

Offshore-Windstromerzeugung in der Nordsee - eine ökonomische und ökologische Sackgasse?

Thomas Heinzel, Richard S. J. Tol und Burghard Brümmer

Über den Sinn und Zweck der extensiven Windenergienutzung als kosteneffizientem Mittel zur Reduktion von Treibhausgasemissionen ist viel gestritten worden, ohne dass die wesentliche Frage, „Ist diese Strategie ökologisch und ökonomisch sinnvoll?“, beantwortet worden wäre. Insbesondere Offshore-Windenergie-Parks sollen der ökonomisch beste Weg zur klimaschondenden Erzeugung von Strom sein, doch ist das auch so? Eine Studie der Forschungsstelle Nachhaltige Umweltentwicklung an der Universität Hamburg lässt erhebliche Zweifel daran auftreten. Sie geht der Frage nach, welche Folgen der Endausbau auf die CO₂-Minderung, die Netzstabilität und die spezifischen Vermeidungskosten hat

Unter dem Aspekt der Bereitschaft politischer Kräfte, die im Kyoto-Protokoll eingegangene Verpflichtung zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele erfüllen zu wollen, wird die Einspeisung der mittels Windkraftanlagen (WKA) erzeugten Elektrizität in die Drehstromnetze Europas als Königsweg angesehen. Die Bundesregierung der 15. Wahlperiode beabsichtigte, dieses Ziel im Elektrizitätssektor durch einen massiven Zubau von WKA in der Nord- und Ostsee zu erreichen. Nicht erst seitdem DER SPIEGEL [1] der Nutzung der Windenergie in Deutschland eine Titelgeschichte gewidmet hat, ist diese Form der Energiegewinnung in den betroffenen Landkreisen wachsender allgemeiner Kritik ausgesetzt. Die vor und nach diesem Artikel geführte öffentliche Diskussion über Sinn oder Unsinn der extensiven Nutzung ist politisch motiviert und wird größtenteils ideologisch und interessengeleitet geführt. Bei der derzeitigen öffentlichen Auseinandersetzung geht die wesentliche Frage, ob diese Strategie ökologisch und ökonomisch nachhaltig ist, völlig unter. Zur Versachlichung der Diskussion und als Entscheidungsgrundlage gehen wir den Fragen nach, welcher CO₂-Nettominderungsbeitrag,

welche Einspeisungsfluktuationen und spezifischen Vermeidungskosten durch den Endausbau entstehen würden. Damit verbunden sind Fragen nach der Höhe der Reservekapazitäten zur Sicherung der Netzstabilität und nach kostengünstigeren Strategien.

Das Windmodell

Zur Beurteilung der kurz- und langfristigen Fluktuationen der Windenergieproduktion im Bereich Nordsee (AWZ), Schleswig-Holstein und deutsche Ostsee (6° bis 14° Ost und 53,5° bis 55° N) wären hochaufgelöste lange Zeitreihen von Wind- und Temperaturprofilmessungen mehrerer Stationen in Höhen bis zu 100m ideal. Es existieren jedoch nur stündliche Routine-Messungen von Feuerschiffen, Leuchttürmen, Landstationen und automatischen Bojen in Höhen von 10 bis 20 m, die bisher nur die Abschätzung der möglichen Vollaststunden der Windparks mittels Extrapolationen der Routinemessungen ermöglichen. Kurzfristige ($t < 1$ h) Windschwankungen werden so nicht erfasst. Seit September 2003 stehen erstmals mit der Forschungsplattform FINO1 kontinuierliche Profilmessungen des Windes und der Schichtung bis zu 100 m im Bereich

von Borkum-Riff zur Verfügung. Die Messperiode ist allerdings zu kurz [2]. Nachteilig ist auch, dass sich mit Ausnahme der 100 m Messhöhe die Anemometer bei Wind um 315° (135°) im Stau bzw. Lee des Gittermastes befinden [2]. Ohne spezielle Nachbereitung sind die Daten der unteren Höhen nicht nutzbar. Dieses Dilemma des Fehlens zeitlich hochauflöster Offshore-Daten haben wir durch Nutzung der langjährigen Windprofilmessungen des Meteorologischen Institutes der Universität Hamburg am NDR-Sendemast [4] in Höhen bis zu 250 m als Proxydaten gelöst. Mit einem Korrelationskoeffizienten von 0,994 konnten wir durch ein dynamisch-statistisches Verfahren unseren Datensatz an die FINO 1-Statistik [3] für den Zeitraum Sept. 2003 bis 2004 anpassen (Abb. 1) und einen vierjährigen Datensatz erstellen.

Auf der Basis dieser Einpunktmeßung haben wir für die Region von 6° bis 12° Ost und 53,5° bis 55° N für jedes 5-minütige Intervall ein zweidimensionales Windfeld in Abhängigkeit von der mittleren Geschwindigkeit der Höhenströmung in der 500 hPa-Schicht (v_{zonal}) konstruiert und für die Windparks die jeweilige Einspeiseleistung anhand der Leistungskennlinie einer Enercon E-112 [4] berechnet. Den Windparks westlich (östlich) des Meridians durch HH-Billwerder wird entsprechend ihren Koordinaten im Standard- und Extremfall die extrapolierte Windgeschwindigkeit

$$v_{wp}(\varphi, \lambda, t) = v_{HH} \left(h_{HH}, t \mp \frac{s(\lambda_{wp}, \lambda_{HH})}{v_{zonal}} \right) \quad (1)$$

zugeordnet, mit s = Distanz der Meridian X_{wp} und X_{HH} , $v_{zonal} \in \{50, 80, 100, 150\} \text{ km/h}$ und h_{HH} (Nordsee) = 290 m, h_{HH} (Ostsee) = 175 m und h_{HH} (S.-H.) = 110 m. Die Simulation von Stürmen und Orkanen, deren Starkwindfelder, gekoppelt mit der Kaltfront und/oder dem Höhentrog, sich nicht parallel zur mittleren Höhenströmung aus 270° verlagern, erfolgt durch Variation der Windrichtung zwischen 260 und 330°. Die Meridiandistanz s in Gleichung 1 wird durch die Distanz

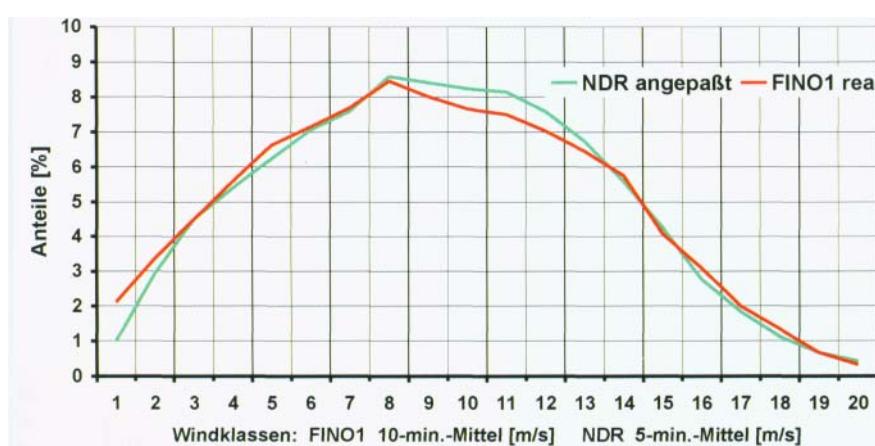


Abb. 1 Statistische Verteilung der Windgeschwindigkeiten Sept. 03–Sept. 04, FINO1 und NDR-Sendemast (250 m statistisch und dynamisch angepasst)

der Großkreise, die die Meridiane in den Koordinaten der Windparks und der Station HH mit dem Winkel $\alpha = \beta - 270^\circ$ mit $\beta \in \{260^\circ, 280^\circ, \dots, 330^\circ\}$ schneiden, ersetzt. Das Modell wurde mit Hilfe der dänischen Stationen Rødsand, Høvsøre, von 17 Windparks in Schleswig-Holstein und FINO1 validiert. Die monatliche Stromproduktion des WP Kronprinzenkoog [5] zwischen Jan. 2001 und Dez. 2003 konnte z. B. mit einem Korrelationskoeffizienten von 0,95 bei einem RMSE von 13,4 % mit den NDR-Daten simuliert werden. Im Mittel der 17 WP wurde ein Koeffizient von 0,93 erreicht.

Der fossile Modellkraftwerkspark

Der fossil befeuerte Kraftwerkspark besteht nur aus drei einheitlichen thermischen Kraftwerkstypen, deren Teillastwirkungsgradfunktionen, bezogen auf den jeweiligen mittleren Nennwirkungsgrad, bekannt sind. Eine komplexe Modellierung des deutschen Verbundnetzes und Kraftwerksparks zur Bestimmung von globalen Emissionsmengen und Kosten ist nicht sinnvoll, weil die drei in Deutschland zur Stromerzeugung eingesetzten fossilen Technologien untereinander genügend große Differenzen bei den Kosten und der Leistungsänderungsgeschwindigkeit aufweisen, die vorrangig die Nutzung der jeweiligen Technologie zur Abdeckung der jeweiligen Stromnachfrage bestimmen.

Zur Berechnung der Kosten und Emissionen nutzen wir die uns von der Siemens AG zur Verfügung gestellten Teillastwirkungsgradkurven für die jeweilige Technologie [6,7]. Ausgehend von dem politisch-strategischen Erfordernis, dass der komplette Ausfall eines Primärenergieträgers nicht zu Einschränkungen der Stromversorgung führen darf, ergibt sich annähernd ein Drittelmix aus Braunkohle-, Steinkohle- und GuD-Kraftwerken. Spekulations- und andere Verzerrungseffekte bzgl. zukünftiger Kosten werden durch eine Status-quo-Berechnung der Szenarien zum Basisjahr 2000 ohne Preis-, Zins- und Stromnachfrageänderungen ausgeschlossen. Der notwendige Neubau von 40 GW [8] bis zum Jahr 2020 bei konstanter Gesamtkapazität schließt den politisch gewollten Ersatz der 22 GW Nukleartechnik mit ein. Modelliert wird nur die Stromeinspeisung in die Netze der vier Netzbetreiber. Die Basisemissionen, Kraftwerkswirkungsgrade und Kapazitäten des Basiszenarios „Business as Usual“ wurden so berechnet, als hätte es die Nutzung der Kern- und Windkraft im Basisjahr nicht gegeben. Die zukünftige Veränderung des Modellkraftwerksparks geht von zwei Alternativen bei einem Investitionsvolumen von 62,5 Mrd. € aus. In der ersten Alternative wird nur in die Offshore-Windenergie

Tab.1: Zeitliche Entwicklung der Parameter des Modellkraftwerksparks

Szenario	Keine Windkraft			Business as usual		Zusätzliche Investitionen			Spezifische Betriebs- und Investitionskosten			
	Technologie	Real installierte Leistung, Wirkungsgrade und spezifische CO ₂ -Emissionen			Ersatz	Kernkraft mit Alt-Technologie	nur in Wind-energie	nur in Erneu-erung	nur in max. Effizienz	fix	variabel	Brenn-stoff
Jahr		2000	2000	2020						2000		
Energieträger	[GW]	η [%]	[g/kWh]	[GW]	η [%]	η [%]	η [%]	η [%]	η [%]	(€/MW)/a	€/MWh	€/kW
Steinkohle	32,3	37,4	970	37,3	37,4	40,4	47,0	55,0	103.575	2,95	4,98	1000
Braunkohle	23,0	34,2	1220	30,8	34,2	38,4	45,0	53,0	119.417	4,43	3,81	1200
Gas	22,4	47,0	387	28,5	47,0	51,6	58,0	60,0	57.258	0,45	15,62	500
Kernkraft	23,6	33,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wasser Kraft	9,0	-	-	9,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Windenergie	Jahre 1 bis 15			Bruttonennleistung [GW]			25,0	290.416	23,28	-	2500	
Windenergie	Jahre 16 bis 20			Bruttonennleistung [GW]			25,0	104.299	34,03	-	2500	

investiert, in der zweiten nur in die Verbesserung der Wirkungsgrade η der fossilen Technologien. Investitionen zur planmäßigen Erneuerung der Alttechnologie werden nicht kostenwirksam berücksichtigt, da sie unabhängig von der Vermeidungsstrategie erfolgen. Die sich jeweils ergebenden Parameter der vier Modellkraftwerksparks und die unserem Modell zugrunde gelegten Betriebs- und Investitionskosten (Nennleistung) einschließlich der von uns ermittelten Primärenergiepreise sind in Tab. 1 angegeben.

Mit Ausnahme der variablen Betriebskosten ohne Brennstoffpreise (Frei Kraftwerk, bei Braunkohle geschätzte Förderkosten) verwenden wir von uns recherchierte deutsche Marktpreise. Die variablen Betriebskosten sind in Deutschland Betriebsgeheimnisse. Deshalb haben wir vergleichbare US-Daten genutzt [9]. Basis der Emissionsberechnungen sind allein die technologiebedingt im Kraftwerk entstehenden Emissionen, weil der Technologievergleich im Vordergrund steht.

Auf die Modellierung kosten- bzw. emissionsoptimierender An- und Abfahrvorgänge der Kraftwerke in den Szenarien mit Wind kann verzichtet werden, denn in der Realität ist die Voraussetzung einer sicheren Prognose der Windgeschwindigkeiten in der Nordsee zur Zeit und in absehbarer Zukunft nicht gegeben [10], so dass die Kraftwerke im Teillast gefahren werden müssen. In den anderen Szenarien ohne Wind sind sie ohnehin indirekt enthalten.

Die Windstromgestehungskosten

Im Gegensatz zu der im EEG von 2004 und in den zu Grunde gelegten Untersuchungen [11, 12 und 13] behaupteten Kostenminderungspotenzialen der Anlagen sind wir wie Klinger [14] der Überzeugung, dass diese nur noch marginal sind. Die Rotoren der Vestas V44 bis V82 weisen einen Massenzuwachs mit einer Potenz von 3,3 zum Quotienten D/D auf, während die Energieausbeute nur quadratisch ansteigt. Die errechneten Massen korrelieren mit einem Faktor von 0,996 mit

den realen bei einem RMSE von 10 %. Da die Kosten annähernd proportional zum Massenzuwachs steigen, ist bei Vergrößerung der Anlagen mit steigenden spezifischen Anlagenherstellungskosten zu rechnen. Die mit der Vergrößerung verbundene nutzbare höhere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe vermag diesen Effekt insbesondere offshore nicht zu kompensieren.

Die Annahme von Durstewitz et al. [13], dass mit Beginn des Offshore-Zeitalters, also nur einem Einsatzortwechsel, für alle WKA-Komponenten, also Türme, Elektrik und Rotoren jeweils eine neue kostenreduzierende Lernkurve beginnt, ist logisch nicht nachvollziehbar und empirisch nicht belegt. Zur Kompensation der im EEG festgelegten jährlichen Vergütungsdegression von 2 % zuzüglich 2 % Inflation (EZB-Ziel) einschließlich der ab 2011 vorgesehenen Stufe von 26 % müssten die Herstellungskosten um 41 % sinken. Kostenreduzierungspotenziale in der Größenordnung von 40 % binnen 6 Jahren sind unrealistisch. Deshalb haben wir die jetzt geltende Höchstvergütung von 91 €/MWh als Minimum und nicht die ab 2011 geltenden niedrigeren Sätze zu Grunde gelegt, obwohl nach der Net-Present-Value-Methode aufgrund von uns recherchierte Errichtungskosten höhere Gestehungskosten anzunehmen sind (Tab. 2).

Das Ensemble der Szenarien

Wegen der Gegenläufigkeit der fixen und variablen Kosten (Tab. 1) werden in einem liberalisierten Markt die BK-Kraftwerke mit den höchsten Emissionen in der Grundlast und die Gaskraftwerke mit den niedrigsten Emissionen in der Spitzenlast eingesetzt. Die negative Folge aus Sicht des Klimaschutzes ist, dass aus Kostengründen ein technisch möglicher emissionsminimierender Einsatz unterlassen wird. Unter der Voraussetzung entsprechender Übertragungskapazitäten zwischen den vier deutschen Regelzonen und den europäischen Wasserkraftwerken ließe sich der fiktive und zukünftige deutsche fossile Kraftwerkspark ohne Gefährdung der

Versorgungssicherheit emissionsminimierend fahren. Die GuD-Kraftwerke könnten die Grundlast abdecken und die BK- oder SK-Kraftwerke im Verbund mit den Pumpspeicher-kraftwerken die Mittel- und Spitzenlast. Die zusätzlichen Emissionen durch den Pumpspeicherbetrieb sind gegenüber der Minderung durch die vermehrte Erdgasnutzung vernachlässigbar. Damit ergeben sich die in den Tab. 4 und 5 dargestellten Variationen der Szenarien.

Die SK- und BK-Kraftwerke werden wegen ihrer langen An- und Abfahrzeiten im Modell mit Windenergie in Teillast der jeweiligen viertelstündlichen Last gefahren. Dieser fiktive Teillastbetrieb deckt einen Großteil der Emissionen ab, der durch die An- und Abfahrvorgänge in der Realität einschließlich des damit verbundenen zwangsläufigen Teillastbetriebes bedingt wären. Die sich ergebenden Regelverluste unserer Simulation entsprechen den von Leonhard und Müller [16] ermittelten Ergebnissen, die Abschaltungen und Teillastbetrieb simulierten, Basis der Berechnungen bilden die von den Netzbetreibern [17, ..., 20] veröffentlichten viertelstündlichen Einspeisungen von April 2003 bis Dezember 2004 in das Verbundnetz, die wir feier- und wochentagskonform auf vier Jahre extrapoliert haben. Die jeweiligen Anteile an der Leistung P wurden nach folgenden Gleichungen bestimmt:

$$P_{\text{Netz}}(t) = f(\text{Uhrzeit, Wochentag, Monat}) \quad (2a)$$

$$P_f(t) = P_{\text{Netz}} - P_{\text{Wa}} = P_G(t) + P_{\text{SK}}(t) + P_{\text{BK}}(t) = \sum_{n=1}^3 \alpha_n P_f(t) = \sum_{n=1}^3 P_n(t) \text{ mit } \alpha_n = \frac{P_n^{\max}}{P_f^{\max}} \quad (2b)$$

$$\Delta P_n = (1 - \beta_n) P_n^{\max} \quad (2c)$$

$$P_{\text{Wi}} = \Delta P_f = \sum_{n=1}^3 d_n \Delta P_n \text{ mit } 0 \leq d_n \leq 1. \quad (2d)$$

$$P_f^{\text{Wi}} = P_{\text{Netz}} - P_{\text{Wa}} - P_{\text{Wi}} = \sum_{n=1}^3 (\Delta P_n - \Delta P_n^{\text{Wi}} + \Delta P_n^{\min})$$

$$\text{mit } \Delta P_n^{\min} = \beta_n P_n^{\max}. \quad (2e)$$

α_n = Anteil der Primärenergieträger G, SK und BK an der Deckung der fossil abgedeckten Netzlast, (β_n) = minimaler technikspezifischer Teillastfaktor, f = fossil, G = Gas, SK = Steinkohle, BK = Braunkohle, Wa = Wasser und Wi = Wind. Die technikspezifischen Wirkungsgrade $\eta_n(t)$ und Emissionen $Em_n(t)$ in Abhängigkeit vom Grad des Teillastbetriebes ergeben sich aus den Gl. 3 und 4.

$$\eta_n^{\text{Wi}} = \eta_0(n) f \left(\frac{d_n \Delta P_n + \Delta P_n^{\min}}{P_n} \right) \text{ mit } \eta_0 = \text{technikspezifischer Nennwirkungsgrad.} \quad (3)$$

Tab. 2: Rentabilität einer Offshore-WKA, vgl. [16]

Investitionen		Betriebskosten in % der Maschinenkosten	
Gesamt	2500 €/kW		
Maschine	1200 €/kW	Jahr 1-10	6,5 %
Fremdkapital	70 %	Jahr 11-20	9,5 %
Tilgung	15 Jahre	Vollast [h]	3350
Zinssatz	6,5 %	EEG-Vergütung	
-Annuität	186,2 €	Jahr 1-15	110 €/MWh
Inflation	2 %	Jahr 16-120	70 €/MWh
Eigenkapital	30 %		
EK-Rendite	11 %	Net-Presnet-Value	
Beteiligung	20 Jahre		-7 €

$Em_n(t) = Em_0(n) \frac{\eta_0(n)}{\eta_n(t)}$ mit Em_0 = minimale technikspezifische Emissionen (4).

Auswirkungen auf die Netzstabilität

Das Europäische Drehstromverbundnetz (UCTE) ist so ausgelegt, dass der schlagartige Ausfall von 3 000 MW automatisch mit der Primärreserve (Sekundenreserve) problemlos kompensiert wird und innerhalb von 15 Minuten nach einem solchen Störfall die Sekundär- und später die manuelle Tertiärreserve die ausgefallene Kraftwerksleistung ersetzt und die Ausfallabsicherung wiederhergestellt ist. Seitens der Befürworter der stochastisch fluktuierenden Windenergie wird ohne jeden Nachweis vehement bestritten, dass in erheblichem Umfang zusätzlich schnell abrufbare fossil erzeugte Regel- und Reserveenergie notwendig ist, um jederzeit die Netzstabilität gewährleisten zu können. In der DENA-Studie [21] unterblieb eine Untersuchung dieser Frage einschließlich einer Modellierung wegen zu hohen Auf-

wandes [22]. Unser Modell schließt diese Lücke.

Mit der hohen Auflösung von fünf Minuten konnten wir die zu erwartenden Ein-Speisungsfluktuationen und die notwendige variable Reservekraftwerkskapazität für beliebige Zeitabschnitte und Extremereignisse anhand der in 15-minütigen Intervallen vorliegenden Netzlast bestimmen. Bereits im Normalfall sind pro Jahr bis zu 130 Kapazitätsänderungen von 10 GW/2h durch die Windenergie auszugleichen, denen normale Laständerungen von bis zu ± 12 GW überlagert sein können.

Während ohne Windstrom die Laständerungen im 2-Stunden-Intervall maximal ± 10 bis ± 12 GW betragen, liegt sie mit Windstrom zwischen ± 19 und ± 25 GW (Abb. 2), wobei im Sturmfall die Windstromeinspeisung regelmäßig nicht vorhersehbare Höhe bis zu ± 19 GW aufweist. Mit den Standardreserven des UCTE-Netzes sind diese Höhe nicht zu bewältigen [23]. Um seltene Ereignisse handelt es sich auch nicht, da in

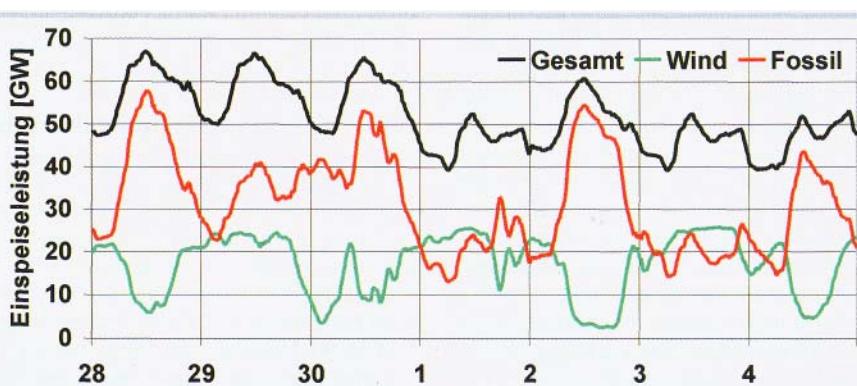


Abb. 2: Einspeiseleistung 28.04-04.05.2003
Quellen: Netzbetreiber, eigene Berechnungen

Normaljahren 70 bis 90 und im Extremjahr bis zu 150 Ereignisse errechnet wurden. Im Extremfall, wie dem Durchzug des Orkantiefs „Jeanette“, betragen die auszugleichenden Schwankungen im 5-Min.-Intervall $\pm 5\text{GW}$, im 15-Min.-Intervall $\pm 11\text{ GW}$ und im 45-Min.-Intervall $\pm 21\text{ GW}$ (Abb. 3 und Tab. 3).

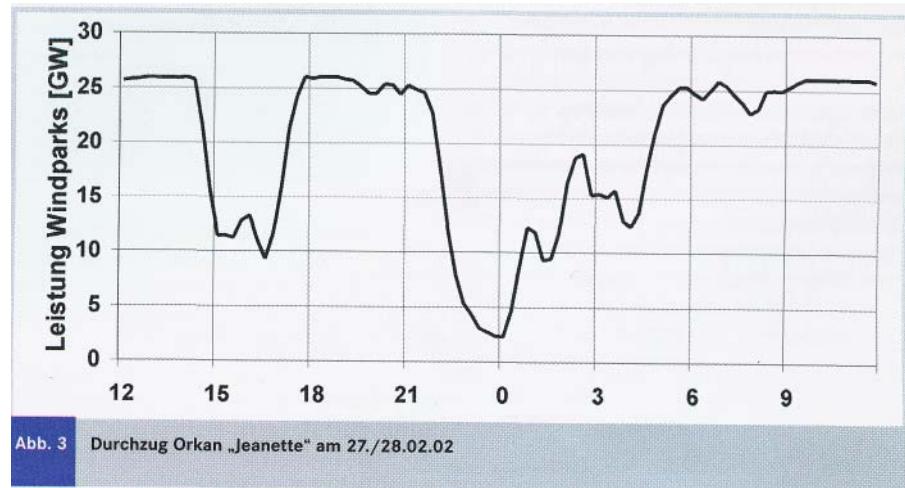
Mit den üblichen kurz- bis mittelfristigen (12 bis 72 h) numerischen Prognosen der Wetterdienste sind diese Ereignisse und die Windgeschwindigkeiten nicht sicher prognostizierbar [10]. Dies gilt sowohl für die Höhe, als auch insbesondere für den Zeitpunkt. Bereits ein Fehler hinsichtlich des Beginns der Laständerung von nur 60 Min. verursacht bei den vom Modell errechneten Gradienten einen Regelenergiebedarf von 8 bis 10 GW. Rein rechnerisch ist eine Kompensation bei einer Lastwechselgeschwindigkeit von 4 % der Nennleistung nur möglich, wenn alle Kraftwerke synchron im Teillastbetrieb gefahren werden und hinreichend Übertragungskapazität zwischen den Regelzonen vorhanden ist. Nach unseren Berechnungen muss die Summe der Sekundär- und Tertiärreserve 90 % der am Netz befindlichen bzw. prognostizierten Offshore-Leistung betragen, bei einem minimalem Anteil einer 15-minütigen Sekundärreserve von 12 GW für prognostizierte Extremfälle, wie den Durchzug von Orkantiefs.

CO₂-Vermeidungskosten ohne Nutzung der Windenergie

Die alleinige Nutzung von Erdgas zur CO₂-Reduktion scheidet aus politischen Gründen aus. Es ist auch nicht sinnvoll, nur eine Technologie extensiv zu nutzen und die beiden anderen eingemietet in Reserve zu halten. In Abhängigkeit von der Wahl des Referenz-

Tab. 3: Durchzug Orkan „Jeanette“

Notwendige Reserveleistung [GW]					
Intervall [Min]	5	10	15	30	45
Positive	5,0	8,8	11,5	18,3	20,5
Negative	-4,4	-11,1	-11,1	-17,8	-21,0



szenarios ergeben sich für die Vermeidungskosten unterschiedliche Werte [24]. Angesichts des technischen Fortschritts und der sonstigen sich im Zeitablauf ändernden technischen und ökonomischen Randbedingungen sind deshalb seriös nur Bandbreiten zu ermitteln. Die Ergebnisse der Modellrechnungen nach den Szenarien im Abschnitt „Das Ensemble der Szenarien“ sind in Tab. 4 dargestellt.

Theoretisch ergibt sich ein maximales jährliches Minderungspotenzial von 250 Mio. t

CO₂ bei Ausnutzung aller Optionen. Die Technikverbesserung allein mit verfügbarer Technik führt wegen der Brennstoffeinsparungen zu negativen Vermeidungskosten bei einem Vermeidungspotenzial von 113 Mio. t/Jahr. Je nach zusätzlich gewählter Zusammensetzung der genutzten Kraftwerkstechnologien ergeben sich zum jeweiligen Basisszenario Vermeidungskosten von 24 bis 43 €/t CO₂ oder 4 bis 6 € Mehrkosten pro MWh.

CO₂-Vermeidungskosten mit Nutzung der Windenergie

Bei der Windenergie sind von der Nennleistung Abschläge vorzunehmen. Für die Transportverluste sind 6 % einschließlich der internen Parkverkabelungsverluste bei Nutzung der HGÜ-Technik anzusetzen [25, 26]. Die mittleren Parkwirkungsgrade bis zur Nennleistungswindgeschwindigkeit von 14 m/s wurden empirisch mit 92 % bestimmt und steigen bis 16 m/s linear auf 100 % an. Hinsichtlich der technischen Verfügbarkeit geht die Studie in Anlehnung an Sauer und Schedereit [27] von 90 % aus. Die Berechnungen ergaben dann die in Tab. 2 angegebenen Nettovollaststunden.

Wegen der großen Amplituden der Fluktuationen und den starken Gradienten ist mindestens 1/3 der Höchstlast durch GuD-Kraftwerke abzudecken. Die maximal bereitzustellende Kapazität beträgt politisch-

Tab. 4: Jährliche Emissionen, Kosten und Minderungspotenziale der Szenarien ohne Windenergie

Scenario	1	2	3	4	5	6	1-2	1-3	1-4	6-5	
Grundlast [%]*	B 42	G 40	G 40	S 40	G 33	B 33	* Die Zahlen geben den jeweiligen Anteil an der zu deckenden maximalen Tageslast an				
Mittel- und variable Tageslast [%]*	S 42	B 40	S 40	B 20	S 33	S 33					
	G 16	S 20	B 20	G 40	B 34	G 34					
Basis	500	395	360	405	394	444	104	140	95	50	
Ersatz Atom+„Alt“	450	355	327	372	358	382	95	123	78	24	
Technik 2000	387	306	284	318	308	345	81	102	68	36	
Technik 2030	331	268	250	277	269	286	63	80	54	16	
Herstellungskosten [€/MWh]											
Basis	37,4	43,6	43,8	42,4	42,5	41,0	6,2	6,4	5,0	1,5	
Ersatz Atom+„Alt“	36,2	41,7	41,9	40,8	40,8	39,9	5,5	5,8	4,6	1,0	
Technik 2000	34,5	39,5	39,6	38,5	38,7	37,4	4,9	5,1	4,0	1,2	
Technik 2030	33,2	38,4	38,5	37,3	37,5	36,6	5,1	5,2	4,1	0,9	
Gesamtkosten [Mrd. €/a]											
Basis	19,1	22,4	22,5	21,7	21,8	21,0	30,9	23,7	27,1	15,7	
Ersatz Atom+„Alt“	18,5	21,4	21,5	20,9	20,9	20,4	30,0	24,4	29,9	20,4	
Technik 2000	17,7	20,3	20,3	19,7	19,8	19,2	31,8	26,0	29,9	17,4	
Technik 2030	17,0	19,7	19,7	19,1	19,2	18,7	42,5	33,8	38,9	26,7	
* Primärenergieträger: B = Braunkohle; S = Steinkohle; G = Erdgas											
= maximal mögliche Reduktion											
= Optimale Strategie											

strategisch für GuD 40 %. Ein rational handelnder Kraftwerksbetreiber wird kostenoptimal handeln, um unter dem Zwang des EEG in einem liberalisierten europäischen Markt wettbewerbsfähig Strom anbieten zu können. Dem entspräche in etwa Szenario 5 (Tab. 5).

Szenario 3 oder 4 entsprechen einer CO₂-minimierenden Fahrweise und Nutzung. Damit ist aber das Zuordnungsproblem der realen Einsparung von Emissionen durch Windstrom nicht gelöst. Muss ein Elektrizitätsversorger vermehrt GuD-Kraftwerke nutzen, um wegen der Windenergie die Netzstabilität gewährleisten zu können, so dürfen die damit verbundenen Minderemissionen weder direkt noch indirekt der Windenergie zugeordnet werden. Als Referenzszenario kann deshalb nur das emissionsoptimierte Szenario 4 herangezogen werden. Die der Windenergie zuzurechnenden spezifischen Vermeidungskosten (SVMK) berechnen sich deshalb auf Basis der Vollkosten (GK) allgemein nach:

$$SVMK = (EM_F - EM_W) / (GK_W - GK_F) \quad (5)$$

oder speziell

$$SVMK = (EM_{F,opt} - EM_W) / (GK_W - GK_{F,opt}) = \\ = (EM_{Sz4} - EM_{Sz6}) / (GK_{Sz6} - GK_{Sz4}) \quad (6)$$

mit EM = Emissionen, F = Fossil und W = Wind.

Der Vergleich von Szenario 5 mit 4 verdeutlicht die Wirkung der Wahl eines ungeeigneten Referenzszenarios, denn eine technisch bedingte kostenoptimale Variante mit Windstrom wird mit der emissionsoptimalen ohne Wind verglichen und führt deshalb zu stark erhöhten Vermeidungskosten. Gleicher gilt für den Vergleich von Szenario 6 mit 1, welches zu zu niedrigen Kosten führt. Der Vergleich von Szenario 5 mit 2 zeigt den Fall, für den die Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung limitiert ist. Dann sinken die Vermeidungskosten, denn die Offshore-Windenergie verdrängt weniger teures emissionsarmes Erdgas.

Im Vergleich zum emissionsminimierend eingesetzten Kraftwerkspark ergibt sich durch die eingesetzte Offshore-Windenergie ein zusätzliches jährliches Einsparpotenzial von 18 Mio. t bei Kosten von fast 400 € pro t vermiedenes CO₂ zum Atomausstiegspunkt, welches mit einer Gesamtinvestitionssumme von 62,5 Mrd. € bei jährlichen Mehraufwendungen von 6,6 Mrd. € erkauft werden muss. Die Nutzung von offshore erzeugtem Windstrom ist somit im Vergleich

Tab. 5: Vergleich der CO₂-Minderungsstrategien ohne und mit Windstrom

Szenario	Ohne Windstrom				Mit Windstrom		Zulässige Vergleiche	1-6	4-5
	1	2	3	4	5	6			
Grundlast [%]*	B 42	G 33	B 20	G 40	B 33	B 20			
Mittel- und Spitzenlast [%]*	S 42	S 33	S 40	S 40	S 33	S 40			
	G 16	B 34	G 40	B 20	G 34	G 40			
Emissionen [Mio. t CO ₂ /a]									
Basis	500	394	405	360	355	341	39	19	159
Ersatz Atom+ „Alt“	452	358	372	327	320	310	38	18	139
Technik 2000	387	308	318	284	275	267	33	17	120
Technik 2030	331	269	277	250	238	232	31	18	99
Gesamtkosten [Mrd. €/a]									
Basis	19,2	21,8	21,7	22,5	28,1	28,4	159	318	58
Ersatz Atom+ „Alt“	18,6	20,9	20,9	21,5	27,4	28,1	172	396	68
Technik 2000	17,7	19,8	19,7	20,3	26,6	27,5	203	420	82
Technik 2030	17,1	19,2	19,1	19,7	26,1	26,1	222	346	92
Vermeidungskosten [€/t CO ₂]									

* Vgl. Tabelle 4

zu den anderen Strategien extrem teuer und unwirtschaftlich. Mit dem Ziel der bestmöglichen Treibhausgasreduktion ist sie derzeit deshalb nicht vereinbar.

Anders als beispielsweise seitens Nitzschke [28] behauptet und im EEG festgelegt wurde, wird die Windstromerzeugung in der Nordsee auch bis zum Jahr 2020 die Wirtschaftlichkeitsschwelle nicht erreichen. Selbst wenn im Jahr 2020 offshore Strom zu Kosten von 9,1 Cent/kWh erzeugt werden könnte - wir gehen von 12 Cent aus - müssten sich bei konstanten Fixkosten die Importpreise für Erdgas und Steinkohle vervier- bis verfünfachen, damit der Break-even-Punkt überschritten wird. Bei einem Windstrompreis von 6 Cent/kWh, wie im EEG festgelegt, würde der Break-even-Punkt bei verdreifachten Primärenergiepreisen nahezu erreicht. Aber keine der uns bekannten Studien geht für die nächsten 20 Jahre von solchen Preissteigerungen bei den für die Stromerzeugung genutzten Primärenergeträgern aus.

Mit Windstrom keine optimale Emissionsminderung möglich

Für einen vierjährigen Zeitraum haben wir die durch die geplanten Offshore-Windparks zu erwartenden Einspeisungsfluktuationen simuliert, den Regelenergiebereitstellungsbedarf, das Gefährdungspotenzial der Netzstabilität und die damit verbundenen Kosten im Vergleich zu alternativen Emissionsminderungsstrategien bestimmt. Unsere Studie unterscheidet sich von allen anderen Studien entscheidend dadurch, dass erstmals langjährige und zeitlich hochauflöste repräsentative Windmessungen der Ekman-schicht bis 250 m Höhe zur Bestimmung der Folgen und Kosten der geplanten Windenergieeinspeisung genutzt wurden. Bei mindestens um den Faktor zehn höheren Vermeidungskosten gegenüber den

alternativen Strategien sind die geplanten Investitionen in die Windstromerzeugung in Nord- und Ostsee für die nächsten 20 bis 30 Jahre keine geeignete Option zur notwendigen optimalen Minderung der Treibhausgasemissionen.

Allein die Strategie einer vorgezogenen Erneuerung des Kraftwerksparks mit der derzeit verfügbaren Technik mit Wirkungsgradsteigerungen von 30 % zum jetzigen Durchschnitt ist ökologisch und ökonomisch nachhaltig und vermeidet Wohlfahrtsverluste. Beim Kraftwerksneubau ist ein späteres Repowering mit Kohlevergasungs-technologie und nachgehendem Dampf-Prozess vorzusehen, damit die Option einer weiteren Effizienzsteigerung hin zu Wirkungsgraden bis zu 55 % bei Kohlekraftwerken ohne hohe Investitionskosten realisierbar ist.

[1] Dohmen, F. und Hömi k, F.: In: Der Spiegel, H. 2004.

[2] Riedel, V.; Durante, F.; Neu mann, T. et al: DEWI Magazin 26, 2005.

[3] Brümmer, B. (Hrsg.): Wettermast Hamburg, 2000-2004.

[4] Mielies, U.: Internet 2004.

[5] Eggersglü, W.: Praxisergebnisse 2001-03.

[6] Rosenkranz, J.: Persönliche Mitteilung, 27.1.2005.

[7] Weinberger, M.: ProductManualCC 1 S.V94.3A, 2003.

[8] Meier, H.-J.: Kurzbericht, Internet 2003.

[9] Delene, J. G.; Sheffield, J.; Williams, K. A. et al.: Internet 2000.

[10] Kratzsch, T.: Persönliche Mitteilung v. 30.05.2005.

[11] Rehfeldt, K.; Gerdes, G. J. und Schreiber, M.: Internet 1999.

[12] Molly, J. P.: DEWI Magazin, 20, 2002. [13]

Durstewitz, M.; Hahn, B. und Hoppe-Kilper, M.: Internet 2001.

[14] Klinge r, F.; Balzert, S.; Brestrich, M. et a L: Erneuerbare Energien 9, 2003.

[15] Hirschhausen, C. v. undjeske, T.: Zeitschrift für Energiewirtschaft 1, 2005.

[16] Leonhard, W. und Müller, K.: *ew-Elektrizitätswirtschaft* 101, 21, 2002. [17] *EnBW*, Internet 2005. [18] *JE.ON, Internet 2005*. [19] *RWE*, Internet 2005. [20] *Vattenfall, Internet 2005*. [21] *BMU: Umwelt*, 4, 2005. [22] *DEWI, E.ON Netz, EWI et al.: Internet 2005*. [23] Ott, W.; Baur, M.; Fritz, W. et al.: *Internet 2004*. [24] Markewitz, P. und Vögele, S.: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 9, 54, 2004. [25] Sobek, L.-H. und Santjer, F.: *DEWI Magazin*, 18, 2001.

[26] Knies, G.; Czisch, G.; Brauch, H. G. (Hrsg.): 1999. [27] Sauer, G. W. und Schedereit, L.: *Immissionsschutz* 2, 2002. [28] Nitzschke, M.: *Internet 2003*. [29] *Vestas Wind Systems A/S: Internet 2005*.

Dipl.-Soz.-Ök. T. Heinzw, Forschungsstelle Nachhaltige Umweltentwicklung, Zentrum für Marine und Atmosphärische Wissenschaften der Universität Hamburg; Prof. Dr. R. S. f. Tol, Forschungsstelle Nachhaltige Umweltentwicklung, Zentrum für

Marine und Atmosphärische Wissenschaften der Universität Hamburg, und Institute for Environmental Studies, Vrije Universiteit, Amsterdam, Niederlande sowie Engineering and Public Policy, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA, USA; Prof. Dr. B. Brümmer, Meteorologisches Institut der Universität Hamburg
www.uni-hamburg.de/Wiss/FB/15/Sustainability/heinzow.html www.zmaw.de