

Alois Schaffarczyk (Hrsg.)

Einführung in die **Windenergie- technik**



3., überarbeitete Auflage

HANSER

Schaffarczyk (Hrsg.)
Einführung in die Windenergietechnik



Bleiben Sie auf dem Laufenden!

Hanser Newsletter informieren Sie regelmäßig über neue Bücher und Termine aus den verschiedenen Bereichen der Technik. Profitieren Sie auch von Gewinnspielen und exklusiven Leseproben. Gleich anmelden unter

www.hanser-fachbuch.de/newsletter

Alois Schaffarczyk (Hrsg.)

Einführung in die Windenergietechnik

3., überarbeitete Auflage

HANSER

Herausgeber:

Prof. Dr. rer. nat. Alois Schaffarczyk, FH Kiel



Alle in diesem Buch enthaltenen Informationen wurden nach bestem Wissen zusammengestellt und mit Sorgfalt geprüft und getestet. Dennoch sind Fehler nicht ganz auszuschließen. Aus diesem Grund sind die im vorliegenden Buch enthaltenen Informationen mit keiner Verpflichtung oder Garantie irgendeiner Art verbunden. Autor(en, Herausgeber) und Verlag übernehmen infolgedessen keine Verantwortung und werden keine daraus folgende oder sonstige Haftung übernehmen, die auf irgendeine Weise aus der Benutzung dieser Informationen – oder Teilen davon – entsteht.

Ebenso wenig übernehmen Autor(en, Herausgeber) und Verlag die Gewähr dafür, dass die beschriebenen Verfahren usw. frei von Schutzrechten Dritter sind. Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek:

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt.

Alle Rechte, auch die der Übersetzung, des Nachdruckes und der Vervielfältigung des Buches, oder Teilen daraus, sind vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf ohne schriftliche Genehmigung des Verlages in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder ein anderes Verfahren) – auch nicht für Zwecke der Unterrichtsgestaltung – reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

© 2022 Carl Hanser Verlag München

Internet: www.hanser-fachbuch.de

Lektorat: Dipl.-Ing. Volker Herzberg

Herstellung: Melanie Zinsler

Covergestaltung: Max Kostopoulos

Coverkonzept: Marc Müller-Bremer, www.rebranding.de, München

Titelbild: © [istockphoto.com/instamatics](https://www.istockphoto.com/instamatics)

Satz: Eberl & Koesel Studio, Altusried-Krugzell

Druck und Bindung: CPI books GmbH, Leck

Printed in Germany

Print-ISBN 978-3-446-46576-3

E-Book-ISBN 978-3-446-47322-5

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	XVII
Vorwort zur zweiten Auflage	XVIII
Vorwort zur dritten Auflage	XVIII
Die Autoren	XVIII
Danksagung	XX
1 Die Geschichte der Windenergie	1
<i>Jos Beurskens</i>	
1.1 Einleitung	1
1.2 Die ersten Windmühlen: 600–1890	2
1.3 Stromerzeugung durch Windmühlen: Windkraftanlagen 1890–1930	9
1.4 Der erste Innovationszeitraum: 1930–1960	13
1.5 Der zweite Innovationszeitraum und die volle Kommerzialisierung: ab 1960 bis heute	20
2 Die internationale Entwicklung der Windenergie	41
<i>Klaus Rave</i>	
2.1 Der Beginn der modernen Energiedebatte	41
2.2 Zur Erneuerung der Energiemärkte	45
2.3 Zur Bedeutung der Stromnetze	47
2.4 Die erneuerte Wertschöpfungskette	51
2.5 Internationale Perspektiven	54
2.6 Der Ausbau in ausgewählten Ländern	57
2.7 Zur Rolle der EU	59
2.8 Internationale Institutionen und Organisationen	60
2.9 Global Wind Energy Outlook 2010 – Der globale Blick in die Zukunft	64
2.10 Aktualisierung auf der Basis von 2015	65

3	Der Wind – von der Theorie zur Praxis	73
	<i>Wiebke Langreder</i>	
3.1	Atmosphärische Skalen in Zeit und Raum	73
3.1.1	Einleitung	73
3.1.2	Globale Skalen – Entstehung Globaler Windsysteme	74
3.1.3	Mesoskalare Phänomene – Entstehung lokaler Windsysteme	75
3.1.4	Mikroskalare Phänomene – Die Turbulenz	76
3.2	Die atmosphärische Grenzschicht	78
3.2.1	Das vertikale Windprofil	80
3.2.2	Einfluss der Rauigkeit auf das Windprofil	82
3.2.3	Einfluss der atmosphärischen Stabilität auf das Windprofil	83
3.2.4	Einfluss der Orographie auf das Windprofil	85
3.2.5	Einfluss von Hindernissen auf das Windprofil	85
3.3	Statistische Darstellung des Windes	86
3.3.1	Das Leistungsspektrum	86
3.3.2	Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit	88
3.3.3	Windrichtungsverteilung	90
3.4	Strömungsmodelle	90
3.4.1	Reanalysemodelle	91
3.4.2	Mesoskalige Modelle	91
3.4.3	Mikroskalige Modelle	92
3.4.3.1	Linearisierte Modelle – WAsP	92
3.4.3.2	Nicht-linearisierte Modelle	95
3.5	Der erste Schritt: Standortidentifikation	95
3.6	Der zweite Schritt: Erfassung des Windklimas	96
3.6.1	Einleitung	96
3.6.2	Anemometer	97
3.6.2.1	Schalenkreuzanemometer (engl. cup anemometer)	97
3.6.2.2	Ultraschallanemometer (engl. sonic anemometer)	98
3.6.2.3	Messmastgeometrie	99
3.6.3	Fernerkundungssysteme (engl. remote sensing)	101
3.6.3.1	LiDAR	102
3.6.3.2	SoDAR	105
3.6.4	Produktionsdaten	106
3.6.5	Messperiode und Mittelungszeit	107

3.7	Der dritte Schritt: Datenanalyse	108
3.7.1	Qualitätskontrolle	108
3.7.2	Datenkorrekturen	108
3.7.3	Langzeitkorrektur	108
3.8	Der vierte Schritt: Räumliche Extrapolation	110
3.9	Der fünfte Schritt: Wahl der Windenergieanlage	111
3.9.1	Turbulenz	112
3.9.2	Vertikaler Gradient (Scherung)	113
3.9.3	Schräganströmung	115
3.9.4	Extremwinde	117
3.10	Der sechste Schritt: Energieertrag	118
3.10.1	Energieertrag der Einzelanlage	118
3.10.2	Energieertrag des Windparks	119
3.10.3	Weitere Produktionsverluste	121
3.10.4	Unsicherheitsanalyse	123
4	Aerodynamik und Blattentwurf	127
	<i>Alois P. Schaffarczyk</i>	
4.1	Zusammenfassung	127
4.2	Einleitung	128
4.3	Horizontalanlagen	128
4.3.1	Allgemeines	128
4.3.2	Aerodynamische Grundbegriffe	129
4.4	Integrale Impulsverfahren	132
4.4.1	Impulstheorie der Windturbine: der Betz'sche Grenzwert	132
4.4.2	Änderung der Luftdichte durch Temperatur und Höhe	134
4.4.3	Einfluss der endlichen Blattzahl	134
4.4.4	Drallverluste und lokale Optimierung des Flügels nach Glauert	136
4.4.5	Verluste durch Profilwiderstand	138
4.5	Impulstheorie der Blattschnitte	138
4.5.1	Die Formulierung	138
4.5.2	Beispiel einer Implementierung: WT-Perf	140
4.5.3	Optimierung und Entwurfsregeln für Blätter	140
4.5.4	Erweiterung der Blattschnittverfahren: Die differenzielle Formulierung, Actuator Line Verfahren	141
4.5.5	Dreidimensionale Strömungssimulation – CFD	144

4.5.6	Zusammenfassung: Horizontalanlagen	144
4.6	Vertikalanlagen	144
4.6.1	Allgemeines	144
4.6.2	Aerodynamik der H-Rotoren	146
4.6.3	Aeroelastik der Vertikalrotoren	151
4.6.4	Ein 50-kW-Rotor als Beispiel	152
4.6.5	Entwurfsregeln für Kleinwindanlagen nach dem H-Darrieus-Typ	153
4.6.6	Zusammenfassung: Vertikalrotoren	153
4.7	Windangetriebene Fahrzeuge mit Rotor	154
4.7.1	Einleitung	154
4.7.2	Zur Theorie der windgetriebenen Fahrzeuge	155
4.7.3	Ein Zahlenbeispiel	155
4.7.4	Das Kieler Auslegungsverfahren	156
4.7.5	Auswertung	156
4.7.6	Realisierte Fahrzeuge	158
4.7.7	Zusammenfassung: Windautos	159
4.8	Übungsaufgaben	160
5	Rotorblattstruktur	169
	<i>Malo Rosemeier, Alexander Krimmer</i>	
5.1	Einführung	169
5.2	Normative Anforderungen	170
5.2.1	Zertifizierung	170
5.2.2	Sicherheitskonzept	172
5.2.3	Entwicklungszyklus des Rotorblattes	174
5.3	Belastungen	174
5.3.1	Belastungsarten	174
5.3.2	Lastrechnung	177
5.3.3	Auslegungslastfälle	178
5.3.4	Skalierungseffekte	179
5.4	Materialien	180
5.4.1	Faser-Kunststoff-Verbunde	181
5.4.2	Textile Halbzeuge	182
5.4.3	Materialprüfung	184
5.4.4	Elastizitäten der unidirektionalen Einzelschicht (ES)	185
5.4.5	Kernmaterialien	186

5.4.6	Klebstoffe	187
5.4.7	Beschichtung	188
5.4.8	Metalle	189
5.5	Strukturmodelle	190
5.5.1	Geometrie und Struktur	190
5.5.2	Querschnittseigenschaften	191
5.5.3	Balkenmodelle	193
5.5.4	Modelle für dünnwandige Strukturen	194
5.5.5	Ganzblatt- und Detailmodelle	194
5.6	Blattanschlusskonzepte	195
5.7	Strukturnachweise	196
5.7.1	Festigkeitsnachweise für Faser-Kunststoff-Verbunde	196
5.7.2	Stabilitätsnachweise	199
5.7.3	Nachweise der Klebverbindung	200
5.7.4	Nachweise des Sandwichkerns	200
5.7.5	Nachweise der Dehnschraube	200
5.7.6	Gebrauchstauglichkeitsnachweise	201
5.8	Fertigung	201
5.8.1	Verfahren	202
5.8.2	Abweichungen	203
5.9	Topologieoptimierung	204
5.9.1	Optimierungsziele	205
5.9.2	Aeroelastische Eigenschaften	206
5.9.3	Fertigungsbezogene Entwicklung	207
5.9.4	Blattanschluss	208
5.9.5	Blattsegmentierung	208
5.10	Nachhaltigkeit	209
6	Der Triebstrang	221
	<i>Hans Kyling</i>	
6.1	Einleitung	221
6.2	Blattwinkelverstellungssysteme	222
6.3	Rotornabe	228
6.4	Triebstrangkomponenten	229
6.4.1	Rotorarretierungen und Rotordrehvorrichtungen	229
6.4.2	Rotorwelle	230

6.4.3	Rotorlagerung	232
6.4.4	Getriebe	236
6.4.5	Bremse und Kupplung	239
6.4.6	Generator	242
6.4.7	Windrichtungsnachführung	244
6.5	Triebstrangkonzeppte	251
6.5.1	Direktgetrieben – Doppelte Lagerung	251
6.5.2	Direktgetrieben – Momentenlager	255
6.5.3	1-2-Stufengetriebe – Doppelte Lagerung	257
6.5.4	1-2-Stufengetriebe – Momentenlagerung	258
6.5.5	3-4-Stufengetriebe – Doppelte Lagerung	260
6.5.6	3-4-Stufengetriebe – Dreipunktlagerung	262
6.5.7	3-4-Stufengetriebe – Momentenlagerung	263
6.6	Schäden und Schadensursachen	264
6.7	Auslegung von Triebstrangkompnenten	266
6.8	Validierung	270
6.9	Schutzrechte in der Windenergie	271
7	Turm und Gründung	279
	<i>Torsten Faber</i>	
7.1	Einleitung	279
7.2	Richtlinien und Normen	281
7.3	Beanspruchung von Türmen	282
7.3.1	Ermüdungslasten	282
7.3.2	Extremlasten	284
7.4	Nachweise des Turms	284
7.4.1	Tragfähigkeitsnachweise	285
7.4.2	Gebrauchstauglichkeitsnachweise	286
7.4.3	Schwingungsberechnungen (Eigenfrequenzen)	286
7.5	Konstruktionsdetails	289
7.5.1	Öffnungen in der Wand von Stahlrohrtürmen	289
7.5.2	Ringflanschverbindungen	290
7.5.3	Schweißverbindungen	290
7.6	Werkstoffe für Türme	291
7.6.1	Stahl	291
7.6.2	Beton	292

7.6.3	Holz	293
7.6.4	Glasfaserverstärkter Kunststoff	293
7.7	Ausführungsformen	293
7.7.1	Rohrtürme	294
7.7.2	Gittermasten	294
7.7.3	Abgespannte Türme	294
7.7.4	Verschiedene Turmkonzepte im Vergleich	294
7.8	Gründungen von Onshore-WEA	296
7.8.1	Gründungen und Fundamentbautypen	296
7.8.2	Übergang zwischen Turm und Fundament	298
7.8.3	Nachweise für die Gründung	298
8	Leistungselektronik-Generatorsysteme für Windenergieanlagen	305
	<i>Friedrich Fuchs</i>	
8.1	Einführung	305
8.2	Wechselspannungs- und Drehspannungssystem	308
8.3	Transformator	310
8.3.1	Prinzip, Gleichungen	310
8.3.2	Ersatzschaltbild, Zeigerdiagramm	312
8.3.3	Vereinfachtes Ersatzschaltbild	313
8.3.4	Drehstromtransformatoren	314
8.4	Generatoren für Windenergieanlagen	316
8.4.1	Asynchronmaschine mit Kurzschlussläufer	317
8.4.1.1	Aufbau	317
8.4.1.2	Grundlegende Funktion	318
8.4.1.3	Spannungsgleichungen	319
8.4.1.4	Ersatzschaltbild	319
8.4.1.5	Zeigerdiagramm	320
8.4.1.6	Heylandkreis	321
8.4.1.7	Leistung	323
8.4.1.8	Moment	324
8.4.1.9	Drehzahlregelung der Asynchronmaschine mit Kurzschlussläufer	325
8.4.2	Asynchronmaschine mit Schleifringläufer	327
8.4.2.1	Aufbau	328
8.4.2.2	Grundlegende Funktion	329

8.4.2.3	Spannungsgleichungen	330
8.4.2.4	Ersatzschaltbild	330
8.4.2.5	Zeigerdiagramm und Stromortskurve	331
8.4.2.6	Drehzahlregelung	334
8.5	Synchronmaschinen	336
8.5.1	Generelle Funktion	336
8.5.2	Spannungsgleichungen und Ersatzschaltbild	337
8.5.3	Leistung und Moment	339
8.5.4	Ausführungsformen fremderregter Synchronmaschinen	340
8.5.5	Permanenterregte Synchronmaschinen	341
8.5.6	Drehzahlvariabler Betrieb der Synchronmaschine	341
8.6	Umrichtersysteme für Windenergieanlagen	343
8.6.1	Generelle Funktion	343
8.6.2	Frequenzumrichter in Zweistufenschaltung	344
8.6.2.1	Schaltung	344
8.6.2.2	Pulsweitenmodulation	345
8.6.3	Frequenzumrichter in Mehrstufenschaltung	350
8.7	Regelung von drehzahlvariablen Umrichter-Generatorsystemen	351
8.7.1	Regelung des umrichtergespeisten Asynchrongenerators mit Kurzschlussläufer	353
8.7.2	Regelung der doppeltgespeisten Asynchronmaschine	358
8.7.3	Regelung der Synchronmaschine	359
8.7.4	Regelung des netzseitigen Umrichters	359
8.7.5	Auslegung der Regelung	362
8.8	Netzintegration	362
8.9	Weitere elektrotechnische Komponenten	365
8.10	Eigenschaften der Leistungselektronik-Generatorsysteme in der Übersicht ...	366
8.11	Übungsaufgaben	367
9	Steuerung und Regelung von Windenergiesystemen	375
	<i>Reiner Schütt</i>	
9.1	Grundlegende Zusammenhänge	376
9.1.1	Einordnung der WES-Automation	376
9.1.2	Systemeigenschaften der Energiewandlung in WEA	379
9.1.3	Energiewandlung des Rotors	379
9.1.4	Energiewandlung des Antriebsstrangs	382

9.1.5	Energiewandlung des Generator-Umrichtersystems	383
9.1.6	Idealisierte Betriebskennlinien von WEA	387
9.2	Regelsysteme der WEA	388
9.2.1	Gierwinkelregelung	388
9.2.2	Blattwinkelregelung	389
9.2.3	Wirkleistungsregelung	391
9.2.4	Blindleistungsregelung	393
9.2.5	Zusammenfassung des Regelverhaltens und erweiterte Betriebsbereiche der WEA	394
9.3	Betriebsführungssysteme für WEA	396
9.3.1	Steuerung des Betriebsablaufs von WEA	396
9.3.2	Sicherheitssysteme	399
9.4	Windparksteuer- und -regelsysteme	400
9.5	Fernbedienung und -überwachung	402
9.6	Kommunikationssysteme für WES	403
10	Netzintegration von Windenergieanlagen	407
	<i>Clemens Jauch</i>	
10.1	Einführung in Netzintegration von WEA	408
10.1.1	Einführung in elektrische Netze	408
10.1.1.1	Netztopologie	409
10.1.1.2	Dreiphasensysteme und einphasige Äquivalenzen	412
10.1.1.3	Per-Unit-System	413
10.1.1.4	Grundlegende Größen elektrischer Netze	415
10.1.1.5	Wechselspannungsleistung	419
10.1.1.6	Netzstabilität	422
10.1.2	Standard WEA-Typen nach Netzverhalten	423
10.1.2.1	Typ I – Drehzahlstarre WEA mit Asynchrongenerator mit Kurzschlussläufer	424
10.1.2.2	Typ II – Semi-drehzahlvariable WEA mit Schleifringläufer- Asynchrongenerator	425
10.1.2.3	Typ III – Semi-drehzahlvariable WEA mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator	425
10.1.2.4	Typ IV – Drehzahlvariable WEA mit Vollumrichter	426
10.1.2.5	Typ V – WEA mit netzgekoppeltem Synchrongenerator	427
10.1.3	Traditionelle Aspekte der Netzintegration von WEA	428

10.1.4	Überblick über aktuelle Herausforderungen in der Netzintegration von WEA	429
10.1.4.1	Netztopologie und Auslastung von Leitungen	430
10.1.4.2	Netzstabilität mit WEA	430
10.1.4.3	Trägheitsbereitstellung und Kurzschlussstrombeitrag	431
10.1.4.4	Netzanschlussregeln	431
10.1.4.5	Mechanische WEA-Belastungen aus Netzdienstleistungen ...	432
10.2	Netzspannung	432
10.2.1	Ersatzschaltbilder von Netzkomponenten	432
10.2.1.1	Generatoren	433
10.2.1.2	Leitungen	434
10.2.1.3	Transformatoren	435
10.2.2	Spannungssteifigkeit und Kurzschlussleistung	436
10.2.3	Spannungsstabilität	439
10.2.4	Transiente Netzspannungseinbrüche	441
10.3	Spannungsstabilität mit WEA	443
10.3.1	Spannungstützung mit WEA	443
10.3.2	Durchfahren transienter Netzspannungseinbrüche	445
10.3.2.1	Triebstrangbeschleunigung und Wirkleistungswiederkehr ..	445
10.3.2.2	Blindstrombereitstellung	449
10.3.2.3	Kurzschlussstrombeitrag	450
10.4	Netzfrequenz	451
10.4.1	Frequenzregelung	452
10.4.2	Netzträgheit	453
10.4.2.1	Trägheitskonstante, H	454
10.4.2.2	Leistung aus Trägheitsbereitstellung	456
10.4.3	Dämpfung untersynchroner Netzfrequenzschwingungen	457
10.4.4	Netzfrequenzstabilität	460
10.5	Netzfrequenzstabilität mit WEA	461
10.5.1	Trägheitsbereitstellung durch WEA	462
10.5.2	Schnelle Regelleistungsbereitstellung durch WEA	464
10.5.3	Pendeldämpfung mit WEA	467

11	Offshore-Windenergie	473
	<i>Christian Keindorf</i>	
11.1	Einführung	473
11.1.1	Historie und Entwicklungstrends	473
11.1.2	Unterschiede zwischen Onshore- und Offshore-WEA	476
11.1.3	Planungsgrundlagen für Offshore-Windparks	477
11.1.4	Umweltschutz und Arbeitssicherheit	478
11.2	Wesentliche Komponenten eines Offshore-Windparks	479
11.2.1	Turbinen für OWEA	480
11.2.2	Tragstrukturen für OWEA	480
11.2.2.1	Turm	481
11.2.2.2	Transition Piece	482
11.2.3	Fest verankerte Gründungsstrukturen für OWEA	482
11.2.3.1	Monopile	483
11.2.3.2	Schwerkraft	484
11.2.3.3	Jacket	485
11.2.3.4	Tripod	485
11.2.3.5	Tripile	486
11.2.3.6	Suction-Bucket	486
11.2.4	Schwimmende Gründungsstrukturen für OWEA	488
11.2.4.1	Spar Buoy	488
11.2.4.2	Tension Leg Plattform (TLP)	489
11.2.4.3	Halbtaucher (Semi-Submersible Platform)	490
11.2.5	Offshore-Stationen	492
11.2.6	Seekabel	493
11.2.7	Forschungsplattformen und Messmasten	494
11.3	Einwirkungen auf OWEA	495
11.3.1	Ständige Einwirkungen	497
11.3.2	Aerodynamische Lasten	498
11.3.3	Hydrostatische Lasten	498
11.3.4	Hydrodynamische Lasten	499
11.3.4.1	Strömungen	499
11.3.4.2	Belastungen durch Strömungen	500
11.3.4.3	Wellen	502
11.3.4.4	Lineare Wellentheorien	504

11.3.4.5	Nichtlineare Wellentheorien	509
11.3.4.6	Belastungen durch Wellen	511
11.3.4.7	Regelmäßiger Seegang	515
11.3.4.8	Unregelmäßiger oder natürlicher Seegang	516
11.3.4.9	Seegangsspektren	516
11.3.5	Einwirkungen infolge Temperatur	521
11.3.6	Einwirkungen infolge Eis	522
11.3.7	Funktionale Einwirkungen	523
11.3.8	Außergewöhnliche Einwirkungen	523
11.4	Bemessung von Offshore-Bauwerken für die Windenergie	524
11.4.1	Entwurfsgrundlagen	524
11.4.2	Standortbedingungen	525
11.4.2.1	Meteorologische und ozeanographische Bedingungen	525
11.4.2.2	Baugrunderkundung und Bodeneigenschaften	525
11.4.2.3	Kolkbildung	529
11.4.2.4	Eisbildung	530
11.4.2.5	Mariner Bewuchs	531
11.4.2.6	Korrosion	532
11.4.3	Sicherheitskonzept	534
11.4.3.1	Teilsicherheitsbeiwerte	534
11.4.3.2	Charakteristische Werte der Einwirkungen	535
11.4.3.3	Charakteristische Werte der Materialwiderstände	536
11.4.3.4	Bemessungskonzept	536
11.4.4	Lastfälle und Lastfallkombinationen	537
11.4.5	Berechnungsmethoden	538
11.4.6	Nachweismethoden und Grenzzustände	539
11.4.6.1	Grenzzustand der Tragfähigkeit	539
11.4.6.2	Grenzzustand der Ermüdung	539
11.4.6.3	Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit	540
11.4.6.4	Grenzzustand der außergewöhnlichen Beanspruchung	541
11.4.6.5	Zusätzliche Nachweise	541
Index		543

Vorwort

Mit dem Probetrieb der Großwindanlage (GROWIAN) 1983 im Kaiser-Wilhelm-Koog nahe dem Eingang in den Nord-Ostsee-Kanal begann in Deutschland die Ära der modernen Windenergie. Waren Ende des neunzehnten Jahrhunderts knapp zwanzigtausend Windmühlen in Betrieb, so erzeugten Ende 2011 mehr als dreiundzwanzigtausend Windturbinen fast 10 Prozent des Nettostromverbrauchs in Deutschland. Knapp dreißig Jahre nach diesem ambitionierten Neubeginn überschreiten heutzutage Standardanlagen fast vom Fließband die Größe und Leistung des einst so geschmähten GROWIAN.

Auf Anregung des Carl Hanser Verlags und unter dem Dach der CEwind eG, der Forschungsgemeinschaft Windenergie der schleswig-holsteinischen Hochschulen, legen zehn Autoren aus dem Umfeld der schleswig-holsteinischen Windcommunity und den Niederlanden eine einführende Darstellung der Windenergietechnik vor. In elf Kapiteln sollen interessierte Leserinnen und Leser in die Lage versetzt werden, den modernen Stand dieser nunmehr als eigenständig zu bezeichnenden Technik kennenzulernen.

Wir beginnen mit einem Abriss der Geschichte, der ergänzt wird durch eine energiepolitische Diskussion der internationalen Bedeutung der Windenergie. Weitere Kapitel legen den aerodynamischen und strukturellen Blattentwurf dar. Dem Energiefluss in der Anlage folgend, stellen wir danach moderne Triebstrangkonzpte sowie Turm und Gründung vor. Im weitesten Sinne elektrische Komponenten wie Generator, Umrichter, Regelungs- und Betriebsführungskonzepte schließen sich an. Einer Beschreibung, wie sehr große Anteile dieser fluktuierenden Energieform erfolgreich in das bestehende elektrische Versorgungsnetz integriert werden, kommt im Zuge der in Deutschland beschlossenen „Energiewende“ eine besondere Beachtung zu. Wir schließen mit einem Kapitel über den jüngsten, aber hoffnungsvollsten und mit hohen Erwartungen versehenen Zweig der Windenergie, der Offshore-Technik.

Kiel, im Februar 2012

Für die CEwind eG: A. P. Schaffarczyk

■ Vorwort zur zweiten Auflage

Auch seit dem Erscheinen der ersten Auflage hat die Nutzung der Windenergie in Deutschland und der Welt weiter sehr stark zugenommen. So stieg die weltweite installierte Nennleistung von 238 GW (Ende 2011) auf 432 GW (Ende 2015). Der Carl Hanser Verlag hat sich deswegen zu einer zweiten Auflage entschlossen, in der die Autoren dieser Entwicklung Rechnung tragen. So wurden alle Kapitel in diesem Buch gründlich überarbeitet und den aktuellen Standards angepasst. Der Herausgeber dankt dafür allen Autoren und insbesondere unserer Lektorin, Frau Franziska Jacob, für ihre stetige Förderung.

Kiel, im Juli 2016

■ Vorwort zur dritten Auflage

Die installierte Leistung von Windenergieanlagen betrug Ende 2020 in Deutschland 55 GW und in der Welt 743 GW. 2020 wurden weltweit 93 zusätzliche GW aufgebaut. In Deutschland werden nun ca. 23 % der Elektrizität aus Windkraft erzeugt. Trotz dieses ungebrochenen Wachstums ist allen klar, dass dies zur avisierten Dekarbonisierung *Deutschlands Ziele zur Treibhausgasminderung in der Industrie* bis 2050 (oder eher) bei weitem nicht ausreicht. Weiteres verstärktes Wachstum im Bereich der Windenergie ist somit zu erwarten.

Der Carl Hanser Verlag hat sich freundlicherweise zu einer dritten Auflage bereit erklärt, in der sich eine neue Autorin und vier neue Autoren wiederfinden. Alle anderen Kapitel in diesem Buch wurden gründlich überarbeitet und den aktuellen Standards angepasst. Der Herausgeber dankt dafür allen AutorInnen und insbesondere unserer Lektorin, Frau Natalia Silakova für die fördernde, gute Zusammenarbeit.

Kiel, im Februar 2022

■ Die Autoren

Dr.h.c. Jos Beurskens leitete die Abteilung für Erneuerbare Energien und Windenergie des Niederländischen Forschungszentrums für Energie (ECN) mehr als 15 Jahre. Für sein Lebenswerk wurde er von der Europäischen Windenergievereinigung (EWEA) 2008 mit dem Poul-la-Cour-Preis ausgezeichnet. Er ist nun unabhängiger Berater für Technologieentwicklung und Forschungsstrategien.

Seit dem 1. November 2010 leitet **Prof. Dr.-Ing. Torsten Faber** das Wind Energy Technology Institute (WETI) an der Fachhochschule Flensburg. Zuvor sammelte er über 10 Jahre Berufserfahrung bei DNV GL (früher: Germanische Lloyd Industrial Services GmbH) in der Abteilung Rotorblätter und Bautechnik von Windenergieanlagen.

Prof. Dr.-Ing. Friedrich W. Fuchs leitete den Lehrstuhl für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe an der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel und ist dort weiterhin in der Forschung tätig. Ein wichtiger Forschungsschwerpunkt ist die Wandlung regenerativer Energie. Davor war er 14 Jahre in der Industrie, zuletzt als Entwicklungsleiter bei CONVERTEAM (damals AEG, heute General Electrical Power Conversion).

Prof. Dr. Clemens Jauch ist seit 1999 in der Windenergiebranche tätig. Nach mehreren Jahren als Entwicklungsingenieur bei den Windenergieanlagenherstellern Nordex Energy und Suzlon Energy, sowie der Promotion am Riso National Laboratory (heute DTU Windenergy) in Dänemark, ist er seit 2012 Professor für Windenergietechnik an der Hochschule Flensburg.

Prof. Dr.-Ing. Christian Keindorf studierte Bauingenieurwesen an der TU Braunschweig und promovierte 2009 über Turmkonstruktionen für Windenergieanlagen an der Leibniz Universität Hannover. Seit 2009 ist er Gründungsgesellschafter der SKI Ingenieurges. mbH, die sich u. a. mit Tragstrukturen für erneuerbare Energiesysteme beschäftigt. Anfang 2015 nahm er den Ruf zur Professur für Offshore-Anlagentechnik der Fachhochschule Kiel an und arbeitet dort am Institut für Schiffbau und maritime Technik. Außerdem ist er 2015 von der Ingenieurkammer Niedersachsen zum Sachverständigen für Tragkonstruktionen von On- und Offshore-Windenergieanlagen öffentlich bestellt und vereidigt worden.

Dr.-Ing. Alexander Krimmer arbeitet als Senior Engineer Composite Materials and Structures bei der TPI Composites Germany GmbH. Dort ist er verantwortlich für Qualifizierung, Spezifikation, Bewertung und Zertifizierungsvorbereitung von strukturellen Materialien für Rotorblätter von Windenergieanlagen. Darüber hinaus lehrt er im Rahmen von Lehraufträgen am Fachgebiet Luftfahrzeugbau und Leichtbau des Instituts für Luft- und Raumfahrt der TU-Berlin in den Modulen Faserverbundleichtbau sowie Produktion und Design von Faser-Kunststoff-Verbunden.

Dipl.-Ing. Hans Kyling leitet die Abteilung Systemvalidierung mechanischer Antriebstrang am Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES. Seit mehr als einem Jahrzehnt beschäftigt er sich sowohl mit der numerischen als auch versuchstechnischen Untersuchung kompletter Triebstränge sowie einzelner Untersysteme und Komponenten von Windenergieanlagen.

Dipl.-Ing. Wiebke Langreder ist seit 1996 in der internationalen Windindustrie im Bereich Windressourcen und Standortbewertung tätig. Heute leitet sie die Consulting Abteilung für Wind und Energiesysteme bei EMD International A/S, Ålborg, Dänemark.

Prof. Dr. jur. Klaus Rave leitete die Abteilung Energiewirtschaft in Schleswig-Holstein und war langjähriger Vorstand der Investitionsbank des Landes. Seit vielen Jahren ist er in internationalen Verbänden für die Windenergie tätig, u. a. als Präsident von WindEurope. 2012 wurde er für sein Lebenswerk mit dem German Renewables Award ausgezeichnet. Darüber hinaus ist er Honorarprofessor an der Hochschule Flensburg und Vizepräsident der Stiftung Offshore Wind.

M. Sc. Malo Rosemeier arbeitet seit 2013 als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES. In der Abteilung Rotorblätter ist er für die angewandte Forschung an Blattstrukturen zuständig. Schwerpunkte sind dabei u. a. die Entwicklung von Validierungsprüfungen und Strukturanalysemethoden.

Prof. Dr. A. P. Schaffarczyk beschäftigt sich seit 1997 mit der Aerodynamik von Windturbinen. Er war Gründungsmitglied und ehrenamtlicher Vorstand der CEwind eG und lehrt im internationalen Master of Science Studiengang Wind Energy Engineering.

Prof. Dr. Reiner Johannes Schütt war lange Jahre Entwicklungsleiter und Technischer Leiter der ENERCON NORD Electronic GmbH in Aurich. Heute lehrt und forscht er im Fachgebiet Steuerungen/Elektrische Antriebe und Windenergietechnik an der FH Westküste in Heide.

■ Danksagung

Der Herausgeber dankt Susanne Coulibaly für ihre unermüdliche Hilfe bei der Technischen Unterstützung zur Erstellung der Manuskripte und dem studentischen Team um Prof. von Schilling für die Erstellung der deutschen Übersetzung des Textes von Herrn Beurskens der ersten Auflage.

Prof. Faber dankt Marcel Schedat für die konstruktiven Verbesserungsvorschläge, die Ergänzung von neuen Inhalten sowie die Fehlersuche und -beseitigung innerhalb des Kapitels „Turm und Gründung“ in der neuen Auflage des vorliegenden Buches. Ein weiterer Dank gilt den Sponsoren und der Fachhochschule Flensburg, durch dessen Unterstützung die Arbeit am Wind Energy Technology Institute ermöglicht wird.

Prof. Fuchs dankt dem Team des Lehrstuhls für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe der Christian-Albrechts-Universität für die Unterstützung bei der Ausarbeitung des Kapitels 8.

Dem Verlag danken die Autoren für die Veröffentlichung des Buches und für die gute Betreuung während der Erstellungsphase.

Die Autoren des Kapitels 5 danken der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) für die Erlaubnis zur Wiedergabe von Informationen aus ihren internationalen Normen. Alle diese Auszüge unterliegen dem Copyright der IEC, Genf, Schweiz. Alle Rechte vorbehalten. Weitere Informationen über die IEC finden Sie unter www.iec.ch. Die IEC übernimmt keine Verantwortung für die Platzierung und den Kontext, in dem die Auszüge und Inhalte von den Autoren wiedergegeben werden, noch ist IEC in irgendeiner Weise für den sonstigen Inhalt oder die Richtigkeit der Angaben verantwortlich.

1

Die Geschichte der Windenergie

Jos Beurskens

■ 1.1 Einleitung

Wind wird wahrscheinlich seit mehr als 1500 Jahren als Energiequelle genutzt. In Zeiten, in denen andere Energiequellen nicht bekannt oder knapp waren, stellte Windenergie ein sehr erfolgreiches Mittel zur industriellen und wirtschaftlichen Entwicklung dar. Windenergie wurde zu einer Marginalquelle, als kostengünstige, einfach zu erschließende und reichlich vorhandene Energiequellen verfügbar wurden. Vom Standpunkt des Beitrags der Windenergie zur wirtschaftlichen Entwicklung aus betrachtet, kann man die Geschichte der Windenergie in vier sich überschneidende Zeitabschnitte einteilen. Außer im ersten Abschnitt liegt das Augenmerk hierbei auf der Stromerzeugung durch Wind.



Bild 1.1 Historische Entwicklung der Nutzung des Windes als Energiequelle. Die erste und letzte Periode haben die deutlichsten Auswirkungen auf die Gesellschaft. Die Jahresangaben sind Anhaltswerte für die Zeiträume der jeweiligen Entwicklungsperioden [Foto: Jos Beurskens]

600 – 1890: Klassische Periode Klassische Windmühlen für mechanische Antriebe; mehr als 100 000 Windmühlen in Nordwesteuropa. Die Periode endet nach der Erfindung der Dampfmaschine und aufgrund reichlicher Holz- und Kohlevorkommen.

1890 – 1930: Aufkommen elektrizitätserzeugender Windkraftanlagen Die Entwicklung der Elektrizität zu einer für jedermann zugänglichen Energiequelle führt zum Einsatz von Windmühlen als einer zusätzlichen Möglichkeit zur Stromerzeugung. Grundlagen im Bereich der Aerodynamik. Die Periode endet aufgrund preisgünstigeren Erdöls.

1930 – 1960: Erste Innovationsphase Die Notwendigkeit der Elektrifizierung ländlicher Gebiete und die Energieknappheit während des 2. Weltkriegs lösen neue Entwicklungen aus. Fortschritt im Bereich der Aerodynamik. Die Periode endet aufgrund preisgünstigeren Gases und Erdöls.

seit 1973: Zweite Innovationsphase mit Kommerzialisierung Die Energiekrise und Umweltproblematik in Kombination mit technologischem Fortschritt sorgen für den kommerziellen Durchbruch und der Produktion von Elektrizität in großen Mengen sowie von Wasserstoff zur Substitution von Erdgas und anderen fossilen Energieträgern.

Während der klassischen Periode wandelten die „Windvorrichtungen“ (Windmühlen) die kinetische Energie des Windes in mechanische Energie um. Nachdem Stromerzeuger wie Gleichstrom- und Wechselstromgeneratoren erfunden wurden und man sie für die öffentliche Stromversorgung einsetzte, wurden Windmühlen zur Stromerzeugung genutzt. Diese Entwicklung begann effektiv im späten 19. Jahrhundert und wurde nach der Energiekrise von 1973 zu einem großen wirtschaftlichen Erfolg.

Um zwischen den verschiedenen Anlagen klar unterscheiden zu können, werden sie in diesem Buch als Windmühlen bzw. als Windkraftanlagen bezeichnet.

■ 1.2 Die ersten Windmühlen: 600 – 1890

Wassermühlen gelten sehr wahrscheinlich als Wegbereiter für Windmühlen. Wassermühlen wiederum entwickelten sich aus Vorrichtungen, die von Menschen oder Tieren angetrieben wurden. Die Vorrichtungen, die uns aus historischen Quellen bekannt sind, besaßen eine vertikale Hauptwelle, an die senkrecht ein Querbalken angebracht war, um die Hauptwelle anzutreiben. Der Querbalken wurde von Nutztieren, wie Pferden, Eseln oder Kühen, angetrieben. Es scheint nur logisch zu sein, dass sich die vertikalen Windmühlen aus diesen Vorrichtungen entwickelten. Jedoch gibt es nur wenige historische Quellen, die dies belegen. Es lassen sich mehr Quellen über die „nordischen“ oder „griechischen“ Wassermühlen finden, die sich aus den von Tieren angetriebenen Vorrichtungen entwickelten. Um 1000 vor Christus hatten diese Arten von Wassermühlen ihren Ursprung in den Hügeln des östlichen Mittelmeerraums und wurden auch in Schweden und Norwegen genutzt [8].

Die ersten Windmühlen mit vertikaler Hauptwelle fand man in Persien und China. Mitte des 7. Jahrhunderts n. Chr. war der Bau von Windmühlen ein hoch angesehenes Handwerk in Persien [7]. In China wurden vertikale Windmühlen von Händlern eingeführt. Der erste

Europäer, der über Windmühlen in China berichtete, war Jan Nieuhoff, der 1656 mit einem der niederländischen Botschafter nach China reiste. Bis vor Kurzem waren ähnliche Windmühlen in China noch in Gebrauch (siehe Bild 1.2).

Eine andere Art der Vorrichtung waren die Tretmühlen, die durch die Körperkraft von Menschen oder Tieren angetrieben wurden. Radial zur Hauptwelle waren Schaufeln angeordnet. Indem man Körperkraft von Menschen oder Tieren durch die Kraft von fließendem Wasser ersetzte, entwickelte sich die horizontale Wassermühle aus der Tretmühle. Auf diesem Wege entstanden im 1. Jahrhundert vor Christus die sogenannten vitruvischen Wassermühlen, welche durch den Römer Vitruvius eingeführt wurden. Diese Wassermühle kann als Prototyp für das unterschlächtige Wasserrad angesehen werden, das in ganz Europa in Flüssen und Bächen mit niedrigen Wasserhöhedifferenzen zu finden ist. Es wird weithin angenommen, dass das vitruvische Rad der Vorläufer der horizontalen Windmühle ist [8].

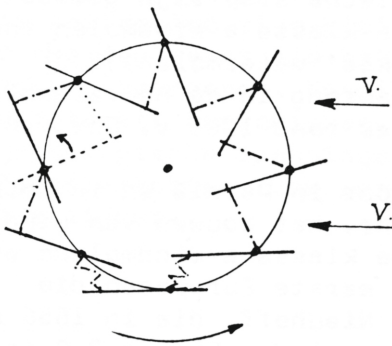


Bild 1.2

Schematische Darstellung der Funktionsweise einer chinesischen Windmühle. Durchgezogene Linien stellen Flügel und strich-punktierte Linien Seile dar [2]

Die ersten horizontalen Windmühlen wurden während der Kreuzzüge im Vorderen Orient und später in Nordwesteuropa gefunden. Diese Windmühlen verfügten über eine fixierte Rotorkonstruktion, die nicht in den Wind gedreht werden konnte (Gieren). Die Rotorflügel dieser Windmühlen waren denen ähnlich, die man heute z.B. noch auf der griechischen Insel Rhodos beobachten kann. Um 1100 wurde über die ersten festen Bockwindmühlen, die auf den Pariser Stadtmauern standen, berichtet. Es ist unklar, ob die Windmühlen, die weit verbreitet waren, über den Vorderen Orient nach Europa kamen oder in Westeuropa wiedererfunden wurden. Einige Autoren zweifeln sogar an der Existenz von horizontalen Windmühlen im Vorderen Orient während der Kreuzzüge [7, 26]. Andere wiederum sprechen nur von vertikalen Windmühlen zu jener Zeit [15, 16].

Die Annahme, dass die Windmühlen Westeuropas unabhängig von jenen des Vorderen Orients erfunden wurden, wird durch Dokumente gestützt, die in Archiven der niederländischen Provinz Drenthe gefunden wurden. In diesen Dokumenten, die aus dem Jahr 1040, also der Zeit vor den ersten Kreuzzügen, stammen, werden zwei Windmühlen (Deurzer Diep und Uffelte) erwähnt. Während der Renaissance wurden auch in Europa einige vertikale Windmühlen gebaut. Besonders bekannt war die von Kapitän Hooper gebaute Windmühle in Margate London [23].

Technische Entwicklung der ersten horizontalen Windmühlen

Die ersten Windmühlen verfügten über keinen Giermechanismus und die Flügel bestanden aus einem Rahmen aus Längs- und Querstangen, durch den Segeltuch geschnürt war (siehe Bild 1.3). Die Leistungsabgabe wurde dadurch gesteuert, dass man das Tuch entweder ganz oder teilweise von Hand aufwickelte (siehe Bild 1.3).

Aus statischen Gründen wurde die Hauptwelle mit einem Neigungswinkel versehen (Abmessungen des Mühlengebäudes, der Achsenlast auf das Axialgleitlager, die Möglichkeit ein tragendes Gebäude bzw. einen konischen Turm zur Stabilisierung zu bauen).

Vor der Untersuchung der globalen Entwicklung von Windmühlen zu Windkraftanlagen, mit denen man heutzutage Strom erzeugt, wird die Entwicklung der klassischen Windmühle in Westeuropa beschrieben.



Bild 1.3

„Leistungssteuerung“ einer klassischen Windmühle
[Foto: Jos Beurskens]

Obwohl in den windigen Regionen Europas der Wind vornehmlich aus einer bestimmten Richtung kommt, variiert die Windrichtung so stark, dass ein Giermechanismus sinnvoll ist, um bei seitlichem Anströmen des Windes nicht zu viel Energie zu verlieren. Diese Anforderung führte zu den ersten Bockwindmühlen (siehe Bild 1.4), welche in den Wind gegiert werden konnten. Diese Windmühlen wurden zum Mahlen von Getreide genutzt. Durch einen starken Balken, der am Mühlenhaus angebracht war, konnte das gesamte Haus, das auf einer fixierten Unterkonstruktion stand, so weit gedreht werden, bis der Rotor senkrecht zum Wind stand. Oft wurden die Stützbalken der Unterkonstruktion so mit Holzplanen verkleidet, dass ein Lagerraum entstand. Der Mühlstein und die Zahnräder befanden sich im drehbaren Mühlenhaus. Eine der ersten Schilderungen über diese Windmühlenart, die auf das Jahr 1299 datiert ist, stammt aus einem Kloster in Sint Oedenrode, in der Region Noord Brabant in den Niederlanden. Ein anderer Versuch, den Rotor in den Wind zu drehen, bestand darin, die Windmühle auf eine schwimmende Plattform zu bauen. Die Plattform war mittels eines Gelenks an einem Pfahl befestigt, der in den Grund eines Sees eingeschlagen war. Vermutlich aufgrund der fehlenden Stabilität dieser Windmühle, die 1594 im Norden von Amsterdam gebaut worden war, wurde nie wieder eine solche Mühle errichtet. Dieses Konzept, das als erste Offshore-Windkraftanlage der Welt gelten kann, wurde nicht weiterverfolgt.

**Bild 1.4**

Bockwindmühle, Baexem, Niederlande [Foto: Jos Beurskens]

Aus der Bockwindmühle entwickelte sich die sogenannte Kokerwindmühle (siehe Bild 1.5). Nach 1400 wurden Windmühlen in den flacheren Regionen der Niederlande nicht nur zum Getreidemahlen genutzt, sondern auch zum Trockenlegen von Seen und Sümpfen. Die Pumpvorrichtung, meist ein Schaufelrad, war an einer befestigten Stelle außen am Mühlenhaus angebracht. Nur die Übertragungselemente der Windmühle waren im Inneren untergebracht, wodurch der rotierende Teil der Windmühle merklich kleiner wurde. Mit Beginn des 16. Jahrhunderts stieg der Bedarf an einer höheren Pumpleistung, wodurch die Wippmühle durch eine Mühle mit drehbarer Haube ersetzt wurde. Nur das Kegelfradgetriebe befand sich im Inneren der Haube, mit dem Ergebnis, dass dieser Teil relativ wenig wog. Als der Bedarf an einer höheren Leistungsabgabe stieg, baute man Windmühlen, deren einzig rotierbares Teil die Haube war. Die Antriebsmaschinerie konnte im feststehenden Mühlenhaus untergebracht werden und musste nicht mehr in den beweglichen Teil (z.B. bei der Bockwindmühle) oder im Freien (wie bei Kokerwindmühlen) platziert werden.

**Bild 1.5**

Kokerwindmühle aus der Provinz Südholland
[Foto: Jos Beurskens]



Bild 1.6 Die Entwicklung der klassischen „Holländermühle“ [Foto: Jos Beurskens]

Mit der steigenden Zahl an Windmühlen stieg der Druck, diese effizienter zu betreiben. Aus dieser Motivation entstandene Neuerungen wurden in die Mühlen integriert.

Eine Neuerung war das automatische Gieren des Windmühlenrotors in den Wind mithilfe einer Windrose: ein Rotor, dessen Welle senkrecht zur Hauptwelle der Windmühlen angebracht war. In England befestigte Edmund Lee 1745 eine Windrose an einer Windmühle. Die Windrose war eine hölzerne Konstruktion, die an den drehbaren Teil der Windmühle montiert war, um den Rotor in die Windrichtung zu drehen. John Smeaton, ebenfalls Engländer, erfand eine Windrose, die auf der drehbaren Haube der Windmühle angebracht war.

Diese Neuerung war so erfolgreich, weil sie an einer großen Zahl an Windmühlen genutzt wurde, vor allem in England, Skandinavien, Norddeutschland und im östlichen Teil der Niederlande. Dieses Konzept wurde bis in die Ära der stromerzeugenden Windkraftanlagen des späten 19. Jahrhunderts und sogar bis ins späte 20. Jahrhundert beibehalten. Am Anfang war die Übertragung voll mechanisch und später agierte die Windrose allein als Sensor, um ein Kontrollsignal an den Giermechanismus zu senden (siehe Bild 1.7).



Bild 1.7

Windrichtungsnachführung mit Sensor auf einer frühen Lagerwey-Windkraftanlage [Foto: Jos Beurskens]

In der ersten Phase der klassischen Periode der Windmühlen wurden diese vor allem zum Getreidemahlen und zur Entwässerung genutzt. Nach und nach wurde Wind auch als Energiequelle für alle möglichen Industrieprozesse eingesetzt. Vor allem in Regionen, in denen keine anderen leicht zu handhabenden Energieträger wie Holz und Kohle verfügbar waren, spielte Wind eine tragende Rolle als Energiequelle für die industrielle, wirtschaftliche Entwicklung. Dies war vor allem in „de Zaanstreek“ nördlich von Amsterdam und in Kent, England, der Fall. Windmühlen wurden zum Holzsägen, zur Produktion von Papier, Öl und Farbe, zum Schälen von Reis und Schrotten sowie zur Herstellung von Senf und Schokolade verwendet. Außerdem wurden sie zur Belüftung von Gebäuden (England) genutzt. Der Bau von Windmühlen wurde vor allem in geeigneten Gebieten konzentriert. Die Anhäufung von Windmühlen, wie in der Galerie der Windmühlen, um Sümpfe und Seen trockenzulegen, kann als Vorläufer moderner Windparks angesehen werden (siehe Bild 1.8) [26].

Weitere Neuerungen im Bereich des Leistungsverhaltens und der Steuerung des Rotors wurden nach und nach eingeführt. Das Segeltuch, das durch die Flügelbalken geschlungen wurde, ersetzte man durch Tuchstreifen, die an der Vorderseite des Flügels angebracht waren. Der Unterdruck auf der Windschattenseite hielt das Tuch an Ort und Stelle, wodurch es ein aerodynamisches Profil erhielt. Die Leistungsabgabe wurde gesteuert, indem man den Holzrahmen des Flügels teilweise abdeckte. Um den Wartungsaufwand zu reduzieren, ersetzte man die hölzernen Stangen und Rahmen durch Eisen- und Stahlbauteile (siehe Bilder 1.3 und 1.11).



Bild 1.8 Anhäufung von Windmühlen in Kinderdijk bei Rotterdam [Foto: Jos Beurskens]

Der Weg zu einer nennenswerten Erhöhung der aerodynamischen Effizienz stützt sich auf wissenschaftliche Forschungen aus der Mitte des 18. Jahrhunderts. Die wohl faszinierendste Arbeit wurde von John Smeaton (1724–1792) angefertigt und kann als Vorläufer der modernen Forschung angesehen werden (siehe Bild 1.9). Durch das Ziehen am Seil beginnt sich die vertikale Welle zu drehen, genau wie der Arm, an dessen Ende das Modell eines Windmühlenrotors befestigt ist. Der Rotor wird mit einer Windgeschwindigkeit angeströmt, die gleich der Flügelspitzenengeschwindigkeit des Arms ist. Während der Rotation hebt der Rotor ein Gewicht. Indem man die Rotoreigenschaften ändert, kann die optimale „Wirkkraft“ (im modernen Gebrauch als „Leistung“ bezeichnet) ermittelt werden. Smeaton präsentierte die Ergebnisse seines Experiments „zur Konstruktion und Wirkung von Windmühlen Flügeln“ in einer klassischen Abhandlung, die 1759 der Royal Society vorgestellt wurde. Die „Wirkkraft“ war gleich dem Produkt aus dem Gewicht und der Anzahl an Umdrehungen, die der Rotor in einer bestimmten Zeitspanne ausführte, wobei Reibungsverluste an der Apparatur auszugleichen waren.

Smeaton bestimmte die beste Form und „Wetter“ der Flügel. In der klassischen Windmühlentechnik bezeichnet „Wetter“ den Winkel zwischen dem Flügelabschnitt und der Rotationsebene. Heute wird mit „Wetter“ die Verdrehung der Rotorblätter bezeichnet. Später untersuchte Maclaurin den lokal vorherrschenden Anstellwinkel mithilfe einer Abstandsfunktion, die den Winkel zwischen dem Querschnitt der Anlage und den Achsen des Rotors beschreibt. Es ist interessant, die Arbeit von Smeaton mit der heutigen Forschung zu vergleichen, daher werden im folgenden Abschnitt seine Schlussfolgerungen oder „Maximen“ wörtlich wiedergegeben [7]. Seine Schlussfolgerungen aus den Experimenten:

Maxime 1: Die Geschwindigkeit von Mühlenflügeln, bei gleicher Form und Position, ist nahezu die des Windes. Dabei ist es unerheblich, ob sie unbelastet oder so belastet werden, dass sie ein Maximum produzieren.

Maxime 2: Die Maximallast ist nahezu, aber etwas weniger als die Windgeschwindigkeit zum Quadrat, sofern die Form und Position der Flügel gleich ist.

Maxime 3: Die Leistung der gleichen Flügel bei maximaler Leistungsabgabe ist nahezu aber etwas weniger als die Windgeschwindigkeit hoch drei.

Seine Schlussfolgerungen aus seinen theoretischen Überlegungen:

Maxime 6: Bei Flügeln mit ähnlicher Form und Position verhält sich die Anzahl der Umdrehungen in einem bestimmten Zeitabschnitt antiproportional zum Radius oder der Länge der Flügel.

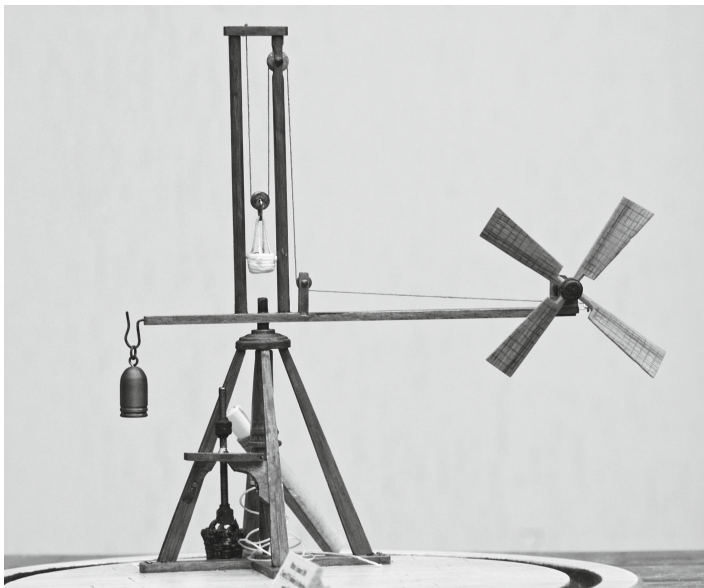


Bild 1.9 Modell des Versuchsaufbaus von Smeaton, gebaut von Arie Lamerée
[Foto: Jos Beurskens]