprägung begrenzt. Aus der Literatur sind zum kleinräumigen Ausgleichseffekt weitere Untersuchungen bekannt.<sup>407</sup> Erst bei einem Untersuchungsgebiet, welches die typischen Ausmaße von durchziehenden Hoch- und Tiefdruckgebieten deutlich überschreitet, erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass unterschiedliche Windverhältnisse herrschen und damit ein stärkerer Ausgleichseffekt auftreten kann.

Für kleinräumige Regionen ist der natürliche Ausgleichseffekt der Windenergie aus realen Mess- oder Ertragsdaten heute schon weitgehend zu ermitteln. Insbesondere Prognoseverfahren zur Windleistungsvorhersage bilden diesen Ausgleichseffekt detailliert ab.<sup>408</sup> Deshalb wird im Folgenden der weiträumige Ausgleichseffekt mit eigens dafür entwickelten Methoden vertiefend untersucht.

#### **6.4. Untersuchungen zum weiträumigen Ausgleichseffekt der Windenergie**

Hoch- und Tiefdruckgebiete weisen Durchmesser von hunderten bis hin zu tausenden Kilometern auf. Unterschiedliche Regionen werden durch ganz verschiedene typische Wetterlagen geprägt. Daher ist anzunehmen, dass bei einer weiträumigen Verteilung von Windenergieanlagen diese zu einem bestimmten Zeitpunkt jeweils unterschiedlichen Windverhältnissen ausgesetzt sind.<sup>409</sup> Ausgehend von dieser Vorüberlegung wird für die folgenden Untersuchungen die Ausgangshypothese aufgestellt, dass bei einer weiträumigen Verteilung von WEA die aggregierte Einspeiseleistung eine deutlich geringere Variabilität als die Einzelstandorte aufweist (weiträumiger Ausgleichseffekt der Windenergie). Zudem sollte es möglich sein, Standorte so auszuwählen, dass die resultierende Einspeiseleistung einem vorgegebenen variierenden Lastverlauf zeitlich „optimal folgt“ (Korrelation von Windenergieeinspeisung und Lastverlauf, untersucht im Kapitel 6.5).

In der Literatur sind einige Untersuchungen zum weiträumigen Ausgleichseffekt der Windenergie beschrieben. Archer / Jacobson (2007) stellen bei einer Untersuchung von 19 über eine Fläche von etwa 850 x 850 km verteilten Windparks im Mittleren Westen der USA fest, dass in ca. 87,5 % der Stunden eines Jahres dieses Windparkportfolio eine Einspeiseleistung von etwa 15 % der Nennleistung

---

<sup>407</sup> Vgl. dazu u. a. Caralis et al. (2009), Holttinen (2004), S. 36 ff., MacDonald (2004), Annex 4, S. 7 ff., Giebel (2000), der dazu 60 in Mittel- und Südeuropa verteilte Standorte analysiert, und Ernst et al. (1999), die das 250 MW Windenergie Mess- und Evaluationsprogramm in Deutschland beschreiben. Eine Vielzahl weiterer Untersuchungen existiert in der Literatur.

<sup>408</sup> Vgl. dazu u. a. die Untersuchungen in Lange (2003), S. 47 ff. und Focken et al. (2001).

<sup>409</sup> Vgl. auch Archer / Jacobson (2007), S. 1702.

überschreitet.<sup>410</sup> Dunlop (2004) untersucht die quartalsweisen Schwankungen eines fiktiven Portfolios bestehend aus Windparks in den USA und Südeuropa. Die Schwankungen des Monatsertrags des damit gebildeten Portfolios sind signifikant geringer (-30 %) als die der zugrunde liegenden Einzelwindparks. Hulsch / Strack (2006) analysieren die jährlichen Schwankungen eines Portfolios aus 5 existierenden Windparks in Frankreich und Deutschland. Sie weisen nach, dass die jährliche Schwankung des Portfolios (6,6 %) deutlich geringer ist als Schwankungen der einzelnen Windparks (min. 9,6 %, max. 11,4 %). Czisch (2000) betrachtet Standorte in Nord-Russland, Nordwestafrika und Kasachstan hinsichtlich des monatlichen Verlaufs der Windenergieerzeugung und kombiniert diese mit weiteren Standorten in Europa. Die resultierende Einspeisecharakteristik des gewählten Standortbündels weist nur noch geringe Schwankungen zwischen den untersuchten Monaten auf. In Giebel (2005) werden 13 Studien analysiert, die für unterschiedliche Regionen, Zeiträume und zeitliche Auflösungen Ausgleichseffekte der Windenergie nachweisen.

#### 6.4.1. Das Optimiermodell WIND-SMOOTH

Zur weiteren Überprüfung der einleitend aufgeführten Ausgangshypothese wurde das Optimiermodell **WIND-SMOOTH**<sup>411</sup> entwickelt. Mit diesem Modell kann die minimale Variabilität der Summen-Einspeiseleistung eines Portfolios von auszuwählenden WEA-Standorten bestimmt werden.<sup>412</sup> Das Modell wurde in der Entwicklungsumgebung GAMS (General Algebraic Modeling System)<sup>413</sup> erstellt.

Zur Untersuchung der minimalen Variabilität fiktiver Portfolios wurde der Variationskoeffizient  $V$  als Zielfunktionswert gewählt. Der Variationskoeffizient ist für den gewählten Untersuchungsansatz geeignet, da er zum Vergleich der Variabilität von Verteilungen bzw. der relativen Standardabweichungen von Merkmalen mit unterschiedlichen Mittelwerten genutzt werden kann. Er entspricht dem Quotienten aus der Standardabweichung und dem arithmetischen Mittel von Elementen einer Folge. Der Variationskoeffizient ist ein relatives, dimensionsloses Maß für die Streuung.

Für beliebige Standort-Portfolios, für welche die Summenerträge bzw. Summenleistungswerte  $z_j$  in jedem Zeitpunkt  $j$  (z. B. 6 Stunden, Monate oder Jahre; vgl. Gleichung (15)) und die Mittelwerte dieser Erträge  $\bar{z}$  (gemäß Gleichung (17)) ermittelt werden, wird der zu minimierende Variationskoeffizient  $V$  (Gleichung (14)) bestimmt.

---

<sup>410</sup> Vgl. Archer / Jacobson (2007). Sie beziehen sich in dieser Untersuchung auf die geordnete Jahresdauerlinie der Windenergieeinspeisung und definieren eine zeitliche Verfügbarkeit eines Windparkportfolios in Höhe von 87,5 % als Grundlastfähigkeit.

<sup>411</sup> Abgeleitet vom smoothing bzw. Ausgleichseffekt der Windenergie.

<sup>412</sup> Vgl. dazu auch Pforte et al. (2008b).

<sup>413</sup> Vgl. Brooke et al. (1998).

$$\min V = \frac{\sqrt{\frac{1}{n_J - 1} \sum_{j=1}^J (z_j - \bar{z})^2}}{\bar{z}} \quad (14)$$

Zur Charakterisierung der möglichen Standort-Portfolios wurden Gewichtungsparemeter  $g_i$  eingeführt, welche sich gemäß Gleichung (16) zu 1 summieren. Die Ausprägungen der Standortgewichtungen sind positiv und liegen im Bereich zwischen 0 und 1 und können somit als Anteile der gewählten Standorte am Gesamtportfolio interpretiert werden.

Ziel des Optimiermodells ist somit die Bestimmung einer Menge von Gewichtungsparemetern  $g_i$ , für die der Variationskoeffizient der Erträge  $V$  in den verschiedenen Zeitpunkten  $j$  minimal ist. Die zu optimierenden Standortgewichtungen werden, mit Ausnahme der Nichtnegativität, zunächst nicht weiter eingeschränkt.

$$z_j = \sum_{i=1}^I y_{ij} \cdot g_i \quad (15)$$

$\forall j \in J$

$$\sum_{i=1}^I g_i = 1 \quad (16)$$

$$0 \leq g_i \leq 1$$

$$\bar{z} = \frac{\sum_{j=1}^J z_j}{n_J} \quad (17)$$

Die gewählte Zielfunktion ist nichtlinear.<sup>414</sup> Damit ist das Modell durch Methoden der nichtlinearen Optimierung zu lösen.<sup>415</sup> Nichtlineare Problemstellungen sind insbesondere bei naturwissenschaftlichen und technischen Zusammenhängen und Fragestellungen häufig anzutreffen. Für den Fall, dass eine Linearisierung der Zielfunktion sowie aller Nebenbedingungen möglich ist, kann z. B. der Simplexalgorithmus zur Lösung des Problems angewendet werden. Mit diesem kann nach endlich vielen Schritten ein nicht-entartetes lineares Problem gelöst oder dessen Unlösbarkeit bzw. Unbeschränktheit bestimmt werden.<sup>416</sup> Eine Linearisierung des vorliegenden Modells erscheint jedoch aufgrund einer ersten Analyse des Verlaufs der Zielfunktion bereits für den zweidimensionalen Fall (s. u.) nicht möglich.

<sup>414</sup> Vgl. dazu die Übersicht nichtlinearer mathematischer Funktionen in Rosenthal (2008), S. 69.

<sup>415</sup> Nach Di Pillo / Palagi (2002), S. 263 ist eine bestimmte Problemstellung dann nichtlinear, wenn die Zielfunktion oder mindestens eine Nebenbedingung nichtlinear ist.

<sup>416</sup> Vgl. Jarre / Stoer (2004), S. 46. Auch für sog. entartete Probleme gibt es Varianten des Simplexalgorithmus, die die Lösung oder die Erkenntnis der Unlösbarkeit bzw. Unbeschränktheit des Problems nach endlich vielen Schritten gewährleisten.

Für nichtlineare Modelle existiert bisher kein Algorithmus der in der Lage ist, jedes spezifische Problem zu lösen.<sup>417</sup> Zudem kann nur für bestimmte nichtlineare Zielfunktionen bzw. bestimmte zulässige Lösungsräume nachgewiesen werden, dass ein aufgefundenes lokales Minimum oder Maximum gleichzeitig auch der globale Extremwert ist.<sup>418</sup>

Ein möglicher Lösungsalgorithmus für nichtlineare Modelle ist die Sequentielle Quadratische Programmierung (SQP), bei der das ursprüngliche Problem in quadratische Teilprobleme umformuliert und deren Lösungen zur iterativen Annäherung an die optimale Lösung verwendet werden. Des Weiteren können z. B. Straffunktionen in Penalty-Verfahren oder Verfahren zulässiger Richtungen eingesetzt werden.<sup>419</sup> Falls die genannten Methoden nicht zur Lösung führen oder bestimmte, für deren Einsatz notwendige, Voraussetzungen vom zugrunde liegenden Problem nicht erfüllt werden, können Heuristiken eingesetzt werden.<sup>420</sup> Heuristiken sollen nach Kistner (2003) „...mit akzeptablem Rechenaufwand gute zulässige Lösungen ermitteln, ohne Optimalität garantieren zu können“.<sup>421</sup> Sie können in deterministische und zufallsgesteuerte Ansätze unterteilt werden.

Die Ermittlung des globalen Optimums eines Modells sollte zunächst das Ziel der Lösungssuche sein. Häufig muss jedoch auch ein lokales Optimum als die mit den derzeit verfügbaren Werkzeugen bestmögliche bzw. mit einem vorgegebenen Ressourceneinsatz (z. B. von Rechnerzeiten) zu ermittelnde Lösung akzeptiert werden. Das aufgefundene lokale Optimum kann durchaus auch das globale Optimum sein. Ein analytischer Nachweis der globalen Optimalität gelingt derzeit jedoch nur für ausgewählte Problemstellungen. Lösungsalgorithmen zur Suche nach lokalen Optima zeichnen sich häufig durch eine schnelle Konvergenz und damit kurze Rechenzeiten aus. Aus diesem Grund existieren auch eine Vielzahl von entsprechenden Algorithmen und Implementierungen. Einige Verfahren zur Ermittlung globaler Optima erzeugen bspw. eine Vielzahl von approximierenden Unterproblemen, deren Lösungen miteinander verglichen werden (Entscheidungsbaumverfahren).<sup>422</sup> An den Stellen mit den geringsten Zielfunktionswerten werden anschließend die lokalen Optima aufgesucht. Umfangreiche Modelle erfordern deshalb lange Bearbeitungszeiten. Deshalb werden zunehmend auch Heuristiken zur globalen Optimierung eingesetzt, die die Lösungssuche z. B. durch zufallsgesteuerte Abläufe beschleunigen sollen. Alle Ansätze zur Ermittlung eines globalen Optimums nichtlinearer Probleme können jedoch letztlich die Erfüllung des Optimalitätskriteriums nicht oder nur in speziellen Fällen nachweisen. Deshalb würde derzeit nur das zeitlich kaum durchführbare vollständige Durchlaufen des hochaufgelösten Wertebereichs der freien Parameter in allen

---

<sup>417</sup> Vgl. Jarre / Stoer (2004), S. 3.

<sup>418</sup> Vgl. dazu u. a. Griva et al. (2009), S. 7 ff., Jarre / Stoer (2004), S. 127 sowie Hillier / Liebermann (1997), S. 422.

<sup>419</sup> Vgl. dazu u. a. Jarre / Stoer (2004), S. 293.

<sup>420</sup> Zu Methoden der globalen nichtlinearen Optimierung vgl. auch Weise (2009) sowie Horst / Tuy (1993).

<sup>421</sup> Vgl. Kistner (2003), S. 239.

<sup>422</sup> Vgl. Griva et al. (2009), S. 7.

möglichen Kombinationen bei stetigen Zielfunktionen ohne starke lokale Änderungen des Zielfunktionswertes zum globalen optimalen Zielfunktionswert führen.

Aus Sicht eines Investors (Portfoliobildung von WEA-Standorten) aber auch aus energiewirtschaftlicher Sicht (Systemintegration fluktuierender WEA) kann zudem ein ermitteltes lokales oder globales Optimum dann besonders interessant sein, wenn die Zielfunktion einen flachen Verlauf in der Umgebung dieser Lösung aufweist. Damit wäre die Beibehaltung eines quasi-optimalen Ergebnisses gewährleistet, auch wenn einzelne oder mehrere WEA bzw. WEA-Cluster vorübergehend nicht einspeisen könnten (z. B. aus Gründen ihrer Nichtverfügbarkeit oder aufgrund von Netz- oder sonstigen Restriktionen). Die konkreten Standortgewichte könnten dann innerhalb zu ermittelnder Grenzen vom Optimum abweichen, ohne dass sich der Zielfunktionswert signifikant ändert. Aus diesem Grund sollten zur Lösung des Modells zukünftig auch Optimierungsalgorithmen eingesetzt werden, die ermittelte lokale bzw. das globale Optima auch hinsichtlich der Umgebung des Zielfunktionswertes untersuchen und anhand vorgegebener Kriterien miteinander vergleichen.

Zur Analyse der Eigenschaften der aufgestellten Zielfunktion des Modells Wind-SMOOTH wurden die Jahresenergieerträge von jeweils zwei Gitternetzknotten ausgewählt und der Zielfunktionswert grafisch dargestellt (vgl. ein Beispiel dazu in Abbildung 35). Die linke Darstellung für den gesamten Wertebereich von  $g_1$  und  $g_2$  zeigt, dass die Zielfunktion in einem ausgedehnten Bereich relativ flach verläuft. Bei 67,7 % der 100 x 100 untersuchten Wertepaare liegt der Zielfunktionswert zwischen 0,0487054 (mit dem Modell ermitteltes lokales Optimum bei  $g_1 = 0,394118$  und  $g_2 = 0,605882$ ) und 0,0542591 (Variationskoeffizient des zweiten Knotens). Bei einer genaueren Betrachtung der Umgebung des Optimums (Abbildung 35, rechte Darstellung) wird die nur leicht gewölbte Form der Zielfunktion an dieser Stelle deutlich.

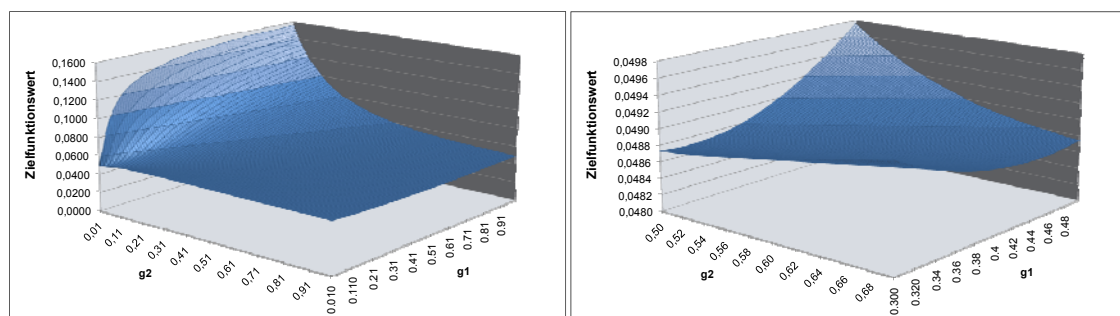


Abbildung 35 Analyse der Zielfunktion des Modells WIND-SMOOTH ohne Nebenbedingungen für zwei ausgewählte Gitternetzknotten (links: gesamter Wertebereich der  $g_i$ ; rechts: Umgebung des ermittelten Minimums)

Entlang des sich bildenden „Bodens“ dieser Zielfunktion und unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen (vgl. Gleichung (16)) suchen die verwendeten Solver die lokalen Minima auf. Bei entsprechend flach verlaufenden Zielfunktionen bestimmen damit ggf. die Abbruchbedingungen der Lösungsalgorithmen (z. B. die innerhalb einer bestimmten Anzahl von Iterationen erzielte minimale Verringerung des Zielfunktionswertes) das ermittelte Optimum.

Da die Entwicklung von spezifischen Optimieralgorithmen allgemein sowie unter zusätzlicher Berücksichtigung der Eigenschaften der Umgebung der ermittelten Lösung nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist, werden zur Lösung des Modells WIND-SMOOTH kommerziell verfügbare Solver zur Lösung nichtlinearer Probleme der Entwicklungsumgebung GAMS eingesetzt. Folgende Solver werden verwendet: CONOPT<sup>423</sup>, SNOPT<sup>424</sup>, KNITRO<sup>425</sup> und BARON<sup>426</sup>. Die drei erstgenannten Solver verwenden Lösungsalgorithmen zum Auffinden eines lokalen Optimums. Die Solver CONOPT und SNOPT verwenden dazu Methoden der Sequentiellen Quadratischen Programmierung (SQP). Der Solver SNOPT kann, abhängig von dem zugrunde liegenden Problem und dem erreichten Lösungszustand, bis zu drei verschiedene Algorithmen anwenden. Der Solver BARON, der ein Verfahren zur Ermittlung eines globalen Optimums implementiert, baut auf der Branch-and-Bound Methode auf.<sup>427</sup>

Aus vorliegenden Untersuchungen geht hervor, dass die verwendeten Solver auch im Vergleich mit weiteren innerhalb einer vorgegebenen Zeit und unter Berücksichtigung der Qualität der Lösung nicht alle Probleme bzw. Modelle zufriedenstellend lösen können (vgl. Abbildung 36). Zur Absicherung der ermittelten lokalen Lösungen eines bestimmten Optimierungsproblems können deshalb mehrere Solver eingesetzt und die Ergebnisse miteinander verglichen werden. Zusätzlich können die Startwerte der freien Parameter unterschiedlich vorgelegt werden, um den Lösungsalgorithmen der Solver die Bestimmung abweichender Eröffnungslösungen zu ermöglichen.<sup>428</sup>

Insgesamt besteht im Bereich der nichtlinearen, insbesondere der globalen, Optimierung noch ein umfangreicher Forschungsbedarf bezüglich geeigneter und für eine Vielzahl von Problemstellungen gleichermaßen einzusetzender Lösungsalgorithmen.

---

<sup>423</sup> Der Solver CONOPT ist eine Entwicklung von ARKI Consulting and Development, Bagsvaerd (Dänemark), und wird von GAMS Development Corporation vertrieben. Die Dokumentation des Solvers ist unter <http://www.gams.com/solvers/solvers.htm> verfügbar (letzter Abruf am 10.04.2010).

<sup>424</sup> Vgl. Gill et al. (2005).

<sup>425</sup> Vgl. Byrd et al. (2006).

<sup>426</sup> Branch-And-Reduce Optimization Navigator (BARON). Vgl. Sahinidis / Tawarmalani (2009) sowie Tawarmalani / Sahinidis (2002).

<sup>427</sup> Bei dieser Methode, die eine Kombination von analytischen und kombinatorischen Verfahren darstellt, wird der zulässige Lösungsbereich bzw. das Problem zunächst in geeigneter Weise aufgeteilt (Branch). Anschließend wird der Wert der Zielfunktion in diesen Bereichen durch die Berechnung von oberen und unteren Schranken angenähert (Bound) und damit unzulässige Lösungen ausgeschlossen. Danach wird an diesen Stellen eine Suche des lokalen Optimums durchgeführt. Die Methode stellt ein Entscheidungsbaumverfahren dar und verwendet als Berechnungsverfahren Methoden der linearen und nichtlinearen Programmierung.

<sup>428</sup> Alle Solver führten mit den untersuchten Monats- und 6 h-Daten im Modell WIND-SMOOTH jeweils zu identischen optimalen Gewichtungsfaktoren  $g$ . Der Solver CONOPT wies dabei i. d. R. die kürzesten Rechenzeiten auf.



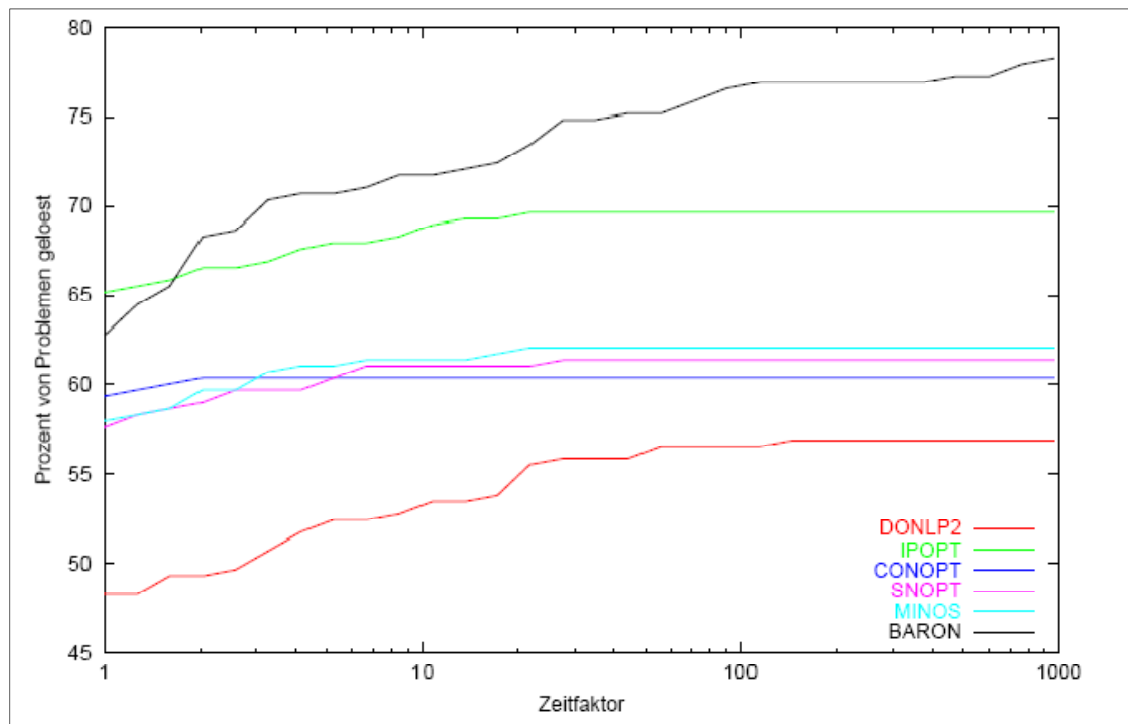


Abbildung 36 Vergleich des Zeitbedarfs ausgewählter Solver für nichtlineare Probleme unter Berücksichtigung der Lösungsqualität (Abweichung der ausgewiesenen von der bestmöglichen Lösung) (Quelle: Emich / Vigerske (2004), S. 29)

### 6.4.2. Anwendung des Modells mit Monatsertragsdaten

Mit dem Modell WIND-SMOOTH wurden sowohl verfügbare Monatsertragsdaten von Einzel-WEA bzw. Windparks als auch die NCEP-825 Daten (bzw. deren unterschiedliche Klassifikationen) untersucht. Die numerischen Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15 Übersicht der Berechnungsergebnisse des Modells WIND-SMOOTH für Monatserträge unterschiedlicher Eingangsdaten

Zeitraum	Variationskoeffizient (V)	verwendete Standorte (no)	Erläuterung
Eingangsdaten: Monatserträge WEA-Standortportfolio II (siehe Abbildung 27) $n_i = 15$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/15) = 0,231$ $V_i \text{ Minimum} = 0,215$ $V_i \text{ Maximum} = 0,443$			
01/2004 – 02/2006	0,157	5	Standorte in S, DK, AT, F, GR
Eingangsdaten: Monatserträge WEA-Standortportfolio I (siehe Abbildung 27) $n_i = 18$ (für Zeitraum 01/2004 - 12/2006) $V(g_i = \text{konst.} = 1/18) = 0,272$ $V_i \text{ Minimum} = 0,216$ $V_i \text{ Maximum} = 0,493$			
01/2004 – 12/2006	0,200	5	Standorte in S, LAT, AT, P, E

Zeitraum	Variationskoeffizient (V)	verwendete Standorte (no)	Erläuterung
Eingangsdaten: Monatserträge WEA-Standortportfolio I und II $n_I = 33$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/33) = 0,255$			
01/2004 – 02/2006	0,148	6	Standorte in S, DK, AT, F, GR, E
Eingangsdaten: Monatserträge NCEP 825 (alle Kategorien, siehe Abbildung 25) $n_I = 825$ für den Gesamtzeitraum 1970 bis 2008: $V(g_i = \text{konst.} = 1/825) = 0,1642$ $V_i$ Minimum = 0,192 $V_i$ Maximum = 0,879			
01/1970 – 12/2008	0,0478	69	gesamter Zeitraum der verwendeten NCEP Daten
01/1989 – 12/2008	0,040	66	20 Jahre als typische Betriebsdauer von WEA
01/2004 – 02/2006	0	82	zum Vergleich mit den Monatserträgen der Standortportfolios I und II
Eingangsdaten: Monatserträge NCEP onshore und nearshore $n_I = 613$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/613) = 0,164$ $V_i$ Minimum = 0,256 $V_i$ Maximum = 0,858			
01/1970 – 12/2008	0,0522	62	
01/1989 – 12/2008	0,0437	55	
01/2004 – 02/2006	0	73	
Eingangsdaten: Monatserträge NCEP onshore (inkl. Gebietsausdehnung UCTE) $n_I = 531$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/531) = 0,169$ $V_i$ Minimum = 0,256 $V_i$ Maximum = 0,858			
01/1970 – 12/2008	0,0540	53	
01/1989 – 12/2008	0,0456	49	
01/2004 – 02/2006	0	76	
Eingangsdaten: Monatserträge UCTE 66 (66 Gitternetzknotten onshore im Netzgebiet der UCTE) $n_I = 66$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/66) = 0,370$ $V_i$ Minimum = 0,341 $V_i$ Maximum = 0,692			
01/1970 – 12/2008	0,2420	7	deutlich höhere Werte ggü. Standortauswahl NCEP onshore
01/1989 – 12/2008	0,2358	6	
01/2004 – 02/2006	0,1355	9	
Eingangsdaten: Monatserträge UCTE und zugehörige nearshore Standorte (UCTE Gebietsausdehnung und angrenzende Gewässer) $n_I = 97$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/97) = 0,316$ $V_i$ Minimum = 0,281 $V_i$ Maximum = 0,692			
01/1970 – 12/2008	0,1492	7	deutliche Verringerung ggü. UCTE66
01/1989 – 12/2008	0,1374	8	
01/2004 – 02/2006	0,0959	8	

Bereits die optimale Auswahl und Gewichtung von 5 der 15 möglichen Standorte des Standortportfolio II führt zu einer Verringerung des Variationskoeffizienten gegenüber denen der einzelnen Standorte (0,157 vs. 0,215 des Standorts mit dem minimalen Variationskoeffizienten; vgl. Abbildung 37).

Die Ergebnisse der Optimierung mit den NCEP-Monatsenertragsdaten (vgl. Tabelle 15) zeigen, dass der resultierende Variationskoeffizient mit der Anzahl der zur Verfügung stehenden, weiträumig verteilten Standorte deutlich abnimmt. Dabei fällt auf, dass die optimalen Ergebnisse bei Einbeziehung von nur etwa 10 % der potenziellen Standorte erreicht werden. Dagegen sind die Variationskoeffizienten für alle untersuchten Fälle erheblich größer, wenn sämtliche jeweils verfügbaren Standorte gleichgewichtet verwendet werden ( $V\{g_i = \text{konst.} = 1/n_i\}$ ).

Die eingangs dieses Kapitels aufgestellte Ausgangshypothese, dass mit zunehmender räumlicher Entfernung der Standorte die Variabilität abnimmt, konnte mit diesem Modellansatz und den verwendeten Monatsenertragsdaten bestätigt werden. Auch die für Mittel- und Nordeuropa typische Jahresverteilung der Monatsenerträge (höhere Monatsenerträge in den Herbst- und Wintermonaten im Vergleich zu den Frühjahrs- und Sommermonaten) kann durch die Nutzung weiträumig verteilter Standorte deutlich verstetigt werden (vgl. Abbildung 37).

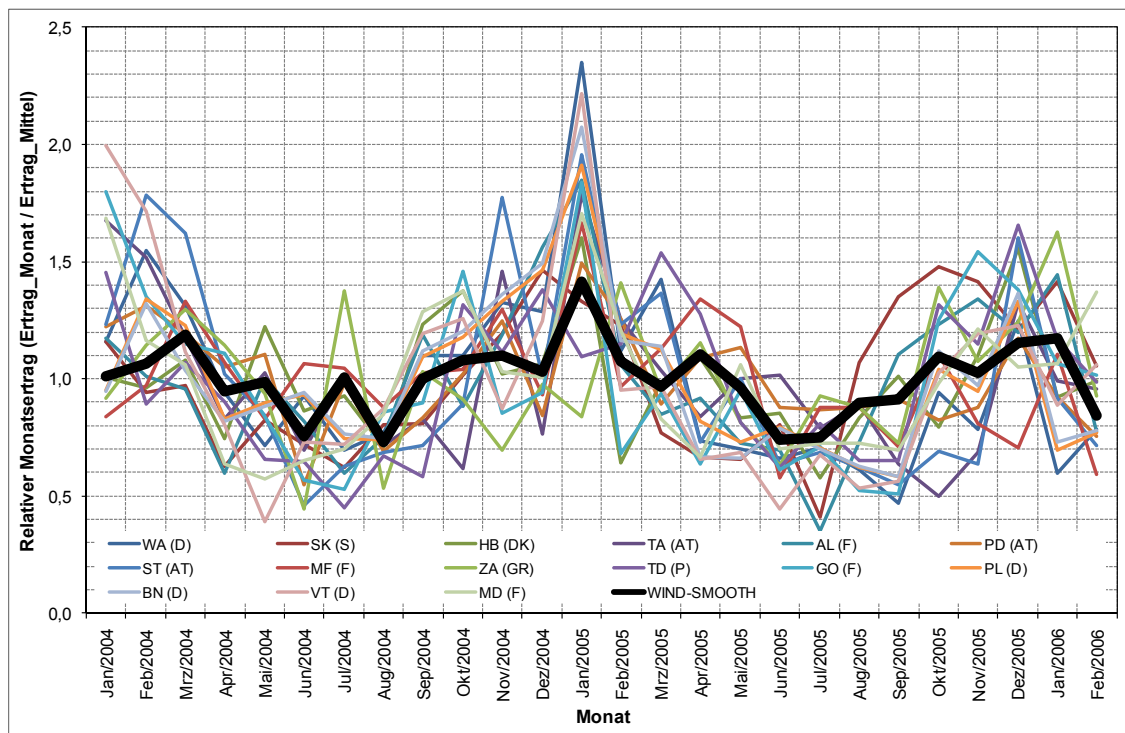


Abbildung 37 Verlauf der relativen Monatsenerträge (Monatsenertrag / mittlerer Monatsenertrag) von Januar 2004 bis Februar 2006 der Standorte des Standortportfolio II (vgl. Abbildung 27) sowie des optimalen Portfolios bestehend aus 5 Standorten (schwarze breite Linie)

Für einen typischen zwanzigjährigen Betriebszeitraum von WEA wurde beispielhaft der Zeitraum 1989 bis 2008 mit dem Optimiermodell WIND-SMOOTH analysiert und das Portfolio mit den geringsten monatlichen Schwankungen ermittelt (vgl. Abbildung 38 und Abbildung 39). Deutlich wird die vergleichsweise höhere verbleibende Variabilität der Monatsenerträge im UCTE-Gebiet verglichen

mit der der anderen optimalen Standortportfolios. Das zeigt, dass das Potenzial des natürlichen Ausgleichseffekts bei einer Beschränkung auf kleinere Regionen zwar ebenfalls vorhanden aber eher gering ist. Süd- und Mitteleuropa scheint, das legen die verwendeten NCEP Daten nahe, von im Zeitverlauf stärker korrelierten Windverhältnissen beeinflusst zu sein.

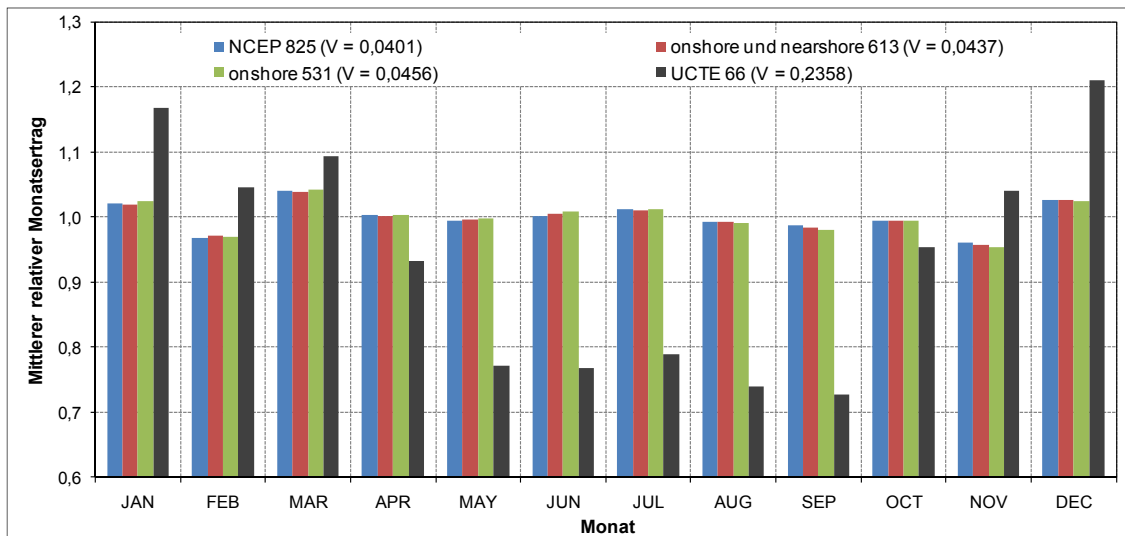


Abbildung 38 Vergleich der mittleren Monatserträge der optimalen Portfolio-Zusammenstellungen der untersuchten NCEP 825 Klassifikationen (onshore, onshore & nearshore, UCTE sowie alle Standorte) des Zeitraums 1989 bis 2008

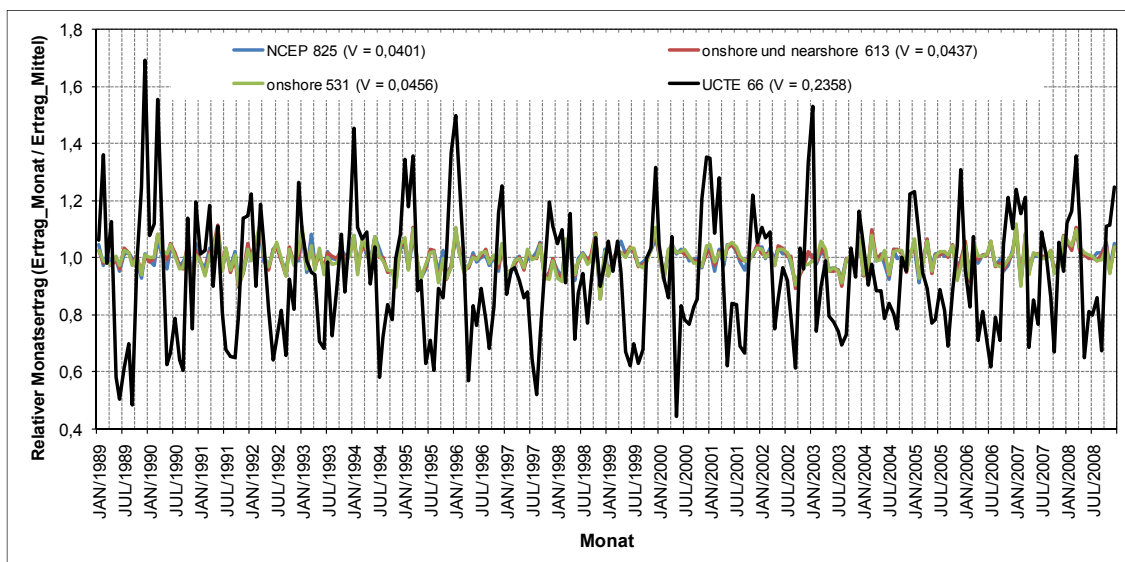


Abbildung 39 Vergleich der relativen Monatserträge der diversen optimierten Portfolio-Zusammenstellungen (vgl. Bildunterschrift zu Abbildung 38) im Zeitraum 1989 bis 2008

Die räumliche Verteilung der Standorte der optimalen Lösung der 531 onshore Standorte sowie die relativen Portfolioanteile (in %) ist Abbildung 40 zu entnehmen. Auffällig (aber auch erwartungsgemäß) ist die weite räumliche Verteilung der Standorte des optimalen Portfolios. Es werden vorwiegend Standorte an den

Grenzen des Untersuchungsgebietes verwendet. Dagegen werden in diesem Fall keine Standorte in Mittel- und Osteuropa genutzt. Es ist deshalb anzunehmen, dass bei einer weiteren Ausdehnung des Untersuchungsgebietes die bereits sehr geringe verbleibende Variabilität der Erträge noch weiter abnehmen könnte. Allerdings wurde das Untersuchungsgebiet gerade aufgrund der zumindest potenziell technischen Möglichkeit eines interkontinentalen Übertragungsnetzverbundes gewählt.

Bei einer vertiefenden Analyse der „optimalen“ 49 Standorte wird deutlich, dass tendenziell Standorte gewählt werden, die eine große Anzahl negativer Korrelationen zu anderen Standorten sowie niedrige individuelle Standort-Variationskoeffizienten aufweisen.

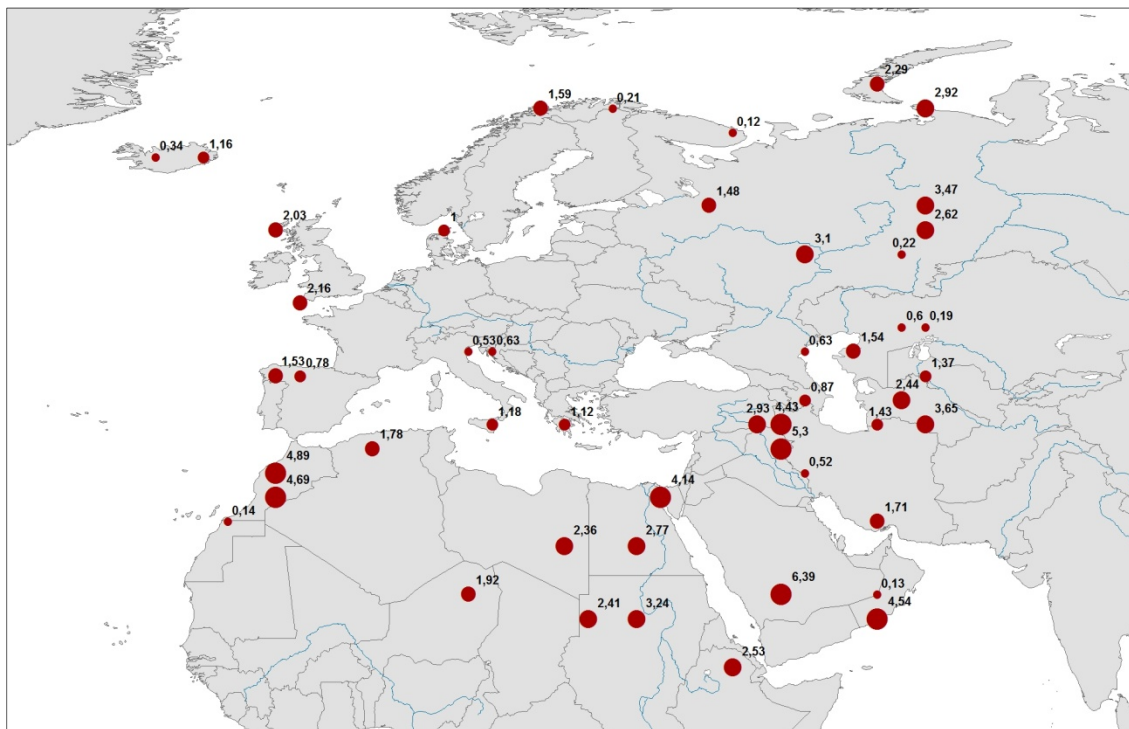


Abbildung 40 Räumliche Verteilung der 49 verwendeten von 531 möglichen onshore Standorten sowie deren Gewichtungsfaktoren [in %] am Gesamtportfolio für den Zeitraum 1989 bis 2008 (Optimierung auf Basis der Monatserträge)

Allerdings, und deshalb ist der Begriff „tendenziell“ gerechtfertigt, werden nicht ausschließlich die Standorte mit den jeweils niedrigsten Rangwerten dieser beiden Parameter verwendet. In der Lösung sind auch Standorte mit hohen individuellen Variationskoeffizienten sowie positiven durchschnittlichen Korrelationskoeffizienten enthalten (vgl. Abbildung 41).

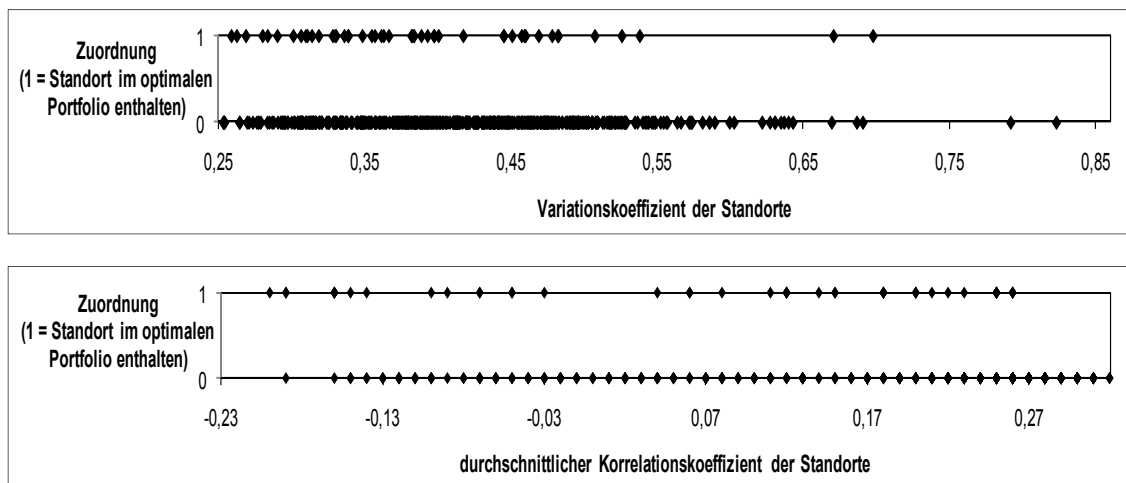


Abbildung 41 Darstellung der Parameter Variationskoeffizient (oben) und durchschnittlicher Korrelationskoeffizient (unten) der 53 ausgewählten Standorte des optimalen Portfolios im Vergleich zu denen aller Standorte (531 NCEP Standorte onshore, Zeitraum 1989 bis 2008, Monatserträge)

### 6.4.3. Anwendung des Modells mit Jahresertragsdaten

Die NCEP 825 Daten wurden für den nächsten Untersuchungsschritt in Jahresertragsdaten zusammengefasst. Die durchschnittlichen Jahreserträge variieren zwischen 310 und 5840 Volllaststunden pro Jahr (vgl. Abbildung 71 im Anhang).

Deutlich wird der starke Unterschied zwischen Volllaststunden von onshore und offshore Standorten. Da die zugrunde liegenden NCEP Windgeschwindigkeitsdaten dem Sigma 0,995 Luftdrucklevel entstammen und damit ein Höhengniveau von etwa 38 bis 46 m repräsentieren sei noch einmal darauf hingewiesen, dass für die vorliegenden Untersuchungen nicht das absolute Ertragsniveau eines NCEP Standorts auf einer definierten Höhe über der Erdoberfläche, sondern lediglich der zeitliche Verlauf maßgebend ist. Insgesamt bewegen sich die ermittelten Volllaststunden pro Jahr damit auf einem für das Untersuchungsgebiet und die gewählte WEA als unterdurchschnittlich einzuschätzendem Niveau. Die individuellen Variationskoeffizienten der Jahreserträge sind in Abbildung 72 im Anhang dargestellt. Sehr häufig korrelieren eine hohe Volllaststundenzahl und niedrige Variationskoeffizienten miteinander. Im Unterschied dazu werden Standorte mit einer geringen Volllaststundenzahl offensichtlich durch einzelne Wetter- bzw. Windereignisse stärker beeinflusst und weisen deshalb höhere Variationskoeffizienten auf.

Untersucht man die Jahreserträge des Zeitraums 1970 bis 2008 und berechnet eine lineare Trendfunktion, so zeigen sich durchaus unterschiedliche Entwicklungen (vgl. Abbildung 73 im Anhang). Allerdings ist es fraglich, ob eine solche Trendbildung für diesen Zeitraum von 39 Jahren sachgerecht ist, da möglicherweise ein längerer Zeitraum andere Ergebnisse nahelegen könnte (vgl. dazu auch die Untersuchung von Schmidt (2001), sowie Abbildung 34).

In der nachfolgenden Tabelle 16 sind die Ergebnisse der Optimierung mit dem Modell WIND-SMOOTH für die fünf Klassen der untersuchten NCEP 825 Daten

zusammengefasst. Die Jahreserträge der resultierenden Standortportfolios (mit Ausnahme der Standorteingrenzung auf die Ausdehnung des UCTE-Verbundnetzes) konnten vollständig verstetigt werden. Für die Portfolio-Zusammensetzungen im Optimum treten somit **keinerlei Schwankungen der Jahreserträge** mehr auf. Dieses Ergebnis ist insbesondere für potentielle Betreiber von Windenergieportfolios interessant. Es besteht für sie die Option, ein Standortportfolio aufzubauen, deren jährliche Energieerträge konstant sind. Damit sind auch die jährlichen Cashflows der Projekte mit einer hohen Sicherheit zu bestimmen.

Die im Verlauf der Modellanwendung eingesetzten kommerziellen Solver ermittelten zum Teil unterschiedliche optimale Portfolios (unterschiedliche Anzahl und Gewichtung der in das optimale Standortbündel einbezogenen Standorte). Das liegt daran, dass diese Solver i. d. R. lokale Optima suchen (der Solver BARON sucht als einziger der eingesetzten Solver nach dem globalen Optimum). Es gibt also offensichtlich mehrere Standortkombinationen, deren resultierende Zeitreihen der Jahreserträge keinerlei Schwankungen mehr aufweisen. Der Solver BARON erreichte das optimale Ergebnis mit der geringsten Anzahl der verwendeten Standorte. Allerdings ist die Minimierung der Standorte für das optimale Portfolio bislang kein zusätzliches Optimierungskriterium.

Tabelle 16 Übersicht der Berechnungsergebnisse des Modells WIND-SMOOTH für Jahreserträge der NCEP Daten

Zeitraum	Variationskoeffizient ( $V$ )	verwendete Standorte ( $n$ )	Erläuterung
Eingangsdaten:	Jahreserträge aller NCEP Standorte (siehe Abbildung 25) $n_i = 825$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/825) = 0,0274$ $V_i \text{ Minimum} = 0,0389$ $V_i \text{ Maximum} = 0,323$		
1970 - 2008	0 0	39 98	Solver BARON Solver CONOPT
Eingangsdaten:	Jahreserträge der NCEP onshore und nearshore Standorte $n_i = 613$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/613) = 0,0316$ $V_i \text{ Minimum} = 0,0601$ $V_i \text{ Maximum} = 0,323$		
1970 - 2008	0 0	39 65	Solver BARON Solver CONOPT
Eingangsdaten:	Jahreserträge der NCEP onshore Standorte inkl. UCTE Gebietsausdehnung $n_i = 531$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/531) = 0,0334$ $V_i \text{ Minimum} = 0,0601$ $V_i \text{ Maximum} = 0,323$		
1970 - 2008	0 0	39 76	Solver BARON Solver CONOPT
Eingangsdaten:	Jahreserträge der 66 Standorte im UCTE Verbundnetzgebiet $n_i = 66$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/66) = 0,0696$ $V_i \text{ Minimum} = 0,0601$ $V_i \text{ Maximum} = 0,216$		



Zeitraum	Variationskoeffizient (V)	verwendete Standorte (no)	Erläuterung
1970 – 2008	0,0296	15	Solver BARON und CONOPT
Eingangsdaten: Jahreserträge der 97 Standorte UCTE und angrenzender Gewässer $n_i = 97$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/97) = 0,0552$ $V_i \text{ Minimum} = 0,0601$ $V_i \text{ Maximum} = 0,216$			
1970 – 2008	0,0215	17	Solver BARON und CONOPT

In Abbildung 42 sind die Portfolio-Zusammenstellung und die Standortgewichtungen der 39 verwendeten Gitternetzknotten dargestellt, die bei einer Beschränkung auf 531 onshore Standorte ausgewählt wurden. Erneut wird deutlich, dass weit voneinander entfernte Standorte verwendet werden. Zudem werden wiederum keine Standorte in Mitteleuropa gewählt. Auffällig ist auch eine Häufung der Standorte entlang einer virtuellen Linie von Nordwesten (Island) nach Südosten (Arabische Halbinsel).

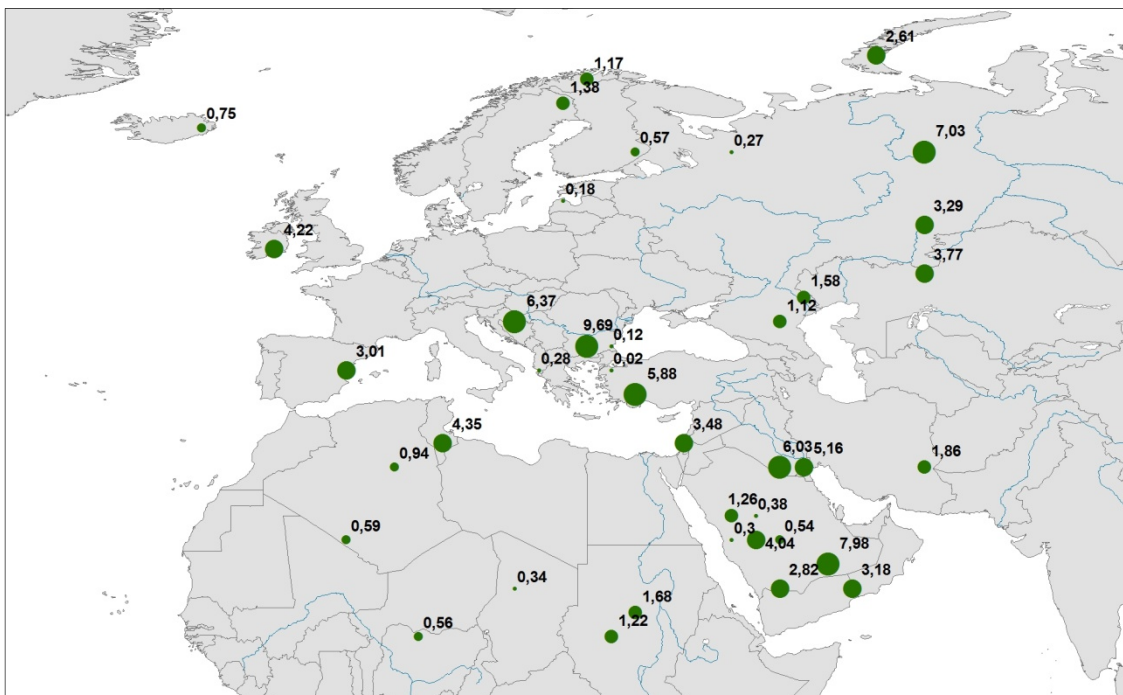


Abbildung 42 Darstellung der ausgewählten 39 Standorte und der individuellen Gewichtungen im Portfolio [in %] bei Beschränkung auf 531 onshore Gitternetzknotten sowie Verwendung von Jahresenergieerträgen

Bekannt ist, dass die vorherrschende Windrichtung in Westeuropa Südwest bis West ist. Damit würden Luftdruckunterschiede, die entlang dieser gedachten Linie bestehen, auch zu unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten führen. Unterschiedliche Windverhältnisse zu bestimmten Zeitpunkten an verschiedenen Standorten verursachen niedrigere Korrelationen der Standorte zueinander und erhöhen damit tendenziell die Wahrscheinlichkeit, dass im Rahmen des hier beschriebenen Optimiermodells ein bestimmter Standort ausgewählt wird.



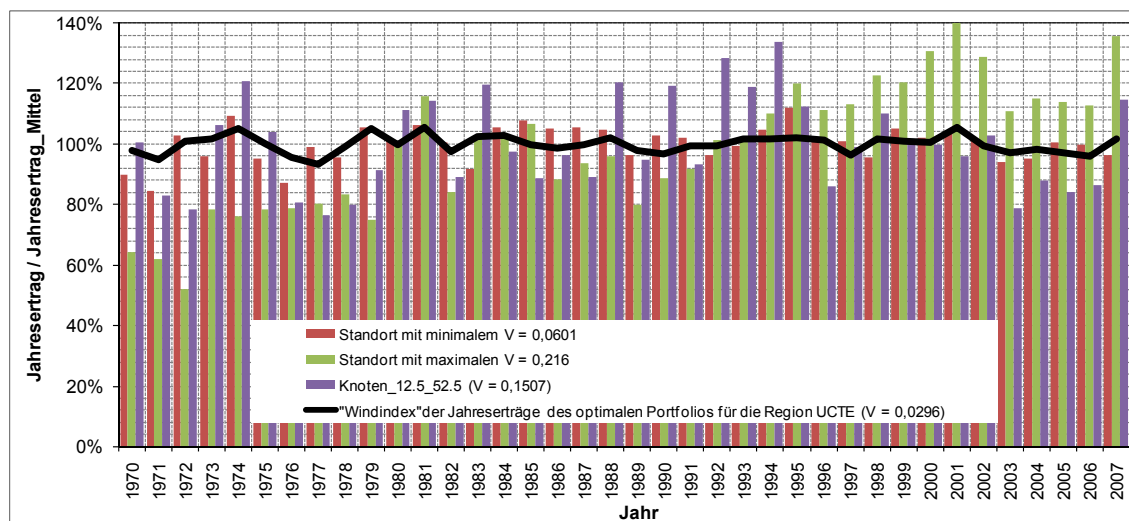


Abbildung 43 Verlauf der Jahreserträge des optimalen Standortbündels für die untersuchte Region des UCTE-Netzgebietes (schwarze Linie) für den Zeitraum 1970 bis 2008 im Vergleich zu drei ausgewählten Gitternetzknotten

Wie bereits dargestellt ist bei einer Beschränkung auf Standorte innerhalb des UCTE-Verbundnetzgebietes keine vollständige Verstetigung der Jahreserträge erzielbar. Es verbleibt eine Schwankung der Jahreserträge des Standortbündels bestehend aus 13 Gitternetzknotten zwischen 93,4 % und 105,6 % vom mittleren Jahresertrag der 39 untersuchten Jahre von 1970 bis 2008. Allerdings ist die Schwankung des ausgewählten Standortbündels deutlich geringer als die der einzelnen Standorte in dieser Region (vgl. Abbildung 43).

#### 6.4.4. Anwendung des Modells mit 6 h Leistungsdaten

Mit dem Modell WIND-SMOOTH konnte nachgewiesen werden, dass bei einer entsprechend weiträumigen Verteilung potentieller WEA-Standorte die resultierenden Monats- und Jahreserträge des Gesamtportfolios weitgehend verstetigt werden können. Für eine jederzeit sichere Versorgung der Nachfrager mit elektrischer Energie sind jedoch v. a. auch kürzere Zeiträume von entscheidender Bedeutung. Deshalb werden im Folgenden die vorliegenden Daten mit einer höheren zeitlichen Auflösung untersucht. Dazu wird der potenzielle Ausgleichseffekt untersucht, der sich bei einer optimalen Zusammenstellung von Standorten mit der vorgegebenen räumlichen ( $2,5^\circ \times 2,5^\circ$ ) und der maximalen zeitlichen Auflösung der NCEP Daten (6 h) erzielt werden kann.

Um das große Datenvolumen der ausgewählten 825 NCEP Gitternetzknotten einzugrenzen<sup>429</sup> wurde deshalb zunächst ein repräsentatives Jahr für den Gesamtzeitraum 1970 bis 2008 gesucht. Dabei wurden die Parameter Mittelwert und Va-

<sup>429</sup> Es standen insgesamt ca. 47 Mio. Datensätze für die drei Parameter Windgeschwindigkeit, mittlere WEA-Leistung und Windrichtung zur Verfügung. Die Verwendung eines solchen Datenvolumens mit dem gewählten Optimiermodell würde zu unverträglich hohen Rechenzeiten führen. Die Berechnung mit den 613 onshore NCEP Gitternetzknotten und den 6 h Leistungswerten eines Jahres (Jahr 2006) erforderte bereits etwa 3 Stunden.

riationskoeffizient berücksichtigt. Das Jahr 2006 ist in guter Näherung hinsichtlich dieser Kriterien ein mittleres Jahr.

In Tabelle 17 sind die wesentlichen Berechnungsergebnisse zusammengefasst. Aufgrund der vergleichsweise langen Rechenzeiten des Modells wurden lediglich drei Klassifikationen der NCEP Daten untersucht.

Tabelle 17 Zusammenfassung der wesentlichen Berechnungsergebnisse der Berechnungen mit dem Modell WIND-SMOOTH mit 6 h Zeitauflösung

Zeitraum	Variationskoeffizient ( $V$ )	verwendete Standorte ( $n_o$ )	Erläuterung
Eingangsdaten:	6 h Leistungswerte aller 825 NCEP Standorte des Jahres 2006 $n_i = 825$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/825) = 0,211$ $V_i \text{ Minimum} = 0,571$ $V_i \text{ Maximum} = 2,212$		
01.01.2006 0:00 – 31.12.2006 18:00	0,116	161	Solver CONOPT
Eingangsdaten:	6 h Leistungswerte der on- und nearshore NCEP Standorte des Jahres 2006 $n_i = 613$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/613) = 0,239$ $V_i \text{ Minimum} = 0,617$ $V_i \text{ Maximum} = 2,212$		
01.01.2006 0:00 – 31.12.2006 18:00	0,139	141	Solver CONOPT
Eingangsdaten:	6 h Leistungswerte der 66 UCTE-Verbundgebietsstandorte des Jahres 2006 $n_i = 66$ $V(g_i = \text{konst.} = 1/66) = 0,569$ $V_i \text{ Minimum} = 0,909$ $V_i \text{ Maximum} = 2,21$		
01.01.2006 0:00 – 31.12.2006 18:00	0,468	25	Solver CONOPT Solver BARON

Der Variationskoeffizient bspw. des optimalen Standortbündels der 613 on- und nearshore Standorte beträgt 0,139 und ist damit höher als der der Berechnungen unter Verwendung der Monats- und Jahreserträge. Es werden in der als lokales Optimum ausgewiesenen Lösung 141 Standorte verwendet (vgl. Abbildung 44). Die Gewichtungsfaktoren betragen zwischen 0,0029 % und 4,64 %. Lediglich 34 Standorte weisen individuelle Gewichtungsfaktoren größer 1 % auf. Im Vergleich zu den einzelnen Standorten hat die Variabilität deutlich abgenommen. Einzelne (in der optimalen Lösung nicht enthaltene) Standorte weisen Variationskoeffizienten  $> 2$  auf, da die Standardabweichung (die in diesem Fall etwa 82,2 % aller 6 h Leistungswerte umfasst) den Mittelwert der 6 h Leistungswerte um das Doppelte übersteigt. Diese Knoten weisen i. d. R. sehr niedrige mittlere Windgeschwindigkeiten und damit auch sehr niedrige jährliche Volllaststunden von potenziellen WEA auf. An diesen Knoten erreicht die verwendete WEA nie oder nur sehr selten ihre Nennleistung von 2.000 kW. Auf der anderen Seite existieren auch Standorte, die bereits einen sehr geringen Variationskoeffizienten der 6 h Leistungswerte von 0,617 (in der on- und nearshore Standortauswahl) aufweisen.

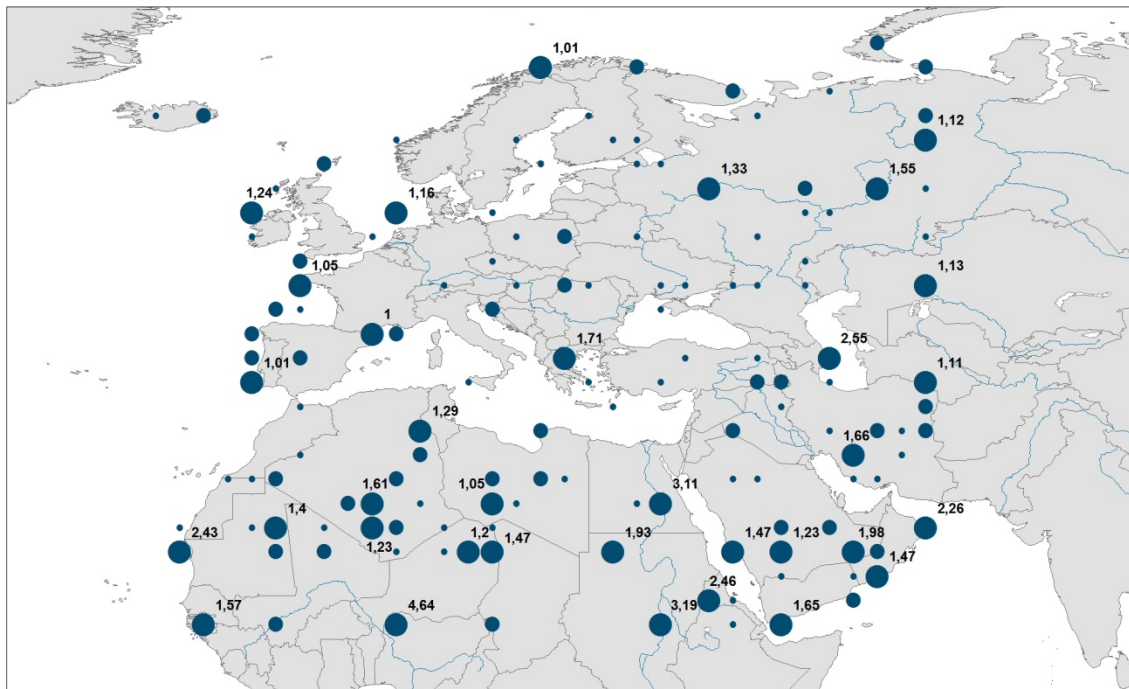


Abbildung 44 Darstellung der ausgewählten 141 Standorte der Optimierung der 6 h Leistungswerte im Jahr 2006 (ausgewählt aus 613 on- und nearshore Standorten; Beschriftung [in %] der Standortgewichte > 1 %)

Das optimale Standortbündel der 613 on- und nearshore Standorte hätte im Gesamtjahr 2006 etwa 1.861 Volllaststunden erreicht. Der niedrigste 6 h Leistungswert liegt bei 11,3 % der Nennleistung, der höchste bei 33,3 %. Damit unterscheidet sich die Häufigkeitsverteilung der relativen Leistungswerte (Momentanleistungswert geteilt durch Nennleistung) des optimalen Portfolios signifikant von der einzelner Standorte (vgl. dazu Abbildung 75 und Abbildung 76 im Anhang zu dieser Arbeit). Sowohl niedrige als auch hohe relative Leistungen der aggregierten Einspeisung werden durch die Nutzung des natürlichen Ausgleichseffekts der Windenergie eliminiert. Deshalb kann mit einer bestimmten statistischen Wahrscheinlichkeit eine Unterschreitung einer Mindesteinspeiseleistung ebenso ausgeschlossen werden wie die Überschreitung eines Maximalwertes. Bei einzelnen Windenergieanlagen dominieren hingegen sowohl sehr niedrige (< 5 % der Nennleistung) als auch an ausgewählten, besonders windreichen Standorten, sehr hohe Leistungen (> 95 % der Nennleistung) die Einspeisecharakteristik.

In Abbildung 45 ist der zeitliche Verlauf der Ausgangsleistung des optimalen Standortbündels im Vergleich zu einigen ausgewählten Einzelstandorten dargestellt. Auch grafisch wird anhand dieser Abbildung der damit erzielte Ausgleichseffekt deutlich.

Im Zusammenhang mit der Analyse der 6 h Leistungswerte verschiedener Gitternetzknotten fallen einige interessante Standorte im Untersuchungsgebiet auf (siehe Abbildung 74 im Anhang), die jedoch nicht immer im optimalen Portfolio enthalten sind. Am Knoten mit den Koordinaten 340 ° westliche Länge und 57,5 ° nördliche Breite (offshore; etwa 1.000 km südlich von Island) hätte die WEA an insgesamt 596 6 h-Intervallen im Jahr ihre Nennleistung erreicht. Dies entspricht

3.576 Stunden. An einem Standort südlich der Arabischen Halbinsel (offshore; Koordinaten 57,5 ° östliche Länge und 12,5 ° nördliche Breite) hätte die WEA im Zeitraum 18.06.2006 0:00 Uhr bis 25.08.2006 12:00 Uhr ununterbrochen mit der Nennleistung eingespeist (siehe den rot markierten Graphen in Abbildung 45; dieser Zeitraum entspricht 1.650 Stunden).<sup>430</sup>

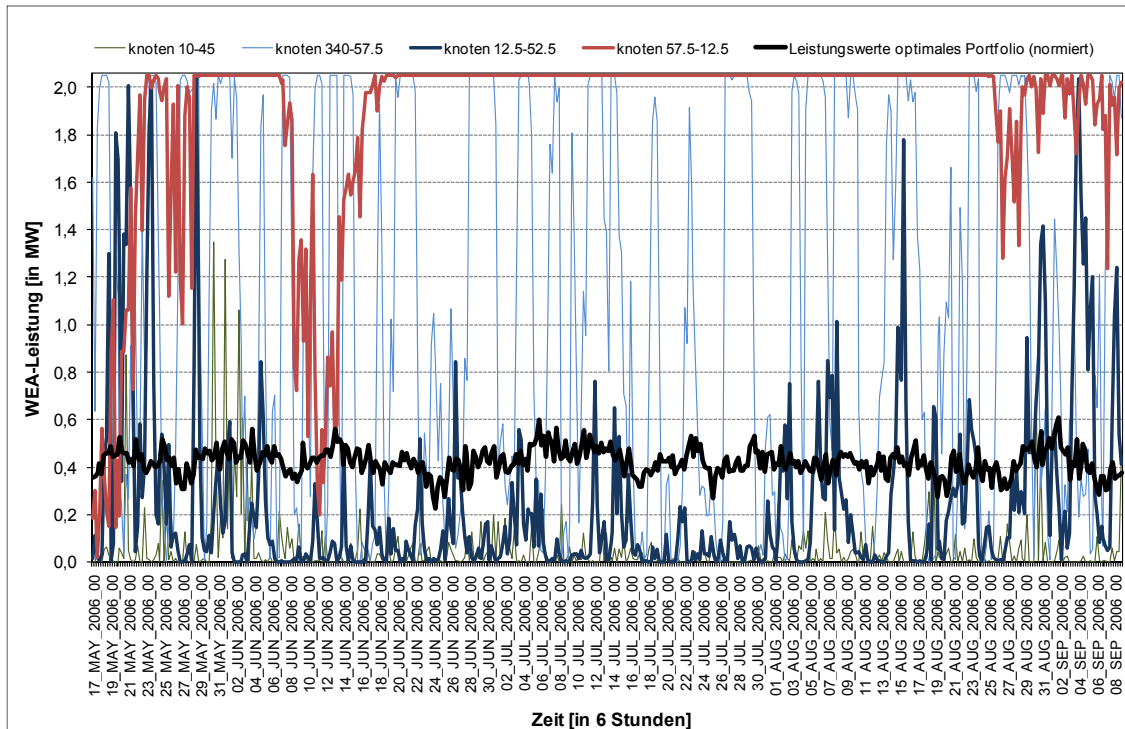


Abbildung 45 Darstellung des zeitlichen Verlaufs der normierten 6 h Leistungswerte des optimalen Portfolios aus den 613 on- und nearshore Standorten sowie ausgewählter Einzelstandorte im Zeitraum 17.05. bis 08.09.2006

Bei einem Einbezug der offshore Knoten verringert sich der Variationskoeffizient nur leicht auf 0,116 (min. 16,5 %, max. 41,2 % der Nennleistung, 2.343 Volllaststunden im Jahr 2006). Besonders deutlich wird im Gegensatz dazu die zunehmende Variabilität der Windenergienutzung bei einer Verringerung der potenziellen Standorte im Fall einer Beschränkung auf das UCTE-Verbundnetzgebiet. Der Variationskoeffizient beträgt dafür 0,468. Die 6 h Leistungswerte bewegen sich zwischen 2,4 % und 54,4 % der Nennleistung. Dieses Standortbündel hätte im Jahr 2006 etwa 1.901 Volllaststunden erreicht.

Die verwendeten NCEP Daten bieten eine maximale zeitliche Auflösung von 6 Stunden. Die Fluktuation der Windenergie vollzieht sich auch innerhalb dieses Zeitabschnitts. Zur Veranschaulichung dieses Sachverhalts wurden Leistungsinkremente der 15 min Daten der Einspeisung aller WEA in Deutschland des Jah-

<sup>430</sup> Dies würde voraussetzen, dass auch innerhalb der 6 h-Intervalle keine nennenswerte Verringerung der Ausgangsleistung aufgetreten ist. Da der Mittelwert der entsprechenden Windgeschwindigkeit in diesem Zeitintervall bei 16,76 m/s lag (Minimum 12,04, Maximum 23,73 m/s), ist zu vermuten, dass tatsächlich ein ununterbrochener Betrieb bei Nennleistung möglich gewesen wäre. Vgl. auch Abbildung 45 (rote Linie).

res 2006 innerhalb eines 6 h-Intervalls<sup>431</sup> dargestellt (Abbildung 46). Die Abbildung verdeutlicht, dass auch innerhalb dieses Zeitintervalls eine deutliche Leistungsänderung stattfinden kann. Die Variabilität der Windenergieeinspeisung in einer höheren zeitlichen Auflösung wird, auch in den Fällen der optimierten Standortbündel, höher sein, als es die berechneten Variabilitätskoeffizienten ausdrücken. Falls zukünftig Windklimadaten für weiträumige Gebiete mit einer höheren zeitlichen Auflösung zur Verfügung stehen, so kann die Verwendung des beschriebenen Modells WIND-SMOOTH mit diesen Daten weitere Erkenntnisse erbringen.

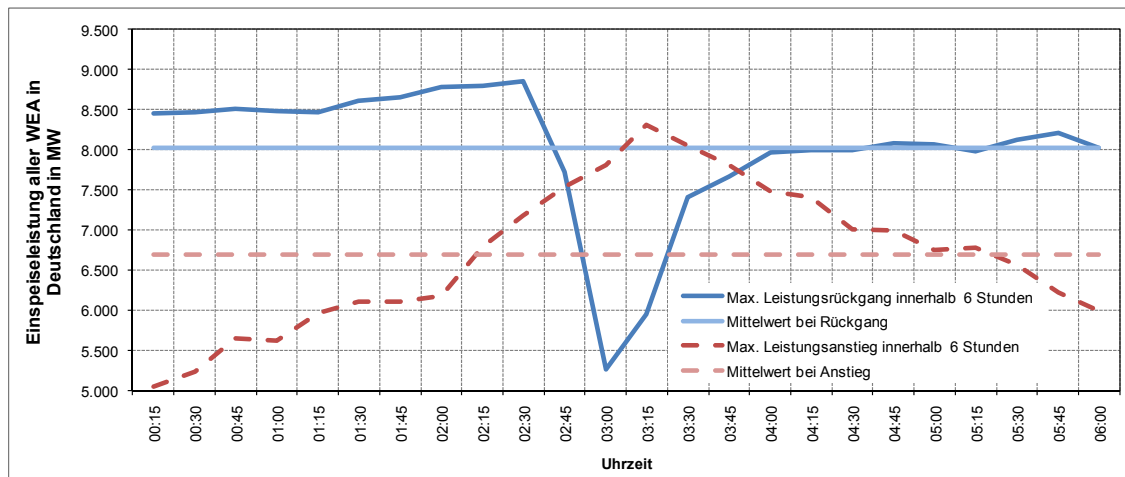


Abbildung 46 Beispielhafte Darstellung von ausgewählten Zeitverläufen der Leistungseinspeisung aller WEA in Deutschland im Jahr 2006 innerhalb eines beliebigen 6 h-Intervalls (Leistungskremente [in MW])

#### 6.4.5. Kritische Würdigung der Modellergebnisse

Mit dem gewählten Optimierungsansatz kann der natürliche weiträumige Ausgleich der Windenergie quantifiziert werden. Die dafür verwendeten NCEP Daten liefern aufgrund deren regelmäßiger räumlicher und zeitlicher Auflösung eine repräsentative Datengrundlage. Durch die Verwendung der NCEP Daten können lokal vorhandene spezifische Einflussfaktoren (lokale Windsysteme, Windrichtungsänderungen durch Oberflächenformen etc.) weitgehend ausgeschlossen werden.

Die verwendete Datenbasis führt jedoch auch zu einigen Einschränkungen, die im Rahmen der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden sollten:

- Die NCEP Daten entstammen einem einheitlichen relativen Druckniveau Sigma 0,995. Diesem ist ohne weitere Analysen kein eindeutiges Höheniveau über Grund zuzuordnen. Mit einer vereinfachenden Berechnung des temperaturabhängigen Druckabfalls auf 99,5 % gegenüber der Erd-

<sup>431</sup> Ausgewählt wurde eine Änderung der WEA-Einspeiseleistung oberhalb einer mittleren Leistung von 5.000 MW. Eine prozentuale Änderung kann gerade bei sehr niedrigen Leistungen noch deutlich höher sein, wird sich allerdings im Gesamtsystem der Elektroenergieversorgung kaum auswirken.

oberfläche liegt das Höhenniveau etwa zwischen 38 und 46 m. Deshalb konnte keine zuverlässige Umrechnung auf die Nabenhöhe aktueller WEA vorgenommen werden. Die in der Analyse angegebenen Volllaststunden werden durch WEA an den angegebenen Standorten somit sehr wahrscheinlich überschritten. Damit werden auch häufiger höhere Ausgangsleistungen erreicht, als es die verwendeten NCEP Daten anzeigen.

- Durch die nicht durchgeführte Berücksichtigung einer konkreten Nabenhöhe der WEA ist keine Korrektur der standortspezifischen Luftdichte möglich. Die Luftdichte, die maßgeblich durch die Lufttemperatur und die Luftfeuchtigkeit beeinflusst wird, wirkt auf den spezifischen Energieinhalt des Windes und damit auch die elektrische Einspeiseleistung der WEA.
- Die regelmäßige räumliche Anordnung der Standorte ( $2,5^\circ \times 2,5^\circ$ ) führt dazu, dass einige Gitternetzknotten an geographischen Orten liegen, die aus technischen und anderen Restriktionen keine Errichtung von WEA zulassen (z. B. Siedlungsgebiete, Fließgewässer, Hochgebirgslagen, netzferne Gebiete). Da die NCEP Daten aber tendenziell einen Mittelwert der umgebenden Region darstellen, könnten innerhalb der Region möglicherweise geeignete Standorte gefunden werden. Diese würden ein vergleichbares zeitliches Einspeiseverhalten ggf. aber abweichende Windverhältnisse aufweisen.
- Aufgrund der Abstraktion von konkreten Standorten zur Errichtung von WEA konnte die Rauigkeit der Umgebung der potenziellen WEA-Standorte nicht analysiert werden. Diese kann einen maßgeblichen Einfluss auf die Ausgangsleistung der WEA haben.

Der Optimierungsansatz impliziert auch folgende Annahmen, deren technische Realisierbarkeit im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht überprüft werden konnte:

- Der Ausgleichseffekt vollzieht sich erst in einem elektrischen Verbundsystem, über welches alle ausgewählten Standorte miteinander verbunden sind. Ein derartiges räumlich ausgedehntes und leistungsfähiges Verbundsystem existiert für den Untersuchungsraum bislang nicht. Eine lokale elektrische Last würde zudem den Leistungsfluss zum bzw. im notwendigen Verbundsystem beeinflussen (vgl. Kapitel 8.2).
- Für die ausgewählten Gitternetzknotten wurde keine Analyse der Flächenverfügbarkeit für die Errichtung der erforderlichen Anzahl von WEA durchgeführt.
- An den ausgewählten Gitternetzknotten könnten bereits WEA errichtet sein, die aufgrund abweichender Dimensionen (Rotordurchmesser, Nabenhöhe, Nennleistung) eine abweichende Ausgangsleistung aufweisen.



## 6.5. Untersuchungen zur Nachfrageabdeckung durch weiträumig verteilte Windenergieanlagen

Durch eine Kombination von weiträumig verteilten Standorten kann, wie im vorangegangenen Gliederungspunkt nachgewiesen wurde, ein erheblicher Ausgleichseffekt der Windenergie erzielt werden. Unter Beachtung der verbleibenden Variabilität der Windenergieeinspeisung können damit mit einer hohen Sicherheit entsprechende alternative Kapazitäten in konventionellen Kraftwerken mit Nutzung fossiler Energieträger verringert oder neue Investitionen vermeiden werden.

Bekanntermaßen weist auch die Nachfrage nach elektrischer Energie eine hohe Variabilität auf. Die stündliche Änderung der Last ist in ausgewählten Zeitabschnitten durchaus größer, als die Änderung der Einspeiseleistung von weiträumig verteilten WEA innerhalb einer Stunde. Die Erzeugungscharakteristik der Windenergie kann mit der Lastcharakteristik<sup>432</sup> zeitlich korrelieren, so dass ein höherer Anteil der Windenergie genutzt werden könnte.

Zur Überprüfung des angenommenen Zusammenhangs wurde die Ausgangshypothese aufgestellt, dass bei einer geeigneten Auswahl von Standorten die in einem elektrischen Versorgungssystem zeitgleich nachgefragte Windenergie im Vergleich zu einer verestigten Windenergieeinspeisung höher sein kann. Die in diesem Fall resultierende Einspeisecharakteristik weist eine höhere Variabilität auf, welche jedoch mit der zeitlichen Charakteristik der Nachfrage besser korreliert.

### 6.5.1. Bereitstellung von UCTE-Lastdaten

Für diese Untersuchung wurden repräsentative Nachfragedaten recherchiert. Die UCTE veröffentlicht auf ihren Internetseiten die Lastdaten ihrer Mitgliedsländer in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde in Tabellenform.<sup>433</sup> Verfügbar sind die Daten seit Januar 2006 bis zum jeweils abgelaufenen Monat. Für die vorliegende Untersuchung wurden mit Stand Februar 2009 die Lastdaten für den Zeitraum Januar 2006 bis Dezember 2008 analysiert. Die angebotenen Daten weisen einige Datenlücken, Unplausibilitäten bzw. Einzelfallereignisse auf, die im Interesse einer typisierenden Auswertung korrigiert wurden.<sup>434</sup> Da für insgesamt bis zu 13 Länder die Lastdaten für die Monate November bzw. Dezember 2008 zum Zeitpunkt der Auswertung nicht verfügbar waren, mussten diese Monate und damit auch das Kalenderjahr 2008 ausgeschlossen werden.

Die Gesamtnachfrage nach elektrischer Energie aller Mitgliedsländer der UCTE weist eine ausgeprägte tages- und jahreszeitliche sowie eine wöchentliche Cha-

---

<sup>432</sup> Für die folgenden Ausführungen werden die Begriffe Nachfrage nach elektrischer Energie und Last synonym verwendet.

<sup>433</sup> Vgl. UCTE (2009)

<sup>434</sup> Es wurden insgesamt 55 als Ausreißer erkannte oder fehlende 1-Stunden-Lastwerte durch eine Mittelwertbildung aus den umgebenden Werten oder durch Verwendung entsprechender stundengleicher Werte naheliegender Kalendertage ersetzt. Des Weiteren wiesen die Lastdaten für die Schweiz insbesondere für das Jahr 2006 eine Vielzahl von Datenlücken auf. Deshalb wurden die zusammenhängenden Daten des Zeitraums vom 01.01.2007 bis zum 30.06.2007 auch für den entsprechenden Zeitraum des Jahres 2006 verwendet.

rakteristik auf (vgl. Abbildung 47). Es fällt insbesondere auf, dass die Nachfrage in den Sommermonaten signifikant geringer als bspw. zwischen November und März ist.

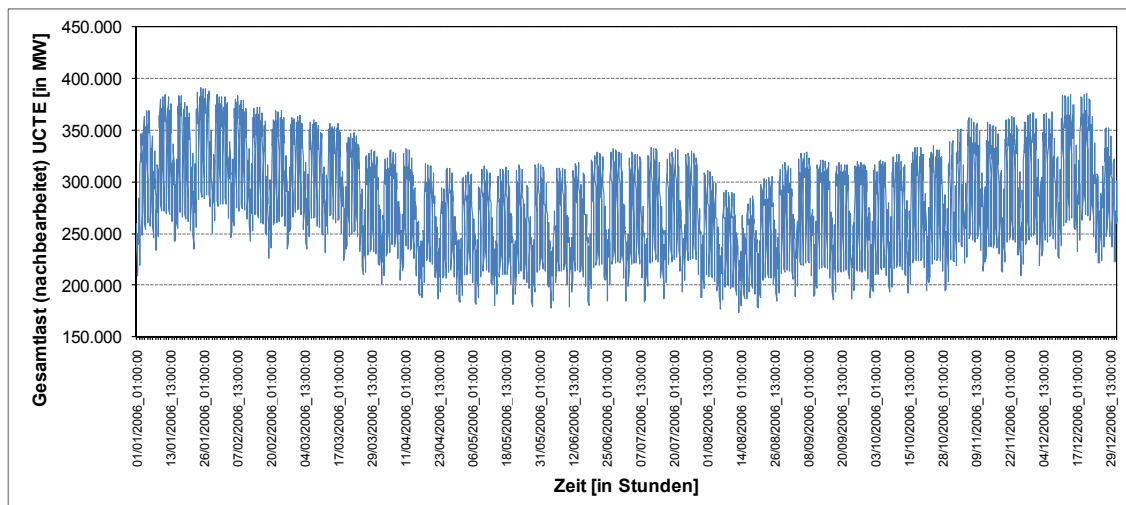


Abbildung 47 Gesamtlast in den Mitgliedsländern der UCTE im Jahr 2006 (1 Stunden-Lastdaten)  
(Datenquelle: UCTE (2009), nachbearbeitet)

Da im Rahmen der Analyse der Variabilität der Windenergie festgestellt wurde, dass aggregierte weiträumige Regionen keine wiederkehrenden tageszeitlichen Charakteristiken aufweisen, kann für den in der Ausgangshypothese formulierten Effekt lediglich ein jahreszeitlicher Verlauf genutzt werden. Dieser kann durch eine geeignete Portfoliobildung mit dem Modell WIND-SMOOTH fast vollständig eliminiert werden (vgl. Abbildung 38). Für die im Folgenden vorgenommene Analyse ist eine Auswahl von Standorten erforderlich, die einen jahreszeitlichen Verlauf aufweist.

Die bearbeiteten Lastdaten liegen in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde vor. Die NCEP Daten sind für täglich 4 Zeitpunkte verfügbar (Zeitpunkt  $j$ ; 6:00 Uhr, 12:00 Uhr, 18:00 Uhr und 0:00 Uhr UTC). Für den gewählten Modellansatz ist es notwendig, übereinstimmende Zeitpunkte sowohl für die Last als auch die Windenergieleistung zu verwenden. Deshalb erfolgte eine Mittelwertbildung der Lastdaten auf die genannten Zeitpunkte der NCEP Daten. Die beste Abbildung (bewertet anhand des Korrelationskoeffizienten) der 1 Stunden-Lastdaten weisen die 6 Stunden-Mittelwerte (zum Zeitpunkt  $j$ ) auf, die unter Verwendung der Stundenwerte ( $j - 4 h$ ) bis ( $j + 1 h$ ) gebildet werden (vgl. Abbildung 48). Der entsprechende Korrelationskoeffizient der beiden Zeitreihen beträgt 0,958.<sup>435</sup> Diese berechneten 6 Stunden-Lastdaten wurden zusammen mit den 6 Stunden-Windleistungsdaten (in den unterschiedlichen räumlichen Zusammenstellungen z. B. der UCTE-, der on- und nearshore sowie aller 825 Gitternetzknöten) verwendet.

<sup>435</sup> Zum Vergleich: Der Korrelationskoeffizient für eine Mittelwertbildung ( $j - 3 h$ ) bis ( $j + 2 h$ ) beträgt 0,940, für ( $j - 2 h$ ) bis ( $j + 3 h$ ) 0,925 und für ( $j - 2,5 h$ ) bis ( $j + 2,5 h$ ) 0,948.



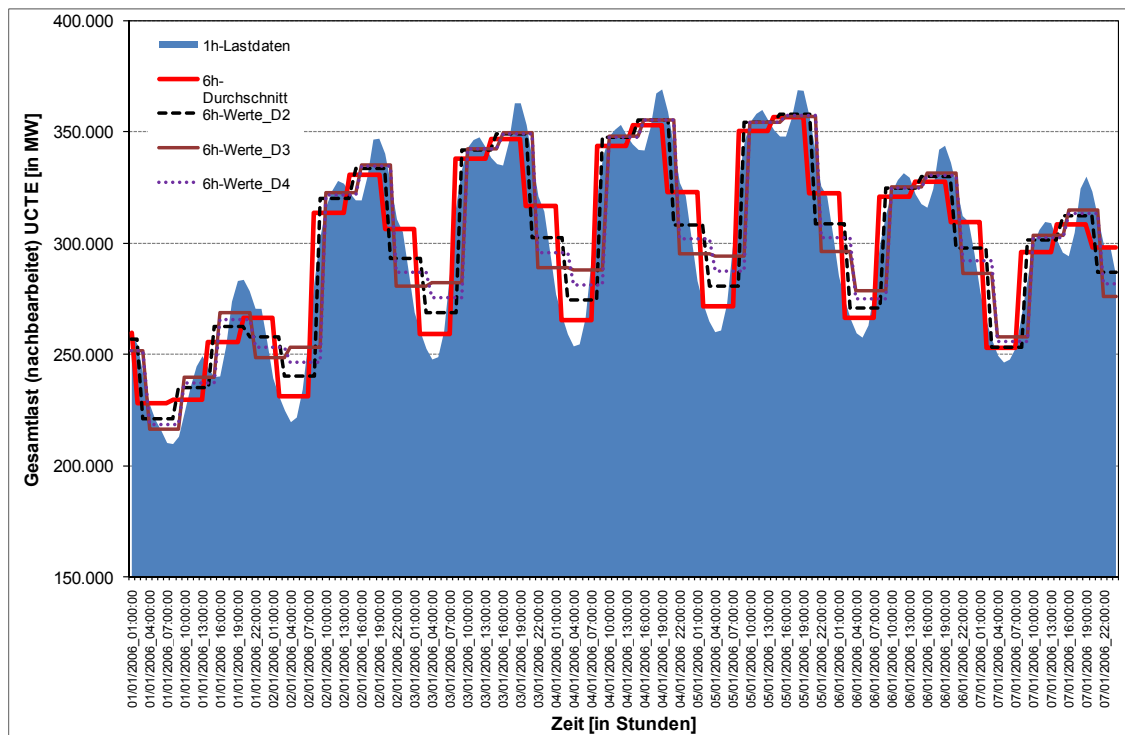


Abbildung 48 Last in der UCTE-Zone in der ersten Kalenderwoche 2006 (blaue Fläche im Hintergrund) sowie verschiedene 6 h-Mittelwertbildungen (die rote Linie stellt die Mittelwertbildung mit dem höchsten Korrelationskoeffizienten zur ursprünglichen Zeitreihe dar; zum Durchschnitt D2 bis D4 vgl. Fußnote 435) (Datenquelle: UCTE (2009), nachbearbeitet)

### 6.5.2. Das Optimiermodell WIND-COVER

Das Modell **WIND-COVER**<sup>436</sup> verwendet als Zielfunktion die Summe  $D$  der absoluten Beträge der Abweichungen der Gesamt-Windleistung  $W_j$  eines fiktiven Portfolios von der Last  $L_j$  in allen Zeitpunkten  $j$ , die es zu minimieren gilt (Gleichung (18)).

Zur Charakterisierung der möglichen Portfolios werden Gewichtungsfaktoren  $k_i$  verwendet. Die Ausprägungen der Standortgewichtungen sind positiv, nicht nach oben begrenzt und können (entsprechend der im Modell gewählten Skalierung von WEA-Leistung und Last) als Anzahl der einzusetzenden Windenergieanlagen am jeweiligen Standort interpretiert werden (vgl. Gleichung (19)).

Ziel des Optimiermodells WIND-COVER ist somit die Bestimmung einer Menge von Gewichtungsparametern  $k_i$ , für die der Zielfunktionswert minimal ist.

$$\min D = \sum_{j=1}^J |(L_j - W_j)| \quad (18)$$

<sup>436</sup> Abgeleitet von coverage (engl. für Abdeckung).

$$W_j = \sum_{i=1}^I w_{ij} \cdot k_i \quad (19)$$

$\forall j \in J$

Das Modell ist nichtlinear.<sup>437</sup> Zur Lösung des Modells wurden, wie im vorangehenden Abschnitt beschrieben, kommerziell verfügbare Solver eingesetzt.<sup>438</sup> Die Verwendung des Solvers BARON scheiterte an unakzeptabel langen Rechenzeiten von mehreren Tagen. Insofern muss wiederum davon ausgegangen werden, dass die Ergebnisse lediglich lokale Optima darstellen und dass es ggf. weitere Lösungen geben kann, die mit einem geringeren Zielfunktionswert verbunden sind. Deshalb wurden zusätzlich umfangreiche Tests mit verschiedenen Startbedingungen der freien Parameter durchgeführt. Es zeigte sich, dass aufgrund des zeitlich sehr ähnlichen Verlaufs der Leistung potenzieller WEA an benachbarten NCEP-Gitternetzknotten mehrere Kombinationen der Gewichtungsfaktoren  $k_i$  möglich sind, bei denen der Zielfunktionswert  $D$  annähernd gleich groß ist, die aber durch die Nutzung unterschiedlicher Standorte mit verschiedenen Gewichtungsfaktoren erreicht werden. Die Lösungen der Solver hängen somit auch von den gewählten Startbedingungen ab.

### 6.5.3. Anwendung des Modells WIND-COVER

Mit dem Modell WIND-COVER wurden die Gewichtungsfaktoren aller Standorte sowie die Gesamtwindleistung im 6 h Raster ermittelt. Zunächst wurden die 6 Stunden-Leistungsdaten der 531 onshore Gitternetzknotten der Untersuchungsregion verwendet. Im Optimiermodell wurden keine zusätzlichen Nebenbedingungen aktiviert. Das (lokale) optimale Ergebnis des Solvers SNOPT weist die geringste absolute Gesamtabweichung der Windenergieeinspeisung von der Nachfrage ab. Das optimale Ergebnis des Solvers CONOPT (Abweichung des Zielfunktionswertes von etwa +0,58 %) führt im Vergleich dazu zu einer höheren durchschnittlichen Volllaststundenzahl an den verwendeten Standorten und damit einer geringeren Anzahl der zur Lastabdeckung notwendigen Windenergieanlagen (vgl. dazu die Berechnungsergebnisse in Tabelle 18). Die aggregierte Einspeiseleistung der ermittelten WEA-Portfolios im 6 h Raster wurde dazu der Zeit-

<sup>437</sup> Vgl. Rosenthal (2008), S. 69, der die Absolutwertfunktion als eine nichtlineare Funktion klassifiziert.

<sup>438</sup> Es wurden die schon für das Modell WIND-SMOOTH verwendeten Solver (vgl. Kapitel 6.4.1) genutzt. Lediglich der Solver CONOPT konnte das vorliegende Optimierproblem in akzeptablen Rechenzeiten lösen. Der Solver SNOPT brach die Lösungssuche an der in Tabelle 18 beschriebenen Stelle ab. Im Handbuch zu diesem Solver ist für die Abbruchmeldung ausgeführt, dass die Wahrscheinlichkeit hoch ist, an einem lokalen Optimum angelangt zu sein. Die anderen Solver brachen die Suche z. T. nach mehrtägiger Bearbeitungszeit infolge Überschreitung einer maximalen Zahl der durchgeführten Iterationsschritte bzw. einer maximalen Rechenzeit ab. Die zum Abbruchzeitpunkt ausgewiesenen Zwischenergebnisse wiesen jedoch deutlich höhere Zielfunktionswerte im Vergleich zum Solver CONOPT auf.

reihe der UCTE-Gesamtlast des Jahres 2006 mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde gegenübergestellt.<sup>439</sup>

Tabelle 18 Zusammenstellung der Berechnungsergebnisse des Modells WIND-COVER unter Verwendung der Last- und Windleistungsdaten (NCEP 531) des Jahres 2006

Parameter	WIND-COVER mit Solver CONOPT	WIND-COVER mit Solver SNOPT
Anzahl der im optimalen Portfolio verwendeten NCEP Gitternetzknotten ( <i>no</i> )	172	150
Anzahl der WEA	730.264	791.829
Gesamt-Nennleistung der WEA	1,461 TW	1,584 TW
Flächenbedarf der WEA (4 MW / km <sup>2</sup> )	58.421 km <sup>2</sup>	63.346 km <sup>2</sup>
Erzeugte elektrische Energie der WEA	2.421,8 TWh	2.424,3 TWh
Volllaststunden der WEA <sup>440</sup>	1.658	1.531
Nachfrageabdeckung durch erzeugte elektrische Energie der WEA	2.276,3 TWh (92,9 % der Nachfrage) <sup>441</sup>	2.278,0 TWh (93,0 % der Nachfrage)
Zusätzlich erforderliche Ausgleichsenergie	174,3 TWh (7,1 % der Nachfrage)	172,5 TWh (7,0 % der Nachfrage)
Max. erforderliche Ausgleichsleistung	164 GW (41,9 % der Maximallast)	156 GW (39,7 % der Maximallast)
Nicht nachgefragte elektrische Energie der WEA	145,6 TWh (6,0 % der Erzeugung)	146,3 TWh (6,0 % der Erzeugung)

Aufgrund der nahe beieinander liegenden Berechnungsergebnisse (bezogen auf den Zielfunktionswert) der beiden Solver, der deutlich kürzeren Rechenzeit sowie der Eindeutigkeit des Vorliegens eines lokalen Optimums (vgl. Fußnote 438) wurde für die folgenden Modellanwendungen der Solver CONOPT verwendet. Wie dargestellt hängt das ermittelte Berechnungsergebnis von der Wahl der Startwerte der freien Parameter  $k_i$  ab. Deshalb wurden verschiedene Modellläufe mit unterschiedlichen Startwerten durchgeführt (vgl. die Übersicht in Tabelle 19).

<sup>439</sup> Berechnung der Parameter der nachfolgenden Tabellen durch Summen- bzw. Differenzbildung der entsprechenden Leistungswerte und Aggregation zu Energiemengen für ein vollständiges Jahr.

<sup>440</sup> Aufgrund der verwendeten NCEP Daten des Sigma 0,995 Luftdrucklevels und damit einer Höhe über Grund von etwa 38 bis 46 m würde der Einsatz von WEA mit aktuell verwendeten Nabenhöhen höhere Volllaststunden nach sich ziehen. Damit würde sich voraussichtlich auch die nicht zeitgleich nachgefragte elektrische Einspeisung der WEA erhöhen.

<sup>441</sup> Die gesamte nachgefragte elektrische Arbeit im Jahr 2006 im Gebiet der UCTE betrug 2.531,2 TWh (vgl. UCTE (2007)). Die veröffentlichten und im Rahmen dieser Untersuchung nachbearbeiteten Lastdaten repräsentieren eine elektrische Arbeit von 2.450,5 TWh (entspricht 96,8 % der offiziell veröffentlichten Gesamtnachfrage).

Tabelle 19 Berechnungsergebnisse des Modells WIND-COVER bei unterschiedlicher Wahl der Startparameter (531 Gitternetzknotten, keine zusätzliche Nebenbedingungen,  $\forall i \in I$ )

Parameter	Startwerte $k_i = 0$	Startwerte $k_i = 1$	Startwerte $k_i = 10$
Anzahl der ausgewählten NCEP Gitternetzknotten ( $n_o$ )	172	180	188
Gesamt-Nennleistung der WEA	1,461 TW	1,521 TW	1,549 TW
Erzeugte elektrische Energie der WEA	2.421,8 TWh	2.421,5 TWh	2.419,6 TWh
Nachfrageabdeckung durch erzeugte elektrische Energie der WEA	2.276,3 TWh	2.276,5 TWh	2.275,4 TWh
Zusätzlich erforderliche Ausgleichsenergie	174,3 TWh	174,1 TWh	175,1 TWh
Nicht nachgefragte elektrische Energie der WEA	145,6 TWh	145,0 TWh	144,2 TWh

Die wesentlichen Ergebnisse bezogen auf die Nachfrageabdeckung sind sehr ähnlich. Auch die Analyse der ausgewählten Standorte verdeutlicht, dass bei einer Vorgabe von höheren Startwerten für die Gewichtungsfaktoren  $k_i$  das Modell eine größere Anzahl Standorte auswählt, diesen zusätzlichen Standorten aber nur ein sehr geringes Gewicht zuweist.

Den zeitlichen Verlauf der Nachfrage und der Windenergieeinspeisung des Portfolios der ausgewählten Standorte (onshore Standorte NCEP 531, keine Nebenbedingungen im Modell WIND-COVER, Startwertvorgabe  $k_i = 0$  für alle  $i \in I$ ) im Dezember 2006 stellt Abbildung 49 dar. Auch grafisch wird die sehr gute Übereinstimmung von Last und Einspeisung deutlich (Lastabdeckung durch die Windenergie im Dezember 2006 zu 95,5 %). Die in der Ausgangshypothese zu dieser Untersuchung formulierte These, dass eine geeignete Auswahl von Standorten mit einem ausgeprägten jahreszeitlichen Verlauf die Nachfrage besser abdecken kann, wurde bestätigt. Zur Verdeutlichung dieses Effekts ist in Abbildung 50 der zeitliche Verlauf der Einspeisung aus dem mit dem Modell WIND-SMOOTH optimierten Standortbündel der 531 onshore Standorte dargestellt (gelbe Linie).

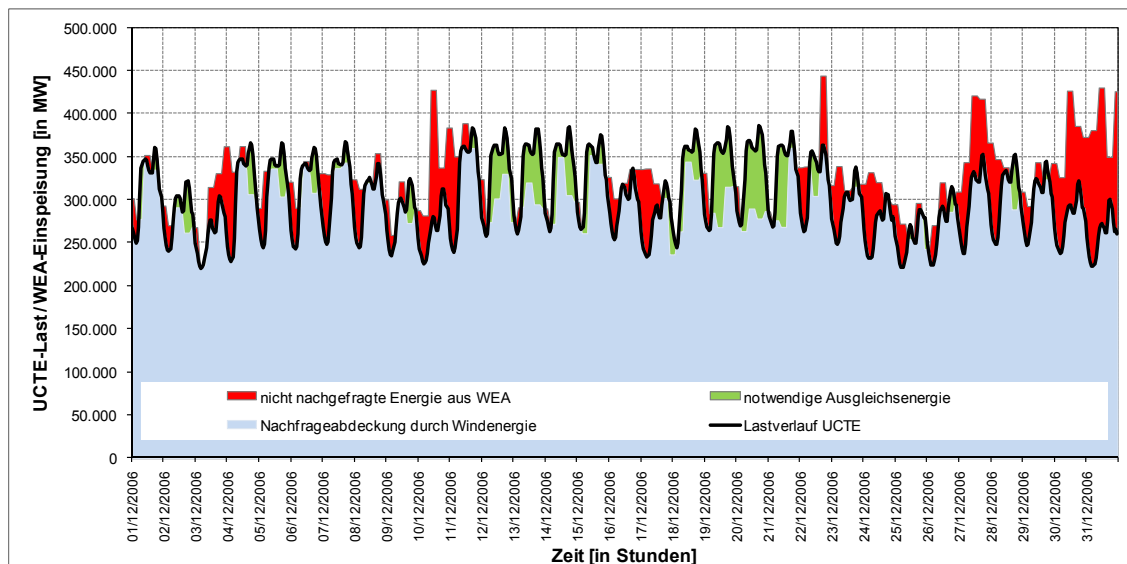


Abbildung 49 Abdeckung der UCTE-Gesamtlast im Dezember 2006 mit dem Einspeiseprofil des ausgewählten Portfolios aus den NCEP 531 Daten, der notwendigen Ausgleichsenergie (grüne Flächen) und der nicht nachgefragten Windenergie (rote Flächen)

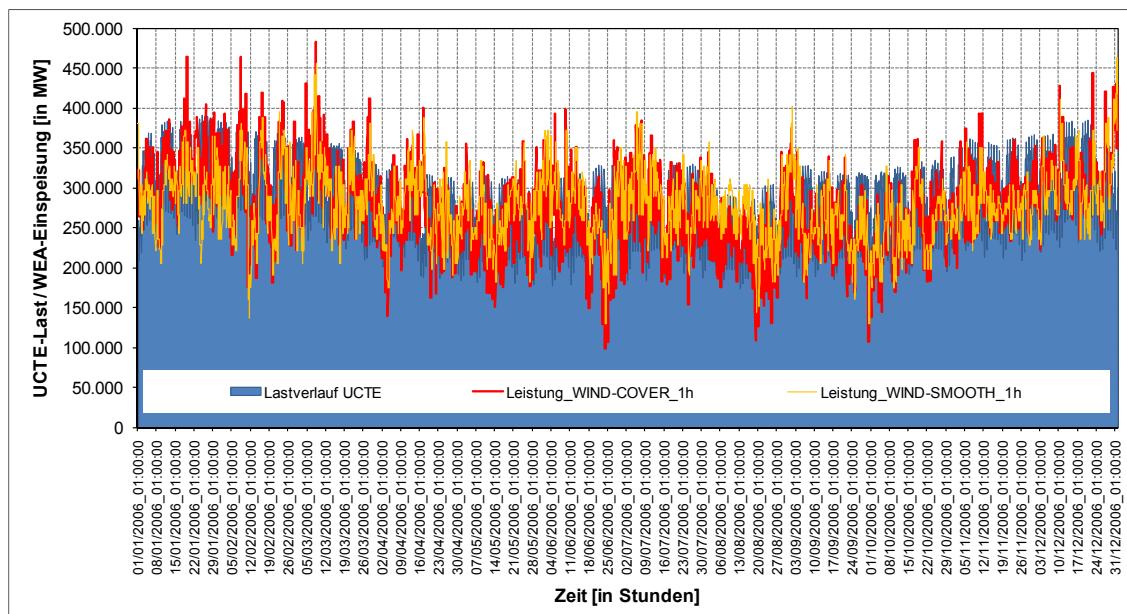


Abbildung 50 Darstellung des Verlaufs der UCTE-Gesamtlast 2006 im Vergleich zur Einspeisung des mit dem Modell WIND-COVER ausgewählten Standortportfolios (rote Linie) und des optimalen Portfolios des Modells WIND-SMOOTH (gelbe Linie) im Jahr 2006

Diese Zeitreihe weist keinen erkennbaren saisonalen Verlauf auf (entsprechend der Funktionalität des Modells WIND-SMOOTH soll dieser ausgeglichen werden) und folgt damit der Nachfrage diesbezüglich nicht. Von den insgesamt ebenfalls

erzeugten 2.421,8 TWh<sup>442</sup> können damit nur 2.229,5 TWh (91,0 % der Nachfrage) zur Nachfragedeckung eingesetzt werden. 221 TWh Ausgleichsenergie müssen eingesetzt werden und 192,3 TWh überschüssige elektrische Energie aus den WEA finden keine zeitgleiche Nachfrage. Mit dem Modell WIND-COVER kann somit wie beabsichtigt eine optimierte Windenergieeinspeisung zur Nachfragedeckung ermittelt werden. Mit dem Modell wurden weitere Klassifizierungen der NCEP 825 Daten untersucht. Die Berechnungsergebnisse dazu sind in Tabelle 20 zusammengestellt.

Tabelle 20 Berechnungsergebnisse des Modells WIND-COVER für unterschiedliche räumliche Klassifizierungen der Untersuchungsregion im Jahr 2006

Parameter	NCEP 825	On- & near-shore	On-shore	On-shore II <sup>443</sup>	UCTE	UCTE II <sup>444</sup>
Gesamtanzahl der potenziellen Standorte	825	613	531	260	66	97
Anzahl der ausgewählten NCEP Gitternetzknotten (no)	227	189	172	106	22	31
Gesamt-Nennleistung der WEA in TW	1,079	1,273	1,461	1,002	1,135	0,868
Volllaststunden	2.264	1.915	1.658	2.426	1.857	2.585
Erzeugte elektrische Energie der WEA in TWh	2.442,0	2.437,4	2.421,8	2.431,5	2.108,2	2.244,3
Nachfrageabdeckung durch erzeugte elektrische Energie der WEA in TWh und %	2.311,3 94,3 %	2.295,4 93,7 %	2.276,3 92,9 %	2.280,5 93,1 %	1.871,5 76,4 %	2.041,2 83,3 %
Zusätzlich erforderliche Ausgleichsenergie in TWh und %	139,3 5,7 %	155,1 6,3 %	174,3 7,1 %	170,1 6,9 %	579,1 23,6 %	409,4 16,7 %
Erforderliche max. Ausgleichsleistung in GW	142	137	164	161	321	277
Nicht nachgefragte elektrische Energie der WEA in TWh und in % der Erzeugung	130,7 5,4 %	142,0 5,8 %	145,6 6,0 %	151,0 6,2 %	236,7 11,23 %	203,2 9,1 %

Mit zunehmender „Freiheit“ des Modells, aus einer größeren Anzahl von potenziellen Standorten auswählen zu können, erhöht sich der Deckungsgrad der Nachfrage im Jahr 2006 durch die Windenergieeinspeisung auf bis zu 94,3 %. Die er-

<sup>442</sup> Auf diesen Jahresenergieertrag wurden die Berechnungsergebnisse zur Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen des Modells WIND-COVER normiert.

<sup>443</sup> Die Klassifikation „onshore II“ stellt eine weitere Unterteilung der NCEP 825 Daten für die vorliegende Untersuchung dar. Es wurden die Gitternetzknotten ausgewählt, an denen im Jahr 2006 mit einer WEA mindestens 1.500 Volllaststunden hätten erzielt werden können. Wie bereits beschrieben, vernachlässigt diese Einteilung, dass mit WEA mit größeren Nabenhöhen an Standorten, die durch diese Auswahl nicht berücksichtigt wurden, ggf. diese Volllaststunden hätten erreicht werden können.

<sup>444</sup> Die Klassifikation „UCTE II“ bezieht zusätzlich 31 nearshore-Standorte in den Gewässern um die UCTE-Verbundnetzzone ein.

forderliche Ausgleichsenergie sowie die maximal erforderliche Ausgleichsleistung nehmen ebenfalls ab. Die Berechnungen zeigen auch, dass eine Beschränkung der Standorte auf das Gebiet der UCTE (Klassifikation UCTE 66) einschließlich der umgebenden Gewässer (Klassifikation UCTE 97) den Abdeckungsgrad auf bis zu 76,4 % verringert. Zugleich steigt damit die erforderliche maximale Ausgleichsleistung auf 321 GW (vgl. Fußnote 439; dieser Wert entspricht gemäß den verwendeten Daten 81,9 % der Maximallast in Höhe von 391 GW im UCTE-Verbundnetz im Jahr 2006).

#### 6.5.4. Einführung zusätzlicher Nebenbedingungen

Zusätzlich werden im Rahmen dieser Untersuchungen im Modell WIND-COVER Nebenbedingungen berücksichtigt. Diese stellen sicher, dass zu keinem Zeitpunkt eine überschüssige Windenergieerzeugung auftritt (Gleichung (20)), begrenzen die Anzahl der WEA, die eingesetzt werden sollen auf einen Maximalwert  $N$  (Gleichung (21)) bzw. stellen jederzeit die Abdeckung der Nachfrage durch WEA sicher (Gleichung (22)). Die Ergebnisse der Berechnungen unter Verwendung der Nebenbedingungen sind in Tabelle 21 dargestellt.

$$W_j \leq L_j \quad \forall j \in J \quad (20)$$

$$\sum_{i=1}^I k_i \leq N \quad (21)$$

$$W_j \geq L_j \quad \forall j \in J \quad (22)$$

Tabelle 21 Übersicht der Berechnungsergebnisse mit dem Modell WIND-COVER unter Berücksichtigung von weiteren Nebenbedingungen (531 onshore Gitternetzknotten)

Parameter	Keine NB	NB 1 (Gleichung (20))	NB 2 (Gleichung (21)), $N = 600.000$	NB 2 (Gleichung (21)), $N = 550.000$	NB 3 (Gleichung (22))
Erzeugte elektrische Energie der WEA in TWh	2.421,8	1.834,2	2.392,1	2.378,9	3.254,2
Volllaststunden pro Jahr	1.658	1.369	1.993	2.163	1.427
Nachfrageabdeckung durch erzeugte elektrische Energie der WEA in TWh	2.276,3	1.830,4	2.258,0	2.247,7	2.443,5
- Nachfragedeckung	92,9 %	74,7 %	92,1 %	91,7 %	99,7 % <sup>445</sup>

<sup>445</sup> Durch die 6 h-Mittelwertbildung treten Situationen auf, in denen die 1 h-Last geringer als der 6 h-Durchschnitt ist. Nur dieser Durchschnittswert wird im Modell WIND-COVER berücksichtigt (die NCEP Daten liegen im 6 h-Raster vor). Die Nebenbedingung im Modell wird zu jedem Zeitpunkt erfüllt. Vgl. dazu auch die Anmerkungen in der folgenden Fußnote.

Parameter	Keine NB	NB 1 (Gleichung (20))	NB 2 (Gleichung (21)), $N = 600.000$	NB 2 (Gleichung (21)), $N = 550.000$	NB 3 (Gleichung (22))
Zusätzlich erforderliche Ausgleichsenergie in TWh und %	174,3 7,1 %	620,2 25,3 %	192,5 7,9 %	202,8 8,3 %	7,0 0,3 %
Nicht nachgefragte elektrische Energie der WEA in TWh und in % der Erzeugung	145,6 6,0 %	3,9 <sup>446</sup> 0,2 %	134,1 5,6 %	131,1 5,5 %	810,7 24,9 %

Der Vergleich der Modellergebnisse mit bzw. ohne Nebenbedingungen zeigt, dass zusätzliche Restriktionen den Abdeckungsgrad der Nachfrage durch die Windenergie stets verringern (mit Ausnahme der Nebenbedingung entsprechend Gleichung (22)). Auch die Vorgabe einer maximalen Anzahl zu verwendender WEA führt zu einem niedrigeren Abdeckungsgrad. Im Interesse einer kostenminimalen Bereitstellung der Windenergie könnte eine Begrenzung der einzusetzenden WEA ggf. dennoch sinnvoll sein.

### 6.5.5. Analyse möglicher Variationen des Windenergieangebots

Um die Auswirkungen möglicher unterschiedlicher zeitlicher Verläufe des Windenergieangebots auf die Deckung der Nachfrage zu analysieren, wurden die 6 h-WEA-Leistungsdaten der 531 onshore-Gitternetzknotten des Jahres 1977 und 1992<sup>447</sup> verwendet. Die Standortgewichte  $k_i$ , die für die Modellanwendung mit den Eingangsdaten der Last 2006 und der Windleistungen des Jahres 2006 ermittelt wurden, wurden auch auf diese WEA-Leistungsdaten dieser Jahre angewendet.<sup>448</sup> Die Berechnungsergebnisse bestätigen, dass die unterschiedlichen Windverhältnisse der Jahre auch zu einer unterschiedlichen Abdeckung der Nachfrage führen. Die wesentlichen Ergebnisse dieses Vergleichs sind in Tabelle 22 aufgeführt.

<sup>446</sup> Die Windenergieerzeugung ist in einzelnen 1 h-Intervallen größer als die Last (was der Nebenbedingung widersprechen würde), da die Ergebnisse des Modells WIND-COVER im 6 h-Raster vorliegen und die entsprechenden Lastdaten in 6 h-Durchschnittswerte umgerechnet wurden. Deshalb existieren 1 h-Lastwerte, die über dem 6 h-Durchschnittswert liegen und in der Analyse der Modellergebnisse berücksichtigt wurden. Die Modellergebnisse im 6-Raster erfüllen die Nebenbedingungen zu jedem Zeitpunkt.

<sup>447</sup> Das Jahr 1977 stellt bezüglich des Jahresmittelwertes aller 825 Gitternetzknotten das Jahr mit den geringsten, das Jahr 1992 mit den höchsten Jahresenergieerträgen dar.

<sup>448</sup> Es wurde keine erneute Optimierung für diese Jahre durchgeführt. Die für das Jahr 2006 ermittelten Standortgewichte wurden verwendet, um die resultierende Einspeiseleistung dieses unveränderten Standortbündels in den Jahren 1977 und 1992 zu berechnen.



Tabelle 22 Darstellung der Berechnungsergebnisse des Modells WIND-COVER im Vergleich unterschiedlicher jährlicher Windverhältnisse in Bezug auf die Nachfragedeckung

Parameter	Windjahr 2006	Windjahr 1977	Windjahr 1992
Konfiguration für alle drei Szenarios:			
Anzahl der ausgewählten NCEP Gitternetzknotten	172		
Anzahl der WEA	730.264		
Gesamt-Nennleistung der WEA	1,461 TW		
Erzeugte elektrische Energie der WEA in TWh	2.421,8	2.203,3	2.537,5
Volllaststunden pro Jahr	1.658	1.509	1.737
Nachfrageabdeckung durch erzeugte elektrische Energie der WEA in TWh	2.276,3	2.092,0	2.260,5
- Nachfragedeckung	92,9 %	85,4 %	92,2 %
erforderliche Ausgleichsenergie in TWh	174,3	358,5	190,1
- Anteil an Nachfrage	7,1 %	14,6 %	7,8 %
Max. erforderliche Ausgleichsleistung in GW	164	234	171
- Anteil Maximallast	41,9 %	59,8 %	43,6 %
Nicht nachgefragte elektrische Energie der WEA in TWh	145,6	111,3	277
- Anteil Gesamterzeugung	6,0 %	5,1 %	10,9 %

Auch für das im Vergleich zum Jahr 2006 „bessere“ Windjahr 1992 ergibt sich eine etwas geringere anteilige Nachfrageabdeckung bzw. ein leicht erhöhter Ausgleichsenergiebedarf. Dies begründet sich mit der zeitlich abweichenden Charakteristik der Windleistung an den ausgewählten Standorten in diesem Jahr. Für das Jahr 1977 sind die Abweichungen zum Jahr 2006 in allen untersuchten Parametern deutlich (so weicht z. B. der potenzielle Summenjahresertrag von WEA an allen 825 Gitternetzknotten um -7,9 % vom Jahr 2006 ab). Zur Ermittlung eines über mehrere Jahre gemittelten optimalen WEA-Standortportfolios wäre die Verwendung von längeren Zeitreihen der WEA-Leistungs- und Lastdaten in einem Modelllauf erforderlich. Diese mehrjährigen Lastdaten lagen für die Untersuchungsregion zum Zeitpunkt der Durchführung der Arbeit jedoch nicht vor. Die verwendete Rechnerausstattung ermöglichte überdies aufgrund langer Rechenzeiten keine Optimierung mit längeren Zeitreihen als 1 Jahr mit einer Auflösung von 6 Stunden.

Die untersuchten Kombinationen der Lastdaten des Jahres 2006 mit den Zeitreihen der Windleistungen der Standorte der Jahre 2006, 1977 und 1992 lassen keine generellen Schlüsse bezüglich der konkreten synchronen Abdeckung von Lastverläufen in weiteren Jahren in der Vergangenheit oder der Zukunft zu. Zur weiteren Absicherung der Ergebnisse der erzielbaren Lastdeckung sollten vielmehr eine Vielzahl zusätzlicher Kombinationen aus Windleistungs- und Lastzeitreihen verschiedener Jahre untersucht werden. In einer statistischen Analyse der Ergebnisse können daraus Aussagen über die Wahrscheinlichkeit des notwendigen Einsatzes z. B. maximaler Reserveleistungen und Ausgleichsenergien gewonnen werden.

Unter Berücksichtigung dieser Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung sollten für eine Versorgung mit elektrischer Energie regelbare Kraftwerke mit mindestens der für das Jahr 1977 ermittelten Ausgleichsleistung (234 GW) zur Verfügung stehen. Berücksichtigt man zusätzlich die mögliche Nichtverfügbarkeit von Teilen des WEA-Gesamtbestandes sowie der Reservekapazitäten, so ist die notwendige Leistung dieser Kraftwerke entsprechend höher zu bemessen.

### 6.5.6. Untersuchung der räumlichen Verteilung der Standortportfolios

In Abbildung 51 ist die räumliche Verteilung der ausgewählten Standorte aus den insgesamt 260 on- und nearshore-II Gitternetzknotten (Klassifikation onshore II) mit einer potenziellen Volllaststundenzahl > 1.500 dargestellt. Die Standorte sind weiträumig verteilt und „nutzen“ die größtmöglichen Entfernungen in der Untersuchungsregion aus. Das dargestellte Portfolio mit einer Nennleistung von ca. 1 TW hätte im Jahr 2006 die zeitgleiche Gesamtnachfrage im UCTE-Verbundnetzgebiet zu etwa 93,1 % gedeckt. Zusätzlich wären etwa 170 TWh Ausgleichsenergie erforderlich gewesen. Rund 6,2 % der potenziellen Einspeisung des WEA-Portfolios hätte keiner zeitgleichen Nachfrage gegenübergestanden und wäre anderweitig zu verwenden gewesen bzw. hätte abgeregelt werden müssen.

Die Darstellung in Abbildung 51 legt nahe, dass es umfangreicher interkontinentaler Übertragungskapazitäten für elektrische Energie bedarf, um die in der weiträumigen Region erzeugte elektrische Energie der WEA in das UCTE-Verbundnetz einzuspeisen. Zur Analyse der dafür notwendigen Transportkapazitäten wurden verschiedene Teilregionen innerhalb und außerhalb des UCTE-Verbundnetzes gebildet (vgl. Abbildung 52).

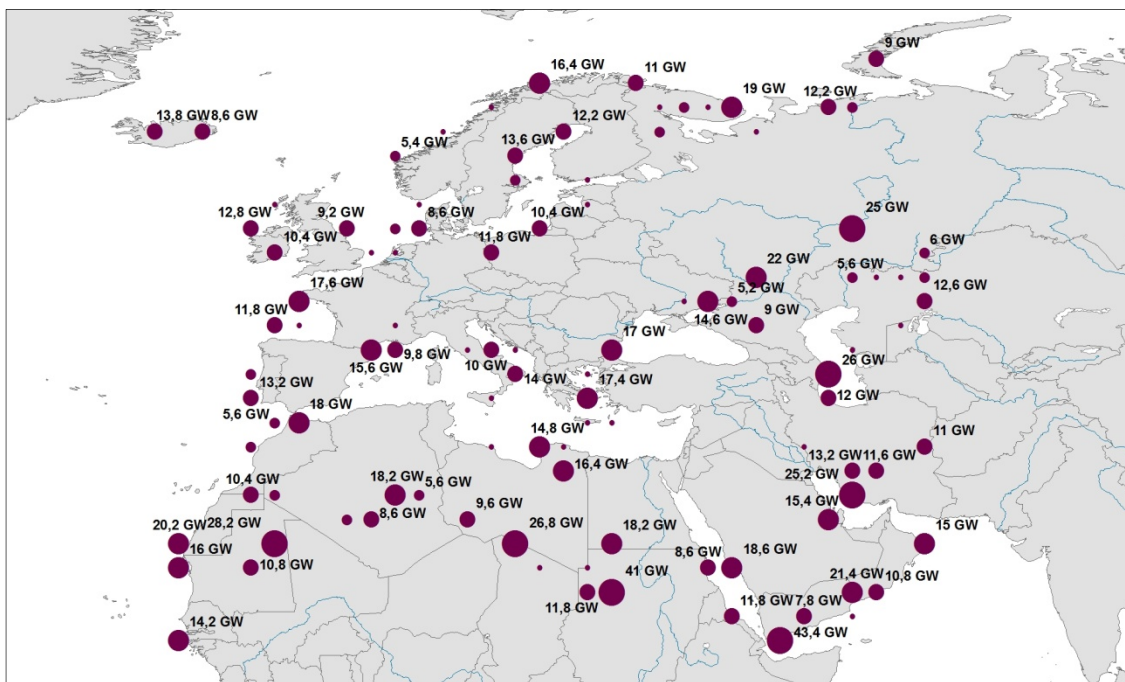


Abbildung 51 Räumliche Verteilung der ausgewählten Standorte und der installierten Nennleistung bei Zugrundelegung von 260 onshore Gitternetzknotten mit einer potenziellen Volllaststundenzahl >1.500 (Beschriftung der Standorte > 5 GW)

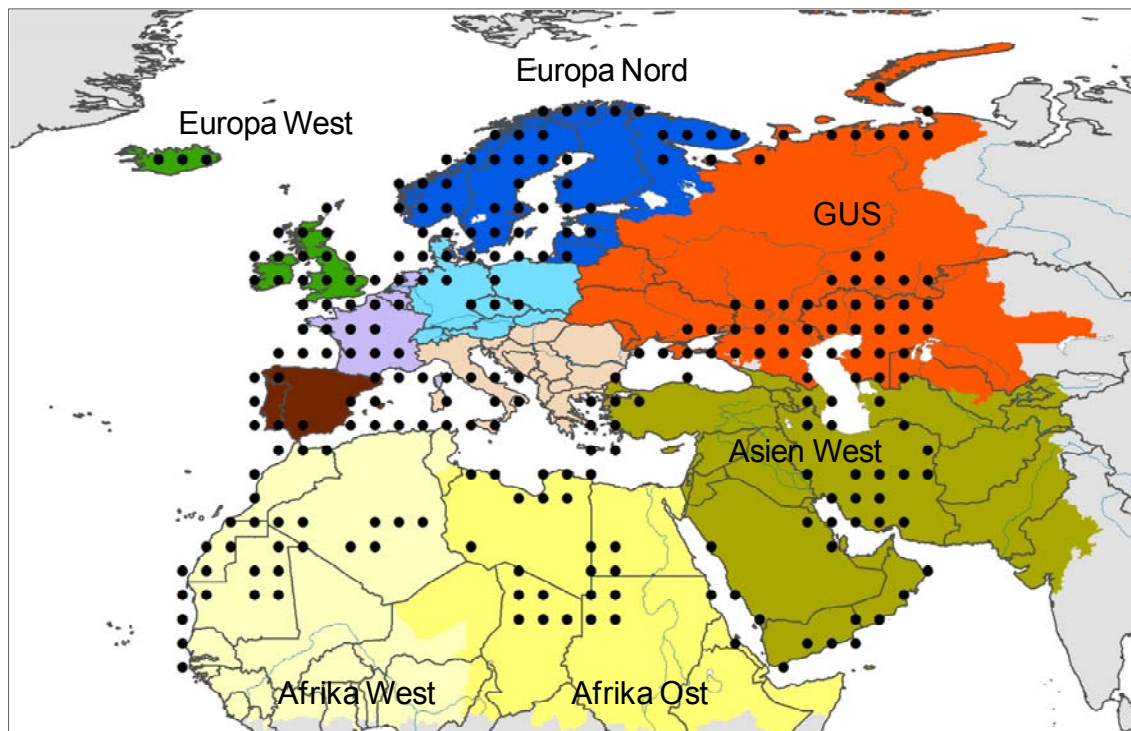


Abbildung 52 Einteilung der Untersuchungsregion in vier UCTE-Teilregionen (vgl. Abbildung 53) und sechs weitere Erzeugungsregionen sowie Auswahl von 260 Gitternetzkn timer (schwarze Punkte), die eine Einspeisung mit mindestens 1.500 Volllaststunden im Jahr 2006 gewährleisten

Das UCTE-Gebiet wurde in vier Unterregionen aufgeteilt (UCTE West, Ost, Süd und Süd-West). Die weiteren Regionen des Untersuchungsgebietes außerhalb des UCTE-Gebiets wurden anhand möglicher Übertragungsnetzkorridore gruppiert. So wurde z. B. eine Region Asien-West gebildet, die Standorte auf der Arabischen Halbinsel, die angrenzenden Standorte am Roten Meer auf dem afrikanischen Kontinent und Standorte im westlichen Asien bis etwa zum 40. Breitengrad umfasst. Diese Region könnte technisch durch zwei Transportnetze, die im Süden der Arabischen Halbinsel und südlich der Kaspischen See beginnen und im Westen der Türkei in Europa die UCTE-Teilregion Süd erreichen, erschlossen werden. Diese Transportstrecken wären insgesamt etwa 4.500 bzw. 3.500 km lang.<sup>449</sup>

Eine Häufung von Standorten mit mindestens 1.500 Volllaststunden befindet sich in der Umgebung der nördlichen Kaspischen See. Die drei dazu gehörigen Verwaltungseinheiten Kasachstans (Batys-Qazaqstan, Atyrau und Mangghystau) umfassen eine Fläche von ca. 435.000 km<sup>2</sup> (ca. 122 % der Fläche Deutschlands) in der lediglich etwa 1,5 Millionen Menschen leben. In dieser Region, die damit eine im weltweiten Vergleich sehr geringe Bevölkerungsdichte aufweist, herrschen nach vorliegenden Potenzialuntersuchungen gute Windverhältnisse bei

<sup>449</sup> Im Rahmen dieser Untersuchung wurde keine spezifische Analyse möglicher Transportkorridore vorgenommen. Insofern beschreiben die entsprechenden Ausführungen nur eine denkbare Variante ohne Überprüfung auf eine technische Realisierbarkeit. Die berechneten Längen der Transportstrecken selbst stellen den Stand der Technik dar. So existieren z. B. in Russland, China oder den USA Übertragungsleitungen entsprechender Länge.

einer wenig komplexen Orographie.<sup>450</sup> Die Entfernung nach Mitteleuropa beträgt etwa 3.000 km. Diese Region könnte damit geeignet für die Errichtung umfangreicher WEA-Cluster und den Transport der eingespeisten elektrischen Energie nach Mitteleuropa sein. Eine zukünftige Elektroenergieversorgung Kasachstans aus Windenergie würde aufgrund des verbleibenden hohen Flächenpotenzials in den zentralen und östlichen Verwaltungseinheiten des Landes dadurch voraussichtlich nicht eingeschränkt.

Die zugrunde liegenden NCEP-Gitternetzknotten wurden mit dem Ziel einer Reduzierung der potenziellen Standorte weiter eingegrenzt. Dazu wurden zunächst die 260 on- und nearshore-Knoten verwendet, die bei Einsatz einer WEA ENERCON E-82 mindestens 1.500 Volllaststunden erwarten lassen. Mit diesen Daten und dem Modell WIND-Cover wurden die entsprechenden optimalen Standorte zur UCTE-Nachfragedeckung ermittelt. Von diesen Standorten wurden diejenigen wieder entfernt, denen das Modell nur sehr geringe oder Standortgewichte von Null zugewiesen hatte oder die von für möglich erachteten Übertragungsnetzen sehr weit entfernt sind. Damit verblieben unterhalb des nördlichen Breitengrades von 32,5 ° lediglich 25 Gitternetzknotten. Östlich des 32,5. Längens- und nördlich des 32,5. Breitengrades verblieben weitere 17 Gitternetzknotten (im Gebiet der Kaspischen See, des Schwarzen Meeres und auf der Kola-Halbinsel). Für die on- und nearshore Gitternetzknotten nördlich des 32,5. Breitengrades und westlich des 32,5. Längengrades (entspricht in etwa Westeuropa) wurde anschließend die Anforderung von mindestens 1.500 Volllaststunden aufgehoben. Die resultierende Klassifikation (NCEP 258) wurde erneut mit dem Modell WIND-COVER untersucht. Das optimale Portfolio daraus verwendet 103 Standorte, an denen WEA mit ca. 950 GW installierter Nennleistung erforderlich wären, um die zeitgleiche UCTE-Last des Jahres 2006 zu etwa 91,8 % zu decken. 200,7 TWh (8,2 % der Nachfrage) Ausgleichsenergie wären zur Nachfragebefriedigung notwendig. Etwa 153 TWh Windenergie (entspricht 6,4 % der Erzeugung) stünde keine zeitgleiche Nachfrage gegenüber. Der größte Teil der WEA (etwa 77,1 %) würde außerhalb des Gebietes der UCTE installiert. Das Ziel, durch die Aufhebung der Anforderung von 1.500 Volllaststunden sowie die deutliche Reduzierung der Standorte außerhalb von Westeuropa tendenziell mehr Standorte in Westeuropa zu nutzen, konnte damit nicht erreicht werden. Erneut zeigt sich, dass für die angestrebte Zeitgleichheit von Last und Windenergieeinspeisung Standorte notwendig sind, die eine möglichst große räumliche Entfernung voneinander aufweisen (z. B. Island bis Jemen). Auch aus diesem Grund wurde im Folgenden ein definierter Ausbau der Windenergienutzung in West- und Mitteleuropa unterstellt.

---

<sup>450</sup> Vgl. dazu den vorliegenden Windatlas Kasachstans, der für die westlichen Verwaltungseinheiten Windgeschwindigkeiten von 6,5 bis 8,5 m/s auf 80 m über Grund ausweist (WINDLAB (2009)). Die Angaben zu den Bevölkerungszahlen, der Verwaltungsgliederung und den Flächen Kasachstans wurden dem World Factbook der CIA entnommen (<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook>, letzter Abruf 14.01.2010).

### 6.5.7. Berücksichtigung eines Ausbaus der Windenergienutzung innerhalb des UCTE-Netzverbunds

Auch innerhalb des UCTE-Gebiets wird sich mit einer hohen Wahrscheinlichkeit ein weiterer Ausbau der Windenergie vollziehen. Von ca. 66 GW Ende 2008<sup>451</sup> wurde ein Ausbau auf 271 GW angenommen.<sup>452</sup> Die Annahmen zum Ausbau für die Mitgliedsländer der UCTE sind in Tabelle 23 zusammengefasst. Dabei wurde für die vorliegende Untersuchung von den individuellen nationalen Windenergiepotenzialen und Ausbauzielen abstrahiert und stattdessen die Länder in Cluster eingeteilt.<sup>453</sup>

Tabelle 23 Angenommener Ausbau der Windenergienutzung in der UCTE-Region

Land	Installierte WEA-Gesamtleistung	Land	Installierte WEA-Gesamtleistung
Deutschland	50 GW	Dänemark-West	10 GW
Spanien	40 GW	Rumänien	10 GW
Frankreich	30 GW	Tschechien	10 GW
Italien	20 GW	Länder Region Balkan	5 GW
Polen	20 GW	Österreich	5 GW
Portugal	20 GW	Slowakei	5 GW
Griechenland	15 GW	Ungarn	5 GW
Niederlande/Belgien	15 GW	Schweiz	1 GW
Bulgarien	10 GW	SUMME	271 GW

Diese zu installierende Nennleistung wurde 27 Gitternetzknotten in diesen Ländern zugewiesen (vgl. Abbildung 53). Damit wurde eine Zeitreihe der Einspeisung aus diesen Standorten im Jahr 2006 berechnet und von der Gesamtlast der UCTE-Länder im Jahr 2006 abgezogen. Die sich damit ergebende Restlast wurde dem Modell WIND-COVER übergeben. Mit diesem wurden die optimalen Standorte und Gewichtungsfaktoren der verbleibenden 231 Gitternetzknotten ermittelt, die diese Restlast mit der geringsten Abweichung abdecken. Es wurden 79 Standorte mit einer Gesamtnennleistung von ca. 730 GW ausgewählt (vgl. Abbildung 54).

<sup>451</sup> Vgl. GWEC (2009).

<sup>452</sup> Es liegt bezüglich des europaweiten bzw. weltweiten Ausbaus der Windenergie eine Vielzahl prognostischer Untersuchungen vor. Vgl. dazu u. a. EWEA (2008), EREC / GREENPEACE (2007), IEA (2008c), EWIS (2007), GWEC / GREENPEACE (2008) und EK (2007a). Die hier angenommenen 271 GW installierte Windenergieleistung liegen innerhalb der Spannweite dieser Prognosen bis zum Jahr 2020 / 2030.

<sup>453</sup> Für die Erreichung dieses Ausbaus wurde kein bestimmtes Jahr angenommen.



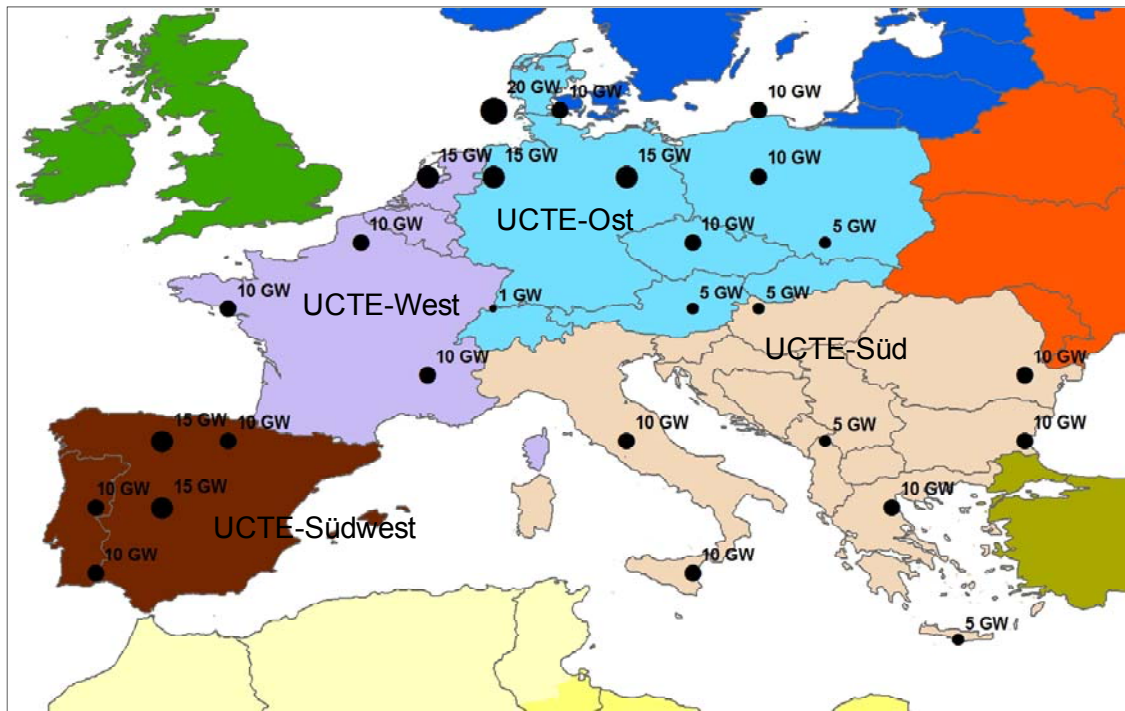


Abbildung 53 Vorgabe eines Windenergieausbaus in den vier UCTE-Teilregionen von insgesamt 271GW und Zuordnung auf die dargestellten 27 NCEP-Gitternetzknotten

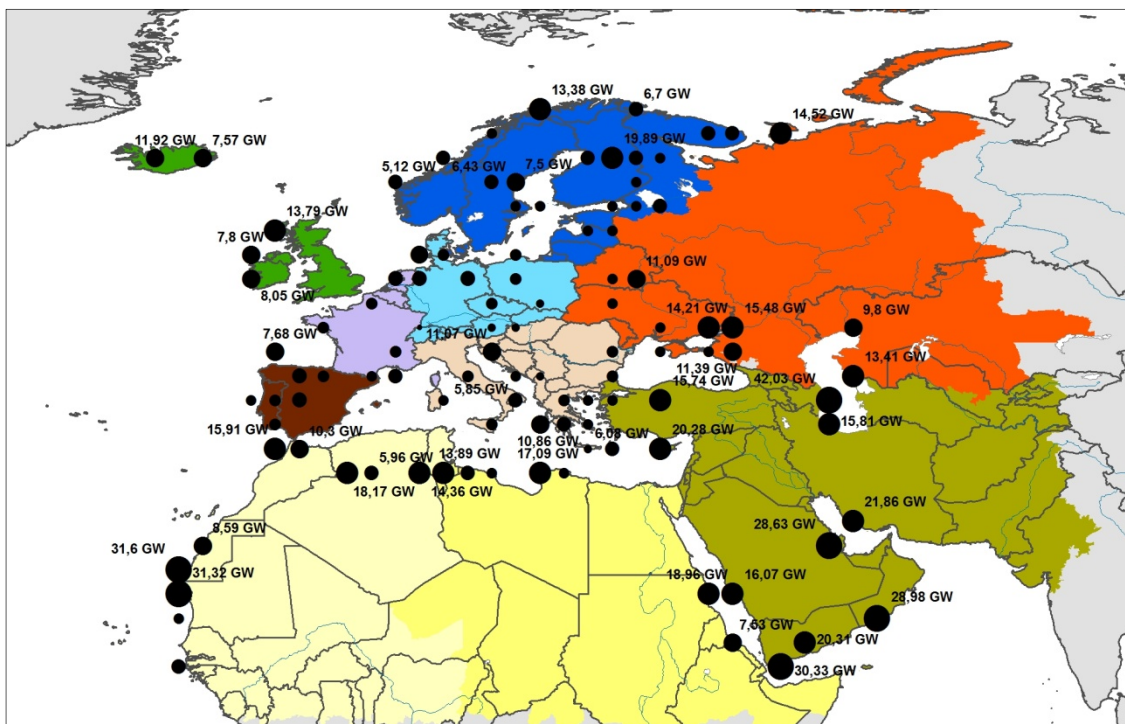


Abbildung 54 Darstellung der zusätzlich mit dem Modell WIND-COVER ausgewählten Standorte aus 231 Gitternetzknotten und der zu installierenden Nennleistung (Beschriftung von Knoten > 5 GW) bei Vorgabe eines Ausbaus in den UCTE-Teilregionen von 271 GW (siehe Abbildung 53)

Die zeitgleiche Nachfrage kann durch alle Standorte, inklusive der vorgegebenen in der UCTE-Region, mit 2.235 TWh zu 91,2 % befriedigt werden. Es sind etwa 215 TWh (8,8 % der Nachfrage) Ausgleichsenergie notwendig. Maximal wären in einem 1 h-Intervall 199,6 GW Leistung zum Ausgleich zu geringer Windenergieleistung erforderlich. In insgesamt 31 Intervallen mit der Dauer von einer Stunde wäre eine Ausgleichsleistung von mehr als 150 GW notwendig. 166,6 TWh Windenergieeinspeisung (6,9 % der Erzeugung) fänden keine zeitgleiche Nachfrage (maximal 202 GW in einem 1 h-Intervall).

Innerhalb des UCTE-Gebietes ist bei Annahme einer Leistungsdichte von 4 MW / km<sup>2</sup> dafür eine Fläche von 10.840 km<sup>2</sup> zur Windenergienutzung erforderlich. Die WEA in der UCTE-Region würden insgesamt 2.085 Volllaststunden erreichen. Die in den anderen Regionen installierten WEA weisen im Durchschnitt 2.517 Volllaststunden auf.

### 6.5.8. Vereinfachte Lastflussanalyse zwischen den Teilregionen

Das Berechnungsergebnis (vgl. Abbildung 54) wurde anschließend detailliert untersucht. Dazu wurden die 6 h-Leistungswerte der Windenergieeinspeisung der zehn Teilregionen innerhalb und außerhalb des UCTE-Verbundgebietes in 1 h-Leistungswerte transformiert und den entsprechenden 1 h-Lastdaten der vier UCTE-Teilregionen gegenübergestellt. Daraus wurden die stündlichen Salden dieser vier Teilregionen berechnet. Die sechs weiteren Regionen außerhalb des UCTE-Gebietes wurden als Importknoten den UCTE-Teilregionen zugeordnet und in den Salden berücksichtigt. Es zeigt sich, dass basierend auf der berechneten Verteilung der WEA-Cluster im Untersuchungsgebiet die beiden nördlichen UCTE-Teilregionen UCTE-West und UCTE-Ost bezogen auf die 1 h-Salden überwiegend Leistungs-Defizitregionen, die beiden südlichen Teilregionen dagegen Leistungs-Überschussregionen sind (beispielhaft dargestellt in Abbildung 55 für den 01.01.2006 1:00 Uhr). Lediglich in einigen Zeitabschnitten von September bis Dezember 2006 finden nennenswerte Leistungsflüsse von den nördlichen in die südlichen UCTE-Teilregionen statt. Die Leistungsdauerlinien der vier Teilregionen sind in Abbildung 56 dargestellt.

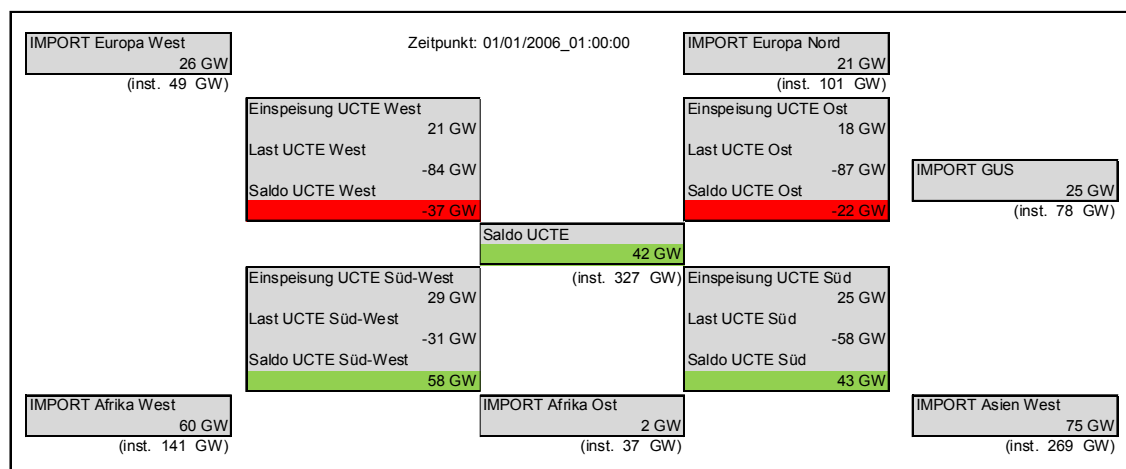


Abbildung 55 Übersichtsbild der stündlichen Last und Einspeiseleistung der zehn Teilregionen dargestellt für den 01.01.2006 1:00 Uhr

Der im Rahmen dieser Untersuchung mit dem Modell WIND-COVER erzielte Abdeckungsgrad der Last in der UCTE-Region durch die Windenergieeinspeisung kann nur dann tatsächlich genutzt werden, wenn sämtliche Teilregionen in ein Übertragungsnetz ohne Kapazitätsrestriktionen einspeisen. Die einzelnen Teilregionen erreichen maximale Einspeiseleistungen, die der installierten Nennleistung z. T. nahe kommen.<sup>454</sup> Deshalb müssten die Übertragungsnetzkapazitäten in der Lage sein, beinahe die gesamte Nennleistung der WEA zu übertragen. Diese maximale Übertragungskapazität würde allerdings nur wenige Stunden im Jahr genutzt. Die Gesamtlänge der notwendigen Übertragungskapazitäten außerhalb der UCTE-Teilregion beträgt überschlägig etwa 27.000 km. Ein zusätzlich ggf. notwendiges Übertragungsringnetz (vgl. dazu auch Kapitel 8.2) in der UCTE-Region würde eine Gesamtlänge von ca. 7.500 km erreichen. Für ein solches neues, leistungsfähiges Übertragungsnetz wären umfangreiche Investitionen notwendig.<sup>455</sup>

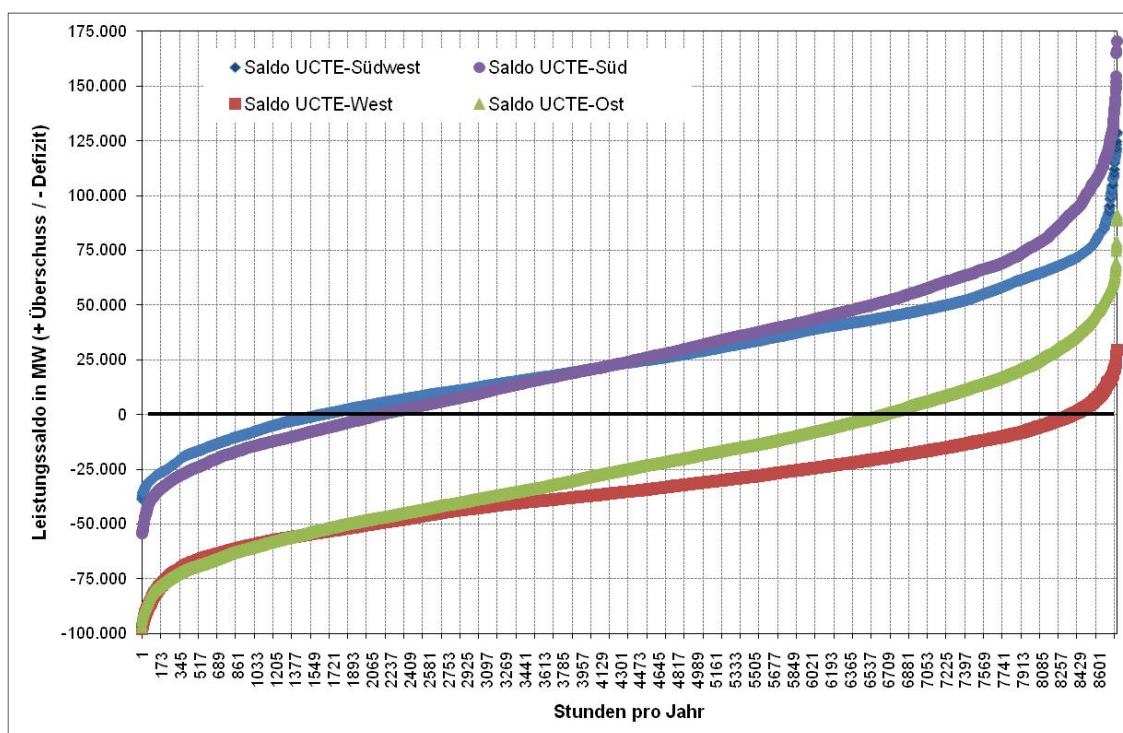


Abbildung 56 Geordnete Leistungsdauerlinien der vier UCTE-Teilregionen im Fall der untersuchten Windenergieeinspeisung aus möglichen 258 NCEP Standorten und den Lastdaten des Jahres 2006

Aus Sicht der Energiesicherheit ist für ein Land oder eine Region eine möglichst umfangreiche Nutzung einheimischer Ressourcen vorteilhaft. Wenn eine aus-

<sup>454</sup> Teilregionen, die selbst großräumige Gebiete umfassen, weisen dagegen bereits einen internen Ausgleichseffekt auf. So sind in der Teilregion Asien-West Windenergieanlagen mit insgesamt 269 GW vorgesehen. Diese würden bezüglich ihrer Summenleistung im Jahr 2006 jedoch maximal 200,6 GW in die UCTE-Teilregion UCTE-Süd einspeisen.

<sup>455</sup> Ein solches Übertragungsnetz wäre vorhandenen Systemen überzuordnen. An geeigneten Ein- bzw. Ausspeisepunkten wären Verknüpfungen mit den vorhandenen Höchstspannungsnetzen vorzusehen. Mit einer solchen übergelagerten Netztopologie käme man dem für die Nutzung weiträumiger Ausgleichseffekte anzustrebenden Denkmodell einer „Kupferplatte“ nahe.



schließliche nationale Energiebereitstellung nicht möglich oder ökonomisch nicht sinnvoll ist, dann sollte eine möglichst breite Diversifikation der Bezugsquellen angestrebt werden. Elektrische Energie, der im Allgemeinen die höchste „Wertigkeit“ zugesprochen wird<sup>456</sup>, kann relativ verlustarm auch über weite Entfernungen transportiert werden. Insbesondere bei der Nutzung Erneuerbarer, fluktuierender Energien und deren potenzieller Ausgleichseffekte tritt damit die Bedeutung des Elektroenergieverkehrs in den Vordergrund.<sup>457</sup>

Zur jederzeitigen Nachfrageabdeckung sind Reserveleistung und Ausgleichsenergie notwendig. Auch wenn die benötigte Ausgleichsenergie relativ zur Windenergieeinspeisung klein ist, so wird ihre Bereitstellung aus technischer und ökonomischer Sicht eine Herausforderung darstellen. Für wenige Stunden im Jahr wären Ausgleichsleistungen von etwa 200 GW notwendig (im Untersuchungsszenario mit Vorgabe eines weiteren Windenergieausbaus in der UCTE). Die zeitliche Bereitstellungscharakteristik der Ausgleichsleistung weist einen stark fluktuierenden Verlauf auf (vgl. Abbildung 57).<sup>458</sup>

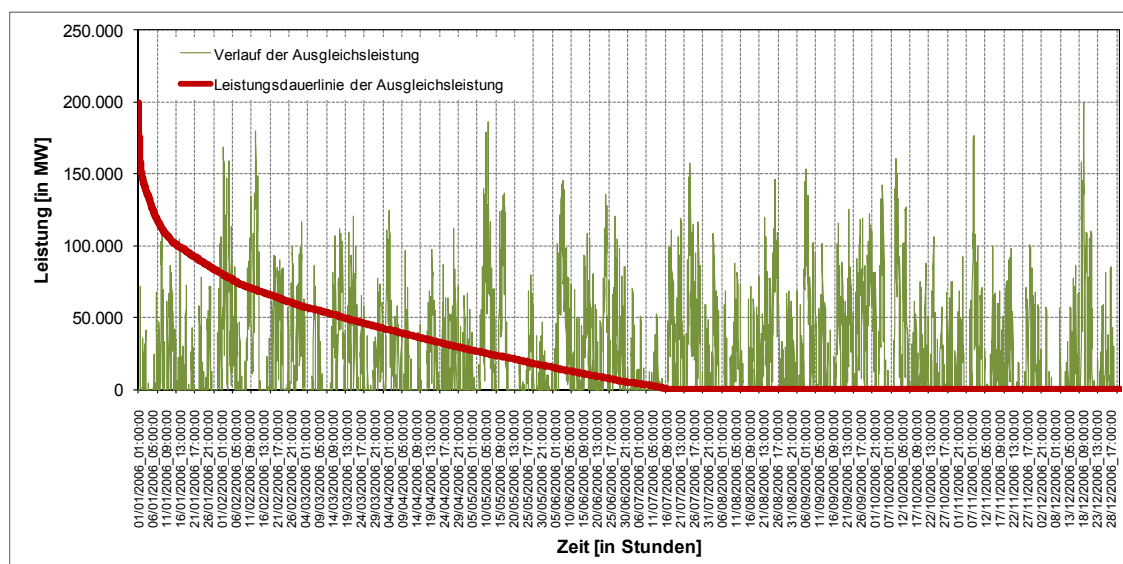


Abbildung 57 Darstellung des zeitlichen Verlaufs der Ausgleichsleistung bei Einspeisung aus dem optimalen WEA-Standortbündel der NCEP 231 Gitternetzknuten sowie der 27 UCTE-Standorte (geordnete Leistungsdauerlinie rot markiert)

Eine dauerhafte Vorhaltung von Reservekapazitäten und deren tatsächlich nur wenige Stunden im Jahr notwendige Nutzung sind i. d. R. mit hohen spezifischen Kosten verbunden. Deshalb wären für eine erfolgreiche Implementierung eines solchen, überwiegend auf fluktuierenden Erneuerbaren Energien basierenden, Versorgungssystems begleitend zusätzlich angepasste Marktmechanismen sinn-

<sup>456</sup> Elektrische Energie kann mit vergleichsweise niedrigen Wandlungsverlusten in alle anderen Energieformen umgewandelt werden.

<sup>457</sup> Vgl. dazu auch WBGU (2003), S. 83 ff.

<sup>458</sup> Insofern würde die Nutzung des weiträumigen Ausgleichseffekts den fluktuierenden Charakter der Windenergie verringern. Der zeitliche Verlauf der zum Ausgleich genutzten Bereitstellungstechnologien würde jedoch zunehmend fluktuierend.

voll. So kann es z. B. kostengünstiger sein, in Zeiten, in denen diese Kapazitäten einzusetzen wären, durch Preissignale oder vertragliche Vereinbarungen die Nachfrage zu verringern (Lastmanagement, vgl. auch Kapitel 7).

### 6.5.9. Modellerweiterungen

Der beschriebene Untersuchungsansatz und das daraus entwickelte Modell WIND-COVER können über die in dieser Arbeit beschriebenen Analysen hinaus eingesetzt werden, um weitere Fragestellungen oder Nebenbedingungen abzubilden. Diese können separat zur Ermittlung der individuellen Auswirkungen dieser Modellerweiterungen auf das Berechnungsergebnis oder gemeinsam in einem umfassenden Modell verwendet werden.

#### 6.5.9.1. Einbezug weiterer Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien

Ein Teil der Variabilität der Erzeugungseigenschaften der WEA-Cluster in den untersuchten Importregionen (z. B. Afrika und Asien-West) könnte bereits vor Ort durch eine Kombination mit weiteren Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien verringert bzw. gezielt beeinflusst werden. So bietet sich für diese Regionen etwa der Einsatz von solarthermischen Kraftwerken mit thermischen Speichern oder von Auf- bzw. Fallwindkraftwerken an, um das sehr hohe Einstrahlungspotenzial an einer Vielzahl von Standorten ergänzend zu nutzen. Verglichen mit Windenergieanlagen sind derzeit die spezifischen Gestehungskosten der elektrischen Energie aus diesen Anlagen z. T. noch deutlich höher. Ein ausgeweiteter Einsatz dieser Technologien verbunden mit der Ausnutzung von Lern- und Skaleneffekten könnte zukünftig den Kostennachteil jedoch verringern.<sup>459</sup> Dann könnten diese Regionen sowohl für die Bereitstellung elektrischer Energie aus WEA als auch aus diesen Anlagen interessant sein. Andere Regionen z. B. Island, Skandinavien oder nördliche Gebiete Russlands könnten Elektroenergie aus vorhandenen oder neu zu errichtenden Wasserkraftwerken oder geothermischen Anlagen bereitstellen. Auch andere vorliegende Untersuchungen legen bspw. die interkontinentale Anbindung der Länder des Nahen Ostens und Nordafrikas zur Nutzung der dort vorhandenen großen Potenziale weiterer Erneuerbarer Energien nahe.<sup>460</sup>

Das Modell WIND-COVER kann zur Integration anderer regenerativer Energieträger um die Zeitreihe der Einspeisung elektrischer Energie  $E_{reg,j}$  in den Zeitpunkten  $j$  aus anderen Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (ohne die Windenergieeinspeisung) der Region  $reg$  erweitert werden.

Dazu sind alle bisher verwendeten Gitternetzknotten  $i$  zunächst eindeutig den Regionen zuzuordnen ( $i \rightarrow r, reg := \text{Standort } r \text{ [von } R_{reg}] \text{ in der Region } reg$ ). Anschlie-

---

<sup>459</sup> Für Aufwindkraftwerke wurden zukünftige Gestehungskosten von 3,5 bis 8,6 ctEUR/kWh (vgl. Dos Santos Bernardes (2004)) bzw. 10 bis 14 ctEUR/kWh (vgl. SBS (2010)) ermittelt. Die Gestehungskosten von Fallwindkraftwerken könnten zwischen 4,5 und 42 ct\$/kWh (Altmann et al. (2005)) und die von solarthermischen Kraftwerken bei einer optimistischen Betrachtung zukünftig bei 2 bis 10 ctEUR/kWh (Trieb et al. (2005)) bzw. bei aktuellen Projektplanungen in Kalifornien bei etwa 22 ct\$/kWh (SBS (2010), S. 12) liegen.

<sup>460</sup> Vgl. dazu u. a. ECF (2010) und Trieb et al. (2005).

ßend wird die Gesamtleistung des WEA-Portfolios  $W_j$  in den Zeitpunkten  $j$  berechnet (Gleichung (23)). Die Standortgewichte  $k_{r, reg}$  sind im Rahmen der Optimierung zu ermitteln.

$$W_j = \sum_{reg=1}^{REG} \sum_{r=1}^{R_{reg}} w_{r, reg, j} \cdot k_{r, reg} \quad (23)$$

$$\forall j \in J$$

Die Zielfunktion wird um den Term  $E_{reg, j}$  erweitert (Gleichung (24)). Dabei wird wie im Fall der Windeinspeisung von einer Einspeisung in ein restriktionsfreies überlagertes Netz ausgegangen (alle Einspeisungen und Lasten aggregieren sich in einem virtuellen Punkt – Modell der elektrischen Kupferplatte). Die gesamte Windleistung  $W_j$  dient damit zur Abdeckung der verbleibenden Restnachfrage im Zeitpunkt  $j$ .

$$\min D = \sum_{j=1}^J \left| (L_j - W_j - \sum_{reg=1}^{REG} E_{reg, j}) \right| \quad (24)$$

Konsistente Zeitreihen der potenziellen Einspeisung aus anderen Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien konnten für die vorliegende Arbeit nicht ermittelt werden. Zudem wäre die Optimierung des Einsatzes dieser möglichen Einspeisungsanlagen anstatt einer exogen vorgegebenen Einspeisung im Rahmen weiterführender Untersuchungen interessant.

### 6.5.9.2. Berücksichtigung von regionalen Windenergiepotenzialen und Kapazitätsbeschränkungen

Vermutlich wird nicht an jedem Standort (im vorliegenden Untersuchungsfall in der Umgebung eines jeden Gitternetzknötens) die Installation der entsprechend der ermittelten Standortgewichtung notwendigen Anzahl von WEA vollständig möglich sein. Vielmehr können die standortindividuellen ( $wpot_{r, reg}$  Gleichung (25)) oder regionalen Potenziale ( $WPOT_{reg}$  Gleichung (26)) einer Windenergienutzung, die sich z. B. aus technischen, soziokulturellen oder wirtschaftlichen Aspekten ergeben können, im Rahmen des Optimiermodells WIND-COVER als obere Schranken berücksichtigt werden. Diese Potenziale können sowohl als unabhängig vom Zeitpunkt der jeweiligen Einspeisung (maximale und weitgehend unveränderliche, z. B. theoretische Potenziale; dargestellt in den Gleichungen (25) und (26)) als auch im Zeitablauf veränderlich modelliert werden.

$$w_{r, reg, j} \cdot k_{r, reg} \leq wpot_{r, reg} \quad (25)$$

$$\forall j \in J, \forall reg \in REG, \forall r \in R_{reg}$$

$$\sum_{r=1}^{R_{reg}} w_{r, reg, j} \cdot k_{r, reg} \leq WPOT_{reg} \quad (26)$$

$$\forall j \in J, \forall reg \in REG$$

Die Bestimmung der standortindividuellen bzw. regionalen Nutzungspotenziale kann aufbauend auf der in Gliederungspunkt 4.1.2 beschriebenen Methodik erfolgen.

Des Weiteren ist es vorstellbar, dass die elektrische Netzanbindung einer bestimmten Region nicht auf die aggregierte Bemessungsleistungen der WEA innerhalb dieser Region sondern vielmehr auf die im Rahmen statistischer Zeitreihenanalysen ermittelten maximalen Summeneinspeiseleistung der WEA oder aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten auf noch geringere Kapazitäten ausgelegt wird. Damit könnte es sinnvoll sein, zusätzlich regionale Übertragungskapazitätsrestriktionen im Rahmen der Optimierung und der Berechnung der abgedeckten Nachfrage zu berücksichtigen. Die bereits eingeführte Gleichung (26) bietet dafür eine entsprechende Nebenbedingung an. Das regionale Potenzial ( $WPOT_{reg}$ ) entspricht in diesem Fall einer maximalen Kapazität bzw. Leistung der Übertragung  $WKAP_{reg}$  aus der Region  $reg$  in das überlagerte elektrische Netz, die zu jedem Zeitpunkt  $j$  einzuhalten ist.

### 6.5.9.3. Berücksichtigung einer regionalen Nachfrage

Auch in den Regionen außerhalb der UCTE (für die vorliegende Untersuchung definierte Erzeugungsregionen, vgl. Kapitel 6.5.8) ist eine zumindest anteilige Deckung der jeweiligen Nachfrage nach elektrischer Energie durch die dort installierten WEA-Cluster möglich und wahrscheinlich. Dazu wird im Modell WINDCOVER die regionale Last  $L_{reg,j}$  der Region  $reg$  im Zeitpunkt  $j$  eingeführt und von der eingespeisten Gesamtwindleistung der Region abgezogen, und damit die resultierende, aggregierte Windleistung berechnet ( $WR_j$  Gleichung (27)).

$$WR_j = \sum_{reg=1}^{REG} \left( \sum_{r=1}^{R_{reg}} w_{r,reg,j} \cdot k_{r,reg} \right) - L_{reg,j} \quad (27)$$

$\forall j \in J$

Lediglich diese resultierende Windleistung kann zur Abdeckung der in dieser Arbeit verwendeten Nachfrage der UCTE-Mitgliedsländer genutzt werden. Abhängig von der Höhe und dem zeitlichen Verlauf der regionalen Lasten wird das optimale Ergebnis zu einem zusätzlichen Ausbau der Windenergienutzung in der Untersuchungsregion führen.

### 6.5.9.4. Verwendung von regionalen Verfügbarkeitsfaktoren

Bei der Verwendung der Zeitreihen der Windleistung der Standorte wird bislang von einer jederzeit uneingeschränkten Leistungsverfügbarkeit aller WEA ausgegangen. Tatsächlich treten jedoch auch bei Windenergieanlagen zeitliche Nichtverfügbarkeiten auf. Diese können durch technische Störungen und deren Beseitigung sowie geplante und ungeplante Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen bedingt sein. Bei offshore-Standorten können Ausfälle insbesondere in Zeiten einer Nichterreichbarkeit der Anlagen durch Schiffe bei hohem Wellengang oder durch Hubschrauber bei zu hohen oder sehr böigen Windverhältnissen zu längeren Stillständen der WEA führen. Auch ausgewählte Standorte an Land (z. B. im Gebirge, in arktischen oder Wüstenregionen) können aufgrund ungüns-

tiger Witterungsbedingungen (etwa durch Sandstürme oder Vereisung) zeitweise nicht erreicht werden. Zur Abbildung der Nichtverfügbarkeit von WEA werden im Modell zeitliche Verfügbarkeitsfaktoren eingeführt. Für eine bestimmte Region  $reg$  kann ein für jeden Zeitpunkt  $j$  spezifischer zeitlicher Verfügbarkeitsfaktor  $av_{reg,j}$  zur Berechnung der Gesamteinspeiseleistung aus den WEA zugrunde gelegt werden (Gleichung (28)).

$$W_j = \sum_{reg=1}^{REG} \left( \sum_{r=1}^{R_{reg}} w_{r,reg,j} \cdot k_{r,reg} \right) \cdot av_{reg,j} \quad (28)$$

$\forall j \in J$

Ein typischer zeitlicher Verfügbarkeitsfaktor für Standorte an Land in Mitteleuropa (außerhalb von Gebirgs- und Wüstenregionen) liegt bei 0,97. Für offshore- und die genannten weiteren Standorte wird er mit etwa 0,90 angegeben.<sup>461</sup> Die Zuordnung der zeitlichen Verfügbarkeitsfaktoren setzt Kenntnisse bzw. Annahmen über die klimatischen und geografischen Verhältnisse aller verwendeten Gitternetzknotten voraus. Für die vorliegende Untersuchung konnte keine derartige Analyse der entsprechenden Verhältnisse in der Umgebung der Gitternetznoten vorgenommen werden. Diese Informationen könnten jedoch bei der Ermittlung der Potenziale der Windenergienutzung gewonnen und im Modell verwendet werden.

#### 6.5.10. Zwischenfazit zum Optimiermodell WIND-COVER

Mit den vorliegenden Untersuchungen konnte nachgewiesen werden, dass unter Ausnutzung des natürlichen, weiträumigen Ausgleichseffektes und unter Berücksichtigung einer ebenfalls zeitvariablen Laststruktur eine sehr hohe Abdeckung der Nachfrage durch eine Windenergieeinspeisung erreicht werden kann. Bis zu 91,2 % der zeitgleichen Nachfrage nach elektrischer Energie, basierend auf der Nachfrage des Jahres 2006 innerhalb der UCTE-Verbundnetzregion und ausgewählten Zeitreihen der Windleistungen in der Untersuchungsregion, könnten auch bei Zugrundelegung eines weiteren starken Ausbaus der Windenergienutzung in den Mitgliedsländern der UCTE abgedeckt werden. Voraussetzung dafür wären umfangreiche Übertragungsnetzkapazitäten aus den untersuchten Importregionen sowie innerhalb der UCTE-Region, um Windenergieanlagen mit einer Gesamtnennleistung von etwa 1 TW elektrisch zu integrieren. Des Weiteren wären erhebliche Ausgleichsleistungen notwendig, um die verbleibende Variabilität der Windenergieeinspeisung auszugleichen. Ein Teil dieser Ausgleichsleistung sowie der damit verbundenen Ausgleichsenergie könnte zukünftig direkt in ausgewählten Importregionen durch weitere Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien (z. B. durch solarthermische Kraftwerke mit Wärmespeichern) bereitgestellt werden.

Neben den im Fazit zum Gliederungspunkt 6.4.5 bereits genannten Einschränkungen sind für die Interpretation der Berechnungsergebnisse des Modells WIND-COVER folgende weitere Anmerkungen zu berücksichtigen:

<sup>461</sup> Vgl. EEA (2009), S. 17.

- WEA mit Nabenhöhen von 100 m und mehr würden mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit eine größere elektrische Jahresenergiemenge einspeisen. Die Häufigkeit von höheren Ausgangsleistungen der WEA würde die im Rahmen dieser Untersuchung berechneten übersteigen. Damit wird auch die zeitgleich nicht nachgefragte elektrische Energie ansteigen. Andererseits könnten geringe Leistungen seltener sein und damit die vorzuhaltenden Ausgleichsleistungen niedriger sein. Die zu installierende Gesamtnennleistung der optimalen Portfolios wird davon voraussichtlich jedoch nicht wesentlich beeinflusst. Zur Untersuchung des Effekts der Verwendung aktueller Nabenhöhen von WEA wären die NCEP Daten unter Berücksichtigung der bestimmenden Parameter (Rauigkeit, mittlere Temperatur und Luftdruck an den Gitternetzknuten) für entsprechende Höhen über der Erdoberfläche umzurechnen.
- Über die Deckung der UCTE-Last hinaus sollten zukünftig Erneuerbare Energien und insbesondere WEA auch die Nachfrage in den jeweiligen Standortregionen (anteilig) decken (vgl. Kapitel 6.5.9.3). Deshalb wäre in einer ausgeweiteten zukünftigen Analyse die zeitliche Gesamtnachfrage nach elektrischer Energie in der UCTE-Verbundregion sowie den angrenzenden Untersuchungsregionen zugrunde zu legen. Die bislang nicht öffentlich verfügbaren Daten zum elektrischen Lastverlauf in Nordafrika, Ländern auf der Arabischen Halbinsel sowie im europäischen Teil Asiens haben diese Untersuchung im Rahmen der vorliegenden Arbeit verhindert.

Die vorliegenden Berechnungsergebnisse bezüglich der abgedeckten zeitgleichen Nachfrage, der vorzuhaltenden Ausgleichsleistung und der notwendigen Ausgleichsenergie basieren auf den bei der Erstellung der Arbeit verfügbaren NCEP Daten ausgewählter Jahre und den UCTE-Lastdaten des Jahres 2006. Die erzielte Abdeckung der Nachfrage kann in anderen Kombinationen von Zeitreihen der Windleistungen und der elektrischen Last auch höher oder niedriger ausfallen. Es ist zu erwarten, dass Situationen auftreten, in denen eine höhere Reserverleistung als die in dieser Arbeit ermittelte benötigt wird. Zusätzliche Erkenntnisse würden sich aus der Verwendung weiterer Zeitreihen und deren Kombination im Modell WIND-COVER ergeben. Auch simulierte Zeitreihen der Windleistung unter Berücksichtigung von aus historischen Daten abgeleiteten Parametern (z. B. Häufigkeitsverteilung der Leistungsinkremente innerhalb von 1 h oder 6 h) können dazu herangezogen werden. Erst durch eine statistische Auswertung einer Vielzahl verwendeter Zeitreihen und deren Kombination können belastbare Aussagen über die Konfiguration der optimalen Standortportfolios sowie die erzielbare Nachfrageabdeckung und die vorzuhaltende Ausgleichsleistung gewonnen werden. Insofern liefern die dargestellten Ergebnisse lediglich Hinweise für den möglichen Umfang des Ausgleichseffekts der Windenergie zur Abdeckung einer zeitgleichen Nachfrage. Der entwickelte und in dieser Arbeit vorgestellte Modellansatz bietet für zukünftige Untersuchungen dafür ein geeignetes Analyserwerkzeug.

### 6.5.11. Alternative Anwendung des entwickelten Optimieralgorithmus im Modell WIND-FIT

Der für die in diesem Kapitel beschriebenen Untersuchungen entwickelte Algorithmus zur Ermittlung von Gewichtungsfaktoren mehrerer Zeitreihen zur optimalen Anpassung an den vorgegebenen zeitlichen Verlauf einer weiteren Zeitreihe lässt sich auch zur Lösung weitere Problemstellungen anwenden. So kann im Rahmen einer optimalen Zusammenstellung eines Portfolios bestehend aus mehreren Aktien ein bestimmter vorgegebener Verlauf einer Referenzzeitreihe (z. B. der Verlauf eines Aktienindex oder der einer bestimmten anderen Aktie) nachgebildet werden. Des Weiteren kann ein bestimmter zeitlicher Verlauf eines komplexen Ausgangssignals aus mehreren sich hinsichtlich z. B. der Frequenz und der Amplitude unterscheidenden Einzelschwingungen zusammengestellt werden.

Eine weitere Anwendung der entwickelten Methodik ist die Nachbildung der gemessenen Einspeisezeitreihe eines WEA-Kollektivs ( $ZA_j$  in den Zeitpunkten  $j$ ) durch die Auswahl optimaler Gewichtungsfaktoren ( $\kappa_i$ ) auf die Zeitreihe Einspeisung der vorgegebenen NCEP Gitternetzknotten ( $w_{ij}$ , Einspeisung des optimalen Portfolios  $ZE_j$ ). Diese Modellanwendung wird zur Analyse der verbleibenden Variabilität der Windenergieeinspeisung der WEA in Deutschland innerhalb der durch die NCEP Daten vorgegebenen Intervalle von 6 Stunden genutzt. Eine gleichgewichtete Verwendung der auf den Landflächen Deutschlands angeordneten bzw. angrenzender NCEP Gitternetzknotten würde die tatsächliche räumliche Verteilung der WEA in Deutschland nicht berücksichtigen.

Das zugrunde liegende Optimiermodell **WIND-FIT**<sup>462</sup> verwendet den im Gliederungspunkt 6.5.2 beschriebenen Ansatz ohne zusätzliche Nebenbedingungen (Gleichung (29) und Gleichung (30)).

$$\min D = \sum_{j=1}^J |(ZA_j - ZE_j)| \quad (29)$$

$$ZE_j = \sum_{i=1}^I w_{ij} \cdot \kappa_i \quad (30)$$

$\forall j \in J$

Der aggregierte UCTE-Lastverlauf wurde durch die Zeitreihe der gemessenen Einspeisung eines WEA-Kollektivs ersetzt. Verwendet wurde dafür die Zeitreihe der Windeinspeisung aller WEA in Deutschland mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min. Die NCEP Leistungsdaten von 10 bzw. 14 ausgewählten Gitternetzknotten (vgl. Abbildung 58) wurden auf alle 15 min Zeitpunkte innerhalb von 2:45 Stunden vor bzw. 3:00 Stunden nach den vier zugrunde liegenden Referenzzeitpunkten (0:00, 6:00, 12:00 und 18:00 Uhr UTC) übertragen.

<sup>462</sup> FIT abgeleitet von fitting (engl. für Anpassung)

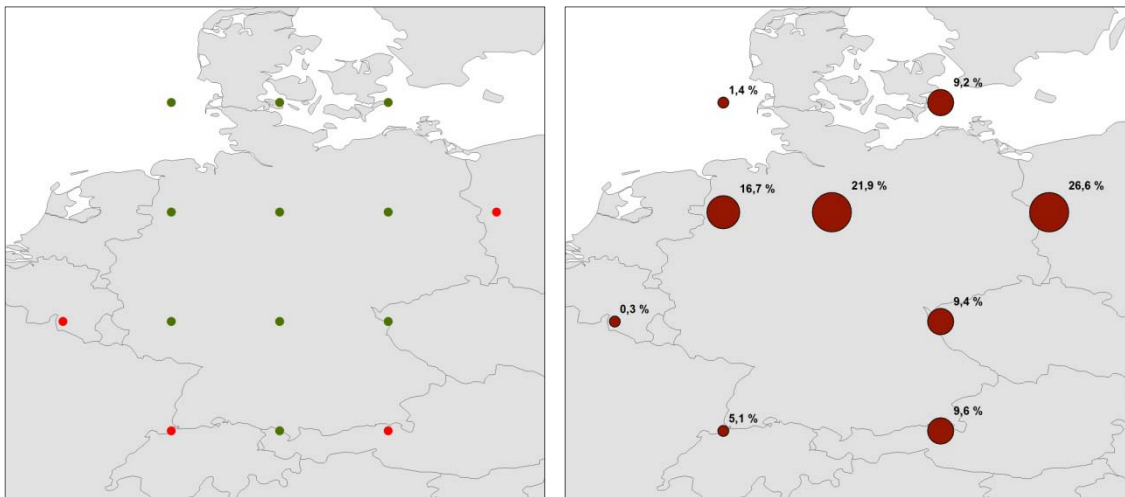


Abbildung 58 Lage der ausgewählten 10 (grün) bzw. 14 (zusätzlich vier rot markiert) NCEP Gitternetzknotten in bzw. um Deutschland (links) sowie Zusammensetzung des optimalen Portfolios der Berechnung mit dem Modell WIND-FIT für September 2009 (aus 14 Gitternetzknotten; rechts)

Das mit dem Modell WIND-FIT ermittelte optimale Portfolio verwendet dazu 7 (aus 10) bzw. 9 (aus 14) Gitternetzknotten. Die höchsten individuellen Gewichte erhalten jeweils die Knoten auf  $52,5^\circ$  nördlicher Breite. Diese repräsentieren geografisch auch den Schwerpunkt der in Deutschland installierten WEA-Leistung (in Niedersachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt mit insgesamt etwa 13,9 GW zum Ende des Jahres 2009).<sup>463</sup> Für die verwendeten Zeitreihen vom September 2009 berechnet sich ein hoher Korrelationskoeffizient der optimalen Standortbündel aus zehn Gitternetzknotten mit 0,936 und aus 14 Gitternetzknotten mit 0,947. Der etwas höhere Korrelationskoeffizient für 14 Gitternetzknotten verdeutlicht, dass die vier weiteren Knoten (welche alle auch im optimalen Standortbündel berücksichtigt werden) zeitliche Charakteristiken aufweisen, welche einen zusätzlichen Erklärungsbeitrag der tatsächlichen Windeinspeisung liefern.<sup>464</sup> Eine gleichgewichtete Verwendung der 14 Knoten führt zu einer berechneten Einspeisezeitreihe, die einen Korrelationskoeffizienten von lediglich 0,889 zur WEA-Einspeisezeitreihe aufweist.

Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Differenz der real gemessenen zur berechneten Einspeiseleistung unter Verwendung der 14 NCEP Gitternetzknotten im September 2009 ist der einer auf den Mittelwert und die Standardabweichung normierten Normalverteilung ähnlich (vgl. Abbildung 59). Sehr geringe Abweichungen ( $\pm 100$  MW) sind deutlich häufiger als bei einer Normalverteilung. Allerdings treten auch vergleichsweise häufiger einzelne sehr hohe Differenzen ( $> 3.000$  MW) auf. In 50 % aller Fälle ist die Differenz kleiner als  $\pm 600$  MW bzw. ca. 3 % der Nennleistung des mit dem Modell WIND-FIT ermittelten optimalen

<sup>463</sup> Vgl. DEWI (2010).

<sup>464</sup> So repräsentiert z. B. der Gitternetzknotten  $52,5^\circ$  nördliche Breite und  $15^\circ$  östliche Länge (in Polen gelegen) das Einspeiseverhalten eines Teils der WEA in Brandenburg, Sachsen und Mecklenburg-Vorpommern.



Standortbündels. Mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % (96 %) beträgt die Abweichung nicht mehr als  $\pm 1.100$  MW ( $\pm 2.300$  MW) bzw. 5,5 % (11,5 %) der installierten Nennleistung.

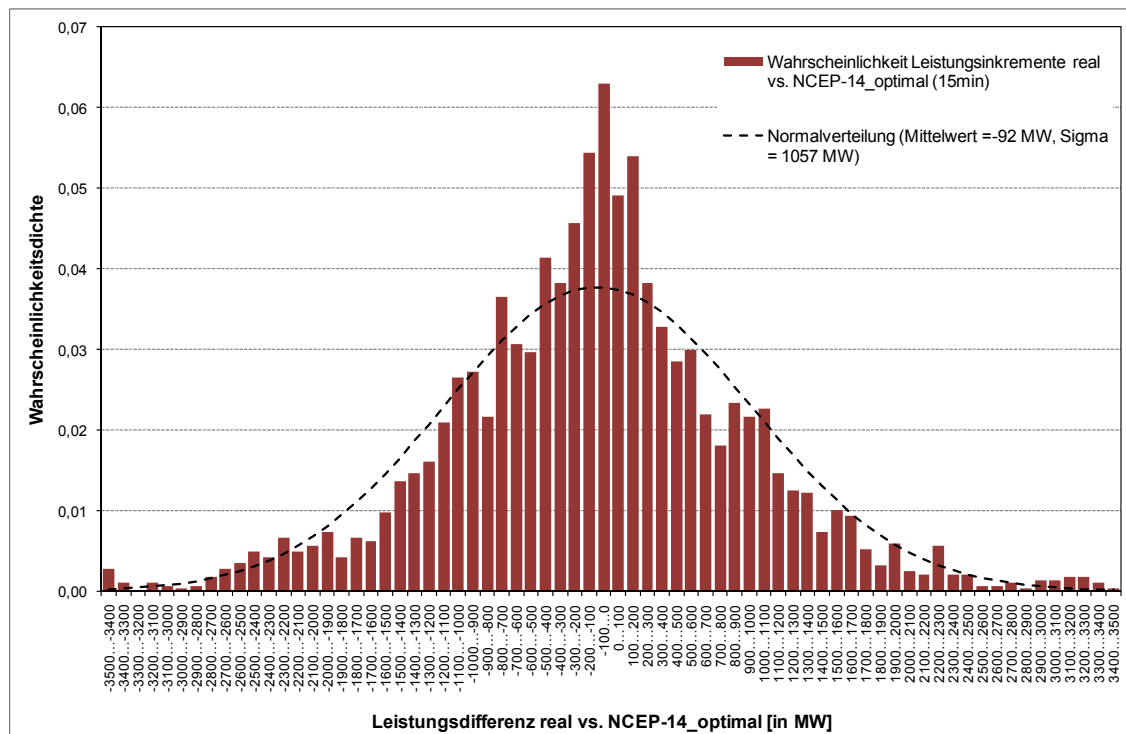


Abbildung 59 Wahrscheinlichkeitsdichte der Differenz der realen WEA-Leistung in Deutschland von der des optimalen Standortbündels aus 14 ausgewählten Gitternetzknotten (Modell WIND-FIT) im September 2009

Durch die Verwendung des Optimiermodells WIND-FIT lassen sich grundsätzlich weitere Informationen über die Variabilität der zu erwartenden Windenergieeinspeisung aus den mit dem Modell WIND-COVER ermittelten optimalen Standortbündeln innerhalb des Intervalls von jeweils 6 h gewinnen. Allerdings kann aus der hier beschriebenen Analyse der realen Einspeiseleistung der WEA in Deutschland im September 2009 im Vergleich zu einer optimalen Auswahl aus 10 bzw. 14 relevanten Gitternetzknotten keine allgemeingültige Aussage über die verbleibende Variabilität an den Standorten innerhalb der Untersuchungsregion in und um Kontinentaleuropa (NCEP 825 Daten) abgeleitet werden. So könnten aufgrund lokaler Gegebenheiten auch höhere oder niedrigere verbleibende Fluktuationen um den 6 h NCEP Leistungswert auftreten. Dazu wären in zukünftigen Untersuchungen mit dem Modell WIND-FIT konkrete Windmessungen oder WEA-Leistungsdaten an einer Vielzahl von relevanten und für die Untersuchungsregion repräsentativen Standorten mit dem zeitlichen Verhalten der jeweils umgebenden NCEP Gitternetzknotten zu vergleichen. Damit könnten standortindividuelle und räumlich konsistente regionale Daten kombiniert werden.

Die zeitliche Überlagerung der verbleibenden Fluktuationen der Einspeisung innerhalb von jeweils 6 h mit der Variabilität der Nachfrage wird sich jedoch auf die Anwendung statistischer Kenngrößen (z. B. der Wahrscheinlichkeitsdichte der Leistungsdifferenzen) beschränken. Eine Synchronität zwischen dem Verlauf der Einspeiseleistung und der Nachfrage innerhalb der 6-stündigen Intervalle bleibt

zufällig. Vielmehr sollte bei der Auslegung eines überwiegend auf weiträumig verteilten Windenergieanlagen basierenden Systems einer Elektroenergieversorgung in Europa von einer weitgehenden Nichtkorreliertheit dieser beiden Komponenten ausgegangen werden.

### **6.6. Untersuchungen zur koordinierten Betriebsweise von Windenergieanlagen mit Anlagen zur Nutzung weiterer Erneuerbarer Energien sowie Speichern**

Die Untersuchungen im Gliederungspunkt 5 der vorliegenden Arbeit verdeutlichen, dass die Variabilität der Windenergieeinspeisung ursächlich für die meisten der mit der Integration verbundenen Herausforderungen ist. Erneuerbare Energien sind weltweit verteilt verfügbar. Jedoch bietet sich eine technische Nutzung vor allem an den Standorten an, die das größte natürliche Potenzial sowie die geringsten Gesteungskosten aufweisen. Deshalb und zur Ausnutzung des natürlichen Ausgleichseffekts der Windenergie wird zukünftig die Übertragung elektrischer Energie mit hohen Leistungen über große Entfernungen und mit möglichst geringen Verlusten ein zentrales Element der Versorgungssysteme sein. Bis ein solches leistungsfähiges Übertragungssystem verfügbar sein könnte, können weitere Ansätze zur Verringerung der Variabilität der Windenergieeinspeisung dazu beitragen, einen steigenden Anteil der Windenergie an der Bereitstellung elektrischer Energie sicherzustellen.

Eine Verringerung der Variabilität der Windenergie kann insbesondere durch eine Kombination verschiedener Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien mit Windenergieanlagen sowie Speichereinrichtungen erfolgen. Eine solche Kombination wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit mit dem Begriff eines **Erneuerbare Energien Hybridkraftwerks** bezeichnet, wenn

- mindestens zwei Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien (in dieser Arbeit ist eine Technologie die Windenergienutzung) bzw. Speichereinrichtungen eingesetzt werden,
- alle über ein elektrisches Einsammelnetz miteinander verbundenen Komponenten über einen Netzanschlusspunkt in das öffentliche Versorgungsnetz einspeisen,
- die Komponenten zentral gesteuert werden, um eine konstante bzw. profilbasierte Einspeisung zu gewährleisten,
- Nennleistungen im kraftwerkstechnischen Maßstab (> 100 MW) mindestens mittelfristig darstellbar sind,
- und ausschließlich Erneuerbare Energieträger genutzt werden.

Zur Umsetzung dieses Ansatzes ist eine Vielzahl von Kombinationen möglich. Entsprechend der Übersicht in Tabelle 24 werden anhand mehrerer Kriterien die Technologien und Speichereinrichtungen ausgewählt, die zur mittelfristigen Realisierung von Erneuerbare Energien Hybridkraftwerken aus heutiger Sicht geeignet erscheinen. Die eigene Bewertung der Kriterien erfolgt dabei für den gewählten Zeithorizont (mittelfristige Abschätzung, d. h. max. 15 Jahre). Die Einschätzungen weisen aufgrund des Prognosecharakters eine nicht weiter zu spezifizierende Unsicherheit auf.

Die technische Marktreife wird dann positiv eingeschätzt, wenn im Prognosezeitraum eine Großserienfertigung der entsprechenden Anlagen zu erwarten ist. Die Bewertung der Relevanz der einzelnen Technologien für Deutschland und des zu erwartenden nationalen Ausbaupotenzials erfolgt anhand der Verfügbarkeit des regenerativen Energieträgers (auch im Vergleich zu anderen Ländern und Regionen). Die derzeitigen spezifischen Gestehungskosten werden relativ zu den Kosten der Windenergienutzung beurteilt.

Tabelle 24 Auswahl geeigneter Erzeugungs- und Speichertechnologien für Erneuerbare Energien Hybridkraftwerke

Technologie	steuerbare Einspeisung	technische Marktreife	größttechnische Erzeugung <sup>465</sup>	Relevanz für Deutschland	spezifische Kosten derzeit	Ausbau-potenzial Deutschland
Windenergie	leistungsbegrenzt	gegeben	ja	sehr hoch	niedrig	hoch <sup>466</sup>
Photovoltaik	leistungsbegrenzt	gegeben	bedingt	bedingt <sup>467</sup>	sehr hoch	ggf. hoch
Solarthermische Kraftwerke	ja	mittelfristig	ja	sehr gering <sup>468</sup>	mittel	sehr gering
Bioenergieanlagen	ja	gegeben	ja	mittel bis hoch	niedrig bis hoch	mittel bis hoch <sup>469</sup>
Geothermische Kraftwerke	eingeschränkt	mittelfristig	ja	hoch <sup>470</sup>	hoch	hoch
konventionelle Wasserkraftwerke	ja	gegeben	ja	ja	niedrig	sehr gering
Wellenenergie-, Meeresströmungs- und Gezeitenkraftwerke	eingeschränkt <sup>471</sup>	mittelfristig möglich	bedingt	sehr gering	hoch	sehr gering
Gletscherwasserkraftwerke	ja	mittelfristig	ja	sehr gering	niedrig	kein
Meereswärme- und Osmoseanlagen	ja	langfristig möglich	ja	gering	sehr hoch	sehr gering
Pumpspeicherkraftwerke	ja	gegeben	ja	hoch	gering	gering

<sup>465</sup> Nennleistungen > 100 MW.

<sup>466</sup> Insbesondere bei Berücksichtigung des Potenzials der offshore Windenergienutzung.

<sup>467</sup> Nur bei zukünftig weiter stark sinkenden spezifischen Gestehungskosten.

<sup>468</sup> Lediglich der Import elektrischer Energie aus solarthermischen Anlagen in Südeuropa oder Nordafrika kann für Deutschland einen nennenswerten Beitrag darstellen.

<sup>469</sup> Das Potenzial in Deutschland hängt von vielen begleitenden Faktoren (angestrebte nationale Nahrungs- und Futtermittelproduktion, Umweltschutz u. a.) ab, die eine konkrete Bestimmung derzeit sehr erschweren. Im Rahmen einer integrierten Energiestrategie sollten dazu zunächst die zu nutzenden Potenziale festgelegt und Nutzungspfade beschrieben werden.

<sup>470</sup> Geothermische Kraftwerke unter Nutzung der HDR-Technologie.

<sup>471</sup> Wellenenergiekraftwerke könnten leistungsbegrenzt betrieben werden. Gezeitenkraftwerke sind in Kombination mit Staudambauwerken steuerbar und als Speicher einsetzbar.

Technologie	steuerbare Einspeisung	technische Marktreife	größtechnische Erzeugung <sup>465</sup>	Relevanz für Deutschland	spezifische Kosten derzeit	Ausbau-potenzial Deutschland
Druckluftspeicher-kraftwerke	ja	mittelfristig (adiabat)	ja	hoch	mittel	hoch <sup>472</sup>
Elektrochemische Speicher	ja	mittelfristig	bedingt	hoch	sehr hoch	eher gering <sup>473</sup>
Elektrolyse i. V. m. Brennstoffzellen	ja	mittelfristig	ja	hoch	hoch	hoch <sup>474</sup>

Die Bewertung der Photovoltaik, von Osmoseanlagen und von elektrochemischen Speichern ist aus Sicht des Verfassers mit den größten Unsicherheiten behaftet. Bei diesen Technologien kann ein Durchbruch in der Materialforschung die spezifischen Kosten stark verringern und damit eine ausgeweitete Nutzung ermöglichen. Dagegen basieren die anderen genannten Technologien auf z. T. bereits seit mehreren Jahrzehnten bekannten und genutzten mechanischen bzw. elektrotechnischen Verfahren und Wirkprinzipien, bei denen eher keine Entwicklungssprünge zu erwarten sind.

Unter Beachtung der gewählten Beurteilungskriterien in Tabelle 24 erscheinen die koordinierte Betriebsweise von Windenergie- und Bioenergieanlagen sowie mit Elektrolyseuren und mit Druckluftspeicher-kraftwerken besonders geeignet, die fluktuierende Windenergieeinspeisung zu verringern. Die Ausbaupotenziale von Bioenergieanlagen und Druckluftspeicher-kraftwerken in Deutschland und Europa sind vergleichsweise hoch, sie gewährleisten eine steuerbare Einspeisung auch in kraftwerktechnischem Maßstab und haben ihre technische Marktreife bereits erreicht bzw. werden diese mittelfristig erreichen.

Neben einer Beschreibung der zugrunde liegenden technischen Konzepte entsprechender Erneuerbare Energien Hybridkraftwerke werden nachfolgend jeweils die spezifischen Gestehungskosten sowie geeignete Betriebsweisen modelliert und analysiert. Damit werden zwei ausgewählte Parameter untersucht, die eine potenzielle Realisation dieser Ansätze entscheidend beeinflussen.

### 6.6.1. Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerke (WIND-HyMeth)

Das in diesem Kapitel dargestellte Konzept von Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerken baut auf einer Untersuchung der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes

<sup>472</sup> Ggf. bestehen zukünftig Nutzungskonflikte mit Erdgasspeichern bzw. CO<sub>2</sub>-Lagerstätten um die unterirdischen Kavernenkapazitäten v. a. in Salzstöcken.

<sup>473</sup> Die zukünftige Nutzung der Rückspeisung aus elektrochemischen Speichern in Elektrofahrzeugen könnte ein nennenswertes Ausbaupotenzial darstellen. Vgl. Kapitel 7.2.

<sup>474</sup> Abhängig von der Verfügbarkeit ausreichender Mengen elektrischer Energie aus Erneuerbaren Energien. Vgl. dazu die gewählte Abgrenzung von Erneuerbare Energien Hybridkraftwerken.

Brandenburg aus den Jahren 2007 bis 2008 auf.<sup>475</sup> Der Verfasser der vorliegenden Arbeit war dabei maßgeblich an der Konzeptentwicklung und der Analyse der techno-ökonomischen Parameter beteiligt.<sup>476</sup> Die im Folgenden dargestellten Vorüberlegungen, die Modellentwicklung und die Anwendung des Modells zur Analyse ausgewählter Einsatzfälle leiten sich aus diesen eigenen Vorarbeiten ab.

Ausgangspunkt dieses Konzepts ist die angestrebte Verstetigung der Windenergieeinspeisung an einem konkreten Netzeinspeisepunkt. Dazu wird die angebotene elektrische Energie von Windenergieanlagen anteilig (leistungsbegrenzt) direkt in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Der über die Leistungsbegrenzung hinausgehende Anteil wird in Elektrolyseuren in Wasserstoff umgewandelt. Dieser Wasserstoff wird entweder in das Erdgasnetz eingespeist oder alternativen Einsatzzwecken zugeführt. Damit wird bereits eine teilweise verstetigte elektrische Einspeisungscharakteristik der Windenergie erreicht. Die verbleibenden „Leistungstäler“ werden durch schnell regelbare GuD-Kraftwerke, die (ausgehend von einer angestrebten vollständig regenerativen Erzeugung) mit Biomethan betrieben werden, ausgefüllt. Somit kann eine konstante oder auch eine profilbasierte Einspeisung an diesem Netzeinspeisungspunkt erfolgen. Im Ergebnis könnte ein solches Hybridkraftwerk wie ein konventionelles Kraftwerk zur Sicherstellung der Versorgung mit elektrischer Energie eingesetzt werden.

#### 6.6.1.1. Technisches Konzept

Durch die Kombination der fluktuierenden Windenergie mit (zentralen) Bioenergieanlagen, deren Einspeisungscharakteristik schnell und mit geringen Wirkungsgradverlusten geregelt werden kann, ist es möglich, Hybridkraftwerke auf Basis Erneuerbarer Energien zu entwickeln, die elektrische Energie bereitstellen.<sup>477</sup> Windenergieanlagen weisen standortabhängig in Deutschland jährliche Volllaststunden von etwa 1.500 bis 4.000 auf. Das verdeutlicht, dass für eine Grundlasteinspeisung, die auf einer dauerhaften (> 7.500 h/a) Einspeisung in Höhe der Summennennleistung basieren würde, erhebliche zusätzliche Mengen elektrischer Energie zum Ausgleich aufgebracht werden müssen. Andererseits erreichen Windenergieanlagen nur während relativ weniger Stunden im Jahr ihre Nennleistung. Somit geht mit einer Leistungsbegrenzung, die entweder die Einspeisung oberhalb einer festzulegenden elektrischen Leistung verhindert (z. B. durch Nutzung der Pitchregelung an den WEA) oder diese überschreitenden Leistungen anderweitig nutzt (z. B. zur Versorgung eines Elektrolyseurs) ein geringer „Verlust“ der potenziell erzielbaren elektrischen Jahresarbeit einher. In den verbleibenden Zeiten mit niedrigen Windgeschwindigkeiten können Bioenergieanlagen, z. B. GuD-Kraftwerke mit Verwendung von Biomethan, die entsprechende

---

<sup>475</sup> Der Abschlussbericht mit dem Titel „Studie zur Integration Erneuerbarer Energien in Brandenburg“ wurde von der Brandenburgischen Technischen Universität (BTU) Cottbus im September 2008 vorgelegt. Vgl. Bitsch (2008) und Schwarz et al. (2008).

<sup>476</sup> Vgl. dazu Pforte et al. (2009) und Fichtner / Pforte (2008a).

<sup>477</sup> Vgl. dazu auch Tigges et al. (2009), die den Ausgleich einer fluktuierenden Einspeisung aus offshore Windenergieparks mittels Bioenergieanlagen unter Einsatz von Mikrogasturbinen und ORC-Kreisprozessanlagen untersuchen.

elektrische Leistung einspeisen. Eine grafische Darstellung des grundlegenden Konzepts enthält Abbildung 60.

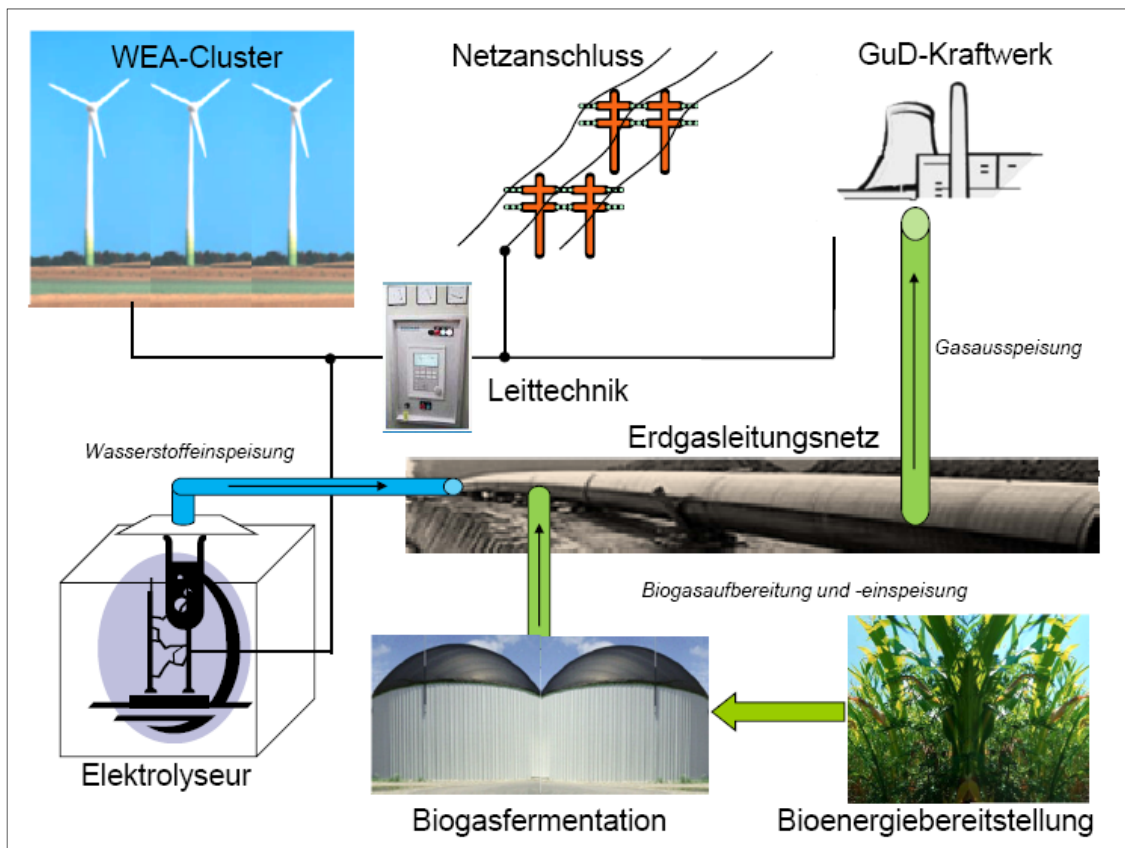


Abbildung 60 Darstellung des Konzepts von Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerken „WIND-HyMeth“

Im Folgenden werden die wesentlichen Komponenten sowie die maßgebenden techno-ökonomischen Parameter dargestellt.

### Windenergieanlagen

Die Technologie von Windenergieanlagen ist in Kapitel 4.1.1 beschrieben. Windenergie-Cluster unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Einspeisungscharakteristik von Einzelanlagen. Der kleinräumige Ausgleichseffekt verteilter WEA sowie die nahezu gleichverteilte Wahrscheinlichkeit der Nichtverfügbarkeit über alle einbezogenen WEA führen zu einer veränderten Form der geordneten Leistungsdauerlinie. Für die folgenden Analysen wurden zur Verfügung stehenden Daten von Einzel-WEA, eines ausgewählten WEA-Clusters sowie die Zeitreihe der Einspeisung aller WEA in Deutschland<sup>478</sup> verwendet. Aus den vorliegenden Daten wurden zunächst Zeitreihen mit einer einheitlichen zeitlichen Auflösung von jeweils einer Stunde berechnet. Diese wurden anschließend absteigend geordnet (Leistungsdauerlinie, vgl. Abbildung 61) sowie verschiedenen Leistungsbegrenzungen gegenübergestellt.

<sup>478</sup> Vgl. BDEW (2010).

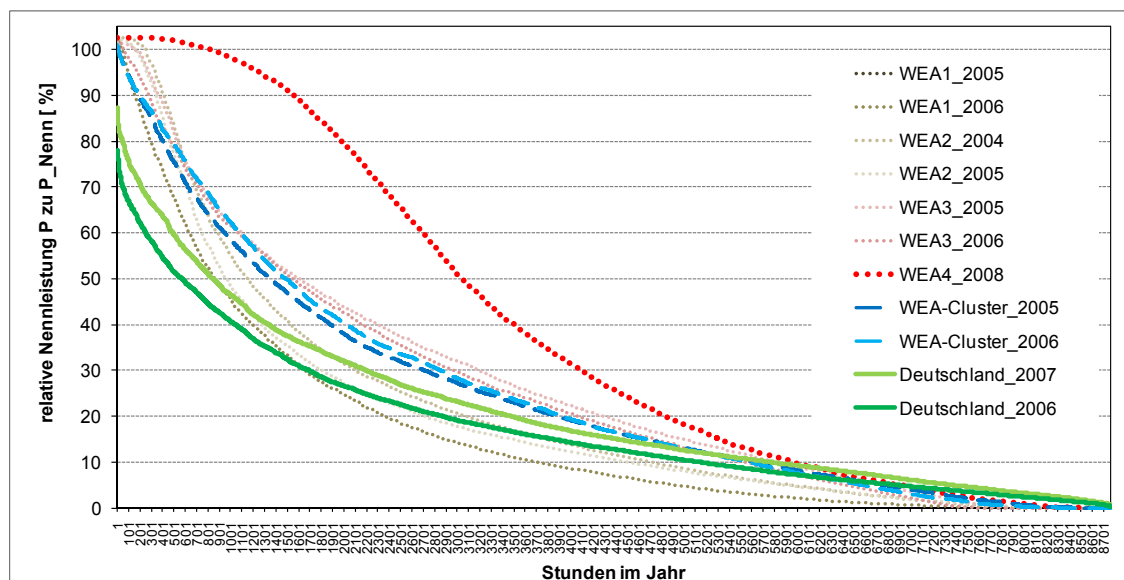


Abbildung 61 Vergleich der analysierten geordneten Leistungsdauerlinien von Einzel-WEA, WEA-Cluster und der aggregierten Windeinspeisung in Deutschland in den verwendeten Jahren

Die untersuchte WEA4 stellt eine berechnete Zeitreihe einer theoretischen Einspeisung einer WEA ENERCON E-82 dar, die auf Windmessdaten des Jahres 2008 einer Messung in Nordschweden basiert. Diese WEA hätte an diesem Standort im Jahr 2008 (ohne Berücksichtigung möglicher Parkverluste oder von Anlagenstillständen) etwa 3.450 Volllaststunden erzielt. Diese Zeitreihe unterscheidet sich deutlich von den anderen Einzel-WEA in Deutschland (WEA1 bis WEA3), die etwa 1.800 bis 2.200 Volllaststunden pro Jahr erreicht haben.

Deutlich wird, dass mit zunehmendem Portfolioumfang (WEA-Cluster bzw. Deutschland-Portfolio) die Anzahl der Stunden, an denen das Cluster mit der Summennennleistung einspeist, abnimmt. Insbesondere das Deutschland-Portfolio erreicht zu keinem Zeitpunkt auch nur annähernd die Summennennleistung.<sup>479</sup> Einzelanlagen können dagegen sogar zeitweise Leistungen erreichen, die über der angegebenen Nennleistung liegen. Das kann u. a. mit der Regelungscharakteristik der WEA oder mit einem Unterschied zwischen den Angaben der Nennleistung auf dem Typenschild der jeweiligen WEA sowie der Bemessungsleistung erklärt werden.

Durch Vergleich der elektrischen Jahresarbeit der unbegrenzt einspeisenden WEA mit der einer Leistungsbegrenzung wurde der resultierende „Einspeiseer-

<sup>479</sup> Die Ermittlung der relativen Leistung erfolgte unter Verwendung der halbjährlichen Statistiken des Deutschen Windenergie-Instituts GmbH (DEWI) sowie der in der Zeitschrift „Neue Energie“ des Bundesverbandes Windenergie e. V. (BWE) veröffentlichten monatlichen Zubau-Statistik von WEA in Deutschland. Damit wurde die monatsmittlere installierte Nennleistung aller WEA in Deutschland für die Jahre 2006 und 2007 berechnet und den vom BDEW e. V. veröffentlichten Daten der Einspeisung der WEA in diesem Zeitraum gegenübergestellt. Insbesondere die Zubau-Statistik des BWE umfasst angabegemäß nicht alle WEA-Hersteller, so dass das gewählte Berechnungsverfahren zwischen den offiziellen Halbjahresabschlüssen zu einer tendenziell geringen Unterschätzung der tatsächlich in Betrieb befindlichen WEA in Deutschland führen kann.



folg“ (prozentualer Anteil der durch die Leistungsbegrenzung verminderten an der gesamten Jahresarbeit) berechnet (vgl. Abbildung 62).

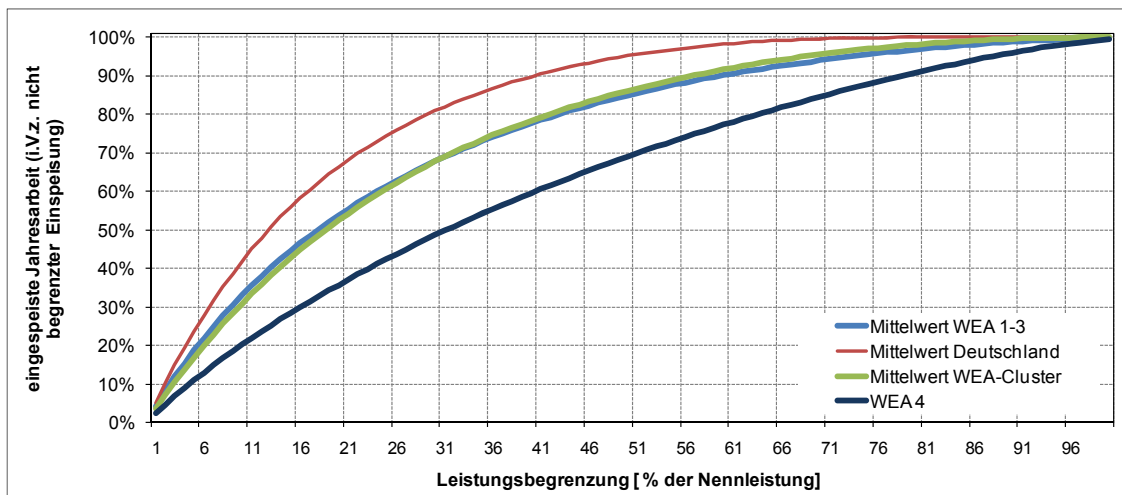


Abbildung 62 Darstellung der eingespeisten Jahresarbeit bei einer entsprechenden Leistungsbegrenzung („Einspeiseerfolg“) für Einzel-WEA, WEA-Cluster und Deutschland-Portfolio (Mittelwertbildung über mehrere Jahre)

Die konkrete Festlegung einer geeigneten Leistungsbegrenzung der WEA zur direkten Netzeinspeisung erfolgt anhand der nachfolgenden Berechnungen zu den spezifischen Gestehungskosten des Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerks WIND-HyMeth. Als weiterer wesentlicher Parameter zur Charakterisierung der Komponente WEA-Cluster des Hybridkraftwerks wurden die spezifischen Gestehungskosten mit dem Modell WIND-URA (vgl. die Berechnungen in Kapitel 4.1.3.3) für 2.000 bis 3.500 Volllaststunden pro Jahr berechnet. In Tabelle 25 sind vier für die nachfolgenden Berechnungen ausgewählte Szenarien, die entsprechende Wertepaare der Parameter Volllaststunden und spezifische Gestehungskosten repräsentieren, dargestellt. In der Gesamtinvestition des WEA-Clusters sind annahmegemäß auch die Investitionen zur Errichtung eines elektrischen Einsammelnetzes enthalten, mit dem alle Windenergieanlagen an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt angeschlossen werden.<sup>480</sup>

Tabelle 25 Berechnungsparameter Volllaststunden und spezifische Gestehungskosten der modellierten Komponente WEA-Cluster

Standortqualität	Volllaststunden des WEA-Clusters	spezifische Gestehungskosten des WEA-Clusters
Standortqualität 1	2.000 h/a	9,75 ct/kWh
Standortqualität 2	2.500 h/a	8,02 ct/kWh

<sup>480</sup> Dafür wurden keine zusätzlichen Investitionen zu den beschriebenen Annahmen in Kapitel 4.1.3 vorgesehen, da im Vergleich zu den anfallenden Netzanschlusskosten eines einzelnen Windparks ein Einsammelnetz durchaus Kostendegressionseffekte zeitigen könnte. So könnten z. B. die Herstellungskosten weniger entsprechend groß dimensionierter Umspannwerke zum Anschluss an das Höchstspannungsnetz kostengünstiger als die Herstellungskosten mehrerer Umspannwerke der Hochspannungsebene sein.



Standortqualität	Volllaststunden des WEA-Clusters	spezifische Gesteungskosten des WEA-Clusters
Standortqualität 3	3.000 h/a	6,86 ct/kWh
Standortqualität 4	3.500 h/a	6,04 ct/kWh

Für verschiedene WEA-Cluster mit Parametern gemäß Tabelle 25 wären jeweils separate Berechnungen zum Einspeiserfolg bei verschiedenen Leistungsbegrenzungen durchzuführen. Die untersuchte Einzelanlage WEA4 legt nahe, dass mit steigender Volllaststundenzahl der erzielbare Jahresertrag (bei Begrenzung der Einspeisung auf einer relativ zur Nennleistung niedrigen Leistung z. B. auf 30 %) deutlich geringer ist (etwa 50 % vs. ca. 70 % beim WEA-Cluster; vgl. Abbildung 62). Da keine Zeitreihen aus WEA-Clustern mit höheren Volllaststunden zur Verfügung standen, wurde daher für die nachfolgenden Berechnungen auf die Bilanzierung des Einspeiserfolgs der untersuchten WEA-Cluster und des Deutschland-Portfolios abgestellt.

### Elektrolyseur

Der nicht zur Einspeisung in das elektrische Netz kommende Anteil der elektrischen Energie des WEA-Clusters wird der Elektrolyse zugeführt. Es sind unterschiedliche Elektrolyseverfahren bekannt. Alkalische Elektrolyseure werden bereits seit mehreren Jahrzehnten im großtechnischen Maßstab eingesetzt. Bei der alkalischen Elektrolyse wird ein wässriger Elektrolyt mit Kalilauge verwendet. Die Elektroden sind mit Katalysatoren beschichtet und häufig nickellegiert oder aus Nickelblech hergestellt. Reaktionsprodukte sind Wasserstoff und Sauerstoff. Prognosen gehen davon aus, dass alkalische Elektrolyseure bezüglich der spezifischen Investition und der Steigerung ihrer Wirkungsgrade noch Optimierungspotenziale aufweisen. So könnte eine weitere Marktausweitung, verbunden mit einer deutlichen Steigerung der Anzahl der hergestellten Elektrolyseure, die spezifischen Investitionen von derzeit etwa 875 EUR/kW<sub>el</sub> reduzieren.

Neben der alkalischen Elektrolyse werden u. a. die Membran-Elektrolyse sowie die Hochtemperatur-Elektrolyse weiterentwickelt. Die Hochtemperatur-Elektrolyse könnte eine interessante Option in der Zukunft zu werden, da die für den Gesamtprozess notwendige Elektroenergie teilweise durch Wärme aus Hochtemperaturdampf substituiert werden könnte. Allerdings sind solche Systeme derzeit noch nicht marktverfügbar und ihre techno-ökonomischen Parameter nicht abzuschätzen. Zudem müssen sie aus dem vorliegenden Modellansatz ausgeschlossen werden, da die Erhaltung eines Temperaturniveaus im Elektrolyseur von ca. 900°C aufgrund der niedrigeren Abgastemperaturen und der diskontinuierlichen Betriebsweise des GuD-Kraftwerks nicht sichergestellt werden kann und somit zusätzliche Heizenergie bereitgestellt werden müsste.

Folgende techno-ökonomische Parameter werden für die Modellierung der alkalischen Elektrolyse verwendet (vgl. Tabelle 26).

Tabelle 26 Techno-ökonomische Parameter alkalischer Elektrolyseure (Quellenangabe im Spaltenkopf)

Parameter	IEA nach Fishedick et al. (2007)	Altmann et al. (2001)	„Referenz“ Fishedick et al. (2007)	Koljonen et al. (2004) <sup>481</sup>	Modell WIND-HyMeth
Nutzungsgrad <sup>482</sup>	73 %	65 % - 70 %	77 %	78 %	70 %
Investition [EUR/kW <sub>e</sub> ]	355	250 - 500	360	300 [US\$/kW]	500
Betrieb, Wartung <sup>483</sup> [% Investition/a]	3 %	k.A.	2 %	5 %	1,87 ct/Nm <sup>3</sup> (ca. 1,1%)

Die gewählten Modellansätze orientieren sich an den konservativeren Literaturangaben. Sie wurden mit im Jahr 2009 marktverfügbaren Anlagen namhafter Hersteller<sup>484</sup> abgeglichen. Im Vergleich mit den Annahmen in den in Tabelle 26 zitierten Quellen scheint sich aus heutiger Sicht die Wasserstoffwirtschaft nicht so dynamisch zu entwickeln. Das würde sich auch auf technologische und vor allem ökonomische Entwicklungen im Bereich der Elektrolyseure auswirken. Große Elektrolyseure werden derzeit nur für Spezialanwendungen für die chemische Industrie und in kleinen Stückzahlen produziert. Die erhoffte Entwicklung entlang einer Lern- bzw. Kostendegressionskurve ist bislang nicht eingetreten.

Der erzeugte Wasserstoff wird im Modell im Grundszenario in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist. Nach Aussagen von Erdgasnetzbetreibern kann eine Beimischung von 10 % bis 15 % Wasserstoff zumindest in die Transportnetze (60 bis 80 bar) erfolgen. Die modellierten Elektrolyseure können annahmegemäß zukünftig den Wasserstoff mit bis zu 100 bar abgeben, so dass der Wasserstoff direkt mit dem jeweils herrschenden Druckniveau im Erdgasnetz eingespeist werden könnte. Eine eventuelle Einspeisebeschränkung des erzeugten Wasserstoffs in das Erdgasnetz wurde im Modell nicht berücksichtigt. Diese Annahme kann in der Realität durchaus kritisch sein, da am Einspeisepunkt bzw. dem entsprechenden Erdgasnetz-Leitungsabschnitt die Konzentration des Wasserstoffs ggf. oberhalb der Richtwerte liegen könnte. Deshalb wären im Vorfeld einer Realisierung sorgfältige Stoffstromanalysen für Leitungsabschnitte durchzuführen.

### GuD-Kraftwerk

Erdgas-befeuerte GuD-Kraftwerke erreichen aktuell bei rein elektrischem Betrieb Wirkungsgrade von 58 % (Kraftwerk Mainz-Wiesbaden im Vollkondensationsbetrieb) bzw. 60 % (Kraftwerk Irsching 4). Bis 2020 können Wirkungsgrade von bis zu 65 % erwartet werden. Die Investitionen werden in der Literatur mit etwa

<sup>481</sup> Szenario „Future N.N.“. Insbesondere der Ansatz für die Investition stellt einen Zielwert der weiteren technologischen und ökonomischen Entwicklung dar.

<sup>482</sup> Bezogen auf den unteren Heizwert von 2,995 kWh/Nm<sup>3</sup><sub>H<sub>2</sub></sub>.

<sup>483</sup> Betriebskosten inkl. Wasserbedarf.

<sup>484</sup> Norsk Hydro ASA und Siemens AG.

400 EUR/kW<sub>el</sub> für die Jahre 2010 bis 2020 angegeben.<sup>485</sup> Die Investitionen für betriebsbereite GuD-Kraftwerke sind insbesondere in den Jahren 2006 bis 2008, getrieben durch eine weltweit stark gestiegene Nachfrage nach Kraftwerkskapazitäten<sup>486</sup>, sehr stark gestiegen. Flauger (2007) beziffert die Preissteigerung mit ca. 30 bis 50 %. Diese Preissteigerungen haben dazu geführt, dass einige Kraftwerks-Neubauprojekte in Deutschland von potentiellen Betreibern nicht weitergeführt wurden. Diese hohen Investitionen für betriebsbereite GuD-Kraftwerke können angesichts der zu erwartenden Nachfrage nach Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen im Kraftwerksbereich mittelfristig anhalten. Zumindest erscheint eine nachhaltige Senkung der Investition bis 2020 für GuD-Kraftwerke aus heutiger Sicht nicht realistisch.

Für die Berechnungen werden Investitionen von 500 EUR/kW<sub>el</sub> angenommen. Die Fixkosten werden mit 34 EUR/(kW<sub>el</sub>\*a) abgebildet. Der Netto-Wirkungsgrad im rein elektrischen Betrieb wird mit 60 % modelliert. Das Unterschreiten des für das Jahr 2020 in der Realität erwarteten Spitzenwirkungsgrades von 65 % begründet sich mit dem häufigen Teillastbetrieb und den häufigen An- und Abfahrvorgängen zur Ausregelung der Situationen, in denen das WEA-Cluster eine geringere Leistung als die gewählte Einspeisungsbegrenzung liefert.

Der elektrische Wirkungsgrad des GuD-Kraftwerks verringert sich mit steigender Wärmeauskopplung im Dampfkreislauf.<sup>487</sup> Ausgehend von einem modellierten elektrischen Wirkungsgrad von 60 % im reinen elektrischen Betrieb sinkt dieser annahmegemäß auf etwa 54 % bei einer Wärmeauskopplung von umgerechnet 32 % bezogen auf den thermischen Energieinhalt der Brennstoffe. Damit beträgt der Brennstoffausnutzungsgrad im Modell bis zu 86 %. Zwischen diesen beiden Extremwerten wird linear interpoliert, so dass auch geringere Wärmemengen ausgekoppelt werden können.

Anlegbare Wärmevergütungen sind Literaturangaben entnommen. Die Angaben bewegen sich überwiegend zwischen 2 ct/kWh<sub>th</sub> und 3 ct/kWh<sub>th</sub> für vergleichbare Referenzsysteme.<sup>488</sup> Bis zum Jahr 2020 ist von einer weiteren Steigerung der Wärmeerzeugungskosten auch von alternativen Systemen, v. a. aufgrund der zu erwartenden Steigerung der Preise fossiler Energieträger, auszugehen. Insofern sind auch steigende Wärmevergütungen für große Mengen Abwärme aus Kraftwerken wahrscheinlich. Für die Modellierung werden, auch unter Berücksichtigung der fluktuierenden zeitlichen Erzeugungscharakteristik der Wärme im Modell, Wärmevergütungen von 3 ct/kWh<sub>th</sub> für das Jahr 2020 angenommen.

### **Bioenergie-Fermentationsanlagen**

Das im GuD-Kraftwerk zu verbrennende Biomethan soll modellgemäß in Fermentationsanlagen („Biogasanlagen“) unter Verwendung von tierischen Exkrementen

---

<sup>485</sup> Vgl. dazu Meyer (2004), S. 24.

<sup>486</sup> So sind Lieferzeiten von bis zu 6 Jahren für Turbinen und Kessel derzeit möglich (vgl. Flauger (2007)).

<sup>487</sup> Vgl. dazu u. a. Kail / Haberberger (1999).

<sup>488</sup> Vgl. Leible et al. (2007), S. 96 sowie Pfaffenberger / Hille (2004), S. 8-7.

(z. B. Gülle) und nachwachsenden Rohstoffen gewonnen werden.<sup>489</sup> Derartige Anlagen haben insbesondere in Deutschland einen umfangreichen Ausbau erfahren. Zum Ende des Jahres 2009 waren etwa 4.780 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Nennleistung von ca. 1,6 GW in Deutschland in Betrieb.<sup>490</sup>

Bei der anaeroben Fermentation entsteht aus der organischen Masse das Biogas. Das gebildete Gasgemisch besteht zu ca. zwei Dritteln aus Methan und ca. einem Drittel aus Kohlendioxid und Wasserdampf. Daneben befinden sich im Biogas noch geringe Mengen an Wasserstoff, Schwefelwasserstoff, Ammoniak und anderen Spurengasen. Für die Modellierung der Biogaserzeugung, Biogasaufbereitung und Biomethaneinspeisung ist die Kenntnis der in den biogenen Einsatzstoffen enthaltenen Menge Biogas von entscheidender Bedeutung.

Für viele Substrate gibt es stark differierende Literaturangaben zu Gasausbeute und Methangehalt. In der Praxis werden über mittlere Werte hinausgehende<sup>491</sup> aber auch niedrigere Biogaserträge beobachtet. Insbesondere diverse Evaluationsprogramme an öffentlich geförderten Biogasanlagen benennen die unzureichende Substratausnutzung häufig als Kritikpunkt an bestehenden Anlagen- und Betriebskonzepten<sup>492</sup>. In der Forschung werden zusätzlich analytische Methoden angewendet, Biogasinhalte diverser Substrate über bestimmte Bezugsgrößen (Gehalt an Proteinen, Fetten und Kohlenhydraten sowie die „Verdaulichkeit“ dieser Stoffgruppen für Mikroorganismen) zu berechnen<sup>493</sup>. Diese Ergebnisse stellen maximal mögliche Gasausbeuten und Methangehalte unter optimalen Gärbedingungen dar.

In Tabelle 27 sind diverse Literaturangaben zu Biogasgehalten wichtiger Substrate sowie die gewählten Ansätze für die vorliegende Modellierung zusammengestellt. Die Maissilage ist aktuell der dominierende Einsatzstoff in Biogasanlagen im Bereich der nachwachsenden Rohstoffe.<sup>494</sup> Aus diesem Grund wurde sie beispielhaft im Modell abgebildet.

Tabelle 27 Übersicht über Literaturangaben zu Biogasgehalten ausgewählter Substrate (Quellenangabe erste Spalte) sowie Modellansatz

Quelle	Milchvieh-/Rindergülle [Nm <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub> ]	Schweinegülle [Nm <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub> ]	Maissilage [Nm <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub> ]	Roggen-GPS [Nm <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub> ]	Grassilage [Nm <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub> ]
BayLfL (2004)	20,2 - 34	20,4	91 - 241,3	176,6	119,9 - 221
FNR (2005)	20 - 30	20 - 35	170 - 200	170 - 220	170 - 200
BayLfL (2007)	23	17	180	222	206

<sup>489</sup> Zur Technologie der Bioenergiefermentation vgl. auch Kapitel 4.3.1.

<sup>490</sup> Vgl. FNR (2009).

<sup>491</sup> Vgl. Grundmann (2003).

<sup>492</sup> Vgl. HESSEN (2005), S. 87.

<sup>493</sup> Vgl. Keymer / Schilcher (2003).

<sup>494</sup> Vgl. dazu Prestele (2007), S. 6, Breuer (2007), S. 17 und Thrän et al. (2009), S. 63. In Deutschland betrug der Anteil der Maissilage am gesamten Aufkommen nachwachsender Rohstoffe nach der letztgenannten Quelle im Jahr 2008 rund 79 %.

Quelle	Milchvieh- /Rindergülle [Nm <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub> ]	Schweine- gülle [Nm <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub> ]	Maissilage [Nm <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub> ]	Roggen-GPS [Nm <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub> ]	Grassilage [Nm <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub> ]
ETI (2003)	26	25	188 - 281	225	168
GENESYS (2007)	20 - 30	20 - 35	155 - 220	170 - 220	170 - 200
WIND- HyMeth	25	25	200	200	200

Durch die Annahme der spezifischen Biogasgehalte der Substrate können im Modell WIND-HyMeth auch Berechnungen der für die Bereitstellung der entsprechenden Substratmengen notwendigen Viehbestände und landwirtschaftlichen Nutzflächen integriert werden. Der notwendige Viehbestand wird über die spezifische Biogausbeute von 1,05 Nm<sup>3</sup> Biogas pro Großvieheinheit und Tag<sup>495</sup> bestimmt. Die notwendige landwirtschaftliche Nutzfläche wird für Silomais mit einem spezifischen Ertrag von 40 t<sub>FM</sub>/ha (FM Frischmasse) angenommen<sup>496</sup>. Damit beträgt der spezifische Biogasertrag der Maissilage für die gewählten Daten 8.000 Nm<sup>3</sup>/ha.<sup>497</sup>

Der Methangehalt im Biogas wird als Mischungsverhältnis der Methangehalte von Maissilage (ca. 55 %) und Gülle (ca. 60 %) vereinfachend entsprechend der gewählten Mengenverhältnisse der Frischmasse (80 % Maissilage und 20 % Gülle) berechnet. Damit ergibt sich ein Methangehalt des Biogases von 55,2 %. Aus den Substraten wird bei den gewählten Frischmasseverhältnissen und Biogasgehalten der Biogasanteil zu 96,97 % aus der Maissilage bereitgestellt. Der Heizwert für Methan beträgt 9,95 kWh<sub>th</sub>/Nm<sup>3</sup>.

Neben der Kenntnis des Biogasgehalts in den Substraten ist die gewählte Anlagentechnik maßgebend für den erzielbaren Biogasertrag des Gesamtsystems. Durch die optimierte Auslegung der Fermenter bezüglich der durchschnittlichen Verweildauer der Substrate sowie die Betriebsweise der Fermentation (z. B. Temperaturniveau, Beschickungsintervalle, Substratdurchmischung u. a.) wird der gewonnene Anteil des in den Substraten enthaltenen Biogases erhöht. Da es im Sinne des zukünftigen Anlagenbetreibers aber auch der Allgemeinheit liegt, den Anteil des in die Atmosphäre entweichenden Methans so gering wie möglich zu halten, werden häufig Nachgärbehälter eingesetzt, in denen die Ausgasung der Gärreste abklingt<sup>498</sup>. So lässt sich die Biogausbeute deutlich erhöhen. Aber auch unter Verwendung von Nachgärbehältern ist eine 100 %ige Ausgasung nicht möglich. Deshalb wird im Modell ein nutzbarer Ausgasungsgrad definiert und für die Berechnungen auf 90 % festgelegt.

<sup>495</sup> Vgl. LUA (2003), S. 13.

<sup>496</sup> Laut Günnewig et al. (2006) betrug im Jahr 2006 der deutschlandweite Ertragsdurchschnitt 38,9 t<sub>FM</sub>/ha.

<sup>497</sup> Dieser Ansatz liegt damit leicht oberhalb der Untersuchungsergebnisse in Kaiser / Gronauer (2007) (vgl. ebenda S. 9: Spannweite 4.000 bis 7.700 Nm<sup>3</sup>/ha).

<sup>498</sup> Alternativ dazu können auch abgedeckte Gärrestelager verwendet werden.

Durch die Verwendung der Substrate in den Biogasanlagen entstehen große Mengen an Gärresten. Üblicherweise werden Biogasanlagen in die landwirtschaftliche Logistik der Ausbringung der Exkrememente einbezogen. Die Substrate werden häufig von den Landwirten an die Biogasanlage angeliefert, die entsprechenden Mengen an Gärresten dem Gärrestelager entnommen und auf den Landwirtschaftsflächen ausgebracht. Für die vorliegende Modellierung wird vorausgesetzt, dass die Gärreste vollständig und ohne zusätzliche Kosten als Dünger von den liefernden Landwirten abgenommen werden.

Um die biochemischen Reaktionen in Gang zu halten, muss dem Fermenter ständig Wärme zugeführt werden. Diese Wärme wird mittels eines Teils der anfallenden Roh-Biogasmenge in der Fermenterheizung bereitgestellt. Der Eigenbedarf wird in den nachfolgenden Berechnungen mit 12 % angenommen<sup>499</sup>.

### **Biogasaufbereitung und Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz**

Um Biogas in das öffentliche Gasversorgungsnetz einzuspeisen, muss es durch Aufbereitungsmaßnahmen der Qualität von Erdgas angeglichen werden. Die technischen und qualitativen Anforderungen werden z. B. für Deutschland in den Arbeitsblättern der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. vorgegeben.

Ein Hauptaugenmerk ist hierbei auf die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und die damit verbundene Methananreicherung sowie die Wasserabscheidung zu legen. Mögliche Abscheidungsverfahren sind hierfür die Druckwechseladsorption, das Membran-Trennverfahren sowie die Druckwasserwäsche. Letzteres findet in Europa als Methananreicherungs- bzw. CO<sub>2</sub>-Abtrennverfahren die häufigste Anwendung.

Die techno-ökonomischen Parameter der Biogaserzeugung, -aufbereitung und Bioeinspeisung sind FNR (2006) entnommen. Die darin aufgeführten Anlagengrößen wurden auf 1.000 Nm<sup>3</sup>/h bzw. 2.000 Nm<sup>3</sup>/h-Anlagen interpoliert. Angesichts der Vielzahl notwendiger, gleichartiger Anlagen im Modellansatz wird auf diese Parameter ein zusätzlicher Kostendegressionsfaktor von 0,9 angewendet. Im Modellansatz werden die Kenngrößen 4.700 EUR/(Nm<sup>3</sup>/h) für die spezifische Investition und variable Betriebskosten von 0,17 EUR/Nm<sup>3</sup> verwendet.

Bei der Biogaseinspeisung ist zu entscheiden, in welche Druckebene des Erdgasverteils- bzw. Transportnetzes das Biogas eingebracht werden soll. Das Verteilnetz setzt sich aus drei Druckebenen zusammen: Niederdruck (0,03 bis etwa 0,1 bar), Mitteldruck (0,1 bis etwa 1 bar) und Hochdruck (1 bis 16 bar). Im Bereich des Nieder- und Mitteldruckes ist eine Einspeisung fast ohne Verdichtungsaufwand möglich. Im Hochdruckbereich sind Verdichtungsmaßnahmen notwendig. Des Weiteren gibt es die Ebene der Höchstdrucknetze (>16 bar). Hier ist eine Einspeisung aufgrund des Aufwandes für die Verdichtung mit zusätzlichen Investitionen und somit höheren Kosten verbunden.

Die verschiedenen Druckebenen sind nur ein erstes Entscheidungskriterium hinsichtlich der möglichen Biomethan-Einspeisung, der andere wichtige Faktor ist die Abnahme im Netz, denn das Erdgasnetz ist, anders als das elektrische Netz,

---

<sup>499</sup> Vgl. dazu FNR (2006), S. 115 und 117.

nur für den Transport in eine Richtung (Ebene mit hohem Druck hin zur Ebene mit niedrigerem Druckniveau) ausgelegt. Ein Zwei-Richtungsbetrieb ist zwar technisch möglich aber aufgrund der derzeitig installierten Anlagentechnik nicht vorgesehen und ggf. nur mit weiteren Investitionen in das Erdgasnetz zu realisieren. Daher müssen potentielle Einspeisepunkte anhand der Gasabnahme in der jeweiligen Druckebene überprüft werden. Hierbei sind die Tages-, Wochen- und Jahresganglinien zu betrachten, um die Zeiten der geringsten Gasabnahme festzustellen. Diese wird als sogenannte Sommergrundlast bezeichnet und gibt die geringste Gasabnahme im Netz an. Anhand dieser Sommergrundlast kann anschließend die maximale, stetig einzuspeisende Gasmenge ermittelt werden, wobei auch die Speicherfunktion des Gasnetzes mit berücksichtigt werden kann.

Die Aufnahmekapazität der Gasnetze ist gesondert zu untersuchen. In Urban (2006) wurde diesbezüglich eine Abschätzung für Deutschland vorgenommen. Das maximale Gesamtpotential an Austauschgas wurde mit 212,4 Mrd. kWh<sub>th</sub>/a abgeschätzt.

Im Modellansatz WIND-HyMeth wird vorausgesetzt, dass geeignete Einspeisepunkte im Erdgasnetz vorhanden sind. Die Modellierung der ökonomischen Parameter umfasst mit der Gasnetzeinspeisung einhergehende Einspeise- und Netznutzungsgebühren. Dazu werden in Hornbachner et al. (2005) für das österreichische Gasnetz 1,0 ct/kWh<sub>th</sub> genannt. Diese Entgelte könnten zukünftig demnach auf 0,3 ct/kWh<sub>th</sub> sinken. In ASUE (2007) werden die Kosten für Transport und Bilanzierung von Biomethan mit 0,25 bis 0,9 ct/kWh<sub>th</sub> angegeben. Der höhere Ansatz sei zu wählen, wenn Ortsnetze einbezogen sind. Im Modellansatz werden Durchleitungsentgelte von 0,5 ct/kWh<sub>th</sub> angenommen und es wird unterstellt, dass die betreffenden Gasnetze die erzeugte Menge Biomethan vollständig aufnehmen können.

### **Bioenergie-Bereitstellung**

Traditionell ist die Landwirtschaft der Produzent und Lieferant von Rohstoffen für die Nahrungs- und Futtermittelindustrie. In den letzten Jahren bekommen alternative Verwendungen von Agrarrohstoffen eine immer größere Bedeutung. Bei der derzeitigen und absehbaren Nachfrage nach nachwachsenden Rohstoffen bedeutet dies bei Beachtung der vorhandenen Ackerflächen, dass eine Flächenkonkurrenz zwischen den einzelnen Nutzungsarten besteht, die sich in der Zukunft voraussichtlich noch stärker ausprägen wird. Dies wird durch weitere Flächenverluste der Anbauflächen (z. B. durch wachsende Siedlungsflächen und deren Infrastruktur sowie durch die Ausweisung neuer Naturschutzgebiete) wahrscheinlich noch verstärkt.<sup>500</sup>

Ein Beispiel für diese Flächenkonkurrenz ist der stetige Anstieg der Flächen für den Silomaisanbau in den letzten Jahren. Im Gegensatz zum Körnermaisbau, der in den letzten drei Jahren in Deutschland eher rückläufig war und von 2005 zu 2006 um ca. 8,1 % zurück ging, stieg der Silomaisanbau im selben Zeitraum um ca. 6,6 %. Der Silomaisanbau umfasst derzeit bereits etwa die vierfache Flä-

---

<sup>500</sup> Vgl. dazu auch die einleitenden Ausführungen in Kapitel 4.3.

che des Körnermaisbaues.<sup>501</sup> Silomais wird als Futtermittel eingesetzt, die Nachfrage als Grundsubstrat für die Biogaserzeugung steigt jedoch stetig.

Deutliche Preissteigerungen waren in den letzten Jahren wiederholt bei fast allen landwirtschaftlichen Produkten zu beobachten. Auslöser für diese Preissteigerungen ist derzeit noch im geringen Maße die Flächenkonkurrenz zwischen energetischer und Nahrungsmittelnutzung. Ein wesentlicher Grund sind niedrigere als erwartete Ernten aber auch ein gestiegenes Interesse der Finanzmärkte an landwirtschaftlichen Produkten. Als ein weiterer Hauptpreistreiber wird die gestiegene Nachfrage außereuropäischer Länder nach landwirtschaftlichen Produkten, insbesondere in China und Indien, angegeben. Veränderte Ernährungsgewohnheiten und steigende Erwerbseinkommen in diesen Ländern führen dazu, dass sie auf den Weltagrarmärkten zunehmend als bedeutende Nachfrager auftreten.

Vor diesem Hintergrund ist es schwierig, einen einheitlichen Preis für Biogassubstrate, z. B. Silomais, für die Berechnungen zu ermitteln. Einen Anhaltspunkt kann eine börsliche Silomaisnotierung geben, wie es sie beim Körnermais gibt. Da der Silomais bzw. die Maissilage aber überwiegend regional gehandelt wird, mangelt es an verfügbaren Datenquellen, die eine deutschlandweite Preisentwicklung abbilden würden. Eine belastbare Methode, den Preis für Silomais zu ermitteln, ist die, die Vollkosten der Produktion zu analysieren und diese anschließend denjenigen Vollkosten alternativer flächenkonkurrierender Feldfrüchte gegenüberzustellen. In der Literatur werden die Herstellkosten (Grenzpreise) der Maissilage mit etwa 32 EUR/t<sub>FM</sub><sup>502</sup> angegeben. Zusätzlich sind Transportkosten zu beachten, insbesondere dann, wenn wie im vorliegenden Modellansatz sehr große Bioenergiemengen zu transportieren sind. Diese sind bei Transportentfernungen von ca. 10 km mit 6 EUR/t<sub>FM</sub> zu beziffern<sup>503</sup>. Durch spezielle Züchtungen und ggf. auch gentechnisch veränderte Sorten sowie optimierte Anbaumethoden können zukünftig wahrscheinlich steigende Hektarerträge und damit tendenziell sinkende Vollkosten erreicht werden. Andererseits werden voraussichtlich auch die Kosten der Flächenbewirtschaftung ansteigen.

Über den Anbau flächenkonkurrierender Feldfrüchte können Landwirte ggf. höhere Deckungsbeiträge pro Flächeneinheit erzielen, als es durch den Anbau von Silomais möglich ist. So ist bei einem Weizenpreis von 155 EUR/t ein Mindestpreis (Opportunitätskosten) für die Maissilage von etwa 40 EUR/t<sub>FM</sub> zugrunde zu legen.<sup>504</sup> Die Spanne zwischen den Vollkosten der Produktion und den Preisen, die für ein Gärsubstrat am Markt zu zahlen sind, kann sich deshalb in Zukunft weiter erhöhen.

Für die nachfolgenden Berechnungen werden Kosten für Maissilage von 40 EUR/t<sub>FM</sub> im Jahr 2020 angenommen.

---

<sup>501</sup> Vgl. dazu Lessner (2010), S. 77 und DESTATIS (2006), S. 29 f.

<sup>502</sup> Vgl. dazu TLL (2007) und Heinrich (2007).

<sup>503</sup> Vgl. dazu Keymer (2007), S. 17. Darin werden die Transportkosten für 10 t Nutzlast angegeben mit 3 EUR/t<sub>FM</sub> bei 4 km, 6 EUR/t<sub>FM</sub> bei 10 km und 9,50 EUR/t<sub>FM</sub> bei 16 km Transportentfernung.

<sup>504</sup> Vgl. Heinrich (2007).



Die spezifischen Kosten des eingespeisten Biomethans im Modell betragen damit ca. 6,2 ct/kWh<sub>th</sub> (ohne Gasnetznutzungsentgelte). In der Literatur finden sich dazu vergleichbare Werte von 6,3 - 8,0 ct/kWh<sub>th</sub><sup>505</sup>, 6,5 - 6,8 ct/kWh<sub>th</sub><sup>506</sup> bzw. von 3,8 - 8,1 ct/kWh<sub>th</sub><sup>507</sup>. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch die Untersuchung von Thrän et al. (2007), die die Potenziale einer Biomethaneinspeisung aus Biofermentations- sowie Bioenergievergasungsanlagen in ausgewählten Ländern der EU (EU-25) sowie den Nachfolgestaaten der Sowjetunion in Europa (Gemeinschaft unabhängiger Staaten) in das vorhandene Erdgasnetz analysieren. Die spezifischen Gesteungskosten liegen demnach bei etwa 7 bis 12 ct/kWh<sub>CH<sub>4</sub>, th</sub> (bzw. 16 ct/kWh<sub>CH<sub>4</sub>, th</sub> für Biofermentationsanlagen) inkl. den anfallenden Transportkosten nach Deutschland (in Höhe von ca. 1,1 bis 1,3 ct/kWh<sub>CH<sub>4</sub>, th</sub>). Somit bewegen sich die Modellergebnisse etwas unterhalb der Spanne der Literaturangaben, was angesichts der Vielzahl gleichartiger Biogasanlagen, des sehr hohen Mengendurchsatzes und Outputs an Biomethan und geringer Transportentfernungen im Modell angemessen erscheint.

### Elektrischer Netzanschluss und Leittechnik

Die elektrische Netzanbindung des Hybridkraftwerks erfolgt annahmegemäß am Höchstspannungsnetz. Zur modelltechnischen Abbildung werden die Kosten der Anbindung für entsprechende 380-kV-Umspannwerke mit einer elektrischen Anschlussleistung (Blockgröße) von 500 MW<sub>el</sub> mit 20,0 Mio. EUR (bzw. 40 TEUR/MW) abgeschätzt. Die Nutzungsdauer wird mit 42 Jahren, die jährlichen Betriebskosten mit 2,5 % der Gesamtinvestition modelliert.

Im Modellelement der elektrischen Netzeinspeisung sind auch voraussichtlich notwendige Investitionen, die mit der stufenlosen Steuerbarkeit der Elektrolyseure verbunden sind, enthalten. So wird angenommen, dass mehrere 110-kV-Einsammelnetze einzubinden und die Elektrolyseure gruppenweise bzw. u. U. einzeln anzusteuern sind. Dafür werden zusätzliche Investitionen für jeweils zehn 110-kV-/30-kV-Schaltanlagen (pro 500 MW<sub>el</sub> Nennleistung des Hybridkraftwerks) vorgesehen und mit 5,0 Mio. EUR (bzw. 10 TEUR/MW) bewertet.

Die Steuerung des Hybridkraftwerks wird im Modell durch das marktverfügbare System „DEMS“ (Dezentrales Energie Management System, Hersteller: Siemens AG), mit dem auch die Berechnungen zur Untersuchung der dynamischen Betriebsweise durchgeführt wurden, vorgenommen. Dieses System misst die aktuellen Betriebsparameter aller Komponenten und steuert den Lastfluss über entsprechende (mechanische und/oder leistungselektronische) Schaltelemente. Zusätzlich kann es Prognosewerte, z. B. für die erwartete Windeinspeisung der nachfolgenden 24 Stunden bei der Einsatzplanung berücksichtigen. Die elektrischen Schaltelemente sowie die kommunikationstechnische Vernetzung aller Komponenten sind im Modell annahmegemäß bereits bei den entsprechenden

---

<sup>505</sup> Vgl. ASUE (2007), S. 22.

<sup>506</sup> Vgl. FNR (2006), S. 146. Einsatz des Anlagentyps BG500N ohne/mit Einspeisung und Durchleitung, Erdgas H ohne LPG-Zugabe, DWW-Verfahren.

<sup>507</sup> Vgl. Hornbachner et al. (2005), S. 54. Dort: NAWARO-Anlagen, die Zusatzgas erzeugen.

Systemkomponenten (Windenergieanlagen, Elektrolyseure, GuD-Kraftwerk) hinterlegt.

Bei einer elektrischen Leistung der WEA, die über der Einspeisebegrenzung liegt, wird eine entsprechende Summenleistung von Elektrolyseuren zugeschaltet. Die Elektrolyseure stellen aus elektrotechnischer Sicht eine Last dar, die im eingeschalteten Zustand durch die Einspeisung des WEA-Clusters vollständig versorgt werden. Das Zuschalten der entsprechenden Elektrolyseurleistung bewirkt, dass sich die eingespeiste Summenleistung des Windenergie-Clusters um diese Leistung verringert und nicht zur Einspeisung in das öffentliche Netz gelangt. Für eine entsprechend fein gestufte Laststeuerung der Elektrolyseure sind diese in geeigneten Kaskaden mit ansteigender Summenlast anzuordnen. Dieses Konzept setzt voraus, dass die Elektrolyseure eine solche Betriebsweise erlauben.

Die Komponente DEMS wird in einer zentralen Leitwarte installiert und im 7 Tage- / 24 Stunden-Betrieb gefahren. Für die Einrichtung und Ausstattung der Leitwarte werden im Modell Investitionen von 1,5 Mio. EUR angesetzt. Die laufenden Betriebskosten inkl. des Schichtbetriebs des Bedienpersonals werden mit 500 TEUR/a veranschlagt. Darin ist auch der Fremdbezug von Prognosedaten für die erwartete Windenergieeinspeisung des Windpark-Clusters enthalten.

#### 6.6.1.2. Modellierung der dynamischen Betriebsweise

Die prinzipielle technische Funktionsfähigkeit des Konzepts der hier vorgestellten Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerke wurde im Rahmen der bereits erwähnten Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg untersucht.<sup>508</sup> Dazu wurde am Lehrstuhl Dezentrale Energiesysteme und Speichertechnik der BTU Cottbus, unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. R. Bitsch und Dr.-Ing. G. Gjardy, ein entsprechendes Modell unter Verwendung des Systems „Dezentrales Energie Management System“ (DEMS) des Herstellers Siemens AG entwickelt.<sup>509</sup>

DEMS ist ein rechnerbasiertes System mit einer modular aufgebauten Softwarearchitektur. Es ist auch auf einem PC lauffähig und unterstützt Schnittstellen zu Microsoft Excel sowie SCADA. Es ist ein System zur Einsatzoptimierung unterschiedlicher Anlagen unter Berücksichtigung vorzugebender Nachfragecharakteristiken und verwendet zur Lösung der zugrunde liegenden gemischt-ganzzahligen linearen Probleme den kommerziell verfügbaren Solver CPLEX.<sup>510</sup> DEMS unterstützt zwei Anwendungsfelder. Zunächst wurde DEMS zur Online-Prozesssteuerung, z. B. zur Leistungsregelung von Einspeiseanlagen entwickelt. Die optimierende Einsatzplanung mit einem Zeithorizont von üblicherweise 24 h steuert dabei über eine untergelagerte SPS-Ebene die Anlagen und Prozesse in ihrer Leistungsabgabe. Des Weiteren kann mit dem dazugehörigen Planungs-

---

<sup>508</sup> Vgl. Bitsch (2008), S. 33 ff.

<sup>509</sup> Vgl. SIEMENS (2002). Das Dezentrale Energie Management System DEMS der Siemens AG wurde bereits mehrfach zur praktischen Umsetzung dezentraler Energieversorgungsansätze eingesetzt. Vgl. dazu Woldt (2007), S. 76.

<sup>510</sup> Vgl. Brooke et al. (1998).

werkzeug ein vom Anwender zu konfigurierendes System abgebildet und in seiner Betriebsweise vorab simuliert werden.<sup>511</sup>

Neben den bereits beschriebenen techno-ökonomischen Parametern der einzelnen Systemelemente sind zu deren Modellierung im DEMS zusätzliche Parameter zu berücksichtigen. So sind minimale und maximale Ausgangs- und Eingangsleistungen, maximal zulässige Lastgradienten, Mindestbetriebsdauern und betriebszustandsabhängige Wirkungsgrade abzubilden. Aufgrund rechentechnischer Beschränkungen bildet DEMS dabei zeitliche Intervalle von 15 min innerhalb eines Tages ab (96 Zeitscheiben). Die Simulation längerer Perioden erfordert die getrennte Berechnung für jeweils einen Tag.

Für ausgewählte Tage (jeweils 3. Mittwoch im Monat der Jahre 2005 und 2006) wurde auf Basis der UCTE-Nachfrageprofile für Deutschland und der Einspeisung eines beispielhaft verwendeten WEA-Clusters in Brandenburg die Betriebsweise des Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerks mit dem Modell analysiert. Die vollständige Abdeckung der Nachfrage wird in jedem der untersuchten 2.304 Fünfzehnminuten-Intervalle erreicht. In einem Zeitabschnitt tritt eine überschüssige Einspeiseleistung des WEA-Clusters auf, da die angebotene Leistung die Gesamtanschlussleistung des Elektrolyseurs übersteigt. Der Überprüfung der prinzipiellen Funktionsfähigkeit des entwickelten Konzepts des Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerks mit dieser Modellierung in DEMS kann an dieser Stelle nicht erfolgen. Stattdessen wird auf die Ausführungen in Bitsch (2008), S. 41 ff. verwiesen.

### 6.6.1.3. Berechnung der Elektroenergie-Gestehungskosten

Unter Verwendung der in Kapitel 6.6.1.1 beschriebenen Parameter werden mit dem dafür entwickelten gleichnamigen Microsoft Excel Modell **WIND-HyMeth** die jährlichen Energiebilanzen sowie die spezifischen Gestehungskosten berechnet. Dabei werden zwei Bilanzierungsansätze verfolgt:

- Bilanzierung der Energiemengen für ein Jahr (statischer Ansatz) und
- Berechnung der jeweiligen stündlichen Energiemengen während eines Jahres (dynamischer Ansatz).

Die ökonomischen Berechnungen bauen auf dieser Energiemengenbilanzierung auf. Der dynamische Ansatz ermöglicht darüber hinaus die Analyse von entsprechenden Speicherbilanzen für Biomethan und Wasserstoff (vgl. Abbildung 63).

---

<sup>511</sup> Vgl. dazu u. a. Müller et al. (2000), Bitsch et al. (2004) und Woldt (2007).

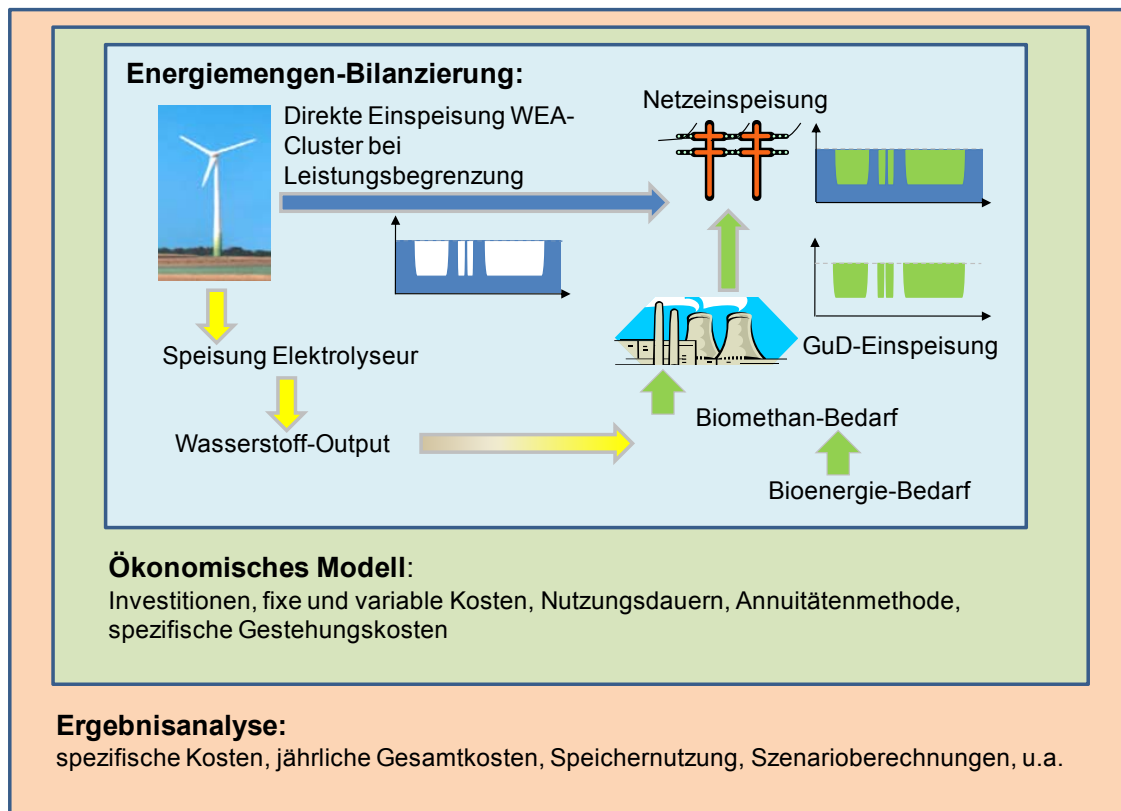


Abbildung 63 Übersicht über das Berechnungsmodell WIND-HyMeth

Die mittleren spezifischen Gestehungskosten  $SGK$  werden durch Division der durchschnittlichen jährlichen Kapital- und Betriebskosten aller Komponenten  $KOMP$  ( $KKAP_{komp}$  und  $KBET_{komp}$ , real, in  $EUR_{2009}$ ) und der im Betrachtungsjahr ins Netz eingespeisten elektrischen Energie ( $ENERT$ ) eines Referenzjahres berechnet (Gleichung (31)). Zusätzlich werden mögliche Erlöse ( $ERL_{komp}$ , in  $EUR_{2009}$ ) der Komponenten (z. B. Wärme, Wasserstoff) des Gesamtsystems kostenmindernd berücksichtigt.

Verwendet werden, soweit verfügbar, reale Preise und Kosten für das Referenzjahr 2020. Auch die Investitionen für die einzelnen Komponenten  $I_{komp}$  werden auf das Jahr 2020 bezogen. Für die einzelnen Systemkomponenten werden individuelle, betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern  $ND_{komp}$  angesetzt. Diese Nutzungsdauern finden Eingang in die jeweiligen Annuitätenberechnungen (Gleichung (32)).

$$SGK = \frac{\sum_{komp=1}^{KOMP} (KKAP_{komp} + KBET_{komp} - ERL_{komp})}{ENERT} \quad (31)$$

Der Kalkulationszinssatz  $ik$  beeinflusst insbesondere bei Projekten mit einer langen Nutzungsdauer und vergleichsweise hohen Investitionen die jährlichen Kapitalkosten. Die Finanzierung der Investitionen wird mit 80 % Fremdkapital und 20 % Eigenkapital angenommen. Da es sich bei dem vorliegenden Konzept um eine auch im Jahr 2020 nicht standardisierte Investition handelt, wird das dieser Investition inhärente Risiko in Form einer erhöhten Risikomarge auf den Fremd-

kapitalzins abgebildet. Der nominale Zinssatz für den Fremdkapitalanteil wird mit 7,0 % p.a. angenommen. Für die Renditeerwartung auf das Eigenkapital werden 12 % unterstellt. Damit berechnet sich der gewichtete Kalkulationszinssatz mit 8,0 %.

$$KKAP_{komp} = I_{komp} \cdot \frac{ik \cdot (1+ik)^{ND_{komp}}}{(1+ik)^{ND_{komp}} - 1} \quad (32)$$

$\forall komp \in KOMP$

Die Volllaststunden des Hybridkraftwerks WIND-HyMeth werden mit 8.760 h/a modelliert. Mögliche Steuern werden bei der Modellierung ebenso vernachlässigt wie potenzielle Rückbaukosten.

Die Kombination von Leistungsbegrenzung und Einspeiseerfolg des WEA-Clusters wird im Grundszenario mit 30 % Leistungsbegrenzung und 74,3 % Einspeiseerfolg abgebildet. Zudem wird davon ausgegangen, dass das WEA-Cluster aufgrund seiner geografischen Verteilung eine maximale Einspeiseleistung von 90 % bezogen auf die Summennennleistung aller WEA erreicht. Die durchschnittliche Volllaststundenzahl des WEA-Clusters wurde im Grundszenario auf 2.000 festgelegt.

Die Blockgröße des Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerks wird mit 500 MW<sub>el</sub> angenommen. Die elektrische Anschlussleistung am Netzeinspeisepunkt beträgt damit ebenfalls 500 MW<sub>el</sub>. Damit sind ein WEA-Cluster von etwa 1.667 MW<sub>el</sub> und eine GuD-Nennleistung von 500 MW<sub>el</sub> notwendig. Die elektrische Anschlussleistung des Elektrolyseurs beträgt 1.000 MW<sub>el</sub>. Der erzeugte Wasserstoff wird im Grundszenario nicht verstromt, sondern am Markt veräußert (unterstellter spezifischer Erlös 5 ct/kWh<sub>th</sub>).<sup>512</sup> Eine Wärmeauskopplung aus dem GuD erfolgt im Grundszenario nicht.

### Berechnungsergebnisse im Grundszenario

Die statische Bilanzierung mit dem Modell WIND-HyMeth ergibt folgende Energiemengen bei einer konstanten Einspeisung für ein vollständiges Betriebsjahr.

- elektrische Energie aus WEA-Cluster gesamt 3.334 GWh<sub>el</sub>
- eingespeiste elektrische Energie aus WEA-Cluster 2.475 GWh<sub>el</sub>
- Versorgung Elektrolyseur aus WEA-Cluster 859 GWh<sub>el</sub>
- Energieinhalt erzeugter Wasserstoff 601 GWh<sub>th</sub>

<sup>512</sup> Da der Wasserstoff im Modell zunächst vollständig in das Erdgasnetz eingespeist wird, müsste eine Erlösgutschrift lediglich mit dem bewerteten Energieinhalt erfolgen. Der Erdgaspreis wurde dazu mit 1,9 ct/kWh<sub>th</sub> abgeschätzt, so dass sich 0,57 ct/kWh<sub>th</sub> als Erlösponente für den Wasserstoff ergeben würden. Dieser Erlös würde die Vollkosten des Wasserstoffs sehr deutlich unterschreiten. Deshalb wurden alternative Wasserstofflöhse angesetzt. In der Literatur finden sich Angaben zu den Preisen von Wasserstoff aus der Erdgasdampf-Reformierung mit ca. 3 bis 4 ct/kWh<sub>th</sub>. Angesichts der in den letzten Jahren gestiegenen Erdgaspreise wurden Wasserstofflöhse von 5 ct/kWh<sub>th</sub> zugrundegelegt. Vgl. dazu DWV (2009), S. 15.

- eingespeiste elektrische Energie aus GuD-Kraftwerk 1.905 GWh<sub>el</sub>
- Energieinhalt im GuD verbranntes Biomethan 3.176 GWh<sub>th</sub>
- notwendige Anbaufläche für Mais 88.567 ha

Mit dieser Energiebilanz und den angegebenen techno-ökonomischen Parametern berechnen sich die spezifischen Gestehungskosten einer ins Netz eingespeisten Kilowattstunde elektrischer Energie mit 14,3 ct/kWh<sub>el</sub>. Der Einspeiseerfolg wurde als Mittelwert des Einspeiseerfolgs des untersuchten WEA-Clusters und des Deutschland-Portfolios angenommen. Bei Verwendung der beiden originalen Datenreihen (Einspeiseerfolg WEA-Cluster 67,7 % bzw. Deutschland-Portfolio 80,8 %) ergibt sich eine Spannweite von 13,8 bis 14,8 ct/kWh<sub>el</sub> bzw. etwa  $\pm 3,5$  % um den Mittelwert.

### Berechnungsergebnisse bei Parametervariation

Das Berechnungsmodell umfasst neben den Einspeisezeitreihen der WEA in stündlicher Auflösung ca. 50 Parameter, die in den vorangegangenen Gliederungspunkten zusammengestellt sind. In Tabelle 28 sind einige ausgewählte Parametervariationen, die dafür ermittelten spezifischen Gestehungskosten sowie eine kurze Einschätzung der damit ggf. verbundenen zusätzlichen Berechnungsunsicherheiten dargestellt.

Tabelle 28 Variation ausgewählter Parameter im Berechnungsmodell WIND-HyMeth (Betriebsweise: Grundlasteinspeisung)

Variante	Parameter	Ansatz im Grundszenario	veränderter Ansatz	spez. Gestehungskosten WIND-HyMeth	Berechnungsunsicherheit
WEA-Standortqualität 2 (vgl. Tabelle 25)	Spez. WEA-Gestehungskosten bzw. Volllaststunden <sup>513</sup>	9,75 ct/kWh bzw. 2.000 VLH	8,02 ct/kWh bzw. 2.500 VLH	12,6 ct/kWh <sub>el</sub>	ggf. abweichende Energiemengenbilanzierung
WEA-Standortqualität 3	s. o.	9,75 ct/kWh bzw. 2.000 VLH	6,86 ct/kWh bzw. 3.000 VLH	10,8 ct/kWh <sub>el</sub>	ggf. abweichende Energiemengenbilanzierung
WEA-Standortqualität 4	s. o.	9,75 ct/kWh bzw. 2.000 VLH	6,04 ct/kWh bzw. 3.500 VLH	9,1 ct/kWh <sub>el</sub>	ggf. abweichende Energiemengenbilanzierung
Wasserstoff-Markterlöse im Verkehrssektor	Wasserstoffvergütung	5 ct/kWh <sub>th</sub>	10 ct/kWh <sub>th</sub>	13,6 ct/kWh <sub>el</sub>	Zusätzliche Kosten/ Infrastruktur/ Speicher für Vertrieb; zeitliche Erzeugungscharakteristik ohne Speicher ggf. ungeeignet

<sup>513</sup> Vgl. dazu Tabelle 25.

Variante	Parameter	Ansatz im Grundszenario	veränderter Ansatz	spez. Gestehungskosten WIND-HyMeth	Berechnungsunsicherheit
Wärmeauskopplung	Wärmeauskopplung	0 %	32 % (therm. Energieinhalt Biogas)	14,1 ct/kWh <sub>el</sub>	Zeitliche Erzeugungsstruktur ggf. ungeeignet; ggf. zusätzliche Investition Wärmenetz
Niedrige Bioenergiekosten	Kosten Bioenergie	40 EUR/t <sub>FM</sub>	15 EUR/t <sub>FM</sub>	12,3 ct/kWh <sub>el</sub>	Biogasgehalt bei anderen Einsatzstoffen ggf. verändert zu 200 m <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub>
Niedrige Investitionen	Investitionen in GuD/ Elektrolyseur/ Bioenergieanlagen	100 %	75 %	13,8 ct/kWh <sub>el</sub>	keine
Hoher Kalkulationszinssatz	Zinssatz	8,0 %	10,0 %	14,7 ct/kWh <sub>el</sub>	keine
Optimale Konstellation	Kombination Zeile 3 bis 7	s. o.	s. o.	7,5 ct/kWh <sub>el</sub>	vgl. Zeile 3 bis 7

Deutlich wird, dass die veränderte Volllaststundenzahl in Verbindung mit angepassten spezifischen Gestehungskosten des WEA-Clusters den größten kostenmindernden Einfluss auf das Berechnungsergebnis hat. In einer optimalen Konstellation könnten die spezifischen Gestehungskosten des Modells WIND-HyMeth auf 7,5 ct/kWh<sub>el</sub> sinken.

Des Weiteren werden die Auswirkungen einer veränderten Leistungsbegrenzung des WEA-Clusters auf das Berechnungsergebnis analysiert. Aufgrund der mit etwa 11 % sehr geringen Auslastung des Elektrolyseurs sind die Vollkosten (inkl. Kosten der Windenergie) des erzeugten Wasserstoffs sehr hoch (im Grundszenario ca. 21,5 ct/kWh<sub>th</sub>). Verglichen mit den angenommenen Wasserstoff Erlösen ergeben sich damit hohe relative Verlustbeiträge mit jeder Einheit hergestellten Wasserstoffs. Eine höhere direkte Einspeiseleistung des WEA-Clusters (Leistungsbegrenzung bspw. bei 50 % statt 30 % der WEA-Nennleistung) verringert sowohl die notwendige elektrische Anschlussleistung des Elektrolyseurs als auch die erzeugte Menge Wasserstoff. Damit ergeben sich im Grundszenario die niedrigsten spezifischen Gestehungskosten der eingespeisten elektrischen Energie in Höhe von 12,9 ct/kWh<sub>el</sub> bei einer Leistungsbegrenzung des WEA-Clusters von 79 %.

Bei höheren Wasserstoff Erlösen verringert sich die (hinsichtlich der spezifischen Gestehungskosten des Modells WIND-HyMeth) optimale Einspeisebegrenzung des WEA-Clusters. Eine Begrenzung auf 30 % stellt die optimale Konfiguration bei Wasserstoff Erlösen von ca. 16,5 ct/kWh<sub>th</sub> dar. Derartige Erlöse erscheinen z. B. im Verkehrssektor dann möglich, wenn Wasserstoff als Antrieb vollständig steuerbefreit (inkl. Umsatzsteuer) würde und zugleich hohe Erdölpreise fossile Treibstoffe auf mindestens 1,50 EUR/l<sub>Superbenzin</sub> verteuern würden.

Die Wasserstofferzeugung hat sich im Modell als kostenerhöhend herausgestellt. Deshalb wurde in einer zusätzlichen Berechnung untersucht, wie sich eine vergütete Abregelung des WEA-Clusters und damit der mögliche Verzicht auf die Elektrolyseure auf die spezifischen Gestehungskosten auswirken. Im Grundszenario sinken die spezifischen Gestehungskosten in diesem Fall von 14,3 auf 13,9 ct/kWh<sub>el</sub>.

Eine geringere Begrenzung der Einspeisungsleistung des WEA-Clusters erfordert im Modell WIND-HyMeth andererseits einen entsprechend höheren Einsatz von Biomethan im GuD-Kraftwerk. Insofern entsteht eine umgekehrte Proportionalität zwischen Leistungsbegrenzung und Flächenbedarf. Im Grundszenario mit einer Einspeisungsbegrenzung von 30 % beträgt der Flächenbedarf etwa 88.567 ha bzw. 177 ha/MW<sub>el</sub>. Für die o. a. optimale Einspeisebegrenzung im Grundszenario beträgt der Flächenbedarf bereits 291 ha/MW<sub>el</sub>. 71,4 % der elektrischen Energie würden in diesem Fall vom GuD-Kraftwerk bereitgestellt. Dadurch wird deutlich, dass neben den spezifischen Gestehungskosten der elektrischen Energie in diesem Modell v. a. die zur Verfügung stehende Landwirtschaftsfläche die konkrete Konfiguration des Modells beeinflusst.

Die Verwendung des Wasserstoffs als Brennstoff für das GuD-Kraftwerk ist dann wirtschaftlich sinnvoll, wenn die dadurch entgangenen Erlöse niedriger sind als die eingesparten Kosten für das genutzte Biomethan. Das ist unabhängig von der gewählten Einspeisebegrenzung der Fall, wenn die Kosten der Maissilage 22 EUR/t<sub>FM</sub> übersteigen. Wenn im Grundszenario der gesamte erzeugte Wasserstoff im GuD verstromt wird, sinken die spezifischen Gestehungskosten von 14,3 auf 14,0 ct/kWh<sub>el</sub>. Der spezifische Flächenbedarf sinkt um ca. 19 % von 177 auf 144 ha/MW<sub>el</sub>.

Eine Wärmeauskopplung aus dem GuD-Kraftwerk mit einer entsprechenden Vermarktung der Wärme senkt die spezifischen Gestehungskosten des Modells WIND-HyMeth ab einer Wärmevergütung von 2,35 ct/kWh<sub>th</sub>. Ab dieser Vergütung überwiegen der gestiegene Brennstoffausnutzungsgrad sowie die damit erzielten Wärmeerlöse den elektrischen Wirkungsgradverlust.

### **Berechnungsergebnisse bei fahrplanorientierter Betriebsweise**

Neben einer konstanten Grundlasteinspeisung soll das Konzept auch eine nachfragegesteuerte bzw. fahrplanorientierte Einspeisung ermöglichen. Dazu wurden für die WEA-Einspeisung die Zeitreihen der stündlichen, für Deutschland aggregierten Einspeisung der Jahre 2006 und 2007 (Datensatz für eine tendenziell weiträumige Verteilung der WEA) sowie des verwendeten WEA-Clusters (Datensatz für eine eher kleinräumige Verteilung der WEA) analysiert.

Die Lastdaten entsprechen einer normierten Zeitreihe der UCTE-Gesamtlast für Deutschland im Jahr 2006. Die Lastdaten wurden für drei ausgewählte Berechnungsszenarien normiert.

- Szenario (A): Die Jahresarbeit des normierten UCTE-Lastprofils entspricht der Jahresarbeit im Fall der Grundlasteinspeisung (4.380 GWh/a). Die Einspeisungsbegrenzung des WEA-Clusters bezieht sich nun lediglich auf die jeweilige Last.



- Szenario (B): Die Maximallast entspricht der Maximalleistung des Modells WIND-HyMeth (im untersuchten Fall 500 MW<sub>el</sub>). Damit unterschreitet die Jahresarbeit dieser Betriebsweise diejenige der Grundlasteinspeisung deutlich (3.138,4 GWh/a i. V. z. 4.380 GWh/a).
- Szenario (C): Normierung der Jahresarbeit auf 150 % der Jahresarbeit im Fall der Grundlasteinspeisung.

Aus den konkreten stündlichen Bilanzierungen dieser drei Szenarien wurden die Energiemengen in das Modell zur Berechnung der spezifischen Gestehungskosten übernommen. In Tabelle 29 sind die Berechnungsergebnisse zusammengestellt.

Tabelle 29 Berechnungsergebnisse des Modell WIND-HyMeth für ausgewählte fahrplanorientierte Betriebsweisen (zu den nur in dieser Tabelle verwendeten Abkürzungen vgl. Fußnote 514)

WEA Leistungsdaten	Grundlasteinspeisung <sup>514</sup>	Szenario (A)	Szenario (B)	Szenario (C)
WEA-Cluster (Jahr 2005)	EE = 68,9 % EW = 56,1 % H <sub>2</sub> = 259*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 14,7 ct/kWh <sub>el</sub>	EE = 69,7 % EW = 56,8 % H <sub>2</sub> = 252*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 14,6 ct/kWh <sub>el</sub>	EE = 56,9 % EW = 64,7 % H <sub>2</sub> = 359*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 16,8 ct/kWh <sub>el</sub>	EE = 84,6 % EW = 46,0 % H <sub>2</sub> = 128*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 13,2 ct/kWh <sub>el</sub>
WEA-Cluster (Jahr 2006)	EE = 66,6 % EW = 55,8 % H <sub>2</sub> = 287*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 14,9 ct/kWh <sub>el</sub>	EE = 67,1 % EW = 56,3 % H <sub>2</sub> = 282*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 14,8 ct/kWh <sub>el</sub>	EE = 54,3 % EW = 63,6 % H <sub>2</sub> = 392*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 17,1 ct/kWh <sub>el</sub>	EE = 82,8 % EW = 45,6 % H <sub>2</sub> = 144*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 13,2 ct/kWh <sub>el</sub>
Deutschland-Portfolio (Jahr 2006)	EE = 82,9 % EW = 49,6 % H <sub>2</sub> = 105*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 13,9 ct/kWh <sub>el</sub>	EE = 84,0 % EW = 50,2 % H <sub>2</sub> = 98*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 13,8 ct/kWh <sub>el</sub>	EE = 72,1 % EW = 60,1 % H <sub>2</sub> = 171*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 15,2 ct/kWh <sub>el</sub>	EE = 95,0 % EW = 37,9 % H <sub>2</sub> = 31*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 13,0 ct/kWh <sub>el</sub>
Deutschland-Portfolio (Jahr 2007)	EE = 78,8 % EW = 55,7 % H <sub>2</sub> = 154*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 14,0 ct/kWh <sub>el</sub>	EE = 79,9 % EW = 56,5 % H <sub>2</sub> = 145*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 13,9 ct/kWh <sub>el</sub>	EE = 67,3 % EW = 66,4 % H <sub>2</sub> = 237*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 15,7 ct/kWh <sub>el</sub>	EE = 92,4 % EW = 43,6 % H <sub>2</sub> = 55*10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> SGK = 12,9 ct/kWh <sub>el</sub>

Die Berechnungsergebnisse für das Szenario (A) unterscheiden sich nur geringfügig vom Grundszenario, da auch die Energiebilanzierungen sehr ähnlich sind.

Für das Szenario (B) wurden erwartungsgemäß deutliche höhere spezifische Gestehungskosten ermittelt, da durch die Normierung der Maximallast auf die Nennleistung des Hybridkraftwerks zusätzliche leistungsbegrenzende Situationen für das WEA-Cluster auftreten, in denen der Elektrolyseur einzusetzen ist. Damit wirkt das kostenerhöhende Element des negativen Deckungsbeitrags der Wasserstoffherzeugung (bei den hier angenommenen Wasserstofflößen).

Im Szenario (C), in dem eine um 50 % höhere Jahresarbeit des Hybridkraftwerks modelliert wird und zu deren Aufbringung eine höhere Einspeisung aus dem GuD-Kraftwerk erforderlich ist, liegt der spezifische Flächenbedarf bereits zwischen 328 und 379 ha/MW<sub>el</sub> (185 % bzw. 214 % i. V. z. Grundszenario). Die

<sup>514</sup> Die Abkürzungen in Tabelle 29 stehen für folgende Parameter: EE...Einspeiseerfolg, EW... Anteil der Netzeinspeisung aus dem WEA-Cluster an der Gesamteinspeisung, H<sub>2</sub>...Output an Wasserstoff, SGK...spezifische Gestehungskosten.

Menge des erzeugten Wasserstoffs nimmt ab, da ein deutlich höherer Anteil der elektrischen Arbeit aus dem WEA-Cluster direkt eingespeist werden kann. Die spezifischen Gestehungskosten für dieses Szenario liegen bei 12,9 bis 13,2 ct/kWh<sub>el</sub>.

### Untersuchungsszenario Vollversorgung

In einem abschließenden Berechnungsszenario wurde untersucht, wie ein Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerk des beschriebenen Modells WIND-HyMeth konfiguriert werden müsste, um kostenoptimal eine ausschließliche Versorgung Deutschlands (beispielhaft anhand der stündlichen Zeitreihe der elektrischen Last des Jahres 2006<sup>515</sup>) sicherzustellen. Zudem wurde analysiert, wie dafür benötigte Speicher für Biomethan ausgelegt und in welchem Umfang landwirtschaftliche Flächen benötigt würden.

In dieser Modellvariante wird keine konstante Begrenzung der elektrischen Einspeisung aus dem WEA-Cluster vorgegeben. Vielmehr bestimmt lediglich die elektrische Last, ob eine Leistung an die Elektrolyseure abgegeben wird und welche Leistung die GuD-Kraftwerke zusätzlich zur Verfügung stellen.

Die Dimensionierung der Summennennleistung des WEA-Clusters ist die freie Variable dieser Optimierung hinsichtlich der geringsten spezifischen Gestehungskosten. Die Nennleistung der GuD-Kraftwerke wird anhand der konkreten Restlast (elektrische Last minus Einspeisung aus dem WEA-Cluster) bestimmt. Die elektrische Netzanschlussleistung der Hybridkraftwerke bestimmt sich nach der Maximallast.

Die resultierenden spezifischen Gestehungskosten für die skalierten Wind-Einspeisungsreihen des Deutschland-Portfolios der Jahre 2006 und 2007 sind in Abbildung 64 dargestellt.

Für beide Windeinspeisezeitreihen betragen die minimalen spezifischen Gestehungskosten etwa 13,0 ct/kWh<sub>el</sub>. Dieses Kostenoptimum wird bei einer Summennennleistung des WEA-Clusters von etwa 90.000 bis 95.000 MW<sub>el</sub> erreicht. Die spezifischen Gestehungskosten weichen aber auch bei Variation der Summennennleistung des WEA-Clusters nur recht gering von dem Wert im Optimum ab.

---

<sup>515</sup> Vgl. UCTE (2009).

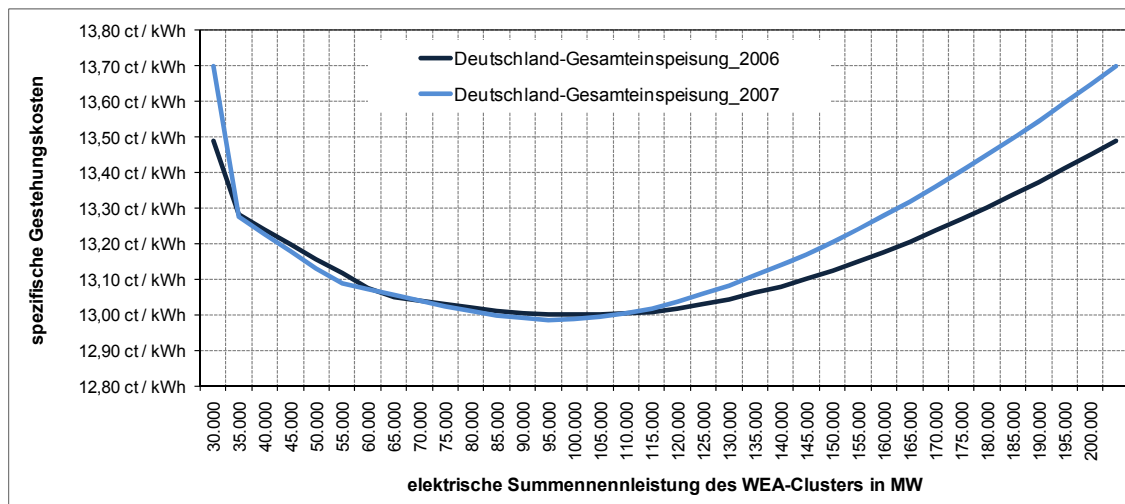


Abbildung 64 Darstellung der spezifischen Gestehungskosten als Funktion der elektrischen Nennleistung des WEA-Clusters für das Untersuchungs-szenario Vollversorgung

Zusätzlich werden im Optimum ca. 197 TWh<sub>th</sub>/a Wärme und ca. 1,7 TWh<sub>th</sub>/a Wasserstoff bereitgestellt. Die benötigte landwirtschaftliche Nutzfläche beträgt etwa 17,2 Mio. ha. Für Deutschland werden insgesamt etwa 16,95 Mio. ha landwirtschaftlich genutzte Fläche ausgewiesen. Damit würde in diesem Szenario bereits etwas mehr als die gesamte Landwirtschaftsfläche zur Versorgung mit elektrischer Energie benötigt. Eine Verringerung der einzusetzenden Landwirtschaftsfläche auf etwa 10 bis 12 Mio. ha würde eine Summennennleistung des WEA-Clusters von 200 GW sowie daraus resultierende spezifische Gestehungskosten von 13,5 bis 13,7 ct/kWh<sub>el</sub> nach sich ziehen.

Die zeitliche Einspeisung aus dem WEA-Cluster vollzieht sich für die untersuchten Jahre 2006 und 2007 sehr unterschiedlich. Während das Jahr 2007 mit hohen Windleistungen am Anfang des Jahres eine weitgehende Deckung der elektrischen Last ermöglicht, wäre im Jahr 2006 in dieser Zeit bereits eine bedeutende Einspeisung aus den GuD-Kraftwerken notwendig. Damit weist das Modell im Jahr 2006 in der Mehrzahl der Fälle ein Biomethan-Defizit auf, das erst im Laufe des Jahres ausgeglichen wird. Im Jahr 2007 hingegen würde sich ein Speicherbestand aufbauen, der zum Jahresende hin aufgebraucht wird.

Für eine Summennennleistung des WEA-Clusters von 200 GW ist die Lastabdeckung für das Jahr 2006 in Abbildung 65 dargestellt.

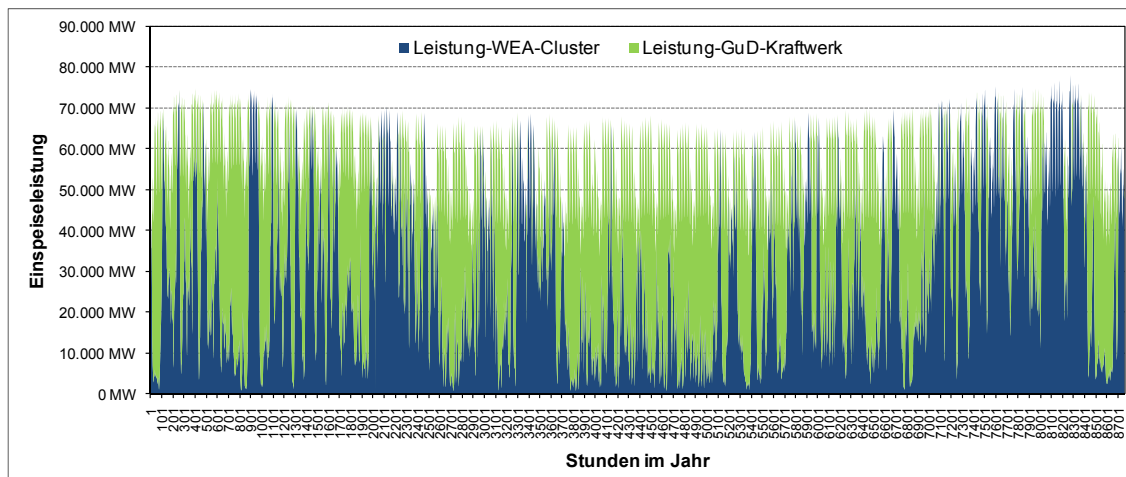


Abbildung 65 Einspeiseverlauf aus dem WEA-Cluster und den GuD-Kraftwerken im Windjahr 2006 im Untersuchungszenario Vollversorgung

Die maximale kumulierte Einspeicherung an Biomethan im Windjahr 2007 beträgt für eine WEA-Summennennleistung von 200 GW etwa 3,9 Mrd. Nm<sup>3</sup> während der maximale kumulierte Bedarf im Windjahr 2006 ca. 3,6 Mrd. Nm<sup>3</sup> beträgt. Im Jahr 1999 waren in Deutschland Kavernen- und Porenspeicher für Erdgas mit einem Arbeitsgasvolumen von etwa 18,3 Mrd. m<sup>3</sup> in Betrieb.<sup>516</sup> Damit wären die vorhandenen Speicher in der Lage, die im Modell errechneten Mengen an Biomethan aufzunehmen.

Zur Bereitstellung der jährlich benötigten Menge Biomethan wären etwa 2.600 Fermenter mit einer stündlichen Biogasproduktion von 2.000 Nm<sup>3</sup>/h notwendig. Diese könnten über das Gebiet Deutschlands verteilt angeordnet sein und in das Erdgasnetz einspeisen.

Die Jahreseinspeisung an Biomethan in Höhe von 374 bis 431 TWh<sub>th</sub>/a übersteigt das Ergebnis der bereits erwähnten Untersuchung von Urban (2006) um bis zu 100 %. Das deutet darauf hin, dass für dieses Szenario das vorhandene Erdgasnetz einen Engpass darstellen könnte.

Diese Berechnungen zeigen, dass eine Vollversorgung Deutschlands mit Wind- und Bioenergie zumindest technisch möglich erscheint. Allerdings müssten dazu sämtliche nationalen landwirtschaftlichen Flächenressourcen herangezogen und WEA mit einer fast neunfachen Nennleistung verglichen mit dem Stand Ende des Jahres 2009 installiert werden. Zudem wäre zu untersuchen, ob die vorhandenen Elektroenergie- und Erdgasnetze die damit zusammenhängenden Transportaufgaben erfüllen können.

#### 6.6.1.4. Kritische Würdigung des Modellansatzes

Die Untersuchungen zum Modell WIND-HyMeth zeigen, dass ein solches Konzept technisch umsetzbar ist. Es ist mit heute am Markt verfügbaren Komponen-

<sup>516</sup> Vgl. Sedlacek (1999), S. 538.

ten realisierbar.<sup>517</sup> Das Modell basiert vollständig auf heimischen Erneuerbaren Energien und verringert damit die Importabhängigkeit in der Elektroenergieversorgung. Allerdings sind die spezifischen Elektroenergiegestehungskosten voraussichtlich auch zukünftig deutlich höher als die des derzeit bestehenden Kraftwerksparks. Zudem ist der Flächenbedarf zur Bereitstellung der nachwachsenden Energierohstoffe sehr hoch.

Bezogen auf den Untersuchungsgegenstand der vorliegenden Arbeit, die fluktuierende Charakteristik der Windenergieeinspeisung, stellt der Modellansatz eine technisch geeignete Integrationsoption in das bestehende System der Energieversorgung dar. Die Fluktuationen werden vom elektrischen System, das ohne nennenswerte Speichereinrichtungen betrieben werden muss, ferngehalten. Stattdessen findet eine fluktuierende Nutzungscharakteristik der Gas- und Wärmenetze sowie ggf. einer aufzubauenden Wasserstoffinfrastruktur statt. Diese Systeme mit stofflichen Energieträgertransporten bieten Möglichkeiten, derartige Fluktuationen prinzipiell aufzunehmen und über Speicher auszugleichen.

Die Nutzung anderer Bioenergieträger (heimische biogene Reststoffe, Grassilage aus der Landschaftspflege etc. sowie importierte biogene Zwischenprodukte wie Bio-Slurry – vgl. Kapitel 4.3.2) könnte zudem den Flächenbedarf zukünftig deutlich reduzieren.

### **6.6.2. Einsatz von Druckluftspeicherkraftwerken zum Ausgleich fluktuierender Windenergie**

Die Nutzung von Druckluftspeicherkraftwerken wurde in den 70er und 80er Jahren des vorigen Jahrhunderts und erneut seit Anfang dieses Jahrzehnts in wissenschaftlichen Studien untersucht (eine Auswahl davon ist in Tabelle 30 dargestellt). Druckluftspeicherkraftwerke stellen im Bereich der Speicher für elektrische Energie neben den Pumpspeicherkraftwerken die derzeit einzigen im großtechnischen Maßstab ( $> 100 \text{ MW}_{\text{el}}$ ) marktverfügbaren Technologien dar. Die beiden weltweit realisierten Druckluftspeicherkraftwerke (CAES)<sup>518</sup> werden als Systemkomponenten im elektrischen Netzbetrieb eingesetzt, um z. B. vergleichsweise kurzfristige Schwankungen der Einspeisung oder der Last in einer Region auszugleichen (Systemdienstleistungen).<sup>519</sup> Ebenso können Druckluftspeicherkraftwerke zur Speicherung von elektrischer Energie in lastschwachen Zeiten und Einspeisung zu Spitzenlastzeiten verwendet werden (Tagesspeicherbetrieb ähnlich dem von Pumpspeicherkraftwerken).

In den in Tabelle 30 aufgeführten Untersuchungen wird überwiegend die Bereitstellung von Spitzenlastenergie oder die Strukturierung einer WEA-Einspeisung

---

<sup>517</sup> Das Unternehmen ENERTRAG AG aus Dauerthal hat im Jahr 2009 ein solches Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerks in Betrieb genommen.

<sup>518</sup> Compressed Air Energy Storage Power Plants (CAES).

<sup>519</sup> Succar und Williams benennen als einen weiteren Grund für die Errichtung des Druckluftspeicherkraftwerks Huntorf (290 MW, Inbetriebnahme 1978) in Deutschland die Bereitstellung von elektrischer Energie im Fall eines Netzausfalls (sog. Schwarzstart) für die im Norden Deutschlands in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke. Vgl. Succar / Williams (2008), S. 22.

(Verminderung der Prognoseabweichung oder zeitliche Verschiebung der Einspeisung in den Spitzenlastbereich) analysiert.

Thermodynamisch können bei Druckluftspeicherkraftwerken zwei Grundkonzepte unterschieden werden. Diabate Konzepte verzichten darauf, die beim Verdichten der Luft anfallende Kompressionswärme zu speichern und dem Entspannungsprozess wieder hinzuzufügen. Deshalb müssen bei diesen Anlagen zusätzliche fossile (Erdgas) oder Erneuerbare (z. B. Biomethan; derzeit noch nicht umgesetzt) Energieträger eingesetzt werden. Diabate Druckluftspeicherkraftwerke erreichen derzeit Gesamtzykluswirkungsgrade von etwa 42 bis 54 %.<sup>520</sup> In adiabaten Anlagenkonzepten wird die anfallende Kompressionswärme in Wärmespeichern gespeichert und der ausgespeicherten Druckluft wieder zugeführt. Deshalb ist in diesem Fall kein weiterer Energieträger notwendig. Der Gesamtzykluswirkungsgrad adiabater Druckluftspeicherkraftwerke soll zukünftig etwa 70 % erreichen.

Tabelle 30 Untersuchungen zu zukünftigen Einsatzgebieten von Druckluftspeicherkraftwerken (Auswahl)

Quelle	Untersuchungsgegenstand	Betriebsweise der CAES-Kraftwerke
Bullough et al. (2004)	Systemkonfiguration von Advanced Adiabatic CAES	Speicherbetrieb
Crotogino (2003)	Ausgleich der Windenergieeinspeisung	Regelenergie, Ausgleichsenergie
El-Shahat Fayed (2005)	Uncooled CAES (CAES mit Luftwärmespeicher)	Kurzfristiger Ausgleich von Windenergieschwankungen
Kruck (2008)	Wirtschaftliche Untersuchungen zu CAES und AA CAES	Diverse
Ohrem et al. (2007)	Einsatzgebiete von CAES und AA CAES	Fahrplanenergie und Minutenreserve
Siemes (2008)	Netzintegration von WEA mittels CAES	Fahrplanenergie, Minutenreserve, Strukturierung der WEA-Einspeisung
Succar/ Williams (2008)	kombinierte Betriebsweise von WEA und CAES	Grundlastbetrieb

Zur Realisierung von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken müssen einzelne, prinzipiell bereits heute marktverfügbare, Anlagenkomponenten an die speziellen Einsatzbedingungen angepasst werden. So sind Hochdruck-Verdichter zu entwickeln, die auch bei hohen Temperaturen von über 600 °C arbeiten (üblicherweise wird derzeit in mehreren Kühlstufen die Druckluft bzw. der Verdichter gekühlt). Wärmespeicher mit hohen thermischen Energieinhalten sind ebenfalls nicht Stand der Technik. Als erfolgversprechend stellen sich hierbei druckbeaufschlagte, direkt arbeitende Feststoffspeicher dar, da diese aus vergleichsweise kostengünstigen Materialien (z. B. Naturstein oder Beton) hergestellt werden können. Auch im Expansionskraftwerk (Gasturbinen ohne Kompressionsstufe) sind aufgrund der geforderten Eingangssparameter der Druckluft (der Eintrittsluftmassenstrom soll zwischen 40 % und 100 % variieren können) Weiterentwicklungen notwendig. Als Entwicklungsziel wird im Rahmen eines von der Europäi-

<sup>520</sup> Vgl. Hübner (2007).

schen Union geförderten Forschungsprojekts ein sog. Advanced Adiabatic CAES (AA CAES) Kraftwerk angestrebt.<sup>521</sup>

### 6.6.3. Untersuchungen zum koordinierten Betrieb von Druckluftspeicherkraftwerken und Windenergieanlagen

Abhängig von der angestrebten Betriebsweise des Hybridkraftwerks sind die Hauptkomponenten Windenergieanlagen-Cluster, Druckluft- und Wärmespeicher sowie Expansionskraftwerk spezifisch auszulegen. Falls das Hybridsystem lediglich die Prognoseabweichungen der Einspeisung des WEA-Clusters verringern bzw. vollständig ausgleichen soll, sind relativ kleine Speichervolumina und eine geringe Nennleistung der Gasturbine notwendig. Für den Fall einer angestrebten jährlichen Grundlastbetriebsweise ist dagegen ein sehr großes Speichervolumen einzusetzen.

Die konkrete Dimensionierung der Komponenten kann mit einem Optimiermodell erfolgen. Dieses Modell hätte mindestens fünf Freiheitsgrade: Leistung des Hochdruck-Verdichters, Druckluftspeicher-Volumen, Leistung des Expansionskraftwerks, maximale Ausspeicherdauer sowie zeitliche Netzeinspeisungs-Charakteristik. Die Erstellung und Verwendung eines solchen Optimiermodells geht über die Aufgabenstellung der vorliegenden Arbeit hinaus. Deshalb wird auf entsprechende Untersuchungen in der Literatur zurückgegriffen. Im Bericht von Succar und Williams (2008) sowie in den Dissertationsschriften von Völler (2010), Grimm (2007) und Siemes (2007) werden derartige Ansätze untersucht und diskutiert.

Völler (2010) untersucht die kombinierte Betriebsweise von WEA-Clustern und verschiedenen Energiespeichern, z. B. von Batterie- und Wasserstoffspeichern sowie AA CAES. In ausgewählten Szenarien ermöglichen sowohl die analysierten Batteriespeicher als auch die AA CAES einem Betreiber von WEA durch eine direkte Teilnahme an den Elektroenergiemärkten die Erzielung von kostendeckenden oder der EEG-Vergütung vergleichbaren Einnahmen. Die Speicher weisen dabei jedoch nur vergleichsweise geringe Kapazitäten (max. 6 h Ausspeicherzeit) auf und werden vorwiegend zur Reduzierung von Prognosefehlern eingesetzt. Ein Betrieb der Speicher außerhalb der Windenergieveredlung unter Nutzung von Preisdifferenzen an den betrachteten Märkten führte dagegen in keinem der Szenarien zu einer Wirtschaftlichkeit.

In Grimm (2007) werden die Einsatzfelder, die Bereitstellungskosten sowie die damit verursachten Veränderungen der Marktpreise verschiedener Speichertechnologien sowie unterschiedliche Betriebsweisen konventioneller Kraftwerke analysiert.<sup>522</sup> Die Kosten für elektrische Energie beim Einspeicherprozess in Druck-

---

<sup>521</sup> Vgl. zu den vorstehenden Ausführungen in diesem Absatz Zunft et al. (2005).

<sup>522</sup> In dieser Arbeit wird nicht vorrangig die kombinierte Betriebsweise von Druckluftspeicherkraftwerken mit WEA sondern der Einsatz von Speichertechnologien und alternativen Kraftwerksbetriebsweisen bei einem entsprechend hohen Anteil Erneuerbarer Energien im Elektroenergiesektor analysiert. Mit einer entsprechenden Anpassung bezüglich der spezifischen Gestehungskos-

Luftspeicherkraftwerken werden mit  $3,0 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  angenommen. Grimm kommt in ihrer Arbeit zu dem Schluss, dass adiabate CAES zusammen mit Steinkohlekraftwerken nach den Pumpspeicherkraftwerken die geringsten spezifischen kapitalunabhängigen Bereitstellungskosten (inkl. Anfahrkosten) von ca.  $4,69 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  aufweisen.<sup>523</sup> Unter Berücksichtigung der kapitalabhängigen Kosten betragen die spezifischen Bereitstellungskosten ca.  $7,39 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ .<sup>524</sup> Sie könnten damit entsprechend den durchgeführten Untersuchungen durchaus eine Option zur Bereitstellung von elektrischer Energie in Spitzenlastzeiten sein. Zu den genannten spezifischen Kosten wären im Fall des Bezugs von elektrischer Energie ausschließlich aus Windenergieanlagen somit die Differenz zwischen  $3,0 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  und den spezifischen Gestehungskosten der Windenergieeinspeisung zu addieren. Bei angenommenen 2.500 Volllaststunden/a wären das etwa zusätzliche  $5 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  (vgl. Tabelle 25). Unter Berücksichtigung eines Einsatzes von  $1,4 \text{ kWh}_{\text{el}}$  (Kompressionsstufe) für eine eingespeiste  $\text{kWh}_{\text{el}}$  liegen die Bereitstellungsvollkosten aus AA CAES damit etwa zwischen  $11,7$  und  $14,4 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ .

Siemes stellt in seiner Arbeit drei Betriebsweisen eines kombinierten Windenergie-AA CAES Systems gegenüber.<sup>525</sup> Er vergleicht den reinen Speicherbetrieb von CAES-Kraftwerken (Nutzung von Preisdifferenzen zwischen Niedrig- und Spitzenlast), die Bereitstellung von Minutenreserve am Reserveenergiemarkt und eine Fahrplanlieferung von elektrischer Energie (Strukturierung einer WEA-Einspeisung).

Zunächst schätzt er ab, dass diabate CAES mit Erdgaseinsatz bei einem Erdgaspreis von etwa  $1,8 \text{ ct/kWh}_{\text{th}}$  und ca. 1.500 Volllaststunden pro Jahr im Vergleich zu Gasturbinen- und GuD-Kraftwerken die niedrigsten spezifischen Gestehungskosten von ungefähr  $7,6 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  aufweisen.<sup>526</sup> Berücksichtigt man die erhöhten Gestehungskosten der Windenergie von wiederum ca.  $5 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  (Einsatz von  $0,62 \text{ kWh}_{\text{el}}$  im diabaten Betrieb) ergeben sich Gestehungskosten von  $10,7 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ . Für adiabate Druckluftspeicherkraftwerke werden bei 1.500 h/a etwa  $7,0 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  angegeben. Die Verwendung der erhöhten Gestehungskosten der Windenergie führt zu spezifischen Gestehungskosten von ca.  $14,1 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  für ein adiabates Windenergie-AA CAES-Hybridkraftwerk im Spitzenlastbetrieb.

---

ten der Windenergie liefert sie jedoch interessante Aussagen für einen alternativen Hybridbetrieb bei ca. 1.000 Betriebsstunden im Jahr als regenerativ gespeistes Spitzenlastkraftwerk.

<sup>523</sup> Vgl. Grimm (2007), S. 80. Betriebsweise als Spitzenlastkraftwerk mit 1.000 h/a in einem definierten Kraftwerkspark mit einem regenerativ eingespeisten Anteil von 24,3 % sowie der Möglichkeit des Lastmanagements größerer Nachfrager.

<sup>524</sup> Vgl. Grimm (2007), S. 90 (dort: Bereitstellung von Ausgleichsenergie im Sinne der finanziellen Abrechnung von Regelenergie mit dem Übertragungsnetzbetreiber).

<sup>525</sup> Vgl. Siemes (2007).

<sup>526</sup> Die Kosten für die elektrische Energie für die Kompression werden, wie bei Grimm (2007), mit  $3,0 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  angenommen. Leider werden einige wesentliche Kalkulationsparameter in dieser Veröffentlichung nicht angegeben. Die spezifischen Gestehungskosten bei  $3 \text{ EUR/GJ}_{\text{Erdgas}}$  können aus Grafik 2.17 abgelesen werden. Die Aussage, dass bei  $5 \text{ EUR/GJ}_{\text{Erdgas}}$  und 1.500 h/a das CAES die geringsten Gestehungskosten aufweist (vgl. Siemes (2007), S. 39) verbunden mit einem angenommenen Einsatz von  $1,17 \text{ kWh}_{\text{th}}$  Erdgas für  $1,0 \text{ kWh}_{\text{el}}$  (ebenda, S. 36) führen zu Gestehungskosten in diesem Fall von ca.  $7,6 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ .



Mit den gewählten Preis- und Windenergie-Einspeisezeitreihen kommt Siemes zu der Aussage, dass sowohl die Beteiligung am Minutenreservemarkt als auch die Strukturierung einer WEA-Einspeisung volks- und betriebswirtschaftlich vorteilhafte Betriebsweisen von Druckluftspeicherkraftwerken in Deutschland sein können. Einschränkend führt er allerdings aus, dass zukünftig die erzielbaren Preise an Minutenreservemärkten tendenziell sinken und damit ein Investitionsrisiko für einen potentiellen Betreiber darstellen könnten. Die durch einen Fahrplanbetrieb eingesparten Reserveenergieaufwendungen der Netzbetreiber wären des Weiteren sachgerecht als Gutschrift an den Betreiber eines CAES weiterzureichen, was die Wirtschaftlichkeit dieser Betriebsweise weiter erhöhen würde aber derzeit nicht der geltenden Gesetzeslage in Deutschland entspricht.

Zusammenfassend stellt Siemes fest, dass ein abgestimmter Betrieb von Windenergieanlagen und Druckluftspeicherkraftwerken sowohl technisch umsetzbar als auch wirtschaftlich sein kann. Zudem bietet eine solche (den hier betrachteten Hybridkraftwerkskonzepten ähnliche) Betriebsweise weitere Vorteile, die regelmäßig schwierig zu quantifizieren sind, wie z. B. eine Verzögerung oder Vermeidung regionaler Netzausbaumaßnahmen, eine optimierte Betriebsweise des verbleibenden konventionellen Kraftwerksparks durch vermeidbare Teillastbetriebsweisen, die Vermeidung eines WEA-Erzeugungsmanagements sowie eine Steigerung der gesicherten Leistung aus der Windenergieeinspeisung.

Succar und Williams untersuchen Windenergie-CAES Hybridkraftwerke in Grundlastbetriebsweise hinsichtlich ihrer technischen Umsetzbarkeit und der spezifischen Gestehungskosten.<sup>527</sup>

Sie betrachten ein Hybridkraftwerk aus einem WEA-Cluster mit einer Summennennleistung von 3.130 MW<sub>el</sub>, welches bei unterstellten 4.240 Volllaststunden pro Jahr und einer elektrischen Leistungsbegrenzung zur Direkteinspeisung von 2.000 MW<sub>el</sub> ca. 10,3 TWh/a in das elektrische Netz einspeist. Das mit einer Erdgas-Zusatzbefeuerung arbeitende diabate CAES-Kraftwerk hat eine Nennleistung des Expansionskraftwerks von 1.270 MW<sub>el</sub>. Das Speichervolumen des Druckluftspeichers (poröse Gesteinsspeicher, vergleichbar mit kommerziellen Erdgasspeichern) beträgt 35 Mio. m<sup>3</sup> und kann damit das Expansionskraftwerk des CAES etwa 88 Stunden lang versorgen. Das Hybridkraftwerk weist bei einer elektrischen Anschlussleistung von 2.000 MW<sub>el</sub> ca. 7.446 Volllaststunden im Jahr (Grundlastbetriebsweise) auf. Für diese Konfiguration<sup>528</sup> berechnen Succar und Williams die spezifischen Gestehungskosten mit ca. 7,1 ctEUR/kWh<sub>el</sub>.<sup>529</sup> Mit diesen Gestehungskosten ist ein solches Windenergie-Druckluftspeicher-

---

<sup>527</sup> Vgl. Succar / Williams (2008).

<sup>528</sup> Für die Berechnung werden weitere Parameter herangezogen, etwa ein Erdgaspreis von 1,72 ct/kWh<sub>th</sub>, ein Preis von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten von 24,7 EUR/t<sub>CO2</sub> und ein Erdgasbedarf von 1,172 kWh<sub>Erdgas</sub>/kWh<sub>el</sub>. Vgl. Succar / Williams (2008), S. 36 und 60.

<sup>529</sup> Für die hier gemachten Zahlenangaben wurde ein Jahresmittelkurs von 1,2556 US-\$/EUR (im Jahr 2006, auf welches sich alle ökonomischen Daten in der Studie beziehen) verwendet. Zusätzlich können dem Hybridkraftwerk Übertragungskosten und -verluste in Höhe von max. 0,84 ct/kWh<sub>el</sub> zugerechnet werden, da zum elektrischen Anschluss der WEA mit insgesamt 3.130 MW<sub>el</sub> im untersuchten Fall neue Übertragungsnetze von etwa 500 km Länge benötigt werden.

Hybridkraftwerk im Grundlastbetrieb mit den ebenfalls untersuchten IGCC-Kraftwerken wirtschaftlich vergleichbar. Lediglich Erdgas-GuD-Kraftwerke und Windenergieanlagen mit Gasturbinenkraftwerken zur Bereitstellung der Regelleistung weisen geringere spezifische Gestehungskosten auf. Durch eine Analyse der variablen bzw. Grenzkosten der untersuchten Kraftwerke und der daraus resultierenden Merit-Order kommen die Autoren zu dem Schluss, dass ein Windenergie-CAES-Hybridkraftwerk die angestrebten etwa 7.500 Volllaststunden pro Jahr tatsächlich erzielen könnte. Dieses Untersuchungsergebnis kann allerdings nicht verallgemeinert werden. Das WEA-Cluster weist mit 4.240 Volllaststunden pro Jahr Werte auf, die nur an sehr wenigen Standorten in Europa erzielbar sind. Des Weiteren bewegen sich die angenommenen spezifischen Investitionen des betriebsbereiten WEA-Clusters mit ca. 990 EUR/kW<sub>el</sub> deutlich unterhalb des aktuellen Marktpreisniveaus von etwa 1.300 bis 1.800 EUR/kW<sub>el</sub>.<sup>530</sup> Eine Verwendung veränderter Kalkulationsparameter für die Vorgehensweise von Succar und Williams ist allerdings nicht ohne eine separate Ermittlung des notwendigen Speichervolumens und der Optimierung der Konfiguration der Kraftwerkskomponenten möglich und kann deshalb an dieser Stelle nicht vorgenommen werden.

### Zwischenfazit

Aus den betrachteten Untersuchungen kann geschlossen werden, dass Windenergieanlagen und Druckluftspeicherkraftwerke durchaus technisch koordiniert betrieben, jedoch derzeit in dieser Kombination nur in wenigen Marktsituationen auch wirtschaftlich eingesetzt werden könnten (z. B. zum Ausgleich eines kurzfristigen Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung im Rahmen der Beteiligung an Minutenreservemarkt). Da die erschließbaren Potenziale weiterer Pumpspeicherkraftwerke in Europa begrenzt sind und andere Speichertechnologien deutlich höhere Bereitstellungskosten haben, sind Druckluftspeicherkraftwerke aus heutiger Sicht eine realistische Option zur Unterstützung der Integrati-

---

<sup>530</sup> Mit diesen Annahmen berechnen sich mit dem Modell WIND-URA (vgl. Kapitel 4.1.3.2) die spezifischen Gestehungskosten des WEA-Clusters mit 3,91 ct/kWh<sub>el</sub>. Die Investitionen für Windenergieanlagen lagen in den USA in der Vergangenheit durchaus unterhalb des europäischen Niveaus, da die überwiegende Mehrzahl der Investoren in den USA aus dem Bereich der Energieversorger stammt. Diese Investoren betreiben die WEA häufig mit eigenem Personal und investieren deshalb eher in Anlagen mit verfügbaren Standard-Industriekomponenten, um die Wartung und Instandhaltung in Eigenregie durchführen zu können. In Europa überwiegen in den letzten Jahren eher Finanzinvestoren im Bereich der Windenergie, die aufgrund mangelnder eigener technischer Kompetenzen und Strukturen langjährige Serviceverträge mit den Anlagenherstellern abgeschlossen haben. Zur Absicherung dieser Serviceverträge haben die WEA-Anlagenhersteller die WEA ab Werk teilweise mit höherwertigen Komponenten ausgerüstet, um ihre laufenden Kosten während der Vertragslaufzeit zu minimieren. Damit sind für Investoren in Europa ein Teil der zukünftigen Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen bereits in der Investition enthalten. Bei hohen Fremdkapitalanteilen an der Gesamtfinanzierung und geringen Fremdkapitalzinsen konnte dadurch die Eigenkapitalrendite zusätzlich positiv beeinflusst werden.

Die angegebenen spezifischen Investitionen für WEA-Projekte in Europa basieren auf den Erfahrungen des Verfassers in begleiteten Projekten der Jahre 2002 bis 2009. Die oberen Werte beziehen sich auf WEA mit Nabenhöhen bis 138 m, mit denen auch in Europa an einigen Standorten an Land Volllaststunden von 4.000 h/a erzielbar sind.

on weiterer großer Leistungen von Windenergieanlagen. Geeignete Speicherformationen, z. B. in Salzkavernen oder ausgeförderten Erdöl- oder Erdgaslagerstätten, sind in Nordeuropa vorhanden.

Ggf. könnte es notwendig sein, die erhöhten spezifischen Gestehungskosten, die über derzeit zu beobachtende Marktpreise oder Vergütungen hinausgehen, durch zusätzliche Fördermechanismen auszugleichen. Derartige Maßnahmen wurden u. a. in Deutschland im Rahmen einer Verordnung zum sog. Kombikraftwerksbonus des EEG diskutiert.<sup>531</sup>

#### **6.6.4. Compressed Air Wind Energy Power Plants (CA-WEPP)**

Die im vorangegangenen Gliederungspunkt beschriebenen Konzepte basieren auf getrennt voneinander aufgebauten und zentral gesteuerten WEA-Clustern sowie Druckluftspeicherkraftwerken. Dabei findet in den WEA zunächst eine Umwandlung der kinetischen Energie des Windes in elektrische Energie statt. Diese wird mittels elektromotorisch angetriebenen Hochdruck-Verdichtern wieder in potentielle Energie der eingespeicherten Druckluft gewandelt. Diese Wandlungskette kann alternativ durch die Verwendung von mechanisch mit der Rotorwelle von Windenergieanlagen verbundenen Verdichtern verkürzt werden. Damit entstehen sog. Compressed Air Wind Energy Power Plants (CA-WEPP). Insbesondere für den Fall einer angestrebten Grund- oder Spitzenlastbetriebsweise könnte ein solches Konzept die jeweiligen Vorteile von Windenergieanlagen (regenerativer Energieträger, hoher Wirkungsgrad der Wandlung im Vergleich zur maximal möglichen) und Druckluftspeicherkraftwerken (Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten im kraftwerkstechnischen Maßstab, erprobte Technologien) vereinen.

##### **6.6.4.1. Technisches Konzept**

Die verwendete Grundidee zu diesem Konzept wurde vom Unternehmen General Compression aus den USA im Jahr 2007 bzw. 2008 beschrieben.<sup>532</sup> Das Konzept vereinigt Windenergieanlagen und Druckluftspeicherkraftwerke entlang einer

---

<sup>531</sup> Vgl. dazu DIW (2009). Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung e.V. untersuchte dazu im Auftrag des BMU entsprechende Ansätze. (Projekt: Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß VO §64 EEG 2009. Das DIW führt dazu aus: „Im Zusammenhang mit der Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) soll die Integration von Strom aus erneuerbaren Energien verbessert werden. Dazu ist eine Regelung zum finanziellen Anreiz für die Verstetigung, bedarfsgerechte Einspeisung sowie für die verbesserte Netz- und Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien vorgesehen. Mit diesem Vorhaben wird die Ausarbeitung einer solchen Regelung wissenschaftlich begleitet.“). Im Mai 2009 wurden die politischen Abstimmungen zum Kombikraftwerksbonus im EEG 2009 zunächst eingestellt.

<sup>532</sup> Vgl. GC (2008). Das Konzept von General Compression, Inc. umfasst mehrere 1,5 MW Windenergieanlagen mit einem eigens dafür konstruierten Verdichter des Unternehmens Mechanology, Inc. („Drangonfly“), die in einer diabaten Betriebsweise (Einsatz von Kühlern im Verdichtungsprozess) Druckluft erzeugen und mit einem Expansionskraftwerk „electricity-on-demand“ bereitstellen. Diese Betriebsweise wurde von dem Unternehmen als Dispatchable Wind Power Systems (DWPS) bezeichnet.

Prozesskette Druckluftherzeugung – Druckluftspeicherung – Expansionskraftwerk – Einspeisung elektrischer Energie. Der wesentliche Vorteil des Systems gegenüber „konventionellen“ WEA ist die nachfrageorientierte Bereitstellung elektrischer Energie. Damit könnten wesentliche Herausforderungen, die mit einer fluktuierenden Windenergieeinspeisung verbunden sind, umgangen werden (vgl. Kapitel 5).

Der Aufbau der Windenergieanlagen ist zunächst mit dem konventioneller WEA vergleichbar (siehe Kapitel 4.1.1). Anstelle der Kombination Getriebe/Generator bzw. vielpoliger Ringgenerator und elektrischer Umrichter kommen spezielle Hochdruckverdichter zum Einsatz. Diese wandeln die Drehbewegung der Rotorwelle, die ggf. mit einem Getriebe auf eine geeignete Drehzahl umgesetzt wird, in die potentielle Energie der erzeugten Druckluft. Über ein Druckluft-Rohrleitungssystem wird diese in einen Speicher geleitet. Die Dimensionierung dieses Speichers wird durch die angestrebte Betriebsweise des Systems determiniert. Anschließend wird die Druckluft in einer Expansionsturbine mit mechanisch gekoppeltem Generator genutzt, um elektrische Energie in das Netz einzuspeisen. Das System kann dabei wiederum diabat (Einsatz eines zusätzlichen Energieträgers z. B. von Biomethan zur Bereitstellung der Wärmeenergie im Expansionskraftwerk) oder adiabat (Speicherung der Wärme und Erwärmung der ausgespeicherten Druckluft vor der Expansion) ausgeführt werden. Die wichtigsten Komponenten werden im Folgenden kurz beschrieben.

### Verdichter

Für den genannten Druckbereich, entsprechend große Luftmassenströme und Leistungsaufnahmen sind prinzipiell Kolbenverdichter, Radial- und Axialverdichter geeignet.<sup>533</sup> Kolbenverdichter sind für weite Nennleistungsbereiche und Luftmassenströme verfügbar, weisen hohe Wirkungsgrade und lange Standzeiten auf. Die erzeugte Druckluft kann jedoch auch geringe Mengen an Ölrückständen aufweisen (Kolbensmierung) und erfordert kürzere Wartungsintervalle (Kolbenringe, Ventile). Insbesondere die potenzielle Ölhaltigkeit ist bei den einzusetzenden Wärme- und Kavernenspeichern sehr nachteilhaft.<sup>534</sup>

Axial- und Radialverdichter sind technische Standardkomponenten, weisen eine hohe Laufruhe und aufgrund von wenigen Verschleißteilen lange revisionsfreie Zeiträume von 5 bis 6 Jahren auf. Axialverdichter werden bislang jedoch nur bis etwa 40 bar Ausgangsdruck industriell gefertigt.<sup>535</sup> Damit erfüllen lediglich Radialverdichter (verfügbar bis ca. 300 bar Ausgangsdruck) die Anforderungen des Konzepts CA-WEPP. Radialverdichter werden teilweise bereits mit einem Getriebe in einem gemeinsamen Gehäuse ausgelegt. Ob diese Getriebe den spezifischen Anforderungen und dynamischen Belastungen in Windenergieanlagen

---

<sup>533</sup> Vgl. Kläy (1990), S. 3.

<sup>534</sup> Alternativ könnten schmierungslose Kolbenverdichter eingesetzt werden. Diese weisen jedoch meist niedrigere Wirkungsgrade (Druckverluste an den alternativen Dichtungssystemen z. B. Labyrinth-Dichtungen) und häufigere Wartungsintervalle auf. Vgl. dazu Kläy (1990), S. 3 f., BOGE (2004), S. 27 und Menny (2006), S. 147.

<sup>535</sup> Vgl. Kläy (1990), S. 4.

entsprechen, wurde nicht untersucht. Deshalb werden im entwickelten Modell CA-WEPP getrennte Radialverdichter und Getriebestufen abgebildet.

Aufgrund der diabaten oder adiabaten Systemauslegung sind die Verdichter mit Kühlungseinrichtungen auszustatten oder alternativ die Druckluft mit der Kompressionswärme zu beaufschlagen. Deshalb sind die Materialien der Verdichter entsprechend temperaturbeständig auszulegen.

Da die mechanische Leistung der Windenergieanlage an der Rotorwelle bzw. am Ausgang des Getriebes variiert und unterschiedliche Umdrehungszahlen aufweist, muss der einzusetzende Verdichter auch im Teillastbereich die erforderlichen Druckluftparameter aufweisen. Dazu können im Verdichter z. B. verstellbare Leitschaufeln am Lufteintritt angeordnet oder die Verdichter für sehr hohe Eingangsleistungen mit Abblas-Einrichtungen ausgestattet werden, die über die Bemessungsgrenze hinausgehende Drücke verhindern.<sup>536</sup> Ggf. ist zur Erfüllung der Anforderungen an den Teillastbetrieb statt eines einzelnen Verdichters ein mehrstufiges System vorzusehen. Alternativ könnten hydrodynamische Wandler anstatt des mechanischen Getriebes eingesetzt werden. Durch ein solches hydrodynamisch geregeltes Überlagerungsgetriebe kann der Rotor der WEA drehzahlvariabel betrieben und der Verdichter mit einer konstanten Drehzahl angetrieben werden. Das Prinzip basiert auf einem Drehmomentwandler in Kombination mit einem Planetenüberlagerungsgetriebe. Derartige Systeme werden von dem Unternehmen Voith Turbo GmbH & Co. KG seit dem Jahr 2007 in konventionellen Windenergieanlagen getestet. Durch den mit einer konstanten Drehzahl angetriebenen Generator kann in diesen WEA damit auf den bisher notwendigen Frequenzumrichter zur Sicherstellung einer konstanten Frequenz verzichtet werden.<sup>537</sup>

Eine weitergehende Untersuchung von konkreten Ausführungen von Verdichtern kann an dieser Stelle nicht vorgenommen werden. Es wird vereinfachend angenommen, dass der Verdichter am Druckluftausgang einen konstanten Druck (bei variierender Temperatur sowie veränderlichem Luftmassenstrom) bereitstellt.

### **Hochdruck-Rohrleitungsnetz**

Der Transport der komprimierten Luft der einzelnen Verdichter zum Druckluftspeicher bzw. dem Expansionskraftwerk erfolgt über ein Hochdruck-Rohrleitungsnetz. Es kann vergleichbar mit Erdgastransportleitungen aus Kunststoff oder Stahl ausgeführt sein. Um Verformungen bei den hohen Temperaturen der Druckluft im adiabaten Betrieb auszuschließen, werden Stahlrohrleitungen modelliert. Erdgastransportleitungen werden mit Drücken von bis zu 80 bar betrieben. Einzelne Transportleitungen, z. B. die Fernleitung Ekofisk (Norwegen) nach Emden, werden mit bis zu 130 bar beaufschlagt.

Übliche Innendurchmesser von Erdgas-Transportpipelines liegen bei 80 bis 120 cm. Der Innendurchmesser der Pipeline Ekofisk - Emden beträgt 86 cm. Sie

---

<sup>536</sup> Vgl. zum Teillastverhalten von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken auch Dolezal (2001), S. 26 f. Des Weiteren kann über die WEA-Anlagensteuerungen die Pitchverstellung der Rotorblätter verändert und damit die Leistungsaufnahme aus dem Wind verringert werden.

<sup>537</sup> Vgl. Poll (2008).

besitzt ein Stahlrohr mit einer Wandstärke von 2,5 cm. Im Modell des adiabaten CA-WEPP ist zusätzlich eine Wärmeisolierung der Hochdruck-Rohrleitung notwendig. Bei einer nicht gedämmten Rohrleitung würde sich die Drucklufttemperatur im Zeitverlauf auf die Temperatur des Erdreiches absenken. Diese Temperaturverluste wären gleichbedeutend mit Energieverlusten und führten zu einem Wirkungsgradverlust des Gesamtsystems. Orientierung für Wärmeisolierungen bieten bestehende Fernwärmeleitungen. Diese werden unter anderem mit Mineralfaserdämmstoffen in Schalen oder Matten ausgeführt. Bei Fernwärmeleitungen schließt sich an diese Dämmschicht eine mechanische Schutzhülle an. Sie schützt die Fernwärmeleitung vor Beanspruchungen durch Erdlasten, Eigengewicht, Wasser- und Verkehrslasten, vor mechanischen Beschädigungen und v. a. eindringender Feuchtigkeit. Gängige Schutzhüllen bestehen dabei aus Kunststoff, Aluminium oder Stahl. Zum Schutz der Komponenten gegen Korrosion sind zudem Kondenswasser-Abscheider vorzusehen. Sicherheitseinrichtungen, wie z. B. Sicherheitsventile und Absperrrichtungen vervollständigen das Druckluftleitungssystem.

Das durch die Leitung umschlossene Volumen dient gleichzeitig als Kurzzeit-Speicher. So ist es möglich, kurzfristige Schwankungen in der Druckluftbereitstellung der Windenergieanlagen auszugleichen. Aufgrund des geringen Volumens des Rohrleitungsnetzes sind jedoch nur kurze Speicherzeiten realisierbar. Sie hängen von dem gewählten Innendurchmesser der Leitungen und dem Volumenstrom der Druckluft ab.

### **Druckluftspeicher**

Die Druckluftspeicher ermöglichen es, die Energieerzeugung der Windenergieanlagen zeitlich von der Bereitstellung elektrischer Energie zu entkoppeln. Dabei spielt das Speichervolumen eine entscheidende Rolle. Je größer das Speichervolumen ist, desto länger sind die möglichen Entkopplungszeiten. Dies hat im Auswirkungen auf den möglichen zeitlichen Versatz von Windenergienutzung (Druckluftspeicherung) und Elektroenergiebereitstellung. Allerdings sind größere Speichervolumina auch mit höheren Investitionen verbunden.

In den beiden weltweit einzigen Druckluftspeicherkraftwerken in Huntorf (Deutschland) und McIntosh (USA) werden Salzkavernenspeicher von 310.000 bzw. 560.000 m<sup>3</sup> verwendet. Des Weiteren werden auch zur Erdgasspeicherung verschiedene Speichertechnologien genutzt. Neben ausgeförderten Erdgas- oder Erdöllagerstätten werden Porenspeicher in Aquiferformationen verwendet. Einzelne Salzkavernen zur Erdgasspeicherung erreichen 1 Mio. m<sup>3</sup> und mehr.<sup>538</sup>

Salzkavernen werden bergmännisch ausgesolt.<sup>539</sup> Voraussetzung dafür ist das Vorkommen von entsprechend mächtigen Salinaren. Diese in Form von Salzstö-

---

<sup>538</sup> Vgl. EWE (2009). Beim Erdgasspeicher Huntorf weist die größte Kaverne ein geometrisches Volumen von 1,1 Mio. m<sup>3</sup> auf.

<sup>539</sup> Dabei werden durch in Injektionsbohrungen eingepresstes Süßwasser, das das Salz auflöst, künstliche Hohlräume geschaffen. Dieser Vorgang kann in Abhängigkeit des angestrebten geometrischen Hohlraumvolumens mehrere Jahre umfassen und erfordert das umweltverträgliche Ableiten großer Mengen Sole. Salzkavernen zeichnen sich im Vergleich mit anderen Gasspei-

cken vorkommenden Schichten sind z. B. in Norddeutschland und anderen Regionen in Europa bzw. der Welt verbreitet. Im Fall von Erdgasspeichern werden diese Kavernenspeicher mit bis zu 150 bar betrieben.

Die Dimensionierung des Druckluftspeichers ist durch eine dynamische Simulation der Ein- und Ausspeicherung mit Zeitreihen von konkreten Windenergieanlagen-Standorten sowie angestrebten Volllaststunden und zeitlichen Verläufen des Expansionskraftwerkes zu bestimmen. Dabei sind sowohl das nicht nutzbare Kissengasvolumen als auch Druckluftverluste zu berücksichtigen.

### Wärmespeicher

Eine direkte Einleitung der wärmeaufgeladenen Druckluft in den Kavernenspeicher ist aus mehreren Gründen nicht möglich bzw. sinnvoll. Zunächst würde aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus im Teufenbereich der Kaverne die Wärmeenergie der Druckluft an die umgebenden Schichten abgegeben werden. Des Weiteren könnten die bei der Verdichtung entstehenden Temperaturen der Druckluft von über 600 °C zur Veränderung bzw. Schädigung der Struktur der Kaverne führen. Deshalb ist die Druckluft vor der Einleitung auf die natürliche Temperatur im Kavernenspeicher abzukühlen.

Die Wärmeenergie ist bis zu einer Ausspeisung der Druckluft zu speichern. Als geeignete Wärmespeicherkonzepte kommen u. a. Feststoffspeicher aus temperaturfestem Beton oder Latentwärmespeicher in Betracht. Derartige Wärmespeicher werden auch für solarthermische Kraftwerke eingesetzt, die ein von der momentanen Sonneneinstrahlung entkoppeltes Einspeisungsprofil aufweisen sollen. Derzeit betragen die Speicherdichten etwa 20 bis 50 kWh<sub>th</sub> pro 1 m<sup>3</sup> Beton bei Maximaltemperaturen von bis zu 400 °C (Feststoffspeicher).<sup>540</sup> Für den Einsatz im Modellkonzept der CA-WEPP sind Weiterentwicklungen in diesen wesentlichen Parametern notwendig.

Für solarthermische Kraftwerke<sup>541</sup> aber auch GuD-Kraftwerke<sup>542</sup> werden in den kommenden Jahren von namhaften Industrie- und Forschungskonsortien Konzepte entwickelt, um bei den angestrebten Temperatur-, Druck- und Kapazitätsparametern zukünftig spezifische Kosten von 20 EUR/kWh<sub>th</sub> Speicherinhalt zu erzielen.<sup>543</sup>

---

chern durch eine große mechanische Langzeitstabilität, hohe Ein- und Auslagerungsraten sowie einen geringen Kissengasanteil von etwa 30 % aus. Vgl. Crotagino / Hamelmann (2007).

<sup>540</sup> Vgl. Tamme et al. (2008).

<sup>541</sup> Vgl. IWR (2009a). Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. hat im April 2009 eine Forschungsförderung zur Entwicklung keramischer, faserverstärkter Feststoff-Wärmespeicher u. a. für den Einsatz in solarthermischen Turmkraftwerken erhalten.

<sup>542</sup> Vgl. IWR (2009b). Ein Konsortium unter Beteiligung der RWE Power strebt die Entwicklung eines Tages-Wärmespeichers an, um GuD-Kraftwerke zukünftig stromgeführt betreiben und die dabei in den Tagesstunden anfallende Wärmeenergie nachts den Wärmekunden zur Verfügung stellen zu können. Damit soll die Effizienz der bislang überwiegend wärmegeführten GuD-KWK-Anlagen gesteigert werden.

<sup>543</sup> Vgl. Tamme et al. (2006).

Da in den für das Modell CA-WEPP zugrundegelegten Betriebsweisen (Grundlast- bzw. Spitzenlastspeisung) einerseits und der ausgeprägten jahreszeitlichen Charakteristik von Windenergieeinspeisungen in Europa andererseits sehr große Druckluft- aber insbesondere auch Wärmemengen über lange Zeiträume (z. T. mehrere Monate) gespeichert werden müssten, sind Wärmespeicher mit sehr hohen Kapazitäten und nur sehr geringen Wärmeverlusten notwendig. Derartige Wärmespeicher mit einem entsprechend hohen Temperaturniveau sind absehbar nicht verfügbar. Die derzeit weiterentwickelten Konzepte zielen auf einen häufigeren Wärmeumschlag (Tagesspeicher z. B. bei solarthermischen Kraftwerken) bei vergleichsweise geringen Kapazitäten ab. Deshalb konnte die Modellierung einer adiabaten Betriebsweise der CA-WEPP hier nicht weiter verfolgt werden.

Stattdessen ist in der diabaten Betriebsweise eine entsprechende Zufeuerung mit Biomethan (z. B. aus Biofermentationsanlagen mit anschließender Gasaufbereitung, vgl. Kapitel 6.6.1.1) abgebildet.

### **Expansionskraftwerk**

Im Expansionskraftwerk erfolgt die Wandlung der kinetischen Energie der sich entspannenden Druckluft in elektrische Energie. Die aus dem Speicher entnommene Druckluft wird mittels einer Gasexpansionsturbine auf Umgebungsbedingungen entspannt. Bei der Entspannung von Druckluft kommt es zu einer deutlichen Absenkung der Drucklufttemperatur. Bei adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken wird der Druckluft vor der Expansionsturbine die gespeicherte Wärme wieder zugeführt, um eine Austrittstemperatur unter Umgebungsbedingungen zu gewährleisten. Im modellierten diabaten Anwendungsfall erfolgt eine Zufeuerung mit Biomethan. Im Unterschied zu konventionellen Gasturbinen wird ein Expansionskraftwerk zur Druckluftnutzung ohne die sonst notwendige Turbinen-Kompressionsstufe ausgelegt.

In fortgeschrittenen diabaten Anlagenkonzepten wird eine Wärmerückgewinnung aus dem Abgasstrom und aus den Wärmeverlusten der Brennkammer eingesetzt (Wärme-Recuperator). Damit kann ein Teil des einzusetzenden Brennstoffs eingespart werden. Pro eingespeiste Kilowattstunde elektrischer Energie sinkt dadurch der Einsatz von Erdgas oder Biomethan von ca. 1,6 kWh<sub>th</sub> (Huntorf) auf 1,1 bis 1,2 kWh<sub>th</sub> (McIntosh).

Wie bereits im vorangegangenen Gliederungspunkt 6.6.2 dargestellt, sind alle hier separat beschriebenen Komponenten eines CA-WEPP (vgl. auch Abbildung 66) zwar prinzipiell marktverfügbar und erprobt (mit Ausnahme der erforderlichen Wärmespeicher). Im Detail sind jedoch durchaus noch Anpassungen und Weiterentwicklungen an diesen Komponenten notwendig, so dass eine tatsächliche Realisierungsmöglichkeit des beschriebenen Konzepts erst mittelfristig realistisch erscheint.



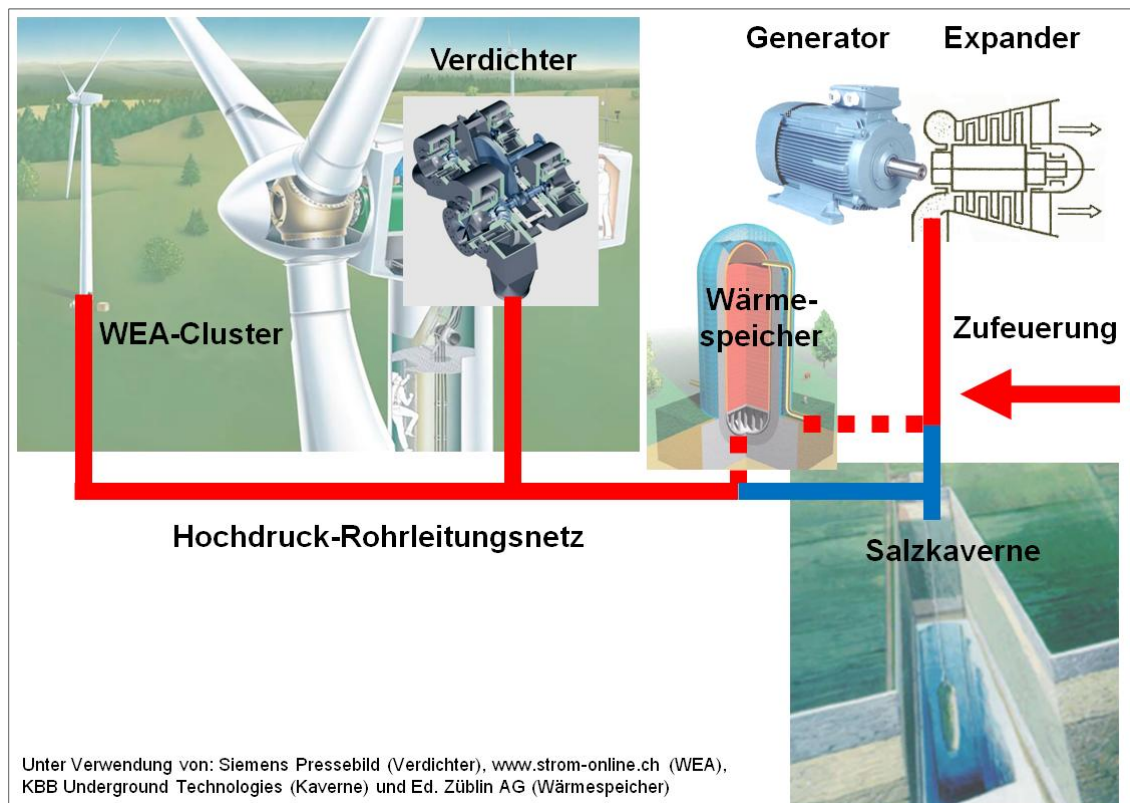


Abbildung 66 Systemkonfiguration des modellierten Compressed Air Wind Energy Power Plant (CA-WEPP)

#### 6.6.4.2. Berechnung der Elektroenergie-Gestehungskosten

Im Folgenden werden die zu erwartenden spezifischen Gestehungskosten eines CA-WEPP bestimmt. Dazu werden drei unterschiedliche Betriebsweisen untersucht. Im ersten Fall soll das Hybridkraftwerk eine Grundlastbetriebsweise und damit etwa 7.500 Volllaststunden im Jahr aufweisen. Dazu werden die Zeiten des Nichtbetriebs durch zwei zusammenhängende Perioden im April und im September des Modelljahres abgebildet. Des Weiteren wird ein Betrieb von täglich 14 Stunden und damit eine Einspeisungscharakteristik eines Mittellastkraftwerks modelliert (5.110 Volllaststunden im Jahr). Die dritte Betriebsweise entspricht der eines Spitzenlastkraftwerks mit etwa 1.460 Volllaststunden im Jahr (das Hybridkraftwerk wird dazu täglich 4 Stunden von 11:00 bis 13:00 und von 19:00 bis 21:00 Uhr betrieben).

Die Modellierung der Betriebsweise des CA-WEPP determiniert maßgeblich die Dimensionierung des Druckluftspeichers. Der Speicher hat in diesem Modell die Funktion eines Jahresspeichers (Aufladung des Speichers in Winter/Frühjahr bei hohen Windenergieerträgen und Ausspeisung im Sommer) mit einer entsprechend geringen Umschlagshäufigkeit. Es wird angenommen, dass die Einspeicherung des nicht entnehmbaren Kissengasvolumens im Druckluftspeicher zum Anfang des Modelljahres bereits erfolgt ist. Eine detaillierte Abbildung der thermodynamischen Vorgänge im Kavernenspeicher wurde im Rahmen dieser Mo-

dellierung nicht vorgenommen.<sup>544</sup> Es wird unterstellt, dass die insgesamt eingespeicherte Masse an Druckluft der entnommenen entspricht. Um mögliche unterschiedliche Druckverhältnisse im Kavernenspeicher in Abhängigkeit des momentanen Speicherfüllstands zu berücksichtigen, wurde die Ausspeisung der Druckluft mit lediglich 60 bar (Einsatz von Druckdrosselventilen am Auslass) angenommen. Für die Bestimmung des notwendigen Kavernenvolumens wurde der maximale Speicherfüllstand ermittelt und damit der Volumeninhalt von Druckluft bei 14 °C Umgebungstemperatur, etwa 80 bar und unter Berücksichtigung eines Verhältnisses von 30 % Kissengas- zu 70 % Arbeitsgasvolumen berechnet.

In Tabelle 31 und Tabelle 32 sind die wesentlichen verwendeten Kalkulationsparameter zusammengestellt. Aufgrund der Vielzahl der thermodynamischen Einzeldaten können hier lediglich ausgewählte, bei der technischen Auslegung des Systems relevante, Parameter aufgeführt werden.<sup>545</sup>

Tabelle 31 Technische Auslegungsparameter für das Modell CA-WEPP

Parameter	Ausprägung	Parameter	Ausprägung
WEA	10 WEA (ohne Getriebe/ Generator/ el. Umrichter) Leistungs-Zeitreihe über 1 Jahr (1 h-Intervall); 2.207, 3.557 bzw. 4.101 VLH <sub>Rotor/a</sub> )	Expansionsturbine und Generator	$\eta_{\text{Generator}} = 95 \%$ Ausgangsdruck <sub>Abgas</sub> = 1,02 bar Ausgangstemp. <sub>Abgas</sub> = 30°C
Getriebe	$\eta = 96,1 \%$	Verdichter	$\eta = 90 \%$ 80 bar Ausgangsdruck $P_{\text{Nenn}} = 2,15 \text{ MW}_{\text{mech}}/\text{WEA}$
Hochdruck-Rohrleitungsnetz	6,4 km Länge inkl. Kavernenzuleitung <sup>546</sup> inkl. Zyklonabscheider/ Sicherungseinrichtungen	Zuheizung	Biomethan (Brennwert 11,0 kWh <sub>th</sub> /m <sup>3</sup> ) → Bedarf durch minimale Austrittstemp. <sub>Abgas</sub> ermittelt
Kavernenspeicher	Volumen nach Betriebsweise dimensioniert (Kissengas bereits eingespeichert) Ausgangsdruck = 60 bar		

<sup>544</sup> Eine detaillierte thermodynamische Modellierung eines Druckluft-Kavernenspeichers enthält Wirths (2006).

<sup>545</sup> Ein zugrunde liegendes Berechnungsmodell wurde am Lehrstuhl Energiewirtschaft der BTU Cottbus im Rahmen einer Studienarbeit von cand. Dipl.-Ing. Thomas Gohl im Jahr 2008 (vgl. Gohl (2008)) erstellt und anschließend vom Verfasser u. a. um die Modellkomponenten der dynamischen Simulation der Speicherzustände erweitert. Die Annahmen zu den Parametern basieren im Wesentlichen auf eigenen Annahmen, da für viele Komponenten belastbare Literaturangaben fehlen.

<sup>546</sup> Der Innendurchmesser der Rohrleitungen wird bei Nennleistung der WEA und einer maximalen Strömungsgeschwindigkeit von 20 m/s dimensioniert. Für die Rohrleitungen zur bzw. von der Kaverne (verrohrte vertikale Bohrung zur Kaverne) werden 40 cm Innendurchmesser angenommen.

Tabelle 32 Ökonomische Kalkulationsparameter für das Modell CA-WEPP

Komponente	Investition	Betriebskosten	Nutzungsdauer
WEA	2,0 Mio. EUR/WEA	5,0 % der Investition/a	20 a
Verdichter inkl. Getriebe	750 TEUR/WEA	2,5 % der Investition/a	20 a
Hochdruck-Rohrleitungsnetz	600 EUR/m (außerhalb WEA) 200 EUR/m (innerhalb WEA)	1,0 % der Investition/a	30 a
Kavernenspeicher	15 Mio. EUR zzgl. 20 EUR/m <sup>3</sup>	0,5 % der Investition/a	50 a
Expansionskraftwerk	330 EUR/kW <sub>el</sub>	2,0 % der Investition/a zzgl. 0,5 EUR/MWh <sub>el</sub>	20 a
Biomethan-Zufuhrung	-	6,2 ct/kWh <sub>th</sub> <sup>547</sup>	-

### Berechnungsmethodik

Die Systemauslegung des CA-WEPP erfolgt in einem mehrstufigen iterativen Prozess. Die einzelnen Prozessschritte sind in Abbildung 67 dargestellt. Die Dimensionierung des Expansionskraftwerks erfolgt so, dass (ausgehend von den 1 h-Leistungswerten des WEA-Clusters und der Zeitreihe der Einspeisung elektrischer Energie des CA-WEPP ins Netz) der insgesamt eingespeicherte Luftmassenstrom am Ende des Modelljahres dem ausgespeicherten entspricht (Jahresspeicher).

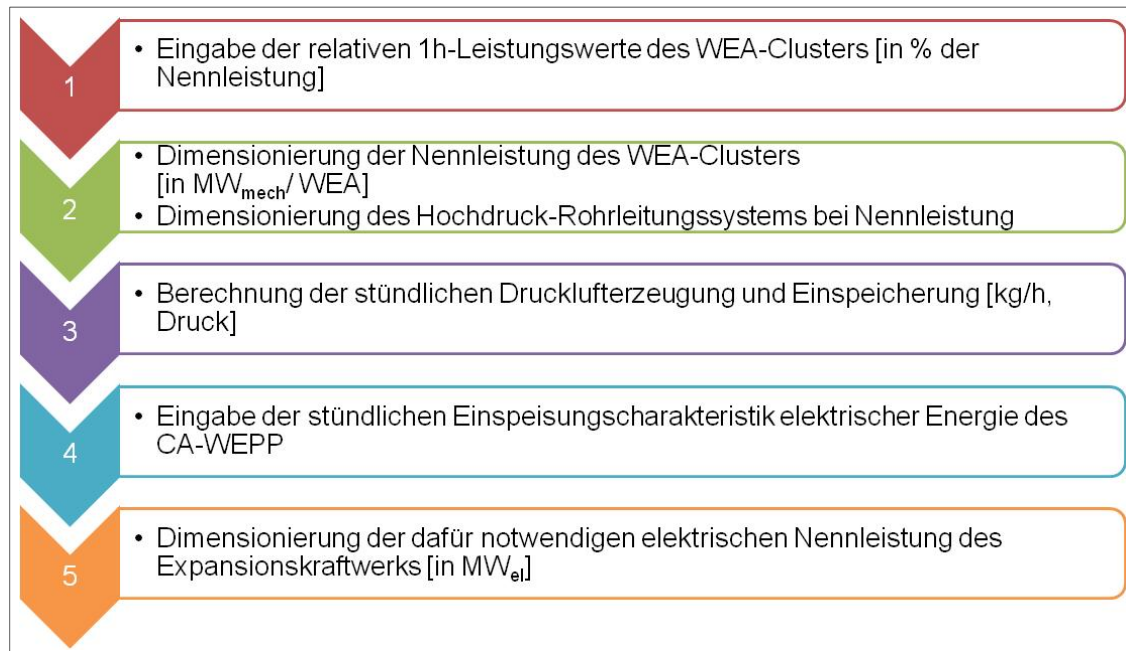


Abbildung 67 Prozessschritte zur Dimensionierung der Systemkomponenten des Modells CA-WEPP

<sup>547</sup> Vgl. Kapitel 6.6.1.1, Unterpunkt Bioenergie-Bereitstellung.

Entsprechend der bereits in Gliederungspunkt 6.6.1.3 vorgestellten Methodik werden die mittleren spezifischen Gestehungskosten berechnet.

### Berechnungsergebnisse

Die spezifischen Gestehungskosten für das Modell der CA-WEPP werden maßgeblich von den jährlichen Kapitalkosten<sup>548</sup> der einzelnen Modellkomponenten und damit den notwendigen Investitionen sowie den Volllaststunden der Windenergieanlagen bestimmt.<sup>549</sup> Mit steigenden Volllaststunden der eingespeisten elektrischen Energie des Expansionskraftwerks pro Jahr sinken die spezifischen Gestehungskosten. Ursächlich dafür sind die niedrigeren anteiligen spezifischen Kosten des Expansionskraftwerks sowie die geringere Dimensionierung und damit einhergehend v. a. niedrigere Kapitalkosten der Kaverne.<sup>550</sup> Für die untersuchten drei Betriebsweisen und drei Windenergie-Standortqualitäten sind die spezifischen Gestehungskosten des CA-WEPP in Tabelle 33 zusammengestellt.

Tabelle 33 Berechnungsergebnisse des Modells CA-WEPP bei drei Standortqualitäten und drei Betriebsweisen (ohne Wärme-Recuperator)

Volllaststunden des WEA-Clusters	Betriebsweise des CA-WEPP	Volllaststunden des CA-WEPP	spez. Gestehungskosten des CA-WEPP
2.207 VLH/a	Grundlast	7.500 VLH/a	28,3 ct/kWh <sub>el</sub>
2.207 VLH/a	Mittellast	5.110 VLH/a	29,8 ct/kWh <sub>el</sub>
2.207 VLH/a	Spitzenlast	1.460 VLH/a	31,8 ct/kWh <sub>el</sub>
3.557 VLH/a	Grundlast	7.500 VLH/a	22,3 ct/kWh <sub>el</sub>
3.557 VLH/a	Mittellast	5.110 VLH/a	23,2 ct/kWh <sub>el</sub>
3.557 VLH/a	Spitzenlast	1.460 VLH/a	25,2 ct/kWh <sub>el</sub>
4.101 VLH/a	Grundlast	7.500 VLH/a	20,8 ct/kWh <sub>el</sub>
4.101 VLH/a	Mittellast	5.110 VLH/a	21,8 ct/kWh <sub>el</sub>
4.101 VLH/a	Spitzenlast	1.460 VLH/a	23,7 ct/kWh <sub>el</sub>

Die Zusammensetzung der Kostenanteile ist in Abbildung 68 beispielhaft für die Grundlasteinspeisung des CA-WEPP sowie 4.101 Volllaststunden des WEA-Clusters dargestellt. Da die Biomethan-Bezugskosten einen relativ großen Anteil an den gesamten spezifischen Gestehungskosten ausmachen (ca. 45 %), werden auch die Auswirkungen niedrigerer Brennstoffkosten analysiert. Bei unter-

<sup>548</sup> Der Kalkulationszinssatz wird mit 8,0 % angesetzt.

<sup>549</sup> Die Volllaststunden der WEA werden in diesem Fall an der Rotorwelle gemessen.

<sup>550</sup> Im Fall der Grundlasteinspeisung wird ein vergleichsweise geringeres Kavernenvolumen benötigt. Die Ausspeicherung der Druckluft aus der Kaverne erfolgt in diesem Fall in einem größeren Umfang bereits mit Beginn des Modelljahres. Damit ergibt sich allerdings auch ein größeres maximales unterjähriges Speicherdefizit (das im Vorlauf vor dem Modelljahr eingespeichert werden muss) gegen Anfang September. Dieses zeitliche Verhalten ist aber allein mit der gewählten Zeitreihe der Windleistung zu begründen.

stellten Brennstoffkosten von  $1,72 \text{ ct/kWh}_{\text{th}}$ <sup>551</sup> verringern sich die spezifischen Gestehungskosten des CA-WEPP im betrachteten Szenario dieses Abschnitts von  $20,8 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  auf  $14,0 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ . Allerdings sind in diesem Fall ggf. zusätzliche Kosten für  $\text{CO}_2$ -Emissionsrechte zu berücksichtigen, falls auf Erdgas als Brennstoff zurückgegriffen würde.

Der Einsatz eines Wärme-Recuperators kann den Bedarf an Biomethan bzw. Erdgas auf etwa  $1,17 \text{ kWh}_{\text{th}} / 1 \text{ kWh}_{\text{el}}$  verringern. Damit sinken die spezifischen Gestehungskosten im Modellansatz auf  $18,6 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  (Verwendung von Biomethan) bzw.  $13,4 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  (Verwendung von Erdgas).

Zusätzlich wird untersucht, wie sich mögliche Veränderungen der Investitionen der Systemkomponenten auf das Berechnungsergebnis auswirken. Falls sämtliche Investitionen auf 80 % der in Tabelle 32 dargestellten Werte sinken, würden sich die spezifischen Gestehungskosten von  $20,8$  auf  $19,9 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  verringern. Andererseits würde eine Erhöhung der Investitionen auf 120 % die spezifischen Gestehungskosten auf  $21,7 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$  steigen lassen. Der Kalkulationszinssatz beeinflusst das Berechnungsergebnis vergleichsweise gering.<sup>552</sup>

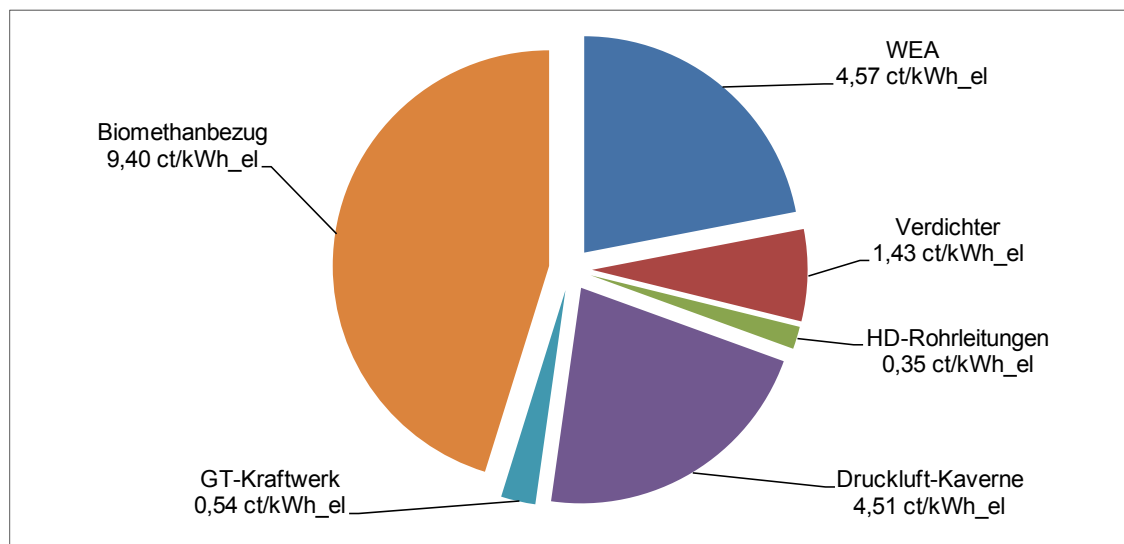


Abbildung 68 Zusammensetzung der spezifischen Gestehungskosten eines CA-WEPP bei Grundlastbetriebsweise und 4.101 Volllaststunden des WEA-Clusters (spezifische Gestehungskosten =  $20,8 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ )

In der gewählten Systemkonfiguration und bei ausschließlicher Verwendung Erneuerbarer Energien betragen die spezifischen Gestehungskosten im Grundszenario mindestens etwa  $20,8 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ . Die Einspeisungscharakteristik ist jedoch nachfrageorientiert (abhängig vom Speicherfüllstand kann ein beliebiger zeitlicher Verlauf der Einspeisung erfolgen) und nicht angebotsabhängig wie bei konventionellen Windenergieanlagen. Spezifische Integrationsherausforderungen sind mit

<sup>551</sup> Vgl. dazu in Succar / Williams (2008), S. 60, die dort angesetzten Brennstoffkosten von Erdgas. Tatsächlich liegen die Erdgaspreise für Industriekunden inkl. Erdgassteuer derzeit bei  $3,5$  bis  $5,5 \text{ ct/kWh}_{\text{th}}$  (vgl. Thrän et al. (2007), S. 38).

<sup>552</sup> Bei einem Kalkulationszinssatz von  $6,0 \%$  betragen die spezifischen Gestehungskosten  $19,1 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ . Ein Zinssatz von  $10,0 \%$  erhöht die Gestehungskosten auf  $22,6 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ .

dem elektrischen Netzanschluss des CA-WEPP und der Einbindung in die Strukturen und Abläufe der Elektroenergieversorgung nicht zu erwarten.<sup>553</sup> Allerdings liegen die spezifischen Gestehungskosten des Modells CA-WEPP mit einem Druckluft-Jahresspeicher deutlich über denen alternativer Bereitstellungsoptionen, so dass ein wirtschaftlicher Betrieb bei einer Vermarktung der elektrischen Energie auf den Elektroenergiemärkten in Zukunft auch bei weiter stark steigenden Brennstoff- und Emissionsrechtekosten nicht realistisch erscheint. Lediglich die Kostendeckung durch Gewährung einer entsprechenden Einspeisevergütung z. B. im Rahmen des Kombikraftwerksbonus des EEG könnte eine tatsächliche Markteinführung unterstützen.

#### 6.6.4.3. Einordnung der Berechnungsergebnisse

Die vorliegenden Ergebnisse der Untersuchungen zu CA-WEPP sind nur eingeschränkt mit den bereits angesprochenen Literaturquellen zum koordinierten Betrieb von Windenergieanlagen und Druckluftspeicherkraftwerken zu vergleichen. Insbesondere die Nutzung des Druckluftspeichers als Tages- oder Jahresspeicher beeinflusst die jeweilige Systemkonfiguration und damit die spezifischen Gestehungskosten maßgeblich. Im Vergleich mit den Ergebnissen von Succar / Williams (2008) ergeben sich dadurch auch bei einer annähernd vergleichbaren Standortqualität des WEA-Clusters fast doppelt so hohe Gestehungskosten im Grundlastbetrieb. Die Gründe dafür liegen zum Einen in der direkten anteiligen elektrischen Einspeisung aus dem WEA-Cluster (etwa 69,2 % der elektrischen Jahresarbeit des Hybridkraftwerks stammt aus den WEA) mit dessen vergleichsweise niedrigen spezifischen Gestehungskosten. Zum Anderen wird ein vergleichsweise sehr kleiner Kavernenspeicher (Kapazität von 88 h bezogen auf die maximale ununterbrochene Versorgung des Expansionskraftwerks) sowie eine deutlich unterhalb der Leistungsbegrenzung des WEA-Clusters dimensionierte Gasturbine eingesetzt.<sup>554</sup> Bereits diese beiden Unterschiede bewirken eine deutliche Verringerung der spezifischen Kosten im Vergleich zur vorliegenden Untersuchung des CA-WEPP, bei dem die gesamte nutzbare Windenergie über den Druckluftprozess und damit den Kavernen-Jahresspeicher geleitet wird.

Die Bandbreite der spezifischen Gestehungskosten eines koordinierten Betriebs von Windenergieanlagen und Druckluftspeicherkraftwerken liegt demnach bei

---

<sup>553</sup> Ggf. ist ein Netzausbau zum Anschluss des Hybridkraftwerks erforderlich, da potenzielle Windenergiestandorte mit hohen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten (offshore Windenergiestandorte) sowie geeignete Salzstöcke vorwiegend im Norden Deutschlands vorhanden sind und die Nachfrage-Schwerpunkte nach elektrischer Energie tendenziell im Süden liegen. Damit ist ein verstärkter Transport elektrischer Energie von Nord nach Süd verbunden, der jedoch auch mit der Vielzahl aktueller Kraftwerksprojekte mit Nutzung der Energieträger Steinkohle oder Erdgas einher gehen könnte.

<sup>554</sup> Die Gasturbine in der Untersuchung von Succar / Williams (2008) hat lediglich eine Nennleistung von 1.270 MW<sub>el</sub>. Damit gehen die Autoren davon aus, dass das WEA-Cluster zu keinem Zeitpunkt eine elektrische Ausgangsleistung von 730 MW<sub>el</sub> bzw. 23,3 % seiner installierten Nennleistung unterschreitet oder dass die Unterschreitung im Vorfeld prognostiziert werden kann und dadurch das Hybridkraftwerk in diesem Zeitraum insgesamt nicht verfügbar ist.



den hier analysierten Untersuchungen zwischen 7,1 ct/kWh<sub>el</sub> (Grundlastkraftwerk nach Succar / Williams (2008)) und mindestens 20,8 ct/kWh<sub>el</sub> (CA-WEPP im Grundlastbetrieb) bzw. 31,8 ct/kWh<sub>el</sub> (CA-WEPP im Spitzenlastbetrieb bei niedriger Windenergie-Standortqualität). Weitere ausgewählte Berechnungsergebnisse dazu sind in Abbildung 69 den abgeleiteten Literaturangaben gegenübergestellt. Die Berechnungsergebnisse liegen aufgrund der abweichenden Speicherdimensionierung und Systemkonzeption, auch für den Fall des Einsatzes von Erdgas statt Biomethan, stets im oberen Bereich der abgeleiteten Literaturangaben.

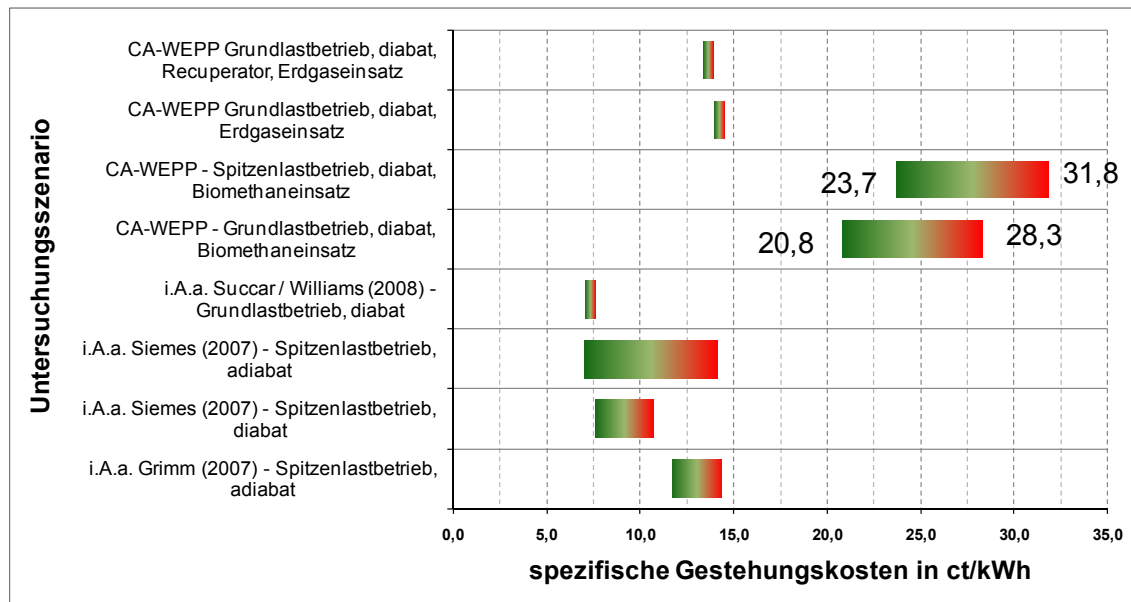


Abbildung 69 Vergleich der Berechnungsergebnisse mit dem Modell CA-WEPP mit weiteren vorliegenden Untersuchungen (Quellenangabe in der Ordinatenbeschriftung)

### 6.6.5. Weitere Hybridkraftwerkskonzepte

Eine Vielzahl weiterer Hybridkraftwerkskonzepte sind, über die in dieser Arbeit untersuchten hinaus, vorstellbar (vgl. dazu auch Tabelle 24). An ausgewählten Standorten v. a. in Küstennähe des Roten Meeres, der Westküste Nordafrikas, im Süden der Arabischen Halbinsel oder auch der Pazifikküsten Nord- und Südamerikas herrscht ein hohes Einstrahlungs- sowie Windenergiepotenzial. Solarthermische Kraftwerke mit entsprechend dimensionierten Wärmespeichern könnten dabei sowohl die Variabilität der Solarstrahlung als auch der Windenergie zeitlich ausgleichen.<sup>555</sup>

<sup>555</sup> Die Untersuchung eines koordinierten Betriebs von solarthermischen Kraftwerken und Windenergieanlagen an diesen Standorten erfordert die Bereitstellung zeitlich hoch aufgelöster sowie repräsentativer Zeitreihen der Einstrahlung und der Windverhältnisse. Diese Daten liegen häufig nicht vor. Sie können jedoch bspw. auf Basis von Satellitenbeobachtungen ermittelt werden. U. a. das von der Europäischen Weltraumagentur ESA finanzierte Forschungsprogramm ENVISOLAR beabsichtigt, derartige Daten bereitzustellen. Vgl. Bofinger et al. (2007). Die Modellierung eines derartigen Hybridkraftwerkes bleibt zukünftigen Arbeiten vorbehalten, stellt aber einen durchaus interessanten Ansatz dar.

Zu entsprechenden Konzepten zählen z. B. Geothermie-Biofermentations-Hybridkraftwerke<sup>556</sup>, Meeresströmungs-Gezeitenenergie-Hybridkraftwerke<sup>557</sup> sowie die im Folgenden beschriebenen Ansätze.

#### 6.6.5.1. Offshore-Wind-Schwachgas-GT-Hybridkraftwerke

Dietz et al. (2007) haben einen Ansatz eines Hybridkraftwerks auf Basis von offshore WEA, Druckluftspeicherkraftwerken und mit Nordsee-Schwachgas befeuerten Gasturbinenkraftwerken vorgestellt. Dieses Konzept verzichtet auf eine ausschließliche Nutzung Erneuerbarer Energien. Allerdings erscheint eine räumliche Kombination der offshore Windenergie mit im Nordseeraum vorhandenen Salzstöcken und Vorkommen von Schwachgas<sup>558</sup> ggf. als Übergangslösung durchaus interessant. Im Norddeutschen Becken werden bislang nicht wirtschaftlich zu fördernde Ressourcen an Schwachgas von geschätzten 230 Mrd. m<sup>3</sup> vermutet.

Die Autoren dieses Ansatzes untersuchen dabei die technische Machbarkeit und die Wirtschaftlichkeit. Sie gehen davon aus, mittels einer zusätzlich installierten Gasturbine das gewonnene Schwachgas offshore zu verstromen und damit eine bereits weitgehend ausgeglichene elektrische Einspeisung der offshore WEA über ein elektrisches Kabel an den Netzanschlusspunkt an Land zu übertragen. Ebenfalls offshore oder ggf. an Land soll ein Druckluftspeicherkraftwerk errichtet und in den Betrieb einbezogen werden. In einer Voruntersuchung<sup>559</sup> wurden die ersten Ergebnisse dargestellt:

- spezielle Gasturbinen für Schwachgas mit bis zu 70 % Stickstoffgehalt sind verfügbar,
- die Nutzung dieser Schwachgasvorkommen im vorgestellten Ansatz ist wirtschaftlich mit einer separaten energetischen Nutzung vergleichbar,
- das Gesamtkonzept ist wirtschaftlicher als der separate Betrieb eines Windparks,
- ein Hybridkraftwerksbetrieb ist erst ab 200 MW<sub>el</sub> sinnvoll.

#### 6.6.5.2. Windenergie-Elektrolyse-Brennstoffzellen-Hybridkraftwerke

Die Speicherung sekundärer Energieträger wie Druckluft oder der potentiellen Energie von in ein Oberbecken gepumptem Wasser (Pumpspeicher) ist durch eine relativ geringe Energiedichte bezogen auf einen m<sup>3</sup> Speichervolumen gekennzeichnet (volumenbezogene Speicherkapazität). Die gespeicherte Energie beträgt etwa 0,65 kWh/m<sup>3</sup> bei Pumpspeichern bzw. 2,7 kWh/m<sup>3</sup> für Druckluftspei-

---

<sup>556</sup> Vgl. dazu die Pressemitteilung FRAPORT (2009) sowie Back (2007).

<sup>557</sup> Standorte mit einem hohen Tidenhub weisen häufig auch eine vergleichsweise hohe Meeresströmungsenergie des ein- und auslaufenden Wassers auf. Damit könnte die Speicherfunktion von Gezeitenkraftwerken mit Staudammbauwerken genutzt werden, die zeitliche Bereitstellung elektrischer Energie aus den Meeresströmungsanlagen zu verstetigen oder der Nachfrage anzupassen.

<sup>558</sup> Schwachgas bezeichnet ein niederkaloriges, stark stickstoffhaltiges Erdgas.

<sup>559</sup> Vgl. Dietz et al. (2007).



cher.<sup>560</sup> Pro Kubikmeter Speichervolumen können etwa 470 kWh<sub>th</sub> (Brennwert) druckbeaufschlagter Wasserstoff gespeichert werden.<sup>561</sup> Bei einem Speichervolumen von einheitlich 3.000.000 m<sup>3</sup> können damit etwa 2 GWh in Pumpspeichern, ca. 8 GWh in Druckluftspeichern aber rund 1.230 GWh Wasserstoff (z. B. in einer Salzkaverne<sup>562</sup>) eingespeichert werden. Selbst unter Berücksichtigung der bislang angenommenen niedrigen Wirkungsgrade der elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff und der Rückwandlung von Wasserstoff in elektrische Energie in Brennstoffzellen<sup>563</sup> sind damit vergleichsweise deutlich höhere Speicherdichten bezogen auf die bereitgestellte Elektronenergie zu erzielen. Dadurch werden im Unterschied zu Pump- und Druckluftspeichern auch Monats- oder Jahresspeicher wirtschaftlich realisierbar. Weiterhin könnte der eingespeicherte Wasserstoff auch außerhalb des Elektroenergiesektors eingesetzt werden (Verkehrssektor oder Wärmebereitstellung).

Eine modelltechnische Abbildung von Windenergie-Elektrolyse-Brennstoffzellen Hybridkraftwerken kann an dieser Stelle nicht erfolgen. Dazu erscheinen bezüglich zukünftiger Brennstoffzellentechnologien die Unsicherheiten in der Bestimmung techno-ökonomischer Parameter noch zu hoch. Für die Verfahrenskette Windenergieanlagen – Elektrolyse – Verdichtung – Einspeicherung in Kavernen – Umwandlung in elektrische Energie in Brennstoffzellen mit den aus heutiger Sicht prognostizierten sehr niedrigen Gesamtzyklus-Wirkungsgraden kann ein wirtschaftlicher Betrieb eines derartigen Hybridkraftwerkskonzepts jedoch nur dann erwartet werden, wenn die spezifischen Gestehungskosten des regenerativ erzeugten Wasserstoffs sehr gering und die angebotene Menge elektrischer Energie (vor Verwendung in der Elektrolyse) aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien deutlich über dem Bedarf liegt (andernfalls abzuregelnde Überschussenergie). Die Erfüllung dieser Voraussetzungen erscheint mittelfristig nicht wahrscheinlich.<sup>564</sup>

## 6.7. Zusammenfassung zu den angebotsseitigen Integrationsoptionen

Die in dieser Arbeit untersuchten angebotsseitigen Optionen sind geeignet, die fluktuierende Einspeisecharakteristik von Windenergieanlagen gezielt zu beeinflussen. Durch die Nutzung des natürlichen Ausgleichseffekts klein- und weiträumig verteilter WEA kann die aggregierte Einspeisung in allen Zeitbereichen (innerhalb von Zeitintervallen von Sekunden bis hin zu mehreren Jahren) verstetigt

---

<sup>560</sup> Vgl. dazu Crotogino / Hamelmann (2007), S. 5. Die Fallhöhe beim Pumpspeicher beträgt annahmegemäß 300 m, das Druckspiel des Druckluftspeichers 20 bar.

<sup>561</sup> Annahme eines Druckspiels von 144 bar. Vgl. Crotogino / Hamelmann (2007), S. 5.

<sup>562</sup> Eine Salzkaverne stellt aufgrund niedriger Leckageraten für die Wasserstoffeinspeicherung aus Sicht von Crotogino / Hamelmann (2007) eine geeignete Option dar.

<sup>563</sup> Die Elektrolyse soll zukünftig Wirkungsgrade von etwa 70 % erreichen können (vgl. Kapitel 6.6.1.1). Brennstoffzellen könnten lastabhängig Wirkungsgrade von etwa 60 % bei ca. 30 % Lastfaktor bzw. 45 % bei Nennleistung (Lastfaktor = 1) aufweisen. Damit ergäbe sich unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Energiebedarfs für die Druckerhöhung des Wasserstoffs ein Gesamtzyklus-Wirkungsgrad von etwa 25 bis 30 %. Vgl. dazu auch Wiesner (2002).

<sup>564</sup> Zu den Voraussetzungen einer möglichen Markteinführung von Wasserstoff in der Energiewirtschaft vgl. auch Nitsch (2003), S. 4 und S. 30.

oder einer vorgegebenen variierenden Nachfragecharakteristik angepasst werden.

Die analysierten Erneuerbare Energien Hybridkraftwerke gewährleisten die angestrebte verstetigte Einspeisecharakteristik hingegen durch eine koordinierte Betriebsweise von mehreren Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien und von Speichern.

Beide Optionen können gemeinsam in einem zukünftigen, auf Erneuerbaren Energien basierenden System der Elektroenergieversorgung Europas genutzt werden. Die Komplementarität ergibt sich aus dem Untersuchungsergebnis, dass WEA in Mitteleuropa nur einen sehr geringen zusätzlichen Beitrag zum Ausgleichseffekt der Windenergie leisten. Da sich in diesen Ländern jedoch der bislang größte Teil der errichteten WEA in Europa befindet und aufgrund nationaler Zielstellungen der Ausbau der Windenergienutzung dort mittelfristig anhalten dürfte, könnten diese Windenergieanlagen zukünftig in Erneuerbare Energien Hybridkraftwerke eingebunden werden. Diese Hybridkraftwerke können durch den Ausgleich der verbleibenden Schwankungen der aggregierten Einspeisung aus weiträumig in und um Kontinentaleuropa verteilten WEA durch die Bereitstellung von Reserveleistung und Ausgleichsenergie einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

## 7. Skizzierung ausgewählter nachfrageseitiger Integrationsmaßnahmen und angepasster Marktausgestaltungen

Neben den im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Optionen zur Verringerung der Fluktuation der Windenergieeinspeisung können geeignete Maßnahmen auf der Nachfrageseite sowie zur weiteren Ausgestaltung der relevanten Märkte die Integration zusätzlich unterstützen. Ausgewählte Maßnahmen werden im Folgenden skizziert und der sich daraus ergebende Forschungsbedarf abgeleitet.

### 7.1. Ansätze zur Flexibilisierung bestehender Anwendungen

In den vorangegangenen Gliederungspunkten wurde die abzudeckende Nachfrage als von der jeweiligen Angebotssituation elektrischer Energie weitgehend unabhängig und damit als exogen vorgegeben angenommen. In der wissenschaftlichen Diskussion wird dagegen bereits seit längerem untersucht, bei Einsatz welcher Instrumente die zeitliche und quantitative Nachfrage nach Elektroenergie künftig das momentane Angebot berücksichtigen könnte.<sup>565</sup> In einem marktwirtschaftlich ausgerichteten System sollte insbesondere der Preis die maßgebende Koordinierungsfunktion übernehmen. Als Knappheitsanzeiger informiert er über das Verhältnis der zu einem bestimmten Zeitpunkt nachgefragten im Vergleich zur angebotenen Menge elektrischer Energie. Damit der Preis die Koordinierungsfunktion übernehmen kann, ist er zunächst als eine dem Nachfrager bislang nicht in der dazu notwendigen zeitlich aufgelösten Form bekannte Information zur Verfügung zu stellen. Dazu werden derzeit in Europa umfangreiche Markteinführungsaktivitäten von sog. Intelligent oder Smart Metering Einrichtungen unternommen. Mit Hilfe von Displays oder der informationstechnischen Bereitstellung des Preissignals werden die Nachfrager in die Lage versetzt, ihre Nachfrageprozesse zeitlich zu steuern. Dabei kann unterstellt werden, dass die Kunden zeitlich flexible Nachfrageprozesse in Zeiten verlagern werden, in denen niedrigere Preise z. B. durch ein größeres Angebot elektrischer Energie herrschen.<sup>566</sup>

Im Ergebnis würde die zeitliche Nachfragestruktur nach elektrischer Energie entweder ausgeglichener im Vergleich zu den derzeit zu beobachtenden, ausgeprägten Profilen sein oder verstärkt den Schwankungen der Einspeisung angebotsabhängiger Erneuerbarer Energien folgen.<sup>567</sup> Des Weiteren wird durch eine bessere Wahrnehmbarkeit der konkreten Nachfrageprozesse ein Anreiz zu einem insgesamt energieeffizienten Verhalten (sowohl in der Nutzung als auch im Rahmen von Investitionsentscheidungen) gegeben.

Damit könnten auch die abzudeckenden Lastbereiche bzw. Betriebsweisen der Bereitstellungsoptionen weniger differenziert ausfallen und tendenziell Kraftwerke mit niedrigen Bereitstellungskosten bei hohen Volllaststunden pro Jahr wirtschaft-

---

<sup>565</sup> Vgl. u. a. Zvingilaite et al. (2008) und Stadler (2005).

<sup>566</sup> Eine wesentliche Voraussetzung dafür ist, dass die zusätzlichen Kosten der Informationsbeschaffung und -verarbeitung des Preissignals sowie der zeitlichen Nachfrageverlagerung in Niedrigpreiszeiten geringer sind, als die damit einzusparenden Kosten für die elektrische Energie. Die Nachfrageverlagerung muss für den Kunden insgesamt wirtschaftlich sein.

<sup>567</sup> Vgl. u. a. Koch (2009) und Gutzwiller et al. (2008).

lich vorteilhaft sein.<sup>568</sup> Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien können, wie in dieser Arbeit beschrieben, unter Ausnutzung der natürlichen oder technischen Ausgleichseffekte (z. B. in Form der beschriebenen Hybridkraftwerke) einen wesentlichen Beitrag zur zeitgleichen Versorgung mit elektrischer Energie leisten. Insbesondere der natürliche Ausgleichseffekt der Windenergie führt jedoch nicht zu einer vollständigen Verstetigung der Einspeisungscharakteristik der WEA-Cluster. Die verbleibende Variabilität würde weiterhin variable Preise an den Elektroenergiemärkten zur Folge haben, die Nachfrager zur zeitlichen Verlagerung ihrer Nachfrageprozesse bewegen können.

Nicht alle Nachfrageprozesse sind zeitvariabel. Insbesondere in vielstufige Produktionsprozesse integrierte elektrische Nachfrager lassen häufig nur eine geringe oder keine zeitliche Flexibilität zu. Damit wird auch die Ausschöpfung der vorhandenen Potenziale dieser zeitlichen Nachfrageverlagerung bisheriger Anwendungen nicht zu einer vollständigen Verstetigung der Nachfrage führen.<sup>569</sup>

Auch die häufig geringen wirtschaftlichen Anreize zur zeitlichen Verlagerung einzelner Nachfrageprozesse insbesondere in Privathaushalten können dazu führen, dass die vorhandenen Potenziale nicht ausgeschöpft werden. Zur Bündelung dieser Effekte könnten zukünftig „Energie-Intermediäre“ beitragen. Analog zu Finanzintermediären, die u. a. die Aufgaben der Fristentransformation sowie der Kapitalsammelstellen an den Finanzmärkten wahrnehmen,<sup>570</sup> können Energie-Intermediäre die individuellen zeitvariablen Nachfrageprozesse geeignet räumlich und zeitlich zusammenfassen und in aggregierter Form an Märkten umsetzen und damit Erlöse erzielen. Eine mögliche Realisierung von Energie-Intermediären sind Contracting-Modelle, bei denen der Contractor dem Contracting-Nehmer einen Teil des wirtschaftlichen Vorteils aus zugrundeliegenden Energieeffizienzdienstleistungen weitergibt.

## 7.2. Entwicklung der Elektromobilität

In den kommenden Jahren könnte mit der Elektromobilität ein zusätzlicher Nachfragesektor nach elektrischer Energie hinzukommen, der bislang keinen nennenswerten Umfang hat. Die Elektromobilität bietet bei einer entsprechenden Ausgestaltung der Netzanschlussinfrastruktur zusätzlich die Option, elektrische Energie aus den Batteriespeichern zurück zu speisen und damit einen zeitlichen Lastausgleich oder ein der fluktuierenden Einspeisung aus z. B. Windenergieanlagen komplementäres Lade-/Entladeverhalten zu unterstützen.

---

<sup>568</sup> Zu einer ähnlichen Ansicht kommen auch Pehnt et al. (2007), S. 8.

<sup>569</sup> Zu den Potenzialen einer Lastverlagerung vgl. u. a. Klobasa / Erge (2007), S. 70 f. und Auer et al. (2006), S. 68 f.

<sup>570</sup> Im Rahmen der Fristentransformation werden kurzfristige Anlagewünsche der Kapitalgeber mit langfristigen Finanzierungsvorhaben von Kapitalnehmern zusammengebracht. Kapitalsammelstellen bündeln häufig kleine Anlagebeträge von Kapitalgebern, um einen große Finanzierungsbedarf von Kapitalnehmern zu befriedigen. Ohne diese Funktionen der Finanzintermediäre könnten beide Seiten die Bedürfnisse der jeweils anderen Seite nicht oder nur unzureichend erfüllen. Vergleichbare Strukturen sind in der Elektroenergieversorgung anzutreffen.

Der Verkehrssektor verursachte im Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2002 ca. 19,7 % der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland.<sup>571</sup> Im Rahmen des angestrebten Ziels der Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Europäischen Union von mindestens 20 % bis zum Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 1990 wird auch der Verkehrssektor einen Minderungsbeitrag leisten. Zur Zielerreichung sind verschiedene Lenkungsmaßnahmen vorstellbar, z. B. eine Reduzierung der Verkehrsleistung durch Erhöhung der Preise der Energieträger, der Einsatz von biogenen Treibstoffen anstatt fossiler Energieträger, die Festlegung von Effizienzzielen und entsprechenden Sanktionen bei Nichterreichung bei der Nutzung von Kraftstoffen (spezifische Emissionsobergrenzen pro Fahrkilometer) oder die Ausweitung der Elektromobilität.

Im Rahmen der sich etwa seit dem Jahr 2007 ausweitenden internationalen Finanz- und Wirtschaftskrise ist insbesondere auch der Absatz der Automobilhersteller stark zurück gegangen. Zahlreiche Unternehmen dieser Branche sind in existenzielle wirtschaftliche Schwierigkeiten geraten und z. T. auf staatliche Hilfsmaßnahmen angewiesen. Damit besteht für die verantwortlichen Regierungen jedoch auch eine Möglichkeit, auf die zukünftige strategische Entwicklung der Automobilindustrie Einfluss zu nehmen. Vor diesem Hintergrund sind der deutsche aber auch viele andere nationale „Entwicklungspläne Elektromobilität“<sup>572</sup> geeignet, eine langfristige Änderung der technologischen Grundlagen des Verkehrssektors einzuleiten.<sup>573</sup>

Die Fokussierung auf die Elektromobilität erfolgt aus den Gründen der Effizienzsteigerung, der Verringerung der treibhausrelevanten Gase, der Verringerung der Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern aber auch der Unterstützung der Integration Erneuerbarer Energien im Elektroenergiebereich.<sup>574</sup>

Zu den technologischen Lösungsansätzen der Elektromobilität zählen verschiedene Konzepte. Es kann unterschieden werden zwischen

- hybriden Antriebskonzepten (Verbrennungsmotor und elektrischer Antrieb in einem Fahrzeug; mit oder ohne Anschluss zur externen Aufladung der Fahrzeugbatterie),
- reinen Elektroantriebskonzepten mit Batterieversorgung (die Versorgung des elektrischen Antriebs erfolgt ausschließlich über fahrzeugeigene Batterien, die Aufladung erfolgt durch einen Anschluss an ein elektrisches Versorgungsnetz) sowie

---

<sup>571</sup> Vgl. BMU (2006b), S. 16.

<sup>572</sup> Vgl. BR (2008).

<sup>573</sup> Da sich der gesamte Fahrzeugbestand etwa innerhalb von 15 Jahren statistisch vollständig erneuert (vgl. Fell (2008), S. 18), könnte bereits in diesem insbesondere für die Elektroenergieversorgung und die angestrebten internationalen CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsverpflichtungen vergleichsweise kurzen Zeitraum ein Beitrag zur Umgestaltung und Zielerreichung erbracht werden.

<sup>574</sup> Vgl. BR (2008), S. 1. Zusätzlich kann eine gewünschte Verminderung oder räumliche Umverteilung weiterer Emissionen wie z. B. Feinstaub auftreten, wenn die Elektroenergie diesbezüglich emissionsfrei bzw. nicht in den damit besonders belasteten urbanen Zentren bereitgestellt wird.

- reinen Elektroantriebskonzepten mit Energiebereitstellung durch Brennstoffzellen (die elektrische Energie wird durch eine Brennstoffzelle bereitgestellt).

Die beiden letztgenannten Konzepte weisen die höchsten Verringerungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf, wenn die elektrische Energie oder der Wasserstoff unter Nutzung Erneuerbarer Energien bereitgestellt werden.<sup>575</sup> Zur Unterstützung der Integration von Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Elektroenergiebereich sind insbesondere Antriebskonzepte mit einem reinen Batteriebetrieb geeignet. Privat genutzte Fahrzeuge werden nur an wenigen Stunden am Tag tatsächlich genutzt. In der verbleibenden Zeit könnten diese Fahrzeuge potenziell mit einem elektrischen Versorgungsnetz verbunden sein, um den Batteriespeicher aufzuladen. Batterieladevorgänge stellen regelbare elektrische Lasten dar. Das mögliche Einspeisen elektrischer Energie aus den Batterien ist eine Option zur Bereitstellung von Reserveleistung und Regelenergie. Damit können Elektrofahrzeuge zukünftig Netzdienstleistungen erbringen und potenziell die angebotsabhängige Variabilität der Einspeisung aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien aufnehmen, indem das Aufladen in Zeiten eines hohen Angebots (und damit niedriger Marktpreise) erfolgt oder Reserveleistung und Regelenergie bei einem entsprechenden Bedarf angeboten werden können. Dabei ist der Beitrag eines einzelnen Fahrzeugs sehr gering. Lediglich die koordinierte Steuerung einer Vielzahl von Fahrzeugen kann in nennenswertem Maße diese Netzdienstleistungen bereitstellen.

Zur Erhöhung der bislang auf etwa 200 km begrenzten Reichweite<sup>576</sup> von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen und damit der Unterstützung einer höheren Akzeptanz bei den Nutzern könnten Schnellladestationen oder Batteriewechselstationen sinnvoll sein. Batteriewechselstationen könnten damit größere Einheiten von derartigen Netzdienstleistungseinrichtungen sein, die koordiniert aufgeladen oder entladen werden können, da anzunehmen ist, dass sich stets ein gewisser Mindestbestand an Batteriespeichern in diesen Stationen befindet.

Pehnt et al. (2007) ermitteln in einer überschlägigen Berechnung den mittelfristig möglichen Umfang an elektrischer Reserveleistung bzw. Regelenergie von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen mit 3 GW positiver und negativer Reserveleis-

---

<sup>575</sup> Vgl. dazu u. a. Gerbracht et al. (2009), S. 68 sowie Erdmann (2009).

Diese Minderung kann jedoch nur durch zusätzliche Mengen elektrischer Energie aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien eintreten. Die Einspeisung dieser Anlagen in das elektrische Versorgungsnetz hat bereits einen Verdrängungs- und damit auch CO<sub>2</sub>-Minderungseffekt, wenn fossile Energieträger damit ersetzt werden. Deshalb muss eine fundierte Gesamtbetrachtung der CO<sub>2</sub>-Minderungseffekte stets alle Sektoren umfassen. In Pehnt et al. (2007) wird darauf hingewiesen, dass pro eingespeister Kilowattstunde elektrischer Energie aus diesen Anlagen bei reiner Verdrängung im Elektroenergiebereich etwa die gleiche Minderung eintritt wie bei der Substitution einer entsprechenden Menge fossilen Treibstoffs.

<sup>576</sup> Für das Jahr 2012 hat der US-amerikanische Hersteller Tesla Motors einen ausschließlich elektrisch angetriebenen Pkw („Modell S“) mit einer Reichweite von bis zu 300 Meilen (482 km), einer Schnellladefunktion (45 min) und der Möglichkeit, die unter dem Fahrzeug montierte Batterie innerhalb von 5 Minuten zu wechseln, angekündigt (vgl. [www.teslamotors.com](http://www.teslamotors.com), letzter Abruf am 08.04.2010).

tung sowie ca. 10 GWh Regelenergie. Dabei unterstellen sie, dass eine Million Elektrofahrzeuge gleichzeitig über entsprechende, koordiniert regelbare Anschlussstationen mit dem elektrischen Netz verbunden sind. Im Fall einer vollständigen Umstellung des aktuellen Fahrzeugbestandes wären unter Annahme heutiger Anschluss- und Kapazitätswerte der Elektrofahrzeuge etwa 460 GWh elektrische Regelenergie sowie 138 GW Reserveleistung zu erwarten.<sup>577</sup> Die Kosten der Reserveleistung entsprechen denen der Vorhaltung und des Betriebs der gesteuerten Anschlussstationen. Die Regelenergiekosten entsprechen den Kosten der zuvor eingespeicherten elektrischen Energie zuzüglich der Selbstentladungsverluste und erhöhter Instandhaltungsaufwendungen bzw. Ersatzinvestitionen der Batteriespeicher.

Scholz (2008) gibt den Elektroenergiebedarf des Verkehrssektors in den Mitgliedsländern der EU (EU-27), unter der Annahme, dass dieser bis zum Jahr 2030 vollständig auf batteriebetriebene Elektrofahrzeuge umgestellt würde, mit ca. 1.240 TWh/a an.<sup>578</sup> Dafür ist eine Ausweitung der Elektroenergiebereitstellung um etwa 32 % notwendig, die zur Erreichung u. a. der umweltpolitischen Zielstellungen in der EU ausschließlich durch die Nutzung Erneuerbarer Energien erfolgen sollte. Aufgrund der eingesparten, mit vergleichsweise geringeren Wirkungsgraden genutzten, fossilen Treibstoffe würde der gesamte Endenergieverbrauch um 23 % sinken.

Der Einsatz batteriebetriebener Elektrofahrzeuge ist jedoch nur eine Möglichkeit zur Ausweitung der Elektromobilität. Der Antrieb könnte andererseits auch durch den Einsatz von flüssigem oder druckbeaufschlagtem Wasserstoff in Brennstoffzellen erfolgen.<sup>579</sup> Die Erzeugung des Wasserstoffs sollte dabei jedoch ebenfalls aus Erneuerbaren Energien erfolgen, um entsprechende CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen zu erzielen und den Verbrauch fossiler Energieträger zu reduzieren. Die Herstellung des Wasserstoffs aus Erneuerbaren Energien ist mittels einer Vielzahl verschiedener Verfahren möglich, von denen bislang jedoch nur die Wasser-Elektrolyse großtechnisch eingesetzt wird. Im Rahmen internationaler Forschungsprojekte wird langfristig u. a. auch die solarthermische, die photoelektrochemische oder die Wasserstoffherzeugung durch die Vergasung von Bioenergieträgern entwickelt (vgl. Kapitel 7.3).

Der Sekundärenergieträger Wasserstoff ist insbesondere deshalb für den Verkehrssektor interessant, da die bekannten Mobilitätsgewohnheiten der Nutzer nahezu unverändert bleiben und auch die grundlegende Struktur der Betankungsinfrastruktur beibehalten werden könnte. Zudem sind eine schrittweise

---

<sup>577</sup> Bei Zugrundelegung von 46 Millionen Fahrzeugen, vgl. Sauer (2008), S. 2. Damit würde die Vielzahl von Batteriespeichern durchaus zu einer interessanten Ausgleichsoption im elektrischen Netz, selbst wenn davon nicht 100 % des Fahrzeugbestandes herangezogen werden könnten.

<sup>578</sup> Der potenzielle Elektroenergiebedarf allein der Passagiertransportleistung von Fahrzeugen (ohne Bus und Eisenbahn) in der EU-27 im Jahr 2006 (ca. 5.478 Mrd. Passagierkilometer; vgl. EEA (2009b), S. 43) läge bei einem spezifischen Bedarf von 0,18 kWh/km bei etwa 824,1 TWh/a.

<sup>579</sup> Eine vergleichende Gegenüberstellung von Elektromobilität und Brennstoffzellenantrieb im Verkehrssektor findet sich in Wietschel / Bünger (2010). Beide Konzepte weisen spezifische Vor- und Nachteile auf, so dass eine eindeutige Bewertung den Autoren derzeit nicht möglich erscheint.

Markteinführung sowie eine langfristige Umstellungsstrategie für die Automobilhersteller denkbar. Rein batteriebetriebene Mobilitätskonzepte erfordern dagegen vergleichsweise größere Systemveränderungen.

Abhängig von der weiteren technologischen Entwicklung von Brennstoffzellen und Batteriespeichern könnten auch Hybridkonzepte dieser beiden grundsätzlichen Ansätze erfolgreich sein. Für kurze Fahrtstrecken wird zunächst der Batteriespeicher genutzt. Falls die ununterbrochene Nutzung des Fahrzeuges länger andauert, übernimmt ein Brennstoffzellensystem die Bereitstellung der elektrischen Energie und lädt ggf. auch die Batterie wieder auf.<sup>580</sup>

Die Ausführungen in diesem Gliederungspunkt legen nahe, dass die beiden bislang weitgehend voneinander getrennten Sektoren der Energiewirtschaft, die Elektroenergieversorgung und der Verkehrssektor, zukünftig über die Elektromobilität miteinander verknüpft sein könnten. Ein elektrischer Antrieb von Fahrzeugen bietet in einer Gesamtbetrachtung hinsichtlich der verursachten Emissionen einerseits und bezüglich einer Reduzierung des Einsatzes fossiler Energieträger andererseits Ansätze zur Gestaltung einer nachhaltigen Mobilität in der Zukunft. Zudem kann der Einsatz von Batteriespeichern, die durch koordiniert gesteuerte Ladestationen mit dem elektrischen Netz verbunden sind, einen Beitrag zur Netzintegration Erneuerbarer Energien leisten.<sup>581</sup>

Gegenstand zukünftiger Forschungsaktivitäten sollte deshalb die Untersuchung von aggregierten Nutzungsgewohnheiten der Anwender von Elektrofahrzeugen und damit die zeitliche und quantitative Verfügbarkeit der Batteriespeicher zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen sein. Auch die Energiesystemanalyse zur Untersuchung der darin einbezogenen Wertschöpfungskette des Verkehrs und der mit verschiedenen Ausprägungen verbundenen Emissionsminderungsstrategien sollte einen zukünftigen Forschungsgegenstand darstellen.<sup>582</sup>

### 7.3. Nachfrageausdehnung auf weitere Sektoren der Energiewirtschaft

Eine Vielzahl Erneuerbarer Energien kann über geeignete Wandlungstechnologien zur Bereitstellung elektrischer Energie genutzt werden. Das weltweite technische Potenzial der damit möglichen Elektroenergieversorgung übersteigt den voraussichtlichen Bedarf in den kommenden Jahren um Größenordnungen (für die Windenergie vgl. Kapitel 4.1.2). Dagegen können lediglich die Geothermie, die Solarthermie sowie die Bioenergie direkt zur Wärmeversorgung beitragen sowie nur die Bioenergie zur Erzeugung von Treibstoffen für den Verkehrssektor dienen. Elektrische Energie kann als ein universeller Sekundärenergieträger

---

<sup>580</sup> Die Aufladung der Batterie durch den Betrieb der Brennstoffzelle erfolgt voraussichtlich jedoch nur dann, wenn die Kosten der Aufladung oder des Wechsels des Batteriespeichers nicht deutlich geringer sind.

<sup>581</sup> In Kempton / Dhanjy (2006) wird Elektrofahrzeugen das Potenzial zugesprochen, elektrische Systeme mit einem sehr hohen Anteil von Windenergieanlagen von über 50 % weitgehend durch die Bereitstellung von Reserveleistung und Regelenergie zu stabilisieren und damit einen wesentlichen Beitrag zur nachhaltigen Gestaltung der Energieversorgungssysteme in den Bereichen Verkehr und Elektroenergieversorgung leisten zu können.

<sup>582</sup> Vgl. Gerbracht et al. (2009), S. 69.



ebenfalls zur Bereitstellung von Wärme sowie im Verkehr eingesetzt werden. Die Nutzung im Verkehrssektor setzt, wie im vorangegangenen Gliederungspunkt beschrieben, leistungsfähige elektrische Speichereinrichtungen voraus.<sup>583</sup>

Ein weiterer Sekundärenergieträger mit vielfältigen Verwendungsmöglichkeiten ist Wasserstoff.<sup>584</sup> Wenn dieser nachhaltig ausschließlich aus nichtfossilen Quellen erzeugt werden soll, dann sind die Elektrolyse, die solarthermische Erzeugung oder biochemische sowie biophotolytische Reaktionen mögliche Konversionspfade. Solare thermochemische Verfahren zur direkten Spaltung von Wasser bei Temperaturen von über 2.500 °C befinden sich in der Phase labortechnischer Experimente.<sup>585</sup> Biochemische Verfahren auf Basis von Biomasse sind z. T. bereits Stand der Technik, setzen aber die Verfügbarkeit ausreichender Mengen biogener Einsatzstoffe voraus.<sup>586</sup> Bei der Biophotolyse spalten Mikroorganismen (z. B. Grünalgen oder Cyanobakterien) im Rahmen ihres Stoffwechsels unter Lichteinwirkung Wassermoleküle in Sauerstoff sowie Wasserstoffprotonen und Elektronen, die wiederum enzymatisch in Wasserstoffmoleküle umgewandelt werden. Biophotolytische Verfahren setzen die bislang nicht industriell umgesetzte Schaffung geeigneter Lebensräume für die Mikroorganismen sowie von technischen Einrichtungen zur Gasaufbereitung voraus.<sup>587</sup>

Verschiedene Verfahren der Wasserstoff-Elektrolyse hingegen werden bereits seit mehreren Jahrzehnten im großtechnischen Maßstab zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt. Aus Wasserstoff wiederum kann bspw. über elektrokatalytische Reduktion von CO<sub>2</sub> über das Zwischenprodukt CH<sub>4</sub> (Methan) Methanol (CH<sub>3</sub>OH) erzeugt werden. Methanol, welches z. B. durch Verbrennung in Wärme und über weitere Umwandlungen wieder in elektrische Energie gewandelt werden kann, könnte aufgrund seiner für technische Anwendungen positiven Stoffeigenschaften<sup>588</sup> ein wichtiger sekundärer Energieträger einer zukünftigen Kreislaufwirtschaft sein. Es lässt sich mit den heute für Erdgas und Erdöl gebräuchlichen Transport- und Speichereinrichtungen (z. B. Pipelines und Tanks) lagern und verteilen und benötigt damit im Unterschied zum Wasserstoff keine völlig neue Infrastruktur. Olah et al. skizzieren in Ihrer Veröffentlichung aus dem Jahr 2006 eine darauf aufbauende „Methanol Economy“. Zudem könnten klimaschädliche Emissionen von CO<sub>2</sub> direkt an der Quelle über diese chemische Reaktionskette in Form von Methanol zunächst stofflich gebunden und anschließend einer weiteren

---

<sup>583</sup> Eine Verwendung elektrischer Energie zum Antrieb von Luftfahrzeugen erscheint aus heutiger Sicht aufgrund der geringen erzielbaren Speicherdichten von Batteriespeichern unwahrscheinlich. Deshalb könnten biogene Treibstoffe oder Wasserstoff (ggf. in Form von Methanol, siehe die folgenden Ausführungen in diesem Gliederungspunkt) im Luftverkehr nicht durch elektrische Energie zu substituieren sein.

<sup>584</sup> Nach Pregger et al. (2008), S. 59 könnte bis zum Jahr 2050 die Verwendung von Wasserstoff v. a. im Verkehrssektor stark ausgeweitet werden.

<sup>585</sup> Vgl. Pregger et al. (2008), S. 48

<sup>586</sup> Vgl. FNR (2007).

<sup>587</sup> Vgl. dazu u. a. Janzing (2010).

<sup>588</sup> Methanol ist bei Umgebungstemperatur flüssig, wasserlöslich, verdunstet bei ca. 65 °C, entzündet sich bei 455 °C selbst und weist einen Energieinhalt von etwa 6,3 kWh/kg auf. Vgl. Olah et al. (2006), S. 173 ff.

energetischen oder einer stofflichen Nutzung des gebundenen Kohlenstoffs zugeführt werden.<sup>589</sup>

Elektrische Energie, bereitgestellt aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien, könnte damit zukünftig u. U. für alle Sektoren der Energiewirtschaft direkt oder indirekt ein wichtiger oder ggf. sogar der dominierende Energieträger sein. Aus den in der vorliegenden Arbeit beschriebenen Ansätzen zur Berücksichtigung aber auch gezielten Ausnutzung der natürlichen Charakteristiken fluktuierender Erneuerbarer Energien kann gefolgert werden, dass bei einer entsprechenden Ausgestaltung der Versorgungssysteme über alle Glieder der Wertschöpfungskette hinweg auch fluktuierende regenerative Energieträger deren Anforderungen erfüllen können.

Die mögliche zeitliche Entkoppelung der Erzeugung von Wasserstoff unter Verwendung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Elektrolyseanlagen von den nachfolgenden Prozessschritten vermeidet die Herausforderungen, die im Bereich der Elektroenergieversorgung durch das jederzeit einzuhaltende Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage entstehen. Wasserstoff kann ebenso wie mögliche Reaktionsprodukte (Methan, Methanol) im Unterschied zur Elektroenergie großtechnisch gespeichert werden. Das technische Potenzial der Windenergienutzung übersteigt, wie in Kapitel 4.1.2 dargestellt, auch eine zukünftig weiter ansteigende Nachfrage deutlich. Deshalb kann sie langfristig, die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen Optionen im Bereich Erneuerbarer Energien vorausgesetzt, zur Bereitstellung von sekundären Energieträgern für mobile Anwendungen oder von Ausgangsstoffen für die chemische Industrie einen wichtigen Beitrag leisten. Die zeitvariable Steuerung der Nachfrage nach elektrischer Energie der Elektrolyseure kann dabei mögliche Ungleichgewichte zwischen der Einspeisung aus fluktuierenden Windenergieanlagen und der elektrischen Last verringern und damit die Integration der Windenergie unterstützen.

#### **7.4. Angepasste Ausgestaltung der Elektroenergiemärkte**

Die in dieser Arbeit analysierten Lösungsoptionen zur Verringerung der Fluktuation der Windenergieeinspeisung oder deren Antizipation durch die Nachfrageseite sollten von einer geeigneten Ausgestaltung der relevanten Märkte für Elektroenergie unterstützt werden. Eine wesentliche Voraussetzung für die Marktintegration der Windenergie ist eine ausreichende Liquidität der Spot-, Intraday- und Terminmärkte sowie der Reserveleistungs- und Regel- sowie Ausgleichsenergiemärkte (wenn für eingesetzte Ausgleichsenergie als Basis der Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen der Begriff ‚Ausgleichsenergiemärkte‘ Verwendung findet) und die Verfügbarkeit entsprechender Handelsprodukte.

Diese ausreichende Liquidität ist derzeit v. a. in den Intraday-Märkten in Europa überwiegend noch nicht vorhanden.<sup>590</sup> Aufgrund vorhandener Interdependenzen zwischen den Intraday-Märkten und den Märkten für Reserveleistung und Regel-

---

<sup>589</sup> Vgl. dazu Lambertz /Ewers (2009).

<sup>590</sup> Vgl. dazu die Untersuchung von Weber (2009) für die Länder Frankreich, Deutschland, Spanien, Großbritannien und die Länder Skandinaviens. Lediglich in Spanien kann demnach ein Handelsvolumen am Intraday-Markt beobachtet werden, das eine ausreichende Liquidität nahelegt.

sowie Ausgleichsenergie ist die konkrete Ausgestaltung beider Märkte sorgfältig zu wählen. Die für das Systemgleichgewicht verantwortlichen Akteure (in einigen marktbasierenden Fördersystemen kann die Aufgabe des Ausgleichs seiner Prognoseabweichungen dem Windenergieeinspeiser selbst zugewiesen sein) haben die Wahl, untertägig benötigte oder überschüssige Mengen elektrischer Energie an den Intraday-Märkten zu handeln oder durch den Abruf von Reserveleistung und Regel- sowie Ausgleichsenergie auszugleichen. Die Preise für Reserveleistung und Regel- sowie Ausgleichsenergie sollten aufgrund der (z. B. gemäß den Präqualifikationsbedingungen zu gewährleistenden) sehr hohen Flexibilität des Einsatzes höher als die von an den Intraday-Märkten gehandelten Mengen sein.<sup>591</sup> Damit könnten die Gesamtkosten der Elektroenergieversorgung bei einem verstärkten Ausgleich von Fahrplanabweichungen aufgrund von z. B. Prognosefehlern der Nachfrage oder der Windenergieeinspeisung im Intraday-Handel sinken und damit durch einen Rückgang der Differenzkosten die Integration der Windenergie unterstützen.

Aufgrund des untersuchten weiträumigen Ausgleichseffekts der Windenergie ist begleitend zur technischen Netzintegration die Schaffung ausgedehnterer Marktgebiete sinnvoll. In den einzelnen Regionen bleibt die Windenergieeinspeisung weiterhin fluktuierend. Wenn diese fluktuierende Einspeisung aus den WEA-Clustern angesichts der möglichen hohen Anteile der Windenergie auf regionalen Märkten gehandelt wird, dann sind sehr volatile Preise und Preisdifferenzen zwischen den Regionen zu erwarten, wenn nur begrenzte Übertragungskapazitäten (innerhalb der Regionen oder grenzüberschreitend) zur Verfügung stehen.<sup>592</sup> Ein Instrument zur Bewirtschaftung dieser Engpässe und zur Angleichung des Preisniveaus innerhalb eines einheitlichen Marktgebietes sind implizite Auktionen. Bei dieser Form der Ausgestaltung des Handels werden neben der Allokation von Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie auch die zur physischen Erfüllung notwendigen Übertragungskapazitäten vergeben. Da durch eine einzelne Auktion ggf. nicht alle Angebote und Nachfragen mit den verfügbaren Kapazitäten in einem bestimmten Zeitpunkt übereinstimmen, sind ggf. mehrere aufeinander folgende Auktionen notwendig. Da im Unterschied zu finanziellen Kontrakten die tatsächliche Lieferung sichergestellt werden soll, scheint es sinnvoll, implizite Auktionen vorrangig auf den Day-ahead und Intraday Märkten anzuwenden.<sup>593</sup> Langfristige Verträge könnten über geeignete finanzielle Handelsprodukte, z. B. Contracts for Difference oder Financial Transmission Rights abgesichert werden.

Da die Prognoseunsicherheit der zu erwartenden Einspeiseleistung von WEA mit einem abnehmenden zeitlichen Abstand zur Einspeisung geringer wird, sind möglichst kurze Handels-Vorlaufzeiten und eine hohe zeitliche Auflösung auch

---

<sup>591</sup> Vgl. dazu Weber (2009), S. 3161.

<sup>592</sup> Für die vorliegende Untersuchung des weiträumigen Ausgleichseffekts der Windenergie wurden Netzengpässe nicht berücksichtigt. Diese Engpässe würden den erzielbaren Ausgleichseffekt verringern und damit die verbleibende Variabilität der Windenergie erhöhen. Trotzdem sind Entwicklungen denkbar, in denen Übertragungskapazitäten aufgrund eines langfristig angelegten Netzausbaus oder einer wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit optimierter Netzinvestitionen nur begrenzt zur Verfügung stehen.

<sup>593</sup> Vgl. EUROPEX (2003), S. 2.

unterhalb der bislang üblichen Stundenkontrakte sinnvoll.<sup>594</sup> Diese hohe zeitliche Handelsauflösung ist neben der zu gewährleistenden Markttransparenz und der zukünftigen informationstechnischen Anbindung der Nachfrager eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass das Potenzial der Flexibilisierung der Nachfrage ausgeschöpft werden kann.<sup>595</sup>

Die weitere Verbesserung der Prognosesysteme, die Ausweitung der zugrunde liegenden Prognosegebiete sowie die zusätzliche Erstellung von Kurzfristleistungsprognosen mit einem zeitlichen Vorlauf von nur wenigen Stunden wird dazu beitragen, den Prognosefehler und damit die einzusetzende Regelenergie weiter zu verringern.<sup>596</sup> Die Windenergie sollte damit an den Märkten möglichst kurzfristig vor der tatsächlichen Einspeisung gehandelt werden. Das setzt voraus, dass die Kraftwerkseinsatzplanung im Elektroenergieversorgungssystem kurzfristig angepasst werden kann. Dazu ist ein weitgehend flexibler Kraftwerksbestand notwendig, in dem kurze An- und Abfahrzeiten der Einspeisungsanlagen realisiert werden können.<sup>597</sup> Ein mit einem Einspeisevorrang ausgestatteter ausgeweiteter Einsatz fluktuierender Erneuerbarer Energien wird über eine zunehmend volatile abzudeckende Restnachfrage und damit auch volatile Marktpreise entsprechende Investitionsanreize setzen.<sup>598</sup> Des Weiteren wird ein kurzfristiger Handel der Windenergie zu einem verringerten Regelenergiebedarf führen. Die bislang in diesem Markt gebundenen Einspeiser könnten deshalb zukünftig wieder verstärkt an den Großhandelsmärkten für elektrische Energie teilnehmen. Zusätzlich kann die Ausweitung der zugrunde liegenden technischen Regelzonen u. a. zu einem Ausgleich der Windenergieeinspeisung führen und damit einen geringeren Regelenergiebedarf zur Folge haben.<sup>599</sup>

---

<sup>594</sup> Vgl. Van Hulle et al. (2009), S. 82, Woyte et al. (2009), S. 47 sowie Holttinen (2005).

<sup>595</sup> Vgl. NERC (2009), S. 61.

<sup>596</sup> Vgl. dazu Zvingilaite et al. (2008), S. 71 und Holttinen (2005). Holttinen (2005) weist für Dänemark-West nach, dass die Verringerung des zeitlichen Prognosehorizonts der Windenergieeinspeisung von 13-37 h auf 2-3 h mit einem deutlich verringerten Regelenergieeinsatz sowie geringeren Regelenergiekosten verbunden ist (die Kosten sinken nach Ihrer Untersuchung von 2,3 EUR/MWh<sub>Wind</sub> auf 0,7 EUR/MWh<sub>Wind</sub>).

<sup>597</sup> Die Auswirkungen eines inflexiblen Kraftwerksparks beim Zusammentreffen mit dem Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien zeigen sich u. a. in vermehrten Zeiten, in denen auf den Spotmärkten negative Preise herrschen. Negative Preise zeigen zunächst ein hohes Angebot aus vorrangig einspeisenden Anlagen und dem restlichen Kraftwerkspark an. Wenn die nicht vorrangig einspeisenden Anlagen ihre Leistung nicht entsprechend reduzieren, tritt ein die Nachfrage übersteigendes Angebot auf. Negative Preise würden von dem nicht vorrangig Einspeisenden nur insoweit akzeptiert, bis die durch den Abfahrvorgang und erhöhten Verschleiß indizierten Kosten überschritten werden. Sehr hohe negative Preise sind demzufolge nicht auf diese Opportunitätskosten sondern auf unbedingte vertragliche Lieferverpflichtungen oder nicht angepasste Vermarktungsstrategien der Einspeiser zurückzuführen. In Deutschland sollen hohe negative Preise durch die Bundesnetzagentur im Rahmen der Vermarktung der Energie aus den durch das EEG geförderten Anlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber nur für eine Übergangsphase zugelassen werden. Vgl. dazu die Begründung zur AusglMechAV vom 27.02.2010.

<sup>598</sup> Vgl. Zvingilaite et al. (2008), S. 71.

<sup>599</sup> Damit muss lediglich das verbleibende Gesamtungleichgewicht in der ausgeweiteten Regelzone ausgeglichen werden. Eine wesentliche Voraussetzung dafür sind wiederum ausreichende

Die Marktintegration der Windenergie führt zu einer verstärkten direkten oder indirekten aktiven Teilnahme der Einspeiser an den Spot- und Terminmärkten. Die Vermarktung der elektrischen Energie zur physischen Erfüllung kann aufgrund der zunehmenden Prognosegenauigkeit bei einem geringen zeitlichen Vorlauf an den Spotmärkten stattfinden. Bezüglich der anfallenden Informations- und Transaktionskosten (z. B. die Kosten der Erstellung von Einspeiseprognosen oder der Bezug von Regelenergie) sind Skalenvorteile durch große, weiträumig verteilte WEA-Portfolios zu erzielen.<sup>600</sup> Deshalb werden die Einspeiser wahrscheinlich Pooling-Strategien (Zusammenschluss mehrerer Einspeiser oder die Beauftragung eines Händlers) anwenden. Andererseits verlangt der vergleichsweise hohe Anteil der Kapitalkosten an den spezifischen Gestehungskosten der Windenergie neben fortgesetzten Fördermaßnahmen eine weitgehende Absicherung der Investition über langfristige Terminkontrakte. Für Windenergieanlagen können im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträger langfristige Terminkontrakte abgeschlossen werden, da die variablen Kosten gering und sicher zu prognostizieren und somit insbesondere keine volatilen Kosten der Energieträger zu berücksichtigen sind.<sup>601</sup> Für diese Absicherungen sind jedoch entsprechend liquide Terminmärkte notwendig.

Zum weitgehenden Einbezug der Windenergie in die Großhandelsmärkte können bilaterale Verträge, die aufgrund der in diesem Fall von den Nachfragern gewünschten Eigenschaft der Windenergie als regenerative Energiequelle eingegangen werden, durch die Entkopplung der elektrischen Energie von ihrem Herkunftsnachweis abgelöst werden. In der Europäischen Union wurde mit der Richtlinie 2003/54/EG dazu das Renewable Energy Certificate System als eine Form des zertifizierten Herkunftsnachweises eingeführt und im Rahmen der Richtlinie 2009/28/EG weiterentwickelt. Dieses System gewährleistet die Verfügbarkeit einer entsprechenden Kennzeichnung bzw. eines Nachweises über die auszuweisende Herkunft der elektrischen Energie.

Die Nutzung des in der vorliegenden Arbeit untersuchten weiträumigen Ausgleichseffekts der Windenergie würde bis zu einem gewissen Grad den beschriebenen Anpassungsbedarf bei den Marktstrukturen und Abläufen verringern. Da die zeitliche Variabilität der Windenergieeinspeisung dadurch deutlich abnimmt, wäre bspw. der mit einer Prognoseunsicherheit verbundene Einsatz von Regelenergie geringer. Der Planungshorizont der steuerbaren Einspeiser würde sich damit erweitern. In entsprechend ausgedehnten Marktgebieten mit weitgehend

---

Übertragungsnetzkapazitäten zwischen allen Teilregionen, damit der Aufruf der Reserveleistung nicht nur in den betroffenen Teilregionen erfolgen muss. Vgl. dazu die Begründung in BNA (2010a).

<sup>600</sup> Vgl. Wawer (2007), S. 143 und Zvingilaitė et al. (2008), S. 73.

<sup>601</sup> Für konventionelle Kraftwerke steigen dagegen mit dem Abschluss von langfristigen Terminkontrakten das Preisrisiko bei zunehmend volatilen Marktpreisen und zum anderen die Unsicherheit über die Lieferfähigkeit bei bestehendem Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien. Beides bevorteilt in der Konsequenz flexible Kraftwerke (z. B. Erdgaskraftwerke oder Speicher), die trotz tendenziell abnehmenden und fluktuierenden Einsatzdauern ihre Kapitalkosten erwirtschaften können. Ausdruck dessen ist auch die abnehmende Bereitschaft von Investoren, in Kraftwerke zu investieren, die langfristig hohe jährliche Volllaststunden erfordern.

unbeschränkten Übertragungskapazitäten könnte sich zunächst auch die Volatilität der Marktpreise verringern.

Der Anpassungsbedarf der Elektroenergiemärkte könnte jedoch dann deutlich zunehmen, wenn WEA zukünftig einen wesentlichen Anteil an der Bereitstellung elektrischer Energie innerhalb eines Systems übernehmen. Die Investitionsentscheidung sowie die Einsatzplanung von Windenergieanlagen basiert bislang aufgrund der prägenden Fixkosten (welche wiederum von den Kapitalkosten dominiert werden),<sup>602</sup> des (aufgrund der Angebotsabhängigkeit der Energiewandlung) notwendigen Einspeisevorrangs und der voraussichtlich auch mittelfristig im Vergleich zu anderen Bereitstellungsoptionen unter Nutzung fossiler Energieträger höheren spezifischen Gestehungskosten nicht auf dem ansonsten üblichen kurzfristigen Grenzkostenkalkül.<sup>603</sup> Dieses ist bislang jedoch in Gestalt der Merit-Order und dem entsprechenden Bieterverhalten bei den auf den Spotmärkten durchgeführten Auktionen von Stundenkontrakten die Grundlage der Ausgestaltung der Elektroenergiemärkte mit kurzfristiger physischer Erfüllung.<sup>604</sup> Investitionen in Windenergieprojekte werden nur dann durchgeführt, wenn die Deckung der durchschnittlichen spezifischen Gestehungskosten (bzw. der langfristigen Grenzkosten) über die wirtschaftliche Nutzungsdauer bereits im Vorfeld mit einer hohen Wahrscheinlichkeit angenommen werden kann.<sup>605</sup> Diesen Investitionsanreiz können allein die bestehenden Elektroenergiemärkte mit einer kurzfristigen physischen Erfüllung aus den genannten Gründen derzeit und wahrscheinlich auch mittelfristig nicht geben.

Zur Erzielung möglichst geringer Gesamtkosten der Elektroenergieversorgung bei Beibehaltung marktwirtschaftlicher Prinzipien (z. B. in Form von an Börsen-

---

<sup>602</sup> Der hohe Anteil der Fixkosten an den gesamten spezifischen Gestehungskosten wird wahrscheinlich auch zukünftig kennzeichnend für Windenergieinvestitionen sein. Bei sinkenden absoluten Investitionen (vgl. dazu auch Kapitel 4.1.3) und ggf. denkbaren kostenpflichtigen Zugangsrechten zum Standort auf variabler Basis (vergleichbar mit einem Wasser-Zins in der Schweiz) könnte sich der Anteil der Fixkosten zwar verringern, aber voraussichtlich weiterhin die variablen Kostenbestandteile übersteigen. Neben den überwiegend über die Laufzeit festgelegten Kapitalkosten (lediglich erfolgsabhängige Zinsbestandteile oder Sondertilgungsmechanismen gestalten Teile der Kapitalkosten variabel) weisen auch die Betriebskosten hohe anteilige fixe Komponenten auf, die für den jeweiligen Vertragspartner auch bei geringen Jahresenergieerträgen oder Umsätzen des WEA-Betreibers eine Mindestvergütung für erbrachte Leistungen (Bereitstellung des Grundstücks, Wartung- und Instandhaltung, Betriebsführung, Aufbau von Rückbaurücklagen etc.) sicherstellen.

<sup>603</sup> Der Kostennachteil gegenüber konventionellen Bereitstellungsoptionen kann sich zukünftig auch verringern oder ggf. aufheben. Der Einspeisevorrang sollte aufgrund der Angebotsabhängigkeit der Windenergienutzung von WEA, die nicht in Erneuerbare Energien Hybridkraftwerke eingebunden sind, weiter bestehen bleiben. Auch bei der Nutzung des weiträumigen Ausgleichseffekts der Windenergie ist der jederzeitige Einspeisevorrang notwendig und sollte nur in Situationen, in denen die potenzielle Einspeisung weiterhin über der (durch die beschriebenen Maßnahmen bereits flexibilisierten) Nachfrage liegt, temporär aufgehoben werden.

<sup>604</sup> Nach Weber (2009), S. 3156 haben in den meisten Ländern die Spotmärkte derzeit die größte Bedeutung für den Handel von elektrischer Energie mit einer physischen Erfüllung.

<sup>605</sup> Zum Konzept der Bestimmung der kurz- und langfristigen Grenzkosten von Anlagen zur Bereitstellung elektrischer Energie siehe u. a. Swider et al. (2007), S. 10 und S. 31 – 45.

plätzen organisierten, fortlaufenden Auktionen<sup>606</sup>) könnte deshalb z. B. die Einrichtung eines organisierten Terminmarktes mit langfristiger physischer Erfüllung ein mögliches Instrument zur Marktintegration umfangreicher Windenergieeinspeisungen sein. Auf diesem könnten Lieferungen für bspw. Jahresenergiemengen oder noch darüber hinausgehende Zeitintervalle gehandelt werden. Diese langfristigen Mengen sind sowohl für einen einzelnen WEA-Standort insbesondere aber für ein (optimiertes) Portfolio von mehreren Standorten mit geringen Unsicherheiten zu prognostizieren. Auf diesem Terminmarkt könnten bspw. die Betreiber von WEA die prognostizierten Einspeisungen (oder lediglich Teile davon) und Nachfrager den nicht zeitvariablen Anteil ihres Bedarfs oder langfristig preislich abzusichernde Mengen handeln. Dadurch entstünde für die Betreiber von Windenergieanlagen die notwendige langfristige Investitionssicherheit.

Zur Erzielung des natürlichen Ausgleichseffekts der Windenergienutzung wäre die dafür notwendige grundlegende elektrische Netzinfrastruktur unabhängig davon bereitzustellen. Um den potenziellen Einspeisern und Nachfragern die Notwendigkeit der optimierten regionalen Einspeisung der originär fluktuierenden Windenergie zur weitgehend verstetigten Summeneinspeisung vorzugeben, könnten bspw. regional bereitzustellende Mindestmengen vorgegeben und mit zunehmender Entfernung von der Zielregion steigende „Strafkosten“ eingeführt werden.<sup>607</sup>

Die relevanten Spot- und Intraday-Märkte für Elektroenergie übernehmen bei einer ggf. sinnvollen Desintegration der Windenergie zunehmend die Funktion von Reserveleistungs- und Regel- sowie Ausgleichsenergiemärkten. An diesen könnten sowohl die Anbieter positiver (flexible Einspeisungsanlagen) als auch negativer (zeitvariable Nachfrageprozesse) Reserveleistung sowie Regelenergie teilnehmen. Dazu könnte die Verringerung der gehandelten Lieferdauer von bislang einer Stunde (Stundenkontrakte) auf z. B. 15 Minuten sinnvoll sein und mit in absehbarer Zeit verfügbaren leistungsfähigen IT-Systemen auch realisierbar sein. Bei einer gesteuerten Einspeisung von WEA z. B. bei Betrieb mit dauerhafter oder am Markt angebotener Leistungsbegrenzung könnten diese ebenfalls an diesem Kurzfristmarkt teilnehmen, da die voraussichtliche Einspeisung innerhalb dieses kurzen Zeitintervalls nur noch einer sehr geringen Prognoseunsicherheit unterliegt.

---

<sup>606</sup> Auktionen können bei einer entsprechenden Ausgestaltung und unter Annahme tatsächlicher wettbewerblicher Verhältnisse (vgl. zu den Annahmen des Konzepts des vollständigen Wettbewerbs u. a. Swider et al. (2007), S. 3 – 9) die minimalen Kosten zur Befriedigung eines nachgefragten (bzw. „ausgeschriebenen“) Gutes aufdecken. Vgl. dazu u. a. Knieps (2003), S. 4 ff. sowie Klempere (2000), S. 96 ff.

<sup>607</sup> Somit könnten potenzielle Einspeiser aus anderen Regionen mit besonders niedrigen spezifischen Gestehungskosten für die betreffende Region nur in einem begrenzten Umfang Elektroenergie anbieten. Mit zunehmender Entfernung von dieser Region nimmt der insgesamt erzielbare Ausgleichseffekt der Windenergie ab (zu den Ausführungen zu „stabilen“ Lösungen des Optimierungsmodells WIND-COVER vgl. Kapitel 6.5.2). Deshalb sollten nur geografisch benachbarte Einspeisungen außerhalb der jeweiligen Teilregion für die Marktteilnehmer ökonomisch interessant sein und die Erfüllung durch Lieferung aus fernen Regionen z. B. über die genannten Strafkosten verhindert werden.

Ob in einem derartigen Umfeld die Märkte mit kurzfristiger physischer Erfüllung eine ausreichende Koordinationsfunktion auch hinsichtlich von Investitionsentscheidungen erfüllen können, kann hier nicht weiter untersucht werden. Bode / Groscurth (2010) und OFGEM (2010) diskutieren alternative Investitionsanreize für Betreiber konventioneller Kraftwerke (z. B. Kapazitätsprämien oder Mindestabsatzpreise für Elektroenergie oder CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate) in zukünftigen, durch umfangreiche fluktuierende Einspeisungen geprägten, Marktsituationen.

Die hier skizzierte Ausgestaltung von zwei Großhandelsmärkten zur physischen Erfüllung mit sehr unterschiedlichen Zeithorizonten ist nur eine von mehreren denkbaren Ausgestaltungen zukünftiger Marktstrukturen für den Handel von elektrischer Energie bei sehr hohen Anteilen von Windenergieeinspeisungen und sollte Gegenstand weiterführender Forschungsarbeiten sein.

### **7.5. Zusammenfassung zu nachfrageseitigen Maßnahmen und notwendigen Marktanpassungen**

Die skizzierten nachfrageseitigen Maßnahmen können einen wichtigen Beitrag zur Unterstützung der Integration der Windenergie in das System der Elektroenergieversorgung leisten. Durch eine verstärkte zeitliche Flexibilisierung können geeignete Nachfrageprozesse die angebotsabhängige Einspeisung aus WEA berücksichtigen. Zudem werden dadurch zusätzliche Anreize zur Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen gegeben. Die zukünftige Entwicklung der Elektromobilität, insbesondere von reinen Elektroantriebskonzepten mit Batteriespeichern, bietet die Möglichkeit, elektrische Systemdienstleistungen in Form von Reserveleistung sowie Regelenergie durch eine gesteuerte Be- und Entladung einer Vielzahl von Fahrzeugen anzubieten. Zudem kann eine Nachfrageausdehnung nach elektrischer Energie bzw. nach dem mittels der Wasserstoff-Elektrolyse bereitzustellenden Sekundärenergieträger Wasserstoff in weiteren Sektoren der Energiewirtschaft sowie bspw. der chemischen Industrie neue Anwendungsbereiche eröffnen, in denen keine Zeitsynchronität zwischen Einspeisung und Nachfrage notwendig ist. Dadurch könnten wesentliche Herausforderungen der Systemintegration der Windenergie, die durch deren fluktuierende Einspeisecharakteristik entstehen, verringert werden. Eine angepasste Ausgestaltung der Märkte für Elektroenergie kann die skizzierten Maßnahmen sowohl der Angebots- als auch der Nachfrageseite durch die möglichst effiziente Erfüllung der Koordinationsfunktion maßgeblich unterstützen.

Eine umfassende Nutzung des weiträumigen Ausgleichseffekts der Windenergie mit der dadurch erzielbaren weitgehenden Verstetigung der aggregierten Einspeisung würde den notwendigen Anpassungsbedarf auf der Nachfrageseite verringern. Die relevanten Elektroenergiemärkte könnten dazu jedoch u. U. tiefgreifend umzugestaltet sein.



## 8. Schlussfolgerungen und weiterer Forschungsbedarf

Aufbauend auf den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit werden nachfolgend wesentliche Schlussfolgerungen gezogen, eine mögliche zukünftige Struktur der Elektroenergieversorgung Europas skizziert sowie der sich daraus ergebende weitere Forschungsbedarf identifiziert.

### 8.1. Schlussfolgerungen

Die Energiewirtschaft und insbesondere die Elektroenergieversorgung stehen weltweit vor großen Veränderungen. Die angestrebte Begrenzung der erwarteten Auswirkungen des Klimawandels, die Endlichkeit fossiler Energieträger und eine weiter ansteigende Nachfrage nach elektrischer Energie kennzeichnen die sich vollziehende Umgestaltung der Energiewirtschaft. Aus diesen Gründen streben viele Länder die verstärkte Nutzung regenerativer Energieträger an (siehe Kapitel 3). Die globalen technischen Potenziale Erneuerbarer Energien übersteigen die Nachfrage um mehrere Größenordnungen. Insbesondere die Windenergie bietet u. a. aufgrund der entwickelten Technologie, der weit verbreiteten Existenz geeigneter Standorte mit entsprechenden Windverhältnissen, der im Vergleich mit anderen Erneuerbaren Energien geringen Nutzungskosten sowie relativ kurzer Realisierungszeiträume ein hohes ausschöpfbares technisches Potenzial (Gliederungspunkt 4.1).<sup>608</sup>

Die fluktuierende Charakteristik der Windenergie, die über alle Zeitintervalle hinweg in unterschiedlicher Ausprägung auftritt, kann zukünftig nach den in Kapitel 5 dargelegten Gründen jedoch zum Hauptthema einer erfolgreichen Integration umfangreicher Kapazitäten von Windenergieanlagen in das System der Elektroenergieversorgung werden. So ist in einer regionalen Betrachtungsweise z. B. auf nationaler Ebene die elektrische Netzinfrastruktur auf die Nennleistung der angeschlossenen WEA auszulegen, obwohl diese im realen Betrieb vergleichsweise selten erreicht wird. Zur Gewährleistung des jederzeit notwendigen Gleichgewichts von Einspeisung und Nachfrage sind, bei mittelfristig voraussichtlich weiterhin fehlenden großtechnischen Speichereinrichtungen für Elektroenergie, in zunehmendem Umfang Reserveleistung und Regelenergie vorzuhalten und einzusetzen. Dafür ist ein flexibler Bestand geeigneter Kraftwerke notwendig. Die fluktuierende Einspeisecharakteristik von WEA führt bei diesen zu einem verstärkten Teillast- und leistungsvariablen Betrieb und beeinflusst sie dadurch in technischer (erhöhter Verschleiß, ggf. niedrigere durchschnittliche Wirkungsgrade) und wirtschaftlicher Hinsicht (erhöhte Betriebskosten und u. U. verkürzte Nutzungsdauern).

Mit einer ausgeweiteten Nutzung der Windenergie werden weitere angestrebte Zielstellungen umgesetzt. So wird bspw. der Einsatz fossiler Energieträger und damit verbundener klimarelevanter und sonstiger Emissionen verringert und die

---

<sup>608</sup> Wasserkraftwerke weisen u. U. geringere spezifische Gestehungskosten auf, erfordern aber Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiten von mehreren Jahren bis hin zu Jahrzehnten. Zudem ist das verbleibende Ausbaupotenzial in Westeuropa vergleichsweise gering. Der irreversible Eingriff in die Natur ist insbesondere bei Staudämmen sehr groß und i. d. R. nicht anderweitig auszugleichen.

Versorgungssicherheit durch eine Erhöhung der Diversifikation und die Nutzung von heimischen Ressourcen erhöht.

Bislang verfolgen die Ansätze zur Integration der Windenergie überwiegend Maßnahmen zur Anpassung des Systems der Elektroenergieversorgung an die fluktuierende Einspeisung aus WEA. In der vorliegenden Arbeit werden hingegen Lösungsoptionen beschrieben, die geeignet sind, die zeitlichen und räumlichen Fluktuationen der Windenergie gezielt zu beeinflussen und zu verringern. Damit nimmt der Anpassungsbedarf des Gesamtsystems bei einer Berücksichtigung dieser Optionen ab.

In dieser Arbeit wird mit dem Modell WIND-COVER ein Optimierungsansatz vorgestellt, mit dem nachgewiesen werden kann, dass (unter Berücksichtigung der zeitlichen Auflösung der gewählten Daten von sechs Stunden) weiträumig in und um Kontinentaleuropa verteilte WEA-Cluster aufgrund des natürlichen Ausgleichseffekts der Windenergie eine spezifische Nachfragecharakteristik nach elektrischer Energie im UCTE-Verbundnetzgebiet zu einem sehr hohen Anteil abdecken könnten (siehe Gliederungspunkt 6.5). Die Modellergebnisse zeigen, dass Windenergieanlagen in Mitteleuropa nur einen geringen zusätzlichen Beitrag zu diesem Ausgleichseffekt leisten, da die Einspeisungen aus diesen WEA stark miteinander bzw. mit den jeweils angrenzenden Regionen korreliert sind. Aus diesem Grund könnten zukünftig WEA in Mitteleuropa koordiniert z. B. mit Bioenergie-Kofermentationsanlagen und/oder Druckluftspeichern (in der Form der in Gliederungspunkt 6.6 beschriebenen regelbaren Erneuerbare Energien Hybridkraftwerke) betrieben werden und die verbleibende Variabilität der Windenergieeinspeisung aus den weiträumig verteilten Windenergieanlagen ausgleichen. Damit sind die beiden Optionen der Nutzung des weiträumigen Ausgleichseffekts der Windenergie und des Einsatzes von Erneuerbare Energien Hybridkraftwerken komplementär für eine vollständige und bedarfsgerechte Abdeckung der Nachfrage nach elektrischer Energie einzusetzen. Durch eine solche Kombination könnte es möglich sein, eine zukünftige, vollständig auf Erneuerbaren Energien und dabei insbesondere auf der Windenergienutzung basierende, Elektroenergieversorgung Europas zu gestalten.

Des Weiteren können Maßnahmen zur zeitlichen Flexibilisierung bestehender und die Ausweitung neuer Nachfrageprozesse, z. B. der Elektromobilität oder der Wasserstoff-Elektrolyse, die Integrationsaufgabe unterstützen, indem sie bspw. die vorzuhaltende Reserveleistung und Regel- sowie Ausgleichsenergie weiter verringern. Ergänzend dazu ist eine optimierte Ausgestaltung der Elektroenergiemärkte notwendig.

## **8.2. Skizzierung einer zukünftigen Übertragungsnetzinfrastruktur Europas**

Zur Realisierung eines solchen Konzepts ist, neben der Errichtung der WEA-Cluster selbst, ein weitgehend restriktionsfreies überlagertes elektrisches Übertragungsnetz notwendig. Der weiträumige Ausgleichseffekt der Windenergie wird nur in einem elektrisch miteinander verbundenen System wirksam. Die bestehenden Übertragungsnetze erscheinen für eine derartige Aufgabe nicht geeig-

net.<sup>609</sup> Zusätzlich könnten Anlagen zur Nutzung weiterer Erneuerbarer Energien innerhalb und außerhalb Europas an dieses Netz angeschlossen werden.<sup>610</sup> Durch eine Vielzahl von Verknüpfungspunkten mit den bestehenden Übertragungsnetzen könnte die elektrische Energie den Nachfragern bereitgestellt werden.<sup>611</sup> Dazu müssen ggf. auch die bestehenden Übertragungsnetze angepasst werden.<sup>612</sup> Die grundlegende Struktur der bestehenden Übertragungs- und Verteilnetze könnte voraussichtlich jedoch weitgehend beibehalten werden. Damit ermöglicht der hier skizzierte Ansatz eine **schrittweise Umstellung der Elektroenergieversorgung** hin zu einem rein auf Erneuerbaren Energien basierenden System. Die Umstellung könnte im laufenden Betrieb erfolgen, indem zusätzliche Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien koordiniert an das kontinuierlich auszubauende überlagerte Netz angeschlossen und bestehende Kraftwerke bei Erreichen entsprechender technischer oder wirtschaftlicher Restriktionen außer Betrieb genommen werden.

Das überlagerte Netz könnte in einer offenen oder geschlossenen Ringstruktur (vgl. Abbildung 70) bzw. alternativ als vermaschtes Netz (vgl. Abbildung 77 bis Abbildung 79 im Anhang) ausgeführt werden. Zur Vermeidung bereits heute auftretender Konflikte bezüglich neuer Leitungstrassen in dicht besiedelten Teilen Europas könnten wesentliche Teile des überlagerten Netzes als Seekabel in den angrenzenden Gewässern ausgeführt werden. Die optimale Struktur und der Nachweis eines sich tatsächlich einstellenden Lastflusses in diesem Netz (Voraussetzung zur Erzielung des Ausgleichseffektes) sind mit einem entsprechenden Netzmodell zu ermitteln. Dieses muss neben den zu untersuchenden Netzkonfigurationen folgende Anforderungen erfüllen:

- quantitative (elektrische Kenndaten, geeignete Zeitreihen) und geografische Abbildung der wesentlichen Lastzentren
- vollständige Modellierung der bestehenden Übertragungsnetzstruktur sowie wichtiger untergelagerter Verteilnetze
- Berücksichtigung bestehender Einspeiseanlagen (mit geplanten Außerbetriebnahmen)

---

<sup>609</sup> Vgl. dazu u. a. EASAC (2009), S. 1 ff. In den Ländern wurde in der Vergangenheit die Netzinfrastruktur mit dem Ziel einer möglichst vollständigen inländischen Nachfrageabdeckung aufgebaut. Die Interkonnektoren weisen häufig nur geringe Übertragungskapazitäten auf. Zudem verbinden die Übertragungsnetze die historisch gewachsenen nationalen Last- und Einspeise-Schwerpunkte. Die bestehenden Kraftwerke befinden sich häufig an Standorten, an denen der (fossile) Energieträger kostengünstig verfügbar war bzw. ist. Im Unterschied dazu liegen die Einspeiseregionen der untersuchten WEA-Cluster überwiegend außerhalb Mitteleuropas.

<sup>610</sup> Vgl. dazu u. a. Gonzalez Garcia et al. (2010).

<sup>611</sup> Für die USA wird ein ähnliches, überlagertes 765 kV-Netz diskutiert, das nationale onshore Windenergieerzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte elektrischer Energie miteinander verbinden könnte. Dieses Netz könnte nach einem Entwurf des Unternehmens American Electric Power 200 bis 400 GW Windenergieleistung integrieren, eine Länge von 19.000 Meilen aufweisen und Investitionen von ca. 60 Mrd. US-\$ erfordern. Vgl. Mills et al. (2009), S. 40 f.

<sup>612</sup> Vgl. dazu ECF (2010), S. 176 f. und GREENPEACE / EREC (2009), S. 67. Diese beiden Strukturentwürfe der Erweiterung der Europäischen Netzinfrastruktur sind im Anhang der vorliegenden Arbeit (Abbildung 78 und Abbildung 79) dargestellt.

Ausgehend von Zeitreihen der Einspeisung der mit dem Modell WIND-COVER ermittelten optimalen Konfiguration der WEA-Cluster der jeweiligen Regionen können damit Lastflussanalysen durchgeführt und wichtige Gestaltungsmerkmale festgelegt werden, wie z. B.

- die grundlegende Struktur (offener oder geschlossener Ring vs. vermaschtes Netz),
- die Dimensionierung einzelner Leitungsabschnitte,
- die einsetzbare Technologie (Hochspannungs-Drehstrom- oder leitungsweise bzw. zukünftig möglicherweise vermaschte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungseinrichtungen)<sup>613</sup> und
- der Blindleistungshaushalt im Gesamtnetz.

Diese Netzberechnungen sind die Voraussetzung, um damit die Abschätzung wesentlicher ökonomischer Rahmendaten (z. B. Investition, spezifische Kosten pro eingespeister oder ausgespeister Energieeinheit) durchzuführen.

In einer Studie des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. zu den Optionen der Elektroenergiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien im Raum Europa, Mittlerer Osten und Nordafrika (EUMENA) wurde ein System einer zukünftigen Hochspannungs-Gleichstrom-Netzstruktur skizziert (vgl. Abbildung 77 im Anhang).<sup>614</sup> In der Untersuchung von Brodersen / Nabe (2009) wird ein überlagertes europäisches „Super-Grid“ auf der Basis eines vermaschten HGÜ-Netzes zugrundegelegt. Die Spanne der spezifischen Kosten der Netzinfrastruktur liegt bei vergleichsweise niedrigen 0,27ctEUR/kWh<sup>615</sup> bzw. 0,2 ctEUR/kWh<sup>616</sup> bezogen auf eine kWh nachgefragte elektrische Energie. Allerdings sind die jeweiligen Netzstrukturen nicht mit dem weitergehenden Ansatz der vorliegenden Arbeit vergleichbar.

Insgesamt kommt der Übertragung elektrischer Energie eine weitaus höhere Bedeutung als derzeit zu, da Erneuerbare Energien dort genutzt würden, wo deren Potentiale am größten und damit deren Gestehungskosten am geringsten sind.<sup>617</sup>

---

<sup>613</sup> Nach dem heutigen Stand der HGÜ-Technologie ist festzuhalten, dass bislang keine vermaschten HGÜ-Netze realisiert wurden. Herausforderungen sind dabei u. a. das Schalten von Kurzschlussströmen (fehlende Phasennulldurchgänge) sowie zu realisierende erforderliche Spannungsniveaus bzw. Übertragungskapazitäten in der potenziellen VSC-Technologie (Voltage Source Converter im Multi-Terminal-Betrieb). Bisher stellen Punkt-zu-Punkt Verbindungen in der HGÜ-Technik die dominierende Anwendung dar. Deshalb könnte es geeignet sein, das überlagerte Netz in Hochspannungs-Wechselstrom-Technik, die eigentlichen Transportleitungen aus den Belegenheitsregionen der EE-Anlagen zum Netz aufgrund niedrigerer elektrischer Verluste jedoch in HGÜ-Technik auszuführen.

<sup>614</sup> Vgl. Trieb (2008), S. 10 ff.

<sup>615</sup> Vgl. Brodersen / Nabe (2009), S. 58.

<sup>616</sup> Vgl. Trieb et al. (2006), S. 77, worauf auch Trieb (2008) verweist. Die Angabe in Trieb et al. (2006), S. 77, Tabelle 2-11 für das Jahr 2050 wurde auf die Gesamtnachfrage von 3.500 TWh/a bezogen.

<sup>617</sup> Vgl. dazu auch Matthes (2009). Matthes weist ebenfalls darauf hin, dass die Infrastruktur in der zukünftigen Elektroenergiewirtschaft einen weitaus höheren Stellenwert haben wird, als heute.

Im Unterschied zu fossilen Energieträgern, deren Transport ebenfalls weitgehend unproblematisch und kostengünstig ist, werden damit zukünftige Systeme auf Basis Erneuerbarer Energien vorwiegend den Sekundärenergieträger Elektroenergie transportieren und verteilen.

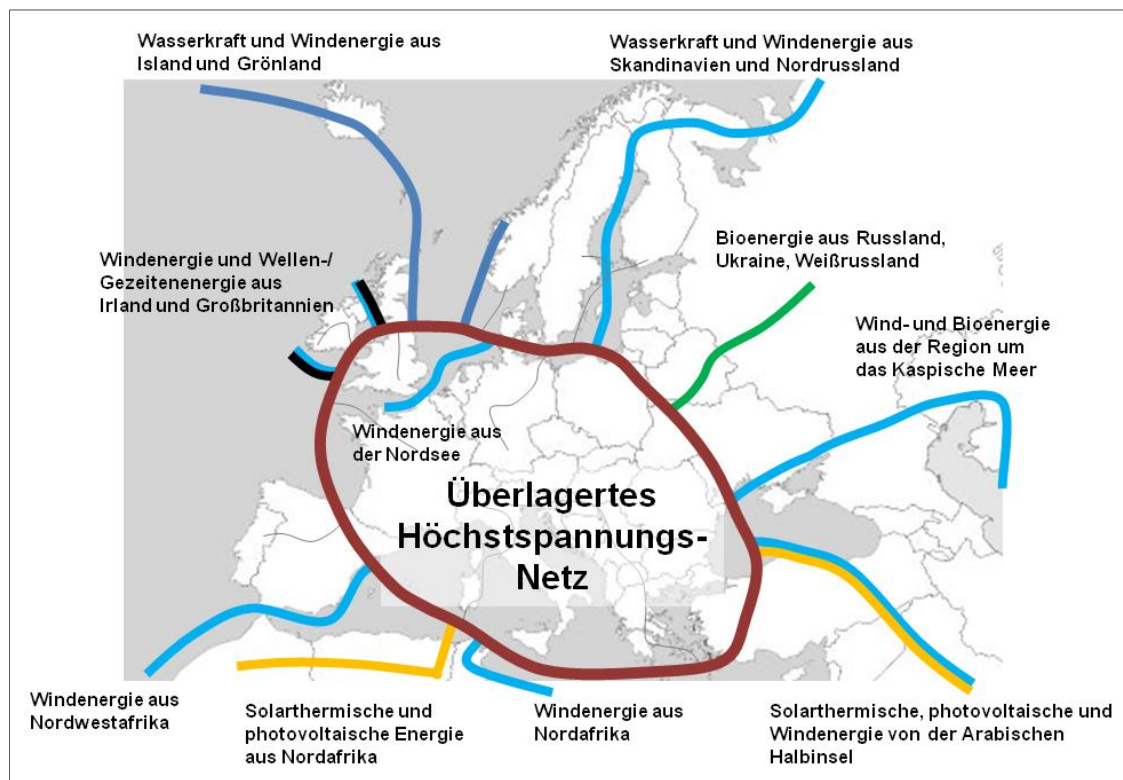


Abbildung 70 Skizze eines überlagerten Netzes in und um Europa zur Integration von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien (beispielhaft als Ringnetz abgebildet)

Gegenstand weiterer Forschungen muss die technische Konzeption des dazu notwendigen überlagerten elektrischen Netzes sein. Neben Konfigurations- und Auslegungsoptionen sind auch Aspekte der Steuerung der Netzinfrastruktur und weiterer Systemelemente (z. B. Einspeiser, steuerbare Lasten, untergelagerte Netzebenen), der Integration in nationale technische und Marktstrukturen sowie die Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungssicherheit auf europäischer und nationaler Ebene zu analysieren.<sup>618</sup> Ein auf weiträumig in und um Europa verteilten Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien basierendes Elektroenergieversorgungssystem kann, im Unterschied zu heutigen Systemen, keine regionale oder nationale Inselnetzbildung und damit keine autonome Versorgung mit elektrischer Energie gewährleisten. Damit einher würden wesentliche Veränderungen im Betrieb und höhere Anforderungen an die Steuerung des Gesamtsystems ge-

---

Matthes subsummiert unter der Infrastruktur u. a. die elektrischen Übertragungs- und Verteilnetze, intelligente dezentrale Netze und CO<sub>2</sub>-Speicher.

<sup>618</sup> Ein möglicher Nachteil eines Ringnetzes könnte die im Vergleich zu einem vermaschten Netz höhere Anfälligkeit gegenüber Naturereignissen oder Terroranschlägen sein. Da diesem überlagerten Übertragungsnetz eine Schlüsselrolle in einem solchen System der Elektroenergieversorgung zukommen würde, sind derartige Aspekte besonders zu beachten.

hen.<sup>619</sup> Zudem erfordert bereits die Planungs- und Investitionsphase eine internationale Kooperation.<sup>620</sup> Insofern wäre die Realisierung des hier skizzierten supra-nationalen Elektroenergieversorgungssystems auch ein Beitrag zur Umsetzung der laufenden politischen Bemühungen in der Europäischen Union zur Etablierung einer europäischen Energiepolitik.

### 8.3. Implikationen der Untersuchungsergebnisse für Deutschland

In Deutschland sollen nach der Richtlinie 2009/28/EG der Europäischen Union im Jahr 2020 Erneuerbare Energien bezogen auf den Bruttoendenergieverbrauch aller Sektoren einen Anteil von 18 % aufweisen. Die Bundesregierung erwartet, dass dieses Ziel noch übertroffen wird.<sup>621</sup> Im Elektroenergiebereich sollen mindestens 30 % aus regenerativen Quellen stammen.<sup>622</sup> Ziel der Bundesregierung ist es, diesen Anteil durch die Nutzung vorhandener nationaler Potenziale zu erreichen. Eine Nutzung der flexiblen Mechanismen zur Nutzung Erneuerbarer Energien außerhalb Deutschlands wird lediglich hinsichtlich potenzieller Zielüberfüllungen angestrebt.<sup>623</sup>

Nach einer Untersuchung im Auftrag der Europäischen Kommission könnten in Deutschland im Jahr 2020 etwa 179 TWh/a elektrische Energie aus Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien stammen.<sup>624</sup> Davon würden ca. 96 TWh/a von WEA (onshore WEA tragen etwa 60 TWh/a dazu bei) und bis zu rund 10 TWh/a von Photovoltaikanlagen eingespeist werden. Nach einer überschlägigen Berechnung wäre damit eine Gesamtleistung von etwa 30 GW onshore WEA, 10,3 GW offshore WEA und von ca. 10,5 GW Photovoltaikanlagen installiert.<sup>625</sup> Insgesamt wären somit Anlagen mit einer Nennleistung von mindestens 50,8 GW mit einer fluktuierenden Einspeisecharakteristik in die bestehenden Netze zu integrieren. Entsprechend der derzeit zu beobachtenden Ausbaudynamik von WEA und PV-Anlagen in Deutschland könnten diese Nennleistungen im Jahr 2020 noch deutlich übertroffen werden.<sup>626</sup> Angesichts einer erwarteten minimalen in-

---

<sup>619</sup> Eine nationale oder sogar weiter unterteilte regionale und damit verteilte Steuerung von Teilbereichen erscheint aufgrund der wesentlichen übergeordneten Strukturmerkmale nicht oder nur mit einem hohen Koordinierungsaufwand möglich. Vielmehr sollte eine internationale Instanz die Betriebsabläufe steuern.

<sup>620</sup> Vgl. dazu auch EK (2010), S. 28 ff. sowie EASAC (2009), S. 19.

<sup>621</sup> Vgl. dazu BMU / BMWI (2010) und BR (2009b).

<sup>622</sup> Vgl. BMU / BMWI (2010) und EEG (2009), § 1 Abs. 2.

<sup>623</sup> Vgl. dazu BR (2009b).

<sup>624</sup> Vgl. CRES (2009b), S. 88 f.

<sup>625</sup> Für onshore WEA wurden durchschnittlich 2.000, für offshore WEA 3.500 und für PV-Anlagen 950 Volllaststunden pro Jahr angenommen.

<sup>626</sup> Zum 31.12.2009 waren in Deutschland WEA mit einer Nennleistung von 25,7 GW installiert (vgl. DEWI (2010)). Ein Ausbau um lediglich 4,3 GW onshore innerhalb von 11 Jahren ist sehr unwahrscheinlich. Vielmehr könnten im Jahr 2020 nach Ansicht des Verfassers WEA mit bis zu 40 GW Nennleistung in Betrieb sein. Auch sind offshore Windenergieprojekte in deutschen Küstengewässern mit deutlich mehr als 10 GW Nennleistung bereits genehmigt oder in Planung (vgl. DENA (2010a)). Schließlich waren zum 31.12.2009 bereits PV-Anlagen mit mindestens ca. 9 GW Nennleistung installiert (vgl. Knoll / Podewils (2009), BNA (2010b) und BMU (2010)). Die Zielstel-

ländischen Last im Jahr 2020 von ca. 38 GW werden damit verstärkt Zeiten auftreten, in denen die angebotene Leistung in Deutschland nicht nachgefragt wird.<sup>627</sup> Bei einem weiteren Ausbau von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien über die Zielstellung des Jahres 2020 hinaus wird sich dieses nationale Ungleichgewicht weiter verschärfen.

Aufgrund dieser Herausforderungen, kurzfristig weitere Anlagen zur Nutzung fluktuierender Erneuerbarer Energien in die nationalen Systeme der Elektroenergieversorgung zu integrieren sowie langfristig der Realisierung der in der vorliegenden Arbeit analysierten Potenziale des weiträumigen Ausgleichseffekts der Windenergie ist eine verstärkte Zusammenarbeit in Europa und darüber hinaus sinnvoll und notwendig.

So kann bspw. der Ausbau der Netzinfrastruktur in Deutschland zunächst die Integration zusätzlicher Anlagen unterstützen.<sup>628</sup> Im europäischen Kontext könnte eine davon abweichende Konfiguration, z. B. in Form von Teilabschnitten eines überlagerten Übertragungsnetzes, jedoch langfristig technisch und ökonomisch vorteilhafter sein. Deshalb sind europäische Initiativen zum beschleunigten Ausbau grenzüberschreitender Übertragungsnetze<sup>629</sup> sowie zur koordinierten Planung und Entwicklung zukünftiger Netze<sup>630</sup> wichtige Schritte, nationale Fokussierungen aufzuheben. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Verband ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) organisiert, um diese Herausforderungen zu bewältigen. Auch in ihrem eigenen wirtschaftlichen Interesse führen sie abgestimmte länderübergreifende Netzentwicklungsplanungen durch, um mögliche Fehlinvestitionen zu vermeiden.<sup>631</sup>

#### **8.4. Abbildung der entwickelten Methoden in Energiesystemmodellen**

Die in dieser Arbeit vorgestellten Untersuchungen und Lösungsoptionen zum weiträumigen Ausgleichseffekt der Windenergie sowie zu ausgewählten Erneuerbare Energien Hybridkraftwerken können hinsichtlich ihrer Vorteilhaftigkeit gegenüber anderen Alternativen ohne ein umfassendes Energiesystemmodell nicht abschließend bewertet und eingeordnet werden. In einem solchen Modell sind die gesamte Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft, die relevanten Umfeldbedingungen, Optionen und Restriktionen innerhalb der Systemgrenzen (z. B. der Elektroenergiewirtschaft in Europa) sowie die Austauschbeziehungen zu angrenzenden Bereichen abzubilden, um mittels eines Optimierungsansatzes bspw. die kostenminimale Erfüllung aller damit verbundenen Zielstellungen zu ermitteln.

---

lung der Bundesregierung zum weiteren Ausbau der Photovoltaik geht von einem jährlichen Zubau von etwa 3,5 GW/a aus (vgl. BMU (2010)).

<sup>627</sup> Vgl. dazu die determinierte Netzlast (ohne Pumpspeicherleistung) nach DENA (2005), S. 102.

<sup>628</sup> Vgl. DENA (2010b) und DUH (2010), S. 55 ff.

<sup>629</sup> Vgl. EK (2007c).

<sup>630</sup> Vgl. EK (2008b).

<sup>631</sup> Vgl. dazu z. B. den den Entwurf des Zehnjahres-Netzentwicklungsplans der ENTSO-E vom 01.03.2010 (ENTSO-E (2010)).

Energiesystemmodelle stellen vereinfachte und auf das Wesentliche reduzierte Abbildungen komplexer realer Systeme dar. Sie sollen die Anwender dabei unterstützen, das Verständnis für die Struktur und das Verhalten der abgebildeten realen Systeme zu vertiefen.<sup>632</sup> Im Unterschied z. B. zu Einsatzplanungsmodellen sollen strategische Energiesystemmodelle mögliche langfristige Entwicklungen des Energiesystems und daraus folgende Konsequenzen quantitativ antizipieren. Durch diese Beschreibung potentieller zukünftiger Entwicklungen können heute zu treffende Entscheidungen rational fundiert werden.

Energiesystemmodelle können auf unterschiedlichen Methoden und Ansätzen basieren. Am weitesten verbreitet ist dabei die Verwendung der linearen Programmierung.<sup>633</sup> Die in der vorliegenden Arbeit entwickelten Modelle, z. B. zum weiträumigen Ausgleichseffekt der Windenergie, bilden im Gegensatz dazu nicht-lineare Zusammenhänge ab. Eine direkte Integration in lineare Energiesystemmodelle ist bereits aus diesem Grund häufig nur mit Einschränkungen möglich.

Nach Möst / Fichtner (2009) muss der zusätzlich zu erzielende Nutzen den Aufwand der Entwicklung und der Anwendung von umfassenden Modellen zur Energiesystemanalyse rechtfertigen. Zukünftige, vorwiegend auf Erneuerbaren Energien basierende, Versorgungsstrukturen zur Bereitstellung elektrischer Energie haben dabei die natürlichen Charakteristiken dieser Energieträger und der grundlegenden Wandlungstechnologien sachgerecht abzubilden. Zudem sollte die Vielfalt möglicher technologischer Entwicklungen berücksichtigt werden.

Da die Variabilität der Windenergieeinspeisung bereits im Stundenbereich signifikant ist, muss ein integriertes Energiesystemmodell eine entsprechend hohe zeitliche Auflösung aller Bereitstellungsoptionen und Nachfragesektoren aufweisen. Zudem ist die Abbildung von lediglich typisierenden zeitlichen Einspeiseverläufen aus WEA im Hinblick auf den stochastischen Charakter des Windenergieangebots und damit die weitgehende Unkorreliertheit mit dem zeitlichen Verlauf der Nachfrage nicht geeignet, mögliche Systemzustände vollständig zu modellieren.

Somit bieten sich grundsätzlich zwei Lösungen zur Abbildung fluktuierender Erneuerbarer Energien in Energiesystemmodellen an. Einerseits kann ein zeitlich hoch aufgelöstes Modell, welches zur Generierung stochastischer Einspeiseverläufe Simulationsalgorithmen verwendet, auf sehr leistungsfähigen Rechnerinfrastrukturen ausgeführt werden, um die Einschränkungen aufgrund unangemessen hoher Rechenzeiten zu verringern.<sup>634</sup> Derartige Rechnersysteme werden heute bereits zur Wettervorhersage, zur Berechnung von Klimamodellen oder für weitere wissenschaftliche Anwendungen eingesetzt.

Andererseits kann die Aufteilung des Energiesystemmodells in mehrere spezifische Module und deren ggf. parallele sowie iterierende Ausführung auch auf Ar-

---

<sup>632</sup> Vgl. Voß / Geißler (1981).

<sup>633</sup> Vgl. dazu Möst / Fichtner (2009), S. 20 sowie Krey (2006), S. 11.

<sup>634</sup> Am KIT in Karlsruhe wurde dazu im Jahr 2009 ein gemeinnütziger Verein „EnSoC Energy Solution Center“ gegründet. Dieser betreibt u. a. hochleistungsfähige Rechnersysteme (HPC High Performance Computing). In diesem Rahmen sollen auch neue IT-basierte Verfahren und Lösungen zu vielen Fragestellungen entlang der Wertschöpfungskette der Energiebereitstellung bearbeitet werden.



beitsplatzrechnern innerhalb akzeptabler Zeiträume zu Ergebnissen führen.<sup>635</sup> Die in der vorliegenden Arbeit beschriebenen Optimierungsmodelle zur Quantifizierung des natürlichen Ausgleichseffekts weiträumig verteilter WEA (WIND-SMOOTH und WIND-COVER) können derartige spezialisierte Module im Rahmen des zweiten Ansatzes darstellen. Ein übergeordnetes Langfristmodell zur Ermittlung der Zusammensetzung des kostenminimalen Portfolios von Anlagen zur Bereitstellung elektrischer Energie (z. B. die am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion IIP Karlsruhe des KIT permanent weiterentwickelte PERSEUS-Modellfamilie<sup>636</sup>) könnte die nationalen oder regional weiter detaillierten Gesamtnennleistungen von WEA sowie die abzudeckenden Nachfragen ermitteln und als Eingangsdaten (Startbedingungen) für diese Module übergeben. Unter Berücksichtigung weiterer Randbedingungen (z. B. von beschränkten grenzüberschreitenden Übertragungsnetzkapazitäten oder regionalen technischen Ausbaupotenzialen der Windenergienutzung) ermitteln diese Module auf Basis von durch Simulationen berechneten Zeitreihen der Windenergieeinspeisung für ausgewählte Stützjahre die damit abgedeckte Nachfrage, die Zeitreihe der verbleibenden Restnachfrage sowie die nicht zeitgleich nachgefragte elektrische Energie aus den WEA. Nach einer Transformation der Ergebnisse auf die zeitliche Detaillierung des Langfristmodells werden sie diesem übergeben und damit ein weiterer Modelllauf durchgeführt. In einem iterativen Verfahren werden die Modelle solange angewendet, bis sich ein Gesamtbestand an Einspeiseanlagen ergibt, der sich mit weiteren Modelldurchläufen nicht oder nur noch gering verändert.

Die Kopplung der verschiedenen Modelle über geeignete Datenschnittstellen und wechselseitige Programmsteuerungen stellt dabei eine wesentliche Herausforderung dar. Die notwendige Laufzeit des gekoppelten Modells bis zum Vorliegen einer optimalen Lösung hängt dabei auch von einer geeigneten Wahl der Ausgangsparameter ab. Aufgrund der entscheidenden Bedeutung der zugrunde liegenden Übertragungsnetzinfrastruktur für den Umfang des ausnutzbaren natürlichen Ausgleichseffekts der Windenergie sollte diese in den jeweiligen Modellen detailliert abgebildet werden bzw. selbst Gegenstand der Optimierung sein.<sup>637</sup>

---

<sup>635</sup> Zur Kopplung von Modellen zur Abbildung fluktuierender Windenergie vgl. auch Rosen (2007).

<sup>636</sup> Vgl. dazu Rosen (2007), S. 100.

<sup>637</sup> Vgl. dazu u. a. Groschke et al. (2009a) und Groschke (2008).

## 9. Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass die Integration der fluktuierenden Windenergie in das System der Elektroenergieversorgung eine zentrale Herausforderung der kommenden Jahre ist. Die begrenzte verbleibende Verfügbarkeit fossiler Energieträger, die angestrebte Begrenzung der erwarteten Auswirkungen des Klimawandels und ein global weiter ansteigender Energiebedarf kennzeichnen die sich vollziehende tiefgreifende Umgestaltung der Energiewirtschaft. Langfristig wird die Energieversorgung damit aus heutiger Sicht auf Erneuerbaren Energien basieren. Dazu sind in einer Übergangsphase die bestehenden Systeme schrittweise umzugestalten und dafür zielkonform die jeweils wirtschaftlichsten Handlungsalternativen auszuwählen. Insbesondere die Mitgliedsländer der Europäischen Union haben sich ambitionierte Ziele zum Einsatz Erneuerbarer Energien bereits für das Jahr 2020 gesetzt. Innerhalb dieses nach energiewirtschaftlichen Maßstäben kurzen Zeitraums soll der Anteil regenerativer Energieträger an der Bereitstellung elektrischer Energie von derzeit ca. 21 % (Jahr 2006) auf etwa 37 % ausgebaut werden.

Das globale technische Potenzial der Windenergie übersteigt die Nachfrage nach elektrischer Energie mehrfach. Dessen Nutzung setzt in technischer und ökonomischer Hinsicht jedoch die Berücksichtigung der prägenden natürlichen Charakteristik des Windenergieangebots, der zeitlichen und räumlichen Fluktuationen, voraus. Eine Vielzahl wissenschaftlicher Untersuchungen beschäftigt sich mit ausgewählten Aspekten der Nutzung und Systemintegration Erneuerbarer Energien. Die Integrationsaufgabe geht, wie im Rahmen einer umfassenden Systematisierung in dieser Arbeit gezeigt wird, dabei deutlich über die elektrische Netzingegration hinaus. Mit einem steigenden Anteil der Windenergie an der Elektroenergiebereitstellung entsteht hinsichtlich weiterer technischer, wirtschaftlicher aber auch soziokultureller Faktoren ein weitreichender Anpassungsbedarf.

Die fluktuierende Einspeisecharakteristik, die demnach als das wesentliche Hemmnis einer ausgeweiteten Nutzung der Windenergie betrachtet werden kann, kann durch geeignete technische Lösungsansätze gezielt verringert werden. Mit einer zunehmend weiträumigen Verteilung elektrisch restriktionsfrei miteinander verbundener Windenergieanlagen nimmt die zeitliche Variabilität einer aggregierten Windenergieeinspeisung auch in größeren Zeitabschnitten ab. Dagegen ist bei sich in räumlicher Nähe befindenden Windenergieanlagen lediglich ein Ausgleich von Fluktuationen einer kurzen Dauer, z. B. von Windböen, möglich. Die modellgestützte Quantifizierung des natürlichen weiträumigen Ausgleichseffekts der Windenergie bei einer optimalen Standortauswahl auf Basis räumlich und zeitlich konsistenter Daten stellt einen neuen, eigenständigen Beitrag der vorliegenden Untersuchung zur energiewirtschaftlichen Forschung dar. Dazu wurden zwei Optimierungsmodelle unter Verwendung von Methoden der Nichtlinearen Programmierung in der Entwicklungsumgebung GAMS erstellt. Das Modell WIND-SMOOTH ermöglicht die Untersuchung der Verstetigung von Zeitreihen der Summeneinspeisung auszuwählender Standorte von WEA. Im Unterschied dazu kann mit dem Modellansatz WIND-COVER die minimale absolute Abweichung von Zeitreihen der Summeneinspeisung auszuwählender Standorte von

WEA von einer vorgegebenen, ebenfalls fluktuierenden Zeitreihe, z. B. der elektrischen Last in einer bestimmten Region, analysiert werden.

Die Berechnungsergebnisse mit dem Modell WIND-COVER verdeutlichen, dass in ausgewählten Szenarien auf Basis einer zeitlichen Auflösung der verwendeten Zeitreihen von sechs Stunden die derzeitige Nachfrage nach Elektroenergie innerhalb des UCTE-Netzgebietes (Jahr 2006) durch weiträumig in der zugrunde liegenden Untersuchungsregion (Europa und angrenzende Regionen) verteilte WEA zeitgleich zu über 90 % gedeckt werden könnte. Die nicht nachgefragte elektrische Energie der WEA-Cluster ist in den meisten Untersuchungsfällen geringer als 10 % des Einspeisungspotenzials. Die Verwendung verschiedener Windverhältnisse von unterschiedlichen Jahren der zugrunde liegenden langjährigen Datenreihen sowie die alternative Berücksichtigung von zusätzlichen Nebenbedingungen im Optimierungsmodell bestätigen die relative Robustheit der Berechnungsergebnisse. Die verbleibende Abweichung der Einspeisung der WEA-Cluster von der zeitgleichen elektrischen Last kann bspw. durch den Einsatz von zusätzlicher Reserveleistung und den Abruf von Ausgleichsenergie, den Einsatz von Einspeisemanagementsystemen bezüglich der WEA-Cluster oder von Speichereinrichtungen ausgeglichen werden.

Damit könnte eine zukünftige Elektroenergieversorgung Europas durchaus auf der fluktuierenden Windenergie basieren. Neben der Nutzung des natürlichen Angebots der Windenergie an den Standorten, die ein besonders hohes und damit häufig auch kostengünstig zu erschließendes Potenzial aufweisen, bietet die weiträumige Verteilung von Windenergieanlagen den Schlüssel zur Nutzung des untersuchten Ausgleichseffekts. Die entscheidende Voraussetzung dafür ist ein leistungsfähiges, transeuropäisches elektrisches Übertragungsnetz, das neben der reinen Anbindung der WEA-Cluster aufgrund seiner Topologie und der sich einstellenden Lastflüsse diesen Ausgleich gewährleisten kann. Für ein zukünftig auf verteilten Einspeisungsanlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien aufbauendes System hat die Komponente Übertragungsnetz eine zentrale Stellung. Die Modellierung und Analyse geeigneter Netzstrukturen sollte deshalb Gegenstand weiterführender Untersuchungen sein.

Eine Vorhaltung der notwendigen Reserveleistung kann u. a. durch die in der Arbeit beschriebenen und analysierten Erneuerbare Energien Hybridkraftwerke erfolgen. Gerade da Windenergieanlagen in Mitteleuropa aufgrund der hohen Korrelation der zeitlichen Einspeiseverläufe untereinander bzw. auch im Vergleich zu unmittelbar angrenzenden Regionen nur einen untergeordneten Beitrag zur Erzielung des Ausgleichseffekts der Windenergie leisten, könnte deren koordinierter Betrieb mit Anlagen zur Nutzung weiterer Erneuerbarer Energien sowie mit Speichereinrichtungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen herangezogen werden. Die für die Arbeit weiterentwickelten Modelle von Windenergie-Bioenergie-Hybridkraftwerken (WIND-HyMeth) und von Compressed Air Wind Energy Power Plants (CA-WEPP) bestätigen deren prinzipielle Funktionsfähigkeit in unterschiedlichen Betriebsweisen. Diese Ansätze stellen damit ebenfalls mögliche Optionen zur Integration der fluktuierenden Windenergie dar. Die dafür notwendigen Komponenten sind heute weitgehend marktverfügbar. Die für das Jahr 2020 berechneten spezifischen Bereitstellungskosten der Erneuerbare Energien Hybridkraftwerke liegen, v. a. aufgrund hoher Investitionen und Kosten für Bio-

energieträger, mit ca. 7,5 bis 17,1 ct/kWh (Modell WIND-HyMeth) bzw. 20,8 bis 31,8 ct/kWh (Modell CA-WEPP) voraussichtlich über denen der Einspeisung aus Kraftwerken, die fossile Energieträger nutzen. In möglichen energiewirtschaftlichen Szenarien mit weiter steigenden Preisen fossiler Energieträger verbunden mit hohen Emissionsminderungszielen kann sich jedoch auch eine wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit dieser untersuchten Optionen einstellen.

Bei der Bestimmung der spezifischen Gestehungskosten elektrischer Energie aus Windenergieanlagen ist die Variabilität der Windenergie zu berücksichtigen. Dazu wurde ein Monte-Carlo Simulationsansatz (WIND-URA) basierend auf einem detaillierten Cashflow-Modell erarbeitet. Die Ergebnisse zeigen, dass die spezifischen Gestehungskosten von WEA bei Berücksichtigung typischer Finanzierungsformen (Projektfinanzierungen) und von Schwankungen der Windenergieerträge zwischen einzelnen Betriebsjahren innerhalb des Untersuchungszeitraums ansteigen. Vereinfachende statische Modellansätze unter Betrachtung lediglich eines durchschnittlichen Betriebsjahres können diese charakteristischen Eigenschaften der Windenergienutzung nicht abbilden.

Neben einer gezielten Verringerung der natürlichen Fluktuationen der Windenergieeinspeisung kann ergänzend die zeitliche Flexibilisierung der Nachfrage nach Elektroenergie bei bestehenden aber auch neuen Anwendungen die Integrationsaufgabe unterstützen. So kann bspw. eine zukünftig ausgeweitete Elektromobilität in Verbindung mit einer ohnehin als notwendig erachteten gesteuerten Aufladung und Rückspeisung elektrischer Energie die (verbleibende) Variabilität des Angebots gezielt nutzen. In einem marktwirtschaftlich organisierten System sollte dabei dem Preis die zentrale Koordinationsaufgabe zufallen. Dazu ist jedoch eine tiefere Markteinbindung aller Akteure, der Anbieter sowie der Nachfrager, insbesondere hinsichtlich der Quantität und der Häufigkeit ihrer Handelsaktivitäten notwendig. Dazu könnte die Weiterentwicklung der Funktionen von Energiehändlern hin zu „Energie-Intermediären“ ein geeignetes Instrument sein. Individuelle steuerbare Nachfrageprozesse könnten durch diese gebündelt und den vergleichsweise großvolumigen Angeboten an den Märkten gegenübergestellt werden. Unterstützt werden sollte diese Aufgabe durch eine umfassende Informations- und Kommunikationsinfrastruktur, die eine transparente Erfassung der aktuellen und erwarteten Betriebszustände und Bedarfe einerseits und eine Steuerung zeitlich flexibler Nachfrageprozesse andererseits ermöglicht.

Für die Regionen innerhalb und außerhalb Europas, in denen zur Nutzung der vorhandenen natürlichen Potenziale und des Ausgleichseffekts die jeweiligen WEA-Cluster errichtet werden könnten, stellen diese auch interessante wirtschaftliche Entwicklungsperspektiven dar. Die bislang nicht oder nur in sehr geringem Umfang genutzte Ressource Wind könnte zukünftig einen wichtigen volkswirtschaftlichen Beitrag in diesen Ländern, z. B. in Nordafrika oder auf der Arabischen Halbinsel, leisten. Aufgrund einer vorteilhaften stärker diversifizierten räumlichen Struktur der Elektroenergieversorgung Europas würde zudem die Versorgungssicherheit steigen, da technische oder politisch motivierte Lieferunterbrechungen in einzelnen Regionen zu kompensieren wären. Durch eine zusätzliche technologische Diversifizierung mit Anlagen zur Nutzung der Sonnenenergie, der Geothermie und weiterer Erneuerbarer Energien können zudem

mögliche meteorologische Risiken, die sich bspw. aus dem Klimawandel ergeben könnten, verringert werden.

Die vorliegende Dissertationsschrift liefert neben den dargestellten Untersuchungsergebnissen grundlegende Methoden, Beschreibungen und Lösungsoptionen für weiterführende insbesondere systemanalytische Forschungsarbeiten. Gestützt auf die Ergebnisse könnte aus Sicht des Verfassers das zukünftige System der Elektroenergieversorgung Europas in nachhaltiger Weise maßgeblich auf lediglich einem fluktuierenden regenerativen Energieträger, der Windenergie, basieren. Werden darüber hinaus die Potenziale weiterer Erneuerbarer Energien sowie der Flexibilisierung von aktuellen und zukünftigen Nachfrageprozessen genutzt, so könnte damit eine nachhaltige Energieversorgung vieler Sektoren der Energiewirtschaft auch bei einem weiter ansteigenden Bedarf sichergestellt werden. Die ökonomische Vorteilhaftigkeit eines solchen Systems hängt dabei im Wesentlichen von den zugrunde liegenden energie- und umweltpolitischen Zielstellungen ab. Die damit verbundenen technischen Herausforderungen sind dagegen mit bereits heute verfügbaren Technologien zu bewältigen.

**Literaturverzeichnis**

- Adloff (2008):** Adloff, S.: Netzmessungen an Windenergieanlagen, Verlag Dr. Müller, Saarbrücken, 2008.
- Albers (2007):** Albers, H.: EEG-Novelle 2007/2008 – Position der Windenergie, Präsentation aus der Foliensammlung des Bundesverbandes Windenergie e.V., verfügbar online unter <http://www.wind-energie.de>, letzter Abruf am 10.10.2007, Berlin, 2007.
- Altmann et al. (2001):** Altmann, M.; Gaus, S.; Landinger, H. et al.: Wasserstoff-erzeugung in offshore Windparks, Killer-Kriterien, grobe Auslegung und Kostenabschätzung, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, 2001.
- Altmann et al. (2005):** Altmann, T.; Carmel, Y.; Guetta, R. et al.: Assessment of an Energy Tower potential in Australia using a mathematical model and GIS, in: Solar Energy, Vol. 78, Issue 6 (2005), pp. 799 - 808, Elsevier, Amsterdam, 2005.
- Altmann et al. (2007):** Altmann, T.; Guetta, R.; Zaslavsky, D.: Evaluation of the potential of electricity by using technology of Energy Towers for the Middle East and India-Pakistan, Israel Institute of Technologie, Haifa, 2007.
- Apfel (2001):** Apfel, S.: Stranded Costs - Theory and application to european electricity companies, Vortrag auf der 2. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien vom 21.-23. Februar 2001, IEWT 2001 Strategien und Instrumente für den Wettbewerb in der Energiewirtschaft, Wien, 2001.
- Archer / Caldeira (2008):** Archer, C. L.; Caldeira, K.: Atlas of high altitude wind power, Carnegie Institute for Science, Standford, 2008.
- Archer / Caldeira (2009):** Archer, C. L.; Caldeira, K.: Global Assessment of High-Altitude Wind Power, in: Energies, Vol. 2, Issue 2 (2009), pp. 307 – 319, MDPI, Basel, 2009.
- Archer / Jacobson (2005):** Archer, C. L.; Jacobson, M. Z.: Evaluation of global wind power, in: Journal of Geophysical Research, Vol. 110, Issue 12 (2005), D12110, pp. 1 – 20, American Geophysical Union, Washington, D. C., 2005.
- Archer / Jacobson (2007):** Archer, C. L.; Jacobson, M. Z.: Supplying Baseload Power and Reducing Transmission Requirements by Interconnecting Wind Farms, in: Journal of Applied Meteorology and Climatology, Vol. 46, Nov. 2007, pp. 1701 – 1717, American Meteorological Society, Boston, 2007.
- ASUE (2007):** Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: Bioerdgas - Regenerative Energie mit Zukunft, Kaiserslautern, 2007.
- Atherton et al. (2009):** Atherton, P.; Simms, A. M.; Savvantidou, S. et al.: New Nuclear – The Economics Say No, Report der Citigroup Global Markets vom 09.11.2009, London, 2009.
- Auer et al (2005a):** Auer, H.; Huber, C.; Stadler, M. et al.: Modellierung von Kraftwerksbetrieb und Regelenergiebedarf bei verstärkter Einspeisung von Windenergie in verschiedene Energiesysteme unter Berücksichtigung des Lastmanagements, Endbericht, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Technischen Universität Wien, Wien, 2005.
- Auer et al. (2005b):** Auer, H.; Obersteiner, C.; Weissensteiner, L. et al.: Guiding a least cost grid integration of RES-electricity in an extended Europe, Deliverable 5a - System Operation Cost and Grid Reinforcement/Extension Cost Allocated to Large-Scale RES-E Integration, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Technischen Universität Wien, Wien, 2005.
- Auer et al. (2006):** Auer, H.; Huber, C.; Stadler, M. et al.: Systemmodell zur Optimierung der Integration von Windenergieanlagen in Österreich und Deutschland, Abschlussbericht, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2006.

- Auer et al. (2007):** Auer, H.; Obersteiner, C.; Prügler, W. et al.: Action Plan - Guiding a Least Cost Integration of RES-Electricity in an extended Europe, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Technischen Universität Wien, Wien, 2007.
- Augsten (2007):** Augsten, E.: Gemeinsam stark, in: Zeitschrift Sonne, Wind und Wärme, 31. Jahrgang, Heft 11 (2007), S. 38 – 40, Bielefelder Verlag, Bielefeld, 2007.
- Back (2007):** Back, M.: Hybridkraftwerk Neuried – Innovative Verbindung aus Tradition und Moderne, online verfügbar unter <http://www.drilltec.de>, letzter Abruf am 30.07.2008, Deggendorf, 2007.
- Bader (2009):** Bader, S.: Klima und Wasserkreislauf, Skript Klima, Geographisches Institut der Universität Zürich, online verfügbar unter <http://www.meteoschweiz.admin.ch/nccr/users/bader-unizh>, letzter Abruf am 28.07.2009, Zürich, 2009.
- Banschbach (2003):** Banschbach, V.: Einflussgrößen des Energieverbrauchs - Eine empirische Analyse für Deutschland, Diplomarbeit vorgelegt an der Universität Heidelberg, Heidelberg, 2003.
- Bartelt (2007):** Bartelt, H.: Energie-Konsortium startet Projekt für „Regenerative Modellregion Harz“, Pressemitteilung, online verfügbar unter [http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/Regenerativ\\_Kraftwerk\\_Harz.pdf](http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/Regenerativ_Kraftwerk_Harz.pdf), letzter Abruf am 23.11.2007, Bonn, 2007.
- Barthel et al. (2006):** Barthel, C.; Bunse, M.; Irrek, W. et al.: Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen, Kurzfassung des Berichts zur Untersuchung im Auftrag der E.ON AG, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal, 2006.
- Barthelmie et al. (2008):** Barthelmie, R. J.; Frandsen, S. T.; Rathmann, O. et al.: Flow and wakes in large wind farms in complex terrain and offshore, proceedings of the EWEC 2008, online verfügbar unter <http://www.ewec2008proceedings.info/>, letzter Abruf am 18.02.2010, Brüssel, 2008.
- BayLfL (2004):** Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft: Biogasausbeuten verschiedener Substrate, online verfügbar unter <http://www.lfu.bayern.de/ilb/technik/>, letzter Abruf am 23.11.2007, Freising-Weihenstephan, 2004.
- BayLfL (2007):** Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft: Biogashandbuch Bayern, Kapitel 1, online verfügbar unter <http://www.lfu.bayern.de>, Stand Dezember 2004, aktualisiert 2007, letzter Abruf am 26.11.2007, Freising-Weihenstephan, 2007.
- BDEW (2009):** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Deutscher Strom- und Gasverbrauch ist gesunken, Pressemitteilung vom 06.11.2009, online verfügbar unter <http://www.bdew.de>, letzter Abruf am 19.11.2009, Berlin, 2009.
- BDEW (2010):** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: EEG-Monatsprognosen und vorläufige Ist-Werte 2009, EEG-Windenergie-Einspeisung Januar bis Dezember 2009, online verfügbar unter [http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_Archiv\\_Prognosedaten\\_und\\_vorlaeufige\\_Ist-Werte\\_2009](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Archiv_Prognosedaten_und_vorlaeufige_Ist-Werte_2009), Stand 08.01.2010, letzter Abruf am 12.02.2010, Berlin, 2010.
- Becher (2007):** Becher, M.: Entwicklung eines Kennzahlensystems zur Vermarktung touristischer Destinationen, Deutscher Universitäts-Verlag, Wiesbaden, 2007.
- Becker (2009):** Becker, O. O.: Above Zero, Hatje Cantz Verlag, Ostfildern, 2009.
- Bentamy et al. (2003):** Bentamy, A.; Katsaros, K. B.; Mestas-Nunez, A. M. et al.: Satellite Estimates of Wind Speed and Latent Heat Flux over the Global Oceans, in: Journal of Climate, Vol. 16, Issue 15, 02.2003, pp. 637 – 656, American Meteorological Society, Boston, 2003.
- Bergström (2004):** Bergström, H.: Higher-order closure meso-scale modeling for wind resource estimates in Sweden, Proceedings of EWEC 2004, 22.-25.11.2004, online verfügbar unter <http://www.2004ewec.info>, letzter Abruf am 01.11.2008, London, 2004.

- Beyer et al. (1998):** Beyer, H. G.; Heinemann, D.; Mellinghoff, H. et al.: Vorhersage der regionalen Leistungsabgabe von Windkraftanlagen, Vortrag auf der Deutschen Windenergie-Konferenz 1998, Tagungsband, S. 57 – 60, Wilhelmshaven, 1998.
- BGR (2009):** Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Kurzstudie 2009, Hannover, 2009.
- Biechele (2000):** Biechele, P.: Stochastische Simulation der dreidimensionalen Turbulenz, Dissertationsschrift vorgelegt an der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg i. Br., Freiburg i. Br., 2000.
- Bitsch et al. (2002):** Bitsch, R.; Aumayr, G.; Feldmann, W.: Virtuelle Kraftwerke – Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen, in: etz, 123. Jg., Heft 9 (2002), S. 2 – 9, VDE Verlag, Berlin, 2002.
- Bitsch et al. (2004):** Bitsch, R.; Gjardy, G.; Woldt, T.: Systemintegration großflächig verteilter dezentraler Energieerzeugungen großer Leistungen, in: ew - das magazin für die energiewirtschaft, 103. Jg., Heft 26 (2004), S. 42 - 49, EW Medien und Kongresse, Frankfurt am Main, 2004.
- Bitsch et al. (2005):** Bitsch, R.; Gjardy, G.; Woldt, T.: Systemintegration großflächig verteilter dezentraler Energieerzeugungen kleiner Leistungen, in: ew - das magazin für die energiewirtschaft, 104. Jg., Heft 1-2 (2005), S. 58 - 60, EW Medien und Kongresse, Frankfurt am Main, 2005.
- Bitsch (2008):** Bitsch, R.: Konzeption eines Hybridkraftwerkes auf Basis Erneuerbarer Energien, in: Schwarz, H.; Bitsch, R.; Fichtner, W.: Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg, Schlussbericht, online verfügbar unter [http://www.mwe.brandenburg.de/media\\_fast/bb2.a.5599.de/Netzstudie\\_erneuerbarer\\_Energien\\_Schlussbericht.pdf](http://www.mwe.brandenburg.de/media_fast/bb2.a.5599.de/Netzstudie_erneuerbarer_Energien_Schlussbericht.pdf), letzter Abruf am 26.04.2010, S. 33 – 48, Potsdam, 2008.
- BLACKSTONE (2008):** BLACKSTONE group: Press release - Blackstone Group Announces Partnership to Build and Manage 400MW Offshore Wind Farm in Germany, online verfügbar unter <http://www.blackstone.com>, letzter Abruf am 11.03.2009, New York, 2008.
- BMU (2006a):** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft, Berlin, 2006.
- BMU (2006b):** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Nationaler Allokationsplan 2008 – 2012 für die Bundesrepublik Deutschland, Berlin, 2006.
- BMU (2007):** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Hintergrundpapier Klimaagenda 2020 - Der Umbau der Industriegesellschaft, Berlin, 2007.
- BMU (2010):** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Kabinett stimmt neuer Vergütung für Solarstrom zu, Pressemitteilung vom 03.03.2010, online verfügbar unter <http://www.bmu.de>, letzter Abruf am 11.03.2010, Berlin, 2010.
- BMU / BMWI (2010):** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 2010.
- BNA (2008):** Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Eckpunkte der Ausgestaltung der Öffnung des Marktsegments EEG-Veredlung, Positionspapier, Bonn, 2008.
- BNA (2010a):** Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zum Einsatz von Regenergie, Aktenzeichen BK6-08-111, Bonn, 2010.



- BNA (2010b):** Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen für das Jahr 2010, Datenmeldungen Januar – September 2009 sowie Oktober und November 2009, online verfügbar unter <http://www.bundesnetzagentur.de/>, letzter Abruf am 11.03.2010, Bonn, 2010.
- BNA (2010c):** Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Konsultationspapier vom 29.07.2010, Bonn, 2010.
- Bode / Groscurth (2010):** Bode, S.; Groscurth, H.: Über neues Marktdesign Investitionsanreize in der Stromwirtschaft schaffen, in: et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60. Jg., Heft 6 (2010), Vorabdruck des Artikels online verfügbar unter <http://www.et-energie-online.de>, letzter Abruf am 18.06.2010, ETV Energieverlag, Essen, 2010.
- Bofinger et al. (2007):** Bofinger, S.; Dekorsy, S.; Hoyer-Klick, C. et al.: ENVISOLAR Space-based environmental information for solar energy industries, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. - Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum, Oberpfaffenhofen, 2007.
- BOGE (2004):** BOGE Kompressoren: Druckluft Kompendium. 6. Aufl., Darmstadt, Hoppenstedt, Darmstadt, 2004.
- Bohenschäfer et al. (2005):** Bohenschäfer, W.; Fröhlich, N.; Lindner, K. et al.: Risiken bei Energierohstoffen, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig, 2005.
- Bömer / Burges (2008):** Bömer, J.; Burges, K.: Verbesserte Netzintegration von Windenergieanlagen im EEG 2009, Untersuchung im Auftrag des BMU, Abschlussbericht, Köln, 2008.
- Bortz / Döring (2006):** Bortz, J.; Döring, N.: Forschungsmethoden und Evaluation für Human- und Sozialwissenschaftler, Springer, Berlin, 2006.
- Böske (2007):** Böske, J.: Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft, in: Pfaffenberger, W.; Ströbele, W.: Umwelt- und Ressourcenökonomik, Band 25, LIT Verlag, Münster, Berlin, 2007.
- Böttcher (2005):** Böttcher, F.: Statistische Analyse der atmosphärischen Turbulenz und allgemeiner stochastischer Prozesse, Dissertationsschrift vorgelegt an der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Oldenburg, 2005.
- Böttcher / Peinke (2001):** Böttcher, F.; Peinke, J.: Windböen in atmosphärischer Turbulenz, in: DEWI Magazin 19 (2001), Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven, 2001.
- BR (2008):** Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: Sachstand und Eckpunkte zum Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität, Berlin, 2008.
- BR (2009a):** Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: Bericht der Bundesregierung über ein Konzept zur Förderung, Entwicklung und Markteinführung von geothermischer Stromerzeugung und Wärmenutzung, Berlin, 2009.
- BR (2009b):** Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: Schreiben der Bundesregierung vom 21.12.2009 an die Europäische Kommission „Vorausschätzung der Bundesrepublik Deutschland zur Nutzung der flexiblen Kooperationsmechanismen zur Zielerreichung gemäß Art. 4 Abs. 3 der Richtlinie 2009/28/EG“, online verfügbar unter [http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency\\_platform/](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/), letzter Abruf am 05.03.2010, Berlin, 2010.
- Brakelmann (2004):** Brakelmann, H.: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie - Freileitung oder Kabel? Untersuchung im Auftrag des Bundesverband Windenergie e. V., Rheinberg, 2004.
- Brand (2007):** Brand, R.: Variierende Rohstoffpreise und Arbeitskosten – Auswirkungen auf Hersteller und Betreiber von Windenergieanlagen, Vortrag gehalten auf der

- Konferenz der Koordinierungsstelle Windenergie auf der Messe HUSUMwind 2007, Husum, 2007.
- Breuer (2007):** Breuer, T.: Potentiale der Bioenergieerzeugung in der Region, Vortragsunterlagen zum Vortrag ‚Bioenergie - Chancen für den ländlichen Raum‘ gehalten am 28.04.2007 auf der Grenzlandschau in Prüm, Prüm, 2007.
- Bringezu et al. (2009):** Bringezu, S.; Schütz, H.; Schepelmann, P. et al.: Nachhaltige Flächennutzung und nachwachsende Rohstoffe, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamts, Dessau-Roßlau, 2009.
- Brodersen / Nabe (2009):** Brodersen, N.; Nabe, C.: Stromnetze 2020plus, Untersuchung im Auftrag von der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Berlin, 2009.
- Brooke et al. (1998):** Brooke, A.; Kendrick, D.; Meeraus, A.: GAMS User's Guide, The General Algebraic Modeling System, Springer, Berlin, 1998.
- Brückl (2006):** Brückl, O.: Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft, Dissertationsschrift vorgelegt an der Technischen Universität München, München, 2006.
- Büchner et al. (2006):** Büchner, J.; Türkucar, T.; Nick, W. et al.: Bestimmung des regelzoneninternen Regelleleistungsbedarfs für Sekundärregelung und Minutenreserve, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn, 2006.
- Bullough et al. (2004):** Bullough, C.; Gatzen, C.; Jakiel, C. et al.: Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy, in: Proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC 2004, 22.-25. November 2004, online verfügbar unter <http://www.2004ewec.info>, letzter Abruf am 09.12.2008, London, 2004.
- Butler / Neuhoff (2004):** Butler, L.; Neuhoff, K.: Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development, University of Cambridge, Cambridge, 2004.
- BWE (2008):** Bundesverband Windenergie e.V.: Antworten auf die Fragen der Bundestagsfraktionen zur EEG-Anhörung im Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Deutscher Bundestag, Ausschussdrucksache 16(16)393L, Berlin, 2008.
- BWE / ISET (2006):** Bundesverband Windenergie e. V. und Institut für Solare Energieversorgungstechnik: Effizienz der Windenergie - Auszug aus dem Windenergie Report Deutschland 2005, überarbeiteter und ergänzter Sonderdruck des Bundesverbandes Windenergie e.V., Berlin, 2006.
- Byrd et al. (2006):** Byrd, R. H.; Nocedal, J.; Waltz, R. A.: KNITRO - An Integrated Package for Nonlinear Optimization, in: Di Pillo, G.; Roma, M. (Eds.): Large-Scale Nonlinear Optimization, pp. 35 - 59, Springer, New York, 2006.
- Caralis et al. (2009):** Caralis, G.; Rados, K.; Zervos, A.: The benefits from the spatial dispersion of the wind farms in the Greek power supply system, Paper eingereicht zur EWEC 2009, online verfügbar unter <http://www.ewec2009proceedings.info/>, letzter Abruf am 01.03.2010, Marseille, 2009.
- Clausen et al. (2009):** Clausen, N.-E.; Pryor, S. C.; Larsén, X. G. et al.: Are we facing increasing extreme winds in the future? presentation at the EWEC 2009 conference, online verfügbar unter <http://www.ewec2009proceedings.info/>, letzter Abruf am 01.03.2010, Marseille, 2009.
- Corte (2006):** Corte, C.: Numerische Simulation von Seegangs- und Windbelastungen auf Offshore-Windkraftanlagen, Dissertationsschrift vorgelegt an der Technischen Universität Braunschweig, Braunschweig, 2006.
- CRES (2009a):** Center for Renewable Energy Sources of Greece (leading partner): RES2020 Project, Monitoring and Evaluation of the RES directives implementation in EU27 and policy recommendations for 2020, EU27 Synthesis Report (Deliverable

- D.4.2), online verfügbar unter <http://www.res2020.eu>, letzter Abruf am 04.03.2010, Attiki, 2009.
- CRES (2009b)**: Center for Renewable Energy Sources of Greece (leading partner): RES2020 Project, Monitoring and Evaluation of the RES directives implementation in EU27 and policy recommendations for 2020, Analysis of the PanEuropean TIMES results for the EU27 countries, Iceland and Norway (Deliverable D.4.1), online verfügbar unter <http://www.res2020.eu>, letzter Abruf am 11.03.2010, Attiki, 2009.
- Crotogino (2003)**: Crotogino, F.: Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf, Vortrag gehalten auf der Tagung Fortschrittliche Energiewandlung und Technik der VDI-Gesellschaft Energietechnik, Stuttgart, 2003.
- Crotogino / Hamelmann (2007)**: Crotogino, F.; Hamelmann, R.: Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen, in: Tagungsband zum 14. Symposium zur Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund, 2007.
- Csatho et al. (2008)**: Csatho, B.; Schenk, T.; van der Veen, C. J.: Intermittent thinning of Jakobshavn Isbræ, West Greenland, since the Little Ice Age, in: Journal of Glaciology, Vol. 54, No. 184, pp. 131 - 144, International Glaciological Society, Cambridge, 2008.
- Czisch (2000)**: Czisch, G.: Expertise zur möglichen Bedeutung einer EU überschreitenden Nutzung von Wind- und Solarenergie, Forschungsbericht, Institut für Solare Energieversorgungs-technik e. V., Kassel, 2000.
- Czisch (2005)**: Czisch, G.: Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung, Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Kassel, Kassel, 2005.
- Dahlberg (2008)**: Dahlberg, J.-Å.: Wake Effects – VindKraftNet Wake meeting 16th September 2008 at Dong Energy, online verfügbar unter [www.dffv.dk/vindkraftnet.htm](http://www.dffv.dk/vindkraftnet.htm), letzter Abruf am 05.05.2010, Kopenhagen, 2008.
- Dahmen (2007)**: Dahmen, N.: Thermochemische Gaserzeugung aus Biomasse, Vortrag gehalten auf dem Workshop „Perspektiven der Brennstoffzelle“ am 14. März 2007, Berlin, 2007.
- Dany / Haubrich (2000)**: Dany, G.; Haubrich, H.-J.: Anforderungen an die Kraftwerksreserve bei hoher Windenergieeinspeisung, in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg., Heft 12 (2000), ETV Energieverlag, Essen, 2000.
- Deiss (2008)**: Deiss, B.: Die Entstehung von Ebbe und Flut, online verfügbar unter <http://www.astrolink.de/p012/p01206/index.htm>, letzter Abruf am 23.03.2008, Frankfurt am Main, 2008.
- DENA (2005)**: Deutsche Energie-Agentur GmbH: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln, 2005.
- DENA (2008)**: Deutsche Energie-Agentur GmbH: Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030), Berlin, 2008.
- DENA (2010a)**: Deutsche Energie-Agentur GmbH: Internetplattform [www.offshore-wind.de](http://www.offshore-wind.de), Offshore-Projekte in Nord- und Ostsee, online verfügbar unter <http://www.offshore-wind.de>, letzter Abruf am 11.03.2010, Berlin, 2010.
- DENA (2010b)**: Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025 - Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe, Berlin, 2010.
- DESTATIS (2006)**: Statistisches Bundesamt (DESTATIS): Landwirtschaftliche Bodennutzung, Bodennutzung der Betriebe (Landwirtschaftlich genutzte Flächen), Wiesbaden, 2006.

- DEWI (2008):** Deutsches Windenergie-Institut GmbH: WindEnergy-Studie 2008, Studie im Auftrag der Messe Husum WindEnergy und der Messe Hamburg, Wilhelmshaven, Hamburg, 2008.
- DEWI (2010):** Deutsches Windenergie-Institut GmbH: Status der Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2009, Wilhelmshaven, 2010.
- Di Pillo / Palagi (2002):** Di Pillo, G.; Palagi, L.: Nonlinear Programming, in: Pardalos, P. M.; Resende, M. G. C. (Eds.): Handbook of Applied Optimization, pp. 262 – 310, Oxford University Press, New York, 2002.
- Dietz et al. (2007):** Dietz, P.; Rolshofen, W.; Schäfer, G.: Grundlast aus Windstrom, in: IMW - Institutsmitteilung Nr. 32 (2007), Institut für Maschinenwesen der Technischen Universität Clausthal, Arbeitsgemeinschaft Windenergie, Clausthal-Zellerfeld, 2007.
- DiPippo (2008):** DiPippo, R.: Geothermal Power Plants - Principles, Applications, Case studies and Environmental Impact, 2<sup>nd</sup> Edition, Butterworth-Heinemann, Oxford, 2008.
- DIW (2009):** Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.: Die Forschungsabteilung des DIW Berlin Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt - Laufende Projekte, online verfügbar unter [http://sustainableconomics.de/deutsch/das\\_institut/abteilungen/energie\\_verkehr\\_umwelt/forschungsprojekte/26790.html](http://sustainableconomics.de/deutsch/das_institut/abteilungen/energie_verkehr_umwelt/forschungsprojekte/26790.html), letzter Abruf am 26.04.2009, Berlin, 2009.
- Dolezal (2001):** Dolezal, R.: Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke, Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 2001.
- Dornburg et al. (2008):** Dornburg, V.; Faaij, A.; Verweij, P. et al.: Biomass Assessment- Assessment of global biomass potentials and their links to food, water, biodiversity, energy demand and economy, Netherland Environmental Assessment Agency, Bilthoven, 2008.
- Dos Santos Bernardes (2004):** Dos Santos Bernardes, M. A.: Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2004.
- DOTI (2009):** Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG: Das Projekt Alpha Ventus, online verfügbar unter <http://www.alpha-ventus.de>, letzter Abruf am 11.03.2009, Oldenburg, 2009.
- DUH (2010):** Deutsche Umwelthilfe e. V.: Forum Netzintegration Erneuerbare Energien – Plan N – Handlungsempfehlungen an die Politik, Radolfzell, 2010.
- Dunlop (2004):** Dunlop, J.: Modern portfolio theory meets wind farms, in: The Journal of Private Equity, Vol. 7, Issue 2 (2004), pp. 83 – 95, Institutional Investor, Inc. Journal Group, New York, 2004.
- DWV (2009):** Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e. V.: Wasserstoff – Der neue Energieträger, Berlin, 2009.
- E.ON Netz (2001):** E.ON Netz GmbH: Netzanschlussregeln allgemein - Technische und organisatorische Regeln für den Netzanschluss innerhalb der Regelzone der E.ON Netz GmbH, Stand 01.12.2001 (inzwischen mehrfach überarbeitet), Bayreuth, 2001.
- EASAC (2009):** European Academies Science Advisory Council: Transforming Europe's Electricity Supply – An Infrastructure Strategy for a Reliable, Renewable and Secure Power System, London, 2009.
- ECF (2010):** European Climate Foundation: ROADMAP 2050, Report Volume 1 to 3, Den Haag, 2010.
- EEA (2009a):** European Environmental Agency: Europe's onshore and offshore wind energy potential, EEA Technical Report No. 6/2009, Kopenhagen, 2009.
- EEA (2009b):** European Environmental Agency: Transport at a crossroads - TERM 2008 indicators tracking transport and environment in the European Union, EEA Report No. 3/2009, Kopenhagen, 2009.

- EEG (2004):** Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 40, ausgegeben am 31.07.2004, Bonn, 2004.
- EEG (2009):** Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, ausgegeben am 31.10.2008, Inkrafttreten am 01.01.2009, Bonn, 2009.
- E-ENERGY (2009):** E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft, Förderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, online verfügbar unter <http://www.e-energie.info>, letzter Abruf am 23.01.2009, Berlin, 2009.
- Eikmeier et al. (2007):** Eikmeier, B.; Jahn, K.; Bode, S. et al.: Entwicklung der Energieversorgung in Norddeutschland, Untersuchung im Auftrag des Zukunftsrat Hamburg, Hamburg, Bremen, 2007.
- Eisenbeiß / Geyer (2002):** Eisenbeiß, G.; Geyer, M.: Solarenergie aus dem Sonnengürtel, Vortrag auf der DPG-Tagung 2002 in Leipzig, online verfügbar unter [http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE\\_Archiv/DPG-VVE\\_VortragsVerzeichnis-Energie.htm](http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG-VVE_VortragsVerzeichnis-Energie.htm), letzter Abruf am 23.02.2008, Leipzig, 2002.
- EK (2007a):** Europäische Kommission, Direktorat für Energie und Transport: European energy and transport – Trends to 2030 update 2007, Brüssel, 2007.
- EK (2007b):** Europäische Kommission, Direktorat für Wettbewerb: DG Competition Report on energy sector inquiry, Brüssel, 2007.
- EK (2007c):** Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament - Vorrangiger Verbundplan, Bericht KOM(2006) 846 vom 10.01.2007, Brüssel, 2007.
- EK (2008a):** Europäische Kommission: EU energy and transport in figures - Statistical pocketbook 2007/2008, Office for Official Publications of the European Communities, Luxemburg, 2008.
- EK (2008b):** Europäische Kommission: Green Paper – Towards a secure, sustainable and competitive European energy network, Bericht KOM(2008) 782 vom 13.11.2008, Brüssel, 2008.
- EK (2009a):** Europäische Kommission, Direktorat für Energie und Transport: EU energy and transport in figures, Statistical pocketbook 2009, Office for Official Publications of the European Communities, Luxemburg, 2009.
- EK (2009b):** Europäische Kommission, Generaldirektion Umwelt: Policy news - CO<sub>2</sub>-Ausstoß Chinas könnte sich bis 2030 verdoppeln, online verfügbar unter [http://ec.europa.eu/environment/etap/inaction/policynews/390\\_de.html](http://ec.europa.eu/environment/etap/inaction/policynews/390_de.html), letzter Abruf am 06.04.2010, Brüssel, 2009.
- EK (2009c):** Europäische Kommission: Bericht über die Fortschritte bei der Verwirklichung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes, Bericht SEC(2009) 287, Brüssel, 2009.
- EK (2010):** Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach - ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz, Bericht SEK(2010) 1395, 1396 und 1398 vom 17.11.2010, Brüssel, 2010.
- EK (2011):** Europäische Kommission: Communication from the Commission to the European Parliament and the Council - Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target, SEC(2011) 129, 130, 131, Brüssel, 2011.
- Elliott et al. (1986):** Elliott, D. L.; Holladay, C. G.; Barchet, W. R. et al.: Wind Energy Resource Atlas of the United States, Solar Energy Research Institute, Golden, 1986.
- El-Shahat Fayed (2005):** El-Shahat Fayed Abd-El Fattah Mohamed: Uncooled Compressed Air Storage for Balancing of Fluctuating Wind Energy,

- Dissertationsschrift vorgelegt an der Technischen Universität Clausthal, Papierflieger Verlag, Clausthal-Zellerfeld, 2005.
- Emich / Vigerske (2004):** Emich, K.; Vigerske, S.: DONLP2, Vortragsunterlagen, online verfügbar unter <http://www.math.hu-berlin.de/~vigerske/optimierungNLP/donlp2slides>, letzter Abruf am 02.05.2010, Berlin, 2004.
- ENERCON (2009a):** ENERCON GmbH: Windblatt - ENERCON Magazin für Windenergie, Ausgabe 02 / 2009, online verfügbar unter <http://www.enercon.de>, letzter Abruf am 11.02.2010, Aurich, 2009.
- ENERCON (2009b):** ENERCON GmbH: Produktübersicht Windenergieanlagen Stand 03/2009, online verfügbar unter <http://www.enercon.de>, letzter Abruf am 11.02.2010, Aurich, 2009.
- ENERMODAL (1999):** Enermodal Engineering Limited in association with Marbek Resource Consultants Ltd.: Cost reduction study for solar thermal power plants, Final report, prepared for the World Bank, Washington, D. C., 1999.
- Ensslin (2006):** Ensslin, C.: The Influence of Modelling Accuracy on the Determination of Wind Power Capacity Effects and Balancing Needs, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Kassel, Kassel, 2006.
- Ensslin et al. (2008):** Ensslin, C.; Burges, K.; Bömer, J.: Market introduction perspectives of innovative technologies supporting integration of RES-E, Final Report, ecofys Deutschland GmbH, Berlin, 2008.
- ENTSO-E (2010):** European Network of Transmission System Operators for Electricity: Ten-year network development plan 2010-2020, Draft for consultation, Brüssel, 2010.
- EnWG (2005):** Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, Artikel 1, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2005 Teil I Nr. 41, ausgegeben am 12.07.2005, Bonn, 2005.
- EPA (2009):** Environmental Protection Agency: Proposed Endangerment and Cause or Contribute Findings for Greenhouse Gases Under Section 202(a) of the Clean Air Act, Washington, D. C., 2009.
- EPIA (2009):** European Photovoltaik Industry Association: Global market outlook for photovoltaics until 2013, Brüssel, 2009.
- Erdmann (2008):** Erdmann, G.: War die Strommarkt-Liberalisierung in Deutschland bisher ein Flop? in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jahrgang 2008, Heft 03 (2008), S. 197 – 202, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln, Wiesbaden, 2008.
- Erdmann (2009):** Erdmann, G.: CO<sub>2</sub>-Emissionen von Batterie-Elektrofahrzeugen, in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 59. Jg., Heft 10 (2009), S. 66 – 71, ETV Energieverlag, Essen, 2009.
- Erdmenger et al. (2007):** Erdmenger, C.; Lehmann, H.; Müschen, K. et al.: Klimaschutz in Deutschland - 40 %-Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2007.
- EREC (2008):** European Renewable Energy Council: Renewable Energy Technology Roadmap 20 % by 2020, Brüssel, 2008.
- EREC / GREENPEACE (2007):** European Renewable Energy Council und Greenpeace International: Future investment, Utrecht, 2007.
- Erge (2007):** Erge, T.: Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement „Wind und Last“, Task 2.3 - Netzerweiterungskosten, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg, 2007.
- ERGEG (2009):** European Regulators Group for Electricity and Gas: ERGEG 2009 Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework, Brüssel, 2009.

- Erlich et al. (2009):** Erlich, I.; Fortmann, J.; Engelhardt, S. et al.: Spannungsregelung mit moderner WEA-Technik, Beitrag eingereicht zum 14. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik 2009 Windenergiesysteme, 24.-25. September 2009, Kassel, 2009.
- ERM (2009):** ERM Group, Inc: Aluminium smelter project in Grønland, online verfügbar unter <http://www.erm.com/alcoagreenland>, letzter Abruf am 05.11.2009, London, 2009.
- Ernst (2003):** Ernst, B.: Entwicklung eines Windleistungsprognosemodells zur Verbesserung der Kraftwerkseinsatzplanung, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Kassel, Kassel, 2003.
- Ernst et al. (1999):** Ernst, B.; Wan, Y.-H.; Kirby, B.: Short-Term Power Fluctuations of Wind Turbines - Analyzing Data from the German 250-MW Measurement Program from Ancillary Services Viewpoint, NREL/CP-500-26722, National Renewable Energy Laboratory, Golden, 1999.
- ETI (2003):** Energie Technologie Initiative Brandenburg: Biogas in der Landwirtschaft, Potsdam, 2003.
- EUROPEX (2003):** Association of European Power Exchanges: Using Implicit Auctions to Manage Cross-Border Congestion - Decentralised Market Coupling, online verfügbar unter [http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence\\_10/congestion/europex\\_forum\\_paper.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_10/congestion/europex_forum_paper.pdf), letzter Abruf am 18.04.2010, Rom, 2003.
- EWE (2009):** EWE AG: Erdgasspeicher - Versorgungssicherheit aus der Tiefe, online verfügbar unter <http://www.ewe.com/konzern/gasspeicherung.php>, letzter Abruf am 27.04.2009, Oldenburg, 2009.
- EWEA (2004):** European Wind Energy Association: Wind energy - The facts, An analysis of wind energy in the EU-25, Brüssel, 2004.
- EWEA (2005):** European Wind Energy Association: Large scale integration of wind energy in the European power supply, Brüssel, 2005.
- EWEA (2008):** European Wind Energy Association: Pure Power – Wind energy scenarios up to 2030, Brüssel, 2008.
- EWEA (2009):** European Wind Energy Association: The economics of wind energy, Brüssel, 2009.
- EWEA (2010):** European Wind Energy Association: Wind in power – 2009 European statistics, Brüssel, 2010.
- EWEA / GREENPEACE (2004):** European Wind Energy Association und Greenpeace Renewable energy campaign: Windstärke 12, Brüssel, Hamburg, 2004.
- EWIS (2007):** European Wind Integration Study: Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids, Report 2007-01-15, European Transmission System Operators, Brüssel, 2007.
- Fahrmeir et al. (2007):** Fahrmeir, L.; Künstler, R.; Pigeot, I. et al.: Statistik, 6. Aufl., Springer, Berlin, Heidelberg, 2007.
- Fell (2008):** Fell, H.-J.: Das Auto der Zukunft fährt elektrisch, Präsentationsunterlagen, online verfügbar unter <http://www.hans-josef-fell.de>, letzter Abruf am 30.09.2008, Berlin, 2008.
- FGW (2000):** Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Technische Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 3 Bestimmung der elektrischen Eigenschaften - Netzverträglichkeit, Revision 13, Stand 01.01.2000, (aktuelle Revision 18, Stand 01.03.2006), Hamburg, 2000.
- FGW (2004):** Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 3 Bestimmung der elektrischen Eigenschaften, Revision 16, Hamburg, 2004.

- FH Lübeck (2007):** Fachhochschule Lübeck Projekt GmbH: Studie zur Dämpfung der Netzbelastung durch Wasserstoffsysteme, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein, Lübeck, 2007.
- Fichtner / Pforte (2008a):** Fichtner, W.; Pforte, R.: Ermittlung der ökonomischen Effekte, in: Schwarz, H.; Bitsch, R.; Fichtner, W.: Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg, Schlussbericht, online verfügbar unter [http://www.mwe.brandenburg.de/media\\_fast/bb2.a.5599.de/Netzstudie\\_erneuerbarer\\_Energien\\_Schlussbericht.pdf](http://www.mwe.brandenburg.de/media_fast/bb2.a.5599.de/Netzstudie_erneuerbarer_Energien_Schlussbericht.pdf), letzter Abruf am 26.04.2010, S. 49 – 63, Potsdam, 2008.
- Fichtner / Pforte (2008b):** Fichtner, W.; Pforte, R.: Energiewirtschaftliche Herausforderungen vor dem Hintergrund aktueller energie- und umweltfreundlicher Rahmenbedingungen, in: John, K. D.; Rübhelke, D. T. G. (Hrsg.): Wachstumschranken durch schwindende Rohstoffreserven, Verlag Peter Lang GmbH, Frankfurt am Main, Berlin, Bern, Bruxelles, New York, Oxford, Wien, 2008.
- Fischedick et al. (2007):** Fischedick, M.; Esken, A.; Pastowski, A. et al.: RECCS Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich Regenerativer Energietechnologien mit Carbon Capture and Storage, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Wuppertal, Stuttgart, Potsdam, 2007.
- Flauger (2007):** Flauger, J.: Kraftwerksprojekten droht das Aus, in: Handelsblatt, Ausgabe vom 05.09.2007, Düsseldorf, 2007.
- FNN (2009):** Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE: TransmissionCode 2007 Anhang D2 Teil 1, Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB, Berlin, 2009.
- FNR (2005):** Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.: Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, Gülzow, 2005.
- FNR (2006):** Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Gülzow, 2006.
- FNR (2007):** Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.: Wasserstoff aus Biomasse, Veröffentlichung der Vorträge des Gülzower Fachgesprächs am 18./19.10.2006, Band 25, Gülzow, 2007.
- FNR (2009):** Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.: Biogas, Gülzow, 2009.
- Focken et al. (2001):** Focken, U.; Lange, M.; Mönnich, K. et al.: A statistical analysis of the reduction of wind power prediction error by spatial smoothing effects, Universität Oldenburg, Oldenburg, 2001.
- FORSA (2004):** FORSA GmbH: Meinungen zur Windenergie, Umfrage im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2004.
- Frank et al. (2001):** Frank, H. P.; Rathmann, O.; Mortensen, N. G. et al.: The Numerical Wind Atlas - the KAMM/WAsP Method, Report Risoe-R-1252, Risoe National Laboratory, Roskilde, 2001.
- FRAPORT (2009):** FRAPORT AG: Joint Venture plant Hybrid-Kraftwerk mit Erdwärme und Biogas, Pressemitteilung, online verfügbar unter <http://www.ecoreporter.de>, letzter Abruf am 28.10.2009, Frankfurt am Main, 2009.
- Frey / Nießen (2001):** Frey, H. C.; Nießen, G.: Monte Carlo Simulation - Quantitative Risikoanalyse für die Versicherungsindustrie, Gerling Akademie Verlag, Hamburg, 2001.
- Frondel / Schmidt (2006):** Frondel, M.; Schmidt, C. M.: Emissionshandel und Erneuerbare-Energien-Gesetz - Eine notwendige Koexistenz? in: RWI Positionen, Nr. 10 vom 22.05.2006, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen, 2006.



- Frye et al. (1972):** Frye, D. E.; Pond, S.; Elliott, W. P.: Note on the Kinetic Energy Spectrum of Coastal Winds, in: Monthly Weather Review, Vol. 100, No. 9 (1972), Sep. 1972, pp. 671 – 673, American Meteorological Society, Boston, 1972.
- FTD (2009):** Financial Times Deutschland: Deutschland bekommt Wüstenstrom, Artikel vom 16.06.2009, online verfügbar unter <http://www.ftd.de/unternehmen/Alternative-Energien-Deutschland-bekommt-W%FCstenstrom/527459.html?mode=print>, letzter Abruf am 16.06.2009, Hamburg, 2009.
- Galbraith et al. (2005):** Galbraith, R. M.; Price, D. J.; Shackman, L.: Scottish Road Network Climate Change Study, Scottish Executive, Edinburgh, 2005.
- Gasch / Twele (2005):** Gasch, R.; Twele, J.: Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, 4. Aufl., Teubner, Wiesbaden, 2005.
- Gawell et al. (1999):** Gawell, K.; Reed, M.; Wright, M. P.: Geothermal energy - The potential for clean power from the earth, Geothermal Energy Association, Washington, D. C., 1999.
- GC (2008):** General Compression, Inc.: Dispatchable Wind – Summary, online verfügbar unter <http://www.generalcompression.com>, letzter Abruf am 15.12.2008, Newton, 2008.
- GE (2005):** GE Energy Consulting: The effects of integrating wind power on transmission system planning, reliability and operations, Report on Phase 2 - System Performance Evaluation, New York, 2005.
- GENESYS (2007):** Genesys Biogas AG: Biogasausbeute von Hofdüngern und Co-Substraten, online verfügbar unter <http://www.genesys.ch/>, letzter Abruf am 30.11.2007, Frauenfeld, 2007.
- Gerbracht et al. (2009):** Gerbracht, H.; Möst, D.; Fichtner, W.: Elektromobilität – Auswirkungen auf das Energiesystem, in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 59. Jg., Heft 11 (2009), S. 66 – 69, ETV Energieverlag, Essen, 2009.
- GH (1995):** Garrad Hassan, Germanischer Lloyd und Windtest KWK: Study of Offshore Wind Energy in the EC, Verlag Natürliche Energien, Brekendorf, 1995.
- GH (2003):** Garrad Hassan: The impact of increased levels of wind penetration on the electricity systems of the Republic of Ireland and Northern Ireland, Final report, Glasgow, 2003.
- Giebel (2000):** Giebel, G.: On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe, Dissertationsschrift vorgelegt an der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Oldenburg, 2000.
- Giebel (2005):** Giebel, G.: Wind power has a capacity credit, Risoe National Laboratory, Roskilde, 2005.
- Giebel / Kariniotakis (2007):** Giebel, G.; Kariniotakis, G.: Best Practice in Short-Term Forecasting - A Users Guide, Risoe National Laboratory, Roskilde, 2007.
- Giebel et al. (2003):** Giebel, G.; Brownsword, R.; Kariniotakis, G.: The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power - A Literature Overview, Version 1.1, Deliverable Report D1.1 zum Projekt ANEMOS - Development of a Next Generation Wind Resource Forecasting System for the Large-Scale Integration of Onshore and Offshore Wind Farms, Risoe National Laboratory, Roskilde, 2003.
- Gill et al. (2005):** Gill, P. E.; Murray, W.; Saunders, M. A.: SNOPT - An SQP Algorithm for Large-Scale Constrained Optimization, in: SIAM Review, Vol. 47, No. 1 (2005), pp. 99 – 131, Society for Industrial and Applied Mathematics, Philadelphia, 2005.
- Gjardy (2006):** Gjardy, G.: Beitrag zur zukünftigen marktorientierten Betriebsführung und Systemintegration großflächig verteilter dezentraler Erzeugung mit besonderer Berücksichtigung der Windenergie, Dissertationsschrift vorgelegt an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus, Shaker, Aachen, 2006.
- Glunz (2005):** Glunz, S.: Stand und Perspektiven der Photovoltaik, online verfügbar unter [http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE\\_Archiv/DPG2005-AKE\\_Berlin/Buch/](http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2005-AKE_Berlin/Buch/)

- DPG2005\_AKE4.3Glunz\_Stand%20und%20Perspektiven%20der%20Photovoltaik\_fin al.pdf, letzter Abruf am 19.03.2009, Berlin, 2005.
- Gohl (2008):** Gohl, T.: Analyse von technischen Entwicklungsansätzen und Stromgestehungskosten von Dispatchable Wind Power Systems DWPS, bislang unveröffentlichte Studienarbeit, Lehrstuhl Energiewirtschaft der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus, Cottbus, 2008.
- Gonzalez Garcia et al. (2010):** Gonzalez Garcia, D.; Jablonski, S.; Llyan, J. et al.: Study on the Financing of Renewable Energy Investment in the Southern and Eastern Mediterranean Region, Luxembourg, 2010.
- Gottschall / Peinke (2007):** Gottschall, J.; Peinke, J.: Stochastic modelling of a wind turbines power output with special respect to turbulent dynamics, in: Journal of Physics, Conference Series 75 (2007), The Science of Making Torque from Wind, Technical University of Denmark, Lyngby, 2007.
- Graw (1995):** Graw, K.-U.: Wellenenergie – eine hydromechanische Analyse, Bergische Universität Gesamthochschule Wuppertal, Bericht Nr. 8, Wuppertal, 1995.
- Graw (2006):** Graw, K.-U.: Nutzung der Wellenenergie – Stand und Perspektiven, Vortrag auf dem Meeresenergieforum des ISET Kassel am 18.01.2006 in Berlin, Berlin, 2006.
- GREENPEACE / EREC (2009):** Greenpeace International und European Renewable Energy Council: Renewables 24/7- Report - global energy grid scenario, Amsterdam, Brüssel, 2009.
- GREENPEACE / GH (2004):** Greenpeace International und Garrad Hassan: Sea wind Europe, London, Bristol, 2004.
- Greiner et al. (2009):** Greiner, C. J.; Korpas, M.; Gjengedal, T.: Optimal Operation of Energy Storage Systems Combined with Wind Power in Short-Term Power Markets, Paper eingereicht zur EWEC 2009, online verfügbar unter <http://www.ewec2009proceedings.info/>, letzter Abruf am 01.03.2010, Marseille, 2009.
- Grimm (2007):** Grimm, V.: Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung – Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast, Dissertationsschrift vorgelegt an der Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2007.
- Grimm et al. (2008a):** Grimm, V.; Ockenfels, A.; Zoettl, G.: Strommarktdesign - Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jahrgang 2008, Heft 03 (2008), S. 147 – 161, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln, Wiesbaden, 2008.
- Grimm et al. (2008b):** Grimm, V.; Ockenfels, A.; Zoettl, G.: Ein Vergleich ausgewählter europäischer Strombörsen, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jahrgang 2008, Heft 03 (2008), S. 162 – 170, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln, Wiesbaden, 2008.
- Griva et al. (2009):** Griva, I.; Nash, S. G.; Sofer, A.: Linear and nonlinear Optimization, 2<sup>nd</sup> ed., Society for Industrial and Applied Mathematics, Philadelphia, 2009.
- Grob (2001):** Grob, L.: Einführung in die Investitionsrechnung, 4. Aufl., Vahlen, München, 2001.
- Groschke (2008):** Groschke, M.: Zur Kopplung eines Energiesystemmodells mit einem Modell zur Lastflussanalyse, Diplomarbeit vorgelegt an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus, Cottbus, 2008.
- Groschke et al. (2009a):** Groschke, M.; Eßer, A.; Möst, D. et al.: Neue Anforderungen an optimierende Energiesystemmodelle für die Kraftwerkseinsatz- und Zubauplanung bei begrenzten Netzkapazitäten, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jahrgang 2009, Heft 01 (2009), S. 14 – 22, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln, Wiesbaden, 2009.
- Groschke et al. (2009b):** Groschke, M.; Pforte, R.; Fichtner, W.: Bewertung von Investitionen in Windenergieprojekte mit deskriptiven Maßzahlen, in: et –

- Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 59. Jg., Heft 03 (2009), S. 14 – 18, ETV Energieverlag, Essen, 2009.
- Gross et al. (2006):** Gross, R.; Heptonstall, P.; Anderson, D. et al.: The Costs and Impacts of Intermittency - An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network, UK Energy Research Centre Technology and Policy Assessment, London, 2006.
- Grubb / Meyer (1993):** Grubb, M. J.; Meyer, N. I.: Wind Energy - Resources, Systems and regional Strategies, in: Johansson, T.; Kelly, H.; Reddy, A. et al. (Eds.): Renewable Energy - Sources for Fuels and Electricity, pp. 157 – 212, Island Press, Washington, D. C., 1993.
- Grundmann (2003):** Grundmann, P.: Optimierungspotenziale bei der Biogasgewinnung aus wirtschaftlicher Sicht, in: 16. Fachtagung Acker- und Pflanzenbau ‚Ergebnisse und Ausblicke zum Pflanzenbau‘, Landesanstalt für Verbraucherschutz und Landwirtschaft, Referat Acker- und Pflanzenbau, Güterfelde, 2009.
- Gryning et al. (2007):** Gryning, S.-E.; Batchvarova, E.; Brümmner, B. et al.: On the extension of the wind profile over homogeneous terrain beyond the surface boundary layer, Risoe National Laboratory, Roskilde, 2007.
- Günnewig et al. (2006):** Günnewig, D.; Graumann, U.; Naumann, J. et al.: Flächenbedarfe und kulturlandschaftliche Auswirkungen regenerativer Energien am Beispiel der Region Uckermark-Barnim, Untersuchung im Auftrag des Bundesamt für Bauswesen und Raumordnung, Hannover, Eberswalde, Leipzig, Würzburg, 2006.
- Gutzwiller et al. (2008):** Gutzwiller, R.; Koch, S.; Meier, D. et al.: Lokales Lastmanagement - Stromverbrauch sinnvoll mit der Erzeugung koordinieren, in: Bulletin SEV/AES Nr. 22/23 (2008), S. 9 – 13, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik der Schweiz, Fehraltorf, 2008.
- GWEC (2009):** Global Wind Energy Council: Global installed wind power capacity 2008 – Regional Distribution, online verfügbar unter <http://www.gwec.net>, letzter Abruf am 02.02.2009, Brüssel, 2009.
- GWEC (2010):** Global Wind Energy Council: Global wind power boom continues despite economic woes, Press release 03.02.2010, online verfügbar unter <http://www.gwec.net>, letzter Abruf am 10.02.2010, Brüssel, 2010.
- GWEC / GREENPEACE (2008):** Global Wind Energy Council und Greenpeace international: Global wind energy outlook 2008, Brüssel, Amsterdam, 2008.
- Häder (2005):** Häder, M.: Einspeisevergütungen vs. Quoten-/Zertifikatsysteme – eine ökonomische Analyse der nationalen Systeme zur Förderung der regenerativen Stromerzeugung in der Europäischen Union, Fachhochschule Bochum, Bochum, 2005.
- Hall (1992):** Hall, D. O.: Biomass, Background paper for the World Development Report 1992, The World Bank, Washington, D. C., 1992.
- Hamenstädt (2008):** Hamenstädt, U.: Bestimmung der Preiselastizität für Strom, online verfügbar unter [http://sgfuchs.uni-muenster.de/data/publications/Hamenstaedt\\_Bestimmung\\_der\\_Preiselaestizitaet\\_fuer\\_Strom.pdf](http://sgfuchs.uni-muenster.de/data/publications/Hamenstaedt_Bestimmung_der_Preiselaestizitaet_fuer_Strom.pdf), letzter Abruf am 12.02.2010, Universität Münster, Münster, 2008.
- Hamilton (2009):** Hamilton, J. D.: Oil prices and the economic recession of 2007-08, online verfügbar unter <http://www.voxeu.org/>, letzter Abruf am 16.06.2009, London, 2009.
- Handschin et al. (2007):** Handschin, E.; Häger, U.; Horenkamp, W. et al.: Abschätzung der EEG-bedingten Kosten aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers, in: ew – das magazin für die energiewirtschaft, 106. Jg., Heft 5 (2007), S. 22 – 30, EW Medien und Kongresse, Frankfurt am Main, 2007.
- Hansen et al. (2006):** Hansen, J.; Sato, M.; Ruedy, R. et al.: Global temperature change, in: Proceedings of the National Academy of Sciences of the USA, Vol. 103, No. 39, Sep. 26, 2006, pp. 14288 - 14293, Washington, D. C., 2006.

- Hanslian (2008):** Hanslian, D.: Two Measure-Correlate-Predict Methods and their Performance, Poster auf der EWEC 2008, online verfügbar unter <http://www.ewec2008proceedings.info/>, letzter Abruf am 18.02.2010, Brüssel, 2008.
- Hanslian / Pop (2008):** Hanslian, D.; Pop, L.: New wind mapping and wind energy potential of the Czech Republic, Institute of Atmospheric Physics, Prag, 2008.
- Hardi (2003):** Hardi, M.: Methodenentwicklung für nachhaltige Energie- und Emissionsminderungsstrategien auf der Grundlage von Lebenszyklusanalysen, Dissertationsschrift vorgelegt an der Technischen Universität München, München, 2003.
- Harris (2008):** Harris, R. I.: The macrometeorological spectrum – a preliminary study, in: Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 96, Issue 12 (2008), pp. 2294 – 2307, Elsevier, Amsterdam, 2008.
- Harrison et al. (2008):** Harrison, G. P.; Cradden, L. C.; Chick, J. P.: Wind Power and Climate Change in the UK, Artikel eingereicht zur EWEC 2008, online verfügbar unter [http://www.ewec2008proceedings.info](http://www.ewec2008proceedings.info/), letzter Abruf am 18.02.2010, Brüssel, 2008.
- Hasche (2007):** Hasche, B.: Analyse von Prognosen der Windgeschwindigkeit und Windstromeinspeisung, Teilbericht zu AP 1.5. im Projekt NetMod, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2007.
- Hasche et al. (2006):** Hasche, B.; Barth, R.; Swider, D. J.: Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem, Teilbericht zu AP 1.1. im Projekt NetMod, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2006.
- Hau (1996):** Hau, E.: Windkraftanlagen, 2. Aufl., Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 1996.
- Hau (2003):** Hau, E.: Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, 3. Aufl., Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 2003.
- Hein et al. (2007):** Hein, J.; Vahlenkamp, T.; Birnbaum, L. et al.: Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland, McKinsey & Company, Inc., Düsseldorf, 2007.
- Heinrich (2007):** Heinrich, J.: Milch oder Elektroenergie – Was wird aus der Maissilage? Vortrag auf den Sächsischen Futtertagen am 28.03.2007, Nossen, 2007.
- Heiskanen et al. (2008):** Heiskanen, E.; Hodson, M.; Mourik, R. M. et al.: Factors influencing the societal acceptance of new energy technologies - Meta-analysis of recent European projects, Deliverable 3.1, 3.2 and 4, Energy research Center of the Netherlands, Petten, 2008.
- Hengartner / Theodorescu (1978):** Hengartner, W.; Theodorescu, R.: Einführung in die Monte-Carlo-Methode, Deutscher Verlag der Wissenschaften, Berlin, 1978.
- HESSEN (2005):** Hessisches Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz: Biogas Hessen – Endbericht, Wiesbaden, 2005.
- Heuck / Dettmann (2005):** Heuck, K.; Dettmann, K.-D.: Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, Vieweg, Wiesbaden, 2005.
- HFFA (2009):** Humboldt-Forum for Food and Agriculture: Die Welt steht vor einer ernstesten Nahrungsmittelknappheit, Pressemitteilung zum 5-Punkte-Plan „Food-First“, online verfügbar unter <http://www.humboldtforum.org>, letzter Abruf am 18.04.2009, Berlin, 2009.
- Hillberg (2008):** Hillberg, C.: Einsatz von IGCT-Mittelspannungsumrichtern in Windenergieanlagen, in: Tagungsbericht auf dem VDE-Kongress Zukunftstechnologien '08 vom 03.-05.11.2008 in München, München, 2008.
- Hillier / Liebermann (1997):** Hillier, F. S.; Liebermann, G. J.: Operations Research – Einführung, 5. Aufl., Oldenbourg, München, Wien, 1997.

- Hilligweg / Kull (2005):** Hilligweg, G.; Kull, S.: Windkraftanlagen und Tourismus - Zwei unvereinbare Welten oder eine lokale Chance? Ergebnisse einer Touristenbefragung im Nordseebad Varel-Dangast, Fachhochschule Oldenburg, Ostfriesland, Wilhelmshaven, Wilhelmshaven, 2005.
- Hindelang (2008):** Hindelang, B.: Tidal Power Plants - a sustainable energy source for the 21th Century, presentation on the NWTEG Conference December 2008, Lancaster, 2008.
- Hiriart-Urruty (1995):** Hiriart-Urruty, J.-B.: Conditions for global optimality, in: Horst, R.; Pardalos, P. M. (Eds.): Handbook of global optimization, pp. 1 – 26, Kluwer, Dordrecht, 1995.
- Hochbaum et al. (2008):** Hochbaum, A. I.; Chen, R.; Delgado, R. D. et al.: Enhanced thermoelectric performance of rough silicon nanowires, in: Nature, Vol. 451, Issue 7175 (2008), pp. 163 - 167, London, New York, Tokio, 2008.
- Hoffrichter (2010):** Hoffrichter, A.: Auktionsdesign und Angebotsverhalten im deutschen und österreichischen Markt für Regelenergie, Diplomarbeit vorgelegt an der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, Münster, 2010.
- Höft (2004):** Höft, C.: Bewertung von Verfahren zur Prognose der elektrischen Last – eine empirische Analyse, Diplomarbeit vorgelegt an der Technischen Universität Dresden, Dresden, 2004.
- Hölling (2008):** Hölling, M.: Sensorentwicklungen für Turbulenzmessungen, Dissertationsschrift vorgelegt an der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Oldenburg, 2008.
- Holtinen (2004):** Holtinen, H.: The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Helsinki, VTT Publications 554, Espoo, 2004.
- Holtinen (2005):** Holtinen, H.: Optimal electricity market for wind power, in: Energy Policy, Vol. 33, Issue 16 (November 2005), pp. 2052 - 2063, Elsevier, Amsterdam, 2005.
- Holtinen et al. (2007):** Holtinen, H.; Lemström, B.; Meibom, P. et al.: Design and operation of power systems with large amounts of wind power – state-of-the-art report, Report to IEA WIND, Task 25, VTT Working Papers No. 82, Espoo, 2007.
- Hoogwijk (2004):** Hoogwijk, M. M.: On the global and regional potential of renewable energy sources, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Utrecht, Utrecht, 2004.
- Hoppe-Kilpper (2003):** Hoppe-Kilpper, M.: Entwicklung der Windenergietechnik in Deutschland und der Einfluss staatlicher Förderpolitik, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Kassel, Kassel, 2003.
- Horlacher (2003):** Horlacher, H.-B.: Globale Potenziale der Wasserkraft, Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel - Energiewende zur Nachhaltigkeit", Berlin, Heidelberg, 2003.
- Hornbachner et al. (2005):** Hornbachner, D.; Hutter, G.; Moor, D.: Biogas-Netzeinspeisung - Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich, Bericht zur Energie- und Umweltforschung 19a/2005, Hornbachner Energie Innovation, Wien, 2005.
- Horst / Tuy (1993):** Horst, R.; Tuy, H.: Global Optimization – Deterministic Approaches, 2<sup>nd</sup> ed., Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 1993.
- HSH Nordbank (2008):** HSH Nordbank AG: Branchenstudie Windenergie, Hamburg, 2008.
- Hübner (2007):** Hübner, S.: Speichertechnologien - Adiabates Druckluftspeicher-Kraftwerk, Vortrag auf dem Innovationstag 2007 der BTU Cottbus, online verfügbar unter <http://www.tu-cottbus.de/einrichtungen/de/pdf/cebra/aktuelles/veranstaltungen/innovationstag-2007.html>, letzter Abruf am 22.04.2009, Cottbus, 2007.

- Hulsch / Strack (2006)**: Hulsch, F.; Strack, M.: Exploiting portfolio effects in diversified bundles, Vortrag gehalten auf der Konferenz DEWEK 2006, Bremen, 2006.
- Hundt et al. (2009)**: Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N. et al.: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio, Studie im Auftrag E.ON Energie AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2009.
- IE / PROGNOS (2006)**: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH und PROGNOS AG: Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Leipzig, 2006.
- IEA (1991)**: International Energy Agency: Guidelines for the economic analysis of renewable energy technology applications, Paris, 1991.
- IEA (2003)**: International Energy Agency: Renewables for power generation - Status and prospects, Paris, 2003.
- IEA (2004)**: International Energy Agency: World Energy Outlook 2004, Paris, 2004.
- IEA (2007)**: International Energy Agency: Key world energy statistics 2007, Paris, 2007.
- IEA (2008a)**: International Energy Agency: Key world energy statistics 2008, Paris, 2008.
- IEA (2008b)**: International Energy Agency: World energy outlook 2008, Paris, 2008.
- IEA (2008c)**: International Energy Agency: Empowering variable Renewables – Options for flexible electricity systems, Paris, 2008.
- IEA (2009)**: International Energy Agency Bioenergy Secretariat: Bioenergy – a sustainable and reliable energy source - A review of status and prospects, Main report, Rotorua, 2009.
- IEC 61400-21 (2001)**: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines, 1<sup>st</sup> ed., International Electrotechnical Commission, deutsche Version EN61400-21:2002, Genf, 2001.
- IEE (2007)**: Internetauftritt der Informationskampagne für Erneuerbare Energien - Das Regenerative Kombikraftwerk, online verfügbar unter <http://www.kombikraftwerk.de/>, letzter Abruf am 23.11.2007, Berlin, 2007.
- ILEX / Strbac (2002)**: ILEX Energy Consulting; Strbac, G.: Quantifying the system costs of additional renewable in 2020, Report to the Department of Trade & Industry, Oxford, 2002.
- IMAGE (2001)**: The Integrated Model to Assess the Global Environment IMAGE: The IMAGE 2.2 implementation of the SRES scenarios - a comprehensive analysis of emissions, climate change and impacts in the 21st century, Report for the National Institute of Public Health and the Environment, Bilthoven, 2001.
- IPCC (2007)**: Intergovernmental Panel on Climate Change: Synthesis Report, Cambridge, 2007.
- Isermeyer et al. (2007)**: Isermeyer, F.; Otte, A.; Christen, O. et al.: Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung – Empfehlungen an die Politik, Kurzfassung des Gutachtens des Wissenschaftlichen Beirats für Agrarpolitik beim Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, in: Berichte über Landwirtschaft - Sonderheft 216, Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Berlin, 2007.
- Iske (2007)**: Iske, A.: Numerische Mathematik I, Vorlesungsskript, Fakultät Mathematik, Universität Hamburg, online verfügbar unter <http://www.math.uni-hamburg.de/home/iske/vorlesungen/numerik1/>, letzter Abruf am 11.02.2010, Hamburg, 2007.
- IWR (2009a)**: Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien: Fördermittel des Konjunkturpakets für die Energieforschung im DLR, Pressemitteilung vom

- 09.04.2009, online verfügbar unter <http://www.iwr.de>, letzter Abruf am 09.04.2009, Münster, 2009.
- IWR (2009b):** Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien: RWE Power startet Entwicklung von Hochtemperatur-Wärmespeicher für GuD-Kraftwerke, Pressemitteilung vom 20.03.2009, online verfügbar unter <http://www.iwr.de>, letzter Abruf am 09.04.2009, Münster, 2009.
- Jänicke / Jacob (2009):** Jänicke, M.; Jacob, K.: Eine Dritte Industrielle Revolution? Wege aus der Krise ressourcenintensiven Wachstums, in: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Die Dritte industrielle Revolution - Aufbruch in ein ökologisches Jahrhundert, Berlin, 2009.
- Janzing (2010):** Janzing, B.: Bioblase, in: Zeitschrift Neue Energie, 20. Jg., Heft 03 (2010), S. 68 – 73, Bundesverband Windenergie e. V., Berlin, 2010.
- Jaramillo et al. (2004):** Jaramillo, O. A.; Borja M. A.; Huacuz, J. M.: Using hydropower to complement wind energy - a hybrid system to provide firm power, in: Renewable Energy, Vol. 29, Issue 11 (2004), pp. 1887 - 1909, Elsevier, London, 2004.
- Jarre / Stoer (2004):** Jarre, F.; Stoer, J.: Optimierung, Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 2004.
- Johnsen (2009):** Johnsen, B.: Prognosen sind stabil – bleibt der Markt es auch? in: Zeitschrift Erneuerbare Energien, 19. Jg., Heft 5 (2009), Seite 42 – 45, SunMedia Verlags GmbH, Hannover, 2009.
- Jonsson et al. (2009):** Jonsson, T.; Pinson, P.; Madsen, H.: Day-Ahead Electricity Prices in Denmark - The Impact of Wind Power Forecasts, Paper eingereicht zur EWEC 2009, online verfügbar unter <http://www.ewec2009proceedings.info/>, letzter Abruf am 01.03.2010, Marseille, 2009.
- Kail / Haberberger (1999):** Kail, C.; Haberberger, G.: Technik und Kosten der Kraft-Wärme-Kopplung bei GUD- und Dampfkraftwerken, VDI-Berichte Nr. 1495, S. 95 – 111, Düsseldorf, 1999.
- Kaiser / Gronauer (2007):** Kaiser, F.; Gronauer, A.: Methanproduktivität nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Freising-Weißenstephan, 2007.
- Källberg et al. (2005):** Källberg, P.; Berrisford, P.; Hoskins, B. et al.: ERA-40 Atlas, ECMWF ERA-40 Project Report Series, European Centre for Medium Range Weather Forecasts, Reading, 2005.
- Kalnay et al. (1996):** Kalnay, E.; Kanamitsu, R.; Kistler, W. et al.: The NCEP/NCAR 40-Year Reanalysis Project, in: Bulletin of the American Meteorological Society, Vol. 77, Issue 3 (1996), pp. 437 – 471, Boston, Washington, D. C., 1996.
- Kaltschmitt et al. (2006):** Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A.: Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 4. Aufl., Springer, Berlin, Heidelberg, 2006.
- Kanamitsu et al. (2002):** Kanamitsu, M.; Ebisuzaki, W.; Woollen, J. et al.: NCEP-DOE AMIP-II Reanalysis (R-2), in: Bulletin of the American Meteorological Society, Vol. 83, Issue 11 (2002), pp. 1631 – 1643, Boston, Washington, D. C., 2002.
- KEMA (2002):** KEMA T&D Consulting: Survey of the Integration of 6000 MW offshore wind power in 2020 in the electrical grid of The Netherlands, Arnhem, 2002.
- Kemfert (2004):** Kemfert, C.: Die ökonomischen Kosten des Klimawandels, in: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 42/2004, S. 615 - 622, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Berlin, 2004.
- Kemfert (2005):** Kemfert, C.: Weltweiter Klimaschutz – Sofortiges Handeln spart hohe Kosten, in: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 12-13/2005, S. 209 - 215, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Berlin, 2005.

- Kemfert (2007):** Kemfert, C.: Nach Bali - Wie sich China und die USA für den Klimaschutz gewinnen ließen, in: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 51-52/2007, S. 779 - 783, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Berlin, 2007.
- Kemfert (2009):** Kemfert, C.: Atomenergie - Renaissance nein danke, in: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 09/2009, S. 148, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Berlin, 2009.
- Kemfert / Diekmann (2009):** Kemfert, C.; Diekmann, J.: Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel – wir brauchen beides, in: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 11/2009, S. 169 – 175, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Berlin, 2009.
- Kempton / Dhanju (2006):** Kempton, W.; Dhanju, A.: Electric Vehicles with V2G – Storage for Large-Scale Wind Power, University of Delaware, Newark, 2006.
- Keymer (2007):** Keymer, U.: Energieerzeugung aus Nachwachsenden Rohstoffen – Ein wirtschaftliches Wagnis? in: Fachverband Biogas e.V.: Biogas im Wandel, Tagungsband der 16. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e. V., S. 107–111, Freising-Weihenstephan, 2007.
- Keymer / Schilcher (2003):** Keymer, U.; Schilcher, A.: Biogasanlagen - Berechnung der Gasausbeute von Kosubstraten, online verfügbar unter <http://www.lfl.bayern.de/ilb/technik/>, letzter Abruf am 11.04.2009, Freising-Weihenstephan, 2003.
- Kirchner et al. (2007):** Kirchner, A.; Vits, V.; Schlesinger, M.: Methoden der Kostenberechnung des Elektrizitätsangebots, PROGNOSE AG, Basel, 2007.
- Kistler (2008):** Kistler, R.: Reanalysis at NCEP - Past, Present and Future, National Centers of Environmental Prediction, Boulder, 2008.
- Kistler et al. (2001):** Kistler, R.; Kalnay, E.; Collins, W. et al.: The NCEP–NCAR 50-Year Reanalysis - Monthly Means CD-ROM and Documentation, in: Bulletin of the American Meteorological Society, Vol. 82, Issue 2 (2001), pp. 247 – 267, Boston, Washington, D. C., 2001.
- Kistner (2003):** Kistner, K.-P.: Optimierungsmethoden – Einführung in die Unternehmensforschung für Wirtschaftswissenschaftler, 3. Aufl., Physica-Verlag, Heidelberg, 2003.
- Klawa (2001):** Klawa, M.: Extreme Sturmereignisse in Deutschland - Entwicklung, Zusammenhang mit der Nordatlantischen Oszillation und Auswirkungen auf die Versicherungswirtschaft, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Köln, Köln, 2001.
- Kläy (1990):** Kläy, H. R.: Gasverdichter, in: Vetter, G. (Hrsg.): Verdichter Handbuch, S. 2 – 5, 1. Aufl., Vulkan-Verlag, Essen, 1990.
- Klemperer (2000):** Klemperer, P.: Auctions - Theory and Practice, The Toulouse Lectures in Economics, online verfügbar unter <http://www.paulklemperer.org>, letzter Abruf am 19.12.2006, Nuffield College, Oxford University, Oxford, 2000.
- Klobasa (2007):** Klobasa, M.: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertationsschrift vorgelegt an der Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich, Zürich, 2007.
- Klobasa / Erge (2007):** Klobasa, M.; Erge, T.: Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement, Zwischenbericht, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, Freiburg, 2007.
- Klobasa / Ragwitz (2005):** Klobasa, M.; Ragwitz, M.: Gutachten zur CO<sub>2</sub>- Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien, Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Karlsruhe, 2005.



- Klobasa et al. (2009):** Klobasa, M.; Sensfuß, F.; Ragwitz, M.: CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007, Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Karlsruhe, 2009.
- Klosse et al. (1997):** Klosse, R.; Santjer, F.; Gerdes, G. J.: Flickererzeugung durch Windenergieanlagen, in: DEWI Magazin Nr. 10, Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven, 1997.
- Klug / Strack (2004):** Klug, H.; Strack, M.: P50 – P75 – P90 How to reduce the financial risks of a wind farm project, Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven, 2004.
- Knieps (2003):** Knieps, G.: Versteigerungen und Ausschreibungen in Netzsektoren - Ein disaggregierter Ansatz, Diskussionsbeitrag des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik Nr. 92, Universität Freiburg i. Br., Freiburg, 2003.
- Knies et al. (2007):** Knies, G.; Möller, U.; Straub, M. (Eds.): Clean Power from Deserts - The DESERTEC Concept for Energy, Water and Climate Security, White Book, Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation, Hamburg, 2007.
- Knoll / Podewils (2009):** Knoll, B.; Podewils, C.: Knapp zwei Gigawatt, in: Zeitschrift Photon, Heft 11 (2009), S. 60 – 61, Photon Europe GmbH, Aachen, 2009.
- Koch (2009):** Koch, S.: Beiträge von Haushaltslasten zur Regelung elektrischer Netze mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien, Vortragsunterlagen zur Konferenz der Deutschen Umwelthilfe am 17.06.2009, online verfügbar unter [http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH\\_Koch\\_2009-06-17.pdf](http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Koch_2009-06-17.pdf), letzter Abruf am 05.05.2010, Berlin, 2009.
- Koljonen et al. (2004):** Koljonen, T.; Pursiheimo, E.; Gether, K. et al.: System Analysis and Assessment of Technological Alternatives for Nordic H<sub>2</sub> Energy Foresight, Risoe National Laboratory, Roskilde, 2004.
- KPMG (2007):** KPMG Deutsche Treuhand-Gesellschaft Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft: Offshore Windparks in Europa, Marktstudie im Auftrag des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke e.V., Düsseldorf, Hamburg, 2007.
- Krämer (2005):** Krämer, M.: Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Windenergie, VDI-Fortschritt Berichte Nr. 492, Düsseldorf, 2005.
- Kraus (2001):** Kraus, H.: Die Atmosphäre der Erde, 2. Aufl., Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 2001.
- Krewitt et al. (2005):** Krewitt, W.; Nast, M.; Nitsch, J.: Energiewirtschaftliche Perspektiven der Photovoltaik, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart, 2005.
- Krewitt et al. (2009):** Krewitt, W.; Nienhaus, K.; Kleßmann, C. et al.: Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply, Studie im Auftrag des Umweltbundesamts, nur online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de>, letzter Abruf am 17.03.2010, Dessau-Roßlau, 2009.
- Krey (2006):** Krey, V.: Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter, Dissertationsschrift vorgelegt an der Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2006.
- Kröger-Vodde et al. (2009):** Kröger-Vodde, A.; Auer, H.; Weißensteiner, L. et al.: Report on the synthesis of results of previous work packages and derivation of best practice criteria to remove non-technological barriers of RES-E grid integration, Deliverable D15 GreenNet-Incentives, IT Power Ltd., Basingstoke, Wien, 2009.
- Kruck (2008):** Kruck, C.: Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-

- Speicherkraftwerken, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2008.
- Kruck / Eltrop (2004):** Kruck, C.; Eltrop, L.: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Endbericht, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2004.
- Kühn (2007):** Kühn, M.: Windenergie – Stuttgarter Einflüsse auf eine zukunftsfähige Technik, in: Wechselwirkungen, Jahrbuch aus Lehre und Forschung der Universität Stuttgart, Jahrbuch 2007, online verfügbar unter <http://www.uni-stuttgart.de/wechselwirkungen>, letzter Abruf am 18.03.2009, Stuttgart, 2007.
- Lambertz / Ewers (2009):** Lambertz, J.; Ewers, J.: Optionen und Potenziale der CO<sub>2</sub>-Umwandlung und -Nutzung, in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 59. Jg., Heft 1/2 (2009), S. 112 – 117, ETV Energieverlag, Essen, 2009.
- Lange (2003):** Lange, M.: Analysis of the Uncertainty of Wind Power Predictions, Dissertationsschrift vorgelegt an der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Oldenburg, 2003.
- Lange / Focken (2008):** Lange, M.; Focken, U.: Studie zur Abschätzung der Netzkapazität in Mitteldeutschland in Wetterlagen mit hoher Windeinspeisung, Energy & Meteo Systems, Oldenburg, 2008.
- Lange / Waldl (2001):** Lange, M.; Waldl, H. P.: Assessing the uncertainty of wind power predictions with regard to specific weathers situations, Paper eingereicht zur European Wind Energy Conference EWEC 2001, Kopenhagen, online verfügbar unter <http://ehf.uni-oldenburg.de/wind/download/ewec2001/uncertainty-weather-mitkopf.pdf>, letzter Abruf am 05.08.2009, Oldenburg, 2001.
- Lange et al. (2007):** Lange, B.; Rohrig, K.; Schlögl, F. et al.: Der Kraftstoff Wind - Die Rolle von Meteorologie und Prognosesystemen im Energiesystem, Vortragsunterlagen zum Kolloquium Erneuerbare Energien an der Universität Stuttgart im Juli 2007, Stuttgart, 2007.
- Lange et al. (2009):** Lange, B.; Wessel, A.; Dobschinski, J. et al.: Role of Wind Power Forecasts in Grid Integration, Vortrag auf dem Kassler Symposium Energie-Systemtechnik 2009, Kassel, 2009.
- Langniß et al. (2008):** Langniß, O.; Diekmann, J.; Lehr, U.: Advanced mechanisms for the Promotion of Renewable Energy – Models for the Future Evolution of the German Renewable Energy Act, DIW Discussion Papers 826, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V., Berlin, 2008.
- Laures (2003):** Laures, W.: Untersuchungen zum Einsatz von Höchstspannungskabeln großer Längen in der 400-kV-Ebene, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Duisburg-Essen, Köln, 2003.
- Leible et al. (2007):** Leible, L.; Kälber, S.; Kappler, G. et al.: Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz, Wissenschaftlicher Bericht FZKA 7170 des Forschungszentrum Karlsruhe, Karlsruhe, 2007.
- Lessner (2009):** Lessner, A.: Die Kraft des Meeres, in: Zeitschrift Erneuerbare Energien, 19. Jg., Heft 11 (2009), S. 78 – 80, SunMedia Verlags GmbH, Hannover, 2009.
- Lessner (2010):** Lessner, A.: Bioenergie aktuell - Widerstand formiert sich, in: Zeitschrift Erneuerbare Energien, 20. Jg., Heft 4 (2010), S. 76 – 78, SunMedia Verlags GmbH, Hannover, 2010.
- Leutz et al. (2001):** Leutz, R.; Ackermann, T.; Suzuki, A. et al.: Technical Offshore Wind Energy Potentials around the Globe, in: Helm, P.; Zervos, A. (Eds.): Wind Energy for the new millennium, Proceedings of the European Wind Energy Conference 2001, pp. 789 - 792, Kopenhagen, 2001.
- Lienert (2008a):** Lienert, M.: Leistungsvorhaltung auf Regelmärkten - Excel Add-in, Beschreibung und Anleitung, EWI Working Paper Nr. 08.03, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln, 2008.

- Lienert (2008b):** Lienert, M.: Netzausbaustrategie im liberalisierten Strommarkt – ein ökonomischer Ansatz, Vortrag auf der 9. GMA/ETG-Fachtagung 05./06.03.2008 in München, München, 2008.
- Linke et al. (2003):** Linke, D.; Acker, T.; Thor, S.-E.: Integration of Wind and Hydropower Systems, Summary of IEA R&D Wind – 41st Topical Expert Meeting, Portland, 2003.
- Lise et al. (2005):** Lise, W.; Linderhof, V.; Kuik, O. et al.: A game theoretic model of the Northwestern European electricity market - market power and the environment, in: Energy Policy, Vol. 34, Issue 15 (2006), pp. 2123 – 2136, Elsevier, Amsterdam, 2005.
- Liu (2004):** Liu, G.: Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries - A Dynamic Panel Data Approach, Discussion Paper No. 373, Statistics Norway, Kongsvinger, 2004.
- Lowag (2003):** Lowag, A.: Starkwindstatistik aus NCEP Reanalysedaten zwischen 1948 und 2002, Diplomarbeit vorgelegt an der Universität Karlsruhe, Karlsruhe, 2003.
- Lu et al. (2009):** Lu, X.; McElroy, B.; Kiviluoma, J.: Global potential for wind-generated electricity, Proceedings of the National Academy of Sciences of the USA, Vorabdruck in der online-Ausgabe, 22.06.2009, online verfügbar unter <http://www.pnas.org>, letzter Abruf am 29.06.2009, Washinton, D. C., 2009.
- LUA (2003):** Landesumweltamt Brandenburg: Fachbeiträge des Landesumweltamtes, Heft Nr. 83 Die Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen bei Zugabe von Silomais als Koferment, Potsdam, 2003.
- Lübbert (2005):** Lübbert, D.: Das Meer als Energiequelle, Info-Brief des Wissenschaftlichen Dienstes des Deutschen Bundestages, WF VIII-116/2005, Berlin, 2005.
- Lund / Paatero (2006):** Lund, P. D.; Paatero, J. V.: Energy storage options for improving wind power quality, Paper presented on the Nordic wind power conference 22./23.05.2006 in Espoo, Espoo, 2006.
- MacDonald (2004):** MacDonald, M.: The Carbon Trust & DTI Renewables Network Impact Study, Annex 4 - Intermittency Literature Survey & Roadmap, The Carbon Trust, London, 2004.
- Mann et al. (2008):** Mann, M. E.; Zhang, Z.; Hughes, M. K. et al.: Proxy-based reconstructions of hemispheric and global surface temperature variations over the past two millennia, in: Proceedings of the National Academy of Sciences of the USA, Vol. 105, No. 36, Sep. 09, 2008, pp. 13252 - 13257, Washington, D. C., 2008.
- Matthes (2009):** Matthes, F.: Energiewirtschaft 2030 und 2050 - Infrastruktur als das vernachlässigte Fundament für den Umbau des Energiesystems, Vortrag auf dem Workshop des Öko-Instituts Infrastruktur der Energiewende auf den Berliner Energietagen 2009, online verfügbar unter [http://www.oeko.de/files/aktuelles/application/pdf/infrastruktur\\_1\\_-\\_2009-05-05\\_bet\\_berlin\\_-\\_matthes\\_-\\_energiewirtschaft\\_2030\\_und\\_2050.pdf](http://www.oeko.de/files/aktuelles/application/pdf/infrastruktur_1_-_2009-05-05_bet_berlin_-_matthes_-_energiewirtschaft_2030_und_2050.pdf), letzter Abruf am 28.05.2009, Berlin, 2009.
- Matthes / Ziesing (2008):** Matthes, F. C.; Ziesing, H.-J.: Die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung, Öko-Institut, Berlin, 2008.
- McAvoy (1999):** McAvoy, G. E.: Controlling Technocracy - Citizen Rationality and the NIMBY syndrome, Georgetown University Press, Washington, D. C., 1999.
- McLean (2008):** McLean, J.: Characteristic Wind Speed Time Series - Tradewind Project, WP2.4, online verfügbar unter <http://www.trade-wind.eu>, letzter Abruf am 05.03.2010, Garrad Hassan and Partners Ltd., Brüssel, 2008.
- Meibom et al. (2006):** Meibom, P.; Weber, C.; Barth, R. et al.: Operational costs induced by fluctuating wind power production in Germany and Scandinavia, Report Risoe-R-1608, Risoe National Laboratory, Roskilde, 2006.

- Meisel et al. (2009):** Meisel, R.; Pforte, R.; Fichtner, W.: Development of Onshore Wind Energy Utilisation in Germany – A System Dynamics Approach, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 33. Jg., Heft 1 (2009), S. 3 – 12, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln, Wiesbaden, 2009.
- Mengelkamp / Sperling (2005):** Mengelkamp, H.-T.; Sperling, T.: Windindizes werden von Produktionsdaten unabhängig, in: Zeitschrift Erneuerbare Energien, 15. Jg., Heft 2 (2005), SunMedia Verlags GmbH, Hannover, 2005.
- Menny (2006):** Menny, K.: Strömungsmaschinen - Hydraulische und thermische Kraft- und Arbeitsmaschinen, 5. Aufl., Teubner, Wiesbaden, 2006.
- Metzger / Hüttermann (2009):** Metzger, J. O.; Hüttermann, A.: Sustainable global energy supply based on lignocellulosic biomass from afforestation of degraded areas, in: Die Naturwissenschaften, Vol. 96, Issue 2 (2009), pp. 279 – 288, Springer, Berlin, Heidelberg, 2009.
- Meyer (2004):** Meyer, B.: Wissenschaftliche Begleitung der Erstellung des ‚Energieprogramm Sachsen 2004‘, Expertise 6, Langfassung, Freiberg, 2004.
- Meyer (2009):** Meyer, R.: Energiepflanzen – Nutzungskonkurrenzen sind Ergebnis komplexer Zusammenhänge, in: TAB Brief Nr. 35 (Juni 2009), S. 17 – 22, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin, 2009.
- Meyerhoff et al. (2008):** Meyerhoff, J.; Ohl, C.; Hartje, V.: Präferenzen für die Gestaltung der Windkraft in der Landschaft - Ergebnisse einer Online-Befragung in Deutschland, Arbeitspapiere zum Management in der Umweltplanung 22/2008, Technische Universität Berlin, Berlin, 2008.
- Milligan / Parsons (1997):** Milligan, M.; Parsons, P.: A comparison and case study of capacity credit algorithms for intermittent generators, National Renewable Energy Laboratory, Golden, 1997.
- Mills et al. (2009):** Mills, A.; Wiser, R.; Porter, K.: The Cost of Transmission for Wind Energy - A Review of Transmission Planning Studies, online verfügbar unter <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP>, letzter Abruf am 20.04.2009, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, 2009.
- MIT (2006):** Massachusetts Institute of Technology: The Future of Geothermal Energy - Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century, Cambridge, 2006.
- Mönnich (2000):** Mönnich, K.: Vorhersage der Leistungsabgabe netzeinspeisender Windkraftanlagen zur Unterstützung der Kraftwerkseinsatzplanung, Dissertationsschrift vorgelegt an der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Oldenburg, 2000.
- Morthorst (2004):** Morthorst, P. E.: Wind power – Status and future perspectives, Vortrag auf der EWEC 2004, online verfügbar unter [http://www.2004ewec.info/files/22\\_1400\\_poulerikmorthorst\\_01.pps](http://www.2004ewec.info/files/22_1400_poulerikmorthorst_01.pps), letzter Abruf am 18.03.2009, London, 2004.
- Möschel et al. (2004):** Möschel, M.; von Weizäcker, C.; Breyer, F. et al.: Zur Förderung erneuerbarer Energien, Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Köln, 2004.
- Möst (2006):** Möst, D.: Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten - eine modellgestützte Analyse dargestellt am Beispiel des schweizerischen Energieversorgungssystems; Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Karlsruhe (TH), Peter Lang Verlag, Frankfurt am Main, 2006.
- Möst / Fichtner (2009):** Möst, D.; Fichtner, W.: Einführung zur Energiesystemanalyse, in: Möst, D.; Fichtner, W.; Grunwald, A. (Hrsg.): Workshop Energiesystemanalyse, Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe, 2009.
- MPP (2007):** Max-Planck-Institut für Plasmaphysik: Energie-Perspektiven, Ausgabe 4/2007, Garching, 2007.

- Müller et al. (2000):** Müller, H.; Rudolf, A.; Aumayr, G. et al.: Untersuchungen dezentraler Energieversorgungssysteme mit dem Energiemanagementsystem DEMS, in: Zeitschrift e&i elektrotechnik und informationstechnik, 117. Jg., Heft 7/8 (2000), S. 461 – 467, Springer, Wien, 2000.
- Müller-Kirchenbauer / Zenke (2001):** Müller-Kirchenbauer, J.; Zenke, I.: Wettbewerbsmarkt für Regel- und Ausgleichsenergie, in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg., Heft 11 (2001), S. 696 – 702, ETV Energieverlag, Essen, 2009.
- Müller-Steinhagen (2006):** Müller-Steinhagen, H.: Solarthermische Kraftwerke – wesentlicher Bestandteil einer nachhaltigen Stromversorgung, Präsentationsunterlagen, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart, 2006.
- MÜNCHNER RÜCK (2009):** Münchner Rückversicherungs-Gesellschaft AG: Munich Renewables - Unser Beitrag für eine CO<sub>2</sub>-arme Energieversorgung, online verfügbar unter <http://www.munichre.com/touch/publications/>, letzter Abruf am 06.05.2010, München, 2009.
- Nabe (2006):** Nabe, C. A.: Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt, Dissertationsschrift vorgelegt an der Technischen Universität Berlin, Berlin, 2006.
- NCEP (2010):** National Center for Environmental Prediction: NCEP Reanalysis data provided by the NOAA/OAR/ESRL PSD, online verfügbar unter <http://www.cdc.noaa.gov/>, letzter Abruf am 01.02.2010, Boulder, 2010.
- NERC (2009):** North American Electric Reliability Corporation: Special Report - Accommodating High Levels of Variable Generation, Princeton, 2009.
- Neumann et al. (2002):** Neumann, T.; Ender, C.; Molly, J. P.: Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002, in: DEWI Magazin Nr. 21, Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven, 2002.
- New et al. (1999):** New, M.; Hulme, M.; Jones, P.: Representing Twentieth-Century Space-Time Climate Variability, Part I - Development of a 1961–90 Mean Monthly Terrestrial Climatology, in: Journal of Climate, Vol. 12, Issue 3 (1999), pp. 829 – 856, American Meteorological Society, Boston, 1999.
- Nielsen et al. (2004):** Nielsen, M.; Astrup, P.; Hasager, C. B. et al.: Satellite information for wind energy applications, Report Risoe-R-1479, Risoe National Laboratory, Roskilde, 2004.
- Nitsch (2003):** Nitsch, J.: Potenziale der Wasserstoffwirtschaft, Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 ‚Welt im Wandel - Energiewende zur Nachhaltigkeit‘, Berlin, Heidelberg, 2003.
- Nitsch (2008):** Nitsch, J.: Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbarer Energien vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, 2008.
- Nitsch / Wenzel (2009):** Nitsch, J.; Wenzel, B.: Leitszenario 2009 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, 2009.
- Nitsch et al. (2001):** Nitsch, J.; Nast, M.; Pehnt, M. et al.: Schlüsseltechnologie Regenerative Energien, Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes ‚Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland‘, Forschungszentrum Karlsruhe, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Stuttgart, Karlsruhe, 2001.
- Nitsche et al. (2009):** Nitsche, R.; Ockenfels, A.; Röller, L.-H. et al.: Electricity Wholesale Sector – Market Integration and Market Power; ESMT Competition Analysis GmbH, Berlin, 2009.

- NREL (2009):** National Renewable Energy Laboratory: Online-Anwendung RET Finance, US Department of Energy, online verfügbar unter <http://analysis.nrel.gov/retfinance>, letzter Abruf am 28.03.2009, Golden, 2009.
- Obersteiner et al. (2006):** Obersteiner, C.; Faber, T.; Resch, G. et al.: Modelling Least-Cost RES-E Grid Integration under different Regulatory Conditions based on the Simulation Software GreenNet, Deliverable D7, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Technischen Universität Wien, Wien, 2006.
- Ockenfels et al. (2008):** Ockenfels, A.; Grimm, V.; Zoettl, G.: Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, Köln, 2008.
- Oeser (2006):** Oeser, M.: Systemanalyse der Umweltwirkungen hoher Windstromanteile, Diplomarbeit vorgelegt an der Universität Stuttgart, Heidelberg, 2006.
- OFGEM (2010):** Office of Gas and Electricity Markets: Project Discovery – Options for delivering secure and sustainable energy supplies, Consultation paper, London, 2010.
- Ohrem et al. (2007):** Ohrem, S.; Siemes, P.; Wirtz, F. et al.: Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2007.
- Olah et al. (2006):** Olah, G. A.; Goepfert, A.; Prakash, G. K. S.: Beyond Oil and Gas - The Methanol Economy, Wiley-VCH, Weinheim, 2006.
- Ölz et al. (2007):** Ölz, S.; Sims, R.; Kirchner, N.: Contribution of Renewables to Energy Security, Untersuchung im Auftrag der International Energy Agency, Paris, 2007.
- Oswald (2005):** Oswald, B. R.: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz, Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg und Hannover, Hannover, Oldenburg, 2005.
- Ott et al. (2004):** Ott, W.; Baur, M.; Fritz, W. et al.: Windenergie und schweizerischer Wasserkraftpark, Untersuchung im Auftrag des Bundesamt für Energie der Schweiz, Zürich, Aachen, 2004.
- Paulun (2009):** Paulun, T.: Simulation der langfristigen Entwicklung des europäischen Elektrizitätsmarktes, Dissertationsschrift vorgelegt an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, Aachen, 2009.
- Pedersen (2002):** Pedersen, H.: Greenland – a modern society, published by Denmark's Ministry of the Environment, Kopenhagen, 2002.
- Pehnt et al. (2007):** Pehnt, M.; Höpfner, U.; Merten, F.: Elektromobilität und erneuerbare Energien, Arbeitspapier Nr. 5 im Rahmen des Projektes ‚Energiebalance – Optimale Systemlösungen für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz‘, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Heidelberg, Wuppertal, 2007.
- Peinke / Gottschall (2008):** Peinke, J.; Gottschall, J.: Turbulenz und Windenergie, in: Einblicke Nr. 47, Frühjahr 2008, S. 16 – 18, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Oldenburg, 2008.
- Peters (2008):** Peters, A.: Ölverknappung, Ölpreise und die Folgen für Politik und Verbraucher, Statement von Aribert Peters zur Pressekonferenz der Energy Watch Group am 21. Mai 2008, Berlin, 2008.
- Petersen et al. (1981):** Petersen, E. L.; Troen, I.; Frandsen, S. et al.: Windatlas for Denmark - A rational method for wind energy siting, Report Risoe-R-428, Risoe National Laboratory, Roskilde, 1981.
- Petersen et al. (1997):** Petersen, E. L.; Mortensen, N. G.; Landberg, L. et al.: Wind Power Meteorology, Report Risoe-I-1206, Risoe National Laboratory, Roskilde, 1997.

- Pethe (2006):** Pethe, H.: Grundlagen der Dynamik der Luftbewegungen, in: Hupfer, P.; Kuttler, W. (Hrsg.): Witterung und Klima, S. 119 – 142, 12. Aufl., Teubner, Wiesbaden, 2006.
- Pfaffenberger / Hille (2004):** Pfaffenberger, W.; Hille, M.: Investitionen im liberalisierten Energiemarkt - Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen, Studie des Bremer Energie Instituts im Auftrag des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft e.V., Bremen, 2004.
- Pforte / Fichtner (2010):** Pforte, R.; Fichtner, W.: Die Energieträger der Erneuerbaren Energien, in: Maier, K.-D.: Schriftlicher Management-Lehrgang ‚Erneuerbare Energien‘, 3. Aufl., Euroforum Verlag GmbH, Düsseldorf, 2010.
- Pforte et al. (2008a):** Pforte, R.; Groschke, M.; Fichtner, W.: Der Einsatz der Monte-Carlo-Simulation zur Bewertung von Investitionen in Windenergieprojekte, in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58. Jg., Heft 5 (2008), S. 78 – 85, ETV Energieverlag, Essen, 2008.
- Pforte et al. (2008b):** Pforte, R.; Baumert, S.; Groschke, M. et al.: Analyse von Ausgleichseffekten bei weiträumiger Verteilung von Windenergieanlagen, in: ew – das magazin für die energiewirtschaft, 107. Jg., Heft 20 (2008), S. 44 – 51, EW Medien und Kongresse, Frankfurt am Main, 2008.
- Pforte et al. (2009):** Pforte, R.; Pfeiffer, K.; Fichtner, W. et al.: Studie zur Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg, in: Mensch & Technik, 15. Jg., Heft 1 (2009), S. 8 – 9, VDI Hamburger Bezirksverein e. V., Hamburg, 2009.
- Pinson et al. (2007):** Pinson, P.; Moeller, J. K.; Nielsen, H. A. et al.: Evaluation of Nonparametric Probabilistic Forecasts of Wind Power, Technical Report IMM-2007-02, Technical University of Denmark, Lyngby, 2007.
- Piot (2006):** Piot, M.: Elektrizität aus Wasserkraft, Bundesamt für Energie der Schweizerischen Eidgenossenschaft, Bern, 2006.
- Pitz-Paal (2004):** Pitz-Paal, R.: Solarthermische Kraftwerke - Wie die Sonne ins Kraftwerk kommt, in: Physik unserer Zeit, 35. Jg., Nr. 1 (2004), S. 12 – 19, Weinheim, 2004.
- Poll (2008):** Poll, D.: Frequenzumrichter nicht mehr erforderlich, in: Zeitschrift Produktion, Heft 1 (2008), Verlag Moderne Industrie, Landsberg/Lech, 2008.
- Pregger et al. (2008):** Pregger, T.; Graf, D.; Krewitt, W. et al.: Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstofferzeugung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Stuttgart, 2008.
- Prestele (2007):** Prestele, H.: Heimische Pflanzenarten und deren Eignung als Energie- und Rohstoffpflanzen, Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe, Straubing, 2007.
- Pryor / Barthelmie (2004):** Pryor, S. C.; Barthelmie, R. J.: Use of RCM simulations to assess the impact of climate change on wind energy availability, Report Risoe-R-1477(EN), Risoe National Laboratory, Roskilde, 2004.
- Pryor et al. (2005):** Pryor, S. C.; Barthelmie, R. J.; Schoof, J. T.: Inter-annual Variability of Wind Indices across Europe, in: Wind Energy, Vol. 9, Issue 1/2 (2006), pp. 27 – 38, Wiley Interscience, Chichester, 2005.
- Pryor et al. (2007):** Pryor, S. C.; Barthelmie, R. J.; Schoof, J. T.: Evidence of trends in near-surface wind speeds over the Baltic, Indiana University, Bloomington, Roskilde, 2007.
- Ragwitz (2001):** Ragwitz, M.: Datengetriebene Modelle stochastischer dynamischer Systeme, Dissertationsschrift vorgelegt an der Bergischen Universität Gesamthochschule Wuppertal, Wuppertal, 2001.
- Ragwitz (2005):** Ragwitz, M.: Zusammenfassende Analyse zu Effektivität und ökonomischer Effizienz von Instrumenten zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im

- Strombereich, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe, 2005.
- Ragwitz et al. (2006a):** Ragwitz, M.; Held, A.; Resch, G. et al.: Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, Final report, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe, 2006.
- Ragwitz et al. (2006b):** Ragwitz, M.; Toro, F.; Resch, G. et al.: Economic analysis of reaching a 20 % share of renewable energy sources in 2020, Executive summary, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe, 2006.
- Ramsey et al. (2007):** Ramsey, C.; Strbac, G.; Badelin, A. et al.: Impact analysis of increasing intermittent RES and DG penetration in the electricity system, Report No. D4 of the RESPOND research project of the European Commission, Work package 2, Final version, Energy research Centre of the Netherlands, Petten, 2007.
- Rechsteiner (2008):** Rechsteiner, R.: Wind Power in Context – A clean Revolution in the Energy Sector, Studie im Auftrag der Energy Watch Group, Berlin, 2008.
- Rehfeldt (2003):** Rehfeldt, K.: Kurzgutachten im Rahmen der Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes - Teil Windenergie, Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Deutsche WindGuard GmbH, Varel, 2003.
- Rehfeldt (2007):** Rehfeldt, K.: Kostensituation der Windenergienutzung an Land, Vortragsunterlagen zum Vortrag auf der Konferenz der Koordinierungsstelle Windenergie am 20.09.2007 in Husum, Deutsche WindGuard GmbH, Husum, 2007.
- Resch et al. (2008):** Resch, G.; Faber, T.; Ragwitz, M. et al.: 20 % RES by 2020 – a balanced scenario to meet Europe's renewable energy target, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Technischen Universität Wien, Wien, 2008.
- Riedel / Weigt (2008):** Riedel, S.; Weigt, H.: German Electricity Reserve Markets, Electricity Markets Working Papers WP-EM-20, Chair for Energy Economics and Public Sector Management, Technische Universität Dresden, Dresden, 2008.
- Riedel et al. (2008):** Riedel, V.; Durante, F.; Molly, J. P.: Round Robin Numerical Flow Simulation in Wind Energy, Artikel eingereicht zur EWEC 2008, online verfügbar unter <http://www.ewec2008proceedings.info>, letzter Abruf am 01.03.2010, Brüssel, 2008.
- Risser et al. (2007):** Risser, P.; Burke, I.; Clark, C. et al.: Environmental Impacts of Wind-Energy Projects, Report of the National Research Council of the National Academies of the USA, Washington, D. C., 2007.
- Rits / Kirchner (2006):** Rits, V.; Kirchner, A.: Sensitivitätsanalyse der Kosten der zentralen Stromproduktionsanlagen, PROGNOSE AG, Basel, 2006.
- RL 2009/28/EG:** Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, Luxemburg, 2009.
- RL 2009/29/EG:** Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, Luxemburg, 2009.
- Robelius (2007):** Robelius, F.: Giant Oil Fields – The Highway to Oil, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Uppsala, Uppsala, 2007.
- Rogers et al. (2009):** Rogers, T.; VanLuvanee, D.; Williamson, A. et al.: Evaluation of four Measure-Correlate-Predict Algorithms, Poster auf der EWEC 2009, online verfügbar unter <http://www.ewec2009proceedings.info/>, letzter Abruf am 18.02.2010, Marseille, 2009.



- Rogge (2004):** Rogge, S.: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland – Ökonomie, Ökologie und Potenziale, Dissertationsschrift vorgelegt an der Technischen Universität Berlin, Berlin, 2004.
- Rosen (2007):** Rosen, J.: The future role of renewable energy sources in European electricity supply, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Karlsruhe (TH), Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe, 2007.
- Rosenthal (2008):** Rosenthal, R. E.: GAMS – A Users's Guide, Tutorial, GAMS Development Corporation, Washington, D. C., 2008.
- Roth et al. (2007):** Roth, H.; Kuhn, P.; Wagner, U.: Effects of Wind Energy on Thermal Power Plants, Proceedings of the International Conference on Clean Electrical Power 2007, pp. 544 – 548, Capri, 2007.
- Sahinidis / Tawarmalani (2009):** Sahinidis, N. V.; Tawarmalani, M.: BARON – Solver Manual, Version 2009-09-29, online verfügbar unter <http://www.gams.com/solvers/solvers.htm>, letzter Abruf am 10.04.2010, Washington, D. C., 2009.
- Sauer (2008):** Sauer, D. U.: Fährt das Auto der Zukunft elektrisch? Vortragsunterlagen der Konferenz zur Elektromobilität der Bundestagsfraktion Bündnis 90/ Grüne am 28.04.2008 in Berlin, online verfügbar unter [http://www.gruene-bundestag.de/cms/publikationen/dok/282/282583.reader\\_faehrt\\_das\\_auto\\_der\\_zukunft\\_elekt.html](http://www.gruene-bundestag.de/cms/publikationen/dok/282/282583.reader_faehrt_das_auto_der_zukunft_elekt.html), letzter Abruf am 10.04.2010, Berlin, 2008.
- SBS (2010):** Schlaich Bergemann Solar GmbH: Solar Updraft Tower, online verfügbar unter <http://www.solar-updraft-tower.com>, letzter Abruf am 11.04.2010, Stuttgart, 2010.
- Schade (2008):** Schade, J.: Analyse des ökonomischen Wertes von Kurz- und Mittelfristleistungsprognosen für Windenergieprojekte, bislang unveröffentlichte Diplomarbeit vorgelegt an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus, Cottbus, 2008.
- Schaumann (2008):** Schaumann, P.: Sandwich-Towers for Wind Energy Converters, DEWI Magazin No. 33, S. 65 – 76, Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven, 2008.
- Scheffler / Linne (2006):** Scheffler, P.; Linne, E. M.: Analyse des Regelenergiebedarfs, Projektbericht 51707-IC-3-2004-1-CZ-ERASMUS-IPUC-2, S. 22 - 27, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2006.
- Schellnhuber (2009):** Schellnhuber, H. J.: Tipping elements in the Earth System, in: Proceedings of the National Academy of Sciences of the USA, Vol. 106, No. 49, Dec. 08, 2009, pp. 20561 – 20563, Washington, D. C., 2009.
- Schill et al. (2010):** Schill, W.-P.; Diekmann, J.; Kemfert, C.: Energy and Climate Policy - USA Continues to Trail Behind, Despite Positive Change, in: DIW Wochenbericht Nr. 5/2010, S. 27 – 35, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V., Berlin, 2010.
- Schindler / Zittel (2008):** Schindler, J.; Zittel, W.: Zukunft der weltweiten Erdölversorgung, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, 2008.
- Schlaich / Schiel (2002):** Schlaich, J.; Schiel, W.: Aufwindkraftwerke, in: FVS Themen 2002, S. 85 – 89, Forschungsverbund Sonnenenergie, Stuttgart, 2002.
- Schmidt (2001):** Schmidt, H.: Die Entwicklung der Sturmhäufigkeit in der Deutschen Bucht zwischen 1879 und 2000, in: Klimastatusbericht 2001 des Deutschen Wetterdienstes, S. 199 – 205, Offenbach, 2001.
- Schneider (1998):** Schneider, L.: Stromgestehungskosten von Großkraftwerken - Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern, Untersuchung im Auftrag des Öko-Instituts Freiburg, Studienarbeit vorgelegt an der Technischen Universität Berlin, Freiburg, 1998.
- Schneiderhahn (2006):** Schneiderhahn, T.: Nutzung satellitengestützter SAR-Daten und des CMOD4-Modells zur Untersuchung des lokalen Windfeldes in der Umgebung von

- Offshore-Windparks, Dissertationsschrift vorgelegt an der Ludwig-Maximilians-Universität München, München, 2006.
- Scholz (2008):** Scholz, Y.: Erneuerbare Energien für Elektromobilität - Potenziale und Kosten, Vortragsunterlagen, Vortrag auf dem BMU-Fachgespräch Elektromobilität am 11.04.2008 in Berlin, online verfügbar unter <http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/ee-mobilitaet.pdf>, letzter Abruf am 10.04.2010, Berlin, 2008.
- Schumacher / Kohlhaas (2007):** Schumacher, K.; Kohlhaas, M.: Learning-by-Doing in the Renewable Energy Equipment Industry or in Renewable Electricity Production – Why Does It Matter to Differentiate? A Case Study of Germany, DIW Discussion Papers No. 692, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V., Berlin, 2007.
- Schwartz et al. (2009):** Schwartz, H.; Herholz, A.; Von Bremen, J.: Veränderungen der Windverhältnisse in der Vergangenheit und Zukunft, Vortrag auf dem Windmesse.de Symposium am 27.10.2009, online verfügbar unter [http://www.anemos-jacob.de/download/Vortrag\\_Windmesse09.pdf](http://www.anemos-jacob.de/download/Vortrag_Windmesse09.pdf), letzter Abruf am 15.02.2010, Hamburg, 2009.
- Schwarz (2009):** Schwarz, C.: Übergang von Euler'scher zu Lagrange'scher Statistik in kompressibler Turbulenz, Dissertationsschrift vorgelegt an der Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2009.
- Schwarz et al. (2008):** Schwarz, H.; Fichtner, W.; Bitsch, R. et al.: Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg, Abschlussbericht, Leibnitz-Institut für interdisziplinäre Studien e. V., Niederwiesa-Lichtenwalde, 2008.
- SDLWindV (2009):** Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen, Bundesgesetzblatt 2009 Teil I Nr. 39, ausgegeben am 10.07.2009, Bonn, 2009.
- Sedlacek (1999):** Sedlacek, R.: Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland, in: Erdgas Erdöl Kohle, 116. Jg., Heft 11, November 1999, S. 537 – 540, DGMK e. V., Hamburg, Wien, 1999.
- Sensfuß (2007):** Sensfuß, F.: Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector - An agent-based simulation approach, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe, 2007.
- Sensfuß / Ragwitz (2009):** Sensfuß, F.; Ragwitz, M.: Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, Konferenzbeitrag auf der 6. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien 2009, Wien, 2009.
- Sensfuß et al. (2007):** Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genoese, M.: The Merit-order effect - A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 7 (2007), Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe, 2007.
- SIEMENS (2002):** Dezentrales Energiemanagementsystem DEMS, Siemens Program and System Engineering PSE, online verfügbar unter <http://www.siemens.at/dems/>, letzter Abruf am 19.02.2010, Wien, 2002.
- Siemes (2007):** Siemes, P. M. K.: Verbesserte Systemintegration von Windenergieanlagen mittels Druckluftspeichern, Dissertationsschrift vorgelegt an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, Aachen, 2007.
- Smeets (2008):** Smeets, E.: Possibilities and limitations for sustainable bioenergy production systems, Dissertationsschrift vorgelegt an der Utrecht University, Utrecht, 2008.
- SOLARPACES (2010):** SolarPACES - Solar Power And Chemical Energy Systems - An Implementing Agreement of the International Energy Agency: CSP Technology, online verfügbar unter: [http://www.solarpaces.org/CSP\\_Trechnology/csp-technology.htm](http://www.solarpaces.org/CSP_Trechnology/csp-technology.htm), letzter Abruf am 29.12.2010, Paris, 2010.
- SOLAR-MILLENNIUM (2009):** Solar Millennium AG: Die Parabolrinnen-Kraftwerke Andasol 1 bis 3, Erlangen, 2009.

- Solomon et al. (2009):** Solomon, S.; Plattner, G.-K.; Knutti, R. et al.: Irreversible climate change due to carbon dioxide emissions, in: Proceedings of the National Academy of Sciences of the USA, Vol. 106, Issue 6, Feb. 06, 2009, pp. 1704 - 1709, Washington, D. C., 2009.
- Sontow (2000):** Sontow, J.: Energiewirtschaftliche Analyse großtechnischer Windstromerzeugung, Dissertationsschrift vorgelegt an der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2000.
- Spekat et al. (2007):** Spekat, A.; Enke, W.; Kreienkamp, F.: Neuentwicklung von regional hoch aufgelösten Wetterlagen für Deutschland und Bereitstellung regionaler Klimaszenarios auf der Basis von globalen Klimasimulationen mit dem Regionalisierungsmodell WETTREG auf der Basis von globalen Klimasimulationen mit ECHAM5/MPI-OM T63L31 2010 bis 2100 für die SRES- Szenarios B1, A1B und A2, Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau, 2007.
- SPIEGEL (2008):** Chinas Treibhausgas-Ausstoß droht sich zu verdoppeln, in: Spiegel-Online vom 22.10.2008, verfügbar unter <http://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/0,1518,585713,00.html>, letzter Abruf am 18.04.2009, Hamburg, 2008.
- SRU (2007):** Sachverständigenrat für Umweltfragen: Klimaschutz durch Biomasse, Sondergutachten, Berlin, 2007.
- Stadler (2005):** Stadler, I.: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Habilitationsschrift vorgelegt an der Universität Kassel, Kassel, 2005.
- STATKRAFT (2006):** STATKRAFT AS: Ocean Energy in brief, online verfügbar unter [http://www.statkraft.com/pub/innovation/technology/ocean\\_energy/](http://www.statkraft.com/pub/innovation/technology/ocean_energy/), letzter Abruf am 23.03.2008, Oslo, 2006.
- STATKRAFT (2009):** STATKRAFT AS: Q&A osmotic power, online verfügbar unter <http://www.statkraft.com/energy-sources/osmotic-power/>, letzter Abruf am 01.12.2009, Oslo, 2009.
- STEAG (2007):** STEAG Saar Energie AG - Leistungsangebot des Unternehmens, online verfügbar unter <http://www.steag-saarenergie.de>, letzter Abruf am 23.11.2007, Saarbrücken, 2007.
- Steger et al. (2008):** Steger, U.; Büdenbender, U.; Feess, E. et al.: Die Regulierung elektrischer Netze - Offene Fragen und Lösungsansätze, Springer, Heidelberg, Berlin, 2008.
- Stein (2006):** Stein, U.: Hydraulische Kraftübertragung, in: Zeitschrift Erneuerbare Energien, 16. Jg., Heft 12 (2006), S. 31 - 34, SunMedia Verlags GmbH, Hannover, 2006.
- Steinberger-Willms (1993):** Steinberger-Willms, R.: Untersuchung der Fluktuationen der Leistungsabgabe von räumlich ausgedehnten Wind- und Solarenergie-Konvertersystemen in Hinblick auf deren Einbindung in elektrische Versorgungsnetze, Dissertationsschrift vorgelegt an der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Shaker, Aachen, 1993.
- Stern (2006):** Stern, N.: Stern Review on the Economics of Climate Change, London, 2006.
- Strack (2008):** Strack, M.: Wind Farm Energy Yield Assessment - Site Dragaliden Sweden, dem Verfasser vorliegender vertraulicher Bericht an die Dragaliden Vind AB vom 04.11.2008, Deutsche WindGuard Consulting GmbH, Varel, 2008.
- Strbac et al. (2006):** Strbac, G.; Black, M.; Figueiredo, V.: Role of storage in integrating wind energy, in: Deliverable D5b - Disaggregated system operation cost and grid extension cost caused by intermittent RES-E grid integration, Projekt GreenNet-EU27, pp. 51 – 78, Imperial College London, Stuttgart, Duisburg-Essen, Wien, London, 2006.

- Succar / Williams (2008):** Succar, S.; Williams, R. H.: Compressed Air Energy Storage - Theory, Resources and Applications for wind power, Princeton Environmental Institute, Energy Systems Analysis Group, Princeton University, Princeton, 2008.
- SVEVIND / ENERCON (2008):** SVEVIND AB und ENERCON GmbH: Pressemitteilung - Grundsteinlegung im Projekt Markbygden, online verfügbar unter <http://www.svevind.se>, letzter Abruf am 01.06.2009, Piteå, 2008.
- Swider (2007):** Swider, D. J.: Compressed Air Energy Storage in an Electricity System With Significant Wind Power Generation, in: Energy Conversion, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 22, March 2007, pp. 95 – 102, IEEE Power & Energy Society, Piscataway, 2007.
- Swider et al. (2006):** Swider, D. J.; Voß, A.; Özdemir, E. D. et al.: Guiding a least cost grid integration of RES-electricity in an extended Europe, Deliverable D9 - Case Studies on conditions and costs for RES-E grid integration, Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy, University of Stuttgart Stuttgart, 2006.
- Swider et al. (2007):** Swider, D. J.; Ellersdorfer, I.; Hundt, M. et al.: Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität, Gutachten im Auftrag des Verbandes der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland e. V., Stuttgart, 2007.
- Tamme et al. (2006):** Tamme, R.; Jossen, A.; Henning, H.-M.: Speichertechnologien für erneuerbare Energien – Voraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung, in: FVS Themen 2006, S. 82 – 90, Forschungsverbund Sonnenenergie, Berlin, 2006.
- Tamme et al. (2008):** Tamme, R.; Laing, D.; Zunft, S.: Thermische Speicher für rationelle Energienutzung, in: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., DLR-Nachrichten September 2008, S. 52 – 55, Köln, 2008.
- Tawarmalani / Sahinidis (2002):** Tawarmalani, M.; Sahinidis, N. V.: Convexification and Global Optimization in Continuous and Mixed-Integer Nonlinear Programming - Theory, Algorithms, Software, and Applications, Kluwer, Dordrecht, 2002.
- Theobald et al. (2003):** Theobald, C.; Hummel, K.; Jung, C. et al.: Regelmarkt – Gutachten zu Marktgestaltung, Beschaffungskosten und Abrechnung von Regelleistung durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Becker, Bütter, Held, Rechtsanwälte, Aachen, Berlin, 2003.
- Thrän et al. (2007):** Thrän, D.; Seiffert, M.; Müller-Langer, F. et al.: Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie, Teilbericht I, Untersuchung im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen, dem Fachverband Biogas e. V. und der Stadtwerke Aachen GmbH, Leipzig, 2007.
- Tigges (2009):** Tigges, F.-J.: Baustopp per Gericht, in: Zeitschrift Neue Energie, 19. Jg., Heft 12 (2009), S. 36 – 37, Bundesverband Windenergie e. V., Berlin, 2009.
- Tigges et al. (2009):** Tigges, M.; Bendfeld, J.; Splett, M. et al.: Possibilities of reducing the feed-in fluctuations of offshore wind farms by renewable energy sources like biogas plants, Vortragsunterlagen zur Konferenz WWEC 2008 in Kingston, Kanada, online verfügbar unter <http://www.ontario-sea.org/Storage/26/>, letzter Abruf am 10.04.2010, Kingston, 2009.
- TLL (2007):** Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft: Wirtschaftliche Produktion von Silomais für Biogasanlagen, Mais Information, Ausgabe 01/2007, Jena, 2007.
- TPWind (2008):** European Technology Platform for Wind Energy TPWind: Strategic Research Agenda - Market Deployment Strategy from 2008 to 2030, Brüssel, 2008.
- Trieb (2008):** Trieb, F.: Auf die Verteilung kommt es an, in: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.: DLR-Nachrichten September 2008, S. 10 – 15, Köln, 2008.
- Trieb et al. (2005):** Trieb, F.; Schillings, C.; Kronshage, S. et al.: Concentrating solar power for the Mediterranean Region, Final report, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart, 2005.

- Trieb et al. (2006):** Trieb, F.; Schillings, C.; Kronshage, S. et al.: Trans-Mediterranean interconnection for concentrating solar power, Final report, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart, 2006.
- Troen / Petersen (1989):** Troen, I.; Petersen, E. L.: European Wind Atlas, Risoe National Laboratory, Roskilde, 1989.
- Türk (2008):** Türk, M.: Das Windprofil über See – Auswertung von vier Jahren FINO 1-Daten, in: DEWI-Magazin, Nr. 33, Heft 08 (2008), S. 12 - 16, Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven, 2008.
- Tzscheuschler (2007):** Tzscheuschler, P.: Stromerzeugung aus Windkraft in Deutschland, Vortrag gehalten am 09.07.2007 in Straubing, online verfügbar unter <http://www.tfz.bayern.de/veranstaltungen/26361/tzscheuschler.pdf>, letzter Abruf am 23.02.2008, Straubing, 2007.
- UCTE (2007):** Union for the Coordination of Transmission of Electricity: Statistical Yearbook 2006, Brüssel, 2007.
- UCTE (2009):** Union for the Coordination of Transmission of Electricity: Data, statistics, resources, online verfügbar unter <http://www.ucte.org>, letzter Abruf am 15.02.2009, Brüssel, 2009.
- Ummels et al. (2008):** Ummels, B. C.; Pelgrum, E.; Kling, W. L. et al.: Energy Storage Options for System Integration of Offshore Wind Power in the Netherlands, Delft University of Technology, Delft, 2008.
- UNFCCC (2007):** United Nations Framework Convention on Climate Change: GHG Emissions Data, Time Series Data 2007, online verfügbar unter [http://unfccc.int/ghg\\_emissions\\_data/ghg\\_data\\_from\\_unfccc/time\\_series\\_annex\\_i/items/3814.php](http://unfccc.int/ghg_emissions_data/ghg_data_from_unfccc/time_series_annex_i/items/3814.php); letzter Abruf am 11.12.2007, Bonn, 2007.
- UNPD (2009):** United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (UNPD): World Population Prospects - The 2008 Revision, Highlights, Working Paper No. ESA/P/WP.210, New York, 2009.
- Uppala et al. (2005):** Uppala, S. M.; Kållberg, P. W.; Simmons, A. J. et al.: The ERA-40 re-analysis, in: Quarterly Journal of Royal Meteorological Society, Vol. 131, Issue 612 (2005), October 2005, pp. 2961 – 3012, John Wiley and Sons, Reading, 2005.
- Urban (2006):** Urban, W.: Technologien und Kosten der Erzeugung von SNG aus Biomasse, Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik UMSICHT der Fraunhofer Gesellschaft, Stendal, 2006.
- US-DOE (2006):** Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy: International Energy Outlook 2006, Washington, D. C., 2006.
- US-DOE (2009):** Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy: International Energy Outlook 2009, Washington, D. C., 2009.
- Van der Hoven (1957):** Van der Hoven, I.: Power Spectrum of Horizontal Wind Speed in the Frequency Range From 0.0007 to 900 Cycles Per Hour, in: Journal of Meteorology, Vol. 14, No. 2 (1957), April 1957, pp. 160 – 164, American Meteorological Society, Boston, 1957.
- Van der Toorn (2007):** Van der Toorn, G.: EU Tradewind - Work Package 2 Wind Power Scenarios - WP2.1 Wind Power Capacity Data Collection, Garrad Hassan and Partners Ltd., Bristol, 2007.
- Van Hulle et al. (2009):** Van Hulle, F.; Tande, J. O.; Uhlen, K. et al.: TRADEWIND - Integrating Wind - Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power, European Wind Energy Association, Brüssel, 2009.
- VanLuvanee (2006):** VanLuvanee, D. R.: Investigation of observed and modeled wake effects at Horns Rev using WindPRO, Masterarbeit vorgelegt an der Technical University of Denmark, Lyngby, 2006.

- VanLuvanee et al. (2009):** VanLuvanee, D. R.; Rogers, T.; Randall, G. et al.: Comparison of WASP, CFD, NWP and analytical methods for estimating site wind speeds, Paper eingereicht zur EWEC 2009, online verfügbar unter <http://www.ewec2009proceedings.info/>, letzter Abruf am 01.03.2010, Marseille, 2009.
- VDEW / VDN (2005):** Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. und Verband der Netzbetreiber e. V.: Vertikaler physikalischer Belastungsausgleich vom Übertragungsnetzbetreiber an die Letztverbraucherversorger (Lieferanten) nach § 14 Abs. 3 EEG, Verfahrensbeschreibung, Berlin, 2005.
- Vigueras-Rodriguez et al. (2009):** Vigueras-Rodriguez, A.; Sørensen, P.; Cutululis, N. A. et al.: Application of ramp limitation regulations for smoothing the power fluctuations from offshore wind farms, Instituto de Investigacion en Energias Renovables, Albacete, 2009.
- Vogstad (1997):** Vogstad, K.-O.: Energiressursplanlegging - en systemteknisk vurdering, Diplomarbeit vorgelegt an der Universität Trondheim, Trondheim, 1997.
- Völler (2010):** Völler, S.: Optimierte Betriebsführung von Windenergieanlagen durch Energiespeicher, Dissertationsschrift vorgelegt an der Bergischen Universität Wuppertal, Wuppertal, 2010.
- Von Hirschhausen et al. (2003):** von Hirschhausen, C.; Kappeler, A.; Neumann, A.: Infrastrukturausbau in Europa – Mehr Investitionen und höhere Effizienz durch bessere Regulierung? in: DIW Wochenbericht Nr. 49/2003, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V., Berlin, 2003.
- Von Roon / Huck (2010):** von Roon, S.; Huck, M.: Merit Order des Kraftwerksparks, online verfügbar unter [http://www.ffe.de/download/wissen/20100607\\_Merit\\_Order.pdf](http://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf), letzter Abruf am 13.06.2010, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2010.
- Voß / Geißler (1981):** Voß, A.; Geißler, E.: Umsetzen praktischer Energiebedarfsforschung in strategischen Energiemodellen, in: Schaefer, H. (Hrsg.): Praktische Energiebedarfsforschung, S. 151 – 160, Springer, Berlin, Heidelberg, 1981.
- Wagner et al. (2004):** Wagner, U.; Geiger, B.; Hardi, M. et al.: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen, online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen.html>, letzter Abruf am 14.08.2009, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München, München, 2004.
- Wawer (2007):** Wawer, T.: Förderung erneuerbarer Energien im liberalisierten deutschen Strommarkt, Dissertationsschrift vorgelegt an der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, Münster, 2007.
- WBGU (2003):** Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: Welt im Wandel – Energiewende zur Nachhaltigkeit, Berlin, 2003.
- WBGU (2008):** Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: Welt im Wandel – Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung, Berlin, 2008.
- Weber (2007):** Weber, E.: The big picture – PV in the next 20 years, Vortrag gehalten auf dem Fraunhofer Investmentforum am 08.11.2007, online verfügbar unter <http://www.ise.fraunhofer.de/veroeffentlichungen/ausgewaehlte-vortraege/vortraege-weber/the-big-picture-pv-in-the-next-20-years>, letzter Abruf am 06.05.2010, Freiburg, 2007.
- Weber (2009):** Weber, C.: Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems, in: Energy Policy, Volume 38, Issue 7 (July 2010), pp. 3155 – 3163, Elsevier, Amsterdam, 2009.
- Weber / Woll (2007):** Weber, C.; Woll, O.: Merit-Order-Effekte von Erneuerbaren Energien – Zu schön um wahr zu sein? EWL Working Paper 01/07, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen, Essen, 2007.

- WEC (1994):** World Energy Council: New renewable energy resources - a guide to the future, Kogan Page Limited, London, 1994.
- Weise (2009):** Weise, T.: Global Optimization Algorithms - Theory and Application, Version 2009-06-26, online verfügbar unter <http://www.it-weise.de/>, letzter Abruf am 08.04.2010, Chemnitz, 2009.
- Wiechers (2009):** Wiechers, U.: Netzanschluss und Netzausbau im Spiegel der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs, Vortragsunterlagen online verfügbar unter [http://www.clearingstelle-eeg.de/files/FG3\\_Wiechers.pdf](http://www.clearingstelle-eeg.de/files/FG3_Wiechers.pdf), letzter Abruf am 26.04.2010, Clearingstelle EEG des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2009.
- Wiesner (2002):** Wiesner, W.: Die Brennstoffzelle - Theoretische Grundlagen, prinzipieller Aufbau, heute in der Entwicklung befindliche Brennstoffzellensysteme, ihr Entwicklungsstand und ihre speziellen Eigenschaften, Vortragsunterlagen, Vortrag auf dem AK Brennstoffzellen der FH Köln und VDI BV Köln, online verfügbar unter <http://www.f09.fh-koeln.de/fakultaet/personen/profs/wolfgang.wiesner/00612/>, letzter Abruf am 21.05.2009, Köln, 2002.
- Wietschel / Bünger (2010):** Wietschel, M.; Bünger, U.: Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO<sub>2</sub>-freie Endenergieträger, Studie im Auftrag der RWE AG, Karlsruhe, 2010.
- Wijk / Coelingh (1993):** Wijk, A.; Coelingh, J.: Wind Power Potential in the OECD Countries, Department of Science, Technology and Society, Utrecht University, Utrecht, 1993.
- WINDGRID (2008):** The WINDGRID project under the European Union's Sixth Framework programme: Task 2.2 & 2.3 - System Security Management & Security assessment and identification of best practices, online verfügbar unter <http://www.windgrid.eu>, letzter Abruf am 06.04.2010, Brüssel, 2008.
- WINDLAB (2009):** Windlab Systems Pty Ltd.: Kazakstan Wind Atlas, online verfügbar unter <http://www.windenergy.kz/eng/pages/windatlas.html>, letzter Abruf am 14.01.2010, Almaty, 2009.
- WINDTEST (2009):** Windtest Grevenbroich GmbH: Leistungsspektrum der Windtest Grevenbroich GmbH – Elektrische Eigenschaften - Netzanschlussregeln, online verfügbar unter <http://www.windtest-nrw.de>, letzter Abruf am 16.05.2009, Grevenbroich, 2009.
- Winkler et al. (2002):** Winkler, W.; Strack, M.; Westerhellweg, A.: Zuverlässige Methoden zur Normierung und Bewertung von Energieerträgen von Windparks, Vortrag gehalten auf der 6. Deutschen Windenergie-Konferenz (DEWEK 2002) vom 23./24.10.2002 in Wilhelmshaven, Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven, 2002.
- Wirths (2006):** Wirths, A.: Thermische Energiespeicherung in Druckluftspeicherkraftwerken – Theorie der Speicherung im fluiden Einphasengebiet, Diplomarbeit vorgelegt an der Fachhochschule Gießen-Friedberg, Gießen, 2006.
- Wissen / Nicolosi (2008):** Wissen, R.; Nicolosi, M.: Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energie richtig bewertet? in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58. Jg., Heft 1/2 (2008), S. 110 – 115, ETV Energieverlag, Essen, 2008.
- Woldt (2007):** Woldt, T.: Beitrag zur Energiesystemintegration dezentraler Energiewandlungsanlagen mit besonderer Berücksichtigung kleiner Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in kommunalen Versorgungsstrukturen, Dissertationsschrift vorgelegt an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus, Shaker, Cottbus, 2007.
- Wolf (2010):** Wolf, K.: Konzerne gewinnen Offshore-Lizenzen, in: Zeitschrift Erneuerbare Energien, 20. Jg., Heft 02 (2010), S. 16 – 17, SunMedia Verlags GmbH, Hannover, 2010.

- Wolf et al. (2007):** Wolf, D.; Witt, M.; Bruckner, T.: Auswirkung der fluktuierenden Stromspeisung aus Windenergie auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen fossil befeuerter Kraftwerke, Institut für Energietechnik, Technische Universität Berlin, Berlin, 2007.
- Woyte et al. (2009):** Woyte, A.; Purchala, K.; Meibom, P. et al.: TRADEWIND - Deliverable D7.5 Power Market Design with a High Wind Power Share - Simulations and Analysis, Final report – Revision D, 3E nv/sa, Brüssel, 2009.
- Yu et al. (2005):** Yu, W.; Benoit, R.; Girard, C. et al.: Wind Energy Simulation Toolkit - A wind mapping system for use by wind energy industry, Meteorological Research Branch Environment Canada, Dorval, 2005.
- Zahoransky (2004):** Zahoransky, R. A.: Energietechnik - Systeme zur Energieumwandlung, 2. Aufl., Vieweg, Wiesbaden, 2004.
- Zaslavsky et al. (2001):** Zaslavsky, D.; Wurzbürger, U.; Einav, A.: Energy towers for Producing Electricity and Desalinated Water without a Collector, Israel Institut of Technology, Haifa, 2001.
- Ziesing (2009):** Ziesing, H.-J.: Differenzierte Entwicklung bei insgesamt weiter steigenden weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen, in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 59. Jg., Heft 9 (2009), S. 56 - 65, ETV Energieverlag, Essen, 2009.
- Zunft et al. (2005):** Zunft, S.; Tammé, R.; Nowi, A. et al.: Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke - Ein Element zur netzkonformen Integration von Windenergie, in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg., Heft 7 (2005), S. 451 – 455, ETV Energieverlag, Essen, 2005.
- Zvingilaite et al. (2008):** Zvingilaite, E.; Jacobsen, H. K.; Sanchez, E. P. et al.: Overview of optimal market response options - Identification and analysis of market response options, Final report, Energy research Centre of the Netherlands, Petten, 2008.
- Zweifel et al. (1997):** Zweifel, P.; Filippini M.; Bonomo S.: Elektrizitätstarife und Stromverbrauch im Haushalt, Neue Erkenntnisse aus der Schweiz, Physica-Verlag, Heidelberg, 1997.



## Anhang zur Arbeit

### Übersicht der analysierten Integrationsstudien

Tabelle 34 Übersicht über Untersuchungen zur Integration Erneuerbarer Energien mit einem mehrdimensionalen Untersuchungsansatz (alphabetisch geordnet)

Quelle	Untersuchungsgegenstand	Untersuchungsregion
Auer et al. (2005a)	Bestimmung zusätzlicher Systemkosten der Windintegration bestehend aus Kosten für Netzanschluss und -ausbau, Regelenergie, Reserveleistung; Leistungskredit der Windenergie; Potenzial und Wirtschaftlichkeit von Lastverlagerungen	Deutschland, Österreich
Auer et al. (2005b)	Elektrische Integration von intermittierenden EE-Technologien hinsichtlich Regelenergie- und Reserveleistungsbedarf, Netzausbaukosten	EU-27
DENA (2005)	Analyse der Auswirkungen einer Netzintegration von Windenergieanlagen on- und offshore bis zum Jahr 2020, insbesondere Netzausbau, Auswirkungen auf den Kraftwerkspark sowie Untersuchung notwendiger Reservevorhaltung	Deutschland
Ensslin et al. (2008)	Technologien zur Kapazitätserhöhung bestehender Netzinfrastruktureinrichtungen; Neue Übertragungstechnologien; Betriebsstrategien von EE-Erzeugern und Lastmanagementsystemen	Deutschland
EWEA (2004)	Technische und ökonomische Analyse der Windenergieerzeugung inkl. Netzanschlussbedingungen, Erzeugungsscharakteristik, Windleistungsprognose, Emissionsminderung und vermiedene externe Kosten	EU-25
EWEA (2005)	Untersuchung der Auswirkungen einer ausgeweiteten Windenergieerzeugung auf das Gesamtsystem der Elektroenergieversorgung bezüglich Reservevorhaltung und Regelenergie, Netzanschlussbedingungen und Netzausbau, Marktausgestaltung; Zusammenhang zwischen Variabilität und Prognostizierbarkeit, Kapazitätskredit, ökonomische Analysen zu zusätzlichen Kosten und CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten	keine
EWIS (2007)	Zwischenbericht zur Untersuchung zu Anforderungen aus der Integration von Windenergieanlagen, u. a. Lastflussanalysen in ausgewählten Szenarien, Identifizierung von Engpässen und Ausbauerfordernissen im Übertragungsnetz, Risikoanalyse des Verbundnetzes, Kraftwerks-Einsatzplanung, Berechnung Netzverluste und Blindleistungsbedarf	UCTE und Nordel
GE (2005)	Analyse der potentiellen Auswirkungen von 3.300 MW Windenergie im Netzgebiet des Staates New York auf: Zuverlässigkeit und Versorgungssicherheit, Prognosegenauigkeit, Ausgestaltung von Day-ahead und Hour-ahead Märkten, Last- und Windenergiefluktuationen	New York/USA
GH (2003)	Möglichkeiten und Grenzen der Windenergie-Einspeisung bezüglich: Netzrestriktionen, Systemsicherheit und Versorgungsqualität, ökonomische Effekte einer zunehmenden Windeinspeisung	Irland, Nordirland

Quelle	Untersuchungsgegenstand	Untersuchungsregion
Grimm (2007)	Analyse des Einflusses von Speichereinrichtungen, Lastmanagement (z. B. Wärmepumpen) und Regelkraftwerken auf die Kraftwerkseinsatzplanung und die Spitzenlast- sowie Ausgleichsenergiepreise bei einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien	Deutschland
Gross et al. (2006)	Untersuchung der Auswirkungen und daraus resultierender Kosten der Fluktuationen regenerativer Erzeugung, insbesondere Regelleistung und Reserveenergie, Versorgungszuverlässigkeit	Großbritannien
Hasche et al. (2006)	Vergleich aktueller (Netzintegration, Marktstrukturen) und potenzieller Optionen (Speicher, Demand-Side-Management, Virtuelle Kraftwerke, Mini-Grids) zur Integration fluktuierender, dezentraler Erzeugungseinheiten	Deutschland, Dänemark, Frankreich, Spanien, Großbritannien
Holttinen (2004)	Auswirkungen einer großtechnischen Windenergieerzeugung in Skandinavien hinsichtlich: Variabilität der Erzeugung, Reservevorhaltung, Beeinflussung anderer Produzenten, Übertragungsnetze, Beeinflussung der Märkte und Marktpreise	Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark-Ost
Holttinen et al. (2007)	Meta-Studie vorliegender Untersuchungen und Entwurf geeigneter Beurteilungskriterien und Untersuchungsdesigns zur Integration von Windenergieanlagen mit besonderer Beachtung der Auswirkungen auf das Elektrische System (Regelenergie- und Reserveleistungsbedarf, Netzausbaubedarf, Kapazitätskredit der Windenergie); Analyse der Variabilität und der Prognostizierbarkeit der Windenergie	Skandinavien, Deutschland, Großbritannien, Irland, Bundesstaaten der USA, Niederlande, Portugal, Spanien
KEMA (2002)	Integration von 6.000 MW offshore Windenergie bezüglich: notwendiger Netzverstärkung, Regelenergie- und Reserveleistungsbedarf, Marktstrukturen und Marktausgestaltung, administrative Anforderungen	Niederlande
Klobasa (2007)	Ermittlung des Potenzials des Lastmanagements; Ausgleichsbedarf im Energiesystem; Simulation der Interaktion von Windintegration und Lastmanagement	Deutschland
Krämer (2005)	Modellierung der Auswirkungen einer ausgeweiteten Windenergieerzeugung auf die Entwicklung des Kraftwerksparks sowie die Kraftwerkseinsatzplanung	Deutschland
Kröger-Vodde et al. (2009)	Untersuchung bestehender Hindernisse zur Integration Erneuerbarer Energien (insb. der Windenergie) in fünf ausgewählten Ländern; Zusammenfassung von Untersuchungsergebnissen zu zusätzlichen Systemkosten der Windenergieintegration	Norwegen, Griechenland, Polen, Rumänien, Deutschland
Kruck (2008)	Systemanalyse unter Nutzung von Speichertechnologien (Druckluftspeicher, Pumpwasserspeicher, alternativ Erdgas-GuD-Kraftwerke) zur Verstetigung der Windenergieeinspeisung	Deutschland
MacDonald (2004)	Maßnahmen zur Integration von EE zur Zielerreichung von 10 % bzw. 20 % an der Elektroenergieerzeugung 2010 bzw. 2020 hinsichtlich: Ausbau Übertragungs- und Verteilnetze, Auswirkungen der Fluktuation der EE-Einspeisung, Netzanschlussbedingungen	Großbritannien
Nabe (2006)	Untersuchung von effizienten Marktausgestaltungen, die eine Integration von EE-Anlagen ermöglichen könnten: Beschreibung der erweiterten lang- und	Deutschland

Quelle	Untersuchungsgegenstand	Untersuchungsregion
	kurzfristigen Koordinationsaufgaben durch Einbezug von EE, Gestaltung von Elektroenergiemärkten zur Bewältigung der Koordinationsaufgaben, Erarbeitung von dementsprechenden Gestaltungsvorschlägen für den deutschen Markt	
Oeser (2006)	Durchführung einer Ökobilanzierung der Offshore-Windenergie hinsichtlich Bau und Betrieb der Windenergieanlagen sowie der resultierenden Anpassungen des restlichen Kraftwerksparks und des elektrischen Netzes; Ökobilanzierung des Einsatzes von Druckluftspeicherkraftwerken	Deutschland
Ohrem et al. (2007)	Untersuchung ausgewählter Maßnahmen zur Unterstützung der Integration der Windenergie, z. B. Entwicklung von Windleistungsprognosen, Netzausbauoptionen, Erhöhung der Übertragungskapazität bestehender Freileitungen durch Leiterseilmonitoring, Potenziale des Lastmanagements	Deutschland
Ramsey et al. (2007)	Interaktion der Sektoren Erzeugung, Verteilung, Handel und Nachfrage, um einen steigenden Anteil der EE und KWK sicherzustellen; Leistungskredit und notwendige Übertragungskapazität bei steigendem Durchdringungsgrad; Ausgleichseffekt der Windenergie; Netzausbaukosten	Dänemark, Deutschland, Niederlande, Spanien, Großbritannien
Schwarz et al. (2008)	Analyse der Flächen- und Nennleistungspotentiale von EE in Brandenburg bis 2020; Untersuchung des notwendigen Netzausbaus in allen Netzebenen und des damit zusammenhängenden Investitionsbedarfs in Brandenburg; Analyse eines Hybridkraftwerkkonzepts zur Verstärkung der Windenergieeinspeisung	Deutschland (Brandenburg)
Sensfuß (2007)	Simulationsansatz für den Elektroenergiemarkt; Interaktion EE-Erzeugung mit CO <sub>2</sub> -Markt und Elektroenergiemarkt; Regelenergiebedarf und Netzausbau; ökonomische Auswirkungen der EE-Erzeugung auf bestehende Versorgungsunternehmen; ökonomische Effekte eines Lastmanagements sowie ausgeweiteter EE-Erzeugung	Deutschland
Sontow (2000)	Charakterisierung einer deutschlandweiten Windenergieerzeugung; Ableitung der verbleibenden Restnachfrage; Kapazitätseffekt und Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark; Gesamtkostenvergleich der Windenergieerzeugung	Deutschland (Niedersachsen, Hessen, Schleswig-Holstein)
Swider et al. (2006)	Fallstudien zu Bedingungen und Kosten der Integration von EE insbesondere zu Förderinstrumenten, Netzanschluss und Netzausbau sowie Allokationsmethoden der zusätzlichen Kosten	Deutschland, Niederlande, Großbritannien, Schweden, Österreich, Litauen, Slowenien
Zvingilaite et al. (2008)	Diskussion und Priorisierung von ausgewählten Maßnahmen zur verbesserten Marktintegration von EE	keine

### Ausgewählte Analysen der verwendeten NCEP 825 Daten

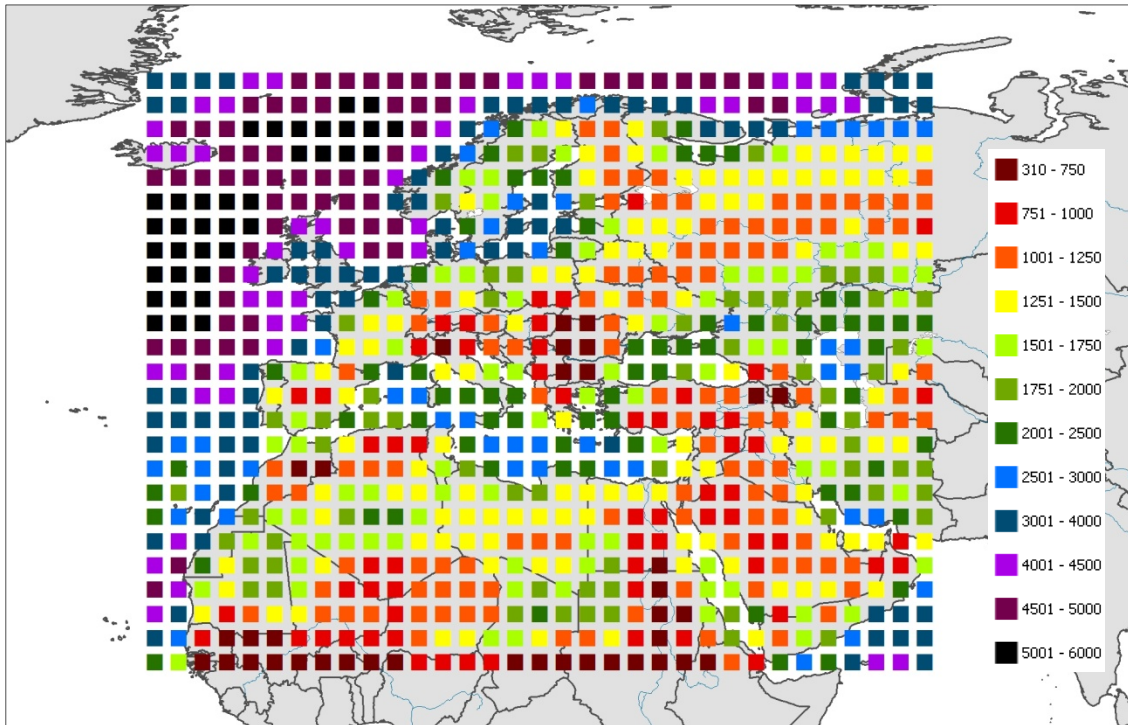


Abbildung 71 Darstellung der mittleren jährlichen Volllaststunden der untersuchten NCEP 825 Gitternetzknotten im Luftdrucklevel Sigma 0,995

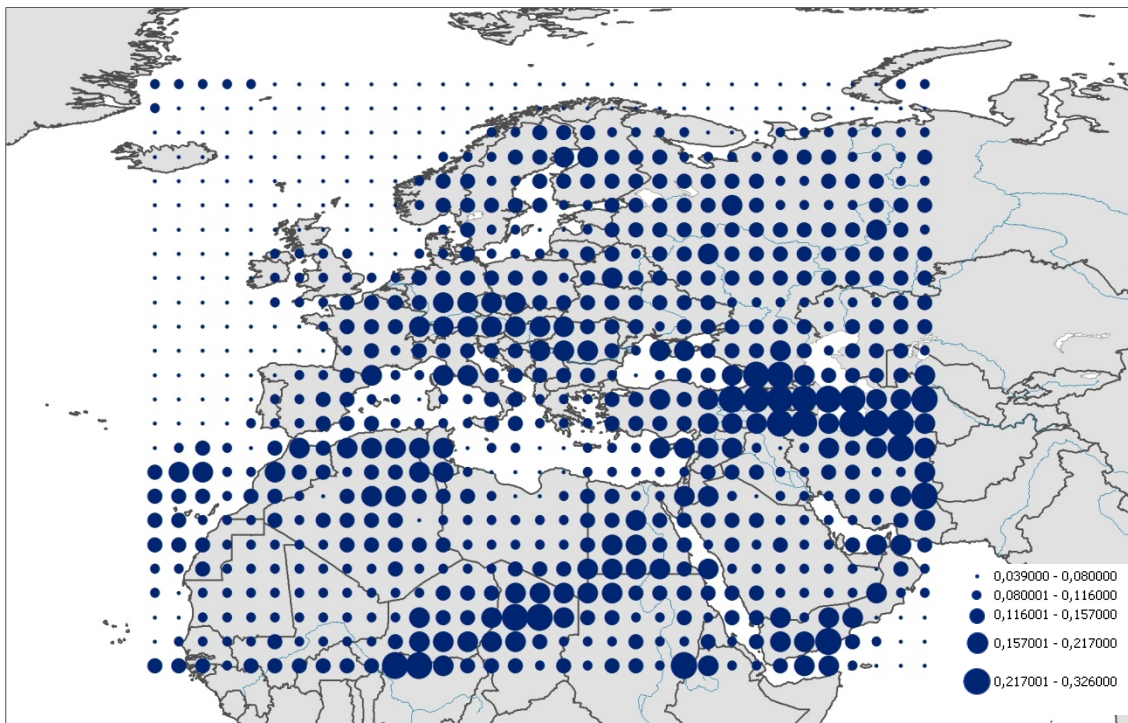


Abbildung 72 Darstellung der Variationskoeffizienten der Jahreserträge der untersuchten NCEP 825 Gitternetzknotten des Zeitraums 1970 bis 2008



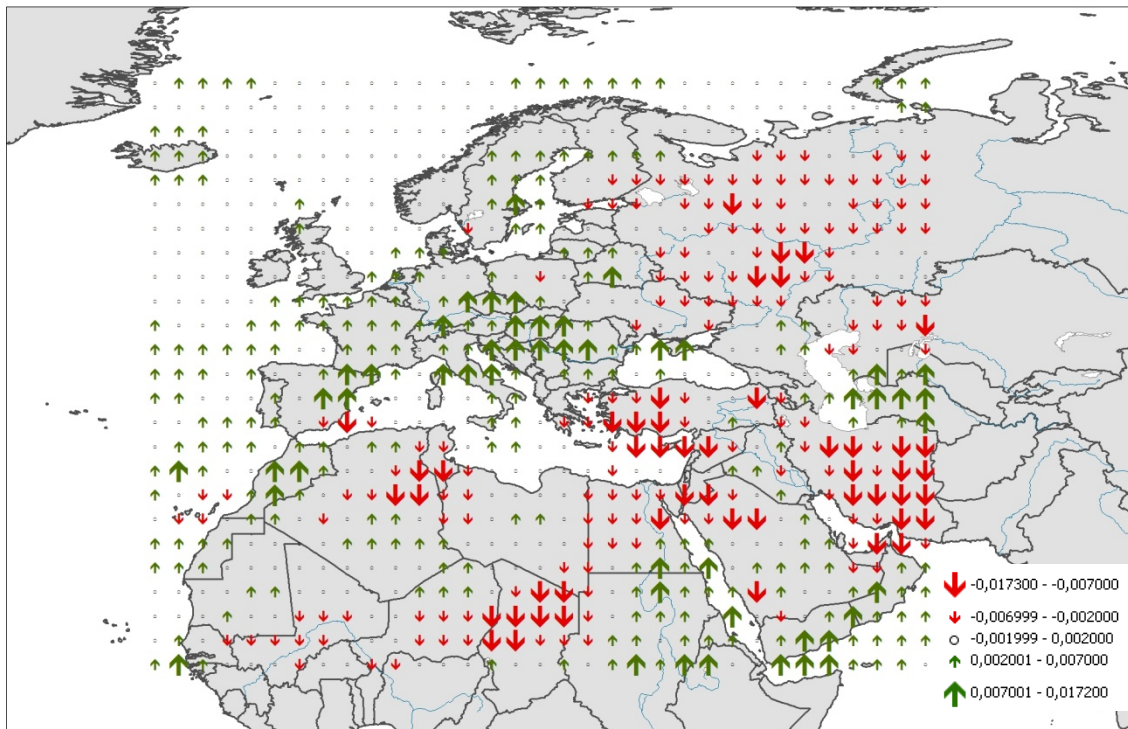


Abbildung 73 Darstellung des Anstiegs (Faktor  $m$ ) einer berechneten linearen Trendfunktion ( $y = m * x + b$ ) der Jahreserträge der NCEP 825 Daten für den Zeitraum 1970 bis 2008

### Analyse ausgewählter Gitternetzknotten und Optimierungsergebnisse mit dem Modell WIND-SMOOTH

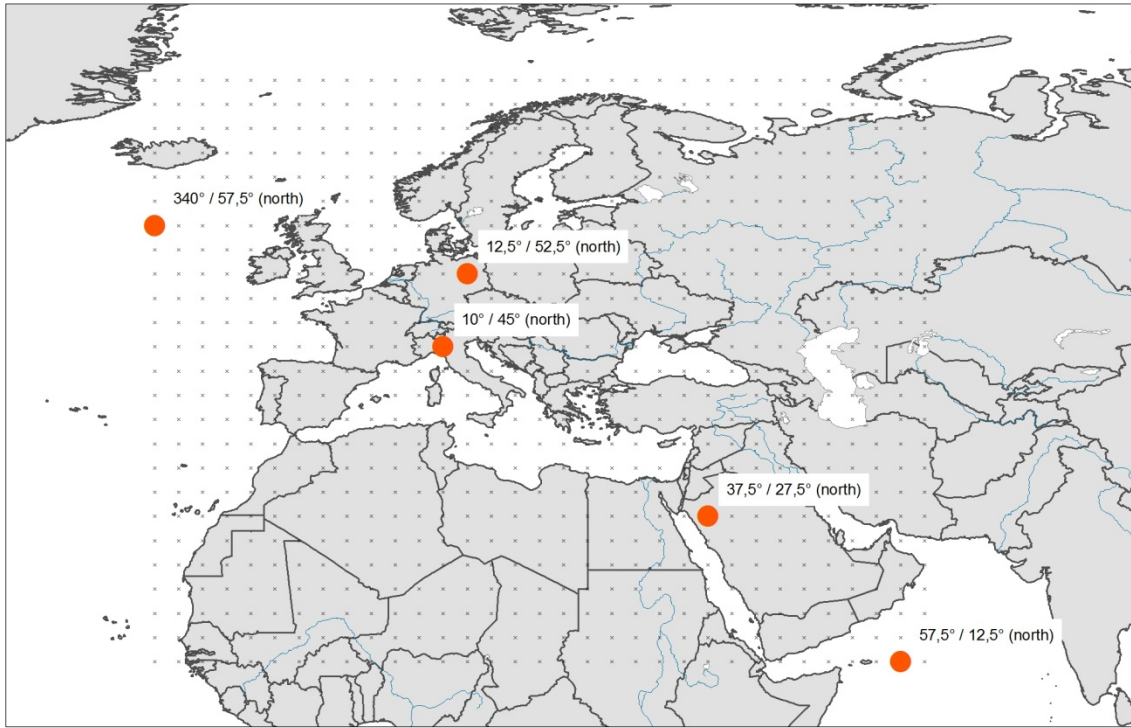


Abbildung 74 Darstellung der geografischen Lage von ausgewählten Gitternetzknotten

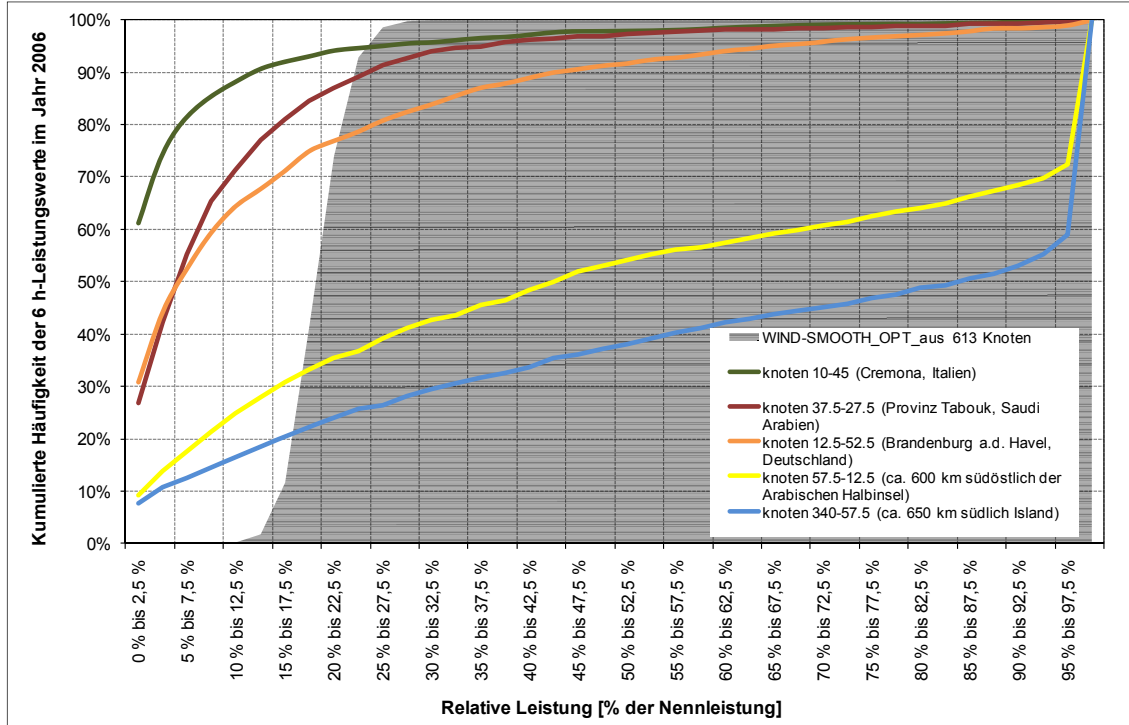


Abbildung 75 Kumulierte Häufigkeitsverteilung der relativen Leistungswerte von berechneten 6 h WEA-Einspeiseleistungen an ausgewählten Gitternetzknotten im Vergleich zum Optimierungsergebnis mit dem Modell WIND-SMOOTH unter Berücksichtigung von 613 on- und nearshore Standorten

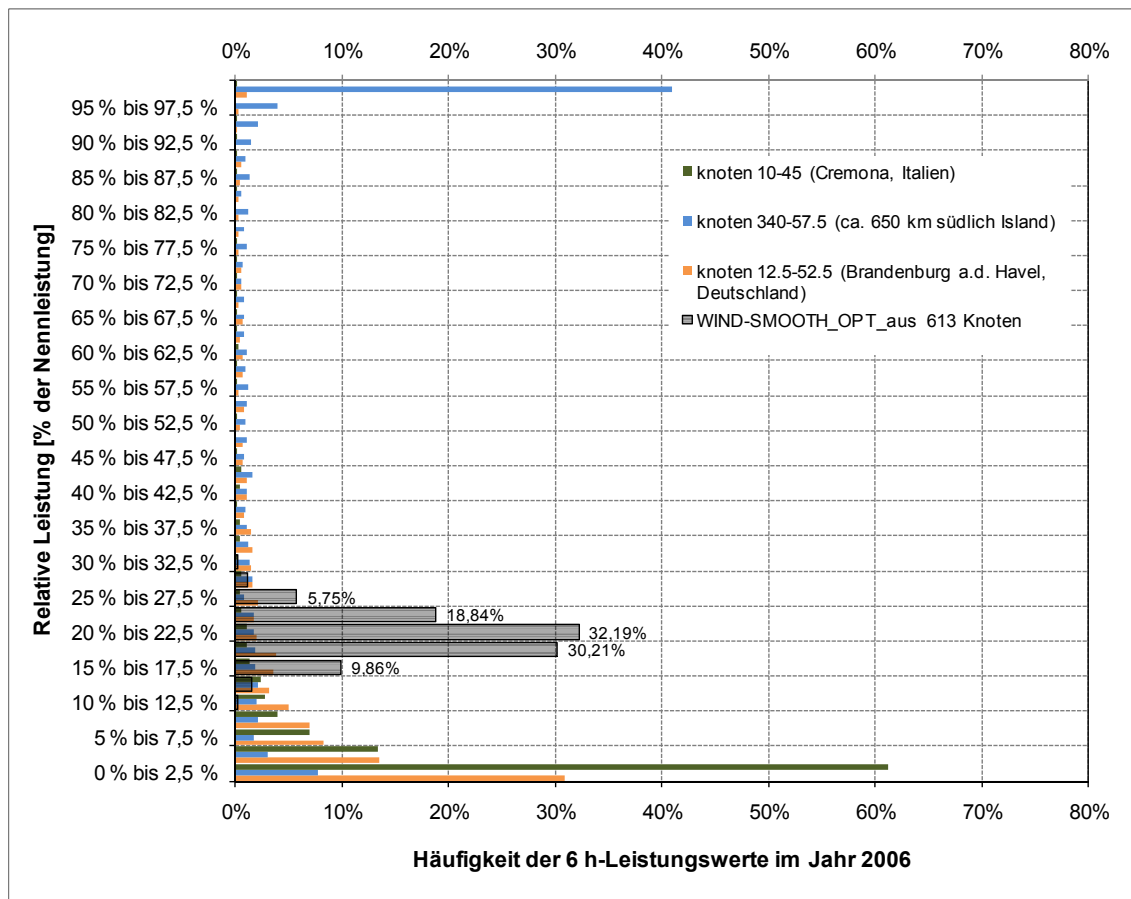


Abbildung 76 Häufigkeitsverteilung der relativen Leistungswerte von berechneten 6 h WEA-Einspeiseleistungen an ausgewählten Gitternetzknotten im Vergleich zum Optimierungsergebnis mit dem Modell WIND-SMOOTH unter Berücksichtigung von 613 on- und nearshore Standorten

### Vorgeschlagene Strukturen von überlagerten Elektroenergie-Übertragungsnetzen im Raum EUMENA

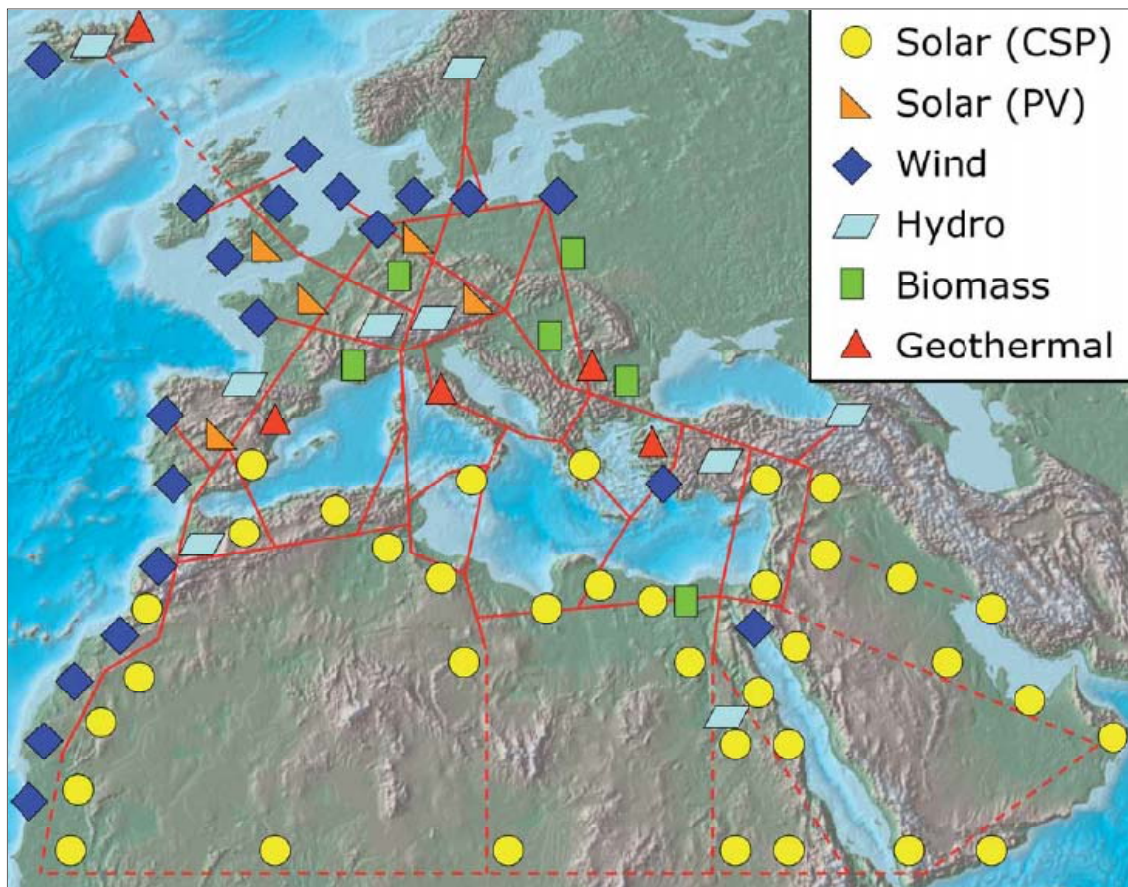


Abbildung 77 Skizzierung einer Struktur eines zukünftigen Elektroenergie-Übertragungsnetzes zum Import elektrischer Energie aus Erneuerbaren Energien im Raum EUMENA  
(Quelle: Knies et al. (2007), S. 33)





Abbildung 78 Struktur eines vorgeschlagenen „EU- Energy Grid“ zur Integration verschiedener Erneuerbarer Energien in Europa und Nordafrika (Quelle: ECF (2010), S. 176 f.)



Abbildung 79 Struktur eines vorgeschlagenen „European Super-Grid“ zur Einbindung von solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika und von Wasserkraftwerken in Skandinavien  
(Quelle: GREENPEACE / EREC (2009), S. 67)