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
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**
Jos Beurskens

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**
Klaus Rave

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
Wiebke Langreder

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
Alois P. Schaffarczyk
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
Malo Rosemeier, Alexander Krimmer
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
Hans Kyling
6.1 Einleitung ... 221
6.2 Blattwinkelverstellsysteme ... 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 Triebstrangkonzepte ... 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 Triebstrangkomponenten ... 266
6.8 Validierung ... 270
6.9 Schutzrechte in der Windenergie ... 271

7 Turm und Gründung ... 279
Torsten Faber

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
Friedrich Fuchs

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
Reiner Schütt
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
Clemens Jauch

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 Spannungsstützung 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
Christian Keindorf

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 Gründungstrukturen 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 Gründungstrukturen 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 Probebetrieb 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 Triebstrangkonzepte 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 Rotorblatter 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 Rotorblatter 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 Rotorblatter 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.

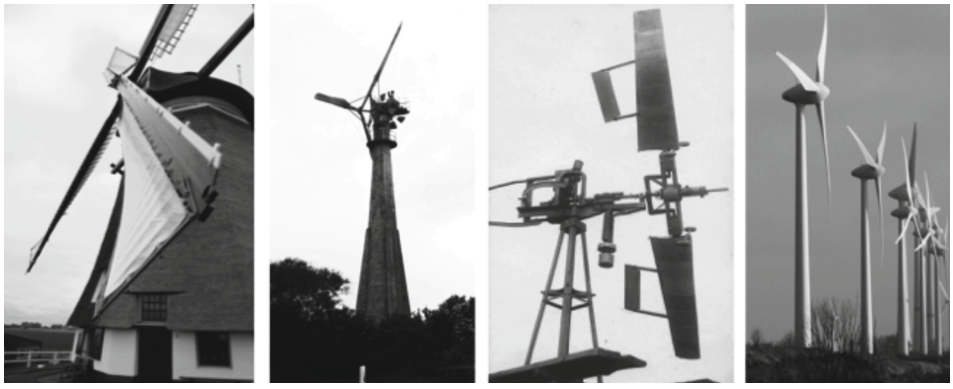

Bild 1.1 Historische Entwicklung der Nutzung des Windes als Energiequelle. Die erste und letzte Periode haben die deutlichsten Auswirkungen auf die Gesellschaft. Die Jahresangaben sind Anhaltswerte für die Zeiträume der jeweiligen Entwicklungsperioden [Foto: Jos Beurskens]

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 angetrieben 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].

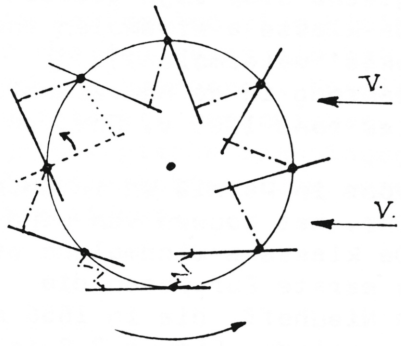

Bild 1.2
Schematische Darstellung der Funktionsweise einer chinesischen Windmühle. Durchgezogene Linien stellen Flügel und strich-punktierte Linien Seile dar [2]

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 Holzplanken 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 Kegelradgetriebe 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 alleinig 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 Schroten 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 Flügelspitzengeschwindigkeit 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.

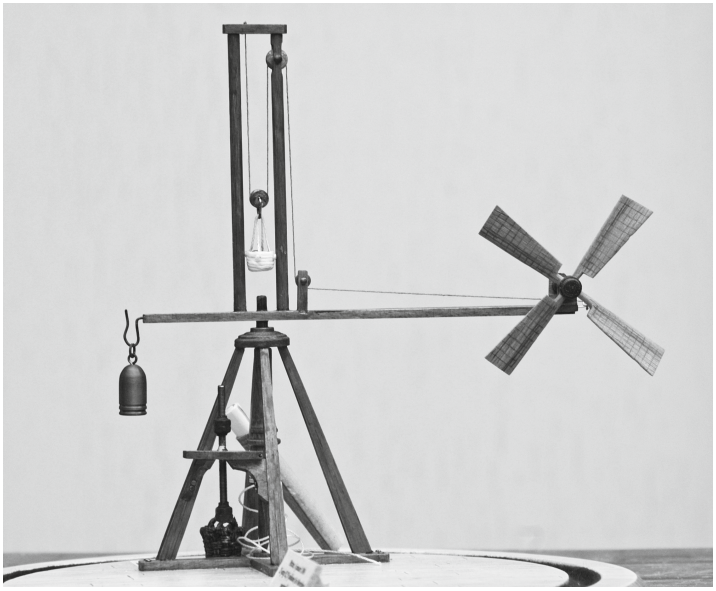

Bild 1.9 Modell des Versuchsaufbaus von Smeaton, gebaut von Arie Lamerée [Foto: Jos Beurskens]

Maxime 7: Die maximale Last, die Flügel mit ähnlicher Form und Position bei einer bestimmten Entfernung zum Drehpunkt aushalten können, hat den Wert des Radius hoch drei.

Maxime 8: Die Wirkung der Flügel mit ähnlicher Form und Position hat den Wert des Radius zum Quadrat.

Neben der automatischen Windrichtungsnachführung Gieren und der verbesserten Konfiguration der Flügel wurde die Effizienz der Windmühlen durch weitere Innovationen verbessert. Beispielsweise erhielt Andrew Meikle 1772 ein Patent für Lamellen in den Rotorblättern, um die Leistungsabgabe automatisch zu regeln. 1787 führte Thomas Mead die automatische Regelung dieser Rotorblätter mittels eines Zentrifugalreglers ein.

Mit der Erfindung der Dampfmaschine (Watt) ergab sich die Möglichkeit, Strom nach Belieben erzeugen zu können. Die Versorgung mit Energie konnte perfekt an die Nachfrage angepasst werden. Daneben waren Brennstoffe wie Kohle und Holz verhältnismäßig kostengünstig. Dies hatte verheerende Auswirkungen auf den Einsatz von Windmühlen. Während des 19. Jahrhunderts verringerte sich die Gesamtzahl der Windmühlen in Nordwesteuropa von anfänglich 100 000 auf 2000. Dank der aktiven Erhaltungspolitik des Verening de Hollandsche Molen (Holländischer Mühlenverein) konnten in den Niederlanden 1000 der annähernd 10 000 Windmühlen erhalten werden. Diese klassischen Holländerwindmühlen sind immer noch betriebsfähig.

1.3 Stromerzeugung durch Windmühlen: Windkraftanlagen 1890 – 1930

Als die ersten elektrischen Dynamos und Wechselstromgeneratoren in Betrieb genommen wurden (siehe Kasten „Dynamo“, unten), verwendete man alle möglichen Energiequellen, um die Generatoren anzutreiben. Die Generatoren wurden durch Tretmühlen, mit Holz oder Kohle befeuerte Dampfmaschinen, Wasserräder, Wasserturbinen und Windrotoren angetrieben. Der Wind wurde dabei nur als eine von vielen Möglichkeiten zur Energiegewinnung betrachtet. 1876 wurde beispielsweise der verbesserte Gleichstromgenerator von Charles Brush durch eine Tretmühle, die wiederum durch Pferde betrieben wurde, angetrieben.

Mit der Erfindung des Dynamos wurde es möglich, gewerbliche Verbraucher und einzelne Haushalte mittels Elektrizität mit Energie aus der Ferne zu versorgen. Elektrizität konnte einfach von einem zentralen Generator aus an die Verbraucher übertragen werden. Nach Einführung des ersten zentralen E-Werks stieg der Bedarf an Primärenergie sehr schnell an.

Die Entwicklung der stromerzeugenden Windmühlen (im Folgenden Windkraftanlagen genannt) war nicht eigenständig, sondern überschnitt sich mit dem Aufkommen der ersten E-Werke und der ersten lokalen Stromnetze. Der erste Mensch, der eine Windmühle zur Stromerzeugung nutzte, war James Blyth, Professor am Anderson College in Glasgow. Er nutzte seine zehn Meter hohe vertikale Findturbine, die 1887 gebaut worden war, um Akkumulatoren zu laden, die sein Ferienhaus mit elektrischem Licht versorgten.

1888 konstruierte Charles Brush, der Besitzer eines Maschinenbauunternehmens, an seinem Haus in Cleveland, Ohio (USA), eine 12-kW-Windkraftanlage mit einem Durchmesser von 17 m. Im Vergleich zu ihrer Nennleistung hatte die Anlage einen sehr großen Durchmesser. Der Rotorbereich wurde vollständig durch die 144 schmalen Rotorblätter abgedeckt, weshalb die Drehzahl niedrig war. Daraus ergab sich ein sehr großes Übersetzungsverhältnis von der Rotorwelle zum Generator. Die Leistungsabgabe wurde durch einen sogenannten „ekliptischen Regler" automatisch geregelt. Der Rotor wurde dem zunehmenden Wind durch eine Windfahne, die senkrecht zum Hauptflügelrad positioniert war, aus dem Wind gedreht, während das Hauptflügelrad an einem Schräggelenk befestigt war. Das Bild aus dem *Scientific American* vom 20. Dezember 1890 zeigt viele Merkmale der Anlage.

„Dynamo" war der ursprüngliche Name für den Gleichstromgenerator. Ihm gegenüber steht der Wechselstromgenerator, der über einen Schleifring oder einen Rotormagnet Wechselstrom erzeugt. Das erste betriebsfähige, öffentliche E-Werk wurde 1880 in New York gebaut. Es bestand hauptsächlich aus Dynamos und betrieb Bogenlampen in einem 2 Meilen langen Stromkreis. Es gab einen harten Wettkampf zwischen den Befürwortern der Gleichstromsysteme unter der Führung des amerikanischen Erfinders Thomas Alva Edison und den Befürwortern der Wechselstromsysteme unter der Führung des amerikanischen Industriellen George Westinghouse. Gleichstrom hatte den Vorteil, dass der Strom in elektrochemischen Batterien gespeichert werden konnte. Im Gegensatz dazu war der große Vorteil des Wechselstroms, dass die Spannung leicht in einen höheren Spannungspegel umgewandelt werden konnte, um Übertragungsverluste zu reduzieren und dann beim elektrischen Verbraucher wieder zurück auf einen niedrigeren Spannungspegel gebracht werden konnte. Am Ende gewannen die Wechselstromsysteme den Wettkampf.

Windkraftanlagen wurden auch verwendet, um an Bord von Schiffen Strom zu erzeugen. Die Anlagen wurden an Deck aufgebaut und trieben per Riemenübersetzung einen Dynamo an. Mit dem Strom wurden dann Batterien an Bord aufgeladen. Die Rotoren besaßen mit Segeltuch bespannte Flügel. Zwei Beispiele hierfür sind die *Fram*, das Schiff, mit dem Fridtjof Nansen 1888 in die Antarktis segelte, und die *Chance* aus Neuseeland.

1891 konstruierte Professor Poul la Cour in Askov, Dänemark, seine erste Windkraftanlage, um Strom zu erzeugen, den er für verschiedene Anwendungen verwendete. Er schloss seine Windkraftanlage, die vier ferngesteuerte Jalousieflügel besaß, an zwei 9-kW-Dynamos an. Mit dem erzeugten Strom wurden für die Askov Folk High School Batterien aufgeladen und durch die Elektrolyse von Wasser Wasserstoff gewonnen, mit dem Gaslampen betrieben wurden. La Cours Entwürfe basierten auf Windkanalmessungen an seiner Schule (siehe Bild 1.10).

Die Jalousieflügel, die Poul la Cour verwendete, wurden 1772 von Andrew Meikle in Großbritannien erfunden und angewendet. Meikle ersetzte das Segeltuch durch rechteckige Lamellen. Die Lamellen öffneten sich bei Windböen gegen die Kraft von Stahlfedern automatisch. Dies war die erste Möglichkeit der automatischen Regelung, welche den Beruf des Müllers viel bequemer machte. Die Spannung der Federn musste jedoch immer noch von Hand eingestellt werden. Dafür musste die Windmühle vollständig angehalten werden.

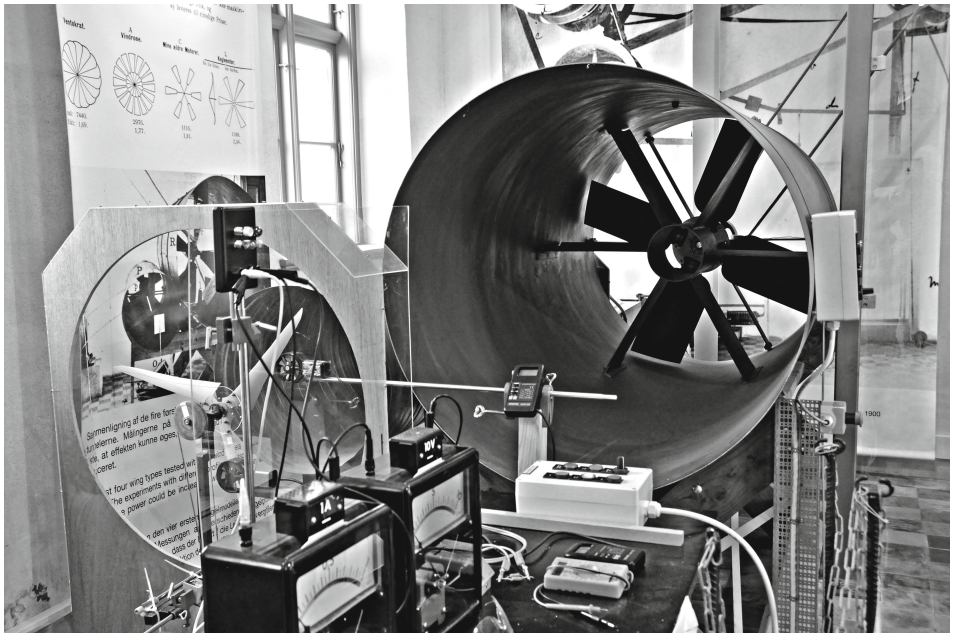

Bild 1.10 Nachbau des Windkanals von Poul la Cours in Askov [Foto: Jos Beurskens]

Später wurden die Lamellen entweder automatisch oder manuell durch einen Stab, der durch die hohle Hauptwelle der Mühle verlief, gesteuert. Dadurch konnte die Mühle gesteuert werden, ohne sie ständig anhalten zu müssen. Das System wurde 1807 von William Cubitt patentiert. Die Lamellen wurden durch eine spinnenartige Konstruktion gesteuert, die auch heute noch in klassischen Windmühlen, u. a. in Norddeutschland, England und Skandinavien, gefunden werden kann (siehe Bild 1.11).

Bild 1.11 Jalousieflügel der *Mühle am Wall* im Zentrum von Bremen [Foto: Jos Beurskens]

Obwohl die Flügel von la Cours Windkraftanlage über einige Neuerungen verfügten, war das aerodynamische Design an die klassischen Windmühlen angelehnt. Nichtsdestotrotz

hatte sein Rotorentwurf einen Wirkungsgrad, der ungefähr dreimal zu hoch war wie die vorhergehenden. Es dauerte etwa zwei Jahrzehnte, bis effiziente aerodynamische Profile, die aus der Luftfahrt heraus entwickelt wurden, auf Windkraftanlagen angewendet wurden.

Ausgehend von den Experimenten, die la Cour in Askov durchführte, gab er Empfehlungen für die praktische Umsetzung, aus denen u. a. die dänischen Fabrikanten Lykkegaard und Ferritslev (Fyn) kommerzielle Windkraftanlagen entwickelten. Bis 1908 hatte Lykkegaard 72 Windkraftanlagen errichtet und bis 1928 stieg die Anzahl auf etwa 120. Der maximale Durchmesser der La-Cour-Lykkegaard-Windkraftanlagen betrug 20 m. Außerdem waren sie mit 10-kW- bis 35-kW-Generatoren ausgestattet. Die Anlagen erzeugten Gleichstrom, der an kleine Gleichstromnetze und Batterien weitergeleitet wurde. Da die Brennstoffpreise extrem angestiegen waren, wurde die Entwicklung der Windtechnologie in Dänemark auch im 1. Weltkrieg fortgesetzt.

Zwischen den beiden Weltkriegen wurde in den Niederlanden versucht, das Leistungsverhalten der klassischen Windmühlen zu verbessern. An der TU Delft führten der Helikopter-Pionier Professor A. G. von Baumhauer und A. Havinga Messungen an 4-Blatt-Rotoren klassischer Windmühlen durch [24]. Das Mauerwerk der klassischen Windmühlen, welches die verbesserten Rotoren stützen sollte, hätte den Axialkräften aber nicht standgehalten, da diese mit der höheren Effizienz der Rotoren ebenfalls anstiegen. In den 1950er- und 1960er-Jahren wurden weitere Experimente durchgeführt, die aber alle aufgrund struktureller Integrität oder aus wirtschaftlichen Gründen fehlschlugen (Prinsenmolen; de Traanroeier, Oudeschild, Texel). In Deutschland veröffentlichte der Leiter der Aerodynamischen Versuchsanstalt Göttingen, Albert Betz, im Jahr 1920 gleichzeitig mit Zhukowsky, aber nach Lanchester (1915), eine mathematische Analyse zum theoretischen Maximalwert des Leistungskoeffizienten eines Windkraftanlagenrotors (dieser wird meist Lanchester-Betz-Koeffizient genannt und beträgt 16/27 = 59,3 %). Er basierte auf dem axialen Strömungsmodell. Betz beschrieb außerdem auch Windkraftanlagen mit verbesserten aerodynamischen Blättern [13].

Die Anlage hatte Bremsklappen an den Niederdruckseiten der Flügel. Unmittelbar nach dem 1. Weltkrieg war es Kurt Bilau, der die Effizienz seines 4-Blatt-Ventimotors dadurch weiter verbessern wollte, dass er dem Aeroprofil der Blätter eine stromlinienförmige Form gab. Er behauptete sogar, eine höhere Effizienz zu erreichen, als Betz später als Maximalwert für den Leistungskoeffizienten angab. Bilau errichtete außerdem in Ostpreußen und in Südengland Testanlagen.

Nach dem 1. Weltkrieg stieg das Angebot fossiler Brennstoffe beachtlich an, weshalb das Interesse an der Windenergie nachließ. In der westlichen Industriewelt wurde die Weiterentwicklung der Windenergie bis zum 2. Weltkrieg in sehr geringem Maße fortgeführt. In der Sowjetunion war dies allerdings nicht der Fall, denn dort wurde unter dem Regime Stalins ein großes Programm zur Elektrifizierung abgelegener Gebiete durchgeführt. Die wenigen Informationen aus dieser Zeit zeigen, dass sich die sowjetischen Ingenieure die neuesten Entwicklungen der Aerodynamik für ihre Entwürfe zunutze machten.

Die Rotorblätter, entworfen vom Zentralen Aerohydrodynamischen Institut (TsAGi), können mit einem kleinen Hilfsflügel an der Hinterkante des Hauptblattes verstellt werden. 1931 wurde eine experimentelle Windkraftanlage in der Nähe von Sewastopol auf der Krim gebaut, die parallel zu einem mit Torf befeuerten 20-MW-E-Werk betrieben wurde. Die Anlage WIME D-30 hatte einen Rotordurchmesser von 30 m und eine Nennleistung von 100 kW. Sie war bis 1942 in Betrieb. Etwas eher, 1923, wurde im TsAGI in Zhukowskiy, in der Nähe

von Moskau eine Zweiblattanlage mit demselben aerodynamischen Regelungssystem getestet, siehe Bild 1.12. Dieses Konzept war für seine Zeit relativ fortgeschritten.

Bild 1.12 TsAGIs experimentelle Windturbine in Zhukowskiy, nahe Moskau, 1923.
Übersetzung: Zweiblatt Windmühlen-Motor-System (= Windkraftanlage). TsAGi D = 6 m.
Auf der Landwirtschaftsmesse 1923 in Moskau.
[Foto: Sammlung Jos Beurskens]

1.4 Der erste Innovationszeitraum: 1930 – 1960

Während und unmittelbar nach dem 2. Weltkrieg nahmen verschiedene Länder die Entwicklung der Windkraftanlagen wieder auf. Der Grund hierfür war, dass strategische Ressourcen wie fossile Brennstoffe knapp geworden waren. In dieser Zeit wurden viele Neuerungen eingeführt, welche wahrscheinlich eine weiträumige Einführung der Windkraftanlagen für die Stromerzeugung parallel zum Stromnetz ermöglichten. Die Neuerungen, vor allem im Aufbau des Rotors, bauten hauptsächlich auf den Neuerungen aus der vorangegangenen Ära auf.

Die wichtigsten Entwicklungen fanden in Dänemark, den USA und Deutschland statt. Während des 2. Weltkrieges entwickelte die Firma F. L. Smidth aus Kopenhagen Windkraftanlagen zur Erzeugung von Elektrizität. Da Dänemark über keine eigenen fossilen Brennstoffe

verfügte, war die Windenergie einer der wenigen Wege zur Stromerzeugung. Die Anlagen von Smidth besaßen 2-Blatt-Rotoren, wobei die Blätter einen festen Anstellwinkel hatten, nicht verstellbar und stallgeregelt waren. Bei diesen Rotorblättern war der Leistungskoeffizient verhältnismäßig niedrig, die Leistungskurve aber relativ breit. Das bedeutete, dass die Effizienz des gesamten Systems, auf ein weites Spektrum von Windgeschwindigkeiten verteilt, relativ hoch war. Die Smidth-Aeromotoren hatten einen Rotordurchmesser von 17,5 m (die Nennleistung betrug 50 kW) und wurden entweder auf Stahlgitter- oder Betontürmen gebaut. Nachdem es bei den 2-Blatt-Rotoren Probleme mit den dynamischen Eigenschaften gab, führte Smidth eine größere Anlage mit einem Rotordurchmesser von 24 m (Nennleistung 70 kW) ein. Insgesamt wurden sieben dieser Anlagen gebaut. Sie waren bis auf eine Ausnahme alle mit Gleichstromgeneratoren ausgestattet (siehe Bild 1.14).

Dieser Anlagentyp wurde der Blaudruck für den Beginn der Entwicklungen in der modernen Windenergie nach der ersten Energiekrise 1973. Es war J. Juul, der den 3-Blatt-Entwurf von Smidth nutzte, um 1957 in Gedser eine 200-kW-Version mit einem Durchmesser von 24 m zu bauen (siehe Bild 1.18). Die Maschine hatte einen Asynchrongenerator und war direkt ans Netz angeschlossen. Sie hatte drei Rotorblätter, war stallgeregelt und hatte bewegliche Blattspitzen, um ein Überdrehen zu vermeiden, wenn Last verloren wurde. Die Gedser-Windkraftanlage wurde zum Archetypen der „Danischen Windkraftanlage“, einer Generation sehr erfolgreicher Windkraftanlagen nach der Energiekrise 1973.

Bild 1.13 100 kW Windturbine mir Rotordurchmesser von 30 m in der Nähe Sewastopol, Krim. Übersetzung: Windkraftanlage mit Asynchron-Generator der Leistung 100 kW. Durchmesser der Flügel: D = 30 m. Turmhöhe: 25 m. Gelegen nahe Sewastopol, Krim, UdSSR. [Foto: Sammlung Jos Beurskens]

Nach den Veröffentlichungen von Betz 1920 und 1925 entwarf Hermann Honnef auf Grundlage der analytischen Ergebnisse von Betz u. a. eine sehr große Struktur mit mehreren Rotoren. Dies war möglicherweise der erste Entwurf, der vollständig auf wissenschaftlichen Erkenntnissen basierte. Sein Konzept hatte 5 Rotoren, je mit einem Durchmesser von 160 m und 6 Blättern. Jeder Rotor sollte einen 20-MW-Generator betreiben. Die Rotoren bestanden aus zwei gegenläufigen Rädern. Auf 80 % der Rotorfläche trugen sie je einen Ring. Die Ringe waren Teil eines riesigen „Ringgenerators". Das Konzept ging weit über das hinaus, was zu dieser Zeit technisch machbar war. Dies wird klar, wenn man sich vor Augen führt, dass erst jetzt (2021) Anlagen von ähnlicher Größe entworfen und gebaut werden (siehe auch Bild 1.25).

Bild 1.14
Ein außer Betrieb genommener *Smidth-Aeromotor* in Dänemark. Rotordurchmesser 24 m, Nennleistung ca. 70 kW. Das Bild datiert aus dem Jahre 1972 [Foto: Paul Smulders]

Mit der Unterstützung des Kuratoriums für Wind- und Wasserkraft, welches 1941 gegründet wurde, um Erfinder bei der Suche nach Energiequellen zu unterstützen, baute Honnef auf einem Testfeld auf dem Mathiasberg, nordwestlich von Berlin, ein Modell des Multirotors, das über 2 Blätter verfügte. Nach dem Krieg wurde das Testfeld von den Sowjets zerstört und die Anlagen im Hochofen von Hennigsdorf eingeschmolzen.

Mit dem Zusammenbruch des Dritten Reichs musste Honnef im März 1945 seine Arbeiten im Bereich der Windenergie beenden. Das Streben nach Unabhängigkeit in der Energieversorgung führte 1939 zur Gründung der Reichsarbeitsgemeinschaft Windkraft (RAW), in der Wissenschaftler, Erfinder und Industrie zusammenarbeiteten. Ein Projekt, das die RAW unterstützte, war die von Franz Kleinhenz geplante 3- bzw. 4-Blatt-Windkraftanlage, die mit einem Rotordurchmesser von 130 m und einer Nennleistung von 10 MW ausgestattet war und in Zusammenarbeit mit dem Unternehmen MAN konstruiert wurde. Der Krieg verhinderte jedoch den für 1942 geplanten Bau. Von Kriegsende bis zur Wiederaufnahme der Forschung und Entwicklung zur Windenergie während der Ölkrise 1973 und darüber hinaus war Professor Ulrich Hütter stets eine feste Größe in Deutschland und leitete eine Testeinrichtung der Firma Ventimotor GmbH im Webicht, Weimar. Dort sammelte er viele praktische Erfahrungen bei der Gestaltung kleinerer Windkraftanlagen. Hütter promovierte im Dezember 1942 an der Universität Wien mit seiner Dissertation *Beitrag zur Schaf-*

fung von Gestaltungsgrundlagen für Windkraftwerke. Während seiner Laufbahn arbeitete er abwechselnd in der Luftfahrzeugtechnik und der Windenergietechnik. 1947 baute Hütter die erste Windkraftanlage nach Kriegsende.

1948 wollte Erwin Allgaier seine Windkraftanlage in Serie bauen (3 Rotorblätter, 8 m Rotordurchmesser, 13 kW Nennleistung). Geringfügig größere Anlagen (11,28 m Rotordurchmesser, 7,2 kW Nennleistung) wurden nach Südafrika, Äthiopien und Argentinien exportiert. Die Windkraftanlagen waren aufgrund einer relativ hohen Schnelllaufzahl von 8 sehr leicht. Auch die eingerichtete Leistung pro Einheit überstrichener Rotorfläche war sehr gering, sodass die Windkraftanlage für geringe Windregime geeignet war und gleichzeitig relativ hohe äquivalente Volllaststunden lieferte (Kapazitätsfaktor) (siehe Bild 1.15).

Bild 1.15
Allgaier-Windkraftanlage WE 10 an der Universität Stuttgart [Foto: Jos Beurskens]

Um Strom in abgelegene Gebiete zu liefern, begannen in den frühen 1920er-Jahren die Gebrüder Marcellus und Joseph Jacobs in den USA Windkraftanlagen zum Laden von Batterien zu entwickeln. Nach Experimenten mit 2-Blatt-Anlagen führten sie eine 3-Blatt-Windkraftanlage mit einem Rotordurchmesser von 4 m und einen direkt angetriebenen Gleichstromgenerator ein. Mehrere Tausende dieser Anlagen wurden in der Zeit zwischen den frühen 1920er-Jahren und den ersten Jahren nach der Ölkrise 1973 verkauft (siehe Bild 1.16).

Bild 1.16
Windpark mit Jacobs-Windkraftanlagen, Big Island Hawaii, 1988 [Foto: Jos Beurskens]

Mit der Erweiterung des Stromnetzes stellte die ländliche Stromversorgung kein großes Problem mehr dar, und die Windenergieentwicklung wandte sich großen Anlagen für den Betrieb des Netzes zu.

Während des Zweiten Weltkriegs schienen Windkraftanlagen eine potenziell strategische Technologie zur Nutzung von eigenen Energiequellen zu sein, die während Krisenzeiten genutzt werden konnte. Die erste jemals gebaute Megawattanlage war die von Palmer C. Putnam konstruierte und von der S. Morgan Smith Company (York, Pennsylvania) gebaute Smith-Putnam-Windkraftanlage, die auf Grandpa's Knob, einem 610 m hohen Hügel nahe Rutland, Vermont, errichtet wurde. Bei dieser Anlage handelte es sich um einen Leeläufer mit einem Rotordurchmesser von 53,3 m. Dieser war mit individuell einstellbaren Rotorblättern ausgestattet und die Nennleistung des Synchrongenerators betrug 1,25 MW. Die Leistungsabgabe wurde mittels hydraulisch eingestellter Blattwinkel gesteuert. Der Rotor besaß keine Blattverwindung und hatte Blätter mit konstanter Blattbreite. Die Anlage war von 1941 bis 1945 in Betrieb und speiste während ihrer 1000 Stunden Laufzeit Elektrizität in das Stromnetz der Central Vermont Public Service Company ein. Nachdem die Anlage am 26. März 1945 ein Rotorblatt verlor, wurde sie außer Betrieb genommen, da die Geldmittel zur Reparatur des Rotors fehlten. Es sollte bis zur Ölkrise dauern, bis Putnams Erfahrungen zur Verwirklichung einer ganzen Serie von Großwindkraftanlagen in den USA genutzt wurden.

Zu den Gründen, dass die Windenergieentwicklungen nach dem Zweiten Weltkrieg weitergeführt wurden, gehörten unter anderem [11]:

- die schnell ansteigende Nachfrage an Elektrizität, während in den meisten Orten keine lokale Energiequelle vorhanden war,
- dass verteilernahe Quellen bereits ausgeschöpft waren und
- dass die Armut nach dem Krieg und die politischen Zustände Länder zur Suche nach heimischen Energiequellen zwangen, anstatt sich auf importierte Brennstoffe zu verlassen.

Das Wissen über Aerodynamik und Werkstoffe, das durch die Ingenieure bereitgestellt wurde, die während des Krieges in der Militärindustrie und nun in der zivilen Industrie beschäftigt waren, begünstigte die Bedingungen zur Fortführung der Windkraftentwicklung. Durch die neuen Technologien eröffnete sich die Perspektive, erfolgreichere MW-Anlagen zu bauen als die Anlage auf Grandpa's Knob.

Später, in den 1950er-Jahren, erkannten kritische Wissenschaftler und Politiker, dass Kohle und Öl nicht zum Zwecke der Stromerzeugung verbrannt werden sollten, sondern als Werkstoffe besser geeignet waren. Eine weitere Tatsache sorgte für Bedenken: Der Gedanke, von

nur einer Energiequelle (Öl) abhängig zu sein, die aus politisch instabilen Regionen importiert werden musste. Diese Bedenken wurden zu den ersten Anzeichen einer politischen Debatte um Demokratie, Wachstumsgrenzen und Verbrauch, Diversität und Umweltschutzauflagen für die industrielle Entwicklung, die in den 1960er-Jahren begann und in der Veröffentlichung der Studie *The Limits to Growth* (Meadows et al.) des Club of Rome gipfelte [13]. Von den 1950er-Jahren bis zum Ausbruch der ersten Energiekrise 1973 trugen nicht nur Dänemark, die USA und Deutschland zu weiteren Entwicklungen in der Windenergie bei, auch Staaten wie Frankreich und Großbritannien beteiligten sich. Überaschenderweise beteiligten sich die Niederlande, die als Land der Windmühlen bekannt sind, nicht an der Entwicklung zur modernen Nutzung der Windenergie, sondern versuchten, klassische Windmühlen für die Stromerzeugung zu nutzen.

1950 baute die John Brown Company auf den schottischen Orkneyinseln für das North of Scotland Hydroelectric Board eine 3-Blatt-Anlage mit einer Nennleistung von 100 kW und einem Rotordurchmesser von 15 m, die parallel an einem Dieselaggregat betrieben wurde [7]. Die Rotorblätter waren mittels Blattschlaggelenken an einer Nabe befestigt. Der komplexe Rotor versagte jedoch nach einigen Monaten.

Zur selben Zeit konstruierte der französische Ingenieur Andreau eine 2-Blatt-Anlage mit einer sehr ausgefallenen Übertragungstechnik. Die Rotorblätter waren hohl und hatten an den Enden Öffnungen. Der Rotor fungierte dadurch wie eine Zentrifugalpumpe, die Luft durch die Öffnungen in den Grund des Turms sog. Die Luft passierte dabei eine Luftturbine, die am Fuße des Turms angebracht war und einen Generator antrieb. Dadurch wurde eine sanfte Übertragung realisiert, die eine Alternative zu den steifen, Antriebszügen bildete, die auf direkt angeschlossenen Synchron- und Induktionsgeneratoren basierten. 1951 bauten De Havilland Propellers eine Prototypanlage für Enfield Cables Ltd. in St. Albans (Hertfordshire).

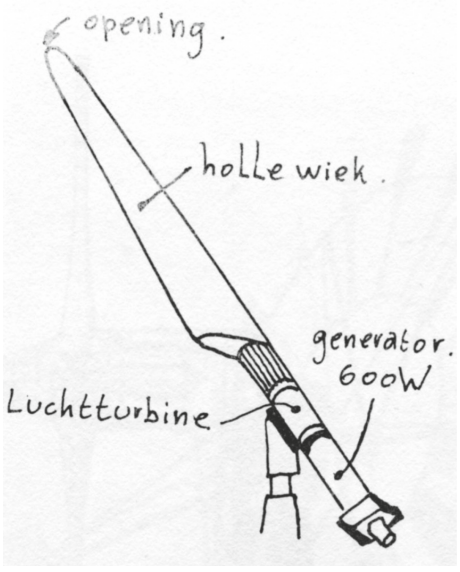

Bild 1.17
Hütter-Konzept des Einblattrotors mit aerodynamischer Kraftübertragung. Die Blattlänge beträgt 6 m [Foto: Jos Beurskens]

Da es unmöglich war, die Anlage aufgrund der geringen Windgeschwindigkeiten des Standorts und einem geringen Übertragungswirkungsgrad von 20 % wirtschaftlich zu betreiben, wurde sie 1957 abgebaut und in Grand Vent, Algerien, wiedererrichtet, doch nach einer kurzen Laufzeit wieder außer Betrieb genommen. Obwohl das Konzept ausgefallen schien, war es nicht einzigartig. Bereits 1946 stellte Ulrich Hütter eine hohle 1-Blatt-Anlage, die als Zentrifugalpumpe fungieren sollte, vor. Als Gegengewicht wurden die Luftturbine und der Generator auf der gegenüberliegenden Seite des Rotorblatts befestigt (siehe Bild 1.17). R. Bauer konstruierte eine 1-Blatt-Anlage mit einem Rotordurchmesser von 3 m, die ab 1952 von der Winkelstraeter GmbH betrieben wurde.

Außer Andreau waren noch einige andere französische Ingenieure in die Konstruktion von Windkraftanlagen involviert. L. Romani baute 1958 eine 800-kW-3-Blatt-Versuchsanlage mit einem Rotordurchmesser von 30,1 m für den Energieversorger EDF (Electricité de France) in Nogent-le-Roi nahe Paris. Die sogenannte Best-Romani-Anlage war mit einem Synchrongenerator ausgestattet und wurde nach dem Ausfall eines Rotorblatts 1963 außer Betrieb genommen.

Gleichzeitig konstruierte Louis Vadot zwei Windkraftanlagen mit ähnlicher Ausstattung wie die Best-Romani-Anlage und errichtete sie für die Neyrpic in Saint-Rémy-de-Landes (Manche). Eine der Anlagen maß einen Rotordurchmesser von 21,1 m (132 kW), die andere einen Durchmesser von 35 m (1 MW); beide besaßen Induktionsgeneratoren. Da EDF sein Interesse an der Windkraft verlor, wurden die Anlagen 1964 und 1966 außer Betrieb genommen.

Zeitgleich mit den technischen Entwicklungen wurden die forschenden Industriegemeinschaften verschiedener Länder von internationalen Organisationen dazu aufgefordert, ihre Ergebnisse auf internationalen Konferenzen vorzustellen. Zu diesen Institutionen zählten unter anderem die UNESCO, die Organisation für europäische wirtschaftliche Zusammenarbeit (OEEC) und die World Meteorological Organisation (WMO). Das Vorgehen dieser Organisationen (siehe [19, 21, 27]) gab einen hervorragenden Überblick über die Fortschritte der Windkrafttechnologie von Kriegsende bis zum Beginn der Ölkrise. Interessanterweise weitete sich die Nutzung der Windkraft von industrialisierten Gegenden wieder auf entfernte, aride Gegenden und Entwicklungsländer aus. Das weltweite Potenzial der Windkraft wurde neben den Fortschritten in Theorie und Technologie zunehmend diskutiert. Diese internationalen Konferenzen waren die ersten bescheidenen Schritte hin zu umfangreichen internationalen Netzwerken im Bereich der Windkraft, die heute bestehen.

Aus heutiger Sicht ist es erstaunlich, wie viele moderne Erfindungen im Zeitraum von 1930 bis 1960 gemacht und getestet wurden. Die Entwicklungen basierten weniger auf analytischen Methoden als vielmehr auf Versuchen. Nicht alle Experimente waren erfolgreich; viele technische Fehler wurden gemacht. Es waren keine Geldmittel für Reparaturen oder die Fortführung der Windkrafttechnologie vorhanden. Die meisten Versuchsprojekte, die man in Frankreich, Großbritannien, Deutschland, den USA und Dänemark durchgeführt hatte, wurden gestoppt und die Ausrüstungen zerstört, mit Ausnahme der Windkraftanlage in Gedser, Dänemark. Warum diese Anlage so erfolgreich war, soll im folgenden Absatz geklärt werden. Die Windkraftentwicklungen wurden aufgrund fehlender Geldmittel gänzlich gestoppt. Ein Grund war die Tatsache, dass fossile Brennstoffe besonders billig wurden und Atomkraft immer beliebter. Dieses optimistische Szenario fand durch die Veröffentlichung der Studie *The Limits to Growth* [13] und den Ausbruch der Ölkrise 1973 ein plötzliches Ende.

Tabelle 1.1 gibt einen kurzen Überblick über die modernen Konzepte, die in dieser Zeit entwickelt wurden. Der Überblick beinhaltet zudem einen Indikator über den Erfolg der Erfindungen.

1.5 Der zweite Innovationszeitraum und die volle Kommerzialisierung: ab 1960 bis heute

Fast alle wichtigen technologischen Entwicklungen in der Windkraft wurden Mitte der 1960er-Jahre beendet. Fossile Brennstoffe waren reichlich vorhanden und sehr billig und Atomkraft wurde als Lösung für alle zukünftigen Energieprobleme angesehen. Zwar gab es im Kreise der Entscheidungsträger nur wenige Diskussionen sowohl über Versorgungssicherheit als auch über Umwelt- und Sicherheitsbelange, aber die Gesellschaft hegte Bedenken bezüglich des grenzenlosen Wirtschaftswachstums und seinen Einflüssen auf Entwicklungsländer und dauerhaft erhältliche Ressourcen. Die Veröffentlichung der Studie The Limits to Growth 1971/1972 im Auftrag des Club of Rome [13], die anschließend entfachten Diskussionen und der Ausbruch der Ölkrise 1973 als Ergebnis eines weiteren Nahostkonflikts machten die angenommenen zukünftigen Probleme zu aktuellen, gegenwärtigen Problemen.

Die politischen Reaktionen auf die Krise mündeten in einer neuen Energiepolitik, die auf den folgenden Schlüsselproblemen basierte:

Tabelle 1.1 Innovationen und Entwickler von 1930 bis ca. 1960 (Auswahl)

Nr.	Beschreibung	Erfinder/Entwickler	Land	Anwendung heute
Rotor				
1	Schnellläufer: 3 Rotorblätter	Smidth Aeromotor	(1942)	ja
		Jacobs (1932)	USA	ja
2	Schnellläufer: 2 Rotorblätter	Smidth (1942)	DK	ja
3	Stallregelung: 3 Rotorblätter	Smidth (Gedser; 19xx)	DK	ja, mittelgroße Turbinen
4	Blattspitzenbremsen für Stallregelung	Juul (Gedser)		
5	Stallregelung: 2 Rotorblätter	Smidth (1942)	DK	ja, begrenzte Baugröße
6	Einblattrotor	Bauer (1945)	D	ja, begrenzt

Nr.	Beschreibung	Erfinder/Entwickler	Land	Anwendung heute
7	Komplette Blattwinkel-einstellung, aktiv	John Brown	GB	ja
		Neyrpic-Vadot (1962 – 1964)	F	ja
8	Komplette Blattwinkel-einstellungsregelung, unterstützt durch Hilfsflügel	WIME	UdSSR (1932)	nein
		TsAGI	UdSSR (1930)	nein
9	Flettner-Rotor auf Schiffen	Flettner (1925)	D	nein (mit Ausnahme der Enercon Experimente)
	Flettner-Rotor auf Schienen [29]	Madaras (1932)	USA	nein
10	Gegenläufiger Rotor	Honnef (1940)	D	nein
11	Einführung von GFK für Rotorblatt-Werkstoffe	Hütter	D	ja
Kapazität				
12	> 1 MW Nennleistung, 4 Rotorblätter	Entwurf von MAN-Kleinhenz (1942)	D	nein
13	> 1 MW Nennleistung, 2 Rotorblätter	Smith – Putnam (1,25 MW, 1945)	USA	ja
14	> 1 MW Nennleistung, 3 Rotorblätter	Neypric-Vadot (1 MW, ca. 1960)	F	ja
Entwurf				
15	Multirotor	Honnef (1932)	DK	ja, stark begrenzte Baugröße in NL
16	Vertikalachsenrotor	Darrieus (Patent 1930)	F	ja, begrenzte Baugröße
17	Leeläufer	Kleinhenz (1942)	D	ja, begrenzte Baugröße
18	Betonturm	Smidth Aeromotor	DK	ja
19	Rotor arbeitet als Zentrifugal-luftpumpe; erzeugt Durchlauf für den Luftturbinenantriebs-generator; 2 Rotorblätter	Andreau Enfield	F, GB	nein
20	Rotor arbeitet als Zentrifugal-luftpumpe; erzeugt Durchlauf für den Luftturbinenantriebs-generator.	Hütter	D	nein

- Die Abhängigkeit von Energiemonopolen (Öl) sollte durch Änderung der Energiebereitstellungsalternativen limitiert werden, unter anderem durch die Nutzung von heimischen Energiequellen mit gleichzeitiger Steigerung der Energieeffizienz.
- Fossile Energiequellen sollten der Herstellung von Werkstoffen vorbehalten sein und nicht schneller für die Energiegewinnung verbrannt werden, als sie sich regenerieren können.

Etwa ein Jahrzehnt später wurden Umweltbedenken (fossile Brennstoffe, Atommüll) und Sicherheitsbedenken (Atomenergie; Three Miles Island, Tschernobyl) in der politischen Debatte laut. Im Rahmen der neuen Energiepolitik wandten sich viele Länder sofort erneuerbaren Energiequellen zu. Dazu zählen die Solarenergie und weitere Energiequellen wie Windenergie, Biomasse und die Gewinnung von Energie aus Meereswärme. Auch im Bereich weiterer Quellen wie Geothermie und Gezeitenenergie wurde geforscht. Bereits 1973 wurden die ersten Forschungsprogramme auf nationaler Ebene eingeleitet und Windkraft spielte in vielen von ihnen eine wichtige Rolle. Es gab viele Ähnlichkeiten in den Programmen: Ressourcenvorkommen, Standortwahl, technologische Optionen, Bedarf nach Forschung und Entwicklung, potenzielle Einflüsse auf die nationale Energiebilanz, (makro-) ökonomische und soziale Einflüsse und Umsetzungsstrategien. Allerdings unterschieden sich die spezifischen Ansätze und Projekte erheblich von Land zu Land. Rückblickend kann gesagt werden, dass dort, wo hinsichtlich Zeit und Geld, ein Gleichgewicht zwischen technologischer Entwicklung, Marktentwicklung (sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite) und politischer Unterstützung (Fördergelder, Verordnungen, Infrastruktur) hergestellt wurde, die erfolgreichsten Projekte verwirklicht wurden. Allerdings war das Mitte der 1970er-Jahre noch nicht abzusehen. Einige Länder begannen Windkraftanlagen von Grund auf neu zu entwickeln und führten allerhand Analysen durch, ohne auf den Markt und die Infrastruktur zu achten. Beispiele dafür sind Großbritannien, die Niederlande, Deutschland, Schweden, die USA und Kanada. Sie alle setzten ausnahmslos auf große Windkraftanlagen als Basis für langfristige Energieszenarien.

Aufgrund der Erfahrungen aus der Vergangenheit war dies jedoch nicht besonders überraschend. Obwohl sie nicht alle erfolgreich waren, wiesen die Experimente und Analysen von Hütter, Kleinhenz, Palmer Cosslett Putnam, Juul, Vadot, Honnef, Golding und anderen alle in die gleiche Richtung: Die Einführung der Windenergie in größerem Umfang wäre nur dann wirtschaftlich realisierbar, wenn sehr große Windkraftanlagen mit einer Leistung von mehreren Megawatt eingesetzt würden. Den Bau solch großer Anlagen betrachtete man nicht nur als technisch machbar, man war auch optimistisch bezüglich der Wirtschaftlichkeit. Dies wird unter anderem anhand der Sitzungsberichte des amerikanischen Kongresses aus dem Jahre 1971 deutlich, die einen Hinweis auf eine entsprechende Studie von 1964 [4] enthalten. Eine von der Regierung im selben Jahr geförderte Forschungsgruppe unter der Leitung von Ali B. Cambel kam zu folgenden Erkenntnissen:

> Es sind ausreichend Kenntnisse vorhanden, um einen Prototypen mit einer Leistung von 5000 bis zu 10 000 kW zu bauen, der eine realistische Einschätzung der Windenergienutzung zulässt. Eine Konstruktionsstudie der Anlagen und eine meteorologische Untersuchung der möglichen Standorte müsste dem eigentlichen Bau vorausgehen. Solch ein Programm würde wichtige Informationen über die Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen und ihre Einbindung in das Stromnetz liefern […] Auch auf lange Sicht stellt die Windenergie eine verlässliche Energiequelle dar […] Sie ist unerschöpflich und wirkt sich nicht negativ auf die Umgebung aus, da sie keine schädlichen oder unerwünschten Nebenprodukte produziert.

Aufgrund dessen war die Multimegawatt-Windkraftanlage die technische Grundlage aller staatlich geförderten Entwicklungen. Das einzige Land, das diesem allgemeinen Trend der Fokussierung auf Großwindkraftanlagen nicht folgte, war Dänemark. Dort wurden von Anfang an risikoreiche technische Experimente vermieden, die Markteinführung wurde angekurbelt und die Politik unterstützte die Einführung institutioneller Rahmenbedingungen.

Unabhängig von den parallel stattfindenden, staatlich geförderten Programmen begannen wegweisende Unternehmen mit der Entwicklung und dem Verkauf von kleinen Windkraftanlagen zur Wasserversorgung, zum Laden von Batterien und zur Anbindung ans Stromnetz. Viele dieser Unternehmen wurden von E. F. Schuhmachers „Small is Beautiful"-Vision aus dem Jahre 1973 inspiriert. In den frühen 1980er-Jahren waren allein in Dänemark ungefähr 30 und in den Niederlanden etwa 20 Unternehmen auf dem Markt aktiv.

Auch Nichtregierungsorganisationen (NGOs) beteiligten sich mit dem Ziel, den Wind zur Wasserversorgung von Haushalten, zur Bewässerung der Felder und zum Tränken des Nutzviehs in Entwicklungsländern zu nutzen. Die Verwendung einer eigenen Energiequelle zur Deckung des Hauptbedarfs war für die weiteren Entwicklungen wichtig und erforderte kaum fremdes Kapital. Diese Organisationen besaßen oft Verbindungen zu Universitäten. Beispiele dafür sind die SWD/CWD in den Niederlanden, die ITDG in Großbritannien, das BRACE-Institut in Kanada, das Folkecenter in Dänemark, die IPAT in Berlin sowie mehrere Verbände in verschiedenen Staaten sowie die USA, die mit Universitäten vernetzt waren.

Im folgenden Abschnitt sollen die verschiedenen technischen Entwicklungen einmal genauer betrachtet werden. Da die Entwicklungen, die nach der Ölkrise stattfanden, so weitreichend und unterschiedlich waren, ist es nicht möglich, diese genauso detailliert zu beschreiben wie die Entwicklungen in den historischen Epochen. Die nachfolgende Beschreibung beschränkt sich auf die allgemeinen Tendenzen und stellt die wichtigsten Fälle dar.

Zuerst werden die staatlich geförderten Entwicklungen von Windkraftanlagen beschrieben. Die beste Quelle für die historischen Details stellen die seit 1985 jährlich herausgegebenen Berichte der IEA (Internationale Energieagentur) Windenergieprogramms dar. Nationale Projekte leisteten häufig Beiträge zum IEA-Programm. Fast gleichzeitig zu der staatlich geförderten Entwicklung von Großwindkraftanlagen entwickelten kleine Pionierunternehmen Kleinwindkraftanlagen. Die konsequente Erweiterung und Vergrößerung dieser Windkraftanlagen bildeten das Fundament des heutigen Markts (2012). Im Folgenden werden aktuellere Entwicklungen wie Windparks, Offshore-Parks und die Anbindung ans Stromnetz thematisiert.

Die staatlich geförderte Entwicklung großer Windkraftanlagen

Die ersten Experimente wurden in Dänemark durchgeführt und bildeten ein gemeinsames Projekt Dänemarks und den USA. Wie bereits erwähnt, wurde die Windkraftanlage in Gedser zwar 1966 außer Betrieb genommen, aber nicht abgerissen. Der erste Schritt zu einer Wiederbelebung der Windenergieentwicklung war die Wiederinbetriebnahme der Windkraftanlage in Gedser im Jahr 1977 (siehe Bild 1.18).

Bild 1.18
Gedser-Windkraftanlage Mitte der 1970er-Jahre
[Foto: Jos Beurskens]

Die Ergebnisse der gemeinsamen dänisch-amerikanischen Messungen und Tests dienten als Startpunkt sowohl für die Forschung und Entwicklung des Windenergieforschungsprogramms der NASA als auch für die dänischen Forschungs- und Wirtschaftsaktivitäten. Die Konstruktionsphilosophie Ulrich Hütters war ebenfalls ein wichtiger Bestandteil des amerikanischen Entwicklungs- und Forschungsprogramms. Außer in Dänemark und den USA wurden auch in den Niederlanden, Deutschland, Schweden, Großbritannien, Kanada und später in Italien sowie Spanien während der späten 1970er-Jahre beachtliche Forschungs- und Entwicklungsprogramme ins Leben gerufen.

Kleinere Programme, vielmehr Projekte, existierten auch in Österreich, Irland, Japan, Neuseeland und Norwegen. Die erste Ländergruppe nahm sich der Entwicklung von Großwindkraftanlagen an. Die zwei Hauptfragen bei der Konzeption der ersten großen Testanlagen waren:

- Welches Potenzial bieten Windkraftanlagen mit Vertikalachse (Darrieus-Rotor) im Vergleich zu Windkraftanlagen mit Horizontalachse?
- Welcher Strategie sollte man folgen, um günstige Windkraftanlagen mittelfristig zu entwickeln?

Sollte man zuerst die zwar sehr riskante, aber auch viel Potenzial bergende Richtung zu leichten, schnelllaufenden Turbinen mit entsprechenden Rotorkonzepten einschlagen? Oder sollte man die Zuverlässigkeit an die erste Stelle setzen und die bereits erprobten Konstruktionen aus der Zeit vor 1960 schrittweise verbessern?

Die USA, die Niederlande, Großbritannien und Deutschland führten eine systematische Analyse des Potenzials von Horizontalachsen-Anlagen gegenüber Anlagen mit Vertikalachse durch. Kanada legte von Beginn an den Fokus auf Anlagen mit Vertikalachse; und Dänemark war das einzige Land, das der zweiten Strategie folgte. Die ersten großen Windkraftanlagen wurden 1979 in Betrieb genommen (Nibe 1 und 2 in Dänemark) und die letzte rein experimentelle, nicht wirtschaftlich betriebene Windkraftanlage wurde 1993 fertig-

gestellt. Insgesamt wurden in den verschiedenen Staaten etwa 30 nur zu Versuchszwecken betriebene Anlagen gebaut, die eine starke staatliche Förderung erhielten.

Die Tabellen 1.2 und 1.3 bieten einen Überblick über eine Auswahl dieser Windkraftanlagen. Auch die kommerziellen Prototypen werden aufgeführt. Die Bilder 1.19 bis 1.24 zeigen einige dieser Windkraftanlagen, deren technische Gestaltung sehr vielfältig war. Viele Innovationen der Vergangenheit (Tabelle 1.1) wurden neu konstruiert und eingesetzt. Erhebliche Verbesserungen wurden erreicht, indem glasfaserverstärkte Kunststoffe in die Rotorstruktur eingebaut und neue elektrische Umwandlungssysteme verwendet wurden.

Eine bemerkenswerte Ausnahme zu den staatlich geförderten Entwicklungen stellt die Tvind Windturbine dar. Zwischen 1974 und 1978 entwickelten Schüler und Lehrer der Tvind Højskole eine Windturbine mit 54 Metern Durchmesser und 900 kW Nennleistung, die eine große Anzahl von fortschrittlichen Merkmalen einbrachte wie etwa variable Drehzahl (erst später implementiert) und ein (händisch zu bedienendes) Pitch-System. Obwohl viele Änderungen vorgenommen wurden, ist diese Anlage bis heute (2021) in Betrieb (siehe Bild 1.19).

Die Finite-Elemente-Methode (FEM), wenn auch nicht so weit entwickelt wie heute, wurde dazu verwendet, die Konstruktion der empfindlichen Komponenten der Windkraftanlage, insbesondere den Aufbau der Nabe, zu verbessern. Die Grundlage für umfassende Konstruktionsmethoden war höchst unvollständig. In der Aerodynamik gab es keine oder nur ungenaue Simulationen von Strömungsabrissen, dreidimensionalen Effekten, aeroelastischen Modellierungen usw. Dasselbe galt für Windbeschreibungen in der Rotorebene, die Auswirkungen von Turbulenzen auf die Leistung und die mechanische Belastung sowie das Modellieren und die Interaktionen der Strömungsnachläufe.

Bild 1.19
Tvind Windturbine im Jahr 1984
[Foto: Jos Beurskens]

Bild 1.20 Links: Heidelberg-Windkraftanlage mit vertikaler Drehachse in Kaiser-Wilhelm-Koog; rechts: GROWIAN-Windkraftanlage in Kaiser-Wilhelm-Koog [Foto: Jos Beurskens]

Zu den Windturbinenkonzepten gehörten unter anderem:

- Rotoren mit 1 bis 3 Rotorblättern für Windkraftanlagen mit Horizontalachse und 2 oder 3 Rotorblättern für Anlagen mit Vertikalachse,
- starre Naben, Pendelnaben und bewegliche Naben,
- starre Rotorblätter, Stallregelung und komplette oder partielle Regelung der Blatteinstellwinkel,
- (fast) konstante und variable Drehzahlübertragungssysteme.

Außerdem wurde eine spektakuläre Reihe von Installationstechniken angewendet. Die Methoden reichten von der konventionellen Installation mithilfe eines Krans bis hin zur Nutzung des Turms der Anlage als Hebevorrichtung für Plattformen, die dazu genutzt wurden, um das Motorengehäuse und die Rotorblätter anzubringen.

Nach einem bescheidenen Anfang hinsichtlich finanzieller Mittel begann das europäische Programm 1988 damit, die Unterstützung für die Entwicklung von großen Windkraftanlagen zu verstärken. Dieser Änderung in der Politik gingen ausgiebige Diskussionen mit Wissenschaftlern und Repräsentanten der Industrie über optimale Anlagengröße, industrielle Strategien und Marktpotenzial voraus. Das Ergebnis dieser Gespräche war, dass die Hersteller, die bereits früher in der Herstellung kleinerer Anlagen tätig waren und die ernsthaftes Interesse daran hatten, große Windkraftanlagen zu kommerzialisieren, auf die Initiative der Europäischen Kommission reagierten und Verträge über die Entwicklung und den Bau der ersten kommerziellen Prototypen von Megawatt-Windkraftanlagen schlossen. Die Beteiligung kommerzieller Unternehmen bei diesem Programm veränderte die Industrie nachhaltig. Die Programme zur Erprobung und Evaluierung, finanziert von einzelnen Regierungen und durchgeführt von großen Konstruktions- und Luftfahrtunternehmen, kamen langsam zum Ende. Das physische Ende von einigen Windkraftanlagen war recht spektakulär: MOD 2, GROWIAN und Aelous II wurden gesprengt.

Tabelle 1.2 Auswahl staatlich geförderter Versuchsanlagen

Windkraftanlage (Land)	Rotordurchmesser [m]	Nennleistung [MW]	Jahr der Inbetriebnahme	Kommerzieller Nachfolger
Nibe 1 (Nibe, DK)	40	0,63	1979	nein
Nibe 2 (Nibe, DK)	40	0,63	1979	nein
25-m-HAT (Petten, NL)	25	0,4	1981	nein
5 x MOD-0 (Sandusky, Ohio; Clayton, New Mexico, Culebra, Puerto Rico; Block Island, Rhode Island; Kuhuku Point, Oahu-Hawaii; USA)	38,1	0,1–0,2	seit 1975	nein
WTS-75 (Näsudden, S)	38,1	0,1–0,2	seit 1975	nein
WTS-3 (Marglarp, S)	75	2	1983	nein
WTS-4 (Medicine Bow, Wyoming, USA)	78	3	1982	nein
MOD-1 (Boone, North Carolina, USA)	61	1	1979	nein
5 x MOD-2 (3 in Goodnoe Hills, Washington State; Medicine Bow, Wyoming; Solano, California, USA)	91	2,5	1980	nein
MOD-5B (Kahuku Point, Oahu-Hawaii, USA)	97,5	3,2	1987	nein
ÉOLE (Cap Quebec, CND)	100	4	1980 (?)	nein
GROWIAN (Kaiser-Wilhelm-Koog, D)	100,4	3	1982	nein

Bild 1.21 Links: 25-m-HAT-Windkraftanlage in Betrieb in Petten, Niederlande; mitte: Kanadische ÉOLE-Windkraftanlage mit Darrieus-Rotor; rechts: WTS-75-Windkraftanalage in Näsudden, Gotland, Schweden [Foto: Jos Beurskens]

Tabelle 1.3 Erste große europäische Windkraftanlagen-Entwicklung und Versuchsreihen

Windkraftanlage (Land)	Rotordurchmesser [m]	Nennleistung [MW]	Jahr der Inbetriebnahme	Kommerzieller Nachfolger
Europäisches Programm WEGA I				
Tjæreborg (Esbjerg, DK)	61	2	1989	nein
Richborough (GB)	55	2	1989	nein
AWEC-60 (Cabo Villano, E)	60	1,2	1989	nein
Europäisches Programm WEGA II				
Bonus (Esbjerg, DK)	54	1	1996	ja
ENERCON E-66 (D)	66	1,5	1996	ja
Nordic (S)	53	1	1996	nein
Vestas V63 (DK)	63	1,5	1996	ja
WEG MS4 (GB)	41	0,6	1996	nein
WEST_GAMMA 60 (I)	60	1,5	1993	ja
Europäisches Vorführungsprogramm THERMIE				
Aeolus II (D und S)	80	3	1993	nein
Monoptoros	56	0,64	1990	nein
NEWECS 45 (Stork, NL)	45	1	1991	nein
WKA-60 (MAN, Helgoland, D)	60	1	1989	nein
NEG-MICON (DK)	60	1,5	1995	ja
NedWind (NL)	53	1	1994	ja

Die Konstruktionsphilosophie der kommerziellen Prototypen basierte auf der graduellen Vergrößerung kleinerer Anlagen, die von einigen der Pionierunternehmen, die eine schwere Krise in den 1980er-Jahren überlebt hatten, entwickelt und kommerzialisiert wurden. Die erfolgreichsten Windkraftanlagen waren anfangs jedoch nicht die fortschrittlichen, sehr schnell laufenden Modelle, sondern diejenigen, die viele Eigenschaften des bewährten „dänischen Konzepts“ besaßen. Dieses Konzept basierte auf den Blaudrucks der Windkraftanlage in Gedser.

Mit den Programmen WEGA und THERMIE begann die konsequente Erweiterung der Windkraftanlagen. Typisch für diese Entwicklungsphase war die konsequente Erweiterung der kleineren, erfolgreichen kommerziellen Windkraftanlagen. Viele der fortschrittlichen, technischen Konstruktionen wie Pendelnaben, Leeläufer sowie schnell laufende Rotoren mit ein oder zwei Rotorblättern wurden von der Industrie aufgegeben. Ihre ersten Prototypen waren eher „konservativ“, da die Kunden vor allem auf Verlässlichkeit Wert legten und nicht so sehr an fortschrittlichen Systemen mit Einsparungspotenzial für künftige Kosten interessiert waren. Die Innovationen, die später entwickelt wurden, unterschieden sich von der ersten Generation von Anlagen.

Die großartigste Weiterentwicklung stellte der leistungselektronische Umrichter dar, denn er ermöglichte eine stark verbesserte Regelung der Turbinen. Durch diese Umwandlungssysteme, zusammen mit der Regelung des Blatteinstellwinkels und fortschrittlichen Multi-Parameter-Steuerungsstrategien, entsprachen die modernen Anlagen den Anforderungen des Stromnetzes. Kritische Entwicklungs/Konstruktionsverfahren und die Verwendung neuer Materialien führten zu einer Reduzierung des Gewichts und damit auch zu einer Reduzierung der Stromerzeugungskosten.

Bild 1.22 Links: Nibe-Windkraftanlage in Jütland, Dänemark; rechts: WEST Gamma 60-Windkraftanlage mit Einblattmotor im Vordergrund und Zweiblattanlage im Hintergrund am Alta-Nurra-Testfeld, Sardinien, Italien [Foto: Jos Beurskens]

Während der Vergrößerung der Windturbinen nahm auch das Marktvolumen der Windkraftanlagen immens zu. Die Produktlebensdauer einer bestimmten Art von Windkraftanlagen, basierend auf der Turbinenkapazität, beträgt meistens sechs Jahre und verlängert sich mit dem Wachstum der Turbinengröße seit 2002 [6].

Das technische Fachwissen nahm besonders im Bereich der Aerodynamik, der Modellierung von Strömungsnachläufen in Windparks, der Aeroelastizität, der FEM, der Baudynamik, der Messtechniken, der Systemmodellierung und der Regeltechnik beeindruckend zu. Die rein analytischen Ergebnisse mussten verifiziert werden, weshalb außer Laboreinrichtungen auch experimentelle Windkraftanlagen unter freiem Himmel errichtet wurden. Die Laboreinrichtungen bestanden hauptsächlich aus Prüfständen für Rotorblätter, Versuchsständen für Materialien sowie Prüfständen für Triebstränge und Windkanäle.

Die meisten dieser Forschungseinrichtungen entsprangen nationalen Initiativen und die europäischen Projekte erhielten manchmal Unterstützung von der Europäischen Kommission, die alle besondere Ausstattungen besaßen. Die wichtigsten Testeinrichtungen für Windkraftanlagen unter freiem Himmel waren:

- MOD-0 (38 m im Durchmesser, 1- und 2-Blatt-Rotoren, USA): einstellbare Steifigkeit der tragenden Struktur,

- Uniwecs (16 m Durchmesser, 2-Blatt-Rotor, Leeläufer, Deutschland): Die Konfiguration der Nabe konnte durch eine von einem Computer gesteuerte Hydraulik verändert werden (einzeln schwenkbare Rotorblätter, Pendelnabe, feste Nabe) und Dämpfungs- und Steifigkeits-Parameter waren einstellbar,
- 25 m HAT (25 m Durchmesser, 2-Blatt-Rotor, Luvläufer, Niederlande): Die Eigenschaften der Generatorlast sind voll einstellbar, indem ein Gleichstromgenerator und DC-AC-Umrichter verwendet werden,
- NREL, Phase II, III, IV Turbinen (Boulder, USA),
- Risø, TELLUS Turbine (Dänemark),
- TUD Open Air Facility (10 m Durchmesser, 2-Blatt-Rotor, Luvläufer, Niederlande): Das voll ausgestattete Rotorblatt für Druckverteilungsmessungen konnte auch in einem Windkanal getestet werden, um einen Vergleich mit genau festgelegten Strömungsbedingungen in einem Windkanal zu ermöglichen,
- Mie Universität (Japan),
- Imperial College und Rutherford Appleton (RAL) (Großbritannien).

Bild 1.23 MOD-2-Windkraftanlage in Solano, Kalifornien, USA [Foto: Jos Beurskens]

Bild 1.24 Demontierte AWCS-60 in Kaiser-Wilhelm-Koog, Deutschland [Foto: Jos Beurskens]

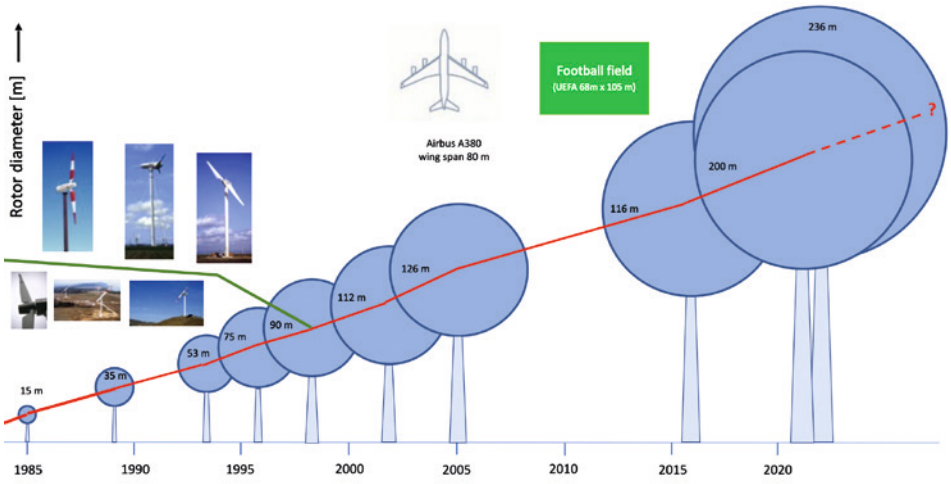

Bild 1.25 Upscaling moderner Windkraftanlagen [Beurskens, EWEA]

Die Entwicklung kleiner Windkraftanlagen

Um die Entwicklung der modernen Windenergietechnologie und den Marketingerfolg vollständig verstehen zu können, muss auch die Rolle der Windenergiepioniere in Betracht gezogen werden. Dies bezieht sich sowohl auf einzelne Personen als auch kleine Firmen.

Bild 1.26
Holländischer Do-it-yourself-Pioneer im Bereich Windenergie Fons de Beer mit seiner passiv geregelten Windkraftanlage [Foto: Jos Beurskens]

Sogar vor der Ölkrise bauten Pioniere kleine Windkraftanlagen, um ihre Häuser und kleinen Geschäfte selbst mit Strom zu versorgen (siehe Bild 1.26). In gewisser Weise folgten diese Pioniere einem Handwerk, das während des Zweiten Weltkriegs entwickelt wurde. Viele bauten Windkraftanlagen zur Stromversorgung, da das Stromnetz permanent zusammenbrach. Aus dieser Zeit des Kriegs existieren noch verschiedene Do-it-yourself-Anleitun-

gen. Einige dieser selbst entwickelten Konstruktionen schafften es bis zur industriellen Herstellung. Beispiele dafür sind die Lagerwey-Turbine (siehe Bild 1.28 [Henk Lagerweij & Gijs van de Loenhorst, Niederlande]), Enercon (Alois Wobben, Deutschland), Carter (siehe Bild 1.30, Jay Carter, USA), Enertech (siehe Bild 1.29 Bob Sherwin, USA). Die Amerikaner folgten der Tradition Jacobs, aber vom Konzept her war die Konstruktion ziemlich innovativ. In Dänemark bauten Mitglieder der Smedemesterforeningen kleine, ans Stromnetz angeschlossene Anlagen hauptsächlich nach dem bewährten „dänischen Design“. Aus dieser Pionierarbeit entwickelten sich Unternehmen wie Vestas, Bonus, NEG und Micon. Mehr als 30 Kleinwindkraftanlagen aus dieser Zeit sind im Deutschen Windkraftmuseum in Stemwede-Oppendorf [30]. Siehe auch 1.27.

Bild 1.27
Windturbine in Eigenbau von Martin Unger 1973, Forstwolfersdorf, (DDR). Im Deutschen Windkraftmuseum [Foto verwendet mit Genehmigung von Martin Unger]

Bild 1.28
Die frühe passiv geregelte Windkraftanlage von Lagerwey van de Loenhorst mit variabler Geschwindigkeit. Durchmesser: 10 m [Foto: Jos Beurskens]

Bild 1.29
Enertech-Windkraftanlage in einem kalifornischen Windpark [Foto: Jos Beurskens]

Zur Unterstützung der Bemühungen der kleinen Unternehmen, ihre Produkte zu verbessern und ihren wirtschaftlichen Erfolg in den USA und den Niederlanden zu erhöhen, wurden vonseiten der Regierungen Ausschreibungen für die Entwicklung von kostengünstigen kleinen Windkraftanlagen organisiert. Diese waren allerdings nicht erfolgreich, da die Nachfrage nach dieser Art von Windkraftanlagen mit geringen Kapazitäten langsam zugunsten der mittelgroßen, an das Stromnetz angeschlossenen Anlagen sank. Es waren die dänischen Hersteller, die damit begannen, ihre Anlagen in großem Umfang auch auf dem eigenen Markt und in verschiedenen europäischen Ländern zu verkaufen. Zugleich exportierten sie sehr erfolgreich in die USA.

Mit steigender Nachfrage an größeren Windkraftanlagen haben die Hersteller die Kapazität ihrer bewährten Konzepte Schritt für Schritt erhöht. Anfang der 1990er-Jahre erreichten sie dieselbe Größe wie die kleineren, von der Regierung geförderten Anlagen aus den 1980er-Jahren. Mit Unterstützung der Europäischen Kommission (Programme: WEGA und THERMIE) und anderen war es ihnen möglich, ihre Konstruktionen zu verbessern, ihre Anlagen zu testen und Erfolgsgeschichten zu schreiben. Dies war eine notwendige Bedingung zur erfolgreichen Markteinführung. Zu diesem Zeitpunkt wurden aus den zwei ursprünglich getrennten Entwicklungslinien eine. Der Vergrößerungstrend setzte sich aufgrund der Nachfrage nach sehr großen Windkraftanlagen fort, da diese im Offshore-Bereich potenziell wettbewerbsfähiger zu sein schienen.

Bild 1.30
J. Carters passiv geregelter Leeläufer [Foto: Jos Beurskens]

Fast keines der Pionierunternehmen aus den 1970er- und 1980er-Jahren ging aus dieser Phase unverändert hervor. Einige gingen bankrott, andere wiederum waren erfolgreich. Sie blieben entweder gänzlich unabhängig (ENERCON) oder zogen als unabhängige Unternehmen die Aufmerksamkeit ausländischer Investoren auf sich (Vestas). Andere fusionierten oder wurden von größeren Unternehmen übernommen. Als Beispiel für bekanntere Fusionen kann man NEG und Micon anführen.

Windparks, Offshore und Netzanbindung

Zusammen mit der steigenden Kapazität von Windkraftanlagen vergrößerten sich auch die Windenergieprojekte (Windparks) derart, dass sich ihre Gesamtkapazität von einem Megawatt auf bis zu mehreren hundert vergrößerte. Um Windparks effizient zu planen, war zunächst Fachwissen über den Umgang mit Nachlaufströmungen und Strömungsbedingungen innerhalb von Windparks erforderlich. Die Forschung auf diesen Gebieten begann Anfang der 1980er-Jahre mit der physikalischen Analyse von Nachlaufströmungen und experimentellen Untersuchungen in Windkanälen (siehe Bild 1.31). Seit den ersten Untersuchungen über Strömungsbedingungen in Windparks wurde dieses Forschungsgebiet immer wichtiger. Äußere Einflüsse, wie zum Beispiel Windscherung, die Turbulenzintensität und die Stabilität der Atmosphäre spielen bei der Ausbreitung von Strömungen eine große Rolle. Da diese Einflüsse an Land und im Offshore-Bereich sehr unterschiedlich sind, hängt die wirtschaftliche Planung von Offshore-Windparks im großen Maße von den Untersuchungsergebnissen über die Strömungsbedingungen in Windparks ab.

Die Bedeutung von Offshore-Windenergie in der Entwicklung der Windenergie wurde größer, da die besten Standorte zur Windenergiegewinnung an Land in Nordwesteuropa bereits erschlossen worden waren. Offshore ist die einzige Möglichkeit von Küstenstaaten, den Beitrag von Windenergie zur Energieversorgung signifikant zu erhöhen (> 20 %). Ein weiterer Grund für die wachsende Bedeutung von Offshore-Windenergie ist, dass sich

öffentlicher Widerstand gegen die Errichtung von Windkraftanlagen in geschützten und alten Landschaftszügen regte, insbesondere in Großbritannien und Schweden. Das Potenzial von Offshore wurde bereits ganz am Anfang des modernen Windenergiezeitalters erkannt. 1973 schlug Prof. Bill Heronemus, University of Massachusetts, USA, einen für die damalige Zeit sehr großen Windpark mit schwimmendem Fundament vor, die 990 MW umfasste und aus 165 Anlagen bestehen sollte. Jede Station bestand aus einem schwimmenden Fundament, das einen Drei-Rotoren Multi-Rotor mit je 2 MW pro Turbine trug. Siehe Bild 1.32. Die erzeugte Elektrizität wurde genutzt, um Wasserstoff durch Elektrolyse herzustellen, der in getauchten Tanks gespeichert wurde, um dann an Land transportiert zu werden. Der Entwurf der Windturbine selbst basierte auf einem sowjetischen Entwurf aus dem Jahr 1929, der in der Nähe von Sewastopol, Krim, gebaut war, siehe Bild 1.13. Offshore-Windenergie wird bereits seit 1978 im Rahmen des IEA-Windenergieprogramms untersucht.

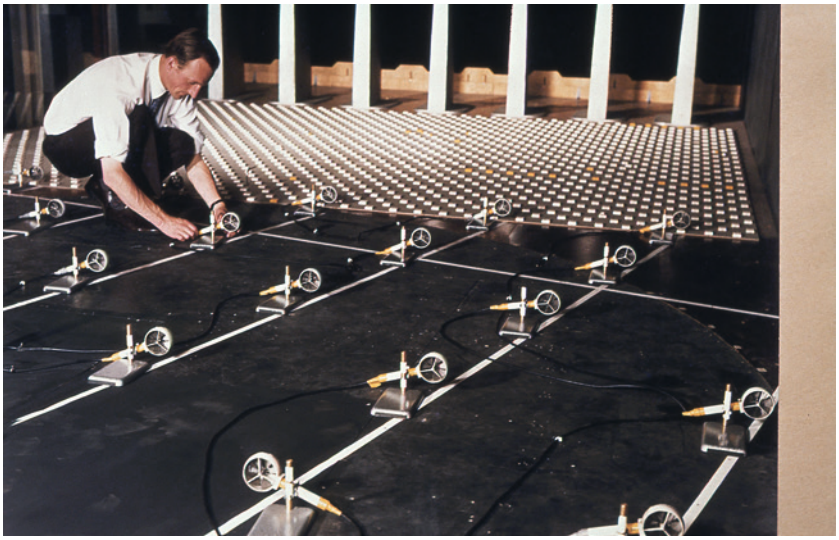

Bild 1.31 Frühe Windparkmessungen, durchgeführt von David Milborrow, Electrical Research Association, Großbritannien [Foto: ERA (für den freien Gebrauch zugelassen)]

1991 wurde 2,5 km vor der Küste von Vindeby in Dänemark der erste große, kommerziell genutzte Offshore-Windpark, mit einer Gesamtleistung von 4,95 MW, errichtet. Dieser umfasste 11 Bonus-Windkraftanlagen mit je 450 kW. Der zweite dänische Offshore-Windpark, in Tuno Knob, wurde 1995 errichtet. Dieser Windpark hat eine Gesamtleistung von 5 MW und setzt sich aus 10 Vestas-Windkraftanlagen mit je 500 kW zusammen. Beide Windparks wurden in geschützten und flachen Gewässern errichtet. Der erste große Offshore-Windpark in der Nähe von Kopenhagen, Middelgrunden, wurde mit der Hilfe von Landschaftsarchitekten errichtet und besaß eine Gesamtleistung von 40 MW. Er umfasst 20 Bonus-Windkraftanlagen, die jeweils 2 MW abgeben, bogenförmig angeordnet und in einer Wassertiefe zwischen 5 und 10 Metern errichtet sind.

Der erste Schritt in Richtung Windenergienutzung in der rauen Umgebung der Nordsee wurde 2002 durch die Errichtung des Horns Rev Offshore-Windparks gemacht. Die instal-

lierte Leistung des Windparks betrug 160 MW. Somit war er der erste Windpark, dessen Gesamtleistung größer als 100 MW war. Der Park umfasst 80 Windkraftanlagen mit je 2 MW, die zwischen 14 und 17 km vor der Küste liegen und in einer Wassertiefe zwischen 6 bis 14 Metern stehen. Schrittweise traten mehr Länder der Offshore-Gemeinschaft bei. Mitte 2012 gab es Offshore-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 4100 MW. Diese verteilten sich auf die folgenden Staaten: Dänemark, Schweden, die Niederlande, Großbritannien, Irland, Belgien, Deutschland und China. Die Liste der Länder die 2021 off-shore Windparks haben oder in Kürze haben werden, kann durch Polen Portugal, Spanien, Finnland, den USA, Taiwan, Japan, Indien und Süd-Korea erweitert werden.

Das schnelle Wachstum der Windparkkapazitäten wird durch folgende Zahlen veranschaulicht. Installierte Gesamtleistung (Mitte 2021): 25 GW, die mit 5402 Windturbinen erzeugt werden, die sich ihrerseits auf 116 off-shore Windparks verteilen.

Durchschnittliche Kapazität (2021):	708 MW/Park
Durchschnittliche Kapazität (2015/2016):	43 MW/Park
Durchschnittliche Kapazität der 10 größten Windparks im Bau:	870 MW/Park
Durchschnittliche Kapazität der 10 größten projektierten Windparks:	3200 MW/Park

Der Großteil dieser off-shore Windparks befindet sich in relativ geringen Wassertiefen (bis 50 m Wassertiefe) von denen viele nur einen geringen Abstand (bis 100 km) zur Küste haben. Off-shore Turbinen im flachen Wasser besitzen Tragstrukturen, die am Meeresgrund fixiert sind. Das Gesamtpotenzial von off-shore Wind, bei dem auch große Wassertiefen eingeschlossen sind ist um eine Größenordnung höher als das Potenzial von Flachwasser- und Küstenregionen. In diesen Gebieten sind also schwimmende Tragstrukturen notwendig. Die dringende Notwendigkeit an groß angelegten Maßnahmen zur Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs, die Mitte der 2020er-Jahre wiederbelebt wurde, hat die Nutzung der Offshore-Ressourcen in der Tiefsee durch schwimmende Windparks erneut in den Mittelpunkt gerückt. 2021 gab es fünf schwimmende Pilot Windparks, die in Betrieb waren:

- Hywind, Scotland 2017, (5 × 6 MW),
- Hywind, Tampen, Norway 2019, (11 × 8 MW),
- Windfloat Atlantic, Portugal 2020 (3 × 8.5 MW),
- Koncardine, Scotland, 2021 (5 × 9.5 MW).

Mit dem spektakulären Wachstum der Offshore-Windenergie seit mehr als einem Jahrzehnt haben Aspekte der Umsetzung, die über die eigentliche Technologie der Windenergiesysteme hinausgehen, die notwendige Aufmerksamkeit in den Bereichen Forschung und Entwicklung, nationale und internationale Politik und die Windindustrie auf sich gezogen. Zu diesen Aspekten gehören die Bewertung der Windressourcen, Transport- und Installationsschiffe, Betriebs- und Wartungsdienste, Umweltaspekte, Morphologie, Risiken und Sicherheit für den Schiffsverkehr, Morphologie, Energiesammel- und -speichereinrichtungen und nicht zuletzt die Energieinfrastruktur (Strom und Gas). Unter Berücksichtigung der Kapazitäten von Offshore-Windenergie planen die europäischen Staaten weitere Offshore-Windparks, und das in einem Gebiet ohne eine vorhandene elektrische Infrastruktur. Dadurch wird die Notwendigkeit eines neuen Konzepts für Stromnetze verdeutlicht. Diese Notwendigkeit wird unter Beachtung der zukünftig variablen Leistungsabgabe erneuerbarer Energiequellen immer dringlicher. Dies betrifft hauptsächlich Windkraftanlagen, konzentrierte

Solarenergieanlagen und Wasserkraftwerke. Da die Vorlaufzeit zur Erweiterung der Stromnetze sehr lang ist, üblicherweise 10 Jahre oder mehr, hätte die Stromnetzerweiterung bereits vor 10 Jahren beginnen sollen, um den heutigen Anforderungen zu genügen. Die Erweiterung der Stromnetze hätte Teil dieser Ausführungen sein können und müssen, was aber nicht der Fall war.

Wie bereits erwähnt, haben frühe Windenergiepioniere wie Poul La Cour See (Bild 1.29a) und Bill Heronemus sich ebenfalls Gedanken über die Erzeugung von Wasserstoff durch Windkraftanlagen gemacht. Der Ersatz von Kraftstoffen und Gasen fossilen Ursprungs durch Wasserstoff, der durch nachhaltige Energiequellen wie Windkraft erzeugt wird, wurde in den frühen 2020er-Jahren sehr dringlich. Dies war eine direkte Folge der in den 2010er-Jahren einsetzenden intensiven Diskussion über den menschengemachten Klimawandel.

Für die Windenergie werden verschiedene Optionen in Betracht gezogen. Die direkte Erzeugung von Wasserstoff durch Windturbinen, die Erzeugung von netzgebundenem Strom und die Produktion von Wasserstoff in einem Umspannwerk, und schließlich die Erzeugung von Strom und Wasserstoff in einem Hybridsystem. Siehe Bild 1.35.

Bei großen Transportentfernungen auf See können die Transportkosten pro Energieeinheit für Elektrizität bis zu zehnmal teurer sein als die von Wasserstoff. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, Wasserstoff so nah wie möglich an den Windenergieanlagen zu produzieren und nicht am Standort des entfernten Endverbrauchers. Im Jahr 2021 ist die Erzeugung von Wasserstoff mithilfe von Offshore-Windenergie ein wichtiger Bestandteil der Energiepolitik vieler Industrieländer geworden. Auch hier handelt es sich um eine alte Idee, die erst dann in großem Maßstab zur Anwendung kommt, wenn sich die äußeren Bedingungen erheblich geändert haben.

Internationale Netzwerke

Rückblickend stellt sich die interessante Frage, ob die von Regierungen getragenen Programme von 1979 ohne Nutzen waren, da es keine direkt aus ihnen resultierenden kommerziellen Anwendungen gab.

Die Antwort wäre „ja“, wenn es zwischen 1979 und 1985 Unternehmen gegeben hätte, die groß genug gewesen wären, um die Risiken zu tragen, welche die Markteinführung von Großwindkraftanlagen mit sich brachte. Diese Unternehmen existierten jedoch zu dieser Zeit nicht. Die Unternehmen, welche dazu imstande gewesen wären, solch einen risikoreichen Weg einzuschlagen, waren zu diesem Zeitpunkt nicht an der kommerziellen Einführung von Großwindkraftanlagen interessiert.

Die Antwort wäre „nein“, wenn man die enorme Menge an zusammengetragenen Daten über Konstruktion, Betrieb und Erkenntnissen, die aus Unfällen und Vorfällen gewonnen wurden, berücksichtigt. Die Art und Weise, wie diese Erkenntnisse zur neuen Generation von Windkraftanlagen beitrugen, ist nicht direkt nachvollziehbar, da diese Entwicklung sich nicht in eindeutig aufeinanderfolgenden Schritten vollzog. Der Lernprozess vollzog sich durch Experten, die in die private Wirtschaft wechselten und ihr Wissen mitbrachten. Hinzu kamen auch Konferenzen (z. B. organisiert von der EWEA, der Europäischen Kommission und der AWEA) und Fachtagungen (z. B. organisiert von der IEA). Die nationalen Forschungseinrichtungen schufen ständige Einrichtungen für das Zusammentragen von Expertenwissen über Windkraftanlagen. Diese Einrichtungen (anfangs Nationales For-