

---

# **Nutzung satellitengestützter SAR-Daten und des CMOD4-Modells zur Untersuchung des lokalen Windfeldes in der Umgebung von Offshore-Windparks**

Dissertation der Fakultät für Geowissenschaften  
der Ludwig-Maximilians-Universität München



Eingereicht von  
Tobias Schneiderhan

Tag der Einreichung:  
5. Mai 2006

- 
1. Berichterstatter: Prof. Dr. Friedrich Wieneke
  2. Berichterstatter: Prof. Dr. Wolfram Mauser

Tag der mündlichen Prüfung: 17. November 2006

---

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis .....	VI
Tabellenverzeichnis .....	XII
Verwendete Symbole .....	XIII
Abkürzungsverzeichnis .....	XV

# Kapitel 1 Fragestellung, Methodik und

## Eingliederung der Arbeit ins Themengebiet

### „Windenergie“ ..... 1

#### 1.1 Einleitung..... 1

#### 1.2 Methodik der Arbeit..... 6

#### 1.3 Stand der Windenergienutzung ..... 9

#### 1.4 Grundlagen der Energiegewinnung aus Windkraft..... 12

*Im Wind enthaltene und nutzbare Leistung..... 12*

*Theoretische Verteilung von Windgeschwindigkeiten ..... 15*

#### 1.5 Untersuchte Offshore-Standorte..... 16

1.5.1 Offshore-Windpark „Horns Rev“ ..... 16

1.5.2 Windpark „Borkum West“ (und die Messplattform „FINO-1“)..... 17

1.5.3 Bürgerwindpark „Butendiek“ ..... 18

---

<b>Kapitel 2</b>	<b>Der SAR-Abbildungsmechanismus und seine Nutzung zur Windfeldableitung ...</b>	<b>20</b>
<b>2.1</b>	<b>Grundlagen des SAR-Abbildungsmechanismus.....</b>	<b>20</b>
2.1.1	Auflösung in Range-Richtung.....	24
2.1.2	Auflösung in Azimut-Richtung .....	24
<b>2.2</b>	<b>Streuung von Mikrowellenstrahlen an Wasseroberflächen.</b>	<b>27</b>
<b>2.3</b>	<b>Rauschen und Rauschminderung .....</b>	<b>29</b>
2.3.1	Rauschen .....	29
2.3.2	Rauschminderung .....	30
<b>2.4</b>	<b>Ableitung von Windvektoren aus SAR-Daten.....</b>	<b>32</b>
2.4.1	Das C-Band-Modell CMOD4 .....	33
	<i>Windrichtungsabhängigkeit.....</i>	<i>34</i>
	<i>Einfallswinkelabhängigkeit.....</i>	<i>38</i>
<b>2.5</b>	<b>Radarsignatur von Offshore-Windkraftanlagen.....</b>	<b>38</b>
2.5.1	Abbildung der Windkraftanlagen in den SAR-Szenen .....	39
2.5.2	Range-Versatz .....	41
2.5.3	Azimut-Versatz.....	42
<b>Kapitel 3</b>	<b>Datenbasis und Algorithmen .....</b>	<b>47</b>
<b>3.1</b>	<b>Satelliten und die verwendeten Daten.....</b>	<b>47</b>
3.1.1	Die Plattformen ERS und ENVISAT .....	48
	<i>ERS.....</i>	<i>48</i>
	<i>ENVISAT .....</i>	<i>48</i>

3.1.2	ERS SAR- und ENVISAT ASAR-Image-Mode .....	49
	<i>Räumliche Auflösung der Daten</i> .....	50
	<i>Radiometrische Auflösung der Daten</i> .....	51
3.1.3	ASAR Wide-Swath-Mode .....	51
3.1.4	Radiometrische Kalibrierung der Daten.....	52
	<i>Interne Kalibrierung</i> .....	52
	<i>Externe Kalibrierung</i> .....	53
3.1.5	Die „FINO-1“-Messturmdaten .....	54
3.1.6	Sonstige Daten.....	54
<b>3.2</b>	<b>Das Windfeldprogramm</b> .....	<b>56</b>
	<i>Der Windfeldalgorithmus</i> .....	56

## **Kapitel 4 Gewinnung von Leistungswerten aus SAR-Windmessungen .....**

<b>4.1</b>	<b>Extrapolation von <math>U_{10}</math>-Winden auf beliebige Höhen.....</b>	<b>59</b>
<b>4.2</b>	<b>Sensitivitätsanalyse des Windmodells.....</b>	<b>62</b>
4.2.1	Gesamtfehler durch ungenauen NRCS.....	64
4.2.2	Sensitivität des CMOD4-Algorithmus .....	65
	<i>Bewertung der Ergebnisse</i> .....	69

## **Kapitel 5 Vergleich von SAR-Windmessungen mit Insitu-Messreihen.....**

<b>5.1</b>	<b>Vergleich von abgeleiteten SAR-Parametern mit Insitu-Daten von „Horns Rev“ .....</b>	<b>74</b>
------------	---	-----------

<b>5.2</b>	<b>Vergleich von abgeleiteten SAR-Windgeschwindigkeiten mit Insitu-Daten der „FINO-1“-Plattform .....</b>	<b>76</b>
	<i>Diskussion der Ergebnisse .....</i>	<i>77</i>
<b>5.3</b>	<b>Tagesgang-Analyse der Windgeschwindigkeit .....</b>	<b>81</b>
	<i>Bewertung der Ergebnisse.....</i>	<i>83</i>

## **Kapitel 6 Analyse der geographischen Lage von Offshore-Standorten mittels SAR-Windmessungen..... 87**

<b>6.1</b>	<b>Windparameteranalyse zweier Offshore-Standorte .....</b>	<b>88</b>
6.1.1	Windrichtungsanalyse .....	89
	<i>Bewertung des Ergebnisses .....</i>	<i>90</i>
6.1.2	Windgeschwindigkeitsanalyse.....	91
	<i>Diskussion der Ergebnisse .....</i>	<i>93</i>

## **Kapitel 7 SAR-gestützte Turbulenz-Analysen .....**

<b>7.1</b>	<b>Turbulenzuntersuchung am Windpark „Horns Rev“ .....</b>	<b>94</b>
7.1.1	Analyse der Längsprofile.....	95
7.1.2	Analyse der Querprofile.....	98
7.1.3	Einzelstudie zwischen den Windturbinenreihen .....	99
	<i>Ergebnisse und Diskussion.....</i>	<i>100</i>

<b>Kapitel 8</b>	<b>Potential von SAR-Windfeldern für Kurzfrist-Vorhersagen.....</b>	<b>101</b>
<b>8.1</b>	<b>Frontenbeobachtung mittels SAR und Doppler-LIDAR .....</b>	<b>102</b>
<b>8.2</b>	<b>Fallstudie: Rückseitenwetter.....</b>	<b>105</b>
	<i>Ergebnisse und Bewertung.....</i>	<i>112</i>
	Zusammenfassung.....	113
	Ausblick.....	116
	Danksagung.....	118
	Quellenverzeichnis.....	120
	<i>Literaturverzeichnis.....</i>	<i>120</i>
	<i>Internetquellen.....</i>	<i>134</i>
	Anhang A.....	137
	Anhang B.....	138
	Anhang C.....	141
	Anhang D.....	142
	Anhang E.....	144
	Lebenslauf .....	145

## Abbildungsverzeichnis

<i>Abb. 1-1: Entwicklung der installierten Onshore- und Offshore-Windenergieleistung der 15 EU-Staaten bis 2005 [MW].</i>	10
<i>Abb. 1-2: Karte der Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (rot = Offshore-Windparks in Betrieb, grün = genehmigte Gebiete, rot -gerissen = geplante Standorte, blau-gerissen = Gebiete für die Wasserstoffproduktion; nach BSH, 1.3.2006).</i>	11
<i>Abb. 1-3: Kurve des Anteils der dem Wind entziehbaren Leistung (<math>P/P_0</math>) in Abhängigkeit des Verhältnisses von Ein- (<math>u_1</math>) und Austrittsgeschwindigkeit (<math>u_2</math>).</i>	14
<i>Abb. 1-4: Theoretische Verteilung der Windgeschwindigkeiten für eine Durchschnittsgeschwindigkeit von <math>6,5 \text{ ms}^{-1}</math> mit einem Formfaktor <math>w = 2</math> (Weibull-Verteilung).</i>	16
<i>Abb. 1-5: ASAR Wide-Swath-Szene des Untersuchungsraums vom 14.4.2003 mit sichtbaren Windstreifen an der Küste (rot = Standorte der betrachteten Offshore-Objekte).</i>	18
<i>Abb. 2-1: Wellenlängenbereiche im elektromagnetischen Spektrum mit der Lage des C-Bands des ERS SAR und ENVISAT ASAR (logarithmische Darstellung).</i>	21
<i>Abb. 2-2: Seitenansicht des aufsteigenden Astes der ERS- und ENVISAT-Umlaufbahn bezüglich des Äquators (Inklinationswinkel <math>\alpha</math>).</i>	21
<i>Abb. 2-3: A) Dreidimensionale Darstellung der Beleuchtungsgeometrie der ERS-Satelliten und B) Zweidimensionale Draufsicht der Lage eines Streuers innerhalb der Antennenkeule (nach Bamler und Schättler, 1993).</i>	23
<i>Abb. 2-4: Draufsicht auf die Abbildungsgeometrie in Azimut der SAR-Antenne.</i>	26
<i>Abb. 2-5: Pixel Spacing und räumliche Auflösung einer SAR-Szene (3 x 3 Pixel-Skizze).</i>	26
<i>Abb. 2-6: Geometrie der Bragg-Streuung mit Einfallswinkel <math>\theta</math>, Wellenlänge der Ozeanwellen <math>\lambda_s</math> und Radarwellenlänge <math>\lambda_{ei}</math> (nach Stoffelen, 1998).</i>	29
<i>Abb. 2-7: Vektorsumme <math>A</math> der Rückstreuung willkürlich verteilter Einzelstreuer mit resultierender Phase <math>\varphi</math>.</i>	30

- 
- Abb. 2-8: Verhalten des Signal/Rausch-Verhältnisses einer ERS SAR-Szene bei zunehmender Mittelung (bzw. wachsender Größe des Glättungsgitters). ...32
- Abb. 2-9: Funktionsdiagramm des empirischen CMOD4-Modells mit den Eingangsgrößen Einfallswinkel  $\theta$ , Windgeschwindigkeit  $U_{10}$  und Windrichtung  $\phi$ . Als Ergebnis erhält man das Intensitätsbild der  $\sigma_0$ -Werte. .34
- Abb. 2-10: Auftretende Windrichtungen bezüglich Antennenblickrichtung und deren Bezeichnung.....35
- Abb. 2-11: NRCS einer Image-Mode-Szene in Abhängigkeit von der Windrichtung zur Antennenblickrichtung für unterschiedliche Windgeschwindigkeiten für einen Einfallswinkel von  $23^\circ$ ; durchgezogen =  $25 \text{ ms}^{-1}$ , gerissen =  $10 \text{ ms}^{-1}$ , gepunktet =  $5 \text{ ms}^{-1}$  (nach Horstmann, 1997).....37
- Abb. 2-12: Dreidimensionale Ansicht atmosphärischer Grenzschichtrollen (Boundary Layer Rolls) bei einer Höhe  $h$  und einer Wellenlänge  $\lambda$ , die der Breite zweier entgegengesetzt drehender Rollen entspricht (nach Businger et al., 1971). .....37
- Abb. 2-13: Idealierte Rückstreuung eines Ausschnitts zweier Grenzschichtrollen. Lage der lokalen Gradienten und der entsprechenden Windrichtung. ....37
- Abb. 2-14: NRCS über Einfallswinkel von  $20^\circ$  bis  $26^\circ$  einer ERS Image-Mode-Szene bei verschiedenen  $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten und für  $270^\circ$  Windrichtung; durchgezogen =  $25 \text{ ms}^{-1}$ , gerissen =  $10 \text{ ms}^{-1}$ , gepunktet =  $5 \text{ ms}^{-1}$  (nach Horstmann, 1997). .....38
- Abb. 2-15: Rotor einer Vestas-V80-Windkraftanlage wie sie bei „Horns Rev“ zum Einsatz kommt; rot markiert die Stelle mit der größten, erwarteten Reflektion. ....41
- Abb. 2-16: Range-Versatz der Windkraftanlage bedingt durch die Aufnahmegeometrie des SAR-Systems und die theoretische Versatzrichtung in einem Ausschnitt einer SAR-Szene dargestellt (in rot ist die neue Lage der Windturbine gekennzeichnet).....42
- Abb. 2-17: Aufnahmegeometrie der Bewegungskomponente in Range-Richtung und die daraus resultierende Verschmierung in Azimut-Richtung; im SAR-Szenen-Ausschnitt ist der Effekt der Verschmierung skizziert. ....43
- Abb. 2-18: Ausschnitt einer ASAR-Szene (etwa  $8 \text{ km} \times 8 \text{ km}$ ) vom 25.12.2003, 9:35 Uhr UTC; die Turbinen des Windparks weisen deutliche Verschmierungseffekte in Azimut auf. ....45

---

<i>Abb. 2-19: Histogramm der Verschmierungslängen der OWA-Signaturen in der SAR-Szene des Offshore-Windparks „Horns Rev“ vom 25.12.2003. ....</i>	<i>46</i>
<i>Abb. 3-1: Skizze der Satelliten und ihrer Sensoren für A) ERS-Satellit und B) ENVISAT (nach ESA).....</i>	<i>49</i>
<i>Abb. 3-2: Flussdiagramm eines typischen Windfeldprogramms wie auch ORIONE.....</i>	<i>58</i>
<i>Abb. 4-1: Beispiel für ein SAR-Windfeld aus einer ERS-2 Image-Mode-Szene aufgenommen am 8.10.2002, 10:26 Uhr UTC über dem östlichen Teil der Nordsee.....</i>	<i>61</i>
<i>Abb. 4-2: Skizziertes, vertikales Windprofil und dabei vorherrschende Turbulenzen über Wasserflächen für A) labile Schichtung und B) stabile Verhältnisse. ....</i>	<i>61</i>
<i>Abb. 4-3: Vergleich von zwei theoretischen Vertikalprofilen (blau: für <math>5 \text{ ms}^{-1}</math> in 10 m Höhe und pink: für <math>10 \text{ ms}^{-1}</math> in 10 m Höhe) mit zwei vertikalen Windprofilen an der Forschungsplattform „FINO-1“ (gelb: Tagesmittel für den 23.9.2003 und schwarz: 7-Monats-Mittel mit hinterlegter, theoretischer Kurve (grau)). ....</i>	<i>63</i>
<i>Abb. 4-4: Leistungskurve einer typischen 2-MW-Turbine in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe. ....</i>	<i>64</i>
<i>Abb. 4-5: Flussdiagramm der durchgeführten Sensitivitätsanalyse. ....</i>	<i>66</i>
<i>Abb. 4-6: Verlauf der SAR <math>U_{10}</math>- und <math>U_{70}</math>-Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit des NRCS für einen mittleren Einfallswinkel von <math>23^\circ</math>; A) für den Crosswind-Fall und B) für den Downwind-Fall.....</i>	<i>67</i>
<i>Abb. 4-7: SAR <math>U_{70}</math>-Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit des NRCS mit Abweichungen von <math>\pm 0,5 \text{ dB}</math> (gerissene Linie) und <math>0,2 \text{ dB}</math> (gepunktete Linie) in [<math>\text{ms}^{-1}</math>]; A) für den Crosswind-Fall und B) für den Downwind-Fall. ....</i>	<i>68</i>
<i>Abb. 4-8: Aus SAR-Daten geschätzte Leistung einer 2-MW-Turbine in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit für Abweichungen von <math>\pm 0,5 \text{ dB}</math> (gerissene Linie) und <math>\pm 0,2 \text{ dB}</math> (gepunktete Linie) [MW]; A) für Crosswind und B) für Downwind.....</i>	<i>70</i>
<i>Abb. 4-9: Prozentualer Fehler in der Leistungsabschätzung durch SAR-Windbestimmung für Ungenauigkeiten aus kalibrierten SAR-Daten von</i>	

$\pm 0,5$ dB (durchgezogene Linie) und $\pm 0,2$ dB (gepunktete Linie) in [%]; A) für Crosswind und B) für Downwind.....	71
Abb. 5-1: Vergleich von SAR- $U_{15}$ - mit Insitu- $U_{15}$ -Windgeschwindigkeiten für den Offshore-Standort „Horns Rev“ [ $ms^{-1}$ ]. .....	75
Abb. 5-2: Extrapolierte $U_{30}$ -Windgeschwindigkeiten der SAR-Messungen verglichen mit den Messwerten der Plattform „FINO-1“ [ $ms^{-1}$ ]. Mit dem roten Kreis ist ein Wertepaar als Ausreißer gekennzeichnet.....	77
Abb. 5-3: Histogramm der Windgeschwindigkeiten für ein 9-Minuten-Mittel erhalten aus dem Windfeld des 21.12.2003 in einer 5km-Gitterauflösung eingeteilt in $0,5\text{-}ms^{-1}$ -Klassen. Der Mittelwert beträgt $9,4\text{ }ms^{-1}$ und die Standardabweichung liegt bei $2,7\text{ }ms^{-1}$ .....	79
Abb. 5-4: Histogramm der Windgeschwindigkeiten einer 5-km-Box unterteilt in 25 Unterboxen. Der Mittelwert liegt bei $10,9\text{ }ms^{-1}$ und die Standardabweichung beträgt $1,7\text{ }ms^{-1}$ .....	80
Abb. 5-5: Tagesverlauf der 10-Minuten-Mittel der „FINO-1“-Plattform für September 2003 [ $ms^{-1}$ ]. .....	84
Abb. 5-6: Tagesverlauf der 10-Minuten-Mittel der „FINO-1“-Plattform für März 2004 [ $ms^{-1}$ ]. .....	84
Abb. 5-7: Tagesgang der Windgeschwindigkeiten der „FINO-1“-Plattform für Januar 2004 [ $ms^{-1}$ ]. .....	85
Abb. 5-8: Differenz der über einen Monat gemittelten Minima und Maxima der Windgeschwindigkeiten für die Monate von September 2003 bis März 2004. ....	85
Abb. 6-1: Vergleich der abgeleiteten Windrichtungen von „Horns Rev“ gegenüber „Butendiek“ [°]. Im Kreis sind in die auftretenden Windrichtungen für „Horns Rev“ in Sektoren nach den vier Haupthimmelsrichtungen klassifiziert. ....	90
Abb. 6-2: Vergleich der abgeleiteten SAR $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten vom Windpark „Horns Rev“ gegen die Windgeschwindigkeiten vom Bürgerwindpark „Butendiek“ [ $ms^{-1}$ ]. Die dicke Linie zeigt die Regressionsgerade. ....	92
Abb. 6-3: Verteilung der nach Windrichtungsklassen eingeteilten $U_{62}$ -Windgeschwindigkeiten für den Standort des Windparks „Horns Rev“ [%] (© techwise).....	92

<i>Abb. 7-1: Ausschnitt (50 km x 55 km) der SAR-Szene vom 8.10.2002 mit den 4 Längsprofilen der Windgeschwindigkeitsanalyse.....</i>	<i>96</i>
<i>Abb. 7-2: Die vier Längsprofile der <math>U_{10}</math>-Windgeschwindigkeiten aus SAR-Daten abgeleitet neben und durch den Offshore-Windpark „Horns Rev“; (Profil 1 = grün, Profil 2 = schwarz, Profil 3 = rot und Profil 4 = blau-gerissen; Lage der Profile siehe Abb. 7-1).....</i>	<i>96</i>
<i>Abb. 7-3: Windprofile 90° quer zur Windrichtung (Profil 1 = 2 km vor dem Windpark (schwarz), Profil 2 = in dem Windpark (rot); Profil 3, 4 und 5 = hinter dem Windpark in 1 km Entfernung (grün), in 5 km Entfernung (grün-gerissen) und 10 km Entfernung (grün-gepunktet).....</i>	<i>98</i>
<i>Abb. 7-4: Windprofile hinter der ersten Reihe der Windturbinen (rot) und vor der letzten Reihe der Windturbinen (schwarz) in [<math>ms^{-1}</math>] und Skizze der Lage im Windpark.....</i>	<i>100</i>
<i>Abb. 8-1: Ausschnitt einer METEOSAT-Szene vom 18.11.2003 des Befliegungsgebietes mit überlagerter Abdeckung der ENVISAT WS-Szene aus Abbildung 8-2. ....</i>	<i>103</i>
<i>Abb. 8-2: ASAR WS-Szene während der LIDAR-Befliegung aufgenommen am 18.11.2003, 11:57 Uhr UTC (in rot ist die Route der LIDAR-Befliegung eingezeichnet) mit Farbskala der Windrichtungen. ....</i>	<i>103</i>
<i>Abb. 8-3: Vergleich der Windgeschwindigkeitsprofile des SAR und des LIDAR in verschiedenen Höhen entlang der Befliegungsstrecke (Linie schwarz: interpolierte SAR <math>U_{10}</math>-Windgeschwindigkeiten, gelb: LIDAR Bodensignal, rot: LIDAR 200 m, türkis: LIDAR 300 m, grün: LIDAR 400 m und lila: LIDAR 500 m).....</i>	<i>104</i>
<i>Abb. 8-4: Vergleich der Windrichtungsprofile des SAR und des LIDAR in verschiedenen Höhen entlang der Befliegungsstrecke (schwarz: interpolierte SAR <math>U_{10}</math>- Windrichtung, gelb: LIDAR Bodensignal, rot: LIDAR 200 m, türkis: LIDAR 300 m, grün: LIDAR 400 m und lila: LIDAR 500 m). ....</i>	<i>104</i>
<i>Abb. 8-5: A) AVHRR-Szene des NOAA-16 vom 23.9.2003, 11:57 Uhr UTC mit deutlich sichtbarer Front von Nordfinnland bis Italien; B) In Abb. 8-5A gekennzeichnete, vergrößerte Ausschnitt mit „FINO-1“-Standort. ....</i>	<i>107</i>
<i>Abb. 8-6: Ausschnitte der Berliner Wetterkarte für den Beobachtungsraum A) vom 22.9.2003 und B) vom 23.9.2003 mit durchlaufender Front und anschließendem Wetterlagenwechsel. ....</i>	<i>108</i>

*Abb. 8-7: Tagesgang aus den „FINO-1“-Daten der Windgeschwindigkeit für den 22.9. und 23.9.2003..... 109*

*Abb. 8-8: Tagesgang aus den „FINO-1“-Daten der Windrichtung für den 22.9. und 23.9.2003. .... 109*

*Abb. 8-9: ERS-2 SAR-Windfeld vom 23.9.2003, 10:27 Uhr UTC (12:27 Uhr MESZ) zeigt im Südosten den Jade-Busen ( weiß = Forschungsplattform „FINO-1“ mit der Lage des 2-stündigen „Vorhersage“-Profils). Die IM-Szene deckt eine Fläche von 100 km x 100 km ab. .... 110*

*Abb. 8-10: Vergleich der 10-Minuten-Mittel der „FINO-1“-Messreihe (rote Linie) mit den abgeleiteten  $U_{30}$ -SAR-Windgeschwindigkeiten (schwarze Linie) vom 23.9.2003 von 10:30 Uhr bis 12:30 Uhr MESZ. .... 111*

## Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 2-1: Räumliche Auflösung der einzelnen ESA-Produkte in Range- und Azimut-Richtung für Single-Look-Complex-Daten (SLC), Precision-Image-Daten (PRI) und Geokodierten Daten (GEC) [m].</i>	26
<i>Tabelle 3-1: Orbitparameter der ERS- und ENVISAT-Satelliten.</i>	49
<i>Tabelle 3-2: Wiederholungsraten des ENVISAT-Satelliten innerhalb eines 35-Tage-Zyklus unter verschiedenen Einfallswinkeln für absteigende Orbits.</i>	49
<i>Tabelle 3-3: Geometrische Parameter der Image-Mode-Daten.</i>	51
<i>Tabelle 3-4: Radiometrische Eigenschaften des ERS SAR.</i>	51
<i>Tabelle 3-5: Übersicht über die ASAR-Datenprodukte des ENVISAT.</i>	52
<i>Tabelle 3-6: Für diese Arbeit vorliegende meteorologische Parameter der „FINO-1“-Plattform.</i>	54
<i>Tabelle 3-7: Spektrale Bänder und Bandbreiten des AVHRR.</i>	55

## Verwendete Symbole

<b>Symbole</b>	<b>Bedeutungen</b>	<b>Einheiten</b>
$A$	Fläche	[m <sup>2</sup> ]
$B_v$	Bandbreite ERS SAR	[MHz]
$c$	Skalierungsfaktor	[1]
$D$	Durchmesser	[m]
$D_{RAR}$	Durchmesser der realen Antenne	[m]
$D_{SYN}$	Durchmesser der synthetischen Antenne	[m]
$d_{aussen}$	Distanz Nabe/Rückstreupunkt am Blatt	[m]
$E$	Energieintensität	[Joule]
$G$	Antennengewinn	[dB]
$h$	Höhe eines Objekts	[m]
$k$	Vektor-Wellenzahl	[1]
$L_{SOB}$	Entfernung: Satellit – betrachtetes Objekt	[km]
$m_{sek}$	Massenstrom (Luftmasse pro Sekunde)	[kg s <sup>-1</sup> ]
$P$	Leistung	[W]
$P_E$	Empfangene Leistung	[W]
$P_G$	Gesendete Leistung	[W]
$Q$	Periode der Rotorumdrehungen	[1]
$R$	Radius	[m]
$S$	Lichtgeschwindigkeit	[kms <sup>-1</sup> ]
$T$	Transferfunktion	
$U$	Windgeschwindigkeit	[ms <sup>-1</sup> ]
$U_{10}$	Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	[ms <sup>-1</sup> ]
$V$	Plattformgeschwindigkeit	[ms <sup>-1</sup> ]
$v$	Geschwindigkeit des Satelliten (Orbit)	[ms <sup>-1</sup> ]
$v_{gr}$	Geschwindigkeit des Satelliten über Grund	[ms <sup>-1</sup> ]
$v_r$	Geschwindigkeit eines Objektes	[ms <sup>-1</sup> ]
$w$	Formfaktor	[1]
$z_0$	Rauhigkeitslänge	[m]
$\alpha$	Inklinationswinkel des Satellitenorbits	[°]
$\beta$	Charnock-Konstante	[0,0144]
$\delta_x$	Auflösung in Azimut	[m]
$\phi$	Windrichtung	[°]
$\eta$	Wirkungsgrad	[1] oder [%]
$\varphi$	Phase	[0 – 2 $\pi$ ]

$\kappa$	Karman-Konstante	[1]
$\lambda$	Wellenlänge der Langmuir-Zellen	[m]
$\lambda_{el}$	Wellenlänge der Radarstrahlung	[mm]
$\lambda_S$	Wellenlänge de Ozeanwellen	[cm] bzw. [m]
$\pi$	Pi (Kreiszahl)	[3,141]
$\theta$	Einfallswinkel der Radarstrahlen	[°]
$\rho$	Luftdichte	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma_0$	Rückstreuquerschnitt	[dB]
$\Delta t$	Bestrahlungsdauer eines Objektes	[s]
UTC	Universal time coordinated (Winter: MEZ = UTC + 1 Std) (Sommer: MESZ = UTC + 2 Std)	[Tageszeit]

---

## Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>
AO	Announcement of Opportunity
ASAR	Advanced Synthetic Aperture Radar
AVHRR	Advanced Very High Resolution Radiometer
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
dB	Dezibel
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
ECMWF	European Centre for Medium Range Weather Forecast
ENVISAT	Environmental Satellite
ERS	European Remote Sensing Satellite
ESA	European Space Agency
FINO-1	Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee, Nr.1
GEC	Geocoded Image
IM	Image-Mode
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NRCS	Normalised Radar Cross Section
OWA	Offshore-Windkraftanlage
PBL	Planetary Boundary Layer
PRF	Pulse Repetition Frequency
PRI	Precision Image
RCS	Radar Cross Section
SAR	Synthetic Aperture Radar
SLC	Single-Look-Complex Image
SRV	Signal/Rausch-Verhältnis
WEA	Windenergieanlage
WSM	Wide-Swath-Mode

# Kapitel 1

## Fragestellung, Methodik und Eingliederung der Arbeit ins Themengebiet „Windenergie“

Zur Einleitung der Arbeit wird in Kapitel 1 die ihr zu Grunde liegende Fragestellung genannt. Aus ihr leitet sich die Herangehensweise ab, die dann im *Kapitel 1.2* in der Beschreibung der Methodik erläutert wird. Anschließend wird die vorliegende Arbeit ab *Kapitel 1.3* in das Themengebiet der Windenergie eingliedert. Dazu wird ein Überblick über die Entwicklung der letzten Jahre und den aktuellen Stand der Windenergienutzung in Europa gegeben. Es wird gleichzeitig die Bedeutung speziell für den Untersuchungsraum dieser Arbeit, die Nordsee, herausgearbeitet. Abschließend erfolgt die Vorstellung der Offshore-Standorte in diesem Gebiet, die für die Analysen herangezogen wurden.

### 1.1 Einleitung

Weltweit nimmt der Energieverbrauch der Erdbevölkerung jährlich um 3 % zu (EIA, 2004). Dieser Energiebedarf wird zunehmend durch Regenerative Energien gedeckt, da die Ressourcen fossiler Brennstoffe begrenzt sind (Prognos, 1995). Die Energiegewinnung aus regenerativen Rohstoffquellen benötigt jedoch verhältnismäßig viel Grundfläche. Um ein Kernkraftwerk von 1,2 GW Leistung zu ersetzen, benötigt man eine Fläche von etwa 12 km<sup>2</sup> für Solaranlagen, rund 75 km<sup>2</sup> Fläche für Windkraftanlagen oder einen Staudamm von der Größe des Assuan-Staudamms (5000 km<sup>2</sup> Stauseefläche) (nach Diekmann und Heinloth, 1997). Die verfügbaren Gebiete, in denen diese Energiegewinnung z.B. aus Wind möglich ist, sind allerdings begrenzt. Gerade in dichtbesiedelten Räumen stehen nicht genügend Landflächen zur Verfügung, um die Windtechnologie ausreichend nutzen zu können. Ebenso scheiden Gebiete aus, die zu geringe Windgeschwindigkeiten aufweisen. Ein naheliegender Schritt ist es auf die Meeresfläche auszuweichen, also „offshore“ zu gehen.

Schwierig gestaltet sich jedoch die Standortwahl auf dem Meer. Denn ein Nachteil der Offshore-Gebiete ist, dass oft nur wenige und zumeist nur punktuell Daten der Windparameter erfasst werden. Die satellitengestützten, flächenhaften Daten, die in dieser Arbeit eingesetzt werden, stellen somit eine sinnvolle und

notwendige Ergänzung zu punktuell gewonnenen Messdaten dar (bspw. die Untersuchung von Messturm-Datenreihen in der Nähe von zukünftigen Offshore-Standorten wie „FINO-1“). Die Satellitendaten zeichnen sich durch eine große Abdeckung über 400 km Streifenbreite aus, und besitzen eine hohe räumliche Auflösung von bis zu 20 m (siehe *Kap. 3*).

Zusätzlich müssen vor dem Bau von großen Windanlagen-Parks die möglichen Auswirkungen dieser Bauwerke auf das lokale Windfeld, einen für die untersuchte Region wichtigen Umweltparameter, abgeschätzt werden. Auch hier eignen sich fernerkundungsbasierte Techniken, um Informationen für potentielle Nutzungsgebiete flächendeckend und kostengünstig abzuleiten.

Um eine optimale Nutzung der Windenergie auf See zu erzielen und gleichzeitig eine Schonung des sensiblen Küstenraums zu gewährleisten, müssen Ansätze, Methoden und Modelle entwickelt werden wie sie im Rahmen dieser Dissertation erarbeitet und vorgestellt werden.

Auch die Politik hat das Potential, das die regenerativen Energieformen bieten, erkannt und darauf reagiert. Weltweit und speziell in Europa gewinnt die Stromerzeugung aus regenerativen Energien nach dem Kyoto-Protokoll von 1997 und besonders nach dem Beschluss im Juni 2004 in Bonn (*Internationaler Kongress für Erneuerbare Energien*) zunehmend an Bedeutung. Es werden Alternativen zur konventionellen Energieerzeugung gesucht, die den CO<sub>2</sub>-Ausstoß und die Abhängigkeit von Stromimporten reduzieren (*WBGU, 2003*). Besonders die Windkraftnutzung weist mittelfristig große Entwicklungsmöglichkeiten auf. Die Deutsche Regierung hat mit Gesetzen (*Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), 2000*) und Richtlinien (bspw. „*Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See*“, 2002a) diese Thematik aufgegriffen. Sie hat unterstützende und stabilisierende Rahmenbedingungen geschaffen, die den Standort Deutschland fördern. In ihrem Papier zur „*Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See*“ wird als ein strategischer Eckpunkt definiert, dass die „...*technische sowie umwelt- und naturschutzbezogene Forschung den Ausbau der Offshore-Windkraftnutzung über die Startphase hinaus für einen längeren Zeitraum begleiten soll*“ (*BMU, 2002*). Zum gleichen Ergebnis kommt auch die Organisation Greenpeace, die empfiehlt „...*um mögliche Auswirkungen von Offshore-Windkraftanlagen (OWAs) auf die jeweilige Region frühzeitig erkennen zu können, den Ausbau durch wissenschaftliche Studien überwachen*“ zu lassen (*Teske, 2002*).

Genau hier kann die satellitengestützte Erhebung von flächendeckenden, hochaufgelösten Umweltdaten eine Informationslücke schließen. Da z.B. die ERS-Satelliten (European Remote Sensing Satellite) Daten seit 1991 aufgezeichnet

haben, lassen sich Statistiken von Wind- und Seegangsfeldern über mehr als 14 Jahre erstellen. Die hochaufgelösten SAR-Daten (Synthetisches Apertur Radar) ermöglichen die Ableitung von Windfeldern bis zu einer Kilometerskala. Das macht sie zu einem wertvollen Mittel, um kleinräumige Wetterphänomene zu beobachten und die räumliche Variabilität speziell im küstennahen Bereich zu untersuchen. Mit den zusätzlichen Aufnahmemodi des ENVISAT (Environmental Satellite) wie Wide-Swath-Mode oder Global-Mode können außerdem Streifen bis zu 450 km Breite aufgenommen werden. Das ermöglicht die Abdeckung fast der gesamten Nordsee bei einem einzigen Überflug zur flächendeckenden Betrachtung und Analyse. Hinzu kommt, dass dadurch die Wiederholungsrate für Aufnahmen dieses Beobachtungsraums von etwa 11 Tagen bei den ERS-Satelliten auf unter 2 Tage mit ENVISAT reduziert wird. Damit eröffnen sich für die operationelle Anwendung von Radardaten völlig neue Möglichkeiten.

Die Forschung im Bereich der satellitengestützten Radar-Ozeanographie beginnt Mitte der 1970-er Jahre und fußt auf den damaligen Scatterometer-Daten (*Moore, 1974*). Damals operierte das erste Scatterometer an Bord des SEASAT-Satelliten. Das Scatterometer tastet die Wasseroberfläche in drei Blickrichtungen ab und kann damit sowohl die Windrichtung als auch die Windstärke messen. Jedoch besaßen damalige Scatterometer nur eine Auflösung von etwa 50 km. Selbst der 1999 gestartete QUICKSCAT erreicht maximal eine Auflösung von 7 km. Diese Sensoren eignen sich für die Bestimmung von Windfeldern über dem offenen Ozean zur Verbesserung der Wettervorhersagemodelle, aber im Bereich der Küste und der dort herrschenden hohen Variabilität sind sie auf Grund ihrer groben Auflösung nur mit Einschränkung einsetzbar. Daher nutzte man in der Folgezeit mehr und mehr die hochaufgelösten SAR-Radardaten der ERS- und RADARSAT-Satelliten. Es entwickelte sich ein fundiertes Wissen über die Radartechniken und –mechanismen (*Ulaby et al., 1982; Plant et al., 1985*).

Ebenso wurde auf dem Gebiet der Windenergietechnologie Fortschritte erzielt (*Betz, 1926; Diekmann und Heinloth, 1997*) und das Wissen über die Physik der Atmosphäre erweitert (*Roll, 1965; Stull, 1988*). Beide Wissenschaften konzentrierten sich in Bezug auf die Windenergie lange auf die Landanwendungen, wobei der Trend immer mehr zu der Offshore-Windkraftnutzung geht (*DEWI, 2005*). Dabei muss besonders auf die speziellen atmosphärischen Verhältnisse über Wasseroberflächen eingegangen werden (*Lange et al., 2004a; Lange et al., 2004b*). Ebenfalls müssen die Modelle zur Simulation von Turbulenzen im und um den Windpark angepasst werden (*Schepers et al., 2001*). Im Offshore-Bereich findet dieses Wissen Eingang bei der Optimierung der Windparkkonfiguration (*Beyer et al., 1995; Anders und Wacker, 2001*) oder der vertikalen Extrapolation

lation von Windgeschwindigkeiten auf verschiedene Nabenhöhen (*Penner, 1994; Højstrup, 1999*).

In den letzten zwei bis drei Jahren wurde der Wert von Radardaten für die Offshore-Windpark-Anwendung erkannt, und es fand eine beginnende Interaktion der Disziplinen statt. Erste Untersuchungen zeigen, dass flächenhafte SAR-Daten eine sinnvolle Ergänzung von punktuellen Insitu-Messungen darstellen. Zusätzlich trägt die Einbindung satellitengestützter Radardaten zur Verbesserung bestehender Modelle für atmosphärische Prozesse bei (*Barthelmie und Pryor, 2003*). Daneben wurde in ersten Studien eine Abschätzungen des Windpotentials für einzelne Standorte durch die Radarwindfeldberechnung gegeben (*Espedal et al., 2001; Hasager et al., 2004; Schneiderhan et al., 2004*). Die bisherigen Untersuchungen lassen allerdings das Potential der sehr hohen räumlichen Auflösung der SAR-Daten und ihrer Information über die räumliche Variabilität des Windfeldes außer Acht. Hier besteht klarer Forschungsbedarf die räumliche Verteilung der Windfeldes zu messen, zu validieren und zu nutzen.

Gerade weil die interdisziplinäre Forschung in diesem Gebiet noch am Anfang steht, sind noch wichtige Fragen offen:

- Wie bilden sich Offshore-Windkraftanlagen in den SAR-Szenen ab und wie sind diese Signaturen zu interpretieren?
- Welchen Einfluss hat der tageszeitliche Termin der SAR-Messungen auf die Aussagekraft der abgeleiteten Windparameter?
- Inwieweit lassen sich SAR-Windgeschwindigkeiten des 10 m-Höhenneaus für Windschätzungen auf Nabenhöhe extrapolieren?
- Wie groß sind die Fehler in der SAR-Messung und wie wirken sie sich auf die Ableitung des Windfeldes und letztlich auch auf die Leistungsschätzungen für Windkraftanlagen aus?
- Wie groß ist der Einfluss von räumlichen Rahmenbedingungen, wie die Distanz zur Küste oder Inseln, und lassen sich diese in der Windstatistik belegen?
- Besitzt der verwendete Algorithmus für die Ableitung von Windparametern aus SAR-Daten die Fähigkeit zur kleinräumigen Analyse des Windfeldes in und um einen Windpark?
- Welches Potential besitzen SAR-Daten für kurzfristige Vorhersagen von Windgeschwindigkeiten?

Die Beantwortung der oben genannten Fragen trägt zum besseren Verständnis der Offshore-Windkraftnutzung bei, und hat unmittelbar praktische Bedeutung. Diese Arbeit soll dazu ihren Beitrag leisten.

Die Herangehensweise wird in folgendem Abschnitt über die „Methodik der Arbeit“ erläutert.

## 1.2 Methodik der Arbeit

Der Inhalt dieser Arbeit umfasst die Untersuchung und Bereitstellung von flächenhaften, hochaufgelösten Windparametern abgeleitet aus satellitengestützten Radardaten. Dabei wird gezeigt, ob und wie SAR-Daten zu diesem Zweck genutzt werden können. Es werden die Verfahren geprüft, ihre Genauigkeiten ermittelt und mit den Anforderungen der Windparkbetreiber und der Stromindustrie verglichen.

Die Fragestellungen, die dieser Arbeit zu Grunde liegen und die in der Einleitung genannt wurden, werden wie folgt bearbeitet:

- Es wird auf Basis der Radarrückstreumechanismen die Signatur der Offshore-Windkraftanlagen in den SAR-Daten analysiert. Dabei wird auf das Material, die Form und die Bewegungskomponente der Anlagen eingegangen. Nach einer Quantifizierung der Effekte folgt eine Einschätzung für die sich anschließenden Untersuchungen dieser Arbeit.
- Mit Hilfe eines Vergleichs von SAR-Windmessungen mit Insitu-Daten wird die Genauigkeit der Windfeldableitung untersucht. Um einen Vergleich zu ermöglichen wird eine einfache und zuverlässige Methode abgeleitet, um die  $U_{10}$ -SAR-Windmessungen auf die erforderlichen Windgeschwindigkeiten in 15 m und 30 m Höhe zu extrapolieren ( $U_{15}$  und  $U_{30}$ ). Diese spiegeln die untersten Niveaus der Insitu-Messungen der „FINO-1“-Plattform bzw. der Messplattform bei „Horns Rev“ wieder. Zudem erfolgt eine Bewertung des Einflusses der festen Überflugtermine der Satelliten auf die Aussagekraft der Windmessungen. Dazu werden Tagesgänge der Windgeschwindigkeit aus vorliegenden Insitu-Reihen abgeleitet. Deren Verlauf wird mit den Windgeschwindigkeiten zu den Überflugterminen verglichen. Daraus folgt eine Diskussion über die Einsetzung eines Korrekturfaktors zur Anpassung an einen Tagesgang.
- In einer Sensitivitätsstudie wird die Empfindlichkeit des Windfeld-Algorithmus dargelegt. Im Rahmen dieser Studie wird auf die Auswirkung von Ungenauigkeiten auf eine mögliche Leistungsvorhersage von Windkraftanlagen eingegangen. Ausserdem wird diese Studie erstellt, um einen Beitrag zur Definition der Anforderungen von Radarmissionen zu leisten. Die Entwickler zukünftiger Radarsensoren äußern fortwährend den Wunsch nach der Definition entsprechender Kennwerte für die unterschiedlichen Anwendungsbereiche der Radardaten. Für die Bestimmung von Windfeldern aus dem Radarsignal wird dies im Rahmen dieser Untersuchungen geschehen.

- Der Einfluss der geographischen Lage wird durch einen Vergleich zweier Offshore-Standorte untersucht. Dazu werden mit einem Windfeldprogramm Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten für beide Orte abgeleitet und die daraus resultierenden, lokalen Windstatistiken analysiert und verglichen.
- Der Windfeldalgorithmus hat bei ERS-SAR-Daten seine Tauglichkeit zur Bestimmung von Windfeldern aus Radardaten über offenen Ozeanflächen und im Küstenbereich bewiesen (*Horstmann et al.*, 1998; *Koch*, 2004). Dabei werden Windfelder mit einer räumlichen Auflösung von etwa 5 km bis 10 km erstellt. Dieser Algorithmus wird in dieser Arbeit in verschiedenen räumlichen Auflösungen analysiert und auf seine Verwendbarkeit bei kleinräumigen Turbulenzuntersuchungen geprüft. Dabei wird die Auflösungsfähigkeit des Analyseverfahrens untersucht.
- Abschließend erfolgt eine Untersuchung, ob aus SAR-Daten kurzfristige Vorhersagen von Windparametern in der Zeitskala von einigen Stunden möglich sind. Dazu wird in einem ersten Vergleich von SAR-Daten mit LIDAR-Messungen gezeigt, dass die Lage atmosphärischer Fronten exakt bestimmt werden kann. Darauf basierend wird unter Annahme der Taylor-Hypothese eine multisensorische Analyse eines Frontendurchgangs durchgeführt (*Wyngaard und Clifford*, 1977).

Die Arbeit ist im Detail folgendermaßen aufgebaut:

In *Kapitel 1* wird das Anwendungsgebiet für die abgeleiteten Windparameter, die Offshore-Windenergienutzung, beleuchtet. Dabei werden im ersten Teil Einblicke in den Stand der Technologie und die politischen Rahmenbedingungen gegeben. Darauf folgt eine Einführung in die physikalischen Hintergründe. Unter anderem wird der maximale Wirkungsgrad einer Windturbine dargestellt und Beispiele für die Leistungsabschätzung gegeben. Dies findet in der Untersuchung zur Leistungsprognose aus SAR-Daten Anwendung. Zum Abschluss werden die Windparks vorgestellt, die für die durchgeführten Analysen ab *Kapitel 4* herangezogen werden. Sie stellen den zum heutigen Zeitpunkt neusten Stand der Technik dar und befinden sich teilweise noch in der Planungs- und Bauphase.

In *Kapitel 2* wird das Aufnahmeprinzip des SAR vorgestellt. Nach einer kurzen Einführung in den Abbildungsmechanismus des Systems, wird auf das Bildrauschen und die notwendige Rauschminderung eingegangen. Da auch die Windkraftanlagen durch ihr Material, ihre Form und ihre Bewegung Einfluss auf das zurückgestreute Signal ausüben, wird zum Abschluss des Kapitels erstmals eine Abschätzung dieser Effekte abgeleitet.

*Kapitel 3* stellt zu Beginn die verwendeten Fernerkundungssysteme vor und gibt Einblick in die beiden Radarsensoren der ERS- und ENVISAT-Satelliten, die Daten und deren Kalibrierung. Im zweiten Unterkapitel wird das C-Band-Modell CMOD4 erklärt, das den Kern der Windfeldbestimmung darstellt. Danach folgt die Vorstellung des angewendeten Windfeld-Algorithmus von der GKSS in Hamburg, der im Rahmen dieser Arbeit an die Rechnerumgebung des DLR in Oberpfaffenhofen angepasst und implementiert wurde.

In *Kapitel 4* wird eine Methode zur Extrapolation der  $U_{10}$ -SAR-Windmessungen auf beliebige Höhen vorgestellt. Zusätzlich wird eine Sensitivitätsanalyse des Algorithmus durchgeführt und die erzielte Genauigkeit der Windmessungen und deren Auswirkung auf eine Leistungsprognose von Windanlagen diskutiert.

*Kapitel 5* zeigt die Validierung der SAR-Windmessungen gegen Insitu-Daten zweier Offshore-Standorte in der Nordsee („Horns Rev“ und „FINO-1“). Als Ergänzung wird eine Abschätzung der „natürlichen Variabilität“ des Windfeldes anhand eines Beispiels gegeben (Der Begriff der „natürlichen Variabilität“ wird in *Kapitel 5* erklärt). Daraufhin wird eine Tagesganganalyse durchgeführt, um Aufschluss darüber zu erhalten, ob die SAR-Messungen zu den festgelegten Überflugszeiten die durchschnittliche Windgeschwindigkeit wiedergeben oder ob Tagesgänge das Ergebnis der SAR-Windmessungen beeinflussen.

Danach folgt in *Kapitel 6* der Vergleich von abgeleiteten Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten zweier Offshore-Standorte zur Untersuchung des Einflusses der geographischen Lage auf die Windstatistik. Die beiden Standorte liegen etwa 60 km voneinander entfernt und weisen eine unterschiedliche Distanz zur Küste auf. Es wird geprüft, ob dieser Unterschied Einfluss auf die abgeleiteten Windparameter hat. Hierbei wird gezeigt, welches Potential die SAR-Windmessungen zur Prospektion von Offshore-Standorten für zukünftige Windparks haben.

In *Kapitel 7* wird zur Ergänzung der großräumigen Untersuchungen eine kleinskalige Analyse der Turbulenzen am Windpark „Horns Rev“ durchgeführt. Dazu werden zahlreiche, hochaufgelöste horizontale Profile der Windgeschwindigkeit in und um den Windpark extrahiert und miteinander verglichen. Auf diese Weise lässt sich die Ausdehnung und die Intensität von Turbulenzeffekten bestimmen.

Abschließend wird in *Kapitel 8* die Fähigkeit des SAR zur Bestimmung von atmosphärischen Fronten anhand eines Vergleichs mit Messungen einer LIDAR-Befliegung gezeigt. Danach wird mit Hilfe einer multisensorischen Analyse eines Frontendurchgangs das Potential von SAR-Windmessungen zur Kurzfrist-Vorhersage geprüft. Hier werden optische, satellitengestützte Daten mit Insitu-

Messungen, Wetterkarten und dem SAR-Windfeld verglichen. Aus dem Windfeld wird ein Windprofil extrahiert und exemplarisch eine Vorhersage auf Basis der Taylor-Hypothese durchgeführt.

Am Ende der Arbeit folgt eine Zusammenfassung der Ergebnisse, und es wird ein Ausblick auf zukünftige Anwendungsmöglichkeiten und weiterführende Untersuchungen gegeben.

### 1.3 Stand der Windenergienutzung

Weltweit nimmt der Anteil der Windenergie an der Gesamtenergieerzeugung kontinuierlich zu und auch die Planungen sehen eine zukünftige Erweiterung vor. So sagen Prognosen einen Anteil von 35% für regenerative Energieformen an der Weltstromversorgung im Jahre 2040 voraus (*Vahrenholt, 1998*). Europa nimmt dabei eine Vorreiterrolle ein. 2001 lag der Anteil der regenerativen Energieformen am Gesamtstrom noch bei 10% der Gesamtstromerzeugung. Es wird aber erwartet, dass schon im Jahre 2010 dieser Anteil auf knapp 25% steigt, wobei Windenergie alleine knapp 6% beitragen wird (*EU-Kommission General Department of Energy and Transportation (GDET), 2004*). Der Anstieg der installierten Windenergie nimmt seit Anfang der 1990er Jahre in Europa kontinuierlich zu. In *Abbildung 1-1* ist dieser Anstieg bis einschließlich 2005 für die 15 EU-Kernstaaten, wie sie bis zur Erweiterung im Mai 2004 zusammengesetzt waren, dargestellt. Unter ihnen und selbst im weltweiten Vergleich nimmt Deutschland mit 16 629 MW (im Jahr 2004) an installierter Windenergie die Führungsrolle ein. Für das Jahr 2030 setzt die Deutsche Bundesregierung das Ziel allein 20 GW Offshore-Windenergieleistung installiert zu haben, da hier das Potential größer ist als an Land (*BMU, 2002a*).

In Deutschland, wie auch in anderen europäischen Ländern wie Dänemark oder den Niederlanden, zeichnet sich jetzt schon ein klarer Trend zu Offshore-Windenergienutzung ab. Der Neubau an Windkraftanlagen zu Lande wird stetig zurückgehen, da kaum noch neue Flächen dafür erschlossen werden können. Interessenskollisionen mit anderen Nutzungsarten und die Einhaltung von Mindestentfernungen zu Siedlungen sind Hauptursachen dafür. Vorhandene Standorte werden langsam zurückgebaut oder ein „Repowering“ durchgeführt.

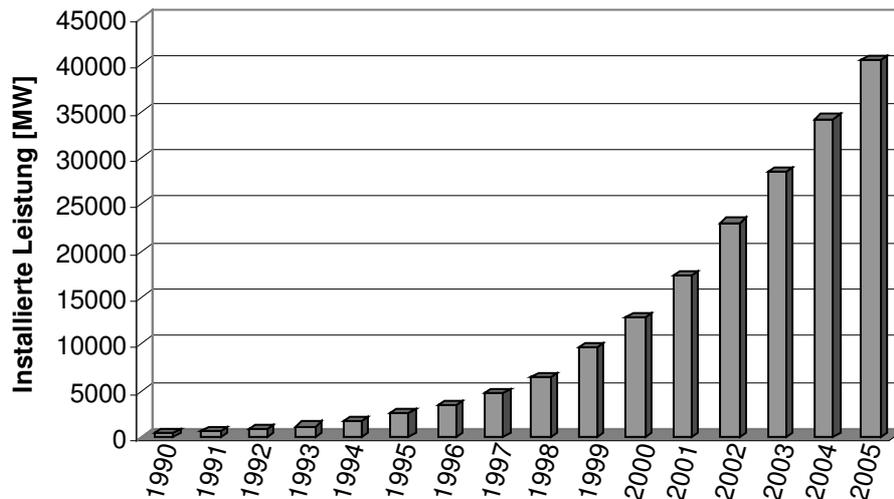


Abb. 1-1: Entwicklung der installierten Onshore- und Offshore-Windenergieleistung der 15 EU-Staaten bis 2005 [MW].

Darunter versteht man die Ersetzung vieler kleiner Anlagen durch wenige leistungsstärkere Turbinen. Schätzungen sagen, dass man mit der Hälfte an Fläche bis zur 4-fachen Energieleistung erzielen kann (BWE, 2003). Trotz dieses Potentials an Land tendieren viele europäische Länder, in denen die Windenergienutzung stark vorangetrieben wird, zu Standorten im Meer. Diese Standorte weisen neben dem Flächenangebot noch weitere Vorteile auf. Das vertikale Profil der Windgeschwindigkeiten zeigt insgesamt gleichmäßigere und höhere Werte bis nahe der Wasseroberfläche. Damit können niedrigere Nabenhöhen als auf Land genutzt werden. Gleichzeitig besitzen die Wasseroberflächen eine geringere Reibung. Da die Wasseroberfläche eine geringere Rauigkeit als beispielsweise bewaldete Landflächen aufweist, werden weniger Turbulenzen erzeugt und somit treten insgesamt höhere und gleichmäßigere Windgeschwindigkeiten auf als an Land (Charnock, 1955; Troen und Petersen, 1989). Die geringeren Turbulenzen führen zusätzlich zu einer längeren Lebensdauer der Anlagen.

Diese Bedingungen ermöglichen die Planung von deutlich größeren Windparks als auf Land. Die Tendenz geht zu Offshore-Windparks mit über 200 Einzelturbinen, wie die deutschen Planungen bei Borkum zeigen (siehe Kap. 1.5). Dadurch werden die Kosten gesenkt und die Windparks rentabler gemacht. So kann das Ziel, die Strompreise ohne Subventionierungen auf ein konkurrenzfähiges Niveau zu bringen, voraussichtlich im Jahre 2015 erreicht werden (BWE, 2003).

Zur Zeit sind etwa 350 MW Windfarm-Leistung weltweit offshore installiert. Vergleicht man das mit den realisierbaren Planungen alleine in Deutschland bis zum Jahre 2030, wo insgesamt 20 GW an OWAs errichtet werden sollen, sieht man das Potential dieser Technologie (BMU, 2002b). Dabei soll der Großteil der Offshore-Windenergie in der Deutschen Nordsee installiert werden. In *Abbildung 1-2* ist eine Übersicht der Nutzung durch die aktuell beantragten und genehmigten Offshore-Projekte gegeben. Mit den grünen Flächen sind die bereits genehmigten Projektgebiete gekennzeichnet. Die rot-gerissenen Linien weisen Gebiete für beantragte Windparks aus. Die Standorte, die in dieser Arbeit untersucht werden, sind in der Abbildung zusätzlich beschriftet.

Man kann erahnen, dass dieser immense Ausbau verschiedene direkte Gefahren, wie die Veränderung von Meeresströmungen und dem lokalem Windfeld, und indirekte Gefahren, wie das Risiko einer Umweltbelastung durch Schiffskollisionen, für diesen Naturraum in sich birgt, und folglich die Auswirkungen vorher untersucht werden müssen. Zusätzlich bringt die Forschung in diesem Bereich neue Erkenntnisse für die Anpassung der Windkrafttechnologie an die Offshore-Bedingungen.

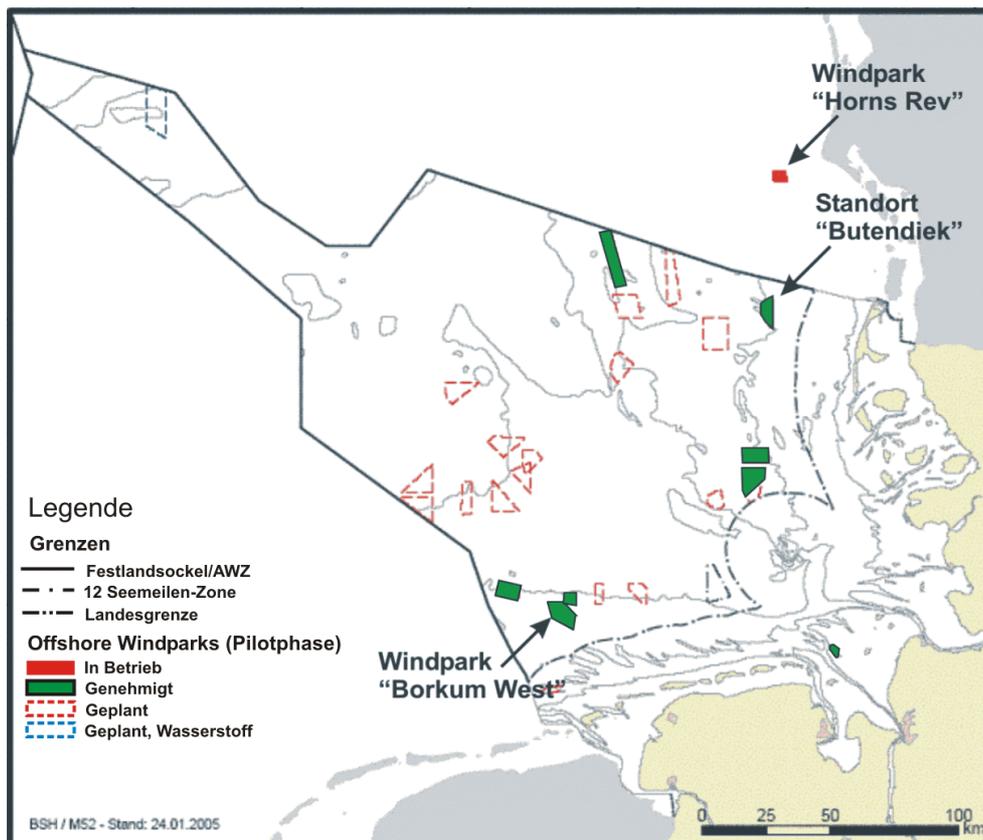


Abb. 1-2: Karte der Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (rot = Offshore-Windparks in Betrieb, grün = genehmigte Gebiete, rot -gerissen = geplante Standorte, blau-gerissen = Gebiete für die Wasserstoffproduktion; nach BSH, 1.3.2006).

## 1.4 Grundlagen der Energiegewinnung aus Windkraft

In dieser Arbeit werden Windfelder aus SAR-Daten abgeleitet. Die dadurch erhaltene Windgeschwindigkeit ist Eingangsparameter für zahlreiche Untersuchungen wie unter anderem der Abschätzung einer Leistungsprognose aus SAR-Daten oder der Sensitivitätsstudie in *Kapitel 4*. Um die Bedeutung der Genauigkeit der abgeleiteten Windgeschwindigkeiten für die durchgeführten Analysen darzustellen, wird in diesem Kapitel eine Einführung in die theoretischen Grundlagen der Energiegewinnung aus Wind gegeben.

### *Im Wind enthaltene und nutzbare Leistung*

Am Anfang steht die Frage, wie viel Energie ist im Wind enthalten und welcher Anteil davon kann durch Windenergieanlagen genutzt werden? Entscheidend für die Berechnung der im Wind enthaltenen Energie ist die Luftmasse  $m_{sek}$ , die pro Sekunde den Rotor durchströmt (vorausgesetzt wird, dass die mittlere Windgeschwindigkeit gleich dem Durchschnitt aus ungestörter Windgeschwindigkeit vor dem Rotor ( $u_1$ ) und der reduzierten Geschwindigkeit nach dem Passieren des Rotors ( $u_2$ ) ist, also  $(u_1 + u_2) / 2$ ; siehe *Betz, 1926*). Es gilt damit

$$m_{sek} = \rho \cdot A \frac{u_1 + u_2}{2} \left[ \frac{kg}{s} \right] \quad (1.1)$$

wobei  $\rho$  die Dichte der Luft bezeichnet,  $A$  stellt die vom Rotor überstrichene Fläche dar und  $[(u_1 + u_2) / 2]$  gibt die durchschnittliche Windgeschwindigkeit durch die Rotorfläche wieder.

Die Leistung  $P$ , die der Rotor dabei dem Wind entzieht, kann mit folgender Gleichung beschrieben werden (nach dem zweiten *Newton'schen* Gesetz):

$$P = \frac{1}{2} m_{sek} (u_1^2 - u_2^2) [W] \quad (1.2)$$

Setzt man Gleichung (1.1) in Gleichung (1.2) ein, so erhält man die Formel für die dem Wind entzogene Leistung:

$$P = \frac{\rho}{4} (u_1^2 - u_2^2) \cdot (u_1 + u_2) A \quad [W] \quad (1.3)$$

Zum Vergleich zieht man die Leistung  $P_0$  heran. Sie beschreibt die Leistung, die der Wind enthält, welcher ungestört durch eine gleich große Fläche strömt. Ihr liegt folgende Gleichung zu Grunde:

$$P_0 = \frac{\rho}{2} u_1^3 A \quad [W] \quad (1.4)$$

Das Verhältnis der dem Wind entnommenen Leistung und der Leistung des ungestörten Windes heißt Wirkungsgrad  $\eta$  und lautet also:

$$\eta = \frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{u_2}{u_1}\right)^2\right) \left(1 + \frac{u_2}{u_1}\right) \quad [1] \quad (1.5)$$

Aus dieser Gleichung lässt sich ableiten, dass die Funktion für  $u_2 / u_1 = 1/3$  ihr Maximum besitzt. Dabei wird ein Wirkungsgrad von 0,59 oder  $16/27$  erreicht (siehe *Abb. 1-3*).

Verbindet man den so erhaltenen maximalen Wirkungsgrad mit der Leistung des ungestörten Windes, ergibt sich für die Energiegewinnung durch Windenergieanlagen (WEA) ein maximaler Leistungsertrag von

$$P_{WEA} = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho}{2} u^3 \cdot \frac{D^2 \cdot \pi}{4} \quad [W] \quad (1.6)$$

wobei  $u$  die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe darstellt und  $D$  den Rotordurchmesser wiedergibt (*Betz, 1926; Burton et al., 2001*). Wie man aus *Gleichung 1.6* erkennen kann, hängt die potentiell entziehbare Leistung in erster Linie von der Windgeschwindigkeit ab, da diese mit der 3-fachen Potenz in die Berechnung eingeht. So hat eine Differenz von  $0,1 \text{ ms}^{-1}$  in der mittleren Windgeschwindigkeit von  $5,5 \text{ ms}^{-1}$  auf  $5,6 \text{ ms}^{-1}$  bei der 2-MW-Turbine von „Horns Rev“ einen Unterschied von 56 kW zur Folge. Das entspricht der Leistung eines typischen Kleinwagens.

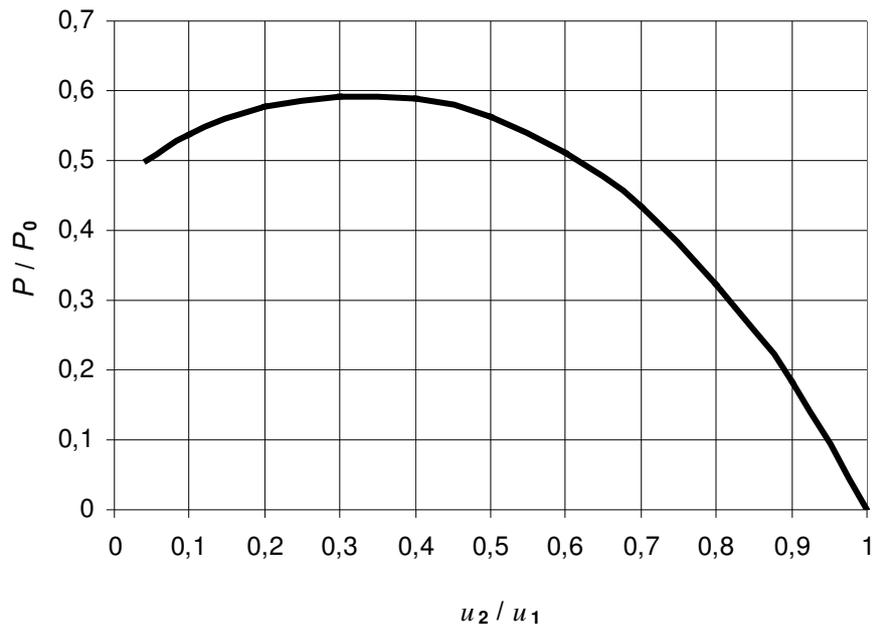


Abb. 1-3: Kurve des Anteils der dem Wind entziehbaren Leistung ( $P/P_0$ ) in Abhängigkeit des Verhältnisses von Ein- ( $u_1$ ) und Austrittsgeschwindigkeit ( $u_2$ ).

Jedoch ist ein Wirkungsgrad von  $16/27$  oder 59% kein „realistischer“ Wert, denn es treten deutliche Verluste durch Reibung und bei der Energieumformung auf. Heutige Windkraftanlagen haben unter optimalen Bedingungen einen Wirkungsgrad von rund 50 % (Diekmann und Heinloth, 1997). In der Praxis werden jedoch Werte erreicht, die im Mittel zwischen 25 – 40% liegen (UfU, 1997; Eggleston, 1998). Der Wirkungsgrad der 2-MW-Anlagen bei „Horns Rev“ beträgt beispielsweise ca. 36% (Bühler, 1999). Außerdem ist der Wirkungsgrad einer einzelnen Turbine im Gesamtgefüge des Windparks zu sehen. Der Parkwirkungsgrad (Verhältnis der Leistungsabgabe des Parks zur theoretischen Leistungsabgabe einer gleichen Anzahl von ungestört angeströmten Anlagen) ist eine Folge unterschiedlicher Eingangsgrößen, wie zum Beispiel der gewählten Parkkonfiguration, der Größe des Windparks und der Anströmungsrichtung (Beyer et al., 1995). Auch hier treten noch weitere Verluste im Leistungsertrag auf.

Wieviel Energie eine Windturbine erwirtschaften kann, hängt zudem von der Verteilung der Windgeschwindigkeiten in Turbinenhöhe und von der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit ab. Die optimalen Bedingungen stellen Winde dar, die eine hohe Durchschnittsgeschwindigkeit besitzen und sich immer im Bereich der von der Turbine nutzbaren Windgeschwindigkeiten befinden.

### Theoretische Verteilung von Windgeschwindigkeiten

Die langfristige Verteilung der Windgeschwindigkeiten an einem Ort wird mit einer Weibull-Dichtefunktion (eine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion) wie folgt beschrieben (Weibull, 1951; Troen und Petersen, 1989; Barthelmie und Pryor, 2003; DWIA, 2004):

$$f(u) = \frac{w}{c} \cdot \left(\frac{u}{c}\right)^{w-1} \cdot e^{-\frac{u}{c}w} \quad (1.7)$$

Hier ist  $w$  der Formfaktor,  $c$  der Skalierungsfaktor und  $u$  die Windgeschwindigkeit der gewünschten Höhe über Grund. Sind sowohl der Form- als auch der Skalierungsfaktor nicht bekannt (was für die meisten Meeresregionen gilt), wird eine Rayleigh-Verteilung angenommen. Dabei liegt der Skalierungsfaktor  $c$  etwa bei der angenommenen durchschnittlichen Windgeschwindigkeit und der Formfaktor geht mit  $w = 2$  ein. Damit kann die Verteilung der Windgeschwindigkeiten abgeleitet werden, auch wenn nur die Durchschnittsgeschwindigkeit  $u$  bekannt ist (siehe Abb. 1-4). Die Hersteller von Windkraftanlagen geben die Leistungsfähigkeit ihrer Maschinen oft unter Zuhilfenahme der Rayleigh-Verteilung an. Dieses Verfahren ist eine Hilfe, um die Auslegung der Windkraftanlage anzupassen, wenn keine Insitu-Daten für diese Höhe aus dem gewünschten Gebiet greifbar sind.

Die Weibull-Verteilung kann bei der Standortbeschreibung mittels SAR-Windmessungen eingesetzt werden, nachdem die abgeleiteten  $U_{1\sigma}$ -Winde auf die gewünschte Nabenhöhe extrapoliert wurden (siehe Kapitel 4). Dabei muss man bei der Ableitung dieser Verteilung aus der SAR-Windbestimmung den Stichprobenumfang berücksichtigen. So wird für eine repräsentative Stichprobe ein Umfang von etwa 75 SAR-Szenen genannt, was bei einer Repetitionsrate von etwa 10 bis 15 Tagen für das Beobachtungsgebiet, wie sie bei den ERS-Satelliten vorliegt, einen Zeitraum von rund 2 ½ Jahren bedeutet (Pryor et al., 2003). Jedoch geschieht die Aussage in der Studie von Pryor et al. unter der Annahme, dass jede SAR-Windmessung einer Punktmessung gleichzusetzen ist. Dabei wird übersehen, dass SAR-Daten Informationen über die räumliche Verteilung des Windes enthalten. Bei Pryor et al. (2003) wird auch darauf hingewiesen, dass in Küstenregionen tageszeitliche Zyklen in Windrichtung und Windgeschwindigkeit bestehen, die bei der Verwendung von SAR-Windgeschwindigkeiten, bei Vergleichen mit Insitu-Daten oder Geschwindigkeitsabschätzungen und Extrapolationen berücksichtigt werden müssen (siehe Kapitel 4 und 5).

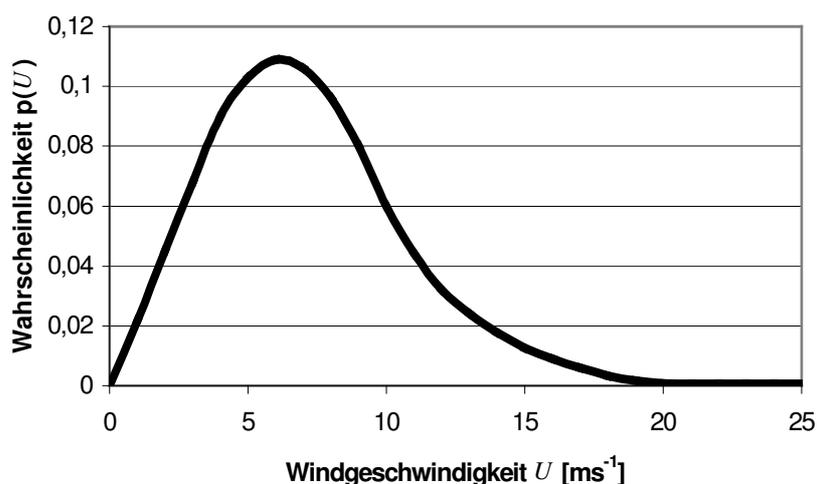


Abb. 1-4: Theoretische Verteilung der Windgeschwindigkeiten für eine Durchschnittsgeschwindigkeit von  $6,5 \text{ ms}^{-1}$  mit einem Formfaktor  $w = 2$  (Weibull-Verteilung).

## 1.5 Untersuchte Offshore-Standorte

In folgendem Kapitel werden die in dieser Arbeit untersuchten Standorte der drei Offshore-Windparks „Horns Rev“, „Butendiek“ und „Borkum West“ vorgestellt. Die Lage der Standorte im Untersuchungsgebiet ist in *Abbildung 1-5* zu sehen.

An diesen Beispielen werden Windfeldberechnungen, Analysen und Statistiken durchgeführt, um die Auswirkungen von Offshore-Windparks auf das lokale Windfeld abzuschätzen.

### 1.5.1 Offshore-Windpark „Horns Rev“

Dieser derzeit weltgrößte Windpark liegt in der Nordsee vor der dänischen Westküste südwestlich von Blavands Huk. Seine Distanz zum Festland beträgt 15 km. Die Wassertiefe erreicht Werte zwischen 5 m und 15 m, was sich zur Fundamentierung der Türme durch Einpfahlkonstruktionen eignet. Insgesamt besteht der Windpark aus 80 Einzelanlagen, die in einem Rechteck zu 8 mal 10 Windturbinen angeordnet und dessen Reihen fast genau in Nord-Süd- und Ost-West-Richtung orientiert sind. Bei den Einpfahlkonstruktionen liegt die Nabe der 2-MW-Turbine auf 70 m Höhe über dem Meeresspiegel. Der Rotor hat einen Durchmesser von 80 m, was zu einer Gesamthöhe von 110 m führt (die Bauskizze einer solchen Turbine ist in *Anhang A* zu sehen). Die Masten der Windkraftan-

lagen weisen sowohl zwischen den Reihen als auch innerhalb einer Reihe einen Abstand von 560 m zueinander auf (*Horns Rev*, 2004).

Die Windfarm „Horns Rev“ ist in den SAR-Daten schon mit bloßem Auge zu erkennen (siehe *Abb. 1-5*). Die einzelnen Anlagen erscheinen in dem Ausschnitt einer Radarszene als helle Punkte.

Zusätzlich wurde schon im Jahre 1999 (etwa 3 Jahre vor Inbetriebnahme des Windparks) ein Messturm in der Nähe des vorgesehenen Gebietes aufgestellt, der Daten zur Erkundung der Windverhältnisse sammelt, wie etwa Windgeschwindigkeit oder Windrichtung in Form eines 10-Minuten-Mittels. Auf Grund der Größe des Windparks, der etwa die Ausmaße der Insel Helgoland erreicht, lässt sich erahnen, dass dieses und vergleichbare Bauwerke nicht ohne Auswirkungen auf das lokale Windfeld bleiben. Da in den nächsten Jahren in der Nordsee zahlreiche Offshore-Projekte dieser Größe geplant sind, ist es wichtig die Auswirkungen zu kennen, um dies bei Genehmigungsverfahren zukünftiger Standorte berücksichtigen zu können.

### **1.5.2 Windpark „Borkum West“ (und die Messplattform „FINO-1“)**

„Borkum West“ ist der größte genehmigte deutsche Offshore-Windpark. Sein Standort befindet sich ca. 45 km nördlich der Insel Borkum in der Ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschlands (AWZ) (siehe *Abb. 1-5*). Er wird nach Fertigstellung aus 208 Multibrid M5000 Einzelturbinen bestehen und mit Abstand der weltweit größte Offshore-Windpark sein. Die Naben der Windturbinen werden sich auf 85 m Höhe befinden und der Rotordurchmesser 116 m betragen. Die Einschaltgeschwindigkeit liegt bei  $4 \text{ ms}^{-1}$  auf Nabenhöhe und die maximale Windgeschwindigkeit für die Turbinen ist von dem betrachteten Zeitintervall, in dem sie auftreten, abhängig. Sie kann von etwa 25 bis  $35 \text{ ms}^{-1}$  betragen. Bei einzelnen Böen wird die Anlage nicht sofort abgeschaltet, sondern erst, wenn diese innerhalb einer festgelegten Periode zu häufig auftreten. Je höher die gerade noch zulässige Windgeschwindigkeit wird, desto kürzer ist die Periode in der sie auftreten darf.

Für Voruntersuchungen und begleitende Analysen wurde im Jahre 2003 die Forschungsplattform in Nord- und Ostsee 1 („FINO-1“) errichtet und in einer Pilotphase bis 2006 werden in seiner Nähe 12 der oben genannten 5-MW-Turbinen aufgestellt (*Rakebrandt-Gräßner und Neumann*, 2003). Sein Ertrag pro Jahr nach Ende der Ausbauphase 2012 beträgt insgesamt 4300 GWh.

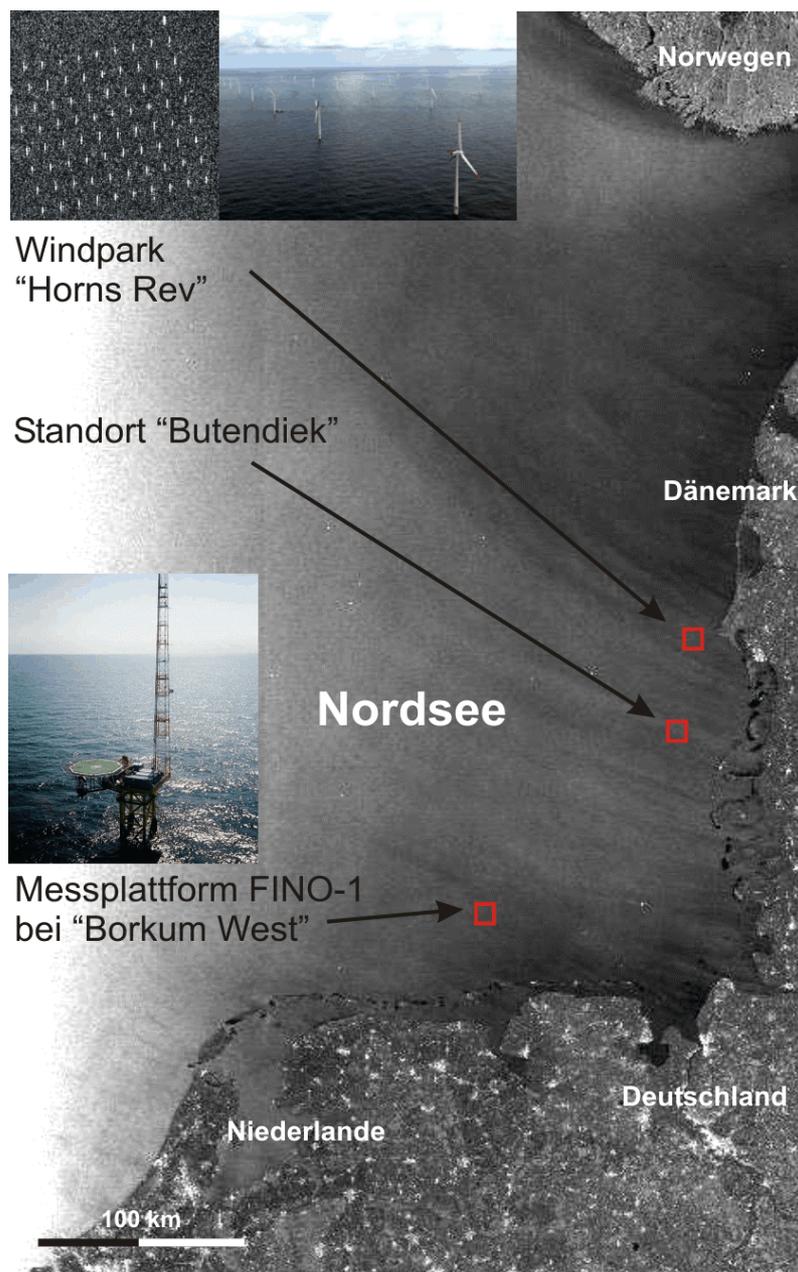


Abb. 1-5: ASAR Wide-Swath-Szene des Untersuchungsraums vom 14.4.2003 mit sichtbaren Windstreifen an der Küste (rot = Standorte der betrachteten Offshore-Objekte).

### 1.5.3 Bürgerwindpark „Butendiek“

Der Bürgerwindpark „Butendiek“ ist ein Offshore-Projekt, das 34 km westlich von Sylt geplant ist (siehe Abb. 1-5). Hier werden in durchschnittlich 20 m Wassertiefe 80 Anlagen der 3-MW-Klasse errichtet. Sie besitzen eine Nabenhöhe von 80 m und einen Rotordurchmesser von 90 m (*Bürgerwindpark Butendiek*, 2004).

Der Bürgerwindpark „Butendiek“ liegt etwa 60 km südlich des bereits existierenden Offshore-Windparks „Horns Rev“, der in *Kapitel 1.3.1* beschrieben wurde.

Das Projekt erhält seine Bezeichnung „Bürgerwindpark“ aus der Tatsache, dass die Finanzierung über die Beteiligung von Bürgern aus der Region geleistet wird. Insgesamt wurden 20 000 Anteilsscheine zu 250 Euro von 8 412 Personen gezeichnet und so eine Investitionssumme von 5 Mio. Euro erzielt.

Am 18. Dezember 2002 erteilte das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) die Baugenehmigung für diesen Offshore-Windpark. Nachdem gegen die Errichtung des Windparks prozessiert wurde, ist für den Sommer 2006 der Baubeginn für die Pilotphase geplant.

# Kapitel 2

## Der SAR-Abbildungsmechanismus und seine Nutzung zur Windfeldableitung

Nachdem in *Kapitel 1* mit dem Windenergiebereich das Anwendungsgebiet präsentiert wurde, folgt in diesem Kapitel ein Überblick über die verwendete Messtechnik, das satellitengestützte SAR-System. Im ersten Unterkapitel werden die Orbitsigenschaften und die grundlegenden Abbildungsmechanismen des SAR-Sensors erklärt. In *Unterkapitel 2.2* werden die Streumechanismen der Radarstrahlen an Wasseroberflächen beschrieben, die der Rückstreuung und schließlich auch der Windfeldbestimmung zu Grunde liegen. Im darauf folgenden Unterkapitel wird auf das Bildrauschen in den empfangenen Daten eingegangen, das bei diesem Aufnahmeprinzip auftritt und Einfluss auf die Qualität der Windfeldbestimmung hat. Anschließend wird gezeigt wie dieses Rauschen durch Mittelungsverfahren reduziert werden kann. Die Ableitung der Windparameter selbst wird in *Unterkapitel 2.4* erläutert. Zum Abschluss wird erstmals die Radarsignatur der Windkraftanlagen abgeschätzt und deren Auswirkungen für die Windbestimmung diskutiert.

### 2.1 Grundlagen des SAR-Abbildungsmechanismus

Bei den vorliegenden Untersuchungen werden vorwiegend Daten des ERS SAR bzw. des ENVISAT ASAR untersucht. Beide Sensoren sind nahezu identisch. Deshalb werden die Grundlagen exemplarisch am ERS SAR dargestellt.

Bei dem SAR-System der ERS-Satelliten handelt es sich um einen aktiven Sensor, der im Mikrowellenbereich sendet und empfängt. Die Frequenz des gesendeten Radarsignals beträgt 5,3 GHz. Er befindet sich mit einer Wellenlänge von 56 mm im C-Band des Mikrowellenbereichs (siehe *Abb. 2-1*). Er ist sowohl wetter- als auch tageslichtunabhängig. Der Satellit fliegt auf einer fast-polaren Umlaufbahn mit einer Inklination (Winkel der Satellitenbahn zum Äquator) von 98° (siehe *Abb. 2-2*) und einer Flughöhe von etwa 785 km. Der Orbit ist sonnensynchron, das heißt, er folgt dem Tagesverlauf und überquert den Äquator immer zur gleichen Ortszeit.

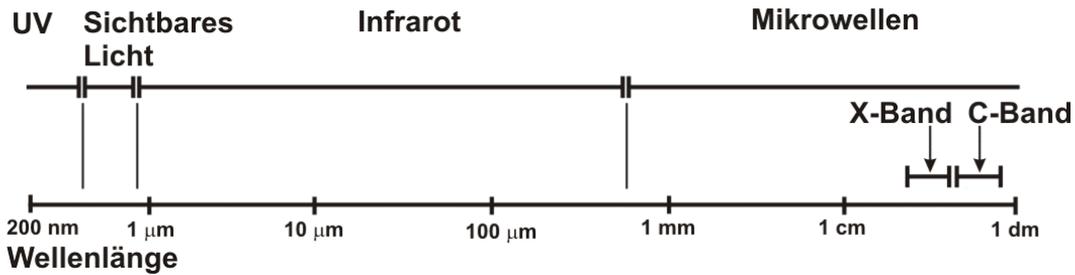


Abb. 2-1: Wellenlängenbereiche im elektromagnetischen Spektrum mit der Lage des C-Bands des ERS SAR und ENVISAT ASAR (logarithmische Darstellung).

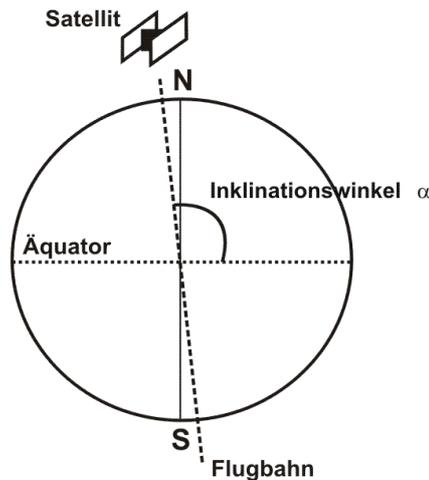


Abb. 2-2: Seitenansicht des aufsteigenden Astes der ERS- und ENVISAT-Umlaufbahn bezüglich des Äquators (Inklinationswinkel  $\alpha$ ).

Das System ist so konzipiert, dass es nach rechts in Bezug auf die Flugbahn schaut. Die dabei auftretenden Einfallswinkel liegen im Nahbereich bei ca.  $20^\circ$  und im Fernbereich bei etwa  $26^\circ$  (siehe Abb. 2-3A). Die Aufnahme­richtung entlang der Flugbahn bezeichnet man dabei als Azimut-Richtung ( $x$ ) und die Blickrichtung des Radar, der dazu  $90^\circ$  versetzt nach rechts ausgerichtet ist, bezeichnet man als Range-Richtung ( $y$ ).

Die beschriebene Orbitgeometrie wirkt sich besonders auf die erforderliche Antennenlänge aus. Grund dafür ist folgende Gesetzmäßigkeit der realen Radaran­tennen. Darunter versteht man tatsächliche Antennen, die an ihrem einen Ende senden und am anderen Ende empfangen. Diese Gesetzmäßigkeit gilt auch theoretisch für die Nutzung im Weltraum und lautet:

$$\delta_x = \lambda_{el} \frac{L_{SOB}}{D_{RAR}} \quad [m] \quad (2.1)$$

$\delta_x$  ist die Auflösung in Flugrichtung (Azimut) eines Real Apertur Radars (reale Radarantenne, RAR).  $\lambda_{el}$  gibt die Wellenlänge des Radarsignals wieder,  $L_{SOB}$  ist die Entfernung zwischen der Antenne und einem beobachteten Objekt und  $D_{RAR}$  stellt die Länge der Radarantenne dar. Setzt man die Werte der ERS-Satelliten mit einer gewünschten Auflösung von 25 m, einer Wellenlänge von 56 mm und einem Abstand von durchschnittlich 850 km zwischen Satellit und Objekt ein, dann kommt man auf eine Antennenlänge von 1904 m. Der Einsatz einer solch langen Antenne im Weltall ist jedoch nicht praktikabel (nach dem heutigen Stand der Technik). Die Länge erfordert selbst bei optimaler Konstruktion so viel Platz und Gewicht, dass eine derartige Antenne nicht auf einem Satelliten anzubringen ist. Zudem würde die auftretende Eigenschwingung höchst problematische Korrekturen der Daten erzwingen. Daher greift man auf die Erzeugung einer künstlichen Antenne zurück.

Bei der Erzeugung dieser künstlichen Antenne wird die Eigenbewegung des Sensors ausgenutzt. Das Signal wird auf der Umlaufbahn gesendet und erst zeitversetzt auf dem Orbit wieder empfangen. So erzeugt das SAR eine synthetische Antenne mit der Länge (*Bamler und Schättler, 1993*):

$$D_{SYN} = \Delta t \cdot v_{gr} \quad [m] \quad (2.2)$$

in welcher  $\Delta t$  die Bestrahlungsdauer eines Objektes ist (diejenige Zeit, in der ein Objekt beim Überflug im Bereich der Antennenkeule liegt) und  $v_{gr}$  die Geschwindigkeit des Satelliten über Grund darstellt (für ERS  $v_{gr} \cong 6650 \text{ ms}^{-1}$ ). In der folgenden *Abbildung 2-3* ist die Beleuchtungsgeometrie des SAR-Systems gezeigt. In *Abbildung 2-3A* ist die dreidimensionale Abbildungskonfiguration des Sensors dargestellt. Und in *Abbildung 2-3B* wird in einer zweidimensionalen Draufsicht die Lage des Rückstreuers innerhalb der Radarkeule während der Beleuchtungszeit veranschaulicht.

Die so empfangenen Signale werden zunächst als Rohdaten aufgezeichnet. Im Rahmen der SAR-Prozessierung werden die Rohdaten zu zweidimensionalen Bildern verarbeitet (*Moreira, 1992; Bamler und Schättler, 1993*). Die Stärke des empfangenen Signals  $P_E$  wird nach der Radargleichung mit

$$P_E = \frac{P_G G^2 \lambda_{el}^2}{(4\pi)^3 L_{SOB}^4} \cdot (\sigma_0 \cdot A) \quad [dB] \quad (2.3)$$

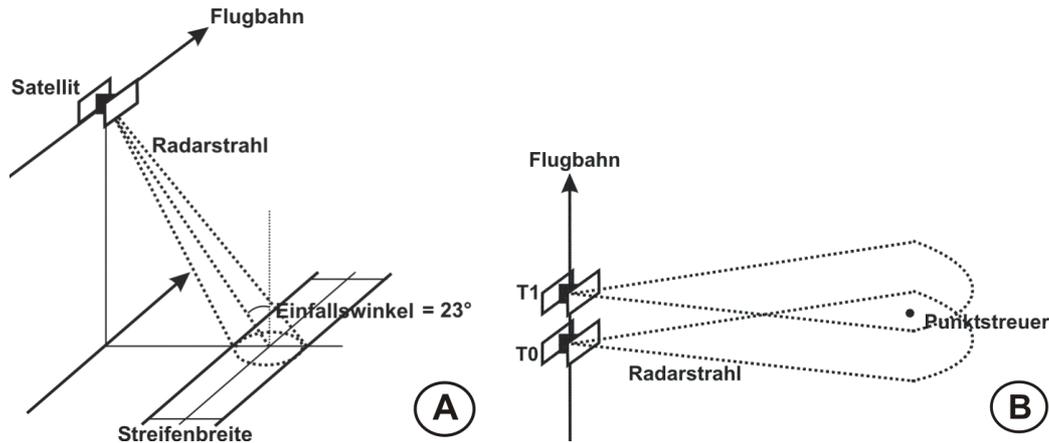


Abb. 2-3: A) Dreidimensionale Darstellung der Beleuchtungsgeometrie der ERS-Satelliten und B) Zweidimensionale Draufsicht der Lage eines Streuers innerhalb der Antennenkeule (nach Bamler und Schättler, 1993).

angegeben (Ulaby et al., 1982; Levanon, 1988).  $P_G$  ist die Stärke des gesendeten Signals und  $G$  der Antennengewinn.  $L_{SOB}$  gibt die Entfernung in Range wieder,  $A$  ist die beleuchtete Fläche und  $\sigma_0$  steht für den normierten Rückstreukoeffizienten. Unter dem normierten Rückstreukoeffizienten versteht man die Menge an zurückgestrahlter Energie pro Einheitsfläche. Eine genauere Erklärung dieses Begriffes folgt in Kapitel 2.2.

Dieser Koeffizient stellt für verteilte Objekte die rückgestreute Energie einer beleuchteten Bildzelle dar. Dazu muss die beleuchtete Bildpunktfäche bekannt sein. Die Fläche ist von den lokalen Einfallswinkeln abhängig, die besonders auf Land stark variieren können. Die Normierung der in Grauwerte übertragenen Rückstreuung wird in der Slant-Range-Geometrie durchgeführt. Die Slant-Range-Geometrie berücksichtigt noch nicht die variierenden Einfallswinkel innerhalb der Szene und die daraus resultierenden unterschiedlich großen Beleuchtungspunkte. Dies wird erst in einem weiteren Schritt durchgeführt. Die Reflexionsstärke innerhalb eines Bildelementes, oder auch Intensität eines Bildpunktes genannt, ist proportional zur empfangenen Signalstärke  $P_E$ . Diese Intensität der Bildpunkte ist der zentrale Parameter zur Ableitung der Windgeschwindigkeit.

In folgendem Unterkapitel wird gezeigt, wie man von der Slant-Range-Fläche (aufnahmegeometriebedingt) auf die Ground-Range-Fläche (Einheitsfläche) kommt.

### 2.1.1 Auflösung in Range-Richtung

Die Auflösung in Range-Richtung ist durch die Bandbreite des gepulsten Signals definiert. Je größer die Bandbreite, desto höher ist die Auflösung. Eine größere Bandbreite kann durch einen kürzeren Impuls erreicht werden. Jedoch ist die Kürze des Pulses dadurch limitiert, dass sich damit auch die Signalstärke reduziert. Und je schwächer das Signal ist, desto schlechter wird das Verhältnis zwischen Signal und Hintergrundrauschen und somit auch die radiometrische Auflösung (Signal/Rausch-Verhältnis = SRV). Die räumliche Auflösung des SAR in Slant-Range-Richtung (Schrägentfernung, entlang des Strahls)  $\delta_{SAR,Yslant}$  ist

$$\delta_{SAR,Yslant} = 0,885 \cdot \frac{S}{2B_v} [m], \quad (2.4)$$

wobei 0,885 die Pulslänge des Signals,  $S$  die Lichtgeschwindigkeit und  $B_v$  die Bandbreite des Signals darstellt (*Bamler und Schättler, 1993*). Setzt man die Bandbreite der ERS-Satelliten  $B_v = 15,5$  MHz ein, so erhält man eine räumliche Auflösung in Range von 8,56 m. Um nun noch von den so erhaltenen Slant-Range-Werten auf die Ground-Range-Werte (auf die Erdoberfläche projizierte Horizontaldistanz) zu kommen, muss durch den Sinus des betreffenden Einfallswinkels  $\theta$  geteilt werden:

$$\delta_{SAR,Yground} = \frac{\delta_{SAR,Yslant}}{\sin \theta} [m] \quad (2.5)$$

### 2.1.2 Auflösung in Azimut-Richtung

Um eine hohe Auflösung in Azimut zu erreichen werden von der Antenne Pulse ausgesendet und zeitlich versetzt auf der Flugbahn wieder empfangen (siehe *Kap. 2.1*). Im weiteren werden sowohl die Phase als auch die Amplitude des Signals entlang des Satellitenorbits aufgenommen und als Rohdatenmatrix gespeichert. Die Pulslänge beträgt bei den ERS-Satelliten  $37,1 \mu s$  und die Wiederholungsrate des Impulses (Pulse Repetition Frequency = PRF) liegt zwischen 1640 Hz und 1720 Hz. Die Zeitdauer, in der dabei ein bestimmtes Objekt von dem Radarstrahl beleuchtet wird, bezeichnet man als Integrationszeit (siehe *Abb. 2-3B*). Da aber bei diesem Abtastungsverfahren eine Doppler-Verschiebung

auftritt, hängt die Auflösung in Azimut von der Doppler-Bandbreite des empfangenen Impulses ab.

Um nun die Auflösung in Azimut zu bestimmen, empfiehlt es sich einen Blick auf die Abbildungsgeometrie des SAR-Systems zu werfen (siehe *Abb. 2-4*). Nach *Bamler und Schättler* lässt sich der Sinus des Winkels  $\theta_A$  als Quotient der Wellenlänge des Radars  $\lambda_{el}$  und der Antennenlänge des Radars  $D_{SAR}$  bestimmen.

$$\sin \theta_A = \frac{\lambda_{el}}{D_{SAR}} \quad (2.6)$$

In *Abb. 2-4* ist in einer Draufsicht die Radarkeule und ihre Beleuchtungsbreite auf der Erdoberfläche  $\delta_{SAR,X}$  dargestellt. Betrachtet man zur einfacheren Ableitung erst einmal nur eine Seite der Beleuchtungsfläche, so zeigt sich, dass man die Beleuchtungsfläche  $\delta_{SAR,XA}$  in Abhängigkeit der bekannten Größen  $L_{SOB}$  und  $\sin \theta_A$  darstellen kann. Setzt man zusätzlich noch *Gleichung 2.6* ein, ergibt sich:

$$\delta_{SAR,XA} = L_{SOB} \cdot \sin \theta_A = \frac{L_{SOB} \cdot \lambda_{el}}{D_{SAR}} \quad (2.7)$$

Durch die hohe Geschwindigkeit des Satelliten und durch die Fähigkeit die Phaseninformation zu speichern, generiert der Sensor eine Antenne mit der Länge von  $2 \times \delta_{SAR,X}$ . Setzt man diesen Wert in die *Gleichung 2.7* ein, so ergibt sich:

$$\delta_{SAR,X} = \frac{L_{SOB} \cdot \lambda_{el}}{2 \cdot \delta_{SAR,XA}} = \frac{L_{SOB} \cdot \lambda_{el}}{2 \cdot \frac{L_{SOB} \cdot \lambda_{el}}{D_{SAR}}} = \frac{D_{SAR}}{2} \quad (2.8)$$

wobei  $D_{SAR}$  die Antennenlänge des SAR darstellt, welche  $D_{SAR} = 10$  m beträgt. Aus den Gleichungen 2.7 und 2.8 zeigt sich, dass durch eine längere synthetische Antenne und folglich einen größeren Wert für  $\delta_{SAR,X}$  eine höhere geometrische Auflösung in Azimut erreicht werden kann.

Die verschiedenen Datenprodukte besitzen je nach Prozessierungsstufe unterschiedliche räumliche Auflösungen. Dabei wird das Bildrauschen zu Lasten der Auflösung verringert, indem über  $n \times n$  Pixel gemittelt wird. So wird im Laufe der Prozessierung von der ESA standardmäßig ein Multi-Look-Verfahren eingesetzt, um die Qualität der SAR-Daten zu verbessern.

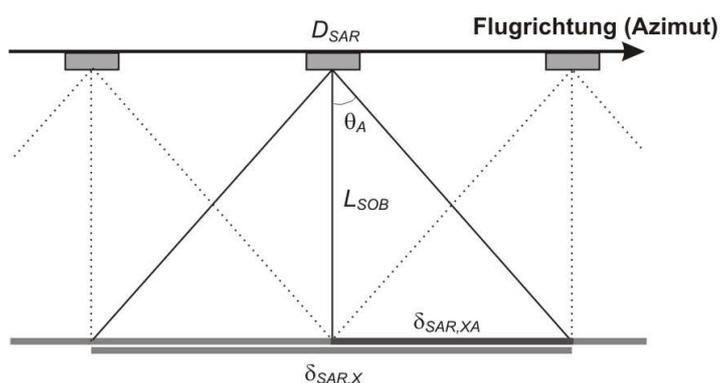


Abb. 2-4: Draufsicht auf die Abbildungsgeometrie in Azimut der SAR-Antenne.

Die resultierende Pixelgröße misst z.B. bei ERS PRI-Szenen in Azimut 12,5 m, und die Auflösung beträgt etwa 25 m, bei einem Abstand der Bildpunkte (engl.: *Pixel Spacing*) von 12,5 m x 12,5 m (siehe *Tabelle 2-1*). Hierbei beschreibt das Pixel Spacing den tatsächlichen Abstand zwischen zwei neben einander liegenden Bildpunkten. Dagegen ist die räumliche Auflösung als der Abstand bezeichnet, der nötig ist, um zwei Objekte voneinander unterscheiden zu können (siehe *Abb. 2-5*). In dieser Arbeit werden vorwiegend Single-Look-Complex-Szenen (SLCs) verwendet. Eine nähere Beschreibung der Datenprodukte folgt im *Kapitel 3*.

Tabelle 2-1: Räumliche Auflösung der einzelnen ESA-Produkte in Range- und Azimut-Richtung für Single-Look-Complex-Daten (SLC), Precision-Image-Daten (PRI) und Geokodierten Daten (GEC) [m].

Produkt	SLC		PRI		GEC	
Auflösungsrichtung	Range	Azimut	Range	Azimut	Range	Azimut
Auflösung [m]	<10	<10	$\cong 25$	$\cong 25$	$\cong 25$	$\cong 25$
Abstand der Pixel [m]	3,9	3,9	12,5	12,5	12,5	12,5

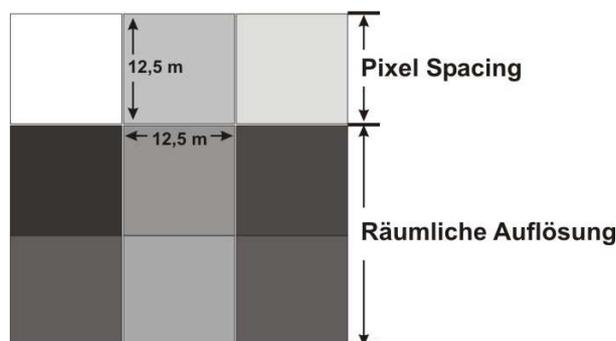


Abb. 2-5: Pixel Spacing und räumliche Auflösung einer SAR-Szene (3 Pixel x 3 Pixel-Skizze).

## 2.2 Streuung von Mikrowellenstrahlen an Wasseroberflächen

Für die Windfeldberechnung über Wasseroberflächen aus SAR-Daten wird die Intensität der Rückstreuung herangezogen (engl.: *Radar Cross Section* oder RCS). Wird diese für eine Einheitsfläche definiert, so spricht man vom normierten Radarrückstreuquerschnitt (engl.: *Normalised Radar Cross Section* oder NRCS). Damit wird die Menge der zum Sensor zurückgestreuten Leistung beschrieben (siehe *Glg. 2.1* bis *2.3*). Bei moderaten Einfallswinkeln zwischen  $20^\circ$  und  $70^\circ$  (Standard-Image-Mode-Szenen besitzen Einfallswinkel von  $20^\circ$  bis  $26^\circ$ ) wird von der Bragg-Streuung als dominierendem Effekt ausgegangen (*Rice*, 1951; *Peake*, 1959). Die Bragg-Streuung ist die Rückstreuung der Radarwellen an windinduzierten Kapillarwellen der Wasseroberfläche (*Businger et al.*, 1971; *Phillips*, 1988). Daher werden diese Wellen auch als Braggwellen bezeichnet. Zusätzlich treten die Rayleigh-Streuung (Streuung an kleinen, kugelförmigen Körpern) und spiegelnde Reflektion (an senkrecht zur Blickrichtung stehenden Flächen) auf, die aber bei den hier behandelten Einfallswinkeln von  $20$  bis  $50^\circ$  vernachlässigt werden können (*Horstmann*, 1997).

Die Abtastung des Beobachtungsgebietes erfolgt in Streifen quer zur Flugbahn vom Sensor weg (vom Nah- zum Fernbereich). Da die Bragg-Streuung vom Nah- zum Fernbereich abnimmt (vgl. hierzu *Glg. 2.9* bis *Glg. 2.11*), nimmt auch die Rückstreuung ab und das Radarbild hat einen deutlichen Helligkeitsverlust zum Fernbereich hin. Grund dafür ist: Das zurückgestreute Signal ist abhängig von der Wasser-Wellen-Komponente, die in Resonanz zur einfallenden Strahlung steht (*Wright*, 1966; *Ashcroft und Mermin*, 1976; *Phillips*, 1988). Die dabei entscheidende Wellenzahl an der Wasseroberfläche bzw. deren Wellenlänge  $\lambda_s$  steht in direktem Zusammenhang mit der Wellenzahl bzw. der Wellenlänge der ausgesendeten Radarstrahlung  $\lambda_{el}$  und dem lokalen Einfallswinkel  $\theta$  dieser Strahlung:

$$\lambda_{el} = 2\lambda_s \cdot \sin \theta \quad (2.9)$$

Für die ERS- als auch ENVISAT-Image-Mode-Szenen, die im C-Band (56 mm) und unter Einfallswinkeln von  $20^\circ$  bis  $26^\circ$  aufgenommen werden, bedeutet das eine für die Rückstreuung relevante Wellenlänge des Seegangs von 6,5 cm bis 8,2 cm (*Wright*, 1966; *Keller et al.*, 1985). In *Abbildung 2-6* ist dieser Zusammenhang zwischen Radarstrahlung und Braggwellen dargestellt.

Im Nahbereich der Szene sind wegen des kleineren Einfallswinkels also längere Wellen für die Rückstreuung verantwortlich als im Fernbereich. In längeren Ozeanwellen ist jedoch mehr Energie enthalten als in kürzeren Wellen, was zu einer Erhöhung des rückgestreuten Signals führt. Für  $\sigma_0$  gilt als Näherung:

$$\sigma_0 = T(\theta)[E(2k)+E(-2k)], \quad (2.10)$$

wobei  $k$  die Vektor-Wellenzahl des Radarstrahls mit  $k=2\pi/\lambda_{el}$  darstellt.  $E$  ist die spektrale Energieintensität der kurzen Wellen und  $T$  gibt eine Transferfunktion wieder, welche die Interaktion zwischen elektromagnetischer Strahlung und Ozeanwellen beschreibt (*Valenzuela, 1976*). Aus der Theorie des Seegangs ist bekannt, dass sich das Spektrum im kurzwelligen Bereich gemäß

$$E(k) \sim k^{-4} \quad (2.11)$$

verhält, d.h. kürzere Ozeanwellen sind energieschwächer als lange (*Alpers, 1975*).

Demnach wird mit einem aktiven Mikrowellenradar die Oberflächenrauigkeit im cm-Bereich detektiert. Diese Rauigkeit der Meeresoberfläche wird durch den lokalen Wind hervorgerufen. Beim Streichen über die Wasseroberfläche erzeugt die Schubspannung zwischen den beiden Materien unterschiedlicher Dichte kleine Rippelwellen, die für die Rückstreuung der Radarstrahlung zum Sensor sorgen. Sie besitzen eine Wellenlänge von einigen Zentimetern und sprechen direkt auf die Geschwindigkeit des lokalen Windes an (*Plant et al., 1985*). Fällt die Windgeschwindigkeit jedoch unter einen Wert von etwa  $2-3 \text{ ms}^{-1}$ , dann reicht die Energie nicht mehr aus diese Wellen zu erzeugen, und die Kleinwellen brechen zusammen. Die Folge ist, dass sich auch die Rückstreuung in solchen Bildbereichen stark reduziert, da die Radarwellen nicht mehr auf die Wellenlänge der Ozeanwellen ansprechen. Man kann das mit der Reflektion an einer glatten Fläche vergleichen. Diese Partien des Bildes erscheinen dann schwarz und lassen keine Windfeldberechnung zu. Man kann lediglich die Aussage treffen, dass dort die Windgeschwindigkeit unter  $2-3 \text{ ms}^{-1}$  liegt (*Stoffelen, 1998*).

Je höher die Windgeschwindigkeit steigt, desto mehr windinduzierte Rippelwellen entstehen, die auf den größeren Wellen „reiten“ (*Hasselmann und Schieler, 1970*). Die Rückstreuung der abgebildeten Fläche steigt für einen Geschwindigkeitsbereich von  $3$  bis  $25 \text{ ms}^{-1}$ . Dieser Bereich ist vom C-Band-Modell *CMOD4*, das in dieser Arbeit Anwendung findet, abgedeckt (siehe *Kap. 2.4.1*).

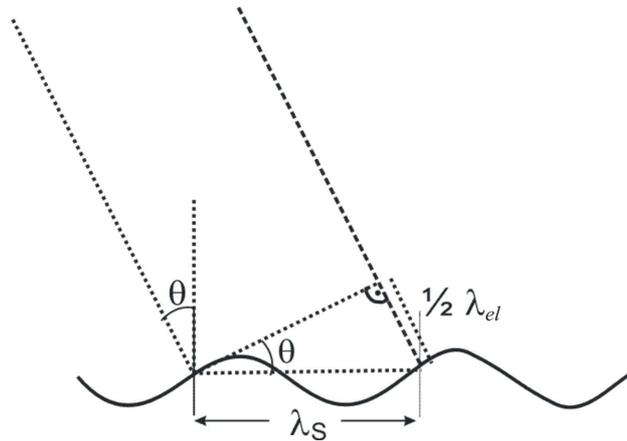


Abb. 2-6: Geometrie der Bragg-Streuung mit Einfallswinkel  $\theta$ , Wellenlänge der Ozeanwellen  $\lambda_s$  und Radarwellenlänge  $\lambda_{el}$  (nach Stoffelen, 1998).

Bei noch höheren Windgeschwindigkeiten verändern sich dann die Rückstreubedingungen und es kommt zu einer Sättigung des Signals. Es wird vermutet, dass die Rückstreuung trotz der steigenden Windgeschwindigkeit wieder abnehmen. Deshalb wird dafür ein eigener Wind-Algorithmus speziell für Wirbelstürme namens *CMOD5* (*C-Band-Modell, Version 5*) entwickelt (Hersbach, 2003). Dies ist im Augenblick noch Gegenstand der Forschung und die dabei ablaufenden Prozesse bei extrem hohen Windgeschwindigkeiten sind noch nicht vollständig verstanden.

## 2.3 Rauschen und Rauschminderung

### 2.3.1 Rauschen

Das Rauschen, das in den SAR-Daten auftritt, ist ein Effekt, der die Qualität der Bilddaten und somit auch des abgeleiteten Windfeldes beeinträchtigt. Es ist eine Folge des Aufnahmeprinzips des SAR und der Rückstreueigenschaften des beleuchteten Objekts. Es handelt sich dabei um Variationen des rückgestreuten Signals, welche auf Interferenzen von rückgestreuten, kohärenten Wellen an rauen Oberflächen beruhen (Goodman, 1976).

Das empfangene Signal einer Auflösungszelle stellt ein Mischsignal aus vielen, unregelmäßig verteilten Streuern dar (siehe Abb. 2-7). Diese Streuer können sich sowohl innerhalb als auch außerhalb dieser Auflösungszelle befinden. Da diese Streuer willkürlich verteilt sind, unterscheidet sich das rückgestreute Signal von Auflösungszelle zu Auflösungszelle.

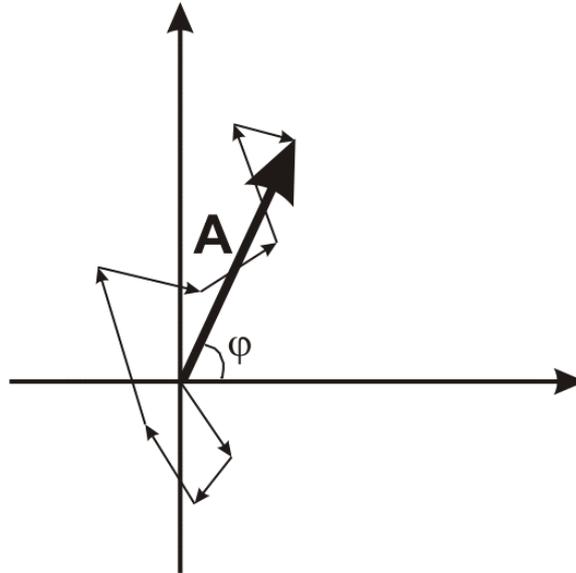


Abb. 2-7: Vektorsumme  $A$  der Rückstreuung willkürlich verteilter Einzelstreuer mit resultierender Phase  $\varphi$ .

Daher können benachbarte Zellen, die annähernd gleiche Rückstreueigenschaften besitzen, trotzdem deutliche Signalunterschiede aufweisen. Die eine Zelle wird dann eher hell und die danebenliegende Zelle eher dunkel abgebildet. Dieser „Salz-und-Pfeffer-Effekt“ liegt über der eigentlichen Information und wird „Speckle-Rauschen“ genannt. Man geht davon aus, dass sich das Bildrauschen aus einer großen Anzahl an Streuern für jede Auflösungszelle zusammensetzt, keiner dieser Streuer so stark ist, dass er das Signal dominiert, die Streuer statistisch unabhängig von einander sind und dass die Phase der Streuer gleichmäßig von  $0$  bis  $2\pi$  verteilt ist (Stoffelen, 1998).

In einer ersten Näherung erfüllt die SAR-Detektion der Ozeanoberfläche die oben genannten Bedingungen. Aus der letzten Bedingung (Phase der Streuer ist gleichmäßig von  $0$  bis  $2\pi$  verteilt) lässt sich über die Gauß-Statistik ableiten, dass die Intensität des SAR-Signals einer negativen exponentiellen Wahrscheinlichkeits-Dichte-Funktion folgt (Ulaby et al., 1986).

Diese Eigenschaft wird dazu genutzt, um das Rauschen in den SAR-Daten mit Hilfe von Rauschminderungsverfahren zu reduzieren.

### 2.3.2 Rauschminderung

Eine erste Methode das Rauschen zu mindern ist das Multi-Look-Verfahren. Die Szenen können dabei in mehrere, zeitlich voneinander getrennte Einzelszenen

(engl.: *Looks*) eingeteilt und über eine Mittelung ein deutlich rauschreduziertes Produkt erzeugt werden. Dies geschieht, indem die Information, welche über die Integrationszeit von einem Objekt oder einer Fläche aufgenommen wurde, in zeitlich nicht überlappende Einzelszenen getrennt wird. Voraussetzung ist, dass es sich um SLC-Szenen handelt, denn nur in diesen sind noch die nötigen Signaleigenschaften wie die Phaseninformation (engl.: *Phase History*) enthalten.

Eine weitere Methode ist es, über eine gewisse Anzahl an Bildzellen zu mitteln, um das unerwünschte Rauschen zu reduzieren. Bei der gegebenen SAR-Auflösung von 12,5 m ist eine Mittelung über 300 m bzw. 24 x 24 Pixel ausreichend. Damit liegt der Verlust durch das Rauschen bei deutlich unter 0,4 dB (siehe horizontale Linien in *Abb. 2-8*), was einer Genauigkeit entspricht, die sich für die Berechnung von SAR-Windfeldern eignet (siehe hierzu auch *Kapitel 4*). Aus dem Diagramm lässt sich erkennen, dass bei konstant fortschreitender Mittelung die Rauschminderung immer geringer wird. Bei dem oben genannten Wert von 300 m ist die erzielte Rauschminderung für die Windfeldableitung geeignet und gleichzeitig die räumliche Mittelung möglichst gering.

Beide Methoden sind vergleichbar in ihrer Genauigkeit und Effektivität (*Koch, 2004*).

Und was bedeutet das für die Windfeldableitung? Die Verwendung von Rauschfiltern kann nur dann erfolgen, wenn diese auch den Mittelwert der Rückstreuung über die Szene nicht beeinflusst, was für die Auswertung der Windgeschwindigkeiten entscheidend ist (*Lehner et al., 1998*). Die flächenhafte Mittelung darf nicht zu groß gewählt werden. Denn je größer die gemittelte Fläche desto weniger Einzelflächen fallen in eine Rasterfläche der Windfeldableitung. Damit lassen sich die Windrichtungssignaturen innerhalb einer Windfeldrasterfläche schlechter auflösen und die Richtungsableitung wird ungenau. Was das für die einzelnen Schritte in der Windfeldableitung genau bedeutet, wird in *Kapitel 2.4.1* ersichtlich.

Die Verwendung der räumlichen Mittelung stellt gegenüber der Multi-Look-Prozessierung die einfachere und im Berechnungsprozess schnellere Methode unter Verzicht auf die ursprünglich hohe räumliche Auflösung dar.

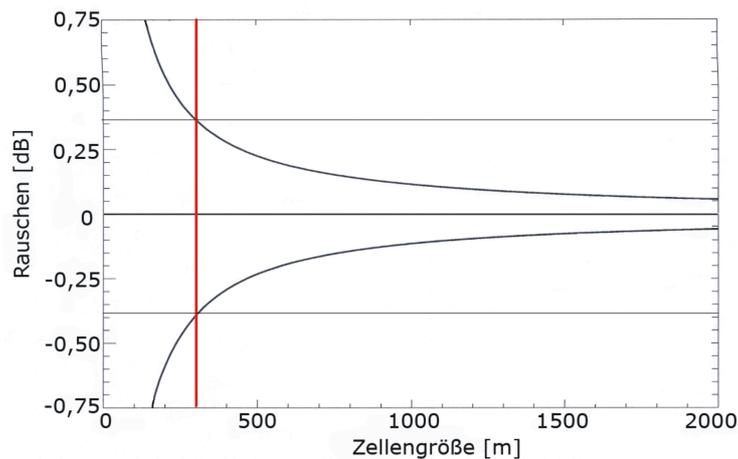


Abb. 2-8: Verhalten des Signal/Rausch-Verhältnisses einer ERS SAR-Szene bei zunehmender Mittelung (bzw. wachsender Größe des Glättungsgitters).

## 2.4 Ableitung von Windvektoren aus SAR-Daten

Ihren Anfang fand die Forschung zu dieser Thematik in den 1980er-Jahren. Trotz erster Ansätze bei der SEASAT-Mission (*Gerling, 1986*) und dem Start der beiden ERS-Satelliten Anfang der 1990er war die Resonanz auf die Ableitung von Windfeldern aus Radardaten noch gering, da beide Missionen zur Analyse des Wellenspektrums konzipiert waren. Mitte der 1990er fingen jedoch einige Forschergruppen an Muster, wie atmosphärische Konvektionszellen oder Windstreifen in Radardaten zu beobachten und zu analysieren (*Sikora und Young, 1993; Alpers 1994; Johannessen et al., 1997; Korsbakken et al., 1998*). Diesen Beobachtungen folgten schnell erste Ableitungen von Windgeschwindigkeiten mit dem ERS-Scatterometer und die Erweiterung des Ansatzes auf ERS-1 SAR-Daten (*Stoffelen und Andersen, 1993; Vachon und Dobson, 1996; Wackerman et al., 1998; Fetterer et al., 1998; Lehner et al., 1998*).

Im folgenden Unterkapitel wird die Funktionsweise der Windfeldableitung beschrieben und werden die Eingangsgrößen und deren Bedeutung für den Ansatz über das C-Band-Modell *CMOD4* erklärt.

### 2.4.1 Das C-Band-Modell CMOD4

Das C-Band-Modell CMOD4 basiert auf den Vorläufer-Modellen CMOD2 und CMOD3 der ESA, die für Daten aus flugzeuggetragenen Instrumenten konzipiert wurden (Long, 1985). Dieser Algorithmus wurde auch bei dem ersten satellitengetragenen Scatterometer-System an Bord der SEASAT-A-Mission verwendet, das auch im C-Band aufgezeichnet hat. Dieses Modell stellt eine Abhängigkeit des Rückstreuquerschnitts zu den Parametern Einfallswinkel, Windrichtung und Windgeschwindigkeit her, unter der Annahme, dass andere Parameter, die Einfluss haben könnten, wie Wellenalter (engl.: *Wave Age*), Temperatur oder Oberflächenfilme zu vernachlässigen sind (Donelan und Pierson, 1987). Jedoch wies dieses Modell noch zu große Ungenauigkeiten auf, was die Entwicklung des CMOD4 nötig machte (Stoffelen und Anderson, 1993). In *Abbildung 2-9* ist das Funktionsschema eines solchen Algorithmus dargestellt.

Ursprünglich war das C-Band-Modell CMOD4 von *Stoffelen und Anderson (1993)* für das Scatterometer (SCAT) entwickelt worden. Sowohl das SCAT als auch das SAR sind beide auf den ERS-Satelliten installiert und arbeiten beide im C-Band. Dies ermöglicht die Anwendung des Modells auch auf die SAR-Daten. Ausschlaggebend für die Übertragung auf das SAR war die deutlich bessere räumliche Auflösung als beim ERS Scatterometer (ca. 50 km) bei ähnlichen Einfallswinkeln. So deckt das Scatterometer mit seinem Einfallswinkelbereich von 19° bis 57° den des ERS SAR (20° bis 26°) vollkommen ab. Der einzige Unterschied ist, dass das SAR Daten nur über eine Antenne empfängt, im Gegensatz zum Scatterometer, welches mit drei Antennen abtastet und dadurch die Windrichtung auflösen kann. Somit ist es unerlässlich bei SAR-Windmessungen eine Windrichtungseingabe hinzuzufügen. Und es liegt nahe diesen Parameter direkt aus den SAR-Daten abzuleiten, um sich von nötigen Zusatzdaten wie Modellwinden unabhängig zu machen. Heute ist das CMOD4 der offizielle Windalgorithmus der ESA.

Um die Windgeschwindigkeit  $U_{10}$  zu erhalten ( $U_{10}$  = Windgeschwindigkeit  $U$  in 10 m Höhe über Grund), werden die kalibrierten Grauwertszenen mit ihren NRCS-Werten  $\sigma_0$  anhand des Einfallswinkels  $\theta$  und der Windrichtungseingabe  $\phi$  durch das invertierte CMOD4-Modell umgerechnet. Beide Parameter, Einfallswinkel und Windrichtung, sind gegeben oder können hergeleitet werden, worauf in den folgenden Absätzen eingegangen wird. Da die bodennahe Schicht normalerweise zwischen 30 m und 50 m hoch reicht, in manchen Schwachwind-Phasen auch etwas darunter liegt, befindet sich die Referenzhöhe von 10 m, die durch den Wert  $U_{10}$  wiedergespiegelt wird, deutlich innerhalb dieser atmosphärischen Schicht.

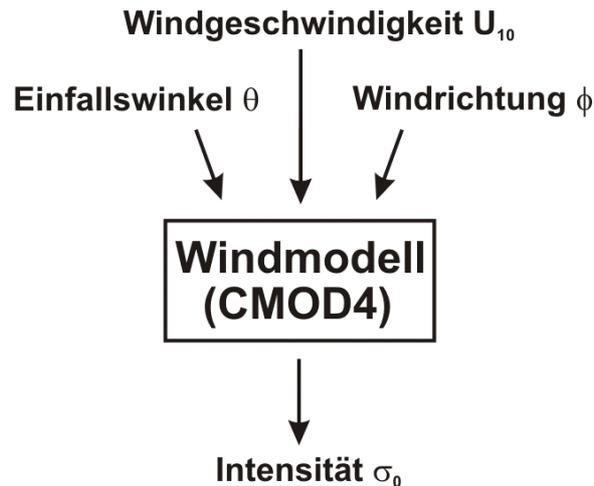


Abb. 2-9: Funktionsdiagramm des empirischen CMOD4-Modells mit den Eingangsgrößen Einfallswinkel  $\theta$ , Windgeschwindigkeit  $U_{10}$  und Windrichtung  $\phi$ . Als Ergebnis erhält man das Intensitätsbild der  $\sigma_0$ -Werte.

Sind die Parameter Einfallswinkels  $\theta$  und Windrichtung  $\phi$  bekannt oder abgeleitet, kann über den Ansatz der Regula Falsi der gesuchte Parameter  $U_{10}$  ermittelt werden. Dabei wird in zahlreichen Iterationsschritten der Rückstreuwert für eine bestimmte Windgeschwindigkeit  $U_{10}$  so angepasst, bis er unter den Bedingungen der oben genannten Eingangsparameter den Wert des gesuchten und in den Bilddaten vorliegenden NRCS-Wertes  $\sigma_0$  erreicht.

Eine genauere Beschreibung des CMOD4-Modells ist in *Anhang B* gegeben.

### *Windrichtungsabhängigkeit*

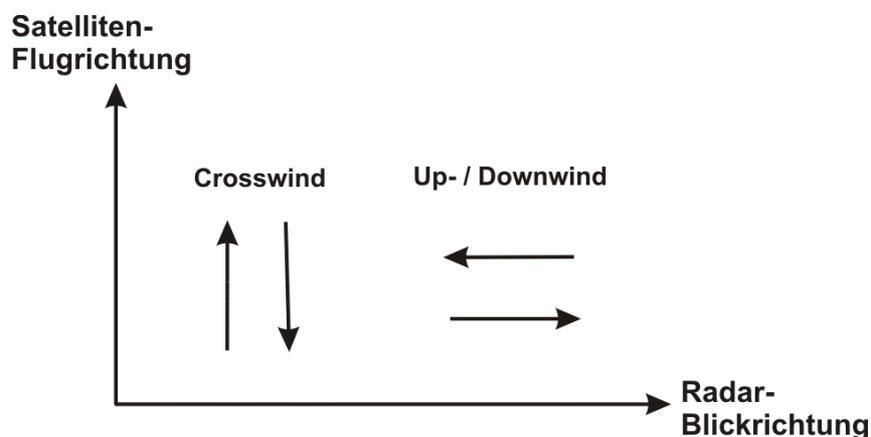
Wie gerade erklärt wurde, ist die Windrichtung ein notwendiger Eingangswert für die SAR-Windfeldbestimmung. Anfangs wurde diese Information aus externen Datenquellen wie Wettermodellen oder aus Messreihen von Insitu-Stationen entnommen. Im Laufe der Weiterentwicklung des Modells wurde dieser Parameter aus den Radardaten direkt abgeleitet. Somit wurde man unabhängig von externen Daten.

Das Wissen über die Windrichtung ist entscheidend, da die Intensität des rückgestreuten Signals mit der Windrichtung variiert. Grund dafür ist, dass der Wind beim Streichen über die Wasseroberfläche Wellen im Zentimeterbereich erzeugt, deren Wellenkämme sich senkrecht zur Windrichtung des lokalen Windfeldes ausrichten. Das wirkt sich auf die Lage der reflektierenden Flächen bezüglich der Sensorblickrichtung aus. Windrichtung in Flugrichtung des Satelliten werden als

„Crosswind“ bezeichnet, da sie senkrecht zur Sensorblickrichtung auftreten. Weht der Wind auf den Radarstrahl zu wird das „Upwind“ genannt. Sind Radarstrahl und Wind gleich ausgerichtet, spricht man von einer „Downwind“-Situation (siehe *Abb. 2-10*). Herrscht eine Upwind- oder Downwind-Situation vor, sind die Kämme der Kleinwellen senkrecht zur Sensorblickrichtung ausgerichtet. Damit sind die reflektierenden Flächen dem Sensor zugewandt und die Rückstreuung steigt. Der Unterschied in der Rückstreuung hängt dabei am leicht asymmetrischen Querschnitt der Welle und der Neigung der Flächen bezüglich des Einfallswinkels der Radarstrahlung. Die Downwind-Situation führt daher zu etwas höherer Reflektion als die Upwind-Situation (siehe *Abb. 2.11*). Bei einer Windgeschwindigkeit von  $10 \text{ ms}^{-1}$  liegt der Unterschied bei etwa 0,15 dB. Im Crosswind-Fall dagegen schaut der Sensor entlang der Wellenkämme und das Signal schwächt sich im Vergleich zum Downwind-Fall ein wenig ab. Hier liegt die Differenz zwischen Down- und Crosswind-Fall bei rund 2 dB.

Diese Ausrichtung der Kleinwellen wirkt sich auf das Signal eines Bildpunktes aus und bestimmt somit seinen Rückstreuwert. Die Strukturen der Windwellen selbst sind zu klein, um vom Sensor mit seiner Auflösung von  $12,5 \text{ m} \times 12,5 \text{ m}$  erkannt zu werden.

Um aber die Windrichtung zu extrahieren, muss auf andere Informationen in den Daten zurückgegriffen werden. Hierfür wird ausgenutzt, dass sich großräumige atmosphärische und ozeanische Phänomene wie Langmuir Zellen, Windrollen in den unteren Atmosphärenschichten (engl.: *Boundary Layer Rolls*) und Windschatteneffekte auf der Ozeanoberfläche abbilden, die zur Bestimmung der Windrichtung herangezogen werden. Der relevante Wellenlängenbereich der Windrichtungsextraktion liegt bei 400 bis 1500 m und unterscheidet sich somit deutlich von der Wellenlänge der kleinen Ozeanwellen im Zentimeterbereich.



*Abb. 2-10: Auftretende Windrichtungen bezüglich Antennenblickrichtung und deren Bezeichnung.*

Bei den Langmuir-Zellen handelt es sich um ein atmosphärisches Merkmal. Es sind horizontale, gedrehte Rollen in der bodennahen Luftschicht, die sich durch die Schubspannung des Windes an der Oberfläche ausbilden. Entlang der Grenzen zwischen den einzelnen Rollen sammeln sich Schaumkronen und Oberflächenmaterial an. Ebenso unterscheidet sich die Windgeschwindigkeit zwischen den Streifen, wo die Rollen die Wasseroberfläche berühren, zu den Bereichen zwischen den Rollen. Die Langmuir-Zellen sind zwischen 5 m und 10 m breit und können bis zu mehreren Kilometer lang sein. Die Windgeschwindigkeit, bei der sich diese Rollen bilden, liegt etwa bei  $3 \text{ ms}^{-1}$ . Steigt die Geschwindigkeit auf mehr als  $13 \text{ ms}^{-1}$  werden die Rollen instabil und lösen sich auf. Langmuir-Zellen richten sich in Windrichtung aus, wobei die Abweichung bis zu maximal  $20^\circ$  betragen kann.

Die Grenzschichtrollen sind ein ähnliches Phänomen von etwas größerer Dimension. Auch hier richten sich die Längsrollen in Richtung des Windes aus. Allerdings kann ihre Breite von mehreren 10er Metern bis einige Kilometer betragen. Anhand ihres Durchmessers lassen sich aus den Beobachtungen Aussagen über die Höhe  $h$  dieser Schicht machen. Die Wellenlänge eines solchen Phänomens entspricht der Breite  $\lambda$  zweier Rollen, die sich entgegengesetzt drehen (siehe *Abb. 2-12*). In diesem Größenbereich arbeitet die Windrichtungsanalyse des Windfeld-Algorithmus, der in *Kapitel 3.2* vorgestellt wird.

Alle Ansätze zur Ableitung von Windfeldern aus Radardaten zeichnen sich durch denselben Aufbau aus. Lediglich in der Methode zur Extraktion der Windrichtung unterscheiden sie sich. Die verschiedenen Ansätze nutzen entweder die Doppler-Information (*Kerbaol et al., 1998; Lehner et al., 2000; Chapron et al., 2002*), einen Wavelet-Ansatz (*Fichaux und Ranchin, 2002*) oder eine Fast-Fourier-Transformation (*Lehner et al., 1998*), um die Windrichtung zu erhalten. Im Rahmen dieser Arbeit wurde anfangs der Ansatz über FFT getestet und eingesetzt.

Für die durchgeführten Analysen wurde die Gradientenmethode verwendet (*Koch, 2004*) (siehe *Kap. 3.2*). Die Methode nutzt für die Richtungsanalyse den optimierten Sobelfilter, welcher die Kontraste in der Szene verstärkt. Die Windstreifen zeichnen sich dadurch aus, dass sie in ihrer Längsausdehnung etwa gleichbleibende Grauwerte aufweisen und zwischen den Streifen der Grauwert stark abfällt bzw. steigt. Diese Bereiche mit hohen Gradienten lassen sich herausfiltern, genauso wie die Richtung des Gradienten. Die Windrichtung wird dann im Winkel von  $90^\circ$  dazu entlang der Windstreifen definiert (*Koch, 2004*) (siehe *Abb. 2-13*). Diese Methode kann kleine Strukturen vor allem im Küstenbereich besser auflösen als die Kreuzspektrummethode (FFT-Ansatz), weswegen ihr der Vorzug gegeben wurde.

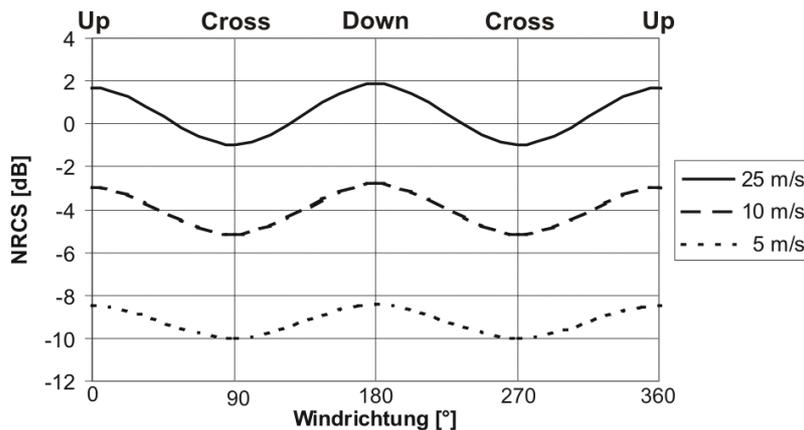


Abb. 2-11: NRCS einer Image-Mode-Szene in Abhängigkeit von der Windrichtung zur Antennenblickrichtung für unterschiedliche Windgeschwindigkeiten für einen Einfallswinkel von  $23^\circ$ ; durchgezogen =  $25 \text{ ms}^{-1}$ , gerissen =  $10 \text{ ms}^{-1}$ , gepunktet =  $5 \text{ ms}^{-1}$  (nach Horstmann, 1997).

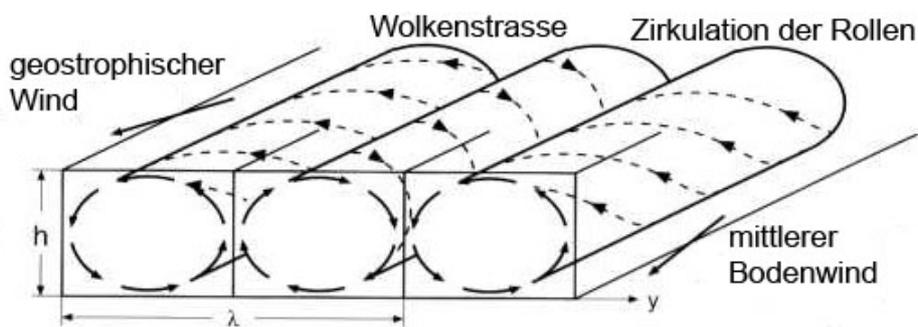


Abb. 2-12: Dreidimensionale Ansicht atmosphärischer Grenzschichtrollen (Boundary Layer Rolls) bei einer Höhe  $h$  und einer Wellenlänge  $\lambda$ , die der Breite zweier entgegengesetzt drehender Rollen entspricht (nach Businger et al., 1971).

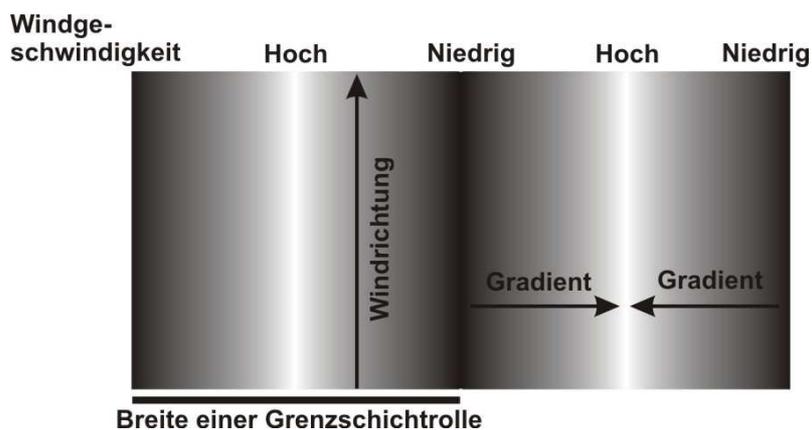


Abb. 2-13: Idealisierte Rückstreuung eines Ausschnitts zweier Grenzschichtrollen. Lage der lokalen Gradienten und der entsprechenden Windrichtung.

### Einfallswinkelabhängigkeit

Der Einfallswinkel nimmt vom Nahbereich zum Fernbereich zu. Gemäß *Gleichung 2.10* und *2.11* nimmt die Rückstreuung damit im Fernbereich ab. Bei der Kalibration der Daten wird diese Intensitätsverringering innerhalb einer Szene ausgeglichen. Die Einfallswinkel der einzelnen Bildzeilen können aus den von der ESA gelieferten Daten mit ausgelesen werden. In *Abbildung 2-14* ist die Abnahme des NRCS über eine ERS SAR Image-Mode-Szene für verschiedene Windgeschwindigkeiten dargestellt.

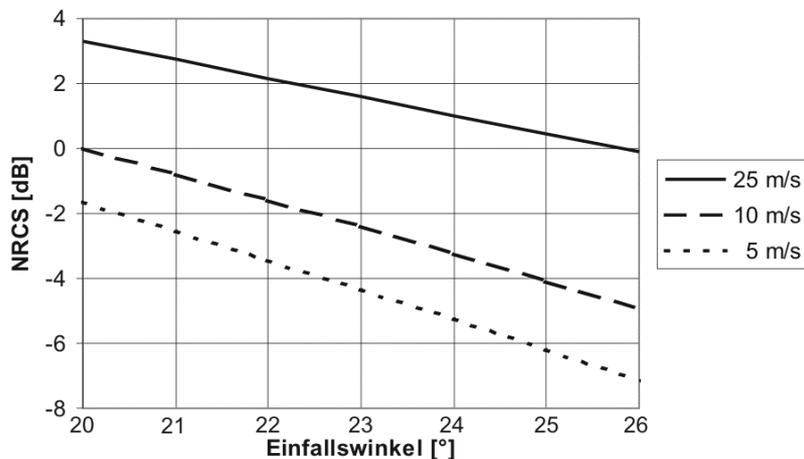


Abb. 2-14: NRCS über Einfallswinkel von  $20^\circ$  bis  $26^\circ$  einer ERS Image-Mode-Szene bei verschiedenen  $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten und für  $270^\circ$ -Windrichtung; durchgezogen =  $25 \text{ ms}^{-1}$ , gestrichelt =  $10 \text{ ms}^{-1}$ , gepunktet =  $5 \text{ ms}^{-1}$  (nach Horstmann, 1997).

## 2.5 Radarsignatur von Offshore-Windkraftanlagen

Die Frage, die am Anfang dieses Unterkapitels steht, ist, ob die OWAs Auswirkungen auf das Radarsignal haben, und wie dies in den Untersuchungen zu berücksichtigen ist? Die Forschungen in diesem Bereich stehen noch am Anfang und das Wissen um die Wechselwirkungen ist noch sehr beschränkt („*The electromagnetic interactions between a wind turbine and a radar signal are complex and there is currently limited understanding in this area and no accepted method for quantifying this potential impact.*“ Poupart, 2003)

Die Abbildung durch die Radartechnik wird von mehreren Faktoren wie beispielweise Oberflächenstrukturen, Elevationsunterschiede oder Dielektrizitätskonstanten des beleuchteten Objektes beeinflusst. Diese und andere Parameter sind für die Wasseroberfläche gut bekannt. Die Windkraftanlagen heben sich jedoch deutlich davon ab, da sie um einiges höher als die Umgebung sind, aus anderem Material bestehen und eine Bewegungskomponente besitzen.

Daher soll zuerst eingeschätzt werden, wie sich das Material und die Form auf die Rückstreuung auswirkt. Anschließend folgt eine Abschätzung der Wirkung der Bewegungskomponente des Rotors auf das Signal.

### **2.5.1 Abbildung der Windkraftanlagen in den SAR-Szenen**

Das Material nimmt durch seine Beschaffenheit direkten Einfluss auf das Maß der zurückgestreuten Energie und somit auf die Intensität der Rückstreuung für den betroffenen Bildpunkt. Dabei muss man die einzelnen Bauteile der Windkraftanlage getrennt voneinander betrachten, da diese nicht nur aus unterschiedlichem Baumaterial bestehen, unterschiedliche Formen und Positionen zur Radarblickrichtung besitzen, sondern teilweise beweglich sind. Man muss davon ausgehen, dass die Rückstreuung von allen Bauteilen in unterschiedlichem Ausmaß beeinflusst ist.

Alle OWAs weisen eine ähnliche Konstruktion und ähnliche Materialien auf, so dass der Effekt anhand des Beispiels „Horns Rev“ und der dort aufgestellten *Vestas-V80-Turbinen* (2 MW) gezeigt werden kann (*Anhang A*).

Grundsätzlich bestehen die einzelnen Teile der OWAs wie Fuß, Pfeiler, Turbine oder Rotorblätter aus verschiedenen Baustoffen, da sie unterschiedliche Anforderungen gerecht werden müssen. Die *Vestas-V80*-Windkraftanlagen besitzen eine Turbinenhöhe von 70 m und einen Rotordurchmesser von 80 m. Die Stahltürme sind konisch geformt und haben daher keinen messbaren Einfluss auf das Signal (*Poupart, 2003*).

Auf diesen Stahltürmen sitzt die Gondel, welche die erforderliche Technik beherbergt, und deren Verkleidung aus gewichtssparendem Kunststoff ist. Diese Turbinenköpfe sind bei Windstille oder nur sehr schwachem Wind gut in Radarszenen zu erkennen. Die Stärke des zurückgestreuten Signals hängt von der Oberflächenform (flach oder geneigt) und deren Position in Bezug auf die Radarblickrichtung ab. Die Bewegungskomponente der Gondel bei Windrichtungsveränderungen ist im Vergleich zur Beobachtungsdauer extrem langsam und hat keine Auswirkung auf das rückgestreute Signal (*Poupart, 2003*).

Die Rotorblätter bestehen aus glasfaserverstärktem Epoxydharz, um maximale Stabilität bei möglichst geringem Gewicht zu gewährleisten. Diese sind für das Radarsignal semi-transparent und weisen somit eine deutlich geringere Rückstreuung auf als metallische Flügel (*Poupart, 2003*). Sie besitzen eine sehr glatte Oberfläche und weisen eine Bewegungskomponente auf. Daraus resultiert ein Doppler-Effekt und folglich eine Verschmierung im Radarbild in Azimut-Richtung, sichtbar als helle Streifen (siehe *Abb. 2-18*).

Die Reflektion an den Rotorblättern hängt von der individuellen Form des Flügels ab, die von Hersteller zu Hersteller variiert. Die Rotorblätter laufen spitz zu, was die Rückstreuung des Radarsignals stark reduziert. Die meisten Windkraftanlagen verfügen zudem über eine Drehzahlregelung, die durch eine Flügelverstellung erreicht wird. Je nach Windgeschwindigkeit kann der Flügel in den Wind oder aus ihm heraus gedreht werden (engl.: *Blade Pitch*). Das erschwert die genaue Abschätzung der Reflektion, da die Einstellung zum Zeitpunkt des Satellitenüberflugs nicht bekannt ist. Die stabilste und stärkste Rückstreuung wird ohnehin von den konischen Blatt-Teilen nahe der Nabe erwartet, da dort nicht nur die Rotorblätter den größten Durchmesser aufweisen, sondern durch die Verbindungskante zur Nabe Corner-Reflektor-ähnliche Bedingungen gegeben sind (siehe *Abb. 2-15*). Das setzt das zu erwartende Ausmaß des Abbildungsfehlers herab, da die Bewegungsgeschwindigkeit entscheidend ist. Und diese nimmt mit Entfernung zum Mittelpunkt des Rotors zu.

Der größte Rückstreueffekt wird bei senkrecht stehenden Rotorblättern erzielt, da dann die Winkel eine hohe Rückstreuung erzeugen, ähnlich wie bei einem Corner-Reflektor. Dieser Zustand wird aber nur sehr kurzzeitig erreicht und in der restlichen Zeit bleibt die Rückstreuung gering (*Poupart, 2003*). Somit ergibt sich aber auch eine Abhängigkeit der Rückstreu-Signalstärke von der Anzahl der Rotorblätter. Im weiteren werden die üblichen 3-Blatt-Rotoren betrachtet.

Da der Abbildungsmechanismus einen Unterschied zwischen Bewegungen in Range und Azimut macht, hat die Windrichtung und somit die Ausrichtung der Rotorebene einen entscheidenden Einfluss auf die Dimension des Effekts in die jeweilige Richtung.

Um nun die mögliche Auswirkung auf den Abbildungsmechanismus darzustellen, wird im Folgenden der Range- und der Azimut-Versatz voneinander getrennt dargestellt.



Abb. 2-15: Rotor einer Vestas-V80-Windkraftanlage wie sie bei „Horns Rev“ zum Einsatz kommt; rot markiert die Stelle mit der größten, erwarteten Reflexion.

## 2.5.2 Range-Versatz

Das SAR-System bildet aufgrund seiner Geometrie ein Objekt, das sehr hoch ist, näher zum Nadir ab. (*Henderson und Lewis, 1998*). Dieser Effekt wird „Range-Displacement“ ( $\Delta_{RD}$ ) oder Versatz in Range-Richtung genannt. Dieser Abbildungsfehler des Radarsystems hängt direkt von der Höhe des Objektes und dem lokalen Einfallswinkel ab. Er kann nach folgender Gleichung berechnet werden:

$$\Delta_{RD} = \frac{h}{\tan \theta} \quad (2.12)$$

wobei  $\Delta_{RD}$  den Versatz in Range darstellt,  $h$  ist die Höhe des Objektes und  $\theta$  zeigt den Einfallswinkel des Radarstrahls (siehe *Abb. 2-16*). Nimmt man für  $\theta$  einen mittleren Einfallswinkel von 23 Grad an, so lässt sich der Versatz aus folgender Gleichung errechnen:

$$\Delta_{RD} = h \cdot 2,35 \quad (2.13).$$

Für eine Höhe von 70 m würde das einen Versatz von 165 m in Range-Richtung auf den Sensor zu bedeuten. Innerhalb einer Image-Mode-Szene variiert der Versatz zwischen einem Minimum von 143 m und einem Maximalversatz von 192 m. Dieser Effekt wird im CMOD-Algorithmus berücksichtigt und ausgeglichen. Jedoch treten noch weitere Effekte auf, die auf die Bewegungskomponente zurückzuführen sind, welche nun beschrieben werden (*Raney, 1971; Barbarossa, 1992; Kirscht, 1997*).

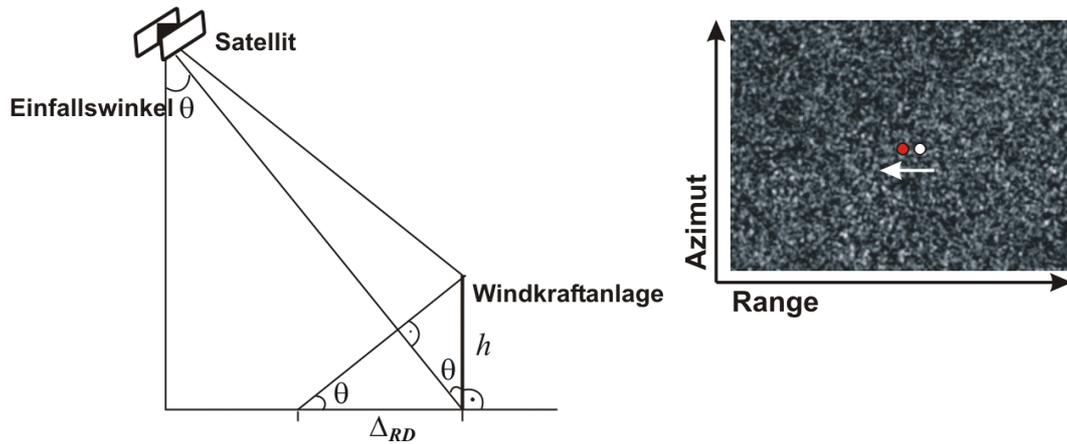


Abb. 2-16: Range-Versatz der Windkraftanlage bedingt durch die Aufnahmegeometrie des SAR-Systems und die theoretische Versatzrichtung in einem Ausschnitt einer SAR-Szene dargestellt (in rot ist die neue Lage der Windturbine gekennzeichnet).

### 2.5.3 Azimut-Versatz

Wie in *Abbildung 2-18* zu erkennen ist, treten nur in Azimut-Richtung Verschmierungen auf. Dies ist auf den SAR-Abbildungsmechanismus zurückzuführen, bei dem Bewegungen in Richtung Radar zu einem Versatz in Azimut führen (*Kirscht, 1999*).

Bewegt sich ein Objekt mit der Geschwindigkeit  $v_r$  auf das Radar zu, so wird der entsprechende Bildpunkt um

$$\xi = \beta \cdot v_r \quad [m] \quad (2.14)$$

in Azimut verschoben. Hierbei ist

$$\beta = \frac{R}{V} \approx 111s \quad (2.15)$$

mit dem Abstand in Slant-Range  $R$  und der Plattformgeschwindigkeit  $V$  (*Elachi, 1988*).

Nehmen wir an, dass sich die Rotorblätter mit einer Periode  $Q$  drehen. Und betrachten wir nun einen Punkt, der eine Distanz  $d_{\text{außen}}$  von der Rotorachse aufweist. So können wir für die Geschwindigkeit zum Zeitpunkt  $t$  auf das Radar zu

$$u_r(t) = \frac{2\pi \cdot d_{\text{aussen}}}{Q} \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot t}{Q} + \varphi_0\right) \quad [\text{ms}^{-1}] \quad (2.16)$$

schreiben, wobei  $\varphi_0$  die Anfangsstellung des Rotorblattes zum Zeitpunkt  $t_0 = 0$  angibt. Eine Darstellung der resultierenden Geschwindigkeit  $v_r$  ist in *Abbildung 2-17* gegeben.

Die maximale Verschiebung ist für Punkte weit entfernt von der Nabe zu erwarten, wenn das Rotorblatt zum Zeitpunkt der Aufnahme waagrecht steht. Man erhält dann

$$\xi_{\text{max}} = \beta \frac{2\pi \cdot d_{\text{aussen}}}{Q} \quad [m] \quad (2.17)$$

Die der Rotorachse näheren Punkte werden entsprechend weniger verschoben, so dass letztendlich eine kontinuierliche Verschmierung der Windturbine entsteht. Die genaue Länge der Verschmierung hängt von der Stellung des Rotorblattes zum Zeitpunkt der Aufnahme, sowie von den Details der Radarrückstreuung entlang des Rotorblattes ab. Die zu erwartende Länge der Verschmierung ist auf jeden Fall kleiner als  $2 \cdot \xi_{\text{max}}$ .

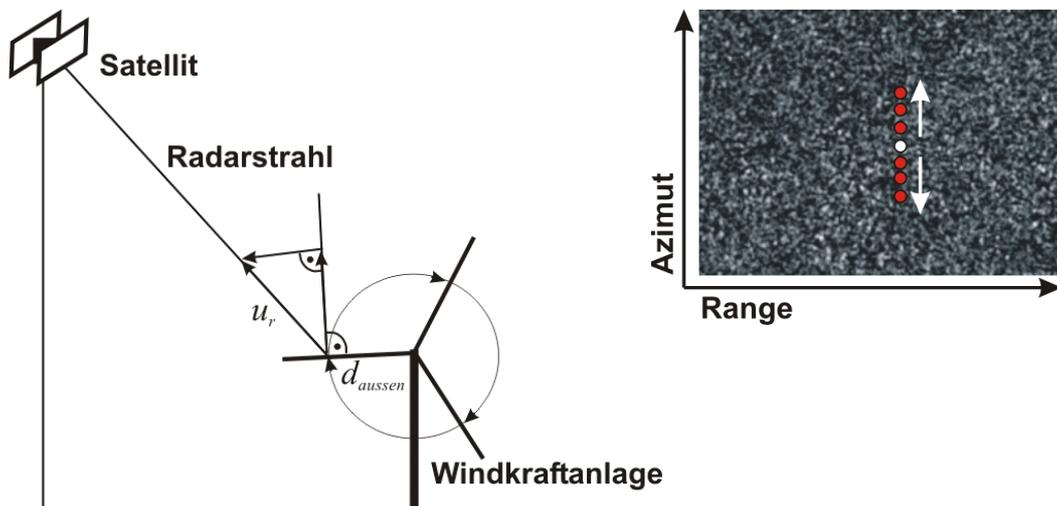


Abb. 2-17: Aufnahmegeometrie der Bewegungskomponente in Range-Richtung und die daraus resultierende Verschmierung in Azimut-Richtung; im SAR-Szenen-Ausschnitt ist der Effekt der Verschmierung skizziert.

Die Drehzahlen der gängigen Windturbinen reichen von etwa 10 U/min bis 20 U/min. Die dabei auftretende Drehzahlfrequenz  $f$  sei

$$f = \frac{1}{Q} \approx 12 \text{ min}^{-1} = 0,2 \text{ s}^{-1}. \quad (2.18)$$

Da die Umdrehungszahl im Einzelfall nicht bekannt ist, wird die Umdrehungszahl für dieses Beispiel mit Hilfe der aufgetretenen Windgeschwindigkeit geschätzt. Sie beträgt etwa  $7\text{-}8 \text{ ms}^{-1}$ . Damit muss die Umdrehungszahl im unteren Bereich bei ca. 10 bis 12 U/min angesetzt werden.

In der gezeigten SAR-Szene sind die maximalen Verschmierungen der Turbinen über 360 m zu beobachten, was einer Länge von etwa 30 Pixeln entspricht (siehe *Abb. 2-18*). Dazu wurden die Verschmierungen der 80 Windturbinen gemessen und in einem Histogramm abgetragen (siehe *Abb. 2-19*). Wie zu sehen ist, sind die Verschmierungslängen sehr unterschiedlich. Setzt man nun den Mittelwert von etwa 200 m in *Gleichung 2.16*, resultiert diese Verschmierung aus einer Distanz  $d_{\text{ausser}}$  von 1,8 m. Dies macht Sinn, da der Rotor nur in der Nähe der Nabe einen weitgehend runden Querschnitt besitzt und dort die Rückstreuung hauptsächlich stattfinden wird.

Wie in den *Abbildungen 2-18* und *2-19* zu sehen ist, zeigen die Turbinenreflektionen unterschiedliche Längen. Die Längen der Verschmierungen variieren zwischen 140 m und 280 m. Mögliche Erklärungsansätze für diese Unterschiede sind:

- 1) Nimmt man an, dass für den gesamten Windpark etwa gleiche Windbedingungen gelten, können trotzdem unterschiedliche Umdrehungszahlen bei den Anlagen auftreten. Grund dafür ist die individuell gesteuerte Einstellung der Blattneigung. Jede Anlage kann je nach Windverhältnissen die Blätter entweder mehr in den Wind hineindrehe oder wieder herausdrehen. Damit verändert sich die Anströmung und somit unmittelbar die Umdrehungsgeschwindigkeit des Rotors. Das wirkt sich umgehend auf die Länge der Verschmierung aus (siehe *Glg. 2.16* bis *2.19*).

Kurzzeitige Variabilitäten des Windfeldes innerhalb des Windparks werden durch die Verzögerung der Anlage unterdrückt.

- 2) Zusätzlich wirkt sich die Blattneigung auf die Lage des für die Rückstreuung verantwortlichen Abschnitts des Rotorblattes aus. Durch das Drehen der Blätter kann dieser Bereich entlang des Rotorblattes nach außen bzw.

nach innen „wandern“. Damit verändert sich die Distanz  $d_{\text{aussern}}$  und folglich die damit verbundene Umdrehungsgeschwindigkeit.

- 3) Ausserdem kann zum Aufnahmezeitpunkt die Blattstellung in Bezug zum Radarstrahl unterschiedlich sein (siehe *Glg. 2.16*). Die Geschwindigkeit auf den Sensor zu ist von der Anfangsstellung  $\varphi_0$  des Rotorblattes abhängig. Und damit wird auch das Maß der Verschmierung beeinflusst.

Wie stark das zurückgestreute Signal ist hängt ebenfalls von dem Winkel zwischen Radarstrahl und Rotorblatt ab. Wirkt der Winkel wie ein Corner-Reflektor wird ein Maximum der eingestrahlten Energie reflektiert. Mit zunehmender Abweichung von diesem Ideal wird weniger Signal zurückgestrahlt. Damit steigt die Wahrscheinlichkeit, das dieses „Restsignal“ im Rauschen untergeht. Und aufgrund der  $120^\circ$ -Winkel zwischen den Rotorblättern bei einer typischen Umdrehungszahl von 12 U/min sind auf beiden Seiten der Nabe unterschiedliche Reflektionsbedingungen gegeben.

Zudem ist jede Turbine unterschiedlich durch die Bildpunkte abgedeckt. Da die Pixel  $12,5 \text{ m} \times 12,5 \text{ m}$  groß sind, ist das Signal ein Mischsignal aus verschiedenen Geschwindigkeiten entlang des Rotorblatts. Schon allein daraus ergibt sich eine Asymmetrie.

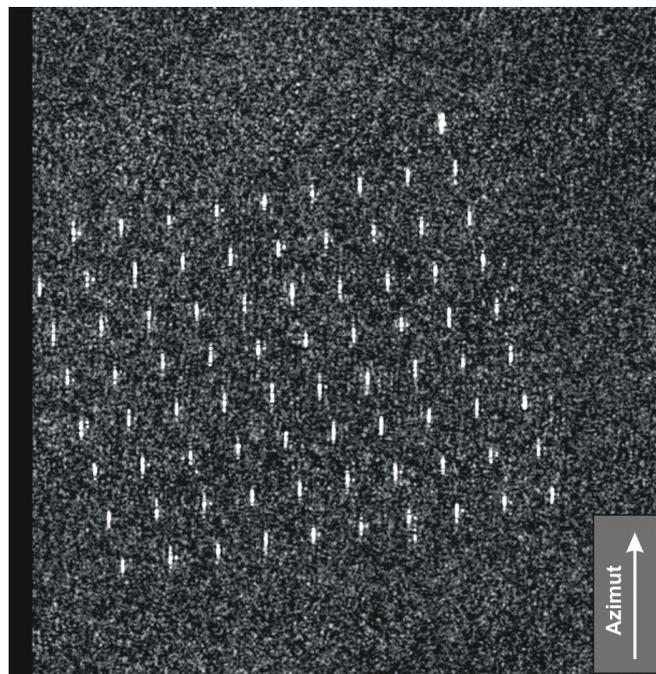


Abb. 2-18: Ausschnitt einer ASAR-Szene (etwa  $8 \text{ km} \times 8 \text{ km}$ ) vom 25.12.2003, 9:35 Uhr UTC; die Turbinen des Windparks weisen deutliche Verschmierungseffekte in Azimut auf.

Es ist auch möglich, dass ein Bildpunkt eher die Nabe zeigt und somit von zwei geringen Bewegungskomponenten in entgegen gesetzter Richtung bestimmt wird. Die Asymmetrie der Blattwinkel während der Beleuchtungszeit in Bezug auf die Radarblickrichtung lässt die beiden Komponenten unterschiedlich werden. Somit ist die Wahrscheinlichkeit, dass sich beide aufheben sehr gering.

Ist die Umdrehungszahl und somit Bewegungskomponente gering, reduziert sich der Verschmierungseffekt. In den vorliegenden SAR-Szenen ist dieser Effekt aber nur ab und zu sichtbar und geht bei hohen Windgeschwindigkeiten im Bildrauschen unter. Nur wenn der Wind unter  $4 \text{ ms}^{-1}$  fällt und somit unterhalb der Anlaufgeschwindigkeit der Turbinen bleibt, wird keine Verschmierung auftreten. Es bleibt lediglich eine erhöhte, punktuelle Reflektion der Turbinengondel und der Nabe übrig.

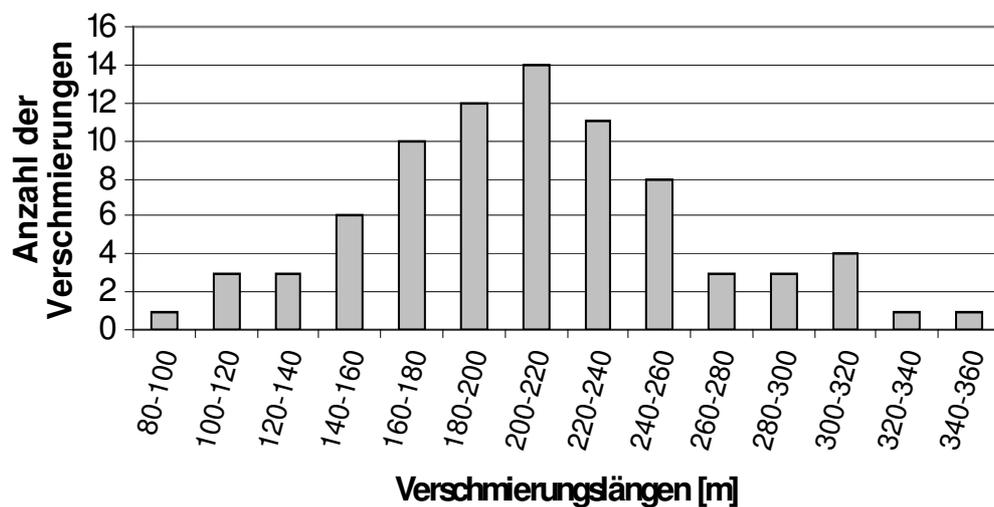


Abb. 2-19: Histogramm der Verschmierungslängen der OWA-Signaturen in der SAR-Szene des Offshore-Windparks „Horns Rev“ vom 25.12.2003.

# Kapitel 3

## Datenbasis und Algorithmen

In *Kapitel 3* wird ein Überblick über die verwendeten Datenprodukte der ESA, die vorliegenden Insitu-Zeitreihen der Messtürme bei „Horns Rev“ und „FINO-1“ bei „Borkum West“ und alle sonst noch zur Anwendung kommenden Daten, wie bspw. die des AVHRR (Advanced Very High Resolution Radiometer), gegeben. Zudem folgt eine kurze Vorstellung der Einsatz findenden Programme.

Zu Beginn erfolgt eine kurze Vorstellung der ERS- und ENVISAT-Satelliten, deren Daten Verwendung finden. Auf die verwendeten Daten, Image-Mode- und Wide-Swath-Mode-Daten, wird im Anschluss eingegangen. Des Weiteren wird die Kalibration beschrieben und deren Relevanz für die Windfeldbestimmung gezeigt. Dann werden die Insitu-Daten der Forschungsplattform „FINO-1“ präsentiert. In *Unterkapitel 3.1.4* folgt die Präsentation der sonstigen Daten, wie die des AVHRR oder die Berliner Wetterkarte, die für die Auswertung herangezogen werden.

In *Unterkapitel 3.2* folgt die Beschreibung des in der Arbeit angewendeten Windfeldprogramms ORIONE, das auf dem in *Kapitel 2.4* vorgestellten CMOD4-Modell basiert.

### 3.1 Satelliten und die verwendeten Daten

In dieser Arbeit werden Radardaten der ERS-Satelliten und des ENVISAT verwendet. Daher werden beide Satellitensysteme kurz erläutert.

Im darauf folgenden Unterkapitel werden die verwendeten Daten präsentiert. Dabei handelt es sich um Image-Mode-Daten, die sowohl ein Standardprodukt des ERS darstellen, als auch Rahmen der ENVISAT-Mission geliefert werden. Diese Produkte sind nahezu identisch, lediglich im Aufbau der Datenstruktur gibt es Unterschiede, welche aber keinen Einfluss auf das Datenprodukt selbst haben. Daher werden diese in *Kapitel 3.1.2* zusammengefasst beschrieben.

In *Kapitel 3.1.3* wird der Wide-Swath-Mode des ENVISAT dargestellt.

### 3.1.1 Die Plattformen ERS und ENVISAT

#### *ERS*

Die Satelliten ERS-1 und ERS-2 (European Remote Sensing Satellite) der ESA (European Space Agency) sind reine Radarmissionen. Beide ERS-Satellitensysteme sind mit einem Scatterometer (SCAT,) einem Altimeter (ALT) und einem SAR ausgerüstet (Ausstattung der Satelliten siehe *Abb. 3-1*) und besitzen ähnliche Missionsparameter (*Tab. 3-1*). Die ERS-Satelliten befinden sich seit Juli 1991 bzw. April 1995 im Orbit, wobei der ERS-2 die Versorgung mit Radardaten seit über 12 Jahren bis zum heutigen Tag fortsetzt.

#### *ENVISAT*

Der ERS-Nachfolger ENVISAT wurde im März 2002 gestartet, stellt keine reine Radarmission dar und trägt neben dem ASAR-Sensor (Advanced SAR) auch Systeme wie bspw. den optischen Sensor MERIS (siehe *Abb. 3-1*). Er weist insgesamt ähnliche Orbitparameter wie die ERS-Satelliten auf. ERS und ENVISAT fliegen auf fast demselben Orbit mit einem Abstand von etwa einer halben Stunde hintereinander her, wobei ENVISAT die vordere Position einnimmt (ESA, 2004). Die Orbitparameter der beiden Satellitensysteme sind in *Tabelle 3-1* dargestellt.

Die durchschnittliche Dauer für einen Orbit beträgt etwa 100 Minuten. Somit werden pro Tag 14,3 Orbits abgedeckt. Die Wiederholungszeit für einen Überflug mit identischen Abbildungsbedingungen liegt bei 35 Tagen. Besteht beim ERS für das Untersuchungsgebiet Nordsee aufgrund der geringeren Abdeckung der Image-Mode-Daten eine Wiederholungsrate von etwa 11 Tagen (nicht identischer Bildausschnitt), so wird mit der großen Abdeckung der Wide-Swath-Szenen diese Rate auf unter 2 Tage reduziert (siehe *Tabelle 3-2*).

Das ASAR liefert nicht nur die identischen Produkte im Image-Mode wie die ERS-Satelliten (siehe *Kapitel 3.1.2*), sondern noch weitere, ergänzende Daten wie die Wide-Swath-Szenen (siehe *Kapitel 3.1.3*), die eine Streifenbreite von etwa 450 km abdecken.

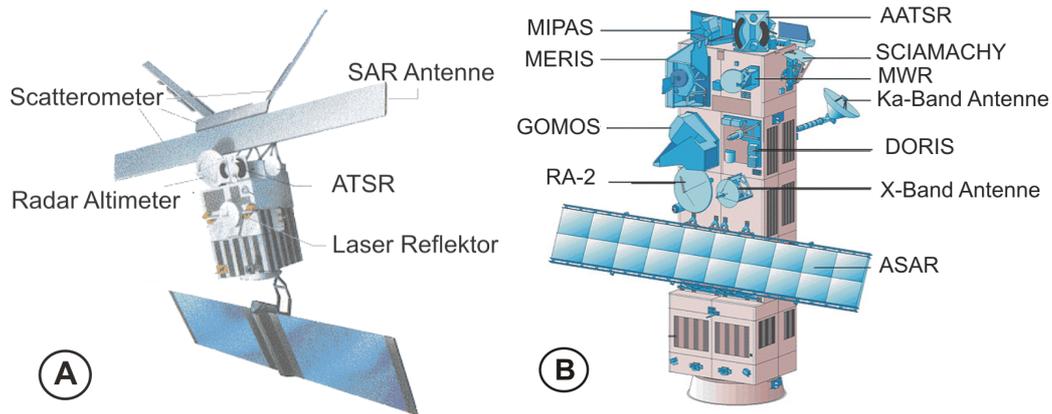


Abb. 3-1: Skizze der Satelliten und ihrer Sensoren für A) ERS-Satellit und B) ENVISAT (nach ESA).

Tabelle 3-1: Orbitparameter der ERS- und ENVISAT-Satelliten.

Eigenschaften	ERS-1/-2	ENVISAT
Start	Juni 1991 / April 1995	März 2002
Missionslänge	März 2000 / bis heute	5 Jahre
Flughöhe [km]	782-785	780-820
durchschnittl. Flughöhe [km]	783	799
Inklination [°]	98,52	98,55
Orbits pro Tag	14,3	14,3
Wiederholungsrate [Tage]	35	35
Geschwindigkeit [km/s]	7,45	7,45

Tabelle 3-2: Wiederholungsraten des ENVISAT-Satelliten innerhalb eines 35-Tage-Zyklus unter verschiedenen Einfallswinkeln für absteigende Orbits.

Einfallswinkel	Geographische Breite			
	0°	45°	60°	70°
Ohne Einschränkung	5x	7x	11x	16x
< 5°	3x	4x	6x	9x
< 20°	1x	1,4x	2x	3x
Identische Flugbahn	1x	1x	1x	1x

### 3.1.2 ERS SAR- und ENVISAT ASAR-Image-Mode

Das SAR-System tastet einen 100 km breiten Streifen rechts der Flugbahn ab, der einen Abstand zum Nadir des Satelliten von 250 km aufweist (siehe Abb. 2-

3A). Die Einfallswinkel betragen im Nahbereich etwa  $20^\circ$  und im Fernbereich bis  $26^\circ$  (ESA, 2004). Der ASAR-Sensor (Advanced SAR) kann für den Image-Mode aus 7 Streifen auswählen, die separat anwählbar sind. Die Einfallswinkel variieren deshalb von 15 bis 45 Grad je nach gewähltem Streifen.

Die Szenen werden als  $100 \text{ km} \times 100 \text{ km}$  große Abschnitte des Streifens von der ESA ausgeliefert. Aufgrund der nötigen Energie für die Aufnahmen und der Temperaturbilanz können nur maximal 12 Szenen pro Orbit aufgezeichnet werden. Und das nur, wenn sich der Satellit im Empfangsbereich einer Bodenstation befindet.

Beim Image-Mode handelt es sich um ein Standardprodukt der ESA. Es durchläuft während der Prozessierung mehrere Bearbeitungsschritte. Man kann bspw. eine Szene unter anderem als Rohdatenprodukt (RAW) bestellen, als Single-Look-Complex-Daten (SLC), welche erste Kalibrationsschritte durchlaufen haben, als Precision-Image-Daten (PRI), die bereits entzerrt sind, oder als Geocoded-Image (GEC), die zusätzlich geokodiert sind. In dieser Arbeit wurden vorwiegend SLC-Daten sowohl vom ERS als auch vom ENVISAT verwendet und nach Richtlinien der ESA kalibriert.

Mit dem ENVISAT sind außerdem noch Image-Mode-Daten mit verschiedener Polarisation erhältlich. Waren bei den ERS-Satelliten ausschließlich linear vertikal polarisierte Daten erzeugbar (V/V), können beim ENVISAT nicht nur unterschiedliche linear (H/H,V/V) und kreuzpolarisierte Daten (H/V,V/H) geordert, sondern zusätzlich dualpolarisierte Daten (bspw. HH/VV) aufgenommen werden, was neue Möglichkeiten bei der Datenauswertung eröffnet. Aufgrund der Rückstreuungseigenschaften eignen sich speziell linear vertikal polarisierte Mikrowellen für die Fernerkundung der Meeresoberfläche, denn diese erzielen bei Ozeanwellen die höchste Rückstreuung (ESA, 2004). Horizontal linear polarisierte Wellen weisen schon deutlich geringere Rückstreuung auf, sind aber für die Trennung von Objekten besser geeignet und werden zur Detektion von Schiffen benutzt. Kreuzpolarisierte Daten haben ein sehr schwaches Signal, da diese speziell von Mehrfachreflektionen des bestrahlten Objektes abhängig sind, die aber bei der Meeresoberfläche kaum vorkommen.

### *Räumliche Auflösung der Daten*

Die räumliche Auflösung der SLC-Daten beträgt ca. 10 m in Radarblickrichtung (Range-Richtung) und auch ungefähr 10 m in Flugrichtung (Azimut-Richtung). Erst eine Mittelung über mehrere Pixel passt die Szene von Slant-Range auf

Ground-Range an (*Elachi*, 1988). Alle weiteren Folgeprodukte weisen eine größere räumliche Auflösung auf. Ein Überblick über die räumlichen Auflösungen der verschiedenen Datenprodukte ist in *Tabelle 2-1* gegeben und die geometrischen Parameter von Image-Mode-Daten sind in *Tabelle 3-3* dargestellt.

### *Radiometrische Auflösung der Daten*

Das Signal des SAR liegt bei einer Frequenz von 5.3 GHz (56 mm Wellenlänge). Die Bandbreite dieses Signals beträgt rund 15,5 MHz. Die radiometrische Genauigkeit der Daten beträgt 0,5 dB. Die radiometrischen Parameter des ERS SAR können der *Tabelle 3-4* entnommen werden.

*Tabelle 3-3: Geometrische Parameter der Image-Mode-Daten.*

Räumliche Auflösung:	In Azimut $\leq 30$ m In Range $\leq 26,3$ m
Streifenbreite:	max. 102,5 km
Streifenversatz:	250 km rechts der Satellitenbahn
Lokalisierungsgenauigkeit:	In Azimut $\leq 1$ km In Range $\leq 0,9$ km
Einfallswinkel:	Nahbereich $20,1^\circ$ Mitte $23^\circ$ Fernbereich $25,9^\circ$
Einfallswinkel Toleranz:	$\leq 0,5^\circ$

*Tabelle 3-4: Radiometrische Eigenschaften des ERS SAR.*

Frequenz:	5,3 GHz (C-Band)
Wellenlänge:	56 mm
Bandbreite:	15,55 $\pm$ 0,1 MHz
Polarisation:	VV
Radiometrische Auflösung:	$\leq 2,5$ dB für $\sigma^0$
Radiometrische Genauigkeit:	$\leq 0,5$ dB

### **3.1.3 ASAR Wide-Swath-Mode**

Die Wide-Swath-Mode-Szenen (WS-Mode) werden im ScanSAR-Modus aufgezeichnet. So kann eine Streifenbreite von über 400 km erreicht werden. Sie sind aus mehreren neben einander liegenden Image-Mode-Streifen (IS1 bis IS5) zusammengesetzt (*ESA*, 2002). Dadurch lassen sich mit dem WS-Mode große Ge-

bierte mit einer einzigen Szene abdecken (fast die gesamte Nordsee). Dies ermöglicht Vergleiche zwischen vielen einzelnen Offshore-Standorten, die innerhalb dieser Szenen liegen. Damit entfällt das Kalibrieren zwischen unterschiedlichen Szenen und es tritt kein langer Zeitversatz zwischen den Aufnahmen auf. Lediglich die Dauer der Abtastung, die etwa eine halbe Minute pro 100 km Abtastung in Flugrichtung beträgt, ist zu berücksichtigen.

Die geometrische Auflösung der WS-Daten beträgt 150 m x 150 m für die einzelnen Pixel.

Im Vergleich zu den ERS-Daten weisen die ENVISAT-Daten eine deutlich besser radiometrische Genauigkeit auf (0,5 dB zu 0,2 dB) (Meadows P.J. und Rosich B., 2001; Rosich B., 2004), was sich positiv auf die Genauigkeit der Windfeldberechnungen auswirkt. In *Tabelle 3-5* ist eine Zusammenstellung aller ENVISAT ASAR-Daten, ihrer Streifenbreite, Aufnahmedauer, Datenrate und Energieverbrauch gegeben.

*Tabelle 3-5: Übersicht über die ASAR-Datenprodukte des ENVISAT.*

Instrumenten-Parameter	Image-Mode	Alternating Polarisation	Wide-Swath-Mode	Global-Monitoring	Wave-Mode
Streifenbreite	bis 100 km	bis 100 km	> 400 km	> 400 km	5 km
Aufnahmedauer	bis 30 Minuten pro Orbit			restlicher Orbit	
Datenrate	bis 100 Mbit/s			0,9 Mbit/s	
Energie	1365 W	1395 W	1200 W	713 W	647 W

### 3.1.4 Radiometrische Kalibrierung der Daten

Die Daten, die die ESA ausliefert, durchlaufen verschiedene Stufen der Kalibrierung. Man unterteilt die Kalibration in eine interne Kalibrierung der Daten und eine nachgeschaltete, externe Kalibrierung. Im folgenden werden beide Schritte an ENVISAT-Daten kurz exemplarisch beschrieben. Die Kalibration der ERS SAR-Daten unterscheidet sich dazu nur in Details.

#### *Interne Kalibrierung*

Unter Interner Kalibrierung versteht man jegliche Kalibration, die direkt am Sensor vorgenommen werden kann.

Zuerst wird mit Hilfe von Temperaturprofilen eine automatische Temperaturkompensation durchgeführt. Die Daten werden zusätzlich gespeichert, um auch später noch eine Kompensation zu ermöglichen. Danach wird ein aus der Vor-Flug-Phase definierter Kalibrierungsimpuls zum Test der einzelnen Antennenmodule eingesetzt. Zeile für Zeile werden die Module alle 5 – 35 Sekunden geprüft. Das Prüfintervall ist modusabhängig. Danach erfolgt die Messung der Sende- und Empfangsmuster der Antenne. Daran schließt sich die Kalibrierung durch externe Informationen an.

### *Externe Kalibrierung*

Bei der externen Kalibration ist man auf Informationen von außen angewiesen, seien es homogene Flächen wie der Amazonas-Regenwald oder die Radar-Transponder der Kalibrierungsstationen.

Ziel ist es, Muster, die durch das Aufnahmesystem verursacht werden und die die eigentliche, abgetastete Information überlagern, zu detektieren und auszugleichen. Dieses Muster nennt man Antennenmuster. Zur Charakterisierung des Antennenmusters wird eine möglichst homogene, gleichmäßig reflektierende Fläche herangezogen mit relativ hoher Rückstreuung. Die ESA verwendet für diese Extraktion den Regenwald im Amazonasgebiet. Außerdem sind detaillierte Kenntnisse über das Verhältnis zwischen Rückstreuung und Einfallswinkel für dieses Objekt nötig. Im Idealfall wären die aufgezeichneten Daten ebenfalls homogen. In der Realität sind aber Muster zu erkennen, die bei jeder anderen Aufnahme auch auftreten. Das abgeleitete Antennenmuster wird dann herangezogen, um diese Unregelmäßigkeiten zu unterdrücken. Somit können Unregelmäßigkeiten im Antennenmuster erkannt und korrigiert werden.

Zusätzlich wird mit Hilfe von Reflektoren kontinuierlich die Rückstreuung überprüft, um eventuelle Veränderungen in der Leistung des Sensors durch Anpassung der Kalibrationskonstanten auszugleichen. Ebenso wird die geographische Positionierung der Daten ständig kontrolliert, was eine Genauigkeit von  $\pm 30$  m der Eckkoordinaten einer Szene garantiert. Dies geschieht alle 6 Monate beim Überflug der Transponder und resultiert in notfalls modifizierten Kalibrationskonstanten. Die ESA macht die aktuellen Antennenmuster und Kalibrationskonstanten auf ihrer Homepage abrufbar, um eine hohe Qualität ihre Produkte zu garantieren.

Bei der hier vorliegenden Arbeit und dem verwendeten Windfeldprogramm wurden immer die aktuellen Kalibrationskonstanten eingesetzt.

Die resultierende Genauigkeit liegt für ERS-Daten bei 0,5 dB und für ENVISAT-Daten bei 0,2 dB. Was dies für die Genauigkeit des Windfeldalgorithmus bedeutet, wird in *Kapitel 4* behandelt.

### 3.1.5 Die „FINO-1“-Messturmdaten

Die erste FINO-Plattform („*Forschungsplattform in Nord- und Ostsee*“) dieser Art wurde im August 2003 an dem Standort des Offshore-Windparks „Borkum West“ in Betrieb genommen. Seither liefert dieser Messturm, der unter der Leitung des Deutschen Bundesamtes für Hydrographie und Seeschifffahrt (BSH) betrieben wird, zahlreiche Daten meteorologischer Parameter, unter anderem auch Windrichtung und Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen. Seine Höhe beträgt 101 m über Seekartennull (SKN) und er beherbergt in insgesamt 7 Höhen Windgeschwindigkeitsmesser (siehe *Anhang C*).

Die Daten, die dieser Arbeit vorlagen, sind in *Tabelle 3-6* zusammengestellt.

*Tabelle 3-6: Für diese Arbeit vorliegende meteorologische Parameter der „FINO-1“-Plattform.*

Parameter	Messhöhen [m ü. SKN]	Einheit
Luftdruck	20, 90	hPa
Niederschlag	20, 90	Mm
Globalstrahlung	30	W/m <sup>3</sup>
Luftfeuchtigkeit	30, 100	%
Windgeschwindigkeit	30, 40, 50, 60, 70, 80, 90	ms <sup>-1</sup>
Windrichtung	30, 50, 70, 90	°
Lufttemperatur	20	°C

### 3.1.6 Sonstige Daten

Im Rahmen der Untersuchungen werden auch AVHRR-Bilddaten des NOAA-16 und Ausschnitte der Berliner Wetterkarte genutzt. Diese Daten sollen einen optischen Eindruck der diskutierten Wetterlage geben und zusätzlich einen synoptischen Überblick über die Wettersituation in Europa ermöglichen. Sie ergänzen optimal die Insitu-Messungen und SAR-Windfelder und komplettieren die breit angelegten Beobachtungen. Ihre Verwendung in *Kapitel 8* bleibt sehr begrenzt, daher werden sie nur so detailliert wie nötig beschrieben.

## AVHRR

Das AVHRR (*Advanced Very High Resolution Radiometer*) der NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*) nimmt mit 6 Bändern sowohl im optischen Bereich des Spektrums als auch im nahen und thermalen Infrarot auf (siehe *Tabelle 3-7*). Eine Szene deckt ca. 2400 km x 6400 km bei einer räumlichen Auflösung von 1100 m ab (im Nadir). Bei den in dieser Arbeit verwendeten Bildern handelt es sich um Daten des NOAA-16, der in etwa 835 km Höhe auf einem polaren Orbit fliegt. Ausserdem liefern drei weitere NOAA-Satelliten AVHRR-Daten. Der Orbit, der den SAR-Aufnahmezeiten des absteigenden Astes für den Breitengrad der FINO-Plattform am nächsten kommt, ist der des NOAA-16 um 11.57 Uhr UTC.

*Tabelle 3-7: Spektrale Bänder und Bandbreiten des AVHRR.*

Band	Bandbreite [ $\mu\text{m}$ ]
1	0,58 - 0,68
2	0,725 - 1,10
3	1,58 - 1,64
4	3,55 - 3,93
5	10,30 - 11,30
6	11,50 - 12,50

## Berliner Wetterkarte

Die Freie Universität Berlin erstellt jeden Tag Wetterkarten für den europäischen Raum. Dazu gehören auch Vorhersagekarten der Luftdruckverteilung in verschiedenen Höhen, Darstellungen von synoptischen Parameter des vorangegangenen Tages wie Sonnenscheindauer oder Niederschlagsmenge und Satellitenbilder von Europa des NOAA und des METEOSAT. Sie dienen bei den Analysen zur Darstellung der atmosphärischen Bedingungen und der Wettersituation. Diese Daten liegen im Archiv des Instituts für Physik der Atmosphäre am DLR in Oberpfaffenhofen vor.

## LIDAR

Ein LIDAR (*Light Detecting and Ranging*) funktioniert ähnlich wie ein Radar nur dass es in einem kürzeren Wellenlängenbereich arbeitet. Es sendet einen Laserstrahl aus und empfängt das zurückgestreute Signal. Die Änderung im Signal ermöglicht die Ableitung bestimmter Parameter. Ein Doppler-LIDAR basiert auf der Messung der Doppler-Verschiebung. Beobachtet werden dabei kleine Partikel, die in der Atmosphäre transportiert werden und sich mit dem Wind bewegen. Bewegt sich das beleuchtete Objekt auf den Sensor zu oder weg, verändert das

die Wellenlänge. So lässt sich, wie in *Kapitel 8.1* dargestellt, ein vertikales Windprofil von 200 m bis 500 m Höhe ableiten (*Banakh et al., 2003*). Die dabei verwendeten Daten stammen aus einer Befliegung im November 2003 zwischen Grönland und Island, durchgeführt von der LIDAR-Gruppe des Instituts für Methodik der Fernerkundung des DLR.

## 3.2 Das Windfeldprogramm

Im folgenden Kapitel wird das Windfeldprogramm ORIONE, das zur Ableitung der Windfelder verwendet wird, vorgestellt. Es wurde am GKSS Forschungszentrum in Geesthacht entwickelt. Dieses Programm basiert in der Windgeschwindigkeitsbestimmung auf einem C-Band-Algorithmus (*CMOD4*), welcher in *Kapitel 2.4* und in *Anhang B* vorgestellt wurde. Danach folgt ein Überblick über das gesamte Windfeldprogramm.

### *Der Windfeldalgorithmus*

Das hier verwendete Windfeldalgorithmus ORIONE wurde entwickelt, um Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten ohne zusätzliche Eingangsgrößen direkt aus den SAR-Daten abzuleiten (*Horstmann et al., 1998; Koch, 2004*). Es besteht wie frühere Windfeldprogramme aus zwei aufeinander folgenden Prozessen: Zuerst werden die lokalen Windrichtungen abgeleitet und danach wird mit diesen Eingangsgrößen die Windgeschwindigkeit berechnet. Das Flussdiagramm eines Windfeldprogramms ist in *Abbildung 3-2* gegeben. In einer ersten Phase werden die Daten für den eigentlichen Algorithmus vorbereitet. Im Windfeldprogramm werden dann die Windrichtungen extrahiert und mit dieser Information die Windgeschwindigkeiten mit unterschiedlichen Gitterauflösungen bestimmt. Sinnvoll ist ein Raster von 5 km bis 20 km für Image-Mode-Szenen und 10 km bis 50 km für ASAR WS-Szenen, da in dieser Auflösung das Windfeld am besten wiedergegeben werden kann. Es lassen sich jedoch Raster von 1 km bis 100 km definieren.

Als Eingangsprodukt dienen die ESA SAR- bzw. ASAR-Daten in Form einer SLC-, einer PRI-, einer AP- oder einer WS-Szene. Diese werden mit Hilfe von externen Kalibrationskonstanten, die von der ESA zu erhalten sind, kalibriert. Das dabei entstehende Datenprodukt ist im nächsten Schritt der Eingangsdatensatz für den Windfeldalgorithmus. Dieser gleicht nun zuerst die unterschiedlichen Einfallswinkel von Nah- zum Fernbereich der Szene aus.

Daraufhin wird die Szene gemittelt, um das Rauschen zu mindern (siehe *Kap. 2.2*). Im Anschluss werden „unbrauchbare“ Pixel ausmaskiert. Zu diesem Schritt gehört eine Land-See-Maske mit Hilfe des *Generic Mapping Tools* (Wessel und Smith, 1995), das Ausmaskieren von Nicht-Wind-Strukturen wie Ölfilme oder Schiffe und das Abschneiden der zwei Randreihen an jeder Seite der Szene.

Im nächsten Schritt folgt die Windrichtungsanalyse mit Hilfe der Lokale-Gradienten-Methode (siehe Beschreibung auf Seite 36). Anhand der Windsignaturen, die sich auf der Wasseroberfläche abbilden wird die Windrichtung abgeleitet. Die Windsignaturen, welche Aufschluss über die Windrichtung geben, treten in einem dafür typischen Wellenlängenbereich von 400 bis 1500 m auf (Stull, 1988). Diese sind mit dem SAR zu detektieren (Levy und Brown, 1998). Um den Bereich zu erfassen, werden die Daten auf 100 m, 200 m und 400 m gemittelt und dann mit dem optimierten Sobel-Filter auf linienhafte Muster untersucht (Jähne, 2003). Da in jedem Quadranten der Gitterauflösung des Windfeldes mehrere Gradienten enthalten sein können, wird für jedes Gitterfeld ein gemittelttes Histogramm über 72 Intervalle der quadrierten Gradienten angelegt und so die Hauptwindrichtung ermittelt. Die genaue Beschreibung des Mittelungsverfahrens ist bei Koch (2000) beschrieben. Es bleibt lediglich eine 180°-Richtungsungenauigkeit bestehen, die im Küstenbereich oder in der Umgebung von Inseln mittels einer Analyse von Windschatteneffekten aufgelöst wird. Die dabei ermittelten Richtungen werden für das zu Beginn gewählte Raster der Windfeldauflösung gespeichert.

Aus dem Grauwert ( $\sigma_0$ ), dem Einfallswinkel ( $\theta$ ) und der Windrichtung ( $\phi$ ) wird für jeden einzelnen Quadranten des Windfeldgitters die lokale Windgeschwindigkeit errechnet. Dazu dient der CMOD4-Algorithmus. Die entscheidende Wellenlänge, die dem Grauwert zugrunde liegt, befindet sich im Zentimeterbereich (siehe *Kap. 2.3*). Damit werden innerhalb des Algorithmus zwei unterschiedliche Wellenlängenbereiche zur Bestimmung des Windfeldes herangezogen.

Die oben genannten Prozesse laufen weitgehend automatisch ab. Trotzdem ist über eine einfache Widget-Oberfläche die Möglichkeit gegeben, in die entscheidenden Schritte einzugreifen. Dies zeigt sich besonders in der Abstimmung der Richtungsvektoren als sinnvoll, denn speziell im Küstenbereich kann der Nutzer so mit Hilfe seines Wissens bei nicht eindeutigen Situationen in die Analyse eingreifen und notfalls auch die 180°-Richtungsungenauigkeit auflösen.

Als Ergebnis erhält man ein lokales Windfeld in verschiedenen räumlichen Auflösungen, das auf Grund der hohen Genauigkeit als Eingangsparameter für zahlreiche Anwendung dienen kann. Der Algorithmus wurde gegen Bojenmessungen und Modelle validiert (Horstmann, 2001).

Bei der Ableitung des Windfeldes müssen künstliche Rückstreuer wie Schiffe oder die Windkraftanlagen berücksichtigt werden. Und zum anderen beeinflussen natürliche Effekte wie Algenfilme, unterschiedlicher Salzgehalt oder Temperaturunterschiede die Wellenbildung und letzten Endes auch die Windfeldberechnung. Bei dem verwendeten Algorithmus wird grundsätzlich von einer homogen durchmischten Flüssigkeit ausgegangen. Allerdings ist diese Bedingung nicht immer gegeben. Gerade im Bereich der Küsten, wo Flusswasser mit unterschiedlichem Salzgehalt, unterschiedlicher Temperatur, Schwebstoffanteil oder Oberflächenfilmen eingebracht wird, kommt es in den Durchmischungszonen zu Beeinträchtigungen bei der Ableitung des Windfeldes. Die Messtürme, deren Daten später für die Vergleiche mit den abgeleiteten Windfeldern herangezogen wurden, befinden sich beide außerhalb dieser Durchmischungszone. Speziell in der Nordsee stellt der Küstenstreifen mit seiner geringen Tiefe und den vorgelagerten Inseln hohe Anforderungen an einen Windfeldalgorithmus, da der Einfluss durch Eintrag von Flusswasser die Temperatur, den Salzgehalt als auch den Schwebstoffanteil beeinflusst. All diese Faktoren beeinflussen die Oberflächerauhigkeit. Der Algorithmus zeigte sich jedoch während der Analysen selbst unter diesen Bedingungen als wenig empfindlich. Lediglich bei Ebbe neigt er dazu bei der Kantenextraktion in einigen Bereichen den Verlauf der Priele nachzubilden.

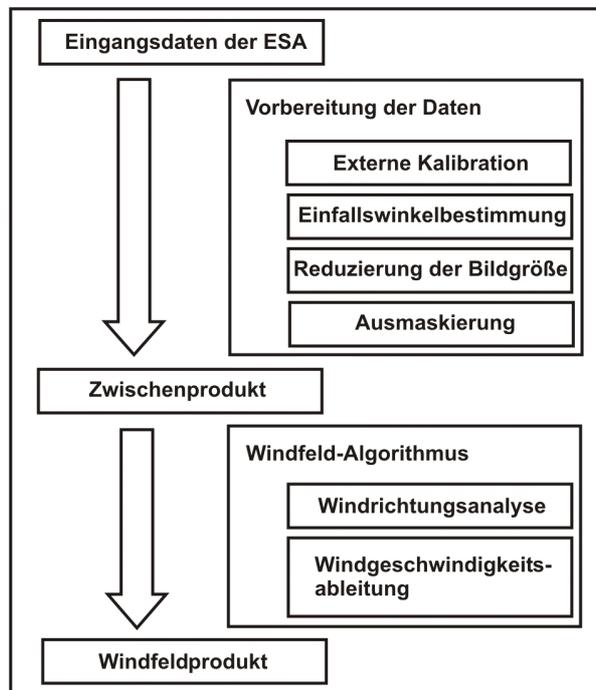


Abb. 3-2: Flussdiagramm eines typischen Windfeldprogramms wie auch ORIONE.

# Kapitel 4

## Gewinnung von Leistungswerten aus SAR-Windmessungen

Mit dem Windfeld-Algorithmus, basierend auf dem C-Band-Modell CMOD4, erhält man die Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten für das Niveau von 10 m Höhe (siehe *Abb. 4-1*). Da oft keine Vergleichsdaten aus derselben Höhe vorliegen, ist es notwendig, den Windgeschwindigkeitswert auf beliebige Höhen extrapolieren zu können. Im ersten Unterkapitel wird eine Methode vorgestellt, wie dieses Ziel erreicht werden kann. Es wird ein Vergleich von theoretischen, vertikalen Windprofilen mit Vertikalprofilen aus Insitu-Daten vorgenommen.

Der nächste Schritt besteht darin, die  $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten auf bestimmte Nabenhöhen zu extrapolieren (*Kap. 4.1*). Mit diesem Wert lassen sich in Kombination mit den Energieberechnungen aus *Kapitel 1* Leistungswerte für einzelne Windturbinentypen ableiten. Wie in *Kapitel 4.2* ersichtlich wird, sind hierzu genaue Informationen über die Sensitivität des Algorithmus nötig. Damit kann man Aussagen über die Anwendbarkeit des Algorithmus für derartige Berechnungen treffen und Anforderungen an zukünftige Datensätze formulieren. Dazu wird eine darauf ausgelegte Sensitivitätsanalyse des Windfeld-Algorithmus durchgeführt.

### 4.1 Extrapolation von $U_{10}$ -Winden auf beliebige Höhen

Durch die SAR-Windfeldberechnung erhält man die  $U_{10}$ -Windparameter für die Höhe von 10 m über der Oberfläche. Die gewonnenen Daten werden in diesem Kapitel mit Insitu-Messreihen aus den Höhenniveaus von 15 m und 30 m verglichen. Zudem soll die Möglichkeit überprüft werden, aus SAR-Daten die Leistungsprognose für Windturbinen mit Nabenhöhen von 70 m abzuleiten. Daher müssen die  $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten für Vergleiche, Statistiken, Analysen und Prognosen auf unterschiedliche Höhen extrapoliert werden. Aus diesem Grund ist es wichtig, eine einfache, schnelle und doch zuverlässige Methode zur Extrapolation der flächenhaft vorliegenden  $U_{10}$ -Werte abzuleiten (*Roll, 1965; Højstrup, 1999*). Dabei ist auf die atmosphärische Schichtung Rücksicht zu nehmen. Denn je nachdem welche Schichtung sich ausgebildet hat, verändert sich der vertikale

Windgeschwindigkeitsgradient (Roll, 1965). In *Abbildung 4-2* sind schematisch Beispiele für eine labile und eine stabile Schichtung dargestellt. Bei labilen Verhältnissen herrscht eine tiefe Vermischung mit Turbulenzen bis in große Höhen vor. Dagegen zeigt die stabile Schichtung eine bodennahe Durchmischungszone mit stark ansteigender Geschwindigkeit.

Die atmosphärischen Bedingungen auf dem Ozean sind sehr variabel. Auch *Arya et al.* (1998) weist ausdrücklich darauf hin, dass sich für die planetarische Grenzschicht über dem Meer nur im Mittel Profile angeben lassen, die die atmosphärischen Verhältnisse wiedergeben: „*In short, there is no typical wind profile for the MABL [Marine Atmospheric Boundary Layer]*“. Daher wählt man üblicherweise für die Extrapolation die Bedingungen unter neutralen Schichtungsverhältnissen aus (unter diesen Bedingungen ist die Atmosphäre gleichmäßig durchmischt). Damit können zwar beim Vergleich mit Einzelmessungen Differenzen auftreten, im Mittel spiegelt es die atmosphärischen Schichtungen aber recht gut wider. Daraus ergibt sich, dass die Extrapolationsmethoden unter neutralen Bedingungen besonders für Langzeitstatistiken geeignet sind. Diese Annahme liegt den folgenden Ansätzen zur Extrapolation von Windgeschwindigkeiten zugrunde.

Die Umrechnung der  $U_{10}$ -Winde auf die gewünschte Höhe ( $z$ ) erfolgt über ein logarithmisches Modell (*Glg. 4.1*). Dieses Modell nimmt neutrale atmosphärische Bedingungen an und wird wie folgt beschrieben (*Wamsley, 1989*):

$$U(z) = \frac{u^*}{\kappa} \log\left(1 + \frac{z}{z_0}\right) \quad 4.1$$

Hier ist  $\kappa = 0,41$  die Karman-Konstante,  $u^*$  die Reibungsgeschwindigkeit (engl.: *Friction Velocity*) und  $z_0$  die Rauigkeitslänge. Unter Rauigkeitslänge versteht man diejenige Höhe über Grund, in der die Windgeschwindigkeit den Wert 0 annimmt. Je höher die Rauigkeit ist, bspw. durch den Reibungswiderstand von Bäumen, desto höher liegt dieser Wert. Typische Rauigkeitslängen für Offshore-Bedingungen betragen zwischen 0,0001 bis 0,003 m. Für Wasseroberflächen kann folgender empirischer Ansatz nach der Charnock-Relation für den Zusammenhang zwischen Rauigkeitslänge und der „friction velocity“ genutzt werden (*Charnock, 1955*):

$$z_0 = \beta \cdot \frac{(u^*)^2}{g} \quad 4.2$$

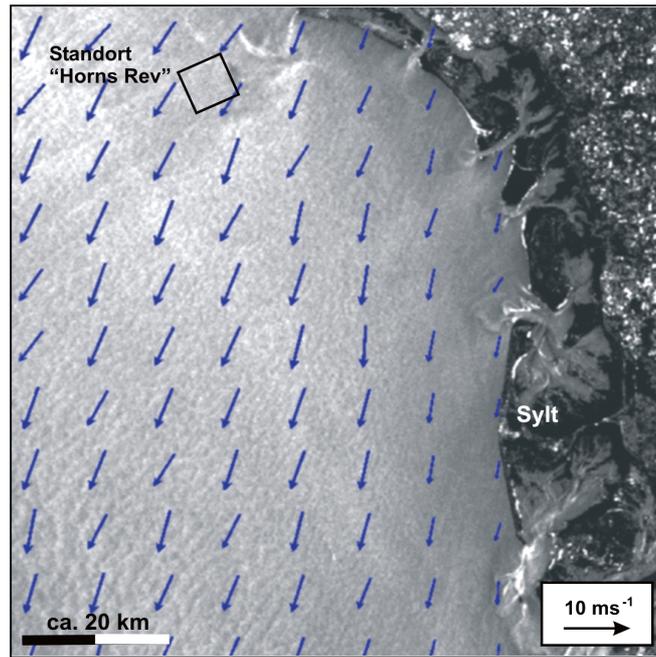


Abb. 4-1: Beispiel für ein SAR-Windfeld aus einer ERS-2 Image-Mode-Szene aufgenommen am 8.10.2002, 10:26 Uhr UTC über dem östlichen Teil der Nordsee.

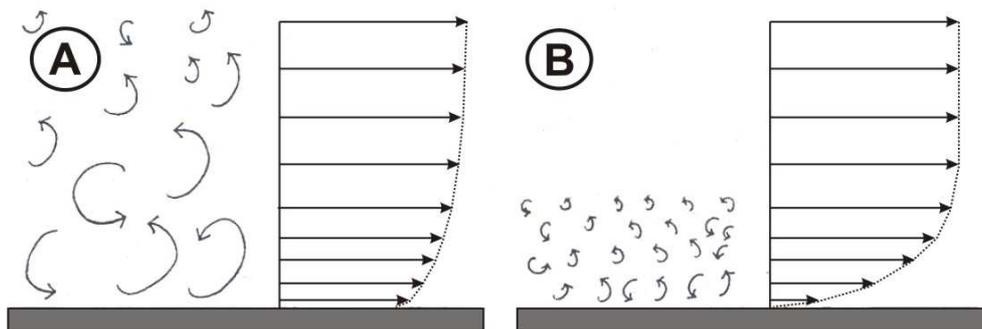


Abb. 4-2: Skizziertes, vertikales Windprofil und dabei vorherrschende Turbulenzen über Wasserflächen für A) labile Schichtung und B) stabile Verhältnisse.

mit der Charnock-Konstante  $\beta = 0,0144$  (bzw.  $0,0185$  ( $Wu$ , 1980)) und der Erdbeschleunigung  $g$ .

Nun ergibt sich die Frage, wie realistisch diese Extrapolationen sind, da als Voraussetzung eine neutrale Schichtung angenommen wird. Dazu wird aus Gleichung 4.1 und 4.2 ein theoretisches vertikales Windprofil für die  $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten von  $5$  und  $10 \text{ ms}^{-1}$  berechnet. Diese Profile werden dann mit Profilen aus den Insitu-Daten der „FINO-1“-Station verglichen. Bei den Insitu-Profilen handelt es sich um ein 7-Monats-Mittel und ein Tagesmittel. Bei dem 7-Monats-Mittel wurden die 10-Minuten-Mittel des Insitu-Datensatzes für jede Höhe über den gesamten Zeitraum gemittelt (die 10-Minuten-Mittel sind die kleinste

Aufzeichnungsstufe an den Messtürmen). Somit erhält man ein 7-Monats-Mittel des vertikalen Profils für die durchschnittliche Windgeschwindigkeit dieses Standorts. Dadurch gehen zwar einige Charakteristika verloren, aber man erhält dafür einen Eindruck, wie gut die theoretischen Profile den extrapolierten Wert für ein langfristiges Mittel wiedergeben. Dies könnte bspw. für Langzeitstudien genutzt werden, bei denen sich Einzelereignisse herausmitteln. Für das Tagesprofil des 23.9.2003 wurde der Datensatz für jede Höhe über den ganzen Tag gemittelt (siehe Kap. 8.2). In *Abbildung 4-3* sind die theoretischen Vertikalprofile für die Windgeschwindigkeit  $U_{10} = 5 \text{ ms}^{-1}$  (blau) und  $U_{10} = 10 \text{ ms}^{-1}$  (pink) gegeben. Dazu ist in schwarz das 7-Monats-Mittel der „FINO-1“-Plattform dargestellt. Hinter die schwarze Insitu-Kurve ist in grau das theoretische Vertikalprofil für eine  $U_{10}$ -Windgeschwindigkeit von  $8,3 \text{ ms}^{-1}$  gelegt. Zum Vergleich ist auch in gelb das tagesgemittelte Höhenprofil der „FINO-1“-Messplattform eingezeichnet. Wie zu erkennen ist, geben die theoretischen Profile den realen Verlauf eines langzeitlichen Mittels sehr gut wieder. Bei dem Tagesmittel sind Abweichungen von den Modell-Profilen zu erkennen. Damit ist bei jedem Einzelfall zu prüfen, ob die Extrapolation mit Hilfe des theoretischen Vertikalprofils sinnvoll ist. Dies hängt in erster Linie von der vorherrschenden Wettersituation ab. Dennoch zeigt die Literatur, dass die Extrapolation von Einzelwerten im Mittel die realen Windverhältnisse darstellen und für Windenergieanwendungen liefern kann (*Penner, 1994; Seifert, 2002*).

Berücksichtigt man auch, dass das CMOD4-Modell dazu neigt die Windgeschwindigkeit bis etwa  $8 \text{ ms}^{-1}$  zu unterschätzen und die darüber liegenden Geschwindigkeiten zu überschätzen, dann können die Ergebnisse als Orientierungswert für eine Standortwahl herangezogen werden (*Stoffelen, 1993*). Wie daraus die zu erwartende Leistung eines Windparks abzuleiten ist, wird in der Sensitivitätsstudie in *Unterkapitel 4.2* gezeigt.

## 4.2 Sensitivitätsanalyse des Windmodells

Die Sensitivitätsanalyse wird in zwei Schritten durchgeführt. Im ersten Teil wird die Sensitivität des CMOD4-Algorithmus auf variierende  $\sigma_0$ -Werte geprüft. Danach wird untersucht, ob die abgeleiteten Windgeschwindigkeiten eine Berechnung der Leistungswerte für Windturbinen zulassen, die den Ansprüchen der Windenergiebranche genügt.

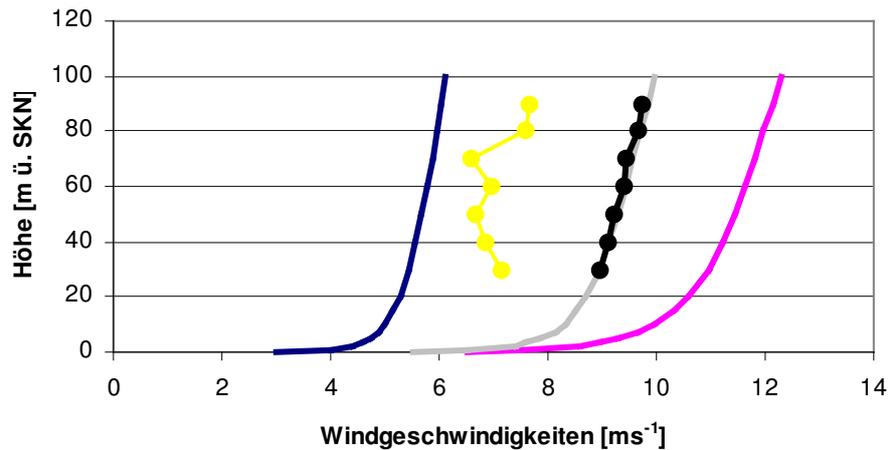


Abb. 4-3: Vergleich von zwei theoretischen Vertikalprofilen (blau: für  $5 \text{ ms}^{-1}$  in 10 m Höhe und pink: für  $10 \text{ ms}^{-1}$  in 10 m Höhe) mit zwei vertikalen Windprofilen an der Forschungsplattform „FINO-1“ (gelb: Tagesmittel für den 23.9.2003 und schwarz: 7-Monats-Mittel mit hinterlegter, theoretischer Kurve (grau)).

Entscheidend für die Betrachtung ist die Empfindlichkeit der Turbinenleistung auf ungenaue Windgeschwindigkeitseingaben. In *Abbildung 4-4*, welche die Leistungskurve für eine typische 2-MW-Anlage zeigt, sieht man, dass im Bereich zwischen etwa  $5 \text{ ms}^{-1}$  und  $12 \text{ ms}^{-1}$  die Leistungsausbeute in Abhängigkeit zur Windgeschwindigkeit stark anwächst. Daraus wird deutlich, wie entscheidend sich kleine Fehler bei der Bestimmung der Windgeschwindigkeit in der Leistungsprognose für diesen Windgeschwindigkeitsbereich auswirken. Daher muss kritisch betrachtet werden, ob sich die Genauigkeit der Windfeldberechnung für die eine oder andere Anwendung eignet oder ob man auf andere Informationsquellen ausweichen muss. Der Bereich der ansteigenden Leistungsausbeute variiert von Turbinenmodell zu Turbinenmodell sowohl in der Länge als auch im Grad des Anstiegs. Grundsätzlich ähnelt der Verlauf der Leistungskurve anderer Turbinen, etwa der der 5-MW-Klasse, dem der 2-MW-Anlage.

Aus dieser Sensitivitätsanalyse ergibt sich ebenso eine Aussage über die benötigte Genauigkeit des Datenproduktes. Die Frage nach den Anforderungen wird von den Raumfahrtagenturen fortwährend gestellt, um darauf bei der Definition neuer Sensoren und Produkte eingehen zu können.

In der folgenden Sensitivitätsanalyse wird ein Fehler bei den Einfallswinkeleingaben vernachlässigt. Die Ableitung des lokalen Einfallswinkels erfolgt anhand extrahierter Informationen auf dem ausgelieferten Datenträger unter Annahme einer ebenen Oberfläche und des ESA Referenzellipsoiden GEM6 (*Goddard Ellipsoid Model*) (Laur et al., 1997) Das hat einen maximalen Fehler über alle Einfallswin-

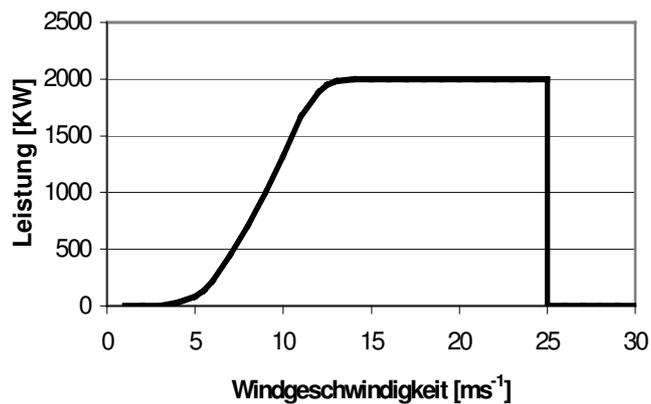


Abb. 4-4: Leistungskurve einer typischen 2-MW-Turbine in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe.

kel und alle Windgeschwindigkeiten bis zu  $25 \text{ ms}^{-1}$  von unter  $0,8 \text{ ms}^{-1}$  zur Folge (Horstmann, 2001). Ebenso wird zur Vereinfachung die Windrichtung für die zwei Fälle festgelegt, bei denen die niedrigsten und die höchsten  $\sigma_0$ -Werte erreicht werden (Cross- und Downwind-Situation, siehe Kap. 2). Um die Fehler darzustellen, die bei der Leistungsprognose durch ungenaue Windgeschwindigkeiten (bzw. NRCS) auftreten, wird als Grenzwert der Gesamtfehler der ERS- und ENVISAT-Daten herangezogen. Dieser liegt bei ERS-Szenen bei 0,5 dB und bei ENVISAT-Szenen bei ca. 0,2 dB.

#### 4.2.1 Gesamtfehler durch ungenauen NRCS

Die Genauigkeit des NRCS in der zu bearbeitenden SAR-Szene ist abhängig von einer zuverlässigen und akkuraten radiometrischen Kalibrierung der aufgenommenen Daten von der ESA (siehe Kap. 3.1.4). Ihr Fehler für den gemessenen Radarrückstreuquerschnitt liegt für ERS-Daten bei etwa  $\pm 0,5 \text{ dB}$  und für ENVISAT-Szenen bei  $\pm 0,2 \text{ dB}$  (ESA ASAR-Team, 2004; Rosich, 2004). Mit diesem Fehler gehen die Daten in den Windfeld-Algorithmus ein. Daher sind diese Werte als Fehlerschranken in der folgenden Studie gewählt.

Um die Abhängigkeit von der Windrichtung abzuschätzen wurden bereits Studien mit dem CMOD4-Modell durchgeführt (Horstmann, 2001). Dazu wurde der NRCS für verschiedene Windrichtungen und Einfallswinkel simuliert. Die Fehler für eine Ungenauigkeit bei Eingabe der Einfallswinkel von  $\pm 0,1^\circ$  liegen zwischen 0 und  $0,9 \text{ ms}^{-1}$ , wobei die höchsten Fehler bei hohen Einfallswinkeln auftritt. Bei Fehlern in der Windrichtungseingabe von  $\pm 5^\circ$  werden maximale Fehler von  $\pm 2,2 \text{ ms}^{-1}$  erreicht. Aus dieser Studie lässt sich ableiten, dass die Mindestanforderung an die

Genauigkeit der Eingangsdaten im Allgemeinen bei etwa  $\pm 0,5$  dB liegt. Für die Genauigkeit von  $\pm 0,5$  dB der ERS-Daten und  $\pm 0,2$  bis  $\pm 0,3$  dB der ENVISAT-Daten (abhängig vom Produkt und Aufnahmestreifen) liefert der Algorithmus ein Windfeld, das die realen Bedingungen zum Aufnahmezeitpunkt sehr gut wieder spiegelt. Zudem ist zu anmerken, dass der Algorithmus Probleme mit hohen Windgeschwindigkeiten speziell über  $25 \text{ ms}^{-1}$  hat, was an dem C-Band-Modell liegt (Stoffelen, 1997). Im Untersuchungsgebiet treten derartige Windgeschwindigkeiten selbst in 62 m Höhe nur in etwa 0,25 % aller Fälle ein (Horns Rev, 2004). Der Nutzungsbereich der gängigen Windturbinen endet ebenso bei Windgeschwindigkeiten um  $25 \text{ ms}^{-1}$  (siehe Abb. 4-4). Daher wird eine Sensitivitätsstudie auf den Bereich von 0 bis  $25 \text{ ms}^{-1}$  beschränkt.

#### 4.2.2 Sensitivität des CMOD4-Algorithmus

Im folgenden wird untersucht, wie sich die Sensitivität der Windfeld-Bestimmung auf die abgeleiteten Windgeschwindigkeiten auswirkt. Dies stellt den entscheidenden Faktor bei der Bestimmung einer Leistungsprognose der Windturbinen dar (vgl. Glg. 1.1).

Dazu wird in der Sensitivitätsstudie wie folgt vorgegangen: Der CMOD4-Algorithmus benötigt die Eingangsparameter Einfallswinkel ( $\theta$ ), Windrichtung ( $\phi$ ) und NRCS ( $\sigma_0$ ). Als Einfallswinkel wird  $23^\circ$  als typischer Wert gewählt. Dieser Wert wird konstant gehalten und nur der  $\sigma_0$ -Wert verändert. Als Eingabe für den NRCS werden Werte fließend zwischen  $-10$  und  $0$  dB generiert. Dabei werden jeweils die Cross- und die Downwind-Situation betrachtet. Damit ist der Grauwertbereich abgedeckt, der Windgeschwindigkeiten von 0 bis  $25 \text{ ms}^{-1}$  entspricht. Diese werden ergänzt mit Eingabereihen mit den für ERS bzw. ENVISAT typischen Abweichungen von  $\pm 0,5$  und  $\pm 0,2$  dB ( $\Delta\sigma_0$ ). Die Wertereihen werden als

$$\tilde{\sigma}_0^{+/-} = \sigma_0 \pm \Delta\sigma_0 \quad 4.3$$

beschrieben. Aus den drei Wertereihen werden mit Hilfe des CMOD4-Algorithmus die entsprechenden Windgeschwindigkeiten  $\tilde{U}_{10}^{+/-}$  berechnet und anschließend mit der in Kapitel 4.1 vorgestellten Methode auf Windgeschwindigkeiten in 70 m Nabenhöhe ( $\tilde{U}_{70}^{+/-}$ ) extrapoliert. Darauf folgt die Leistungsberechnung nach Gleichung 1.1, wobei die Kennwerte einer typischen 2-MW-Turbine eingesetzt werden (siehe Abb. 4-5 und Kap. 1.4).

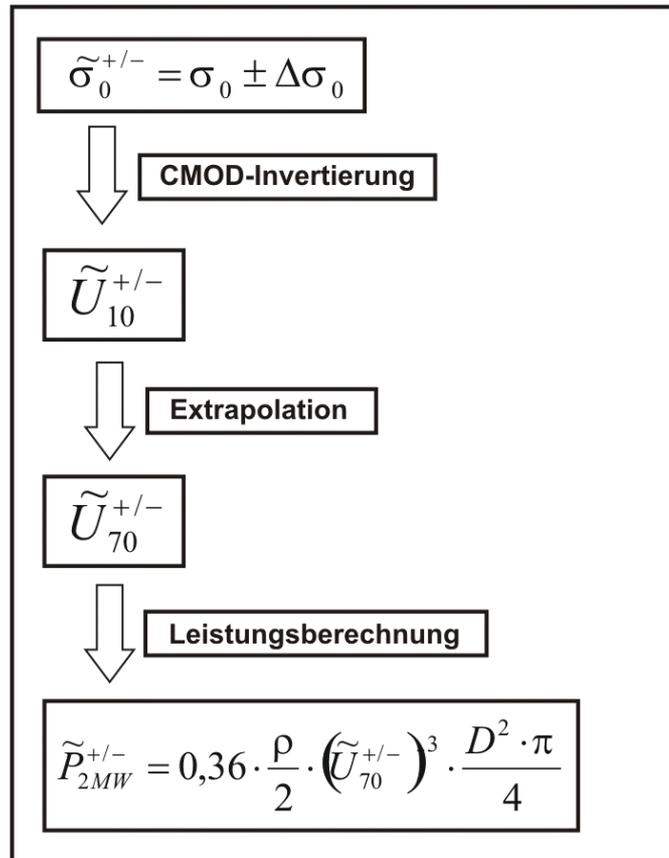


Abb. 4-5: Flussdiagramm der durchgeführten Sensitivitätsanalyse.

Dabei muss man für den Algorithmus zwei Fälle unterscheiden: Den Crosswind- und den Up- / Downwind-Fall (siehe *Kap. 2.4*). Im Crosswind-Fall weht der Wind  $90^\circ$  zur Radarblickrichtung. Entsprechend zeigt der Up- / Downwind-Fall die Situation, in der Windrichtung und Radarblickrichtung gleich sind, bzw.  $180^\circ$  versetzt. Eine Unterscheidung dieser Fälle ist in *Kapitel 2.4* dargestellt und begründet.

In *Abbildung 4-6* sind die Windgeschwindigkeiten  $U_{10}$  und  $U_{70}$  in Abhängigkeit vom NRCS ( $\sigma_0$ ) für den Crosswind- und den Downwind-Fall dargestellt. In beiden Diagrammen ist der für die Offshore-Windkraftnutzung relevante Windgeschwindigkeitsbereich von  $4 \text{ ms}^{-1}$  bis  $25 \text{ ms}^{-1}$  abgedeckt. Man kann erkennen, dass im Crosswind-Fall dieser Bereich NRCS-Werten zwischen  $-8$  und  $-2 \text{ dB}$  entspricht. Im Downwind-Fall erstreckt sich der Bereich von  $-10$  bis über  $0 \text{ dB}$ . Beide Kurven weisen erst einen recht flachen Verlauf auf steigen dann ab  $7 \text{ ms}^{-1}$  deutlich an, wobei die Empfindlichkeit auf die Windrichtungseingabe, und somit den Grauwert, im Up- bzw. Downwindfall größer sind als im Crosswind-Fall (siehe *Horstmann, 2001*).

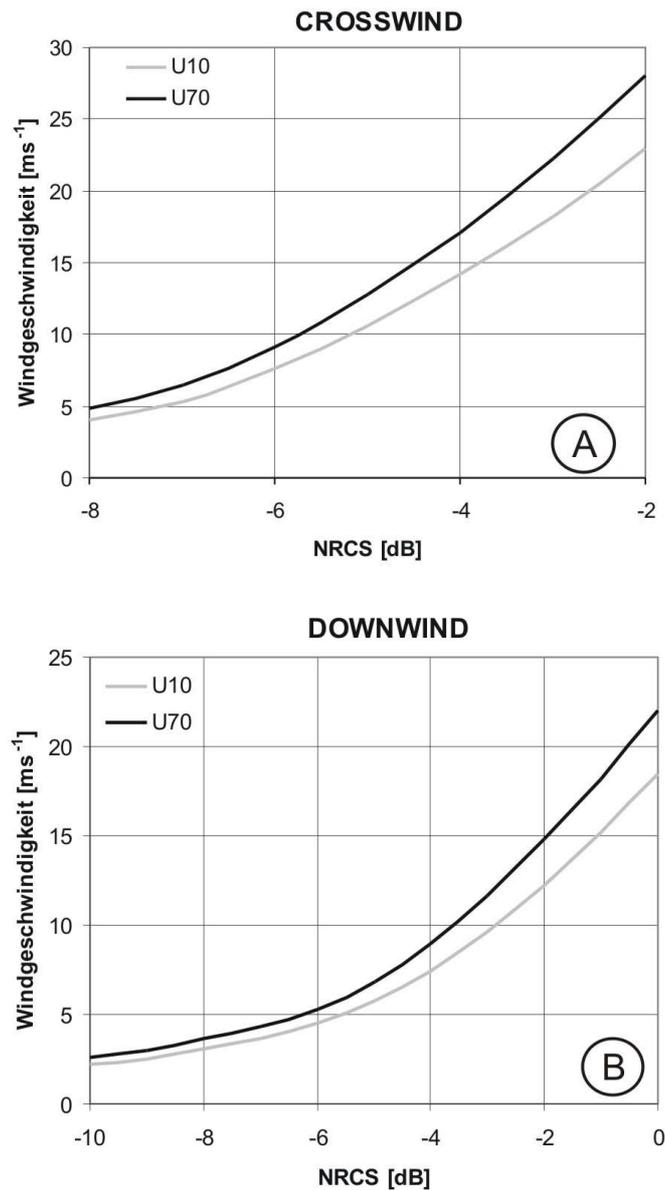


Abb. 4-6: Verlauf der SAR  $U_{10}$ - und  $U_{70}$ -Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit des NRCS für einen mittleren Einfallswinkel von  $23^\circ$ ; A) für den Crosswind-Fall und B) für den Downwind-Fall.

In *Abbildung 4-7* sind die  $U_{70}$ -Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit des NRCS abgebildet. Mit den schwarzen Linien sind Geschwindigkeiten für eine Abweichung von  $\pm 0,5$  dB und mit den grauen Linien von  $\pm 0,2$  dB-Abweichungen eingezeichnet. Wie zu erkennen ist, steigt die Abweichung im Crosswind-Fall schneller an als im Downwind-Fall. Im Crosswind-Fall steigt die Abweichung von  $-10$  bis  $-6$  dB stark an und erreicht ab  $-6$  dB einen nahezu konstanten Wert von  $\pm 2,5$  ms<sup>-1</sup>. Im Downwind-Fall ist die Zunahme auf eine Abweichung von  $\pm 2,5$  ms<sup>-1</sup> bei 0 dB gleichmäßiger.

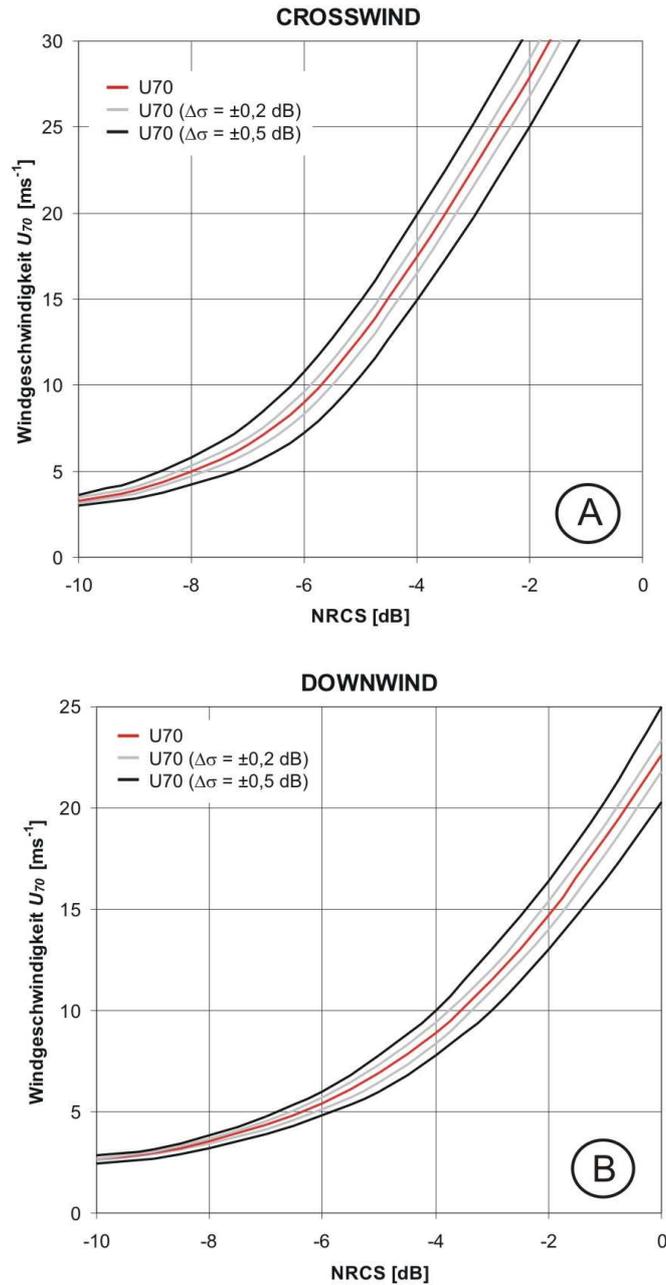


Abb. 4-7: SAR  $U_{70}$ -Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit des NRCS mit Abweichungen von  $\pm 0,5$  dB (schwarze Linien) und  $0,2$  dB (graue Linien) in [ $\text{ms}^{-1}$ ]; A) für den Crosswind-Fall und B) für den Downwind-Fall.

Ab  $-6$  dB (ca.  $8 \text{ ms}^{-1}$ ) nimmt das Fehlerintervall von etwa  $2 \text{ ms}^{-1}$  auf  $5 \text{ ms}^{-1}$  zu. Bei Downwind ist eine Abweichung von  $2 \text{ ms}^{-1}$  erst bei  $-4$  dB (ebenfalls  $8 \text{ ms}^{-1}$ ) auf.

Bei dem zweiten Schritt der Analyse wird das Ergebnis der Sensitivitätsstudie für eine Leistungsprognose verwendet. Setzt man die extrapolierten Wertereihen für

$\tilde{U}_{70}^{+/-}$  in die Leistungsabschätzung für eine 2-MW-Turbine ein, so erhält man *Abbildung 4-8*. Dieses Beispiel zeigt eine 2-MW-Anlage mit 40 m Radius (5026 m<sup>2</sup> Rotorfläche). Ihre Nennleistung beträgt zwei MW bei 12 ms<sup>-1</sup> bis 25 ms<sup>-1</sup>. Hierbei ist die Leistung in Abhängigkeit des NRCS im Bereich von etwa 4 bis 12 ms<sup>-1</sup> dargestellt. Das gibt den Anstieg in der Leistungskurve einer 2-MW-Turbine wieder, in dem Unterschiede in der Windgeschwindigkeit zu hohen Differenzen in der Leistungsprognose führen (siehe *Abb. 4-8*). Es lässt sich erkennen, dass die absoluten Fehler in der Leistungsprognose im Crosswind-Fall bis 8 ms<sup>-1</sup> verhalten ansteigen und ab 8 ms<sup>-1</sup> deutlich zunehmen. Die Fehler betragen bei 12 ms<sup>-1</sup> 0,75 MW für 0,5 dB Abweichung im NRCS und 0,35 MW für 0,2 dB Abweichung. Im Downwind-Fall zeigt sich ein ähnliches Bild. Hier steigt die Abweichung langsamer an und erreicht bei 12 ms<sup>-1</sup> einen Wert von 0,6 MW für 0,5 dB und 0,2 MW für 0,2 dB.

Um einen Eindruck zu bekommen in welchem Verhältnis die theoretische Leistung mit der Leistungsabweichung steht, wurde der relative Fehler berechnet. Er wurde aus der Leistung für  $U_{70}$  ( $P_{2MW}$ ) und der Leistung aus  $U_{70}$  für  $\Delta\sigma_0 = -0,2$  dB ( $P_{2MW}^-$ ) nach folgender Formel berechnet:

$$rel.Fehler = \frac{P_{2MW} - P_{2MW}^-}{P_{2MW}} \cdot 100 \quad [\%] \quad 4.4$$

Trägt man die relativen Fehler für die beiden Abweichungswerte von  $\pm 0,2$  dB und  $\pm 0,5$  dB in einem Diagramm ab, so zeigt sich, dass sowohl im Crosswind- als auch im Downwind-Fall die relativen Fehler bis 8 ms<sup>-1</sup> zunehmen und nach Erreichen des Maximums wieder absinken (siehe *Abb. 4-9*). Bei der größeren Abweichungseingabe treten relative Fehler von bis zu 43% bei Crosswind und 35% bei Downwind auf. Dagegen weist der relative Fehler für  $\Delta\sigma_0 = 0,2$  dB im Crosswindfall maximal 18% und im Downwindfall 15% auf.

### *Bewertung der Ergebnisse*

In der Sensitivitätsstudie wurde bei der Ableitung von Windfeldern aus ERS-Daten als auch ENVISAT-Daten mit Hilfe des CMOD4-Modells und einer anschließenden Extrapolation auf 70 m Höhe über Grund ein maximaler Fehler von weniger als  $\pm 2,5$  ms<sup>-1</sup> für Windgeschwindigkeiten von 25 ms<sup>-1</sup> festgestellt. Somit können die realen Windverhältnisse in einer ersten Näherung abgebildet werden. In einer darauf durchgeführten Leistungsprognose lagen die Fehler in der errechneten Leistungsausbeute bei einer angenommenen Genauigkeit von 0,5 dB

der ERS-Daten bei 18% bis 43%. Mit Hilfe der ENVISAT-Daten (und einer verbesserten Genauigkeit von 0,2 dB) kommt man mit Fehlern von 7% bis 20% in den Bereich der in der Windfarmindustrie benötigten Genauigkeit, die derzeit bei deutschen Windenergieprojekten vielfach noch pauschal mit einer Unsicherheit von 10% angenommen wird. Es ist zu erwarten, dass die gewünschten Genauigkeiten mit zukünftigen SAR-Sensoren erreicht und übertroffen werden können.

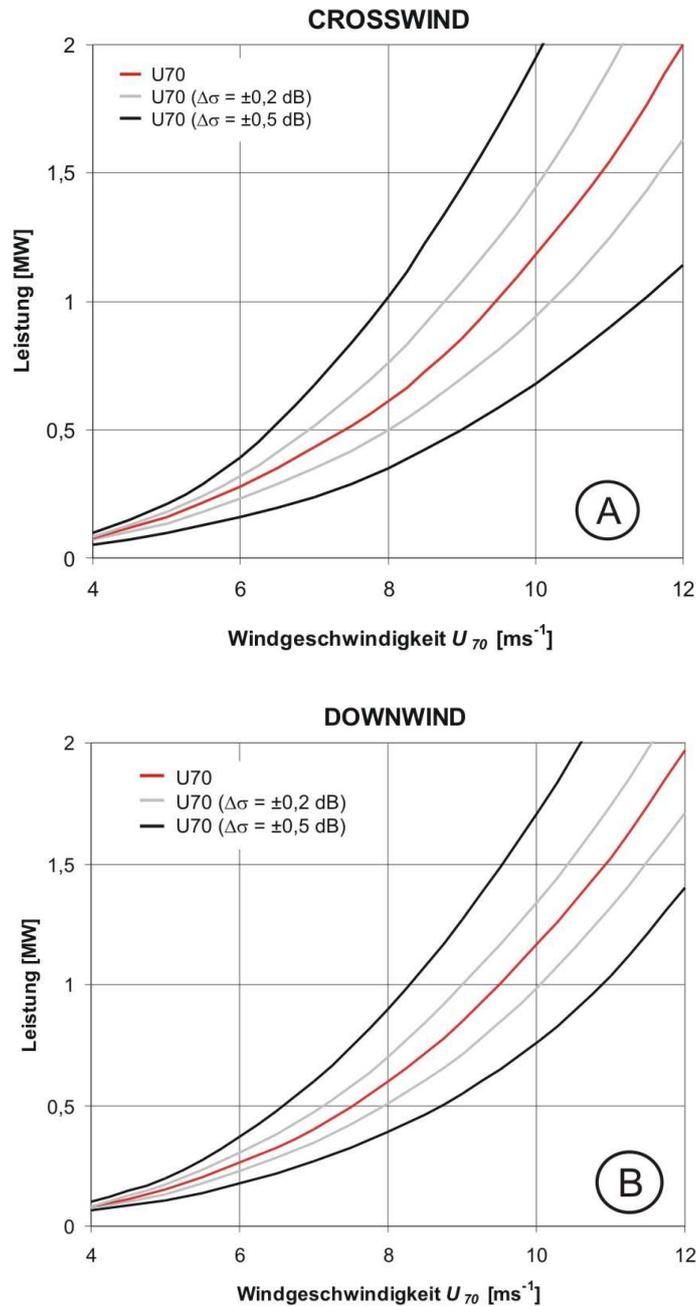


Abb. 4-8: Aus SAR-Daten geschätzte Leistung einer 2-MW-Turbine in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit für Abweichungen von  $\pm 0,5$  dB (schwarze Linien) und  $\pm 0,2$  dB (graue Linien) [MW]; A) für Crosswind und B) für Downwind.

Die Methode kann insbesondere als Ergänzung zu anderen Informationsquellen gesehen werden. Denn auch die Langzeit-Wetterstationen an der Küste weisen typische Unsicherheiten von über 15% im Energieertrag auf (*Strack und Winkler, 2002*). Ähnliches gilt für Klima- und Wettermodelle. Auch diese Datensätze reichen nicht aus, um sichere Leistungsprognosen abzuleiten.

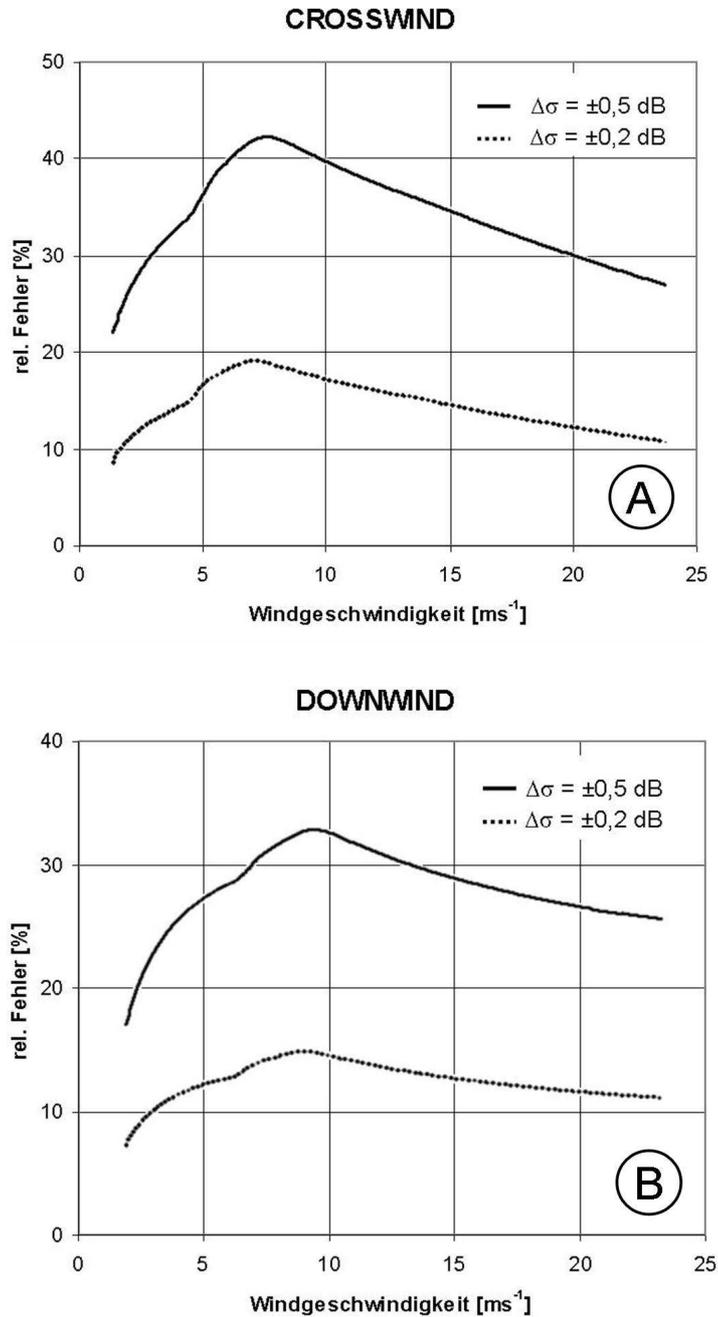


Abb. 4-9: Prozentualer Fehler in der Leistungsabschätzung durch SAR-Windbestimmung für Ungenauigkeiten aus kalibrierten SAR-Daten von  $\pm 0,5 \text{ dB}$  (durchgezogene Linie) und  $\pm 0,2 \text{ dB}$  (gepunktete Linie) in [%]; A) für Crosswind und B) für Downwind.

# Kapitel 5

## Vergleich von SAR-Windmessungen mit Insitu-Messreihen

In diesem Kapitel werden aus SAR-Daten abgeleitete Windparameter zur Prüfung ihrer Richtigkeit mit Insitu-Daten von küstennahen Messplattformen verglichen und das Ergebnis anschließend bewertet. Bisher bestand ein Mangel an entsprechenden Vergleichsdatenreihen insbesondere was die Windmessung auf See in verschiedenen Höhen betrifft. Eine neue Möglichkeit für diese Studien sind die Messplattformen, die im Küstenbereich an zukünftigen Offshore-Windparkstandorten errichtet werden. Diese zeichnen über mehrere Jahre unter anderem auch Windgeschwindigkeit und Windrichtung in verschiedenen Höhen auf. Das macht sie zu einem wertvollen Instrument zur Validierung der aus SAR-Daten modellierten Windfeldparameter.

In den *Kapiteln 5.1* und *5.2* werden auf 15 m bzw. 30 m Höhe extrapolierte SAR- $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten mit den entsprechenden Datensätzen der Messplattformen bei „Horns Rev“ und „Borkum West“ („FINO-1“) verglichen. In *Kapitel 5.3* folgt eine Untersuchung zur praktischen Bedeutung der momentan eingeschränkten Verfügbarkeit der Satellitenmessungen auf zwei Tageszeitpunkte. Da ERS und ENVISAT das Untersuchungsgebiet aufgrund ihrer sonnensynchronen Orbits immer zur gleichen Tageszeit überfliegen, stellt sich die Frage, in wie weit die abgeleiteten Windparameter repräsentativ für die durchschnittliche Windgeschwindigkeit sind. Dazu werden SAR-Messungen der Satellitenüberflugtermine mit dem monatsweise gemittelten Tagesverlauf verglichen. Dies ist ein erster Ansatz, um jahreszeitliche Unterschiede auflösen zu können. Bei dieser Methode wird die wetterlagenabhängige Ausprägung von Windsystemen vernachlässigt. Eine Berücksichtigung der Wetterlagen würde den Rahmen dieser Studie sprengen.

Die Insitu-Daten sowohl von „Horns Rev“ als auch später von „FINO-1“ weisen drei grundlegende Unterschiede zu den SAR  $U_{10}$ -Messungen auf:

- 1) Die SAR-Daten stellen ein räumliches Mittel zum Aufnahmezeitpunkt dar, wohingegen die Messturmreihen zeitlich gemittelte, punktuelle Messungen wiedergeben.

Da die SAR-Daten wegen des Bildrauschens gemittelt werden müssen, wird man immer den Einfluss der räumlichen Strukturen des Windes in der SAR-Messung enthalten haben (vgl. hierzu Konvektionszellen in

Abb. 8-2). Und somit wird auch immer ein Unterschied sowohl in der räumlichen als auch zeitlichen Auflösung zwischen den beiden Datensätzen bestehen.

- 2) Zwischen beiden Vergleichsdatsätzen herrscht ein Skalenunterschied. Bei den Insitu-Daten handelt sich um ein punktuell erfasstes 10-Minuten-Mittel. Das sind die kürzesten Zeitperioden, die üblicherweise aufgezeichnet werden. Die flächenhaften  $\sigma_0$ -Werte der SAR-Daten können unter vereinfachenden Annahmen (z.B. Taylor-Hypothese) in Zeitreihen der Windgeschwindigkeit transformiert werden. Dazu wird als Ausgangswert die räumlich gemittelte Windgeschwindigkeit herangezogen. Da die Windgeschwindigkeiten aber innerhalb einer Szene variieren, tritt bei einer Mittelung über gleich große Flächen ein zeitlicher Skalenunterschied in den Vergleichsdaten auf, der im Laufe dieser Arbeit noch diskutiert wird (siehe S. 107 ff.).

Dieser Punkt wird in den Untersuchungen berücksichtigt, indem die Windgeschwindigkeiten für Flächen abgeleitet werden, und nicht nur punktuell. Als Standard wird eine Box von 5 km gewählt. Das entspricht bei einer Windgeschwindigkeit von  $5 \text{ ms}^{-1}$  einem 16,7-Minuten-Mittel, und bei  $10 \text{ ms}^{-1}$  einem 8,3-Minuten-Mittel. Zwischen diesen beiden Windgeschwindigkeiten liegt die erwartete durchschnittliche Windgeschwindigkeit der Messturmstandorte. Und zwischen dies Minuten-Mittel fällt auch die Länge der Aufzeichnungssequenzen beider Standorte (10-Minuten-Mittel). Laut der Taylor-Hypothese müssten die in den Zeitreihen auftretenden Windgeschwindigkeiten in der Gesamtströmung „mitschwimmen“ und somit auch in den räumlichen SAR-Daten enthalten sein. Folglich gibt eine Mittelung über ein horizontales Windprofil, das aus der SAR-Szene extrahiert wird, die an der Plattform gemessenen Geschwindigkeiten annähernd wieder.

Um die SAR-Messungen noch vergleichbarer mit den realen 10-Minuten-Mitteln der Messplattformen zu machen, müssten Linienprofile aus dem abgeleiteten Windfeld gezogen werden. Diese müssen der wechselnden Windrichtung und Windgeschwindigkeit nachgeführt werden. Ausserdem müsste die Position der Plattform in dem Windprofil der zeitlichen Lage des SAR-Messzeitpunktes in dem Insitu-10-Minuten-Mittel entsprechen. Voraussetzung sind jedoch SAR-Daten mit einer deutlich höheren Auflösung als die ERS- oder ENVISAT-Daten, die etwa vom zukünftigen Terra-SAR-X erreicht werden (1 m räumliche Auflösung). Daher stellt die hier verwendete Methode einen Kompromiss dar.

- 3) Ein weiterer Unterschied der beiden Datensätze besteht in den unterschiedlichen Höhenniveaus der Messungen. Die SAR-Winde stellen Windgeschwindigkeiten in 10 m-Höhe dar. Die dieser Höhe am nächsten liegenden Daten der Messtürme sind aus 15 m bzw. 30 m-Höhe.

Um Punkt 3 zu berücksichtigen, werden die SAR- $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten mittels des in *Kapitel 4* vorgestellten Extrapolationsverfahrens an die entsprechende Vergleichshöhen der Plattformen angepasst.

## 5.1 Vergleich von abgeleiteten SAR-Parametern mit Insitu-Daten von „Horns Rev“

Basis des ersten Vergleichs sind Windfelder, die im Zusammenhang mit einer Untersuchung für den Bürgerwindpark „Butendiek“ erstellt wurden (siehe *Kapitel 6.1*). Hierbei wurden 28 ERS-2 SAR-Szenen im Zeitraum von Ende Februar 2002 bis Anfang April 2003 untersucht und Windfelder berechnet (*Schneiderhan et al.*, 2005). Die SAR-Windgeschwindigkeiten sind dem abgeleiteten Windfeld entnommen. Dazu wurden aus dem Windfeld 4 Teilgebiete von 5 km x 5 km um den Windpark herum ausgeschnitten und aus diesen 4 Teilgebieten der Mittelwert bestimmt. Die Gebiete wurden möglichst nahe am Windpark positioniert, sodass die Boxen das natürliche Windpotential des Standorts wiedergeben. Die Felder wurden so um den Windpark verteilt, dass keine Muster wie Strömungssignaturen oder Windschatteneffekte hinter dem Windpark in ihnen auftreten. Auch das Gebiet des Windparks selbst wurde auf Grund der Reflektion der Windturbinen ausgespart. Für Potentialabschätzungen von noch nicht existierenden Windparks entfällt der letzte Schritt, da noch keine Windturbine mit ihrer Reflektion die Windmessung beeinträchtigen kann.

Für den hier dargestellten Vergleich wurden die Insitu-Daten des Messturms bei „Horns Rev“ von der Firma *Winddata* erworben (*Winddata*, 2003). Diese Messungen der Windrichtung und Windgeschwindigkeit werden an der Untersuchungsplattform seit 1999 in den Höhen von 15, 30, 45 und 62 m vorgenommen. Jedoch weist die Datenreihe einige große Aufzeichnungslücken sowohl über die Zeit als auch in den Messhöhen auf, weshalb insgesamt nur 10 Datenpaare verglichen werden konnten. Dieser Punkt wird in der Diskussion der Ergebnisse Beachtung finden.

Für diese Untersuchung lagen die Insitu-Messreihen im 15 m-Niveau der Plattform bei „Horns Rev“ vor. Eine Gegenüberstellung der SAR-Daten und der Werte

aus der Insitu-Messreihe ist in *Abbildung 5-1* dargestellt. In diesem Diagramm sind die extrapolierten SAR-Windgeschwindigkeiten mit den  $U_{15}$ -Werten des Messturms verglichen. Die Datensätze zeigen eine sehr gute Übereinstimmung, die in dem Korrelationskoeffizienten von 0,88 zum Ausdruck kommt. Zur Veranschaulichung ist die Regressionsgerade mit der dicken Linie eingezeichnet. Ihre Steigung von über 1,0 weist darauf hin, dass bei hohen Windgeschwindigkeiten das Windmodell dazu neigt, die Geschwindigkeiten zu überschätzen.

Des Weiteren ist eine systematische Abweichung auszumachen. Die Differenz der Mittelwerte beider Messreihen beträgt  $0,8 \text{ ms}^{-1}$  zwischen dem höheren Insitu-Wert und dem SAR-Mittel. Das ist damit zu erklären, dass die mittlere Windgeschwindigkeit des Standorts und somit ein Großteil der Messdaten in den Bereich fällt, in dem das SAR die Windgeschwindigkeit unterschätzt. Die Standardabweichung aller abgeleiteten SAR-Messungen beträgt  $2,6 \text{ ms}^{-1}$  und liegt in der „natürlichen Variabilität“ dieses Parameters.

Die auftretende Streuung liegt an den Unterschieden in den Datensätzen und den Eigenschaften der SAR-Windmessungen. Die Insitu-Daten stellen eine ein-dimensionale Messreihe dar, wohingegen die SAR 10-Minuten-Mittel ein Mittel über eine Fläche wiedergeben. Somit fließt in das SAR-Mittel die räumliche Variabilität des Windes zum Aufnahmezeitpunkt ein. Dies trifft auf die Insitu-Daten nicht zu. Ausserdem unterscheiden sich die Zeitlängen, die jeder Datensatz re-

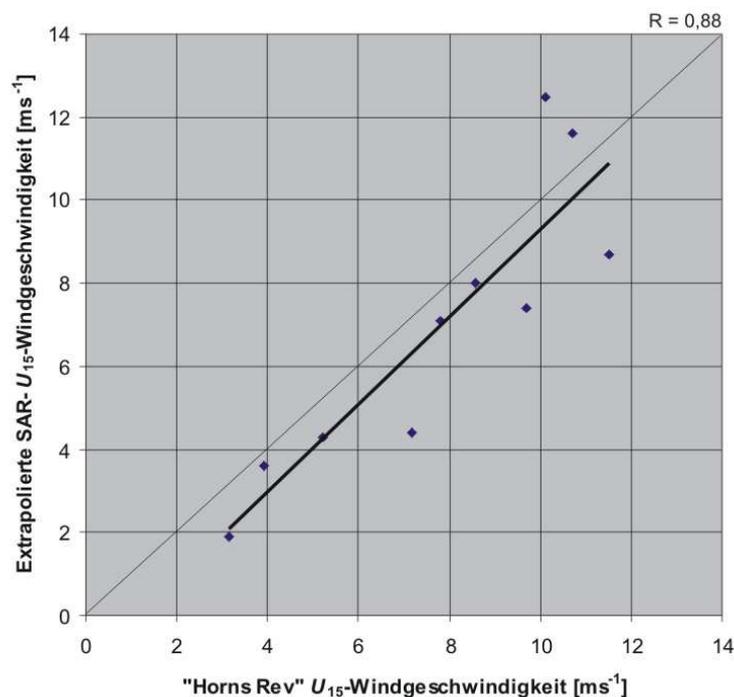


Abb. 5-1: Vergleich von SAR- $U_{15}$ - mit Insitu- $U_{15}$ -Windgeschwindigkeiten für den Offshore-Standort „Horns Rev“ [ $\text{ms}^{-1}$ ].

präsentiert. Die SAR-Daten besitzen festgelegte Feldgrößen zur Ableitung der Windgeschwindigkeit. Letztere variiert aber von Aufnahme zu Aufnahme und somit stellen die Boxen je nach SAR-Szene und auftretender Windgeschwindigkeit unterschiedliche Zeitintervalle dar.

Um die aus dem geringen Stichprobenumfang folgende Unsicherheit aufzulösen, müsste ein längerer Zeitraum und somit mehr Datenpaare verglichen werden. Dies wird in Zukunft mit der zunehmenden Anzahl an ASAR-Szenen der Nordsee möglich sein. Zum Zeitpunkt dieser Untersuchungen war eine umfangreiche Analyse von ASAR-Daten der Nordsee aufgrund der lückenhaften Datenlage nicht möglich.

## **5.2 Vergleich von abgeleiteten SAR-Windgeschwindigkeiten mit Insitu-Daten der „FINO-1“-Plattform**

Zusätzlich standen zur Validierung von extrapolierten SAR-Daten Messdaten einer zweiten Plattform zur Verfügung. Für die Verifizierung lag eine lückenlose Messreihe des Zeitraums August 2003 – März 2004 für die unterste Messhöhe von 30 m über Seekartennull der „FINO-1“-Plattform vor. Für den Vergleich wurden im Rahmen des ESA ENVISAT AO's „WINDFARM“ 11 Szenen des Gebietes bestellt, die Windfelder dazu berechnet und die abgeleiteten Daten auf 30 m-Windgeschwindigkeiten extrapoliert.

In *Abbildung 5-2* ist das Ergebnis des Vergleichs dargestellt. Die extrapolierten SAR-Windgeschwindigkeiten weisen eine hohe Übereinstimmung mit der Messreihe auf. Wie auch schon im ersten Vergleich von extrapolierten SAR-Daten und Messungen der Messplattform „Horns Rev“ zeigt sich eine Unterschätzung bei Windgeschwindigkeiten bis etwa  $9 \text{ ms}^{-1}$ . Über  $9 \text{ ms}^{-1}$  streuen die Werte gleichmäßig in beide Richtungen. Der Unterschied der Mittelwerte beider Datenreihen beträgt  $1,7 \text{ ms}^{-1}$ . Insgesamt weist der Vergleich einen Korrelationskoeffizienten von 0,86 auf. Dabei beträgt die mittlere Abweichung der SAR-Werte von den Insitu-Werten  $3,7 \text{ ms}^{-1}$ . Wie aber zu sehen ist, zeigt sich ein Wertepaar als Ausreißer (roter Kreis). Hier gibt die Insitu-Messung einen Wert von  $11,9 \text{ ms}^{-1}$  und die SAR-Windgeschwindigkeit einen Wert von  $4,3 \text{ ms}^{-1}$  wieder. Damit liegt das Wertepaar außerhalb der doppelten mittleren Abweichung und wird als Ausreißer gekennzeichnet. Vergleicht man die beiden Reihen ohne den Ausreißer besitzen die SAR-Daten einen Mittelwert von  $10,5 \text{ ms}^{-1}$  und die Insitu-Daten einen Mittel von

$11,1 \text{ ms}^{-1}$ . Die Differenz der Mittelwerte sinkt somit auf  $0,6 \text{ ms}^{-1}$ . Der Korrelationskoeffizient steigt auf  $0,93$ , und die mittlere Abweichung beträgt in diesem Fall  $2,3 \text{ ms}^{-1}$ . Die eingezeichnete Regressionsgerade gilt für den Fall ohne Ausreißer.

### Diskussion der Ergebnisse

Die Messreihen stimmen im Rahmen der zu erwartenden Genauigkeit gut überein. Dabei unterschätzt das CMOD4 niedrige Windgeschwindigkeiten bis etwa  $9 \text{ ms}^{-1}$  leicht. Dagegen tritt bei Windgeschwindigkeiten über  $9 \text{ ms}^{-1}$  eine leichte Überschätzung auf. Ausserdem besitzen die SAR-Messungen etwas niedrigere Mittelwerte als die Insitu-Daten. Insgesamt weisen die Datenreihen Korrelationskoeffizienten von  $0,88$  und  $0,93$  auf.

Bei einem derartig angelegten Vergleich treten jedoch auch kritische Punkte in Erscheinung. Der Umfang der beiden Stichproben ist mit  $10$  bzw.  $11$  Datenpaaren sehr gering. Das liegt an der bis vor kurzem mangelnden Verfügbarkeit an Insitu-Daten. Dies ist durch die Errichtung der „FINO-1“-Plattform teilweise behoben.

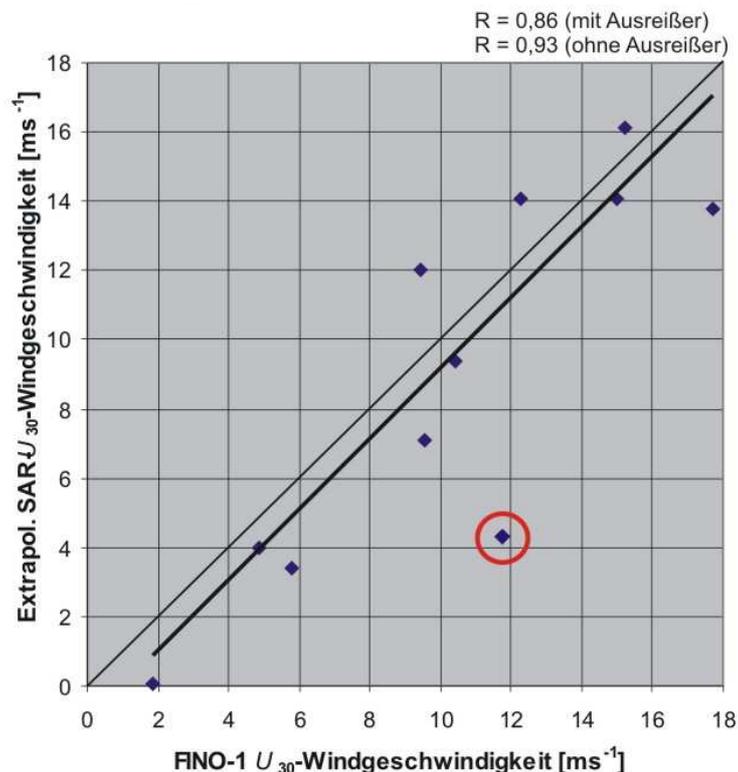


Abb. 5-2: Extrapolierte  $U_{30}$ -Windgeschwindigkeiten der SAR-Messungen verglichen mit den Messwerten der Plattform „FINO-1“ [ $\text{ms}^{-1}$ ]. Mit dem roten Kreis ist ein Wertepaar als Ausreißer gekennzeichnet.

Mit der zusätzlichen Inbetriebnahme weiterer Messplattformen ergeben sich Möglichkeiten zur Erweiterung eines solchen Vergleichs. Dazu kommt, dass inzwischen auch Wide-Swath-Daten zu einer besseren zeitlichen Abdeckung des Gebietes führen. Sie eignen sich trotz ihrer geringeren räumlichen Auflösung für Vergleiche mit Insitu-Daten, da hierfür die Windgeschwindigkeit über eine Fläche gemittelt wird, die groß genug ist, um genug gemittelte Bildpunkte zur Verfügung zu stellen. Ein Umfang von mehr als 100 Datenpaaren pro Standort ist als Ziel zu setzen, um die Unsicherheiten der vorliegenden Stichproben aufzuheben. Dies war im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich, da durch den kurzen Zeitraum seit Bestehen der Messtürme zu wenig Datenpaare Insitu/SAR vorlagen. Gründe dafür sind die zeitliche Wiederholungsrate der Satelliten und die lückenhafte („Horns Rev“) oder zu kurze („Horns Rev“ und „FINO-1“) Aufzeichnungsperiode der Messtürme.

Trotzdem ist eine deutliche Streuung der Daten sichtbar. Im zweiten Vergleich ist es möglich ein Datenpaar als Ausreißer zu definieren. Die Ursache für beide Erscheinungen ist in den unterschiedlichen Eigenschaften der beiden verglichenen Datenreihen zu sehen. Die Insitu-Messreihe stellt ein 10-Minuten-Mittel dar. Dagegen sind die SAR-Daten über eine Fläche gemittelt und somit von lokalen, räumlichen Variabilitäten des Windfeldes beeinflusst. Um dies auszugleichen wurde eine Anpassungen der SAR-Winddaten an die 10-Minuten-Mittel der Insitu-Daten vorgenommen, indem über eine entsprechende Fläche gemittelt wurde. Bei böigen Windverhältnissen kann es vorkommen, dass die gewählte Methode zu kleine oder zu große Felder für die Geschwindigkeitsableitung nutzt, da die Größe selbst bei der genutzten Methode festgelegt ist. Auch die Lage der Felder kann das Maß der Streuung beeinflussen. Unter Annahme der Taylor-Hypothese, bei der Luftwirbel hoher oder geringer, relativer Drehgeschwindigkeit sich in der Gesamtströmung mitbewegen, kann es zu Unterschieden durch die Wahl des SAR-Ausschnitts kommen. So zeigt das Feld eventuell den Teil einer Böe, der besonders hohe oder geringe Windgeschwindigkeiten aufweist. Hierfür muss ein Ansatz entwickelt werden, der möglichst genau auf die Windbedingungen eingeht und die Insitu-Messung optimal nachbildet. Dies kann wie in *Kapitel 5.1* schon erwähnt durch ein der Windrichtung und Windgeschwindigkeit nachgeführtes Windprofil geschehen und macht erst bei SAR-Daten mit deutlich höherer Auflösung Sinn. Dies wurde in *Kapitel 5.1* schon diskutiert.

Um mit Hilfe der Windfeldbestimmung einen Eindruck der „natürlichen Variabilität“ des SAR-Windfeldes zu bekommen, wurde ein Windfeld mit einer 5 km-Gitterauflösung gerechnet. Dazu wurde eine Szene benutzt, die Windverhältnisse darstellt, die im Untersuchungsraum häufig auftreten. Das Gebiet des Windfeldes liegt am 21.12.2003 unter Tiefdruckeinfluss. Es herrscht zum Aufnahmezeitpunkt

ein durchschnittliche Windgeschwindigkeit von  $U_{10} \cong 9,4 \text{ ms}^{-1}$  vor. Damit entspricht die Boxenlänge einem Mittel über 8 Minuten und 50 Sekunden und reicht an die 10-Minuten-Mittel der Insitu-Messreihen heran. Die erhaltenen Windgeschwindigkeiten wurden in Klassen von  $0,5 \text{ ms}^{-1}$  eingeteilt und deren Häufigkeiten über das auftretende Spektrum an Geschwindigkeiten abgebildet. Das Histogramm dieser Verteilung ist in *Abbildung 5-3* zu sehen. Der Mittelwert beträgt  $9,4 \text{ ms}^{-1}$  und die Standardabweichung  $2,7 \text{ ms}^{-1}$ . Dies stellt für die gegebenen Bedingungen die natürliche Variabilität des Windes im Bereich von 10-Minuten-Mitteln für diese SAR-Szene dar.

Damit ist die „natürliche Variabilität“ in Rasterauflösung für eine gesamte SAR-Szene beschrieben. Das zeigt, wie wichtig es ist die Boxen der SAR-Messung möglichst punktgenau über dem Standort der Insitu-Station zu positionieren. Abweichung in der Position haben eine Abweichungen in der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit zur Folge. Die Rückstreuung des Messturms ist nach den gemachten Erfahrungen zu vernachlässigen. In keiner der Szenen konnte der Turm detektiert werden und das mögliche Signal ging im Rauschen unter.

Auf der anderen Seite ist für die Ableitung der Windgeschwindigkeit aus den 5-km-Boxen die Windvariabilität innerhalb der Box entscheidend. Dazu wurde in einer ergänzenden Untersuchung eine willkürlich ausgewählte 5-km-Box desselben Windfelds in ein 1-km-Raster unterteilt.

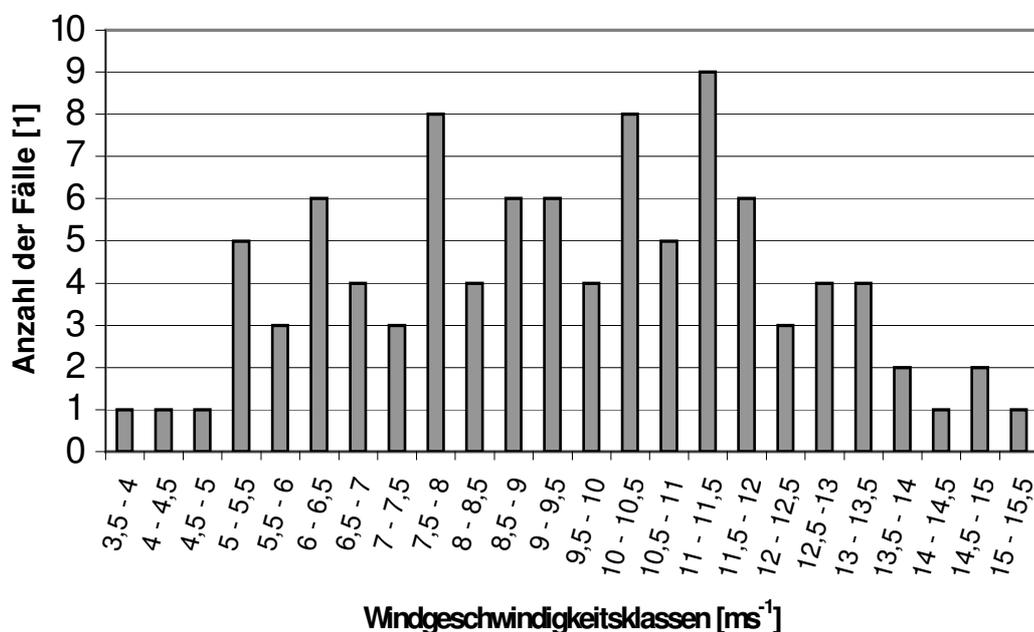
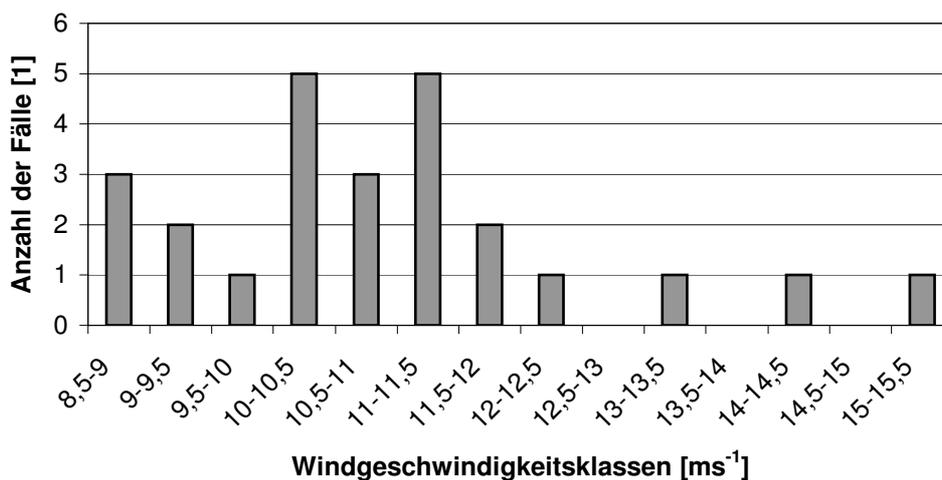


Abb. 5-3: Histogramm der Windgeschwindigkeiten für ein 9-Minuten-Mittel erhalten aus dem Windfeld des 21.12.2003 in einer 5km-Gitterauflösung eingeteilt in  $0,5\text{-ms}^{-1}$ -Klassen. Der Mittelwert beträgt  $9,4 \text{ ms}^{-1}$  und die Standardabweichung liegt bei  $2,7 \text{ ms}^{-1}$ .

Auf diese Weise erhält man 25 Felder und verhindert den Einfluss des Bildrauschens, der bei geringere Rastereinteilung auftreten könnte. Die auftretenden Windgeschwindigkeiten wurden wieder in die  $0,5\text{-ms}^{-1}$ -Klassen eingeteilt und deren absolute Häufigkeiten abgebildet (siehe *Abb. 5-4*). Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit der 5-km-Box beträgt  $10,9\text{ ms}^{-1}$  bei einer Standardabweichung von  $1,7\text{ ms}^{-1}$ . Dieser Wert stellt die natürliche Variabilität einer 5-km-Box für diese Wettersituation dar.

Wie sehr die Windgeschwindigkeiten innerhalb einer Szene variieren hängt von mehreren Faktoren wie der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit, der räumlichen Situation des Messpunktes, der Windrichtung oder der Wetterlage ab. Die Einflussgrößen sind so zahlreich und so variabel, dass sich die Variabilität nicht durch eine pauschale Kenngröße definieren lässt, sondern immer für den individuellen Fall abgeleitet werden muss. Während der Aufnahme dieser Szene bspw. lag ein schwaches Tief über der Nordsee. Das ist der Grund für die wechselnden Windgeschwindigkeiten und das breite Spektrum wie es in *Abbildung 5-4* zu sehen ist.

Eine Unsicherheit stellt das Extrapolationsverfahren dar. Gibt die Annahme einer neutralen Schichtung bei langen Zeitreihen die mittlere Windgeschwindigkeit sehr gut wieder, so sorgt sie bei charakteristisch ausgeprägten, labilen oder stabilen atmosphärischen Bedingungen für eine Streuung der extrapolierten Daten, da in diesen Fällen die vertikalen Windgeschwindigkeitsprofile von dem idealisierten Höhenprofil, das der Extrapolation zu Grunde liegt, abweichen.



*Abb. 5-4: Histogramm der Windgeschwindigkeiten einer 5-km-Box unterteilt in 25 Unterboxen. Der Mittelwert liegt bei  $10,9\text{ ms}^{-1}$  und die Standardabweichung beträgt  $1,7\text{ ms}^{-1}$ .*

Bei den gezeigten Vergleichen kam diese Eigenschaft wenig zum Tragen, da die Höhendifferenz mit 5 m bzw. 20 m gering war.

Insgesamt zeigen die beiden Vergleiche von SAR-Windmessungen mit Insitu-Daten, dass die SAR-Windmessungen die Windverhältnisse trotzdem realistisch wiedergeben. Dies konnte nach den zahlreichen Analysen und Vergleichen von Wettersituationen bestätigt werden.

### **5.3 Tagesgang-Analyse der Windgeschwindigkeit**

In diesem Unterkapitel werden die Messreihen der „FINO-1“-Plattform auf tageszeitliche Zyklen hin analysiert. Dazu werden monatliche Tagesgänge aus den Daten erzeugt und die Überflugszeiten der ERS-Satelliten hinzugefügt. Anschließend wird das Ergebnis und der Einsatz eines Korrekturfaktors diskutiert.

Die Orbitgeometrie der ERS-Satelliten mit ihrer sonnensynchronen Umlaufbahn bedingt, dass sie bei jedem Überflug zur gleichen Tageszeit über das Untersuchungsgebiet fliegen. Dabei führt sie die Flugbahn einmal vormittags um 10:30 Uhr (absteigender Orbit) und einmal abends um 21:30 Uhr UTC (aufsteigender Orbit) über das Gebiet der Nordsee. Diese Zeitangabe wird für den Vergleich auf MEZ bzw. MESZ umgerechnet. Der ENVISAT-Satellit fliegt auf demselben Orbit etwa eine halbe Stunde voraus. Durch diese festgelegten Überflugszeiten können tageszeitliche Variabilitäten im lokalen Windfeld nur mit Einschränkung aufgelöst werden. Bei dem betrachteten Untersuchungsgebiet handelt es sich um den Küstenraum der Nordsee, der eine hohe atmosphärische Dynamik aufweist. Vor allem im Küstenbereich, wo die meisten Offshore-Standorte geplant sind, können deutliche Land-See-Windsysteme auftreten (*Stull, 2000*). Diese sind sonnenstand- und folglich auch tageszeitabhängig. Daher muss untersucht werden, ob die Windgeschwindigkeiten, die mit Hilfe der SAR-Daten abgeleitet werden, repräsentativ für die mittlere Windgeschwindigkeit sind. Besonders für Leistungsprognosen aus SAR-Daten ist die Kenntnis über und die Anpassung an einen Tagesgang der Windgeschwindigkeit von Bedeutung.

Um die Tagesgänge darzustellen wurden die vorliegenden Messreihen der Forschungsplattform „FINO-1“ in Monatsabschnitte eingeteilt (siehe *Abb. 5-5 bis 5-7*). Dies ist eine geeignete zeitliche Abtrennung, um jahreszeitliche Unterschie-

de aufzulösen. Jedoch kann bei dieser recht groben Einteilung nicht auf wetterlagen-bedingte Strukturen eingegangen werden. Es ist klar, dass sich der Tagesgang je nach zyklonaler oder antizyklonaler Wetterlage weniger bzw. stärker ausprägt.

Die Tagesgänge wurden erzeugt, indem die 10-Minuten-Mittel jeder Tageszeit über den ganzen Monat gemittelt wurden. Diese Tagesgänge sind in den *Abbildungen 5-5 bis 5-7* dargestellt. Zusätzlich wurden die Überflugstermine des ERS-2-Satelliten eingezeichnet (vertikale, gerissene Linien). Ziel war es, die Notwendigkeit eines Korrekturfaktors für die durchschnittliche Windgeschwindigkeit zu bekommen. Um gleichzeitig schon einen ersten Eindruck über eventuelle monatliche Schwankungen zu erhalten, wurde dieses Zeitintervall gewählt. Für eine detaillierte Untersuchung bietet es sich an Witterungsregelfälle innerhalb der Messdatenperiode zu vergleichen. Dieser Ansatz hätte aber den Rahmen dieser Arbeit gesprengt. Zudem ist dieser Ansatz für eine operationelle Nutzung eher ungeeignet, da z.B. die Einteilung in Wetterlagen rein auf Basis der SAR-Daten schwierig ist, die Übergänge fließend sind und die Bedingungen außerdem jedes Mal individuell bleiben. Eine Möglichkeit bestünde diese Information aus den Berichten des DWD zu entnehmen, womit man sich jedoch wieder abhängig von anderen Bezugsquellen machen würde.

In *Abbildung 5-5* ist der Tagesverlauf für September 2003 zu sehen. Man kann einen deutlichen Tagesgang erkennen. Bis etwa 5 Uhr Ortszeit steigt die Windgeschwindigkeit auf etwa  $7,3 \text{ ms}^{-1}$  an um dann bis 17 Uhr auf unter  $6 \text{ ms}^{-1}$  abzusinken. Danach steigt die Windgeschwindigkeit wieder auf das Niveau des Ausgangswerts an. Die beiden Überflugstermine des ERS-2 sind mit gerissenen, senkrechten Linien eingezeichnet. Sie zeigen, dass der erste Termin bei unterdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten stattfindet. Die Differenz zwischen der Tagesgangwindgeschwindigkeit und der mittleren Windgeschwindigkeit für den Monat September beträgt etwa  $-0,5 \text{ ms}^{-1}$ . Der späte Termin gibt zu hohe Windgeschwindigkeiten im Vergleich zum Durchschnittswert bei „FINO-1“ wieder ( $6,7 \text{ ms}^{-1}$ ). Hierbei liegt die Differenz bei circa  $0,3 \text{ ms}^{-1}$ . In der Summe gleichen sich die beiden Werte wieder etwas aus. Somit kann man unter der Annahme, dass die SAR-Szenen über beide Termine gleichverteilt sind, annehmen, dass sie die mittlere Windgeschwindigkeit für September 2003 annähernd wiedergeben.

Einen vollständig gegensätzlichen Verlauf zeigt der Tagesgang für März 2004 (siehe *Abb. 5-6*). Hier sinken die Windgeschwindigkeiten zwischen 7 und 9 Uhr auf  $8,3 \text{ ms}^{-1}$  ab und erreichen um 17 und um 22 Uhr zwei Maxima von etwa  $9,8 \text{ ms}^{-1}$ . Die Windgeschwindigkeiten zu den Überflugsterminen des ERS weichen dabei um  $-0,2$  bzw.  $0,7 \text{ ms}^{-1}$  vom Monatsmittel von  $9,1 \text{ ms}^{-1}$  ab. In diesem

Fall sind die Abweichungen ungleich verteilt und hätten selbst bei gleichverteilter SAR-Datenwahl Einfluss auf die Ableitung der Windgeschwindigkeiten.

Im letzten Beispiel vom Januar 2004 zeichnet sich kein klarer Tagesgang ab (siehe *Abb. 5-7*). Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass in den Wintermonaten durchziehende Tiefs bzw. Sturmtiefs die Ausprägung von tageszeitlichen Phänomenen verhindern. Der monatliche Tagesgang weist ein Maximum um 7 Uhr morgens und ein Minimum um 12 Uhr mittags auf. Von 14 Uhr an zeigt der die Windgeschwindigkeit einen unregelmäßigen Verlauf um einen Mittelwert von etwa  $9,6$  bis  $9,7 \text{ ms}^{-1}$ . In diesem Monat liegt die Differenz beim ersten Überflugstermin bei  $-0,5 \text{ ms}^{-1}$  und beim zweiten etwa im Niveau des Monatsmittelwerts von  $9,8 \text{ ms}^{-1}$ . Würde man hier aus gleichverteilten SAR-Daten ein Mittel ableiten, würde die Windgeschwindigkeit unterschätzt werden.

Weitere Tagesgangsprofile der Monate Oktober 2003, November 2003, Dezember 2003 und Februar 2004 sind in *Anhang D* abgebildet. Die Differenz der minimalen und maximalen Windgeschwindigkeiten jeden Tages gemittelt über einen ganzen Monat sind in dem Übersichtsdiagramm in *Abbildung 5-8* dargestellt.

### *Bewertung der Ergebnisse*

Für diese Untersuchungen lagen Daten von sieben aufeinander folgenden Monaten vor (September 2003 – März 2004). Dies entspricht etwas mehr als einem halben Jahr. Dies muss bei der Beurteilung der Ergebnisse berücksichtigt werden. Leider standen zum Zeitpunkt dieser Arbeit keine Daten der Sommermonate zur Verfügung, da die Analyse vor Ablauf eines vollen Jahres durchgeführt wurde. Die Mittelung der Profile über einen ganzen Monat reicht aus, um jahreszeitliche Unterschiede aufzulösen und den auftretenden Fehler durch die zeitliche Lage der Überflugstermine einschätzen zu können.

Trotz des außergewöhnlich heißen Sommers 2003 zeigte der Zeitraum von September 2003 bis März 2004, für den die Messreihen vorliegen, keine herausragenden Wetteranomalien. Damit kann davon ausgegangen werden, dass die Messreihen ein etwa durchschnittliches Jahr repräsentieren. Zu erkennen ist das andeutungsweise an den mittleren Monatswindgeschwindigkeiten, die vom September 2003 (Spätsommer) zum Dezember hin deutlich ansteigen und bis März wieder sinken. In den Profilen zeigen sich in manchen Monaten klare Tagesgänge (September, November, Februar und März). Diese bilden sich vorzugsweise in den Monaten, in denen sich durch stabile Wetterlagen im Laufe des Tages Land-See-Windsysteme ausprägen können.

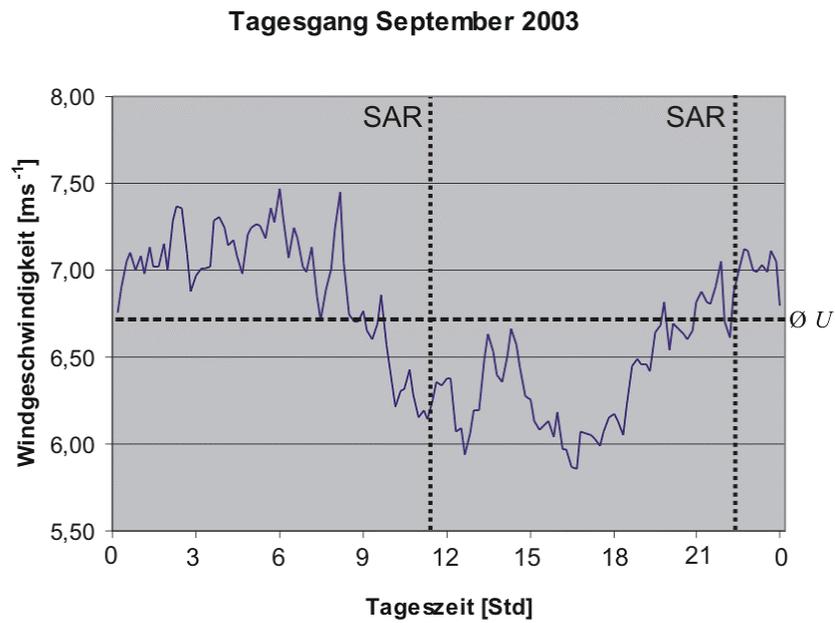


Abb. 5-5: Tagesverlauf der 10-Minuten-Mittel der „FINO-1“-Plattform für September 2003 [ $\text{ms}^{-1}$ ].

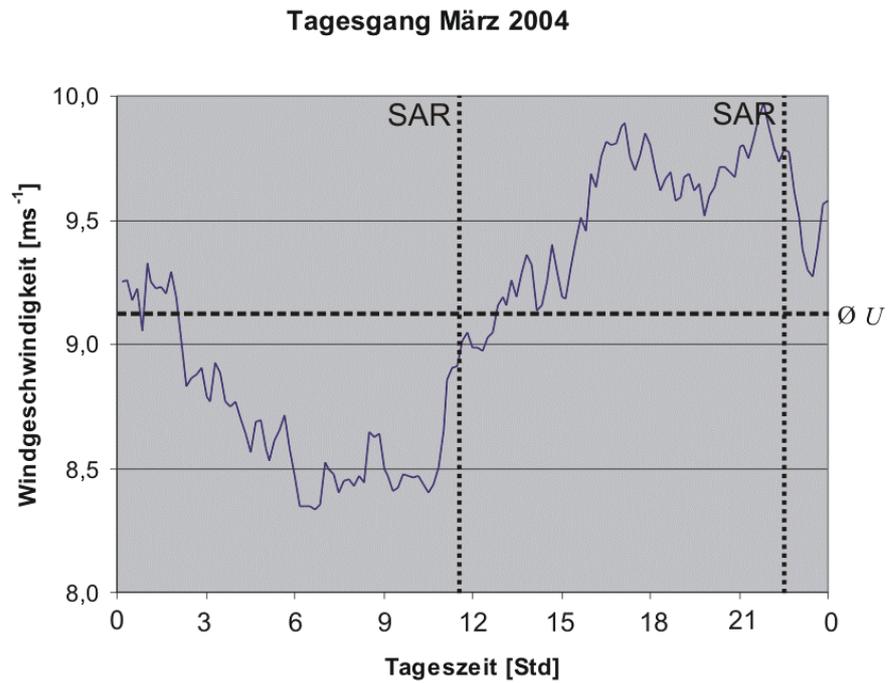


Abb. 5-6: Tagesverlauf der 10-Minuten-Mittel der „FINO-1“-Plattform für März 2004 [ $\text{ms}^{-1}$ ].

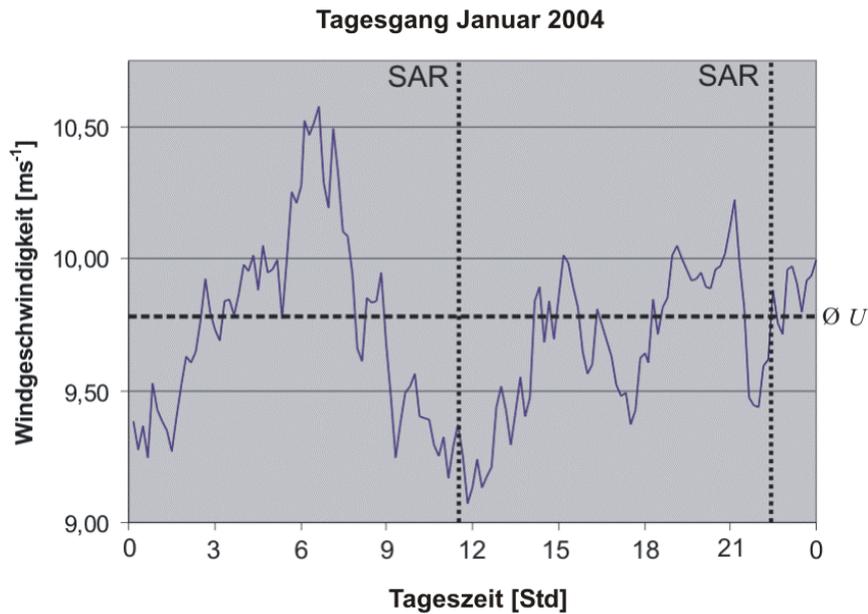


Abb. 5-7: Tagesgang der Windgeschwindigkeiten der „FINO-1“-Plattform für Januar 2004 [ $\text{ms}^{-1}$ ].

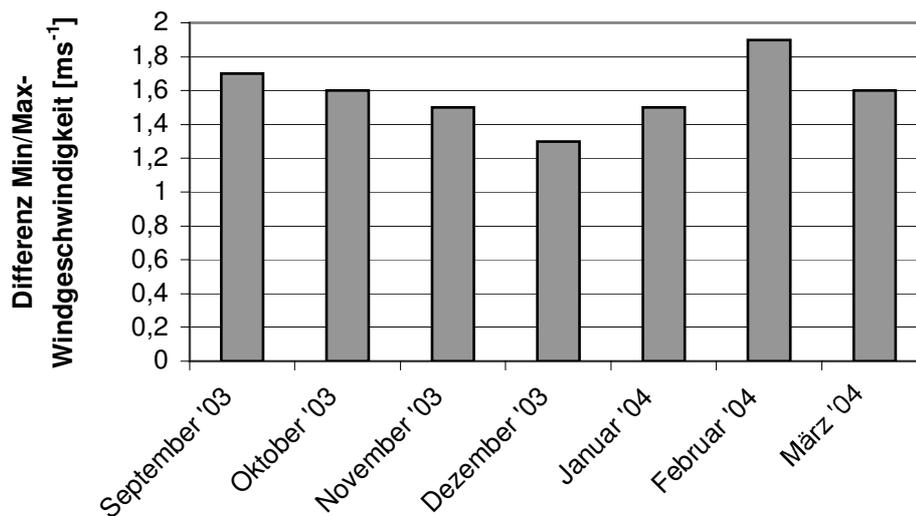


Abb. 5-8: Differenz der über einen Monat gemittelten Minima und Maxima der Windgeschwindigkeiten für die Monate von September 2003 bis März 2004.

Selbst in einigen Wintermonaten ist diese Tendenz zu erkennen. Während der Wintermonate wird die Bildung solcher Systeme durch tageszeitlich ungebundene Starktiefs verhindert. Damit weisen diese Profile einen eher zufälligen Verlauf auf.

Um einen möglichst repräsentativen Mittelwert der SAR-Daten zu erhalten, empfiehlt es sich eine gleichverteilte Menge aus Vormittags- und Nachtaufnahmen für eine Windstatistik heranzuziehen. Selbst in diesem Fall kann der erhaltene Mittelwert der Windgeschwindigkeiten von dem tatsächlichen Tagesmittelwert abweichen. Hat man überwiegend Szenen einer Orbitart (aufsteigend oder absteigend), kann sich dieser Effekt noch verstärken.

Daraus ergibt sich für eine Ableitung eines Korrekturfaktors: Ist die Anzahl der auf- und absteigenden Orbits gleichverteilt, mittelt sich dieser Unterschied über die gesamten 7 Monate gesehen heraus. Der erhaltene SAR-Mittelwert liegt in etwa bei dem Monatsmittel der Messreihen. Die Differenz des Mittels der SAR-Windgeschwindigkeiten zum Geschwindigkeitsmittel der 7 Monate beträgt lediglich  $0,15 \text{ ms}^{-1}$ . Die vorliegenden Daten weisen somit einen geringen Unterschied zwischen den Monatsmitteln auf, der keinen Korrekturfaktor sinnvoll erscheinen lässt.

Will man aber aus den SAR-Daten eine kurzfristige Leistungsprognose erstellen, welche nur für Stunden gilt, muss jedoch eine Anpassung an den Tagesgang vorgenommen werden. Das Maß des Anpassungsfaktors ist dabei sowohl vom Monat als auch von der Tageszeit der Aufnahme abhängig.

Die Tagesgänge werden regionale Unterschiede aufzeigen, welche bei einer Korrekturstudie für ein Gebiet Berücksichtigung finden müssen. Daher kann eine solche Standort-Tagesgangsanalyse nur einen Korrekturfaktor von lokaler Bedeutung ergeben. Die erzielten Ergebnisse können aber unter Berücksichtigung der spezifischen Merkmale zu Ableitungen für andere Orte oder Regionen führen oder diese zumindest vereinfachen. Sind diese bekannt, reichen die SAR-Daten aus, um eine Prognose mit einem lokalen und zeitlich aufgelösten Korrekturfaktor durchzuführen.

Mit diesen Informationen über den Tagesgang und die Lage der Überflugstermine der Satelliten lassen sich auch zukünftige Missionen gezielter ausrichten. So kann man Überlegungen anstellen, ob es sinnvoll ist mehrere Satelliten in einem gewissen zeitlichen Abstand hintereinander herfliegen zu lassen, um so den Tagesgang räumlich als auch zeitlich besser auflösen und beobachten zu können.

# Kapitel 6

## Analyse der geographischen Lage von Offshore-Standorten mittels SAR-Windmessungen

Eine Anwendung von Fernerkundungstechniken, die viel Beachtung in der Windenergiebranche findet, ist die Charakterisierung von potentiellen Offshore-Standorten. Die Prospektion solcher Standorte steht vor dem grundlegenden Problem des Mangels an geeigneten Daten. Es gibt nur vereinzelte Messpunkte auf Ölbohrplattformen, die aber weit von der Küste entfernt sind. An Land existieren die meteorologischen Klimastationen. Eine Interpolation zwischen diesen Messpunkten wird der hohen Dynamik des küstennahen Raumes oft nicht gerecht. Auch die existierenden, numerischen Modelle können die dort herrschenden Bedingungen oft nur schlecht wiedergeben. Sie sind in erster Linie für die offene See konzipiert und vernachlässigen kleinräumige Variabilitäten. Der küstennahe Raum, der aufgrund der geringen Meerestiefen für die Nutzung durch Offshore-Windparks besonders geeignet ist, stellt eine Grauzone dar. Die SAR-gestützte Beobachtung und Analyse von möglichen Standorten kann helfen diese Informationslücke zu schließen. Auf Grund der hohen räumlichen Auflösung der SAR-Daten werden kurzfristige, kleinskalige Phänomene sichtbar (siehe *Kap. 8*). Aber auch flächenhafte Windstatistiken für inzwischen über 14 Jahre an SAR-Daten ermöglichen die Analyse einzelner Standorte auf ihre Windressourcen hin (*Schneiderhan et al., 2005*). Diese Windstatistiken lassen sich im weiteren auf Eigenschaften des umgebenden Raumes hin untersuchen.

In folgendem Kapitel wird eine Studie zur Abschätzung der Windressourcen eines geplanten Offshore-Windparkstandorts durchgeführt. Es wird gezeigt, dass die Methode geeignet ist, eine zuverlässige Einschätzung des Windpotentials auf fernerkundlicher Basis zu liefern. Dazu wird ein geplanter Standort mit einem bereits existierenden Standort verglichen, dessen Windbedingungen gut bekannt sind. Dies sind der geplante Bürgerwindpark „Butendiek“ und der Offshore-Windpark „Horns Rev“. Ein Vergleich dieser beiden Standorte ist von besonderem Interesse, da sie nur 60 km voneinander entfernt liegen und trotzdem eine sehr unterschiedliche Lage in der Nordsee aufweisen. Der Windpark „Horns Rev“ liegt etwas nördlich und besitzt nach Osten lediglich eine Distanz von etwa 12 km bis zur Küste bei Blavands Huk und ist somit relativ exponiert. Dagegen liegt der

südlichere Bürgerwindpark Butendiek 30 km vor der Küste, aber dafür sind sowohl die Winde aus östlichen als auch südlichen Richtungen durch Küsten beeinflusst. Die Ergebnisse werden darauf untersucht, ob und wie sich diese Lagebedingungen in den abgeleiteten Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten widerspiegeln.

## **6.1 Windparameteranalyse zweier Offshore-Standorte**

In diesem Vergleich zwischen dem Windpark „Horns Rev“ und dem Bürgerwindpark „Butendiek“ stehen zwei Fragestellungen im Vordergrund. Erstens: Wie hoch ist die zu erwartende, mittlere Windgeschwindigkeit am Standort „Butendiek“ im Vergleich zum Offshore-Windpark „Horns Rev“? Und Zweitens: Unterscheiden sich die beiden Standorte auf Grund ihrer unterschiedlichen Lage auch in ihren Windressourcen? Es ist unter anderem zu klären, ob der Standort 35 km vor Sylt mit seiner Lage etwas tiefer in der Deutschen Bucht geringere Windgeschwindigkeiten aufweist als der vergleichsweise exponiert liegende Windpark „Horns Rev“. Dieser befindet sich 60 km nördlich des „Butendiek“-Gebiets (siehe *Abb. 1-5*).

Die beiden Windparkstandorte wurden aus folgenden Gründen als Vergleichsstandorte ausgewählt: Es sollte zum einen ein Standort eines zukünftigen Windparks sein und zum anderen ein Standort einbezogen werden, der gut untersucht ist und dessen Windparameter und Leistungsertrag bekannt sind. Letzteres trifft auf den Windpark „Horns Rev“ zu. Hier werden seit 1999 Messreihen an einem meteorologischen Messturm aufgenommen (*Winddata*, 2003). Ein weiterer Grund für die Auswahl ist die geeignete Distanz von 60 km zwischen den beiden Untersuchungspunkten. Sie ist einerseits groß genug, um zwei unabhängige Standorte betrachten zu können. Und andererseits sind sie nur soweit von einander entfernt, dass beide auf einer Image-Mode-Szene (IM-Szene), bzw. auf aufeinander folgenden Szenen abgebildet sind. Das vermeidet einen notwendigen Ausgleich zwischen unterschiedlichen Messzeitpunkten. Außerdem reduziert man auf diese Weise die Kalibrationsschritte, um die Einzelszenen einander anzupassen.

In dieser Studie musste auf die IM-Daten der ERS-Satelliten zurückgegriffen werden, da erst gegen Ende 2002 zuverlässige Daten des ENVISAT zur Verfügung standen. Zudem wurden in den folgenden Monaten nur vereinzelt Szenen des Beobachtungsraumes aufgenommen. Inzwischen sind durch die WS-Daten

Vergleiche von weiter voneinander entfernten Gebieten möglich. Das Potential dieses Verfahrens wurde inzwischen erkannt. So wurde von *Furevik et al.* (2003) eine ähnliche Studie durchgeführt. Für den vorliegenden Vergleich wurden 35 SAR-Szenen von Ende Februar 2002 bis Anfang April 2003 herangezogen, wobei 21 Szenen beide Windparkstandorte zeigen, und die zusätzlich auf 7 direkt aufeinander folgenden Szenenpaaren abgebildet sind. Diese 28 untersuchten Einzeldaten stellen alle aufgenommenen ERS-Daten dieses Raumes für ein Jahr dar, auf denen beide Standorte wie beschrieben abgebildet sind (siehe Tabelle in *Anhang E*). Die Studie ist in eine Windrichtungs- und eine Windgeschwindigkeitsuntersuchung eingeteilt. Die Ergebnisse werden im jeweiligen Unterkapitel diskutiert.

### 6.1.1 Windrichtungsanalyse

Für die Windrichtungsanalyse wurde anhand der unter *Kapitel 3.2* vorgestellten Programme ein Windfeld mit 10 km-Gitterauflösung errechnet. Danach wurden die Windrichtungsvektoren nach der Nearest-Neighborhood-Methode für die jeweiligen Standorte ausgewählt und miteinander verglichen (*Jähne*, 2003; *Lillesand et al.*, 2003). Da man bei diesem Vergleich die aus den SAR-Messungen erhaltenen Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen direkt miteinander vergleicht, treten keine systematischen Fehler zwischen den Messreihen auf, wie sie bei *Pryor et al.* (2003) erwähnt sind. Einzelne Messwerte wurden mit den Insitu-Daten verglichen, die am Messturm bei dem Windpark „Horns Rev“ aufgenommen wurden. Die Zeitreihe ist jedoch sehr lückenhaft, was die systematische Analyse gegen Insitu-Daten von „Horns Rev“ verhindert hat.

Der Vergleich der abgeleiteten Windrichtungen für die beiden Standorte „Horns Rev“ und „Butendiek“ ist in *Abbildung 6-1* dargestellt. Wie man erkennen kann, weisen beide Standorte sehr ähnliche Windrichtungen auf. Die Abweichung bei der Stichproben beträgt im Mittel  $4,6^\circ$ . Diese Abweichung beschreibt eine leichte Drehung der Windrichtung im Uhrzeigersinn von  $4,6^\circ$  am Standort „Butendiek“ im Vergleich zu den bei „Horns Rev“ auftretenden Windrichtungen. Nur eine leichte Tendenz zur Verstärkung östlicher und nördlicher Richtungen bei „Horns Rev“ ist zu verzeichnen. Der Korrelationskoeffizient drückt mit 0,97 eine hohe Übereinstimmung aus. Ein mittlerer Fehler von  $15,4^\circ$  liegt im Rahmen der Ungenauigkeit bei Windrichtungsbestimmungen aus SAR-Daten (*Lehner et al.*, 1998; *Koch*, 2004). Im analysierten Datensatz dominieren östliche und südliche Richtungen. Man erkennt diesen Sachverhalt an der Häufung der Datenpunkte im Bereich von  $25^\circ$  bis  $240^\circ$  in *Abbildung 6-1*.

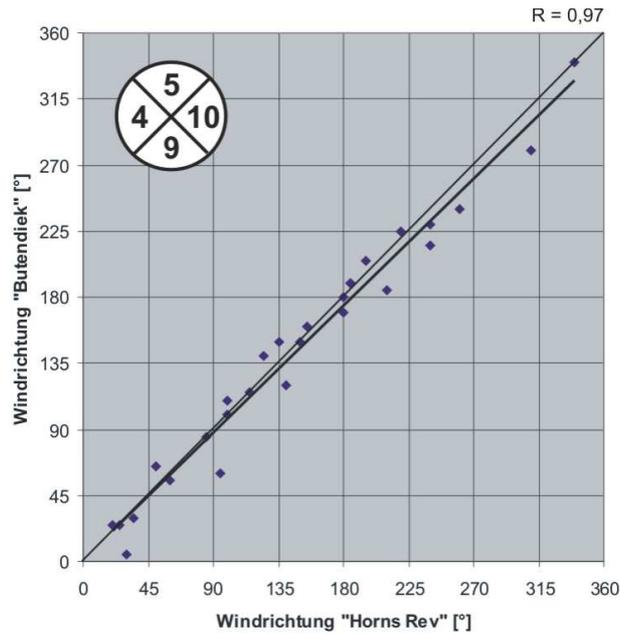


Abb. 6-1: Vergleich der abgeleiteten Windrichtungen von „Horns Rev“ gegenüber „Butendiek“ [°]. Im Kreis sind die auftretenden Windrichtungen für „Horns Rev“ in Sektoren nach den vier Haupt-himmelsrichtungen klassifiziert.

Im langjährigen Mittel herrschen westliche Windrichtungen vor (Müller-Westermeier et al., 1999). Die Abweichung vom langjährigen Mittel ist auf die Auswahl und die geringe Grundmenge der Stichprobe zurückzuführen. Damit repräsentieren die analysierten SAR-Daten nicht das langjährige Mittel, obwohl die Daten über das beobachtete Jahr gleichmäßig verteilt sind. Um diesen Sachverhalt aufzulösen, ist die Analyse von SAR-Szenen mehrerer Jahre notwendig.

### *Bewertung des Ergebnisses*

Die abgeleiteten Windrichtungen zwischen den beiden Standorten unterscheiden sich geringfügig. Lediglich eine schwache Drehung von knapp 5° in Uhrzeigersinn am Standort „Butendiek“ gegenüber „Horns Rev“ ist zu verzeichnen. Es treten überdurchschnittliche viele Winde aus Süden und Osten auf, die von Land kommen. Daher wäre zu erwarten gewesen, dass sich der Landeinfluss aufgrund der unterschiedlichen Distanz zur Küste (10 km bei „Horns Rev“ zu 35 km bei „Butendiek“) in der Windstatistik wiedererkennen lässt. Da selbst in diesem Fall keine großen Unterschiede auftreten, lässt das den Schluss zu, dass beide Standorte so weit vor der Küste liegen, dass ein möglicher Landeinfluss an beiden Orten gleichmäßig verringert oder überhaupt nicht mehr vorhanden ist. Der Wirkungsweg des Windes über das Wasser ist lang genug, um ein homogenes

Windfeld zu erzeugen. Somit weisen die Windparameter an beiden Orten eine hohe Übereinstimmung auf.

### 6.1.2 Windgeschwindigkeitsanalyse

Bei der Windgeschwindigkeitsanalyse wurden die Windfelder für die Einzelszenen errechnet und 4 Teilgebiete von  $5 \text{ km} \times 5 \text{ km}$  Größe um die Standorte der Windparks ausgeschnitten (vgl. hierzu *Kapitel 5.1*). Bei der Anordnung der Boxen wurde der möglichen Ausbildung von Turbulenzen in Windrichtung hinter dem Windpark „Horns Rev“ Rechnung getragen. Außerdem wurden die Felder so ausgerichtet, dass sie außerhalb einer bei Blavands Huk auftretenden Küstenströmung liegen (siehe *Abb. 4-1, oberer Bildrand*). Ebenso wurde die Windparkfläche selbst von der Bestimmung ausgenommen, um mögliche Reflektionsveränderungen durch die Windturbinen und somit Beeinträchtigung der Windgeschwindigkeitsableitung auszuschließen. Danach wurden die Windgeschwindigkeiten für beide Standorte aus diesen Boxen ermittelt. Das Ergebnis dieses Vergleichs ist in *Abbildung 6-2* dargestellt.

Die Windgeschwindigkeiten liegen zwischen  $2 \text{ ms}^{-1}$  und  $14 \text{ ms}^{-1}$ . Wobei die Verteilung eine deutliche Häufung von Werten um  $5 \text{ ms}^{-1} \pm 3 \text{ ms}^{-1}$  aufweist. Dies folgt in erster Näherung der erwarteten Verteilung der Windgeschwindigkeit nach der Weibull-Verteilung (siehe *Kap. 1.2*). Dennoch ist die geringe Zahl an Windgeschwindigkeiten über  $9 \text{ ms}^{-1}$  ungewöhnlich. Einen Hinweis auf den Grund für das Fehlen dieser Werte kann die Windrichtungsanalyse geben. Vergleicht man die Verteilung der Windrichtungen aus der vorhergehenden Untersuchung mit den über 3 Jahre beobachteten Verteilung bei „Horns Rev“, dann bemerkt man, dass die hohen Windgeschwindigkeiten vorwiegend bei Winden aus westlichen Richtungen auftreten (siehe *Abb. 6-3*). Diese sind aber in dem zur Verfügung stehenden SAR-Datensatz nicht voll repräsentiert.

Des Weiteren zeigt die Windgeschwindigkeitsanalyse, dass im Bereich bis  $7 \text{ ms}^{-1}$  und ab  $12 \text{ ms}^{-1}$  „Butendiek“ höhere Windgeschwindigkeiten aufweist als der Standort „Horns Rev“. Im Teilbereich von  $7$  bis  $12 \text{ ms}^{-1}$  dreht sich dieses Bild um. Der Korrelationskoeffizient von  $0,89$  zeigt eine sehr gute Übereinstimmung der beiden Wertereihen. Der Mittelwert der Geschwindigkeit beträgt für „Horns Rev“  $5,5 \text{ ms}^{-1}$  und für „Butendiek“  $5,6 \text{ ms}^{-1}$ . Mit einer Abweichung von  $0,1 \text{ ms}^{-1}$  zwischen den Mittelwerten der beiden Datensätze und einem mittleren Fehler von  $1,1 \text{ ms}^{-1}$  liegt das Ergebnis in dem für Windmessung aus SAR-Daten zu erwartenden Fehlerbereich, d.h. aus den SAR-Daten lassen sich keine signifikanten Unterschiede feststellen (*Lehner et al., 1998; Koch, 2004*).

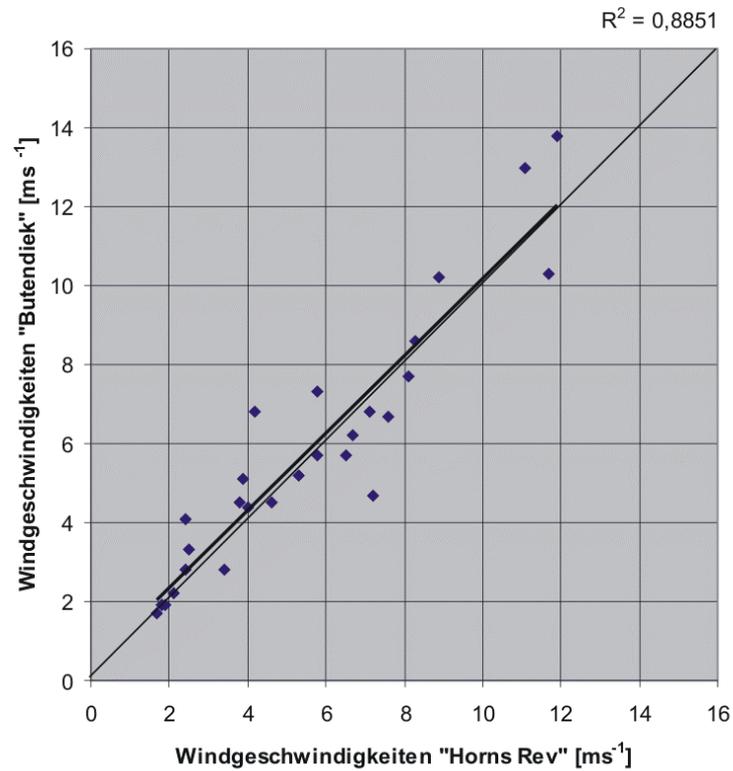


Abb. 6-2: Vergleich der abgeleiteten SAR  $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten vom Windpark „Horns Rev“ gegen die Windgeschwindigkeiten vom Bürgerwindpark „Butendiek“ [ $\text{ms}^{-1}$ ]. Die dicke Linie zeigt die Regressionsgerade.

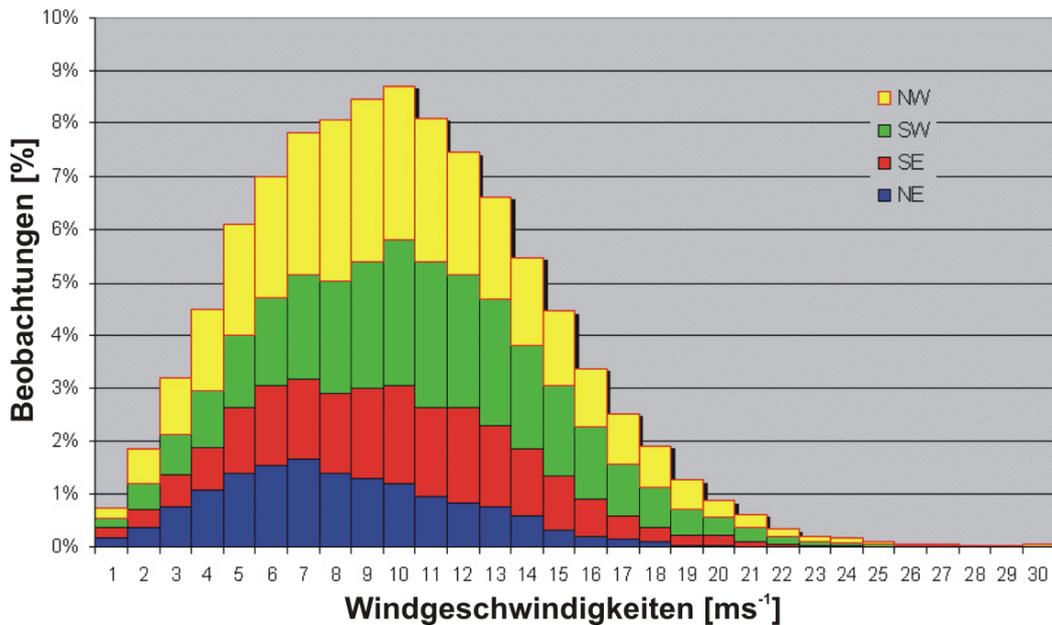


Abb. 6-3: Verteilung der nach Windrichtungsklassen eingeteilten  $U_{62}$ -Windgeschwindigkeiten für den Standort des Windparks „Horns Rev“ [%] (© techwise).

### *Diskussion der Ergebnisse*

Insgesamt lässt sich bei mittleren Windgeschwindigkeiten von  $5,5 \text{ ms}^{-1}$  für „Horns Rev“ und  $5,6 \text{ ms}^{-1}$  für „Butendiek“ ein Unterschied von etwa 2% verzeichnen. Extrapoliert man nach der vorgestellten Methode diese  $U_{10}$ -Mittelwerte auf 70 m Nabenhöhe, ergeben sich Werte von  $6,6$  und  $6,7 \text{ ms}^{-1}$ . Die beobachtete Abweichung liegt damit im Rahmen der Messgenauigkeit der SAR-Windgeschwindigkeitsbestimmung. Damit kann man selbst bei vorwiegend südöstlichen und südlichen Winden nicht sagen, dass am Standort „Butendiek“ aufgrund der Lage tiefer in der Deutschen Bucht und eines daraus resultierenden Windschatteneffektes geringere Windgeschwindigkeiten zu erwarten sind. Die Differenz von  $0,1 \text{ ms}^{-1}$  bedeutet bei den Fehlergrenzen der Windmessung, dass an beiden Standorten in etwa gleiche Windgeschwindigkeiten zu erwarten sind.

Sowohl die Windrichtungsanalyse als auch die Windgeschwindigkeitsuntersuchung zeigen vergleichbare Werte an beiden Standorten. Die Mittelwerte der beiden abgeleiteten Parameter weisen hohe Übereinstimmung auf, die jeweils im Rahmen der Messgenauigkeit der Windfeldbestimmung liegen. Somit kann man auch keinen signifikanten Unterschied der beiden Standorte und deren geographischen Rahmenbedingungen feststellen. Die Windparks scheinen beide weit genug von der Küste entfernt zu sein, um Auswirkungen auf ein nicht erkennbares Maß zu reduzieren.

# Kapitel 7

## SAR-gestützte Turbulenz-Analysen

In den *Kapiteln 5 und 6* wurden großräumige Untersuchungen der Windparameter gezeigt. Es liegt nahe als Ergänzung kleinskalige Analysen der Wirkung von Offshore-Windparks auf das lokale Windfeld anzuschließen (*Antonia und Luxton, 1974*). Dazu werden Ansätze vorgestellt, um von Windparks erzeugte Turbulenzen nachzuweisen und zu quantifizieren. Diese Information ist für Betreiber von Windparks vor der Küste interessant, um den Einfluss auf benachbarte Windkraftanlagen abzuschätzen. Somit kann der Verschleiß durch Turbulenzen und ein möglicher Ertragsverlust errechnet werden. Auch die Sicherheit der Schifffahrt in der Nähe von Windparks wird dadurch erhöht. Sind die Windverhältnisse im Küstenbereich ohnehin sehr variabel, wird dies durch aufgestellte Windturbinen noch verstärkt. Ausserdem kann mit Hilfe von kleinräumigen Analysen die Windparkkonfiguration auf See besser modelliert werden.

Zusätzlich werden die Algorithmen auf ihre Verwendbarkeit bzw. räumliche Auflösungs-fähigkeit hin geprüft. Damit lässt sich auch das Potential zukünftiger, noch höher aufgelöster SAR-Daten einschätzen.

Beispielhaft wird das Turbulenzverhalten im und um den Offshore-Windpark „Horns Rev“ untersucht.

### 7.1 Turbulenzuntersuchung am Windpark „Horns Rev“

Der vorgestellte Windfeldalgorithmus wurde in Gitterauflösungen von 10 km bis 50 km mit lokalen Windmodellen verglichen und gegen ECMWF-Windfelder validiert (*Horstmann, 2001*). Bei dem Vergleich mit dem ECMWF-Vorhersagemodell wurde eine hohe Übereinstimmung nachgewiesen, was in einem Korrelationskoeffizient von 0,88 in dieser Studie zum Ausdruck kommt. In dieser Arbeit wird die SAR-Windberechnungsmethode auf kleinerer räumliche Skala geprüft. Hierzu werden mit hochaufgelösten SAR-Daten und dem Windfeldprogramm kleinräumige Effekte rund um den Windpark und zwischen den Turbinenreihen analysiert.

Der Ansatz ist in dreiteilig gegliedert. Im ersten Teil werden Längsprofile in Windrichtung durch den Windpark gelegt und zum Vergleich parallele Windgeschwindigkeitsprofile außerhalb des Windparks gezogen, welche ein ungestörtes Windfeld wiedergeben. Zweitens sind mehrere Profile 90° quer zur vorherrschenden Windrichtung vor, in und hinter dem Windpark extrahiert worden, um die Veränderungen der Windgeschwindigkeiten in dieser Richtung zu erfassen.

Zusätzlich wurde das Verhalten des Windes beim Durchströmen des Windparks untersucht (siehe *Kapitel 7.1.3*). Dazu wurden Windprofile hinter der ersten Reihe des Windparks und vor der letzten Reihe des Windparks extrahiert und verglichen.

Für diese Untersuchungen wurde eine ERS-2-SAR-Szene vom 8.10.2002 beispielhaft ausgewählt, die sich durch eine stabile atmosphärische Schichtung bei nordöstlichen Winden mit Windgeschwindigkeiten um  $6 \text{ ms}^{-1}$  (ablandig) auszeichnet (siehe *Abb. 4-1* und Ausschnitt in *Abb. 7-1*). Durch die atmosphärische Schichtung sind an diesem Tag deutliche atmosphärische Grenzschichtrollen ausgebildet, die schon bei der ersten Betrachtung der Szene ins Auge gefallen war (siehe Beschreibung der Grenzschichtrollen auf Seite 37).

### **7.1.1 Analyse der Längsprofile**

Es wurden vier Längsprofile durch die Bilddaten in Windrichtung gelegt (siehe *Abb. 7-1*). Sie beginnen etwa 1 km vor dem Windpark und reichen bis etwa 15 km hinter die letzte Turbinenreihe der Windfarm.

Profil 1 liegt etwa 5 km nördlich des Profils 2. Letzteres geht mittig durch den Windpark hindurch. Profil 3 schließt sich 5 km südlich an. Das vierte Längsprofil wurde mit 7 km Abstand zu Profil 3 noch weiter südlich gewählt, um ein unbeeinflusstes Profil zu erhalten. Dabei steigt die Distanz zur Küste von etwa 8 km bei Profil 1 bis auf 14 km bei Profil 4 an.

In *Abbildung 7-2* sind den verschiedenen Profilen verschiedene Farben und Signaturen zugeordnet. Das Profil 1 wird durch eine grüne Linie dargestellt, das Profil 2 spiegelt eine schwarze Linie wieder. Das dritte Profil ist rot und das vierte, etwas entfernte Profil, wird durch eine blau-gerissene Linie wiedergegeben. Die Profile zeigen die Windgeschwindigkeit in Windrichtung mit einer Auflösung von 100 m. Diese Auflösung ist gewählt, obwohl sie durch Bildrauschen beeinflusst ist, um möglichst kleinräumige Effekte betrachten zu können. Die Variabilität des Windfeldes ist also nicht so hoch wie in den Profilen sichtbar.

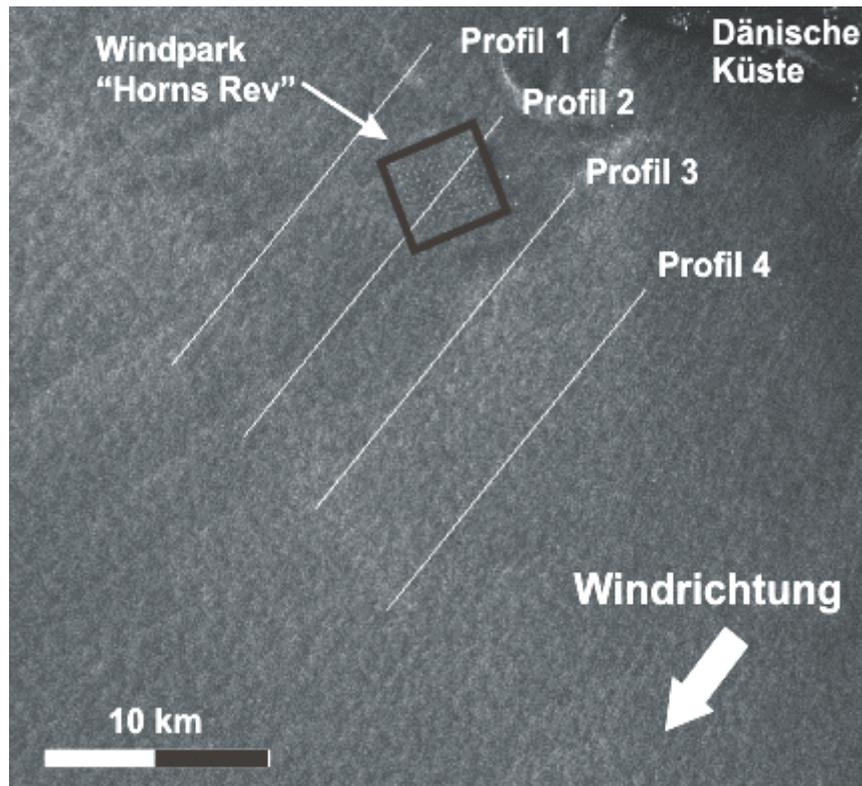


Abb. 7-1: Ausschnitt (50 km x 55 km) der SAR-Szene vom 8.10.2002 mit den 4 Längsprofilen der Windgeschwindigkeitsanalyse.

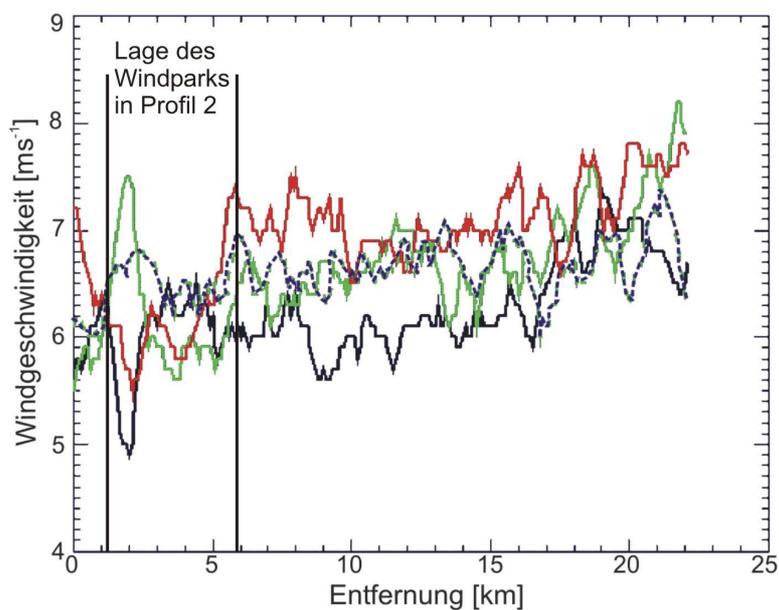


Abb. 7-2: Die vier Längsprofile der  $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten aus SAR-Daten abgeleitet neben und durch den Offshore-Windpark „Horns Rev“; (Profil 1 = grün, Profil 2 = schwarz, Profil 3 = rot und Profil 4 = blau-gerissen; Lage der Profile siehe Abb. 7-1).

Das Profil 1 (grün) nördlich des Windparks zeigt zu Beginn den Einfluss des Rückstreuungsmusters der dort verlaufenden Küstenströmung, was sich durch eine Spitze bei etwa 2 km Entfernung darstellt. Danach steigt die Windgeschwindigkeit mit der Distanz zur Küste konstant an. Das Profil weist eine Durchschnittsgeschwindigkeit von  $6,6 \text{ ms}^{-1}$  auf.

Das Profil 2 durch den Windpark (schwarz) weist kurz vor der ersten Turbine eine deutliche Abnahme der Geschwindigkeit auf (dunkler Bereich mit geringer Rückstreuung in der SAR-Szene). Dies kann durch den Windpark erzeugt sein, oder ebenfalls noch am Einfluss der Küstenströmung liegen. Im Windpark (im Profil etwa ab dem zweiten Kilometer) steigt die Windgeschwindigkeit auf etwa  $6,5 \text{ ms}^{-1}$ , um dann hinter dem Windpark stark abzufallen (nach weiteren 8 km). Im weiteren Verlauf steigt sie wieder und gleicht sich im Betrag an die anderen Profile an. Die Durchschnittsgeschwindigkeit von  $6,2 \text{ ms}^{-1}$  ist der geringste Wert aller vier Profile.

Durch den Windpark und die erzeugte turbulente Strömung wird somit die Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe kurzfristig erhöht, um dann im Nachlauf des Windparks eine Abnahme zu erfahren, was als Schatteneffekt gedeutet werden kann. Nach etwa 20 km ist dann eine Angleichung an die anderen Profile erkennbar.

Das Profil 3 zeigt zu Beginn auch leichte Muster der Küstenströmung (Windgeschwindigkeitsspitze zu Beginn des Profils). Nach einem deutlichen Abfall auf  $5,7 \text{ ms}^{-1}$  (dunkler Bereich in der SAR-Szene) springt die Windgeschwindigkeit auf  $7,2 \text{ ms}^{-1}$ . Insgesamt steigt aber auch dieses Profil konstant an und weist im Durchschnitt  $6,9 \text{ ms}^{-1}$  auf.

Im Profil 4 ist die Windgeschwindigkeit auf Grund der Distanz zur Küste und zum Windpark am gleichmäßigsten im Vergleich zu den anderen Profilen. Die Windgeschwindigkeit erreicht in diesem Profil durchschnittlich  $6,6 \text{ ms}^{-1}$ .

Betrachtet man die *Abbildung 7-2* fallen einige Charakteristika der Verläufe auf. So sind die starken Abweichungen zu Beginn der Profile auffällig. Diese sind auf den Einfluss der Küstenströmung zurückzuführen. Ebenso fällt die Zunahme der Windgeschwindigkeit des roten Profils zwischen Kilometer 5 und Kilometer 10 auf. Vergleicht man die drei umliegenden Profile mit dem Profil durch den Windpark (schwarz), so ist ersichtlich, dass im Nachlauf des Windparks eine deutliche Reduzierung der Windgeschwindigkeit auftritt in Höhe von etwa  $1 \text{ ms}^{-1}$  und sich diese erst ab Kilometer 18 wieder an die umliegenden Profile angeglichen hat. Man kann in allen vier Profilen erkennen, dass die Windgeschwindigkeiten mit zunehmender Distanz zur Küste ansteigen.

## 7.1.2 Analyse der Querprofile

Es wurden insgesamt über 25 Querprofile erzeugt, wovon zur deutlicheren Darstellung fünf davon ausgewählt wurden. Ihr Verlauf ist  $90^\circ$  zu den oben gezeigten Profilen. Dabei sind alle Querprofile am Längsprofil 2 orientiert, das die Querprofile mittig schneidet.

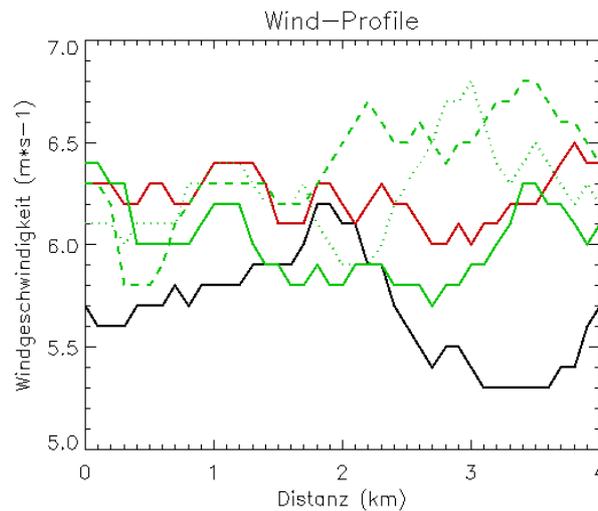


Abb. 7-3: Windprofile  $90^\circ$  quer zur Windrichtung (Profil 1 = 2 km vor dem Windpark (schwarz), Profil 2 = in dem Windpark (rot); Profil 3, 4 und 5 = hinter dem Windpark in 1 km Entfernung (grün), in 5 km Entfernung (grün-gerissen) und 10 km Entfernung (grün-gepunktet)).

Auch hier wurde eine Auflösung von 100 m gewählt, jedoch zusätzlich über 300 m gemittelt, um den Einfluss des Bildrauschens zu verringern. Das erste Profil (schwarze Linie in Abb. 7-3) liegt etwa 2 km vor der ersten Turbinenreihe, um den Windstrom vor Eintritt in den Windpark darzustellen. Das zweite Profil (rote Linie) ist aus dem Windparkinneren, etwa in der Mitte des Windparks, extrahiert. Darauf folgen noch drei weitere Querprofile im Nachlauf des Windparks in 1 km (grün), 5 km (grün-gerissen) und 10 km (grün-gepunktet) Entfernung.

Vor dem Windpark weist das Querprofil eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von  $5,7 \text{ ms}^{-1}$  auf und einen Verlauf, der zur Mitte etwas ansteigt und dann deutlich absinkt (siehe Abb. 7-3, schwarze Linie). Dieses Muster ist auf die in diesem Bereich verlaufende Küstenströmung bei „Horns Rev“ zurückzuführen. Diese beeinflusst die Oberflächenrauigkeit und ist für den deutlichen „Windgeschwindigkeitsverlust“ verantwortlich.

Im Windpark selbst steigt die Windgeschwindigkeit auf  $6,2 \text{ ms}^{-1}$  (rotes Profil). In 1 km Entfernung hinter dem Windpark sinkt die Geschwindigkeit wieder auf

6,0 ms<sup>-1</sup> ab, um nach 5 km wieder auf 6,2 ms<sup>-1</sup> und nach 10 km auf 6,4 ms<sup>-1</sup> anzusteigen.

Damit lässt sich in den mittleren Geschwindigkeiten die Charakteristik des Längsprofils wiedererkennen. Jedoch wird in *Abbildung 7-3* sichtbar, dass der Effekt nicht über die gesamte Breite der Querprofile gleich stark ist. Ab 1,5 km gehen die Kurven deutlich auseinander, und bei Kilometer 4 laufen alle Profile wieder zusammen. Somit kann man ableiten, dass sich dort in etwa die Turbulenzkette befindet.

Anhand der bisher gezeigten Längs- und Querprofile kann also in den SAR-Szenen nicht nur ein Effekte des Windparks auf das lokale Windfeld erkannt werden, sondern mit Hilfe des validierten Windberechnungsprogramms auch quantifizieren werden.

### **7.1.3 Einzelstudie zwischen den Windturbinenreihen**

Um nun die Situation im Windpark selbst genauer betrachten zu können, wurde jeweils ein Profil hinter der ersten Reihe der Windturbinen und vor der letzten Reihe des Windparks extrahiert (siehe *Abb. 7-4*). Wie man aus *Abbildung 7-4* erkennen kann, weist das Profil hinter der ersten Reihe mit 5,6 ms<sup>-1</sup> eine geringere Windgeschwindigkeit als das Profil am Ende des Windparks mit 6,2 m<sup>-1</sup> auf.

Die Begründung dieses Phänomens liegt im Aufbrechen der zu Anfangs stabilen, atmosphärischen Schichtverhältnisse. In den Windpark tritt ein Luftpaket mit hohen Windgeschwindigkeiten in der Höhe und niedrigen Windgeschwindigkeiten an der Wasseroberfläche ein (vgl. *Kapitel 4.1*). Durch die Rotorendrehung werden Luftwirbel erzeugt, die das Luftpaket durchmischen und dadurch hohe Windgeschwindigkeiten an die Wasseroberfläche transportieren. Damit erhöht sich die kleinskalige Oberflächenrauigkeit und folglich auch die Rückstreuung. Das vertikale Profil wird also durchmischt und die Windgeschwindigkeiten gleichen sich im Profil an. Die Windgeschwindigkeiten, die am Anfang des Windparks an der Oberfläche gemessen werden, sind zwar geringer, aber steigen auf Grund der stabileren Schichtung schneller an. Vor der letzten Turbinenreihe sind zwar die Rückstreuwerte durch turbulente Strömung bis an die Wasseroberfläche erhöht, der Gradient mit der Höhe aber schwächer. Damit ist die Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe im Vergleich zur ersten Reihe des Windparks niedriger.

## Ergebnisse und Diskussion

Es lassen sich sowohl in den Längs- als auch in den Querprofilen Unterschiede zwischen der Windsituation vor und hinter dem Windpark erkennen. Das lässt vermuten, dass der Windpark tatsächlich einen Einfluss auf das lokale Windfeld ausübt.

In den Längsprofilen ist eine „Erhöhung“ der Windgeschwindigkeit innerhalb des Windparks aufgetreten. Da die detektierte Windgeschwindigkeit von der Wellenbildung abhängig ist und diese von der Wind- bzw. Turbulenzfähigkeit abhängt, kann diese Erhöhung auf die Rotorbewegung zurückgeführt werden. Auf diese Weise wird die Luftschicht durchmischt und sorgt für einen Energietransport aus der Höhe Richtung Wasseroberfläche.

Hinter dem Windpark sinkt die Windgeschwindigkeit und passt sich erst zum Ende der 20 km langen Profile wieder an. Hier wirkt sich der Energieentzug durch die Windkraftanlagen aus. Erst nach entsprechender Entfernung wirkt das umgebende Windfeld ausgleichend auf diesen Bereich, und die Windgeschwindigkeiten stimmen mit denen des ungestörten Windfeldes wieder überein.

Die Querprofile bestätigen dieses Ergebnis. Zusätzlich können dadurch Aussagen über die Breite der Windschattenfahne hinter dem Windpark und die Höhe des Effekts getroffen werden. Selbst bei einer Windgeschwindigkeit von etwa  $6 \text{ ms}^{-1}$  zeigten die Querprofile Abweichungen von  $0,6 \text{ ms}^{-1}$ . Mit dieser Methode konnte somit der Effekt eines Windparks auf das lokale Windfeld gezeigt werden und dieser Effekt in einem ersten Ansatz quantifiziert werden.

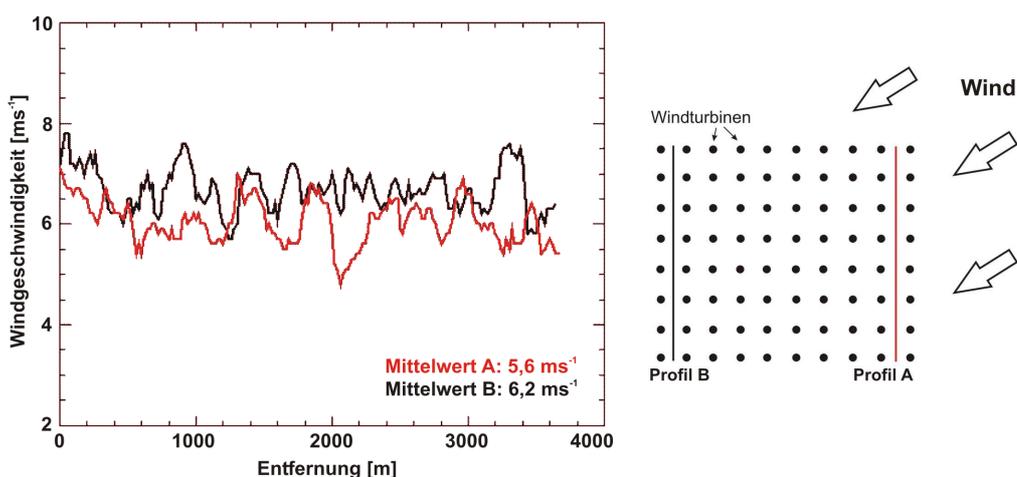


Abb. 7-4: Windprofile hinter der ersten Reihe der Windturbinen (rot) und vor der letzten Reihe der Windturbinen (schwarz) in  $[\text{ms}^{-1}]$  und Skizze der Lage im Windpark.

# Kapitel 8

## Potential von SAR-Windfeldern für Kurzfrist-Vorhersagen

In der Windenergiebranche ist man speziell an Kurzfrist-Vorhersagen mit einer Spanne von bis zu 4 Stunden interessiert. Das lässt einerseits die Einspeisung in das Stromnetz besser vorhersagen (Reduzierung von Puffer-Kapazitäten), andererseits erhalten bspw. Betreiber von Windparks genug Zeit um gegebenenfalls Sicherheitsvorkehrungen bei aufkommenden Starkwindereignissen vornehmen zu können.

Es soll geprüft werden, ob eine Vorhersage von Windgeschwindigkeiten aus abgeleiteten SAR-Daten möglich ist. SAR-Daten von Wasseroberflächen zeigen hochaufgelöst die räumliche Verteilung von Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten. Unter der vereinfachenden Annahme der Taylor-Hypothese, dass sich kleinskalige Variabilitäten in der Gesamtströmung mitbewegen, ist unter Berücksichtigung der Szenegröße eine Ableitung der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit in der Zeit und somit eine zeitlich hochaufgelöste Vorhersage der beiden Parameter theoretisch möglich.

In diesem Kapitel wird dargestellt, dass mit Hilfe der Windfeldbestimmung die Lage von Luftmassenfronten exakt wiedergegeben werden kann. Zusammen mit den räumlichen Informationen über das lokale Windfeld lassen sich zeitliche Vorhersagen der Windgeschwindigkeit ableiten.

Dazu wird in *Unterkapitel 8.1* anhand eines SAR-LIDAR-Vergleichs im Rahmen einer Befliegung gezeigt, dass es möglich ist mit SAR-Daten und dem Windfeldalgorithmus die Lage einer atmosphärischen Front zu bestimmen. In *Unterkapitel 8.2* folgt dann ein Fallbeispiel der detaillierten Analyse eines Frontendurchlaufs. Es wird eine SAR-Szene mit optischen Daten des AVHRR und Wetterkarten verglichen und so ein synoptischer Überblick der Wettersituation hergestellt. Aus den SAR-Daten wird ein Windfeld berechnet und ein Windprofil als Beispiel einer Vorhersage abgeleitet. Dieses Windprofil wird unter Zuhilfenahme der Taylor-Hypothese mit Messreihen der „FINO-1“-Plattform verglichen.

## 8.1 Frontenbeobachtung mittels SAR und Doppler-LIDAR

Um die Fähigkeit der SAR-Windfeldbestimmung zu überprüfen die Lage von Fronten exakt detektieren und somit vorhersagen zu können, wurden LIDAR-Messungen ausgewertet, die im Rahmen einer vom Institut für Physik der Atmosphäre des DLR durchgeführten Befliegung gewonnenen wurden. Zusätzlich wurden zwei gleichzeitig von dem Gebiet aufgenommene ENVISAT ASAR-Aufnahmen analysiert. Die bei dem Flug durch die Front aufgenommenen Windgeschwindigkeiten der vertikalen Windprofile aus den LIDAR-Messungen werden mit den aus der ASAR-Szene extrahierten Windgeschwindigkeiten verglichen (*Weissmann et al.*, 2005). Die Befliegung fand am 18.11.2003 zwischen Island und Grönland statt.

In *Abbildung 8-1* ist die Wettersituation zur Befliegungszeit in einem Ausschnitt einer METEOSAT-Szene vom 18.11.2003 zu sehen. Zusätzlich ist die Abdeckung der analysierten Wide Swath-Szene (WS) eingezeichnet. Zwischen Island und Grönland hat sich ein Polarjet aus nördlicher Richtung mit Windgeschwindigkeiten um  $20 \text{ ms}^{-1}$  gebildet. Sichtbar ist dieser Jet durch das geschwungene Wolkenband entlang der Küste Grönlands. Dieser Jet trifft südwestlich von Island unter Bildung einer deutlichen Front auf wärmere Luftmassen mit Windgeschwindigkeit zwischen  $6 \text{ ms}^{-1}$  und  $12 \text{ ms}^{-1}$  aus Südwest. Die Front ist an der Kante zu dem Bereich mit geringer Bewölkung zu erkennen.

Das abgeleitete ASAR-Windfeld, das in *Abbildung 8-2* gezeigt ist, gibt die atmosphärische Front ebenfalls wieder. Die Länge der Pfeile gibt die Windgeschwindigkeit wieder. Die Windrichtung ist durch die Farbkodierung dargestellt (siehe Legenden der *Abbildung 8-2*). Dabei sind die Windpfeile für Winde aus Westen und Südwesten rot. Im Uhrzeigersinn wandert die Farbbelegung innerhalb von  $360^\circ$  über gelb, grün, blau und lila wieder zurück zu rot. Die zusätzlich eingezeichnete, rote Linie beschreibt die Route der LIDAR-Befliegung, die von Island aus durchgeführt wurde. Der Start erfolgte in südwestlicher Richtung auf die Front zu. Nach einer Kursänderung Richtung Norden wurde die Front durchflogen, um nach einer Wende in entgegengesetzter Richtung den gleichen Weg zurückzufliegen. Die ASAR-Szene zeigt den Polarjet entlang der Küste Grönlands. Die Rückstreuung der Wasseroberfläche ist in diesem Bereich sehr gleichmäßig. Von der isländischen Küste zieht sich nach Südwesten ein Keil dunklerer Rückstreuung, was auf einen Abschattungseffekt zurückzuführen ist. Die Intensität dieses Bildabschnittes weist ein ungleichmäßigeres Muster als der Polarjet auf.

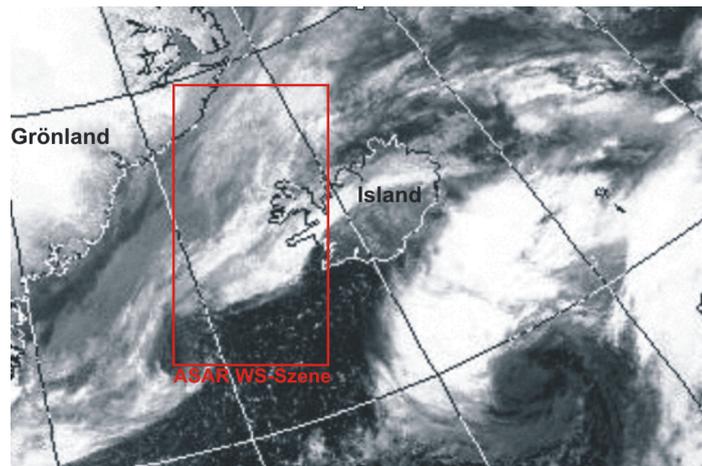


Abb. 8-1: Ausschnitt einer METEOSAT-Szene vom 18.11.2003 des Befliegungsgebietes mit überlagerter Abdeckung der ENVISAT WS-Szene aus Abbildung 8-2.

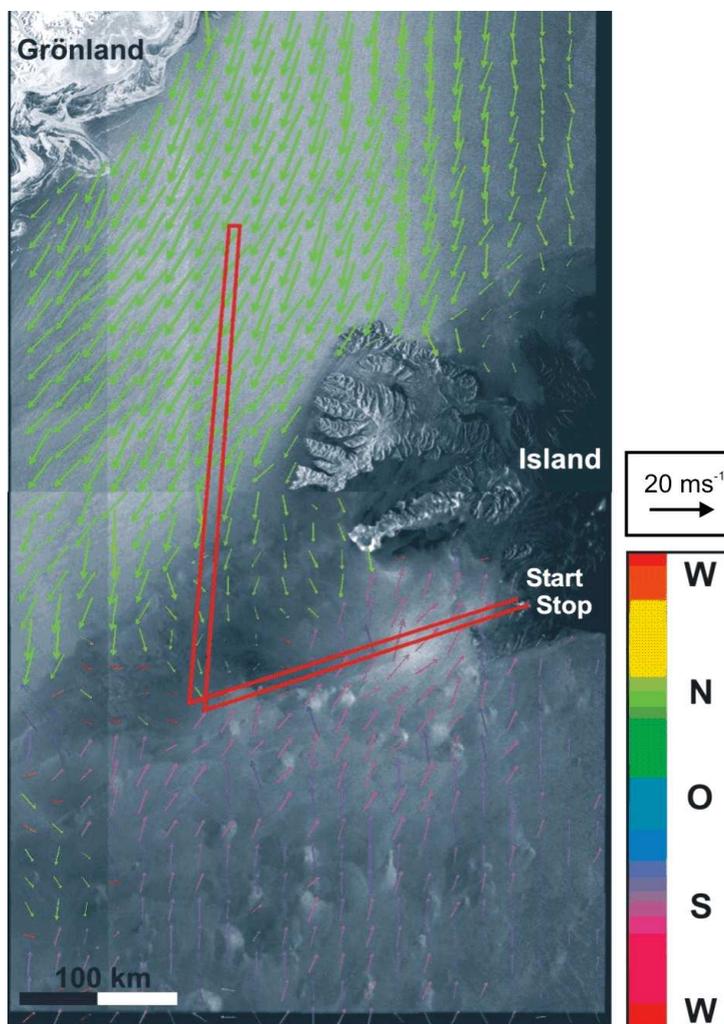


Abb. 8-2: ASAR WS-Szene während der LIDAR-Befliegung aufgenommen am 18.11.2003, 11:57 Uhr UTC (in rot ist die Route der LIDAR-Befliegung eingezeichnet) mit Farbskala der Windrichtungen.

Dies verstärkt sich in dem sich südlich anschließenden Bildbereich. Hier lassen sich runde Formen (Konvektionszellen) in der Rückstreuung erkennen. In der Anzahl und Größe stimmen sie in etwa mit den Wolkenhaufen in dem METEO-SAT-Bild überein.

Vergleicht man die LIDAR-Messungen für 200 m, 300 m, 400 m und 500 m Höhe über dem Meer mit den  $U_{10}$ -SAR-Windrichtungen und –Windgeschwindigkeiten so zeigt der Verlauf der Profile in der räumlichen Lage der Front eine klare Übereinstimmung (siehe Abb. 8-3 und Abb. 8-4).

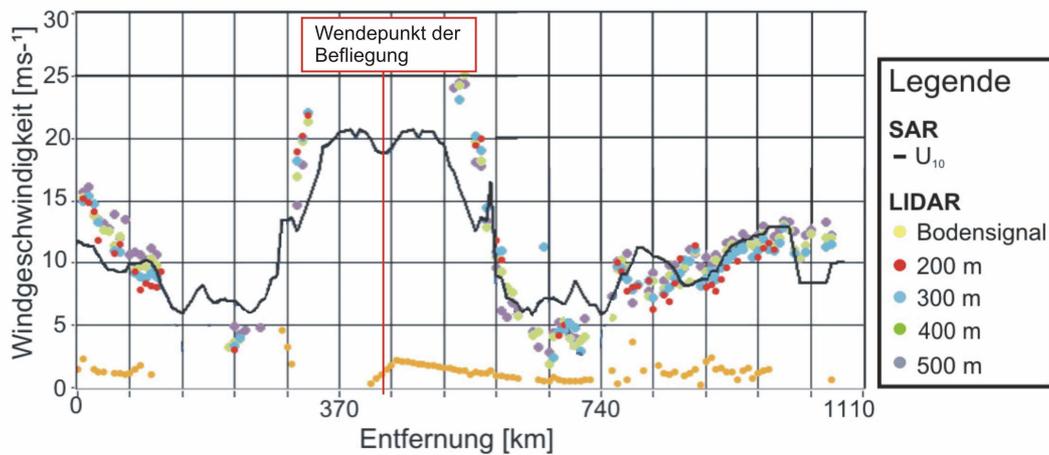


Abb. 8-3: Vergleich der Windgeschwindigkeitsprofile des SAR und des LIDAR in verschiedenen Höhen entlang der Befliegungstrecke (Linie schwarz: interpolierte SAR  $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten, gelb: LIDAR Bodensignal, rot: LIDAR 200 m, türkis: LIDAR 300 m, grün: LIDAR 400 m und lila: LIDAR 500 m)(nach Weissmann).

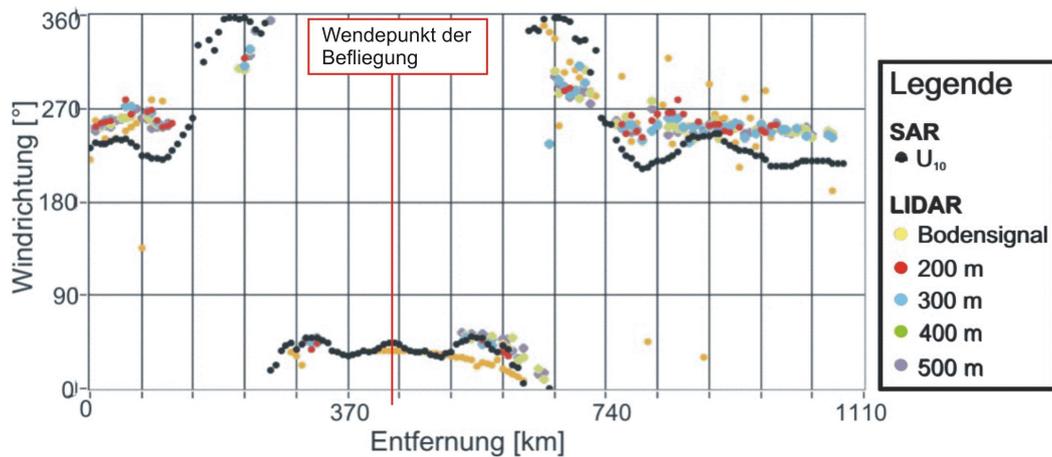


Abb. 8-4: Vergleich der Windrichtungsprofile des SAR und des LIDAR in verschiedenen Höhen entlang der Befliegungstrecke (schwarz: interpolierte SAR  $U_{10}$ -Windrichtung, gelb: LIDAR Bodensignal, rot: LIDAR 200 m, türkis: LIDAR 300 m, grün: LIDAR 400 m und lila: LIDAR 500 m).

Anfangs liegen die SAR-Windgeschwindigkeiten um  $12 \text{ ms}^{-1}$  und fallen bis zur Front auf etwa  $6 \text{ ms}^{-1}$  ab (siehe *Abb. 8-3*). In der Front selbst steigt die Geschwindigkeit schnell auf über  $20 \text{ ms}^{-1}$  an. Der Rückweg des Fluges durch die Front beginnt nach etwa 450 km und zeigt den entgegengesetzten Verlauf. Die LIDAR-Messungen weisen zu Beginn eine Windgeschwindigkeit von  $15 \text{ ms}^{-1}$  in 200 m Höhe auf. Auch diese reduziert sich auf  $3,5 \text{ ms}^{-1}$ , um dann auf etwa  $22 \text{ ms}^{-1}$  zu steigen. Mit beiden Sensoren kann der signifikante Anstieg bzw. das Absinken der Windgeschwindigkeit festgestellt werden. Selbst die Größendimension dieser Veränderung ist in den Kurven vergleichbar. Betrachtet man die interpolierte SAR-Messungen (schwarze Linie) und die 200 m-LIDAR-Messungen (rote Punkte), so weisen die Kurven Abweichungen von etwa  $2 - 3 \text{ ms}^{-1}$  auf. Im Jet steigt dieser Wert auf über  $5 \text{ ms}^{-1}$  an.

Bei der Analyse der Windrichtung ergibt sich ein ähnliches Bild. Auch hier stimmen die Messungen annähernd überein. Die Abweichung beträgt vor und nach dem Flugbereich im Jet maximal  $30^\circ$  und im Jet selbst geht die Abweichung gegen Null. Dass die Windrichtungen im Polarjet trotz der Höhendifferenz gut übereinstimmen, liegt an den hohen Windgeschwindigkeiten, mit denen sich das Luftpaket bewegt. Dieses Paket reicht unter den gegebenen Bedingungen bis in höhere Atmosphärenschichten (*Liljequist und Cehak, 1994*). Und damit sind die Windrichtungen in einem solchen Polarjet über die Höhe ansatzweise gleich. Bei dem Vergleich zwischen LIDAR und SAR ergab sich eine Differenz von weniger als 10 km bei der Lage des Frontenverlaufs. Wenn man berücksichtigt, dass zwischen SAR-Aufnahme und der Dauer des LIDAR-Flugs eine zeitliche Verzögerung liegt, ist das Ergebnis vielversprechend.

## 8.2 Fallstudie: Rückseitenwetter

Im vorhergehenden Unterkapitel konnte gezeigt werden, dass sich mit Hilfe des SAR-Windfeldalgorithmus die Lage von Luftmassenfronten detektieren lässt. Nun soll geprüft werden, ob sich damit auch zeitliche Vorhersagen von Windgeschwindigkeiten durchführen lassen. Basis dieser Untersuchung ist die Taylor'sche Hypothese, nach der sich Luftwirbel unter Beibehaltung ihrer Form und Größe in einer Strömung mitbewegen (*Wyngaard und Clifford, 1977; Kaimal und Finnigan, 1994*). Sind diese Variationen in den Insitu-Messungen zu sehen, sollten sie auch über das SAR zu erkennen sein. Sie zeichnen sich durch Veränderungen sowohl in der Windrichtung als auch in der Windgeschwindigkeit aus. Diese Variabilitäten sind auch in den räumlichen SAR-Daten enthalten und können durch ein Profil in eine Zeitreihe transformiert werden. Die Länge dieser

„Vorhersage“ ist dabei direkt von dem Abstand des Messpunktes bis zum Szenenrand des SAR-Bildes in Windrichtung abhängig. Damit bieten sich Wide-Swath-Daten mit ihrer Streifenbreite von über 400 km an. Die Radardaten müssen ohnehin dem 10-Minuten-Mittel der Insitu-Messreihe entsprechend gemittelt werden, um einen Vergleich zu ermöglichen. Damit kann für diese Anwendung auf die hohe räumliche Auflösung der IM-Daten verzichtet werden. Auf diese Weise lassen sich ganze Frontendurchläufe nachweisen.

Will man zeitlich höher aufgelöste Windstrukturen erkennen, eignen sich die IM-Daten. Mit diesen Daten kann man die räumlichen Auflösung des Windfeldes auf 300 m reduzieren. Das würde bei einer Windgeschwindigkeit von  $10 \text{ ms}^{-1}$  einer zeitlichen Skala von 30 Sekunden entsprechen. Für die Analyse in diesem Unterkapitel wird eine IM-Szene herangezogen, da sie zeitlich gut zu einer charakteristischen Wettersituation liegt. Die Methode kann aber ebenso bei WS-Daten durchgeführt werden.

Es wird gezeigt, dass es mit Hilfe der hochaufgelösten SAR-Daten und dem Wind-Algorithmus möglich ist, Kurzzeit-Prognosen für Windgeschwindigkeiten zu erstellen. Dazu wird aus einer SAR-Szene ein Windfeld berechnet. Aus diesem Windfeld wird in Windrichtung ein Profil extrahiert. Das erhaltene Windgeschwindigkeitsprofil wird anschließend auf das Insitu-Zeitintervall gemittelt und mit der Messreihe der „FINO-1“-Plattform verglichen. Neben den SAR-Daten stehen die Berliner Wetterkarte und AVHRR-Aufnahmen des NOAA-16 (siehe *Abb. 8-5*) im optischen und nahen Infrarotbereich zur Verfügung. Dies soll zu Beginn einen Überblick über die Wetterlage vermitteln.

Für die Untersuchung wurde die Wettersituation des 23.9.2003 ausgewählt. An dem Tag zuvor wurde an der „FINO-1“-Plattform ein Frontendurchlauf registriert. Man kann auf der AVHRR-Szene und dem daneben abgebildeten Ausschnitt das Wolkenband der Front erkennen (siehe *Abb. 8-5, 8-7 und 8-8*). Es zieht sich von Nordschweden in einem ausläufertypischen Bogen bis nach Norditalien. Vor der Front zeigt sich eine klare Hochdrucksituation ohne Bewölkung. Hinter der Front wird das charakteristische Rückseitenwetter sichtbar. Zahlreiche Wolkenhaufen (engl.: *Cluster*) bewegen sich mit der allgemeinen Strömungsrichtung im Schatten der Front mit. Ebenso lässt sich eine nordwestliche Strömung dieser Wetterlage aus den angedeuteten Wolkenstrassen ableiten.

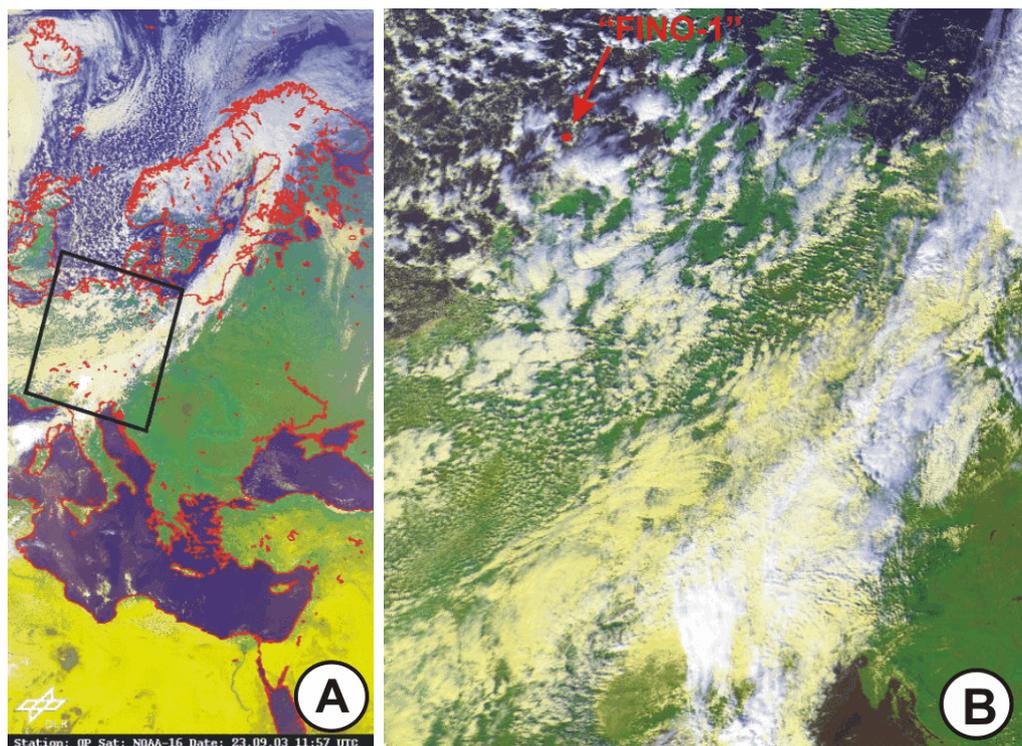


Abb. 8-5: A) AVHRR-Szene des NOAA-16 vom 23.9.2003, 11:57 Uhr UTC mit deutlich sichtbarer Front von Nordfinnland bis Italien; B) In Abb. 8-5A gekennzeichnete, vergrößerter Ausschnitt mit „FINO-1“-Standort.

Diese Wetterlage wird auch in den Ausschnitten der Berliner Wetterkarte des 22.9.2003 und des 23.9.2003 deutlich (siehe Abb. 8-6). Die Karte vom 22.9.2003 zeigt wie über der westlichen Nordsee eine Front verläuft, die sich nach Südosten vorwärts bewegt. Aus den Stationsdaten wird ersichtlich, dass vor der Front der Wind südwestliche Richtungen aufweist und hinter der Front auf Nordwest dreht. Im Ausschnitt der Berliner Wetterkarte des 23.9.2003 ist der Frontendurchlauf bereits abgeschlossen und es herrschen nordwestliche Windrichtungen vor, wobei sich die Windgeschwindigkeit von rund  $10 \text{ ms}^{-1}$  auf etwa  $12,5 \text{ ms}^{-1}$  erhöht hat. Damit wird die Interpretation der AVHRR-Daten bestätigt.

Zieht man nun für einen detaillierteren Vergleich die Insitu-Messungen der „FINO-1“-Plattform heran, lässt sich auch hier die Front wiedererkennen. Aus Abbildung 8-7 des Tagesgangs der Windgeschwindigkeiten zeigt sich wie am 22.9.2003 erst eine stabile Windgeschwindigkeit von  $9$  bis  $10 \text{ ms}^{-1}$  vorherrscht (0–14 Uhr, im linken Teil der Kurve). Sie steigt am Nachmittag vor der Front stark auf etwa  $18 \text{ ms}^{-1}$  an und schwächt sich im Laufe der Nacht zum 23.9.2003 wieder ab. Die Windgeschwindigkeiten zeigen am 23. September deutlich böigere Verhältnisse an als am Vortag. Dies ist durch die stark variierenden Windgeschwindigkeiten von  $\pm 5 \text{ ms}^{-1}$  in den 10-Minuten-Mitteln zu erkennen.

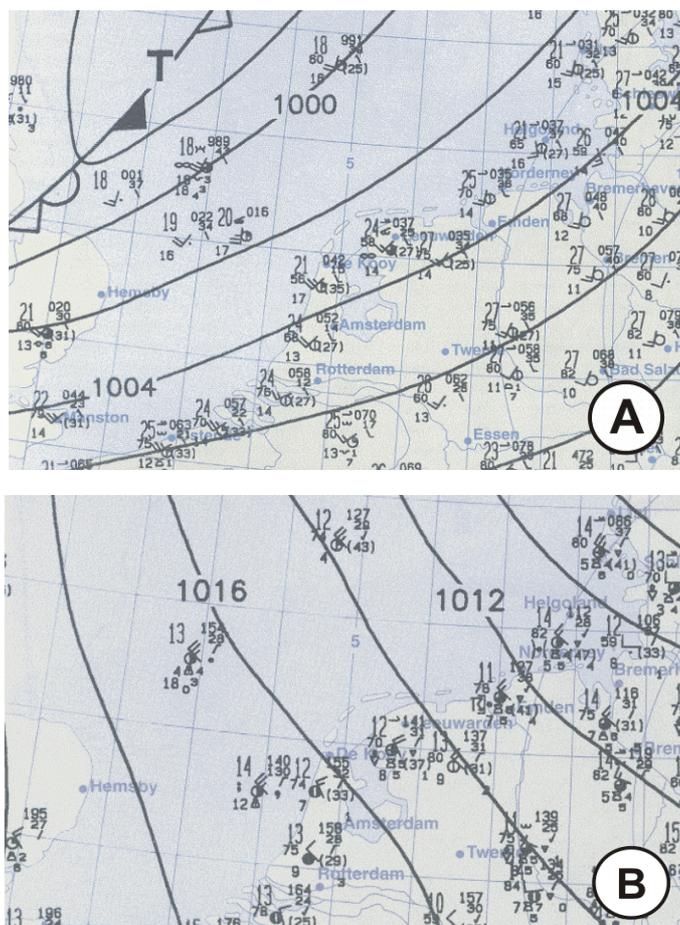


Abb. 8-6: Ausschnitte der Berliner Wetterkarte für den Beobachtungsraum A) vom 22.9.2003 und B) vom 23.9.2003 mit durchlaufender Front und anschließendem Wetterlagenwechsel.

Die Analyse der Windrichtungen zeigt ein ähnliches Bild. Am 22.9.2003 herrschen erst stabile Windrichtungen aus Süd bis Südwest vor (siehe Abb. 8-8). Am Nachmittag und am Abend dreht die Windrichtung in zwei Schritten um insgesamt etwa 120 Grad auf Nordwest. Auch hier sind die Richtungen über die folgende Zeit sehr labil und drehen immer wieder. Dies ist ein Zeichen für labile Windverhältnisse wie sie schon in dem Diagramm der Windgeschwindigkeit zu sehen waren.

Vergleicht man diese Profile mit den Bilddaten des AVHRR, kann man diese Wetterphasen auch eindeutig bestimmten Wolkenformationen zuordnen. Die ruhige Phase vor der Front weist kaum Wolken auf. Es schließt sich die Front mit dem Wolkenband und intensiver Bedeckung an. Hinter der Front kann man das Rückseiten-Wetter mit seinen Wolkencluster erkennen. Mit diesen Cluster geht eine Unregelmäßigkeit in der Windgeschwindigkeit einher.

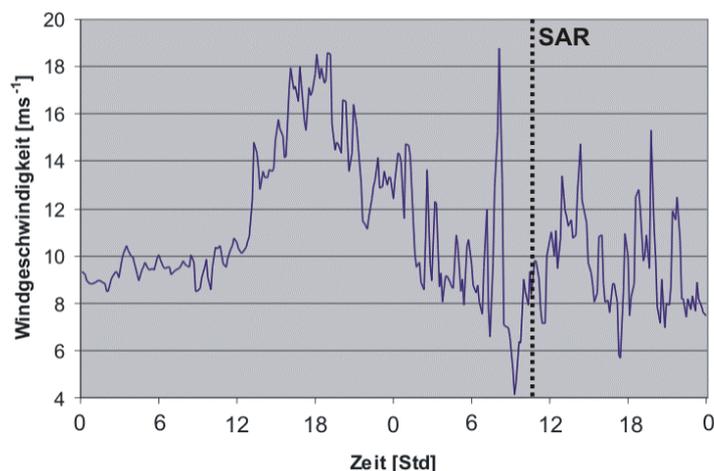


Abb. 8-7: Tagesgang aus den „FINO-1“-Daten der Windgeschwindigkeit für den 22.9. und 23.9.2003.



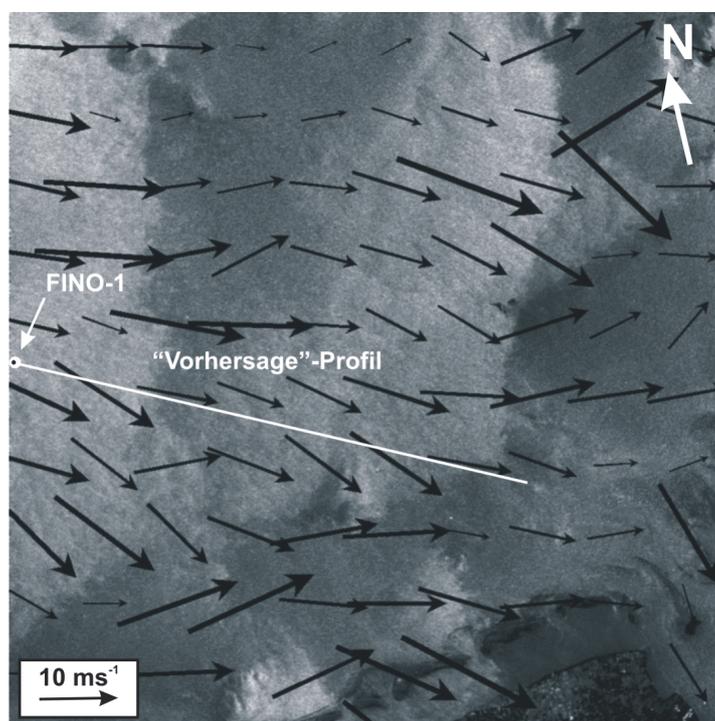
Abb. 8-8: Tagesgang aus den „FINO-1“-Daten der Windrichtung für den 22.9. und 23.9.2003.

Die Cluster sind wiederum in der Radarszene zu beobachten, wo sie sich durch unterschiedliche Grauwerte bemerkbar machen (siehe Abb. 8-9). Das entsprechende SAR-Windfeld ist am 23.9.2003 um 10:27 Uhr UTC aufgenommen. Es ordnet sich somit in das Rückseitenwetter ein und zeigt entsprechend ein sehr variables Windfeld. Die  $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten variieren zwischen 7 und 15  $\text{ms}^{-1}$ . Extrapoliert man diese Werte auf  $U_{30}$ -Windgeschwindigkeiten so beschreibt es einen Wertebereich von etwa 8 bis 17  $\text{ms}^{-1}$ . Das sind Werte, die man in den Insitu-Daten wiedererkennen kann.

Die Windrichtungen sind sehr variabel und weisen im SAR-Windfeld Richtungen von Nordwest bis Südwest auf. Da es sich um eine nicht-geokodierte Szene absteigenden Orbits handelt, ist die Nordrichtung  $14^\circ$  versetzt gegen den Uhrzeigersinn. Die Szene muss also gedanklich um  $14^\circ$  in Uhrzeigersinn gedreht

werden. Somit kommen die Winde nicht aus westlichen Richtungen, sondern eher aus west-nordwestlichen Richtungen. Dies entspricht ebenfalls dem Wertebereich, der an dem „FINO-1“-Messturm aufgezeichnet wurde (siehe *Abb. 8-8*). Anschließend wird in dieses Windfeld in der Hauptwindrichtung (Nordwest) ein Profil gelegt. Das etwa 75 km lange Profil endet im Osten bevor das Windfeld von küstennahen, nicht-windbedingten Mustern beeinflusst wird (siehe *Abb. 8-9*).

Dieses Profil der Windgeschwindigkeiten wurde wie in *Kapitel 5* bereits dargelegt auf 10-Minuten-Intervalle zeitlich gemittelt, damit es mit den 10-Minuten-Mitteln der Messplattform verglichen werden kann. Dazu wurde eine konstante Windgeschwindigkeit angenommen. Betrachtet man die gesamte Breite einer IM-Szene und nimmt eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von  $5 \text{ ms}^{-1}$ ,  $10 \text{ ms}^{-1}$  bzw.  $20 \text{ ms}^{-1}$  an, dann entsprechen die 100 km der IM-Szenenbreite einem Vorhersageprofil von etwa  $5 \frac{1}{2}$  Stunden,  $2 \frac{3}{4}$  Stunden bzw.  $1 \frac{1}{2}$  Stunden. Bei ASAR WS-Szenen mit bis zu 450 km Streifenbreite erhöht sich die Vorhersagedauer entsprechend. Das extrahierte Profil zeigt den Wind, der bereits am Messturm vorbei gezogen ist. Streng genommen zeigt es also kein „Vorhersage“-Profil sondern ein „Nachsage“-Profil. Dies ist lediglich durch die Lage der Station im vorliegenden SAR-Bild bedingt und hat keinen Einfluss auf die Aussagekraft der Untersuchung.



*Abb. 8-9: ERS-2 SAR-Windfeld vom 23.9.2003, 10:27 Uhr UTC (12:27 Uhr MESZ) zeigt im Südosten den Jade-Busen (weiß = Forschungsplattform „FINO-1“ mit der Lage des 2-stündigen „Vorhersage“-Profils). Die IM-Szene deckt eine Fläche von 100 km x 100 km ab.*

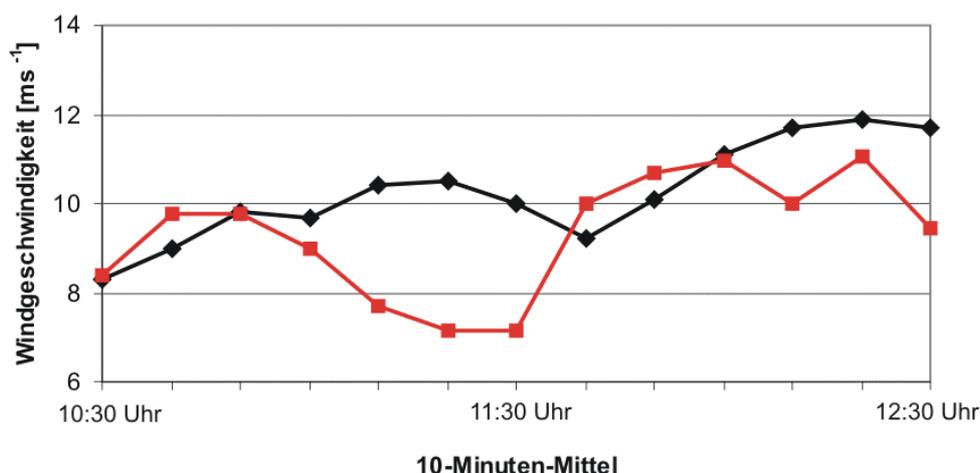


Abb. 8-10: Vergleich der 10-Minuten-Mittel der „FINO-1“-Messreihe (rote Linie) mit den abgeleiteten  $U_{30}$ -SAR-Windgeschwindigkeiten (schwarze Linie) vom 23.9.2003 von 10:30 Uhr bis 12:30 Uhr MESZ.

Das Ergebnis des Vergleichs ist in *Abbildung 8-10* zu sehen. Dabei stellt die schwarze Linie die SAR-Windgeschwindigkeit dar und die rote Linie gibt die Insitu-Messreihe wieder. Wie man erkennen kann, zeigen beide Reihen einen ähnlichen Wertebereich und Verlauf. Trotzdem treten aber auch zwischen 11 Uhr und 11.30 Uhr Abweichungen von bis zu  $3 \text{ ms}^{-1}$  zwischen beiden Messreihen auf.

Damit ist in Frage zu stellen, ob die Taylor-Hypothese als grundsätzlich gültig angenommen werden kann. Unter labilen Bedingungen ist zu erwarten, dass die Windverhältnisse sehr variabel sind. Das hat zur Folge, dass man nicht davon ausgehen kann, dass sich die Windgeschwindigkeiten in einem nahezu „festen“ Luftpaket bewegen. Durch die hohe Variabilität werden sich die Windgeschwindigkeitsbedingungen an der Wasseroberfläche verändern, damit die Rückstreuungseigenschaften der Oberfläche und letztendlich auch die abgeleitete Windgeschwindigkeit. Damit sind in den Prognosen Abweichungen von den Messreihen zu erwarten.

Betrachtet man die Variabilität der beiden Messreihen, und zieht man zusätzlich die Schwierigkeiten der angleichenden Skalierung in Betracht, erreicht die Methode Genauigkeiten von etwa 10 – 15 % und liegt damit im Bereich von Prognosen aus Modellen wie dem ECMWF-Modell.

Die Windrichtung kann in einer ersten Näherung als konstant angenommen werden, um die Berechnung zu vereinfachen. Dieser Ansatz ist hier zulässig, da es sich um eine Wettersituation handelt, bei der sich die Windrichtungen lediglich in einem Bereich von  $45^\circ$  streuen. Bei Fronten, in denen die Windrichtung deutlich dreht, ist dieser vereinfachende Ansatz nicht anwendbar. Deshalb muss eine Nachführung der Windrichtung, die zur Abschätzung der Windgeschwindigkeiten

führt, eingesetzt werden. Dies könnte durch eine zusätzliche Analyse der SAR-Daten geschehen, da in diesen auch die räumliche Verteilung der Windrichtungen enthalten ist.

Neben der unabhängigen Ableitung einer Vorhersage aus SAR-Daten, können die kurzfristigen Vorhersagen aus SAR-Daten außerdem bei der Assimilierung in Modell-Rechnungen eingesetzt werden, wo sie zur Verbesserung der Modell-Läufe beitragen.

### *Ergebnisse und Bewertung*

Man kann den Frontenverlauf und die einzelnen Wetterphasen sowohl in den Insitu-Daten, den optischen Daten und den Radardaten erkennen. Auf Basis des abgeleiteten SAR-Windfelds ist eine kurzfristige Prognose der Windgeschwindigkeiten möglich. Dabei spielt die Szenengröße der Radardaten eine bedeutende Rolle, da die Entfernung des Prognoseortes zum Szenenrand die Länge des Vorhersageprofils definiert. Ein entsprechender Vergleich mit Insitu-Messdaten zeigte eine gute Übereinstimmung zwischen realen und abgeleiteten Windgeschwindigkeiten für eine Prognose von etwa 2 Stunden. Jedoch weichen die Windgeschwindigkeiten für eine Periode von drei 10-Minuten-Mittel um bis zu  $3 \text{ ms}^{-1}$  voneinander ab. Der Vergleich der beiden Zeitreihen weist ohne diese drei Wertepaare eine durchschnittliche Differenz von  $0,8 \text{ ms}^{-1}$  auf. Dieses Ergebnis zeigt, dass der Ansatz über die Taylor-Hypothese zu phasenweisen Abweichungen zwischen Insitu-Windgeschwindigkeiten und abgeleiteten SAR-Windgeschwindigkeiten führt. Es scheint entgegen der Annahme zu Beginn eine deutliche Veränderung des Windfeldes in der Zeit zu geben.

## Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit beschäftigte sich mit der Untersuchung und Bereitstellung von flächenhaften, hochaufgelösten Windinformationen abgeleitet aus Radardaten zur Unterstützung der Offshore-Windenergiegewinnung. Diese sollen mangelnde In-situ-Daten ergänzen oder fehlende Daten ersetzen. Es wurde gezeigt, daß und wie SAR-Daten zu diesem Zweck genutzt werden können. Es wurden die Verfahren geprüft, ihre Genauigkeit ermittelt und mit den Anforderungen der Windparkbetreiber und der Stromindustrie verglichen.

Die Arbeit hat gezeigt, dass man aus SAR-Daten wertvolle Informationen über das lokale Windfeld über Wasseroberflächen ableiten kann. Dies kann genutzt werden, um wichtige Parameter für Offshore-Windkraftanlagen bereitzustellen. In dieser Arbeit sollte geprüft werden, inwiefern die genutzten Methoden für dieses Aufgabenfeld geeignet sind.

Es wurden die genutzten Daten und deren Kalibrierung dargelegt. Dabei wurden erstmals die Rückstreuungseigenschaften der Offshore-Windkraftanlagen eingeschätzt und die Auswirkung auf die Datenerfassung und Datenanalyse bewertet.

Ausserdem wurde ein Windfeld-Algorithmus, der auf dem C-Band-Modell CMOD4 basiert, vorgestellt. Hierbei wurde mit Hilfe der Einfallswinkel und der Windrichtungseingabe aus den SAR-Daten ein Windfeld errechnet. Die Windrichtung wird in einem ersten Schritt aus den SAR-Daten extrahiert und als Eingangsparmeter für die Windgeschwindigkeitsbestimmung herangezogen.

Des weiteren konnte dargestellt werden wie empfindlich der Algorithmus auf Ungenauigkeiten der gemessenen Rückstreuung reagiert. Es wurde Wert darauf gelegt, gleichzeitig deren Bedeutung für die Windenergiegewinnung zu verdeutlichen. Da die Ableitung der im Wind nutzbaren Leistung in der dritten Potenz von der Windgeschwindigkeit abhängig ist, benötigt man möglichst exakte Windgeschwindigkeitsbestimmungen. Der angewendete Algorithmus führt unter Verwendung von ERS Image-Mode-Daten zu Fehler in der Leistungsberechnung einer typischen 2-MW-Turbine von 18 bis 43%. Werden die genaueren ENVISAT Image-Mode-Daten eingesetzt, sinken die relativen Fehler auf 7 bis 20%. Dies stellt eine Annäherung an die derzeit von der Windenergie für Leistungsprognosen veranschlagten Ungenauigkeiten von 10% dar.

Die abgeleiteten SAR-Windparameter wurden mit In-situ-Messreihen der Standorte „Horns Rev“ und „Borkum West“ („FINO-1“) verglichen. Aufgrund der hohen atmosphärischen Dynamik im Küstenraum wurde der Effekt des tageszeitgebundenen Überflugtermins der ERS-Satelliten auf die Ableitung der Windgeschwin-

digkeiten untersucht. Bei der Analyse der vorliegenden 7-Monate wurde eine Abweichung der Windgeschwindigkeiten zum Zeitpunkt der Satellitenüberflüge mit den mittleren Windgeschwindigkeiten verglichen und eine Differenz von  $0,15 \text{ ms}^{-1}$  festgestellt. Dieser Wert liegt innerhalb der Messgenauigkeit der SAR-Windmessungen und ist außerdem so gering, dass kein Korrekturfaktor eingesetzt werden muss. Es hat sich gezeigt, dass bei der Prognose eines Leistungsergebnisses der tageszeitliche Verlauf Berücksichtigung finden kann.

Der Vergleich zwischen den Insitu-Daten und den SAR-Messungen fand auf 15 m-Höhe, bzw. 30 m-Höhe statt, da diese die untersten Höhengniveaus der beiden Messplattformen darstellen. Dazu wurden Methoden vorgestellt, um die  $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten auf  $U_{30}$ -Werte über ein logarithmisches Höhenprofil zu extrapolieren. Diese Verfahren zur Erstellung von vertikalen Profilen basieren auf der Annahme einer neutralen atmosphärischen Schichtung. Sie zeigen bei zeitlicher Mittelung (bspw. für mehrere Monate) eine hohe Übereinstimmung mit den theoretischen, logarithmischen Vertikalprofilen, weisen aber bei der Betrachtung tageszeitlicher Vertikalprofile oft stärkere Abweichungen auf, da hier die atmosphärischen Bedingungen stark variieren.

Es wurde erstmals der Einsatz des CMOD4-Algorithmus bei der Ableitung der Windparameter in verschiedenen räumlichen Auflösungen bis 300 m geprüft mit dem Ziel die Zuverlässigkeit des Modells zu testen und zusätzlich Informationen über kleinräumige Turbulenzen zu bekommen. Damit wurden kleinräumige Effekte im und um den Windpark „Horns Rev“ untersucht. Diese Analysen wurden mit Hilfe von horizontalen Windprofilen mit 300 m Auflösung durchgeführt. Dabei wurden Profile in und um den Windpark herum gelegt und miteinander verglichen. Es konnte gezeigt werden, dass der Windpark Einfluss auf das lokale Windfeld hat und dies mit dem SAR-Algorithmus quantifiziert werden kann. So konnte anhand eines Fallbeispiels nachgewiesen werden, dass durch die turbulente Mischung im Windpark die bodennahen Windgeschwindigkeiten innerhalb des Windparks von  $5,6 \text{ ms}^{-1}$  auf  $6,2 \text{ ms}^{-1}$  ansteigen.

Anhand eines Vergleichs zwischen zwei Offshore-Standorten wurde untersucht, welchen Einfluss unterschiedliche geographische Rahmenbedingungen auf die lokale Windstatistik haben. Die beiden Standorte lagen nur 60 km voneinander entfernt und wiesen 15 bzw. 35 km Entfernung zur Küste auf. Es konnte gezeigt werden, dass in den Windstatistiken kein Einfluss der geographisch unterschiedlichen Lage in der Deutschen Bucht, bzw. des unterschiedlichen Abstandes zur Küste zu erkennen ist. Es konnte gezeigt werden, dass beide Standorte im Rahmen der Messgenauigkeit gleiche Windbedingungen aufweisen. Derartige Studien kann man in Zukunft bei der Auswahl von Offshore-Standorten nutzen.

Bedingung ist die Berücksichtigung lokaler geographischer Rahmenbedingungen.

Zum ersten Mal wurde geprüft, ob in den Daten und der Methode das Potential zur kurzfristigen Leistungsprognose steckt. Dazu wurde im Rahmen einer LIDAR-Befliegung ein Vergleich der LIDAR-Messungen und des SAR-Windfeldes durchgeführt. Damit konnte gezeigt werden, dass die SAR-Messungen die Position und die Ausdehnung der Front exakt wiedergeben kann. Des weiteren wurde am Beispiel eines Frontendurchgangs ein Profil in einem abgeleitete Windfelder erstellt und unter Annahme der Taylor-Hypothese mit einer zeitlichen Messreihe verglichen. Das räumliche SAR-Windgeschwindigkeitsprofil ist dazu unter Berücksichtigung der Windgeschwindigkeit mit den zeitlichen 10-Minuten-Mitteln der Insitu-Messreihe verglichen worden. Dabei zeigten beide Kurven das gleiche Niveau und die Tendenz der Windgeschwindigkeiten. Sie wichen aber bei wenigen verglichenen 10-Minuten-Mitteln um bis zu  $3 \text{ ms}^{-1}$  voneinander ab. Mögliche Erklärung für die Abweichung wie z.B. die eingeschränkte Gültigkeit der Taylor-Hypothese wurden diskutiert. Trotzdem konnte die grundlegende Möglichkeit gezeigt werden, dass mit Hilfe von SAR-Windfeldern Windgeschwindigkeitsprognosen erzielt werden können.

---

## Ausblick

Für die Ableitung von Windrichtung und Windgeschwindigkeiten aus SAR-Szenen werden für das Modell Eingangsdaten mit möglichst hoher Genauigkeit benötigt. In dieser Arbeit wurde gezeigt, welche Präzision in der Windfeldableitung mit den ERS- und ENVISAT-Daten erreicht werden kann. Gegenwärtige Nachfragen der Raumfahrtbehörden bezüglich der gewünschten Genauigkeiten der zu liefernden Produkte haben gezeigt, dass Interesse daran besteht, welche Genauigkeiten in Zukunft zur exakteren Windfeldbestimmung benötigt werden. Sind diese Anforderungen an neue, genauere Daten erfüllt, wirkt sich das umgehend auf die Präzision des Algorithmus aus. Das wird die SAR-Windfeldableitung noch attraktiver für potentielle Nutzer in der Windindustrie machen.

Die größere räumliche Abdeckung von über 400 km durch die ENVISAT WS-Daten ermöglicht eine flächendeckende Windstatistik. Damit lässt sich ein Gebiet von nahezu der Größe der Nordsee bei einem Überflug betrachten. Durch die größere Abdeckung wird die Aufnahmezeit für einen bestimmten Ort erhöht und somit auch die Informationsdichte. In Kombination mit den ERS-Daten lassen sich damit Statistiken über 14 Jahre erstellen.

Die Windenergie-Industrie wird die Möglichkeit der fernerkundlichen Datenerfassung und Windfeldbestimmung durch SAR-Methoden mehr und mehr in Ihre Beurteilung eines potentiellen Standortes mit einbeziehen, wie erste Beispiele aus Dänemark zeigen. Veränderungen in den Ansprüchen durch die Entwicklung neuer Windkrafttechnologien wird sich auch auf den Bereich der SAR-Auswertung auswirken. Dennoch zeigt der hier verwendete Algorithmus das Potential diese Nachfrage mittelfristig befriedigen zu können. Dazu sind Verbesserungen in der Ertragsprognose und speziell bei der Extrapolation der  $U_{10}$ -Windgeschwindigkeiten nötig. Dies kann durch die Modifikation des Algorithmus und durch den Vergleich mit Messreihen der Messplattformen geschehen. Diese relativ neue Möglichkeit lässt die Entwicklung eines Algorithmus zu, der besonders dazu geeignet ist die Windverhältnisse im dynamischen Küstenbereich wiederzugeben.

Ebenso interessant ist die Kombination von zeitgleich aufgenommenen optischen und Radardaten. Dies ist mit den ENVISAT-Sensoren ASAR und MERIS möglich. In dem bisherigen Zeitraum wurden jedoch keine passenden Szenen für den Beobachtungsraum dieser Arbeit aufgenommen. Die Synergie zwischen optischen und Radardaten macht es möglich atmosphärische und ozeanische Phänomene auf neue Art und Weise zu untersuchen, um so bspw. die Richtigkeit der Taylor-Hypothese zu überprüfen.

Im Bereich von 0 bis  $25 \text{ ms}^{-1}$  gibt der existierende CMOD4-Algorithmus die Windgeschwindigkeiten sehr gut wieder. Das stimmt mit den derzeitigen Anforderung an das Modell von Seiten der Windenergienutzung überein. Für die Erweiterung über den Grenzwert von  $25 \text{ ms}^{-1}$  hinaus ist jedoch ein genaueres Verständnis der Wellenbildung bei extremen Windgeschwindigkeiten nötig, das bis heute noch nicht existiert. Damit kann das Modell an die veränderten Rückstreueigenschaften angepasst werden. Ein erster Schritt ist mit der Entwicklung des CMOD5-Algorithmus geschehen. Trotzdem besteht bei dem Verständnis der dahinter stehenden Prozesse noch Forschungsbedarf.

In dieser Arbeit wurden erste Ansätze zur Abschätzung der Rückstreueigenschaften von Windkraftanlagen in SAR-Szenen vorgestellt. Damit lassen sich die Effekte in den vorliegenden SAR-Daten für die Windkraftanlagen bei „Horns Rev“ gut erklären. Je nach Material der OWAs und ihrer individuellen Rotoreigenschaften wie Umdrehungszahl und Rotordurchmesser müssen die Beobachtungen wiederholt und neu untersucht werden.

Und auch bei der Ableitung eines lokalen Tagesgang-Korrekturfaktors speziell in Hinsicht auf eine Leistungsvorhersage aus SAR-Daten sind weiter führende Analysen nötig. Dies wird durch die Errichtung zusätzlicher Messplattformen an geplanten Offshore-Standorten erleichtert. Zudem wird man auf mehrjährige Messreihen an diesen Standorten zugreifen können, um repräsentative Ergebnisse zu erhalten.

Ausserdem werden in naher Zukunft neue Radarsatelliten in den Orbit gebracht, die für die SAR-Windfeldberechnung ein erheblich besseres Auflösungsvermögen besitzen. Ein solches Beispiel stellt TerraSAR-X dar, der 2006 gestartet wird. Er besitzt im Spotlight-Modus eine räumliche Auflösung von 1 m und kann dabei eine Streifenbreite von 10 km abdecken. Damit können Turbulenzen in und um Windparks untersucht werden. Das eröffnet neue Möglichkeiten bei der Optimierung von Windparkkonfigurationen. Zudem stellt der Transfer der Algorithmen von dem C- auf ein X-Band-System eine Herausforderung dar. Aufgrund der Aufnahmegeometrie und der Streumechanismen ist eine Übertragbarkeit möglich.

## Danksagung

Jetzt, am Ende dieser Arbeit, ist es Zeit einigen Menschen zu danken, die mir bei der erfolgreichen Anfertigung geholfen haben.

Zuerst möchte ich Herrn Prof. Dr. Friedrich Wieneke für die konstruktive Betreuung während meiner Doktorarbeit danken. Seine Kompetenz und seine Erfahrung waren für die erfolgreiche Zusammenarbeit ausschlaggebend. Ebenso profitierte ich von seinen pädagogischen Fähigkeiten Wissen aber auch Kritik zu vermitteln.

Ein besonderer Dank gilt auch Prof. Dr. Susanne Lehner von der Universität Miami, die nicht nur bei der Herausarbeitung des Themas mitgewirkt hat, sondern auch für die Möglichkeit gesorgt hat, diese Arbeit im Rahmen eines Doktorandenvertrags am DLR in Oberpfaffenhofen zu erarbeiten. Sie gab mir immer wieder neue Impulse für die Arbeit und stand mir mit ihrem Fachwissen zur Seite.

Ebenso möchte ich mich ganz herzlich bei Dr. Johannes Schulz-Stellenfleth bedanken, der mich am DLR betreut hat. Während der gesamten Zeit habe ich von seiner Geduld und seinem Wissen profitiert. Sein Rat war mir sehr wichtig.

Mein Dank gilt auch der gesamten SAR-Ozeanographie-Gruppe. Die Zusammenarbeit mit José, Thomas, Danielle und Anderl hat immer Spaß gemacht und mir die Möglichkeit gegeben mich weiterzuentwickeln. Besonders meinem „Bruder im Geiste“ Anderl möchte ich für die Zeit danken. Es war extrem unterhaltsam über Kinofilme fachzusimpeln und mit unseren verdrehten Gedanken Dritte in völlige Konfusion zu stürzen.

Abgerundet wurde die wunderbare Betreuung am DLR von zahlreichen Mitarbeiter, die bei Fragen unkompliziert mit Rat und Tat zur Seite standen. An dieser Stelle seien die LIDAR-Gruppe um Dr. Christian Werner und Birgit Schättler des Instituts für Methodik der Fernerkundung hervorgehoben.

Ein Dank geht auch nach Geesthacht an das GKSS Forschungszentrum, mit dem wir seit Jahren sehr eng und erfolgreich zusammenarbeiten. Besonders von Wolfgang Koch und Jochen Horstmann habe ich im Bereich SAR-Windfeld-Prozessierung sehr viel gelernt.

Auch der ESA habe ich für die Bereitstellung der Daten im Rahmen des ENVISAT AO's „Windfarm“ zu danken. Ebenso gilt mein Dank dem EOLI Helpdesk der ESA. Gerade als Co-Investigator eines AO's treten doch ab und zu Fragen auf, die geduldig von ihnen beantwortet wurden.

Ausserdem möchte ich mich beim BSH und ELSAM für die Erlaubnis bedanken einzelne Abbildungen in dieser Arbeit verwenden zu dürfen.

Der Betreiberfirma des Offshore-Windparks „Horns Rev“ TECHWISE und dem DEWI danke ich für die Daten ihrer Messplattformen bei „Horns Rev“ bzw. „Borkum West“.

Ein großer Dank gilt meiner Familie. Vor allem für ihr Verständnis während der Abschlussarbeiten an der Dissertation als sie mich kaum zu sehen bekommen haben.

Und ganz herzlich möchte ich mich auch bei meiner Freundin Maren bedanken. Sie hat mich immer unterstützt und an mich geglaubt. Ihr Vertrauen in mich hat mir die nötige Kraft gegeben auch kritische Phasen problemlos zu überstehen. Ich liebe Dich dafür!

## Quellenverzeichnis

### *Literaturverzeichnis*

Alpers W., Hasselmann K. und Schieler M. (1975), „Fernerkundung der Meeresoberfläche von Satelliten aus“, In: *Raumfahrtforschung*, Heft 1, S. 1 - 6

Alpers W. und Brümmer B. (1994), „Atmospheric Boundary Layer Rolls Observed by the Synthetic Aperture Radar aboard the ERS-1 Satellite“, In: *Journal Geophys. Res.*, Vol. 99, S. 12613 - 12621

Anders A. und Wacker G. (2002), „Influence of Park Configuration on the Fatigue Behaviour of Rotor Blades“, Germanischer Lloyd, In: *Proceedings Global Windpower*, Paris

Antonia R.A. und Luxton R.E. (1974), „Characteristics of Turbulences within an Internal Boundary Layer“, In: *Turbulent Diffusion in Environmental Pollution*, Charlottesville, Virginia, Academic Press, New York, S. 265 - 285

Arya S.P., Singh M.P. und Raman S. (1998), „Unstable and Convective Boundary Layers“, In: Dynamics of Atmospheric Flows, *Computational Mechanics*, Southampton, S. 1 - 38

Ashcroft N.W. und Mermin N.D. (1976), „Solid State Physics“, Sanders College Publishing, 276 S.

Attema E.P.W. (1986), „An Experimental Campaign for the Determination of the Radar Signature of the Ocean at C-Band“, In: *Proc. 3<sup>rd</sup> Int. Colloquium on Spectral Signatures of Objects in Remote Sensing*, Les Arces, Frankreich, ESA-SP-247, S. 791 - 799

Bamler R. und Schättler B. (1993), „SAR Data Acquisition and Image Formation“, In: *SAR Geocoding: data and systems*, Schreier G., Wichmann Verlag, S. 53 - 103

Banakh V., Werner C., Streicher J., Reitebuch O., Nagel E., Schneiderhan T., König T., Lehner S., Dabas A. und Delville E. (2003), „Wind Measurements over Sea by Doppler Lidar and Radar“, In: *Proc. 12th Coherent Laser Radar Conference*, CLRC, Bar Harbour, Maine, USA, S. 191 – 194

Banner F.T., Collins M. B. und Massie K. S. (1980), "The North-West European Shelf Seas: The Sea Bed and the Sea in Motion – II. Physical and chemical oceanography", Oxford, Elsevier scientific Publishing Company, 264 S.

Barbarossa S. und Farina A. (1992), "Detection and Imaging of Moving Objects with Synthetic Aperture Radar, Part 2: Joint Time-Frequency Analysis by Wigner-Ville Distribution", In: *IEEE Proc.-F*, Vol. 139, Nr. 1, S. 89 – 97.

Barthelmie R.J, and Pryor S.C. (2003), Can Satellite Sampling of Offshore Wind Speeds Realistically Represent Wind Speed Distributions. In: *Journal of Applied Meteorology*, Vol. 42(1), S. 83 - 94

Bentamy A., Quilfen Y. und Queuffeulou P. (1994), „Calibration of the ERS-1 Scatterometer Model“, *Tech. Report IFREMER DRO/OS-94-01*, 72 S.

Betz A. (1926), "Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen", Vandenhoeck & Rupprecht, Göttingen, 64 S.

Beyer G., Rürger T., Waldl H.-P., (1995), „Ein Verfahren zur Auswahl der geometrischen Konfiguration von Windparks“, *DEWI Magazin*, Vol. 6, S. 55 – 61

BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2002a), „Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See“, 26 S.

Brown L.M.J., Smith D.J., Blacknell D., Deane J.M., Freeman A. und Meadows P.J. (1988), "SAR Quality Assessment and Rectification, *GEC-Marconi Technical Report*, MTR 87/107

Brown R.A. (1970), „A Secondary Flow Model for the Planetary Boundary Layer“, In: *J. Atmos. Science*, Vol. 27, S. 742 - 757

Bühler A. (1999), „Simulation eines Offshore Windparks in der Nordsee – Zur Versorgung einer Großstadt wie Hamburg“, Diplomarbeit im Fachbereich Physik der Universität Hamburg

Burton T., Sharpe D. Jenkins N. und Bossanyi E. (2001), "Wind Energy Handbook", John Wiley and Sons Verlag, New York, 643 S.

Businger J.A., Wyngaard J.C. Izumi I. und Bradley E.F. (1971), "Wind Stress on a Water Surface", In: *Journal Atmos. Sciences*, Vol. 28, S. 181 - 189

Chapron B., Collard F., Johnsen H. und Engen G. (2002), "ASAR Wave Mode – first Geophysical Results", In: *ENVISAT Calibration Review*, ESTEC, Noordwijk, Niederlande, 9. – 13. September 2002

Charnock H. (1955), „Wind Stress over a Water Surface“, *Quart. J. Roy. Meteor. Soc.*, Vol. 81, S. 639 - 640

Colwell R.N. (1983), "Manual of Remote Sensing", American Society of Photogrammetry, Falls Church, Virginia, 2240 S.

Dalhoff P. und Nath C. (2002), „Zertifizierung, Standsicherheit und Verfügbarkeit von Offshore-Windenergieanlagen“, 6 S.

Dattke V. und Sperber H.H. (1994), „Windkraftanlagen und Landschaftsbild – Methoden zur Simulation der Wirkung von Windkraftanlagen auf das Landschaftsbild und zu ihrer Bewertung“, In: *Naturschutz und Landschaftsplanung*, Vol. 26, Nr. 5, S. 179 - 185

Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen, (1980), „Umweltprobleme der Nordsee“, Sondergutachten, Juni 1980, Verlag Kohlhammer GmbH, Stuttgart und Mainz, 503 S.

Diekmann B. und Heinloth K. (1997), „Energie – Physikalische Grundlagen ihrer Erzeugung und Nutzung“, Teubner Verlag Stuttgart, , 2te Auflage, 456 S.

Donelan M.A. und Pierson W.J. (1987), „Radar Scattering and Equilibrium Ranges in Wind-generated Waves with Application to Scatterometry“, In: *Journal Geophys. Res.*, Vol. 92 (C5), S. 4971 - 5029

Elachi P.(1988), "Spaceborne Radar Remote Sensing – Applications and Techniques", IEEE Press, New York

ELKRAFT (1997), „Action Plan for Offshore Wind Farms in Danish Waters, Juni 1997

Ender C. (2003), „Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2002“, *DEWI Magazin*, Nr. 22, S. 7 –19

Erickson W.P.J., Johnson G.D., Strickland M.D., Young D.P., Sernka K.J. und Good R.E. (2001), „Avian Collisions with wind Turbines: a Summary of Existing Studies and Comparisons to other Sources of Avian Collision Mortality in the United States“, National Wind Coordinating Committee (NWCC), Washington D.C.

Espedal H., Johannessen O.M., Furevik B., Sandven S., Hasager C., Christensen L.C. und Gaudiosi G. (2001), „WEMSAR – Wind Energy Mapping Using Synthetic Aperture Radar“, In: *Proceedings IGARSS 2001*, Vol. 3, S. 1137 - 1139

Fetterer F., Gineris D. und Wackerman C.C. (1998), „Validating a scatterometer wind algorithm for ERS-1 SAR“, *IEEE Trans. Geosci. And Remote Sensing*, Vol. 36, Nr. 1, S. 479 – 492

Fichaux N. und Ranchin T. (2002), „Combined extraction of high spatial resolution wind speed and direction from SAR: a new approach using wavelet transform“, *Canadian Journal of Remote Sensing*, Vol. 28, Nr. 3, S. 510 - 516

Furevik B.R., Espedal H.A., Hamre T., Hasager C.B., Johannessen O.M., Joergensen B.H. und Rathmann O. (2003), „Satellite-based wind maps as guidance for siting offshore wind farms“, In: *Wind Engineering*, Vol. 27, Nr. 5

Garrat J.R. (1992), „The atmospheric boundary layer“, Cambridge University Press, Cambridge, 1992

Gerling T.G. (1986), „Structure of the surface wind field from Seasat SAR“, In: *Journal of Geophys. Reserch*, Vol. 91, S. 2308 - 2320

Goodman J.W. (1976), „Some fundamental properties of speckle“, In: *Journal of the optical Society of America*, Vol. 66, S. 1145 - 1150

Haberäcker P. (1987), „Digitale Bildverarbeitung. Grundlagen und Anwendung“, Hanser Verlag, München, Wien, 377 S.

Hasager, C.B., Dellwik E, Nielsen M, Furevik B (2004), „Validation of ERS-2 SAR offshore wind-speed maps in the North Sea“: In: *Int. Journal of Remote Sensing*, Vol. 25, Issue 19, S. 3817 - 3841

- Hasselmann K. und Schieler M. (1970), „Doppler spectra from electromagnetic backscatter from sea surface at centimetre-decimeter wavelengths“, In: *Proc. VIIIth Naval Hydrodyn. Symposium*, 1970, S. 361 - 388
- Henderson F.M. und Lewis A.J. (1998), „Principles and Applications of Imaging Radar, Manual of Remote Sensing, Vol. 2, Wiley and Sons, New York, 866 S.
- Hersbach H. (2003), „An Improved Geophysical Model Function for ERS C-Band Scatterometry“, *ECMWF Tech. Mem.*, Vol. 395, Reading Großbritannien
- Højstrup J. (1999), „Vertical Extrapolation of Offshore Wind Profiles“, In: *Wind energy for the next millenium, Proc. Europ. Wind Energy Conf. (EWEC)*, Nizza, Frankreich
- Horstmann J. (1997), „Untersuchung zur Windgeschwindigkeitsbestimmung aus dem Radar mit synthetischer Apertur an Bord der ERS-1/2-Satelliten“, Diplomarbeit, GKSS Report, 97/E/55, 105 S.
- Horstmann J., Koch W., Lehner S. und Rosenthal W. (1998), „Mesoscale Wind Fields Retrieved from ERS SAR Images“, In: *Proc. CEOS SAR calibration and validation workshop*, ESA publ. Division, ESTEC, S. 27 – 32
- Horstmann J. (2001), „Measurements of Ocean Wind Fields with Synthetic Aperture Radar“, Doktorarbeit an der Universität Hamburg, 122 S.
- Hsu S.A., (1988), „Coastal Meteorology“, Academic Press, San Diego, London, 260 S.
- Jähne B. (2003), „Digitale Bildverarbeitung“, Springerverlag, 4. Auflage, 392 S.
- Johannessen J.A., Vachon P.W. und Johannessen O.M. (1997), „ERS-1 SAR Imaging of Marine Boundary Layer Process“, *Earth Observation Remote Sensing*, Vol. 14, S. 449 – 461
- Kaimal J.C. und Finnigan J.J. (1994), „Atmospheric Boundary Layer Flows: their Structure and Measurements“, Oxford, University Press, New York, 289 S.
- Keller W.C., Plant W.J., Reeves A.B. und Eng W.P. (1985), „The Dependence of Radar Sea Return on Meteorological Parameters and Sea State“, In: *Journal Geophys. Research*, Nr. 90, S. 1019 - 1029

- Kerbaol V., Chapron B. und Queffeuou P. (1998), "Analysis of the Wind Field during the Vendee Globe Race - A Kinematic SAR Wind Speed Algorithm", In: *Earth Observ. Quart.*, Vol. 59, 16 S.
- Kirscht M. (1999), "Estimation of Velocity, Shape and Position of Moving Objects with SAR", *21<sup>st</sup> Canadian Symp. Remote Sens.*, Ottawa, Canada, 21. – 24. Juni 1999
- Klug H. (2002A), "Infraschall von Windenergieanlagen: Realität oder Mythos?", In: *DEWI Magazin*, Nr. 20, Februar 2002, Seite 6
- Klug H. (2002B), "Noise from Wind Turbines – Standards and Noise Reduction Procedures", *Forum Acusticum*, 16 – 20 September 2002, Sevilla Spanien, 6 S.
- Koch W. (2000), "Semiautomatic Assignment of High Resolution Wind Directions in SAR Images", In: *Proc. of OCEANS 2000*, Vol. 3, Providence, Rhode Island, USA, S. 1775 - 1782
- Koch W. (2004), "Directional Analysis of SAR Images Aming at Wind Direction", In: *IEEE Trans. Geosci. And Remote Sensing*, Vol. 42, S. 702 - 710
- Korsbakken E. und Furevik B. (1998), "Wind Field Retrieval From SAR Compared with Scatterometer Wind Field During ERS Tandem Phase", *Earth Observation Quart.*, Vol. 59, 23 S.
- Lange B. und Højstrup J. (2001), „Evaluation of the Wind Resource Estimation Program WasP for offshore application“, In: *Journal of Wind Engineering*, Vol. 89, S. 271 – 291
- Lange B., Johnson H.K., Larsen S., Hoistrup J., Kofoeld-Hansen M.J. und Yelland J. (2004a), "The dependence of sea-surface roughness on wind-waves", *Journal of Phys. Oceanography*, Vol. 34, S. 1441 – 1458
- Lange B., Larsen S., Hoistrup J. und Barthelmie R. (2004b), „The influence of Thermal Effects on the Wind Speed Profile of the Coastal Marine Boundary Layer“, *Boundary Layer Meteorology*, Vol. 112, S. 587 - 617
- Laur H., Bally P., Meadows P., Sanchez J., Schättler B. und Lopinto E. (1997), "Derivation of the Backscattering Coefficient  $\sigma^0$  in ESA ERS SAR PRI Products", ESA Publications Division, *ES-TN-RS-PM-HL09*, Issue 2, Rev. 4

- Lehner S., Horstmann J., Koch W. und Rosenthal W. (1998), "Mesoscale Wind Measurements using Recalibrated ERS SAR Images", In: *Journal of. Geophys. Res.*, Vol. 103, S. 7847 - 7856
- Lehner S., Schulz-Stellenfleth J., Schättler B., Breit H. und Horstmann J. (2000), „Wind and Wave Measurements using Complex ERS-2 SAR Wave Mode Data“, In: *IEEE Trans. Geosci. And Remote Sensing*, Vol. 38, S. 2246 - 2257
- Levanon N. (1988), "Radar Principles", John Wiley Verlag, New York, 320 S.
- Levy G. und Brown R. (1998), "Detecting Planetary Boundary Layer Rolls from SAR", *Remote Sensing of the Pacific ocean from satellites*, S. 128 - 134
- Liljequist G.H. und Cehak K. (1994), „Allgemeine Meteorologie“, Vieweg Verlag, 3. Auflage, 396 S.
- Lillesand T.M., Kiefer R.W. und Chipman J.W. (2003), "Remote Sensing and Image Interpretation", John Wiley Verlag, New York, 5. Edition, 784 S.
- Long A.E. (1985), "Towards a C-Band Radar Sea Echo Model for the ERS-1 Scatterometer", In: *Proc. Conf. Spectral Signatures*, Les Arcs, Frankreich, Dezember 1984, ESA Special Publicatiuons, ESA SP-247, S. 29 - 34
- Macht-Baumgarten S. (2002), „Windenergie oder Umweltschutz? Eine ökologisch ausgerichtete Energiewirtschaft ist praktizierter Klimaschutz“, In: *Stimmen zur Windenergie*, Ministerium für Finanzen und Energie des Landes Schleswig-Holstein, 2.Auflage, S. 11 - 14
- Mazzoni R. (1996), „Turbulenzstruktur im gestörten Nachlauf einer künstlichen Oberflächenmodifikation. Ein Feldexperiment“, *Züricher Geographische Zeitschriften*, Heft 60, Geogr. Inst. ETH Zürich, 136 Seiten
- Meadows P.J. und Rosich B. (2001), "The ERS-2 SAR Performance: another further Update", In: *Proc. CEOS SAR workshop*, 2. – 5. April 2001, Tokyo, Japan, ESA SP-526, 3 Seiten
- Ministerium für Finanzen und Energie des Landes Schleswig-Holstein (1999), „Stimmen zur Windenergie“, 2.te Auflage, 91 S.

- Monaldo F., Kerbaol V. und das SAR-Wind-Team (2003), „The SAR Measurement of Ocean Surface Winds: an Overview“, In: Proc. 2<sup>nd</sup> workshop on coastal and marine applications of SAR, 8 – 12 September 2003, Svalbard, Norwegen, S. 15 - 32
- Monin A.S. und Yaglom A.M. (1973), „Statistical Fluid Mechanics: Mechanics of Turbulences“, Cambridge, Massachusetts, MIT Press, 769 S.
- Moore R. K. (1974), „Simultaneous Active and Passive Microwave Response of the Earth: Skylab RADSCAT Experiment“, In: Proc. *Nineth Int. Symp. On Remote Sensing of the Environment*, Vol. 1, S. 189 – 217, Universität von Michigan
- Moreira J.R. (1992), „Bewegungsextraktionsverfahren für Radar mit synthetischer Apertur“, In: DLR Forschungsbericht, DLR-FB-92-31
- Müller-Westermeier G., Kreis A. und Dittmann E. (1999), *Klimaatlas Bundesrepublik Deutschland*, Band 1 und 3, DWD Verlag, Offenbach
- NNW, Nationalparkverwaltung Niedersächsisches Wattenmeer, (1999) „Umweltatlas Wattenmeer, 2. Wattenmeer zwischen Elb- und Emsmündung“, Stuttgart, Ulmer Eugen Verlag, 199 S.
- NNW, Nationalparkverwaltung Niedersächsisches Wattenmeer (1998), „Umweltatlas Wattenmeer - 1. Nordfriesisches und Dithmarscher Wattenmeer“, Stuttgart, Ulmer Eugen Verlag, 269 S.
- Otto S. und Dalhoff P. (2002), „Risikoanalyse für Offshore-Windparks“, In: *Neue Energie*, Nr. 3, S. 20 - 29
- Peake W.H. (1959), „Theory of Radar Return from Terrain“, *IRE National Convention Record*, Vol. 7, S. 27 - 41
- Penner K. (1994), „Extrapolation von gemessener Windgeschwindigkeit auf große Nabenhöhen“, In: *DEWI Magazin*, Heft Nr. 4, Februar 1994, S. 38 - 44
- Phillips O.M. (1988), „Radar Returns from the Sea Surface – Bragg-Scattering and Breaking Waves“, In: *Journal of Physical Oceanography*, Nr. 18, S. 1065 - 1071

Plant W.J., Keller W.C. und Weisman D.E. (1985), „The Dependence of the Microwave Radar Cross Section on the Air-Sea Interactions and the Wave Slopes“, *The Ocean Surface*, Reidel Publishing Company, S. 289 - 296

Porcello L.J., Massey N.G., Innes R.B. und Marks J.M. (1976), „Speckle Reduction in Synthetic Radars“, In: *Journal of the Optical Society*, Vol. 66, S. 1305 - 1311

Poupart G.J. (2003), „Wind Farms Impact on Radar Aviation Interests – final report“, *Report British Wind Energy Association*, 86 S.

Prognos AG (1995), „Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa – Perspektiven bis zum Jahr 2020, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Schäffer Pöschel-Verlag, Stuttgart, 647 S.

Pryor S.C., Barthelmie R.J. und Hassager C.B. (2003), „Can Satellite Sampling of Offshore Wind Speeds Represent Wind Speed Distributions?“ *Journal of Applied Meteorology*, Vol. 42, S. 83 - 94

Rakebrandt-Gräßner P. und Neumann T. (2003), „The German Research Platform in the North Sea“, OWEMES, Naples, Italien, Veröffentlicht auf CD

Raney R.K. (1971), „Synthetic Aperture Imaging Radar and Moving Targets“, In: *IEEE Trans. Aerospace and Electr. Systems*, Vol. AES-7, Nr. 3, S. 499 - 505

Rice S.O. (1951), „Reflection of Electromagnetic Waves from Slightly Rough Surfaces“, *Comm. Pure Appl. Math.*, Vol. 4, S. 351 - 378

Roedel, W. (1994), „Physik unserer Umwelt – Die Atmosphäre“, 2. überarb. und aktual. Auflage, Berlin, Springer Verlag, 467 S.

Rogers D.P. (1995), „Coastal Meteorology - Boundary Layer Processes, the Coastal Ocean and Air-Sea Interactions“, In: *U.S. National Report to IUGG*, Rev. Geophys. Vol. 33

Roll H.U., (1965), „Physics of the Marine Atmosphere“, *Academics press*, New York und London, 426 S.

Romeiser R., Alpers W. und Wismann V. (1997), „An Improved Composite Surface Model for the Radar Backscattering Cross Section of the Ocean Surface:

- 1 Theory of the Model and Optimization / Validation by Scatterometer Data”, In: *J. Geophys. Res.*, Vol. 102, S. 25237 - 25250
- Romeiser R., Ufermann S. und Kern S. (2003), „Status Report on the Remote Sensing of Current Features by Spaceborne Synthetic Aperture Radar“, In: *Proc. 2<sup>nd</sup> workshop on coastal and marine applications of SAR*, 8 – 12 September 2003, Svalbard, Norwegen, S. 105 - 124
- Rooijmans P. (2004), “Impact of a Large-Scale Offshore Wind Farm on Meteorology: Numerical Simulations with a Mesoscale Circulation Model”, Master Thesis, Universität Utrecht, 41 S.
- Rosich B., Closa J., Buck C., Hawkins R.K., Holzner J., Kosman D., Meadows P.J., Mouti-Gannieri A., Pasquali P., Pirni M., Raggan J., Schättler B., Small D., Torres R., Viggiano R. und Zink M. (2001), “ASAR Products Calibration and Validation”, In: *Proc. CEOS SAR workshop 2001*, Tokyo, Japan, ESA SP-526, 3 S.
- Rosich B., Meadows P.J. und Monti-Garnieri A. (2004), “ENVISAT ASAR Product Calibration and Product Quality Status”, In: *Proc. CEOS SAR workshop 2004*, 27 – 28 Mai 2004, Ulm, 3 S.
- Rudin W. (1991), “Functional Analysis”, McGraw-Hill Verlag, New-York, 424 S.
- Schepers G., Barthelmie R., Rados K., Lange B. und Schlez W. (2001), „Large Offshore Windfarms: Linking Wake Models with Atmospheric Boundary Layer Models“, *Wind Engineering*, Vol. 25, Nr. 5, S. 281 - 288
- Schmidt-Thomé P., (1987), „Helgoland – Seine Dünen-Insel, die umgebenden Klippen und Meeresgründe“, Gebrüder Bornträger Verlag, Berlin Stuttgart, 111 S.
- Schneiderhan T., Lehner S., Schulz-Stellenfleth J. und Horstmann J. (2005), „Comparison of Offshore Windpark Sites using SAR Wind Measurement Techniques“, In: *Meteorological Applications*, Vol. 12, S. 101 - 110
- Schneiderhan T., Schulz-Stellenfleth J., Horstmann J. und Lehner S. (2004), „Intercomparison of two Offshore Windpark Sites using SAR Data“, In: *Proc. EGU conference*, Nizza, Frankreich, 6 S.
- Schneiderhan T., Schulz-Stellenfleth J., Lehner S. und Horstmann J. (2004), „SAR Wind Fields for Offshore Windfarming“, In: *Proc. SAR workshop*, Svalbard, Norwegen, ESA-SP-565

- Schneiderhan T., Schulz-Stellenfleth J., Lehner S., Horstmann J. und Hoja D. (2003), „Use of SAR Cross Spectra for Wind Retrieval from ENVISAT ASAR Wave Mode Data“, In: *Proc. IGARSS 2003*, Toulouse, S. 1915 - 1917
- Schulz-Stellenfleth J. (2003), „Ocean Wave Measurements using Complex Synthetic Aperture Radar Data“, Doktorarbeit, Universität Hamburg
- Schwartz S. und Argyriadis K. (2003), „Analysis of the Fatigue Loading of an Off-shore Wind Turbine using Time and Frequency Domain Methods“, In.: *Proc. European Wind Energy Conference and Exhibition*, S. 587 - 593
- Sedefian L. (1980), „On the Vertical Extrapolation of Mean Power Density“, In: *Journal Appl. Meteorology*, Vol. 19, S. 488 - 493
- Seifert M. (2002), „Windenergieanlagen mit großen Nabenhöhen“, 3 S.
- Sikora T.D. und Young G.S. (1993), „Observation of Planview Flux Patterns with Conservative Structures of the Marine Atmospheric Surface Layer“, *Boundary Layer Meteorology*, Vol. 65, S. 271 – 288
- Stoffelen A.C.M. und Anderson D.L.T. (1993), „ERS-1 Scatterometer Data Characteristics and Wind Retrieval Skill“, *Adv. Space Res.*, Vol. 13, S. 553 - 560
- Stoffelen A.C.M. (1998), „Scatterometry“, Doktorarbeit an der Universität Utrecht, 208 S.
- Strack M. und Winkler W. (2002), „Analyse der Unsicherheiten bei der Ertragsberechnung von Windparks“, In: *DEWEK Tagungsband*, S. 9 - 13
- Stull R. (1988), „An Introduction to Boundary Layer Meteorology“, Atmospheric and Oceanographic Sciences Library, Vol. 13, 680 S.
- Stull R. (2000), „Meteorology for Scientists and Engineers“, Brooks/Cole Verlag, 2te Auflage, Pacific Grove, CA, 502 S.
- Tasch U. (2002), „Ein Windpark im Küstenmeer“, In: *Stimmen zur Windenergie*, Ministerium für Finanzen und Energie des Landes Schleswig-Holstein, 2.Auflage, S. 43 - 46

Tennant A. und Chambers B. (2004), "Wind Turbine Generators with Active Radar Signature Control Blades", In: *Proc. of SPIE conference* (Int. Society for Optical Engineering), 11 S.

Teske S. (2002), "Windenergieanlagen in der Meeresumwelt", In: *Stimmen zur Windenergie, Ministerium für Finanzen und Energie des Landes Schleswig-Holstein*, 2.Auflage, S. 23 - 26

Thompson D. und Beal R. (2000), „Mapping of Mesoscale and Submesoscale Wind Fields using Spaceborne Synthetic Radar“, John Hopkins APL Technical Digest, Vol. 21, Nr. 1, S. 100 - 107

Thompson T.W., Liu W.T. und Weissman D.E. (1983), "Synthetic Aperture Radar Observations of the Ocean Roughness from Rolls in an Unstable Marine Boundary Layer", *Journal Geophys. Res.*, Vol. 10, S. 172-175

Troen I. und Petersen E.L. (1989), „European Wind Atlas“, RISOE National Laboratory, Roskilde, Dänemark, 656 S.

UfU, Unabhängiges Institut für Umweltfragen e. V. (1997), „Unterrichtseinheit Windenergie – Messungen der Leistung und Bestimmung der Wirkungsgrade von Windrädern, In: *Energie und Umwelt*, Berlin, 64 S.

Ulaby F.T., Moore R. und Fung A.K. (1982), "Microwave Remote Sensing: Active and Passive: Volume II – Radar Remote Sensing and Surface Scattering and Emission Theory. Addison Wesley, Norwood, 608 S.

Ulaby F.T., Moore R.K. und Fung A.K. (1986), „Microwave Remote Sensing: Active and Passive, Volume III - From Theory to Applications, Artech House, Norwood, 1098 S.

Utleby P.C., Albright R.W., Kwoun O.I., Huang T. und Leung K. (2003), „Image Quality Enhancement for ASF ScanSAR Processing“, In: *Proc. IEEE IGRASS 2003*, Toulouse, Frankreich, 4 S.

Vachon P.W. und Dobson F.W. (1996), "Validation of Wind Vector Retrieval from ERS-1 SAR Images over the Ocean", *Global Atmos. Ocean Syst.*, Vol. 5, S. 177 - 187

- Vachon P.W., Wolfe J. und Hawkins R.K., (1999), „The Impact of Radarsat ScanSAR Image Quality on Ocean Wind Field Retrieval“, In: Proc. CEOS workshop 1999, Toulouse , Frankreich
- Vahrenholt, F. (1998), „Globale Marktpotentiale für erneuerbare Energien“, Deutsche Shell AG
- Valenzuela G.R. (1978), „Theories for Interaction of Electromagnetic and Oceanic Waves – a Review“, In: *Boundary Layer Meteorology*, Nr. 13, S. 65 - 85
- Wackerman C.C., Rufenach R., Johannessen J. und Davison K. (1996), „Wind Vector Retrieval using ERS-1 SAR Synthetic Aperture Radar Imagery“, *IEEE Trans. Geosci. And Remote Sensing*, Vol. 34, S. 1343 - 1352
- Walmsley J.L. (1989), „Internal Boundary-Layer Height Formulae – a Comparison with Atmospheric Data“, In: *Journal Bound.-Layer Meteorology*, Springer Verlag, Vol. 47, S. 251 – 262
- WBGU, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung – Globale Umweltveränderungen (2003), „Welt im Wandel – Energiewende zur Nachhaltigkeit“, Berlin, 16 S.
- Weibull, W. (1951), „A Statistical Distribution Function of Wide Applicability“, In: *Journal of Applied Mechanics*, Vol. 18, S. 293 - 297
- Weissmann, M., Busen, R., Dörnbrack, A., Rahm, S., Reitebuch, O. (2005): „Targeted Observations with an Airborne Wind Lidar“. *Journal Atmos. Ocean. Tech.*, 22, S.1706-1719.
- Wessel P. und Smith W. (1995), „New Version of the Generic Mapping Tools released“, *EOS Trans. Amer. Geophys. U.*, Vol. 76, 329 S.
- Wieneke F. (1991), „The Use of Remote Sensing in Coastal Research“, In: *GeoJournal*, Kluwer Academic Publishers, London, Vol. 24.1, S. 71 - 76
- Winkler W. und Strack M. (2002), „Zuverlässige Methoden zur Normierung und Bewertung von Energieerträgen von Windparks“, In: *DEWEK Tagungsband*, S. 14 - 17

Woolf D.K., Cotton D. und Challenor P.G. (2002), "Measurements of the Offshore Wave Climate around the British Isles by Satellite Altimeter", In: *Phil. Trans. Royal Society*, Vol. 361, S. 27 - 31

Wright J.W. (1966), "Backscatter from Capillary Waves with Application to Sea Clutter" IEEE Trans. On Antenna and Propagation,, Nov. 1966, Vol. AP-14, Nr. 6, S. 749 – 754

Wu J. (1980), "Wind Stress Coefficients over Sea Surface near Neutral Conditions – A Revisit", In: *J. Phys. Oceanography*, Vol. 10, S. 727 – 740

Wyngaard J.C. und Clifford S.F. (1977), "Taylor's Hypothesis and High Frequency Turbulence Spectra", In: *Journal of Atmospheric Science*, Vol. 34, S. 922 - 931

Zaman K.B.M.Q. und Hussain A.K.M.F. (1981), "Taylor's Hypothesis and Large Scale Coherent Structures", In: *Journal of Fluid Mechanics*, Vol. 112, S. 379 – 388

### *Internetquellen*

AWEA, American Wind Energy Association (2004), , [www.awea.org](http://www.awea.org) (Nov. 2004)

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2000), „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)“, BGBl, 305 S., [www.bmu.de/de/txt/sachthemen/erneuerbar/eeg/](http://www.bmu.de/de/txt/sachthemen/erneuerbar/eeg/) (Feb. 2005)

BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2002b), „Internationale Aktivitäten und Erfahrungen im Bereich der Offshore-Windenergienutzung“ 52 S., [www.bmu.de](http://www.bmu.de) (Okt. 2004)

BSH, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2004), [www.bsh.de](http://www.bsh.de) (Dez. 2004)

BSH Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2005a), <http://bsh.de/de/Meeresdaten/Beobachtungen/Seegang/index.jsp> (Feb. 2005)

BSH (2005b), Seeanlagenverordnung (1997), BGBl. I, 57 S. [www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/SeeAnIV.pdf](http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/SeeAnIV.pdf) (Feb. 2005)

Bürgerwindpark Butendiek (2004), [www.butendiek.de](http://www.butendiek.de) (Sept. 2004)

BWE, Bundesverband WindEnergie e. V. ( 2003), „Hintergrundinformationen Windenergie“, Hintergrundpapier zum Pressefrühstück des BWE, 24.10.2003, 6 S., [www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de) (Okt. 2004)

BWEA, British Wind Energy Association (2004), [www.bwea.com](http://www.bwea.com) (Aug. 2004)

DEWI, Deutsches Windenergie-Institut (2005), <http://www.dewi.de/> (Jan. 2005)

DWIA, Danish Wind Industry Association (2004), <http://www.windpower.org> (Dez. 2004)

Eggleston E. (1998), „How Can I Calculate the Amount of Power Available at a given Wind Speed?“, [www.awea.org](http://www.awea.org) (Apr 2003)

- EIA (Energy Information Administration, 2004),  
<http://eia.doe.gov/emeu/international/contents.html> (Feb. 2005)
- ESA, European Space Agency (2002), "ENVISAT ASAR Product Handbook",  
[http://envisat.esa.int/pub/ESA\\_DOC/ENVISAT/ASAR/asarProductHandbook.pdf.zip](http://envisat.esa.int/pub/ESA_DOC/ENVISAT/ASAR/asarProductHandbook.pdf.zip) (Feb. 2004)
- ESA, European Space Agency (2004), [www.esa.int](http://www.esa.int)
- ESA, European Space Agency (2004b),  
<http://envisat.esa.int/instruments/asar/data-app/prodquality.html>  
(Juni 2004)
- ESA ASAR Team (2004), "ASAR cyclic report: april – june 2004, cycles 26 & 27 & 28",  
[earth.esa.int/pcs/envisat/asar/public\\_reports/ASAR\\_Cyclic\\_report\\_public\\_Apr\\_June\\_26\\_27\\_28..pdf](http://earth.esa.int/pcs/envisat/asar/public_reports/ASAR_Cyclic_report_public_Apr_June_26_27_28..pdf) (25.09.2004), 19 S.
- EU-Kommission, Generaldirektorat für Energie und Transport (2004), „Renewable energy to take off in Europe?“,  
[http://europa.eu.int/comm/dgs/energy\\_transport/index\\_fr.html](http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_fr.html), MEMO, 7 S.
- EWEA, European Wind Energy Association (2005),  
<http://www.ewea.org/documents/> (Feb. 2005)
- FINO, Forschungsplattform in Nord- und Ostsee FINO-1 (2005),  
[www.fino-offshore.de](http://www.fino-offshore.de) (Jan. 2005)
- Horns Rev (2004), [www.hornsrev.dk](http://www.hornsrev.dk) (Aug. 2004)
- NERSC (2004), Nansen Environmental and Remote Sensing Center (NERSC),  
[www.nersc.no](http://www.nersc.no)
- RISØ National Laboratory (2005), [www.risoe.dk](http://www.risoe.dk)
- Solarserver (2004), [www.solarserver.de](http://www.solarserver.de) (Dez. 2004)

Schulte R. (2001), "Offshore-Windkraftenergie – Mehr Chancen oder mehr Risiken. Ergebnisse eines Seminars vom 6.4. bis 7.4.2001, 5 S.

[www.nabu-akademie.de/berichte/01\\_offshore.htm](http://www.nabu-akademie.de/berichte/01_offshore.htm) (Okt. 2004)

Winddata (2003), Database of Wind Characteristics, [www.winddata.com](http://www.winddata.com) (Dez. 2004)

## Anhang A

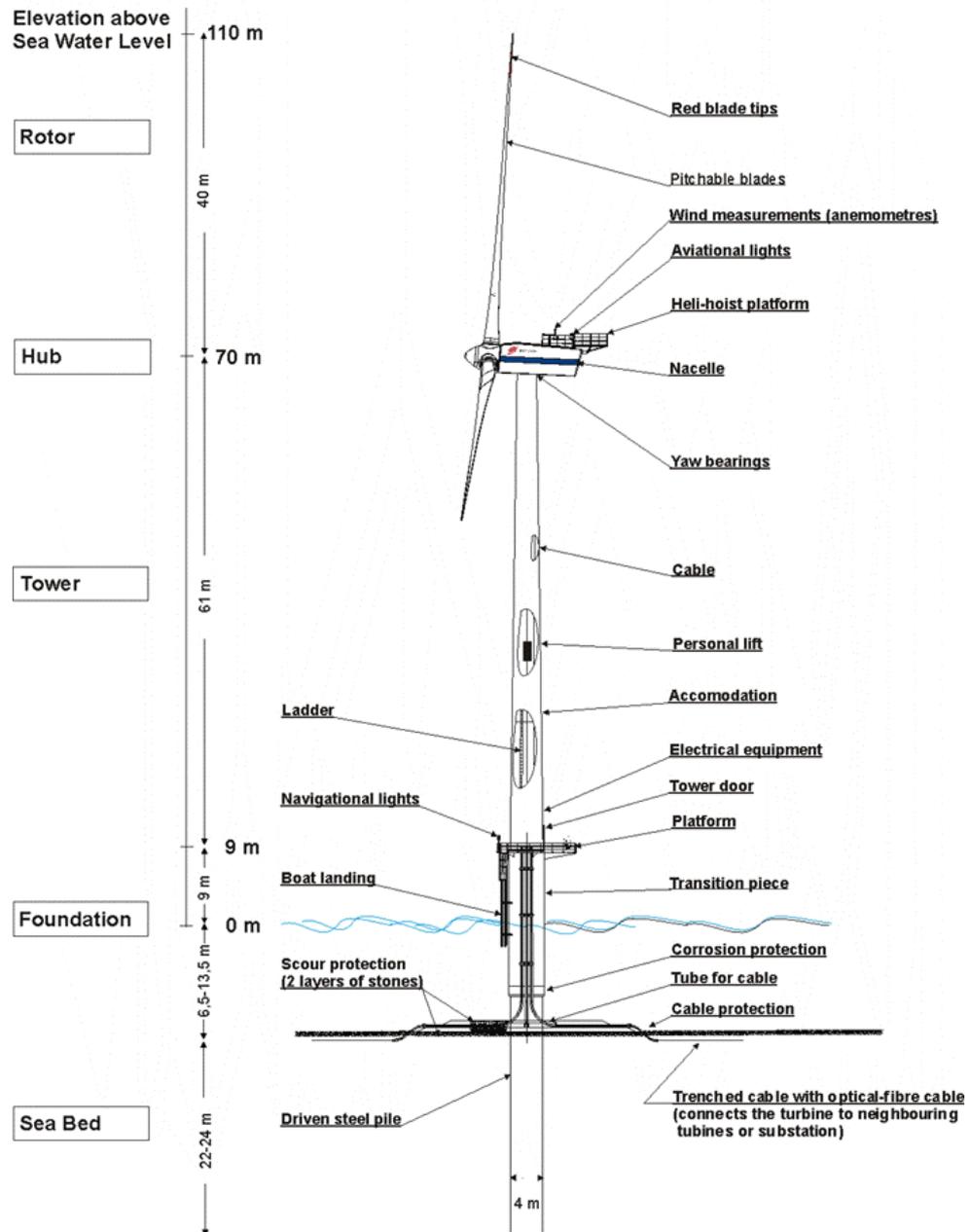


Abb. A-1: Skizze einer Vestas-V80-Windkraftanlage wie sie bei „Horns Rev“ eingesetzt wird ([www.hornsrev.dk](http://www.hornsrev.dk)).

## Anhang B

Der CMOD4-Algorithmus ist eine Transferfunktion zur Ableitung der Windgeschwindigkeit aus Radardaten, die im C-Band aufgenommen wurden. Dieser Algorithmus basiert auf dem Vorläufermodell CMOD2, der ursprünglich für Scatterometerdaten konzipiert worden ist. Das Scatterometer besitzt drei Antennen mit denen es gleichzeitig einen Fleck auf der Erdoberfläche beleuchtet. Das CMOD2 setzt die Rückstreuung  $\sigma_0$  in Beziehung zu der Windgeschwindigkeit  $U$ , der Windrichtung  $\phi$  und dem lokalen Einfallswinkel  $\theta$  für eine neutrale Schichtung in 10 m Höhe (*Stoffelen und Anderson, 1997*). Ziel der CMOD-Modelle ist es, die Verteilung der Rückstreuung (beschreibt eine konische Oberfläche) möglichst genau abzubilden. Die CMOD2-Gleichung lautet

$$\sigma_0 = B_0 [1 + B_1 \cos(\phi) + B_2 \cos(2\phi)] \quad (\text{B.1})$$

wobei  $B_0 = 10^{\alpha U^\gamma}$  (Fehlergröße) und  $B_1$  (Upwind-Crosswind-Größe) und  $B_2$  (Upwind-Downwind-Größe) Funktionen des Einfallswinkels  $\theta$  und lineare Funktionen der Windgeschwindigkeit  $U$  sind (siehe unten). Im weiteren sind die enthaltenen Variablen wie folgt beschrieben:

$$\alpha = C(1) + C(2)P_1 + C(3)P_2 \quad (\text{B.2})$$

$$\gamma = C(4) + C(5)P_1 + C(6)P_2 \quad (\text{B.3})$$

$$B_1 = [C(7) + C(8)P_1 + C(9)P_2] + [C(10) + C(11)P_1 + C(12)P_2] \cdot U \quad (\text{B.4})$$

$$B_2 = [C(13) + C(14)P_1 + C(15)P_2] + [C(16) + C(17)P_1 + C(18)P_2] \cdot U \quad (\text{B.5})$$

bei denen  $P_1$  und  $P_2$  die erste und zweite Legendre-Funktion darstellen, die

$$P_1 = x \cdot P_2 = (3x^2 - 1)/2 \quad (\text{B.6})$$

geschrieben wird mit

$$x = (\theta - 40)/25 \quad (\text{B.7}).$$

Hierbei ist  $\theta$  der lokale Einfallswinkel. Die Koeffizienten  $C(1)$  bis  $C(18)$  sind in *Tabelle B.1.1* gegeben.

Tabelle B.1.1: Koeffizienten des C-Band Modells CMOD2.

Koeffizient	Wert	Koeffizient	Wert
C(1)	-2,217986	C(10)	-0,000709
C(2)	-1,76995	C(11)	0
C(3)	0,296464	C(12)	0
C(4)	1,06861	C(13)	0,4048
C(5)	0,65292	C(14)	0,1616
C(6)	0,04413	C(15)	0,0652
C(7)	0,1373	C(16)	0
C(8)	0,162	C(17)	0
C(9)	0	C(18)	0

Diese 18 veränderlichen Koeffizienten sind sowohl im CMOD2- als auch CMOD4-Modell enthalten. Zur Abschätzung dieser Koeffizienten wird in beiden Fällen eine Maximum-Likelihood-Bestimmung herangezogen.

Dieses CMOD2-Modell weist einige Schwächen in der Abbildung der Rückstreuung auf. Dabei zeigen die  $B_0$ ,  $B_1$  und  $B_2$ -Terme Muster, die von der Transferfunktion nicht genau genug dargestellt werden. Die wichtigsten auftretenden Muster, die dabei zu berücksichtigen sind, sind eine nicht-logarithmische Windgeschwindigkeitsabhängigkeit und eine Sättigung bei ansteigenden Windgeschwindigkeiten und Einfallswinkeln. Somit wurde eine Modifikation des CMOD2-Modells nötig.

Um diese Schwachpunkte des CMOD2 auszuräumen, wurde die Transferfunktion in folgende Form umgewandelt (siehe Gleichung B.8) (Stoffelen, 1998). Dabei zeigte sich, dass eine Transformation im Raum nach  $z = (\sigma_0)^{0.625}$  zu einer Vereinfachung führt. Die neue Modell-Formel kann also dargestellt werden als

$$z = B_0^z \left[ B_1^z \cos(\phi) + B_2^z \cos(2\phi) \right] \quad (\text{B.8})$$

$$\text{mit} \quad B_0^z = 10^{\alpha + LUT(\theta) + \gamma_1(v + \beta)} \quad (\text{B.9})$$

wobei  $\alpha$  und  $\gamma$  wie bei dem COMD2-Algorithmus definiert sind, jedoch für das CMOD4 neu geschätzt werden.  $LUT(\theta)$  wird aus einem Vergleich der  $\sigma_0$ -Werte des ERS-1 Scatterometer und simulierten ECMWF-Modellwinden (European Centre for Medium-range Weather Forecast) berechnet. Der Parameter  $\beta$  hat eine parabolische Abhängigkeit von  $\theta$  und wird eingesetzt um eine höhere Flexibilität bei der Anpassung von  $\sigma_0$  an schwache Winde zu ermöglichen. Für die zu beschreibende konische Oberfläche  $\Sigma = f_1(s)$ , welche das Modell aufweisen soll, gilt außerdem (Stoffelen und Anderson, 1997):

$$f_1(s) = \begin{cases} -10, & s \leq 10^{-10} \\ \log s, & 10^{-10} < s \leq 5 \\ \sqrt{s}/3.2, & s > 5 \end{cases} \quad (\text{B.10})$$

$B_1^z$  wird nach *Stoffelen und Andersen* dann folgendermaßen geschrieben:

$$B_1^z = a_1 + a_2 U + (a_3 + a_2 U) \cdot (\tanh(2,5y) - 0,61y) \quad (\text{B.11})$$

bei der  $a_1$  bis  $a_4$  veränderbare Koeffizienten darstellen und  $y = (\theta - 31,25) / 25$  ist. In Gleichung B.11 beschreibt  $\tanh$  die Sättigungseigenschaft für steigende Einfallswinkel (siehe *Stoffelen*, 1998).

Für die Upwind-Crosswind-Komponente wurde ebenfalls eine Beschreibung der Sättigung vorgenommen und wie folgt zusammengefasst

$$B_2^z = [0,42 + a_5(a_6 + x) \cdot (a_7 + U)] \cdot \tanh[a_8 + a_9(1 + x) \cdot U] \quad (\text{B.12})$$

worin  $a_5$  bis  $a_9$  wieder veränderliche Koeffizienten wiedergeben.

Dies überarbeitete Version des Algorithmus wird CMOD4 genannt. Sie beschreibt die angestrebte konische Oberfläche der abzubildenden Daten besser als das CMOD2-Modell. Insgesamt liegt die Streuung des CMOD4-Modells um diesen konischen Körper bei unter 0,2 dB, was einen Gesamtfehler des Windvektors von rund  $0,5 \text{ ms}^{-1}$  bedeutet. Eine genaue Beschreibung des Algorithmus findet sich bei *Stoffelen* (1998).

# Anhang C

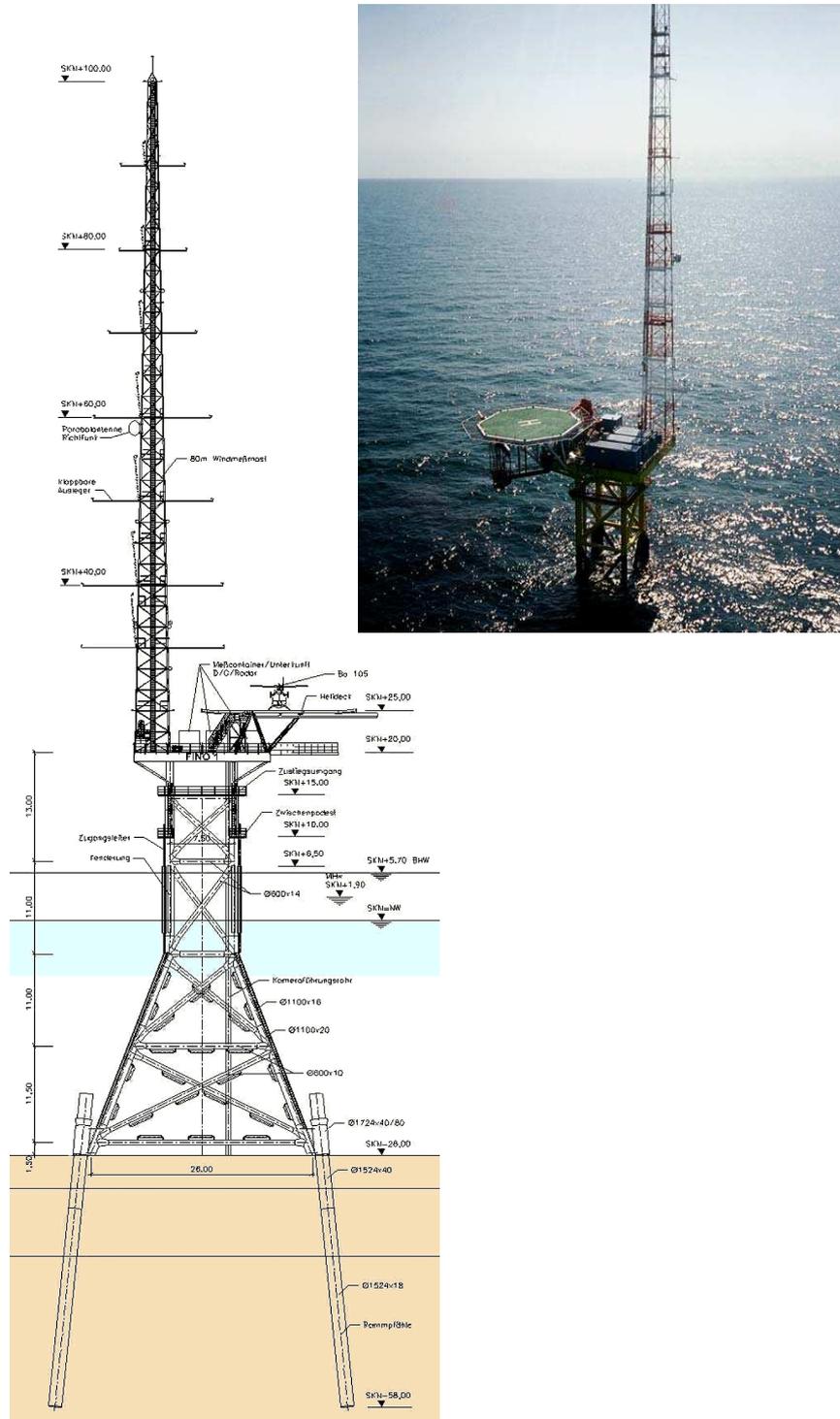


Abb. C-1: Konstruktionsskizze und Foto der Forschungsplattform FINO-1 (© Germanischer Lloyd).

## Anhang D

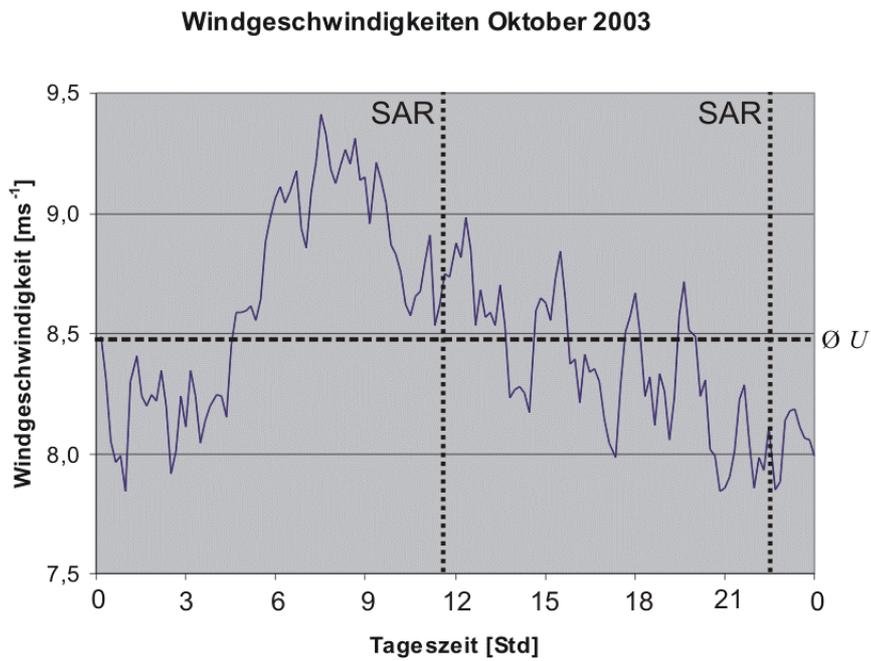


Abb. D-1: Tagesverlauf der 10-Minuten-Mittel der „FINO-1“-Plattform für Oktober 2003 [ $\text{ms}^{-1}$ ].

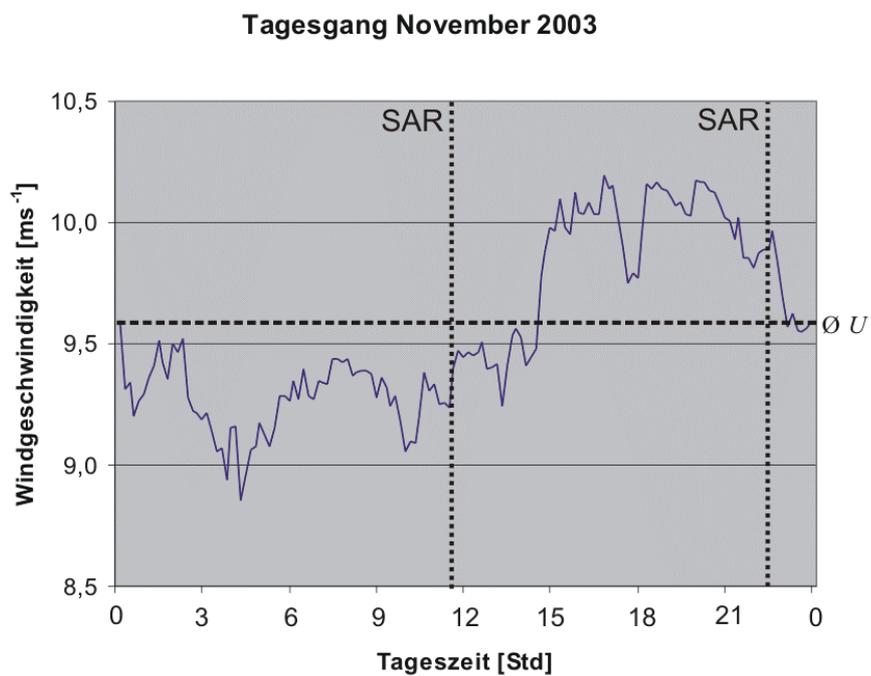


Abb. D-2: Tagesverlauf der 10-Minuten-Mittel der „FINO-1“-Plattform für November 2003 [ $\text{ms}^{-1}$ ].

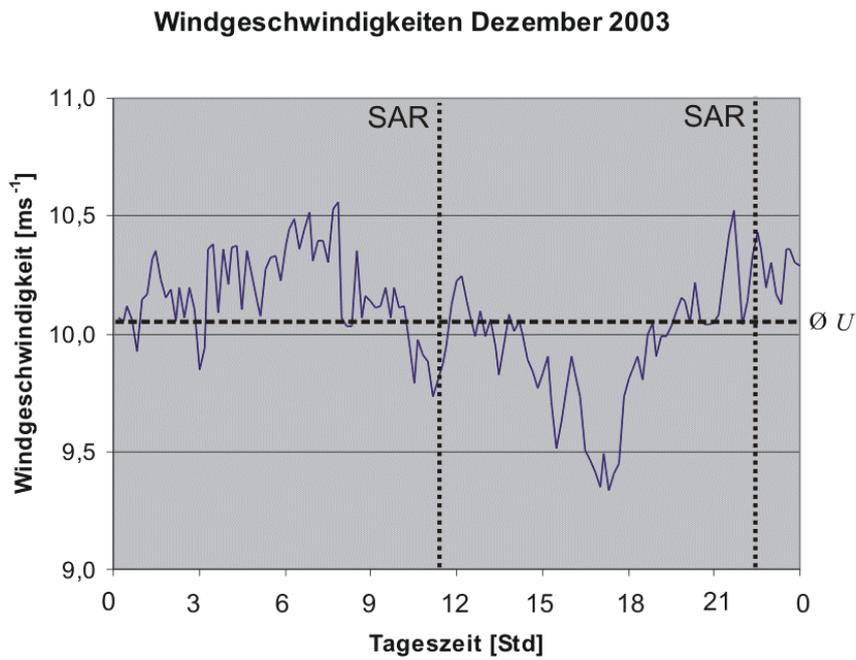


Abb. D-3: Tagesverlauf der 10-Minuten-Mittel der „FINO-1“-Plattform für Dezember 2003 [ $\text{ms}^{-1}$ ].

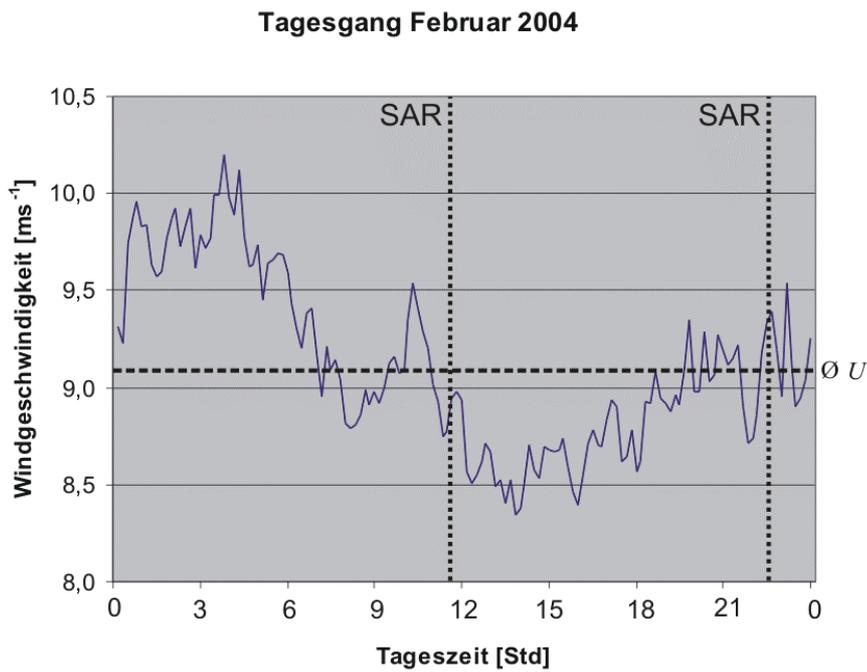


Abb. D-4: Tagesverlauf der 10-Minuten-Mittel der „FINO-1“-Plattform für Februar 2004 [ $\text{ms}^{-1}$ ].

## Anhang E

*Tabelle E-1: Liste der im Vergleich verwendeten ERS-Szenen.*

Szene Nr.	Orbit	Frame	Datum	Uhrzeit (UTC)
1	35762	2493	21.02.2002	10:23
2	36263	2493	28.03.2002	10:23
3	36535	2493	16.04.2002	10:26
4	36764	2493	02.05.2002	10:23
5	36828	1107	06.05.2002	21:22
6	37329	1107	10.06.2002	21:22
7	37537	2493	25.06.2002	10:26
8	37766	2493	11.07.2002	10:23
9	37830	1107	15.07.2002	21:22
10	38038	2493	30.07.2002	10:26
11	38102	1107	03.08.2002	21:25
12	38267	2493	15.08.2002	10:24
13	38539	2493	03.09.2002	10:23
14	38603	1107	07.09.2002	21:25
15	38768	2493	19.09.2002	10:23
16	38811	2493	22.09.2002	10:29
17	39040	2493	08.10.2002	10:26
18	39312	2493	27.10.2002	10:29
19	39770	2493	28.11.2002	10:23
20	39813	2493	01.12.2002	10:29
21	40271	2493	02.01.2003	10:23
22	40314	2493	05.01.2003	10:29
23	40815	2493	09.02.2003	10:29
24	40836	1107	10.02.2003	21:22
25	41044	2493	25.02.2003	10:26
26	41108	1107	01.03.2003	21:25
27	41545	2493	01.04.2003	10:26
28	41774	2493	17.04.2003	10:23

---

## Lebenslauf

### Persönliche Daten

---

Name:	Tobias Schneiderhan
Geburtsdatum:	11.03.1975
Geburtsort:	Ulm
Nationalität:	Deutsch

### Ausbildung und beruflicher Werdegang

---

1981 – 1985	Grundschule Eichenplatz, Ulm
1985 – 1994	Kepler-Gymnasium, Ulm
1995 – 2001	Geographie-Studium an der Ludwig-Maximilians-Universität München, Schwerpunkte: Fernerkundung, Bioklimatologie Diplomarbeitsthema: <i>Bestimmung von Mustern in SAR-Szenen der Deutschen Bucht</i> Abschluss: Diplom-Geograph (Univ.)
Seit 01/2002	Promotion an der Ludwig-Maximilians-Universität Fakultät für Geowissenschaften
01/2002 – 12/2004	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Oberpfaffenhofen Institut für Methodik der Fernerkundung (IMF) SAR-Ozeanographie
01/2005 – 12/2005	Projektmitarbeiter Bereich Controlling Firma Mühlen und Sohn, Blaustein Weiterbildung: BWL, Marketing, SAP/3R, Öffentlichkeitsarbeit und Gesprächsführung
Seit 01/2006	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Deutschen Fernerkundungsdatenzentrum (DFD) Zentrum für satellitengestützte Kriseninformation (ZKI) Projektmanager (PM) ESA GMES-Projekte RISK-EOS und RESPOND PM CHARTER CALLs 116, 120, 121 und 126 Reviewer für die Zeitschrift <i>Remote Sensing of Environment</i>