

Projekt
*Klimaverträgliche Energieversorgung
in Baden-Württemberg*

Windenergie-Nutzung

A. Wiese, J. Albiger, M. Kaltschmitt, U. Fahl, A. Voß
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
der Universität Stuttgart

Nr. 19 / April 1994

Arbeitsbericht

ISBN 3-930241-20-X
ISSN 0945-9553

***Akademie für Technikfolgenabschätzung
in Baden-Württemberg***

Nobelstr. 15, 70569 Stuttgart
Tel.: 0711/6783 - 0, Fax: 0711/6783 - 299

Die *Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg* gibt in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlußberichte von durchgeführten Forschungsprojekten als *Arbeitsberichte der Akademie* heraus. Diese Reihe hat das Ziel, der jeweils interessierten Fachöffentlichkeit und dem breiten Publikum Gelegenheit zu kritischer Würdigung und Begleitung der Arbeit der Akademie zu geben. Anregungen und Kommentare zu den publizierten Arbeiten sind deshalb jederzeit willkommen.

Vorbemerkung

Die Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg betreibt in Zusammenarbeit mit wissenschaftlichen, energiewirtschaftlichen und administrativen Einrichtungen des Landes das Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg*. Im Rahmen dieses Projektes sollen die Optionen für eine Umstrukturierung des Energieversorgungs- und Energieverbrauchssystem in Baden-Württemberg mit dem Ziel der Reduktion der klimawirksamen CO₂-Emissionen um 25 - 30 % bis zum Jahr 2005 sowie weitergehender Perspektiven bis zum Jahr 2020 untersucht werden. Das Projekt gliedert sich in drei Phasen:

- I) In einer Reihe von Gutachten wurde der künftige Bedarf an Energiedienstleistungen in Baden-Württemberg prognostiziert und die verfügbaren Technologien und Strategien zu seiner Deckung dargestellt. Besonders beachtet wurden dabei die Potentiale der regenerativen Energieträger und die Möglichkeiten, den Energieverbrauch durch sparsame und effiziente Energieverwendung zu mindern (Juli 1993 - März 1994).
- II) In der gegenwärtigen, zweiten Phase entwirft der Gutachterkreis im Zusammenwirken mit der Akademie mehrere mögliche Szenarien für die Gestaltung des zukünftigen Energiesystems in Baden-Württemberg. Durch die Mitwirkung des gebildeten Projektbeirates soll die wissenschaftliche Expertise des Gutachterkreises um zusätzliche Aspekte vor allem aus energiewirtschaftlicher, politischer, industrieller und technischer Sicht ergänzt werden. Dauer der Phase II: April 1994 bis voraussichtlich November 1994.
- III) Nach Abschluß der wissenschaftlichen Arbeiten ist beabsichtigt, mit den bisherigen Projektergebnissen in eine Phase des gesellschaftlichen Diskurses einzutreten und dabei die Möglichkeiten auszuloten, über den wissenschaftlichen Konsens hinaus zu einem gesellschaftlichen Konsens über die Optionen der zukünftigen Energiesysteme in Baden-Württemberg zu gelangen.

Die abgeschlossene Phase I des Projektes hat zu einer Reihe Fachgutachten geführt, die als Materialiensammlung für den weiteren Projektprozeß dienen. Die Fachgutachten werden als Arbeitsberichte der Akademie publiziert. Die vorliegende Studie *Windenergie-Nutzung* des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart ist Teil dieser Reihe. Eine Übersicht über die im Zusammenhang mit dem Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg* bereits herausgegebenen Arbeitsberichte kann der Schlußseite dieses Berichts entnommen werden. Eine synoptische Aufarbeitung der Gutachtenreihe, die Ergebnisse der Szenariophase sowie die Resultate des Diskursprozesses werden entsprechend dem weiteren Projektfortschritt publiziert.

Im April 1994

Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg

D. Schade

W. Weimer

Inhaltsverzeichnis

		Seite
0.	Kurzfassung	1
1.	Einleitung	7
2.	Technik der Windstromerzeugung	9
2.1	Physikalische und technische Grundlagen	9
2.2	Allgemeine Leistungscharakteristik von Windkraftanlagen	13
2.3	Möglichkeiten der Leistungs- und Drehzahlregelung	16
2.4	Stand der Windkonvertertechnik	17
2.4.1	Rotor	18
2.4.2	Blattverstellmechanismus	21
2.4.3	Getriebe	22
2.4.4	Generator	23
2.4.5	Windrichtungsnachführung	25
2.4.6	Turm	25
2.4.7	Fundament	26
2.4.8	Netzanschluß	27
2.5	Windparks	27
3.	Kosten der Windstromerzeugung	31
3.1	Investitionen und Betriebskosten	31
3.2	Spezifische Stromgestehungskosten	33
3.3	Back-up Kosten	35
4.	Entwicklungsperspektiven und Charakterisierung der Referenztechniken	39
5.	Potentiale und derzeitige Windenergienutzung in Baden-Württemberg	43
5.1	Windenergieangebot	43
5.1.1	Windgeschwindigkeitscharakteristik	43
5.1.2	Regionale Windverteilung	46
5.2	Technische Potentiale	50
5.2.1	Potentialbegriffe	50

5.2.2	Technische Flächen- und Standortpotentiale	51
5.2.3	Technische Stromerzeugungs- und Endenergiepotentiale	56
5.3	Technische CO ₂ -Minderungspotentiale	58
5.4	Kosten versus Potentiale	60
5.5	Derzeitige Windenergienutzung in Baden-Württemberg	62
6.	Weitere Aspekte einer windtechnischen Stromerzeugung	63
6.1	Beurteilung der Windenergienutzung auf der Basis "ganzheitlicher" Kriterien	63
6.1.1	Materialaufwand	65
6.1.2	Kumulierter Energieaufwand	67
6.1.3	Emissionen	69
6.1.4	Flächenbedarf	70
6.1.5	Gesundheitsrisiken	71
6.2	Versorgungssicherheit	73
6.3	Weitere Hemmnisse	74
6.3.1	Potentielle Hemmnisse	74
6.3.2	Maßnahmen	76
6.4	Kriterienkatalog	77
7.	Schlußbetrachtung	79
Literatur	83

0. Kurzfassung

Innerhalb des Gesamtrahmens des Projektes "Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg" ist es das Ziel des Gutachtens über die Windenergienutzung, die Möglichkeiten und Grenzen einer windtechnischen Stromerzeugung in Baden-Württemberg darzustellen und zu diskutieren. Gleichzeitig sollen die notwendigen technischen, ökonomischen, ökologischen und sonstigen Eckdaten für die in der zweiten Projektphase geplante Szenarioanalyse, deren Ausgangspunkt die politische Orientierung der CO₂-Emissionsminderung um 30 % im Zeitraum von 1987 bis 2005 ist, zur Verfügung gestellt werden.

Wird zunächst der Stand der Technik und der zugehörigen Kosten analysiert, mögliche zukünftige technische und ökonomische Entwicklungen zugrundegelegt und darauf aufbauend Referenztechniken für die Referenzjahre 1990, 2005 und 2020 zusammengestellt, zeigt sich, daß bis auf den Bereich der Großanlagen die Windkrafttechnologie weit fortgeschritten ist. Im Bereich der kleinen und mittleren Leistungsklassen sind dementsprechend nur noch geringe Verbesserungen denkbar. Bei den Anlagen mit Nennleistungen von mehr als 1 MW liegen bis jetzt nur Erfahrungen mit Prototypen vor; hier sind durchaus noch größere Entwicklungspotentiale gegeben.

Die Kostenanalyse zeigt jedoch, daß auch bis zum Jahr 2020 die derzeit schon kostengünstigsten Anlagen im mittleren Leistungsbereich durch die geringsten Stromerzeugungskosten gekennzeichnet sind. Dabei kann derzeit für derartige Anlagen von Gesamtinvestitionen (Kosten für Anlage ab Werk, Transport, Montage, Netzanbindung, Fundament und Sonstiges) an repräsentativen Standorten in Baden-Württemberg von ca. 2 500 bis 3 000 DM/kW ausgegangen werden. Diese spezifischen Investitionskosten können bis zum Jahr 2020 für Anlagen in dieser Leistungsklasse um 20 bis 25 % sinken. Unter Berücksichtigung der Betriebskosten ergeben sich daraus an windgünstigen Standorten in Baden-Württemberg (jahresmittlere Windgeschwindigkeit 3 bis 6 m/s) spezifische Stromerzeugungskosten (realer Zinssatz 4 %, Abschreibungsdauer 20 a) zwischen 10 und 33 Pf/kWh (heute) bzw. zwischen 7 und 22 Pf/kWh (2020).

Sollen diese Kosten mit den Stromerzeugungskosten konventioneller Kraftwerke verglichen werden, sind zusätzlich die Back-up-Kosten zu berücksichtigen, die sich aus den Investitionen und den Betriebskosten der zusätzlich notwendigen konventionellen Kraftwerksleistung ergeben. Unter Berücksichtigung einer gesicherten windtechnischen Leistung - darunter wird der Anteil

der installierten Windkraftleistung verstanden, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 97 % zur Verfügung steht - zwischen 4 und 8 % liegen diese zwischen etwa 3 und 4 Pf/kWh.

Bei der anschließenden Potentialanalyse ist zunächst festzustellen, daß im Vergleich zum Bundesdurchschnitt Baden-Württemberg durch seine Lage im Binnenland durch ein unterdurchschnittliches Windangebot gekennzeichnet ist. Windgünstige Gebiete konzentrieren sich in Baden-Württemberg auf die Höhenlagen der Mittelgebirge Schwäbische Alb und Schwarzwald. Die Berechnung der installierbaren Anlagenleistung zeigt, daß auf Flächen mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von mehr als 4 m/s zwischen 180 und 200 MW an Windkraftleistung installierbar wäre (vgl. Tabelle 0.1). Dieses Potential würde sich unter Berücksichtigung von Standorten mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von 3 bis 4 m/s mehr als verdoppeln. Das korrespondierende Stromerzeugungspotential liegt etwa zwischen 0,3 und 0,4 TWh/a. Dies entspricht 0,5 bis 0,6 % der gesamten Stromerzeugung in Baden-Württemberg im Jahr 1990.

Tabelle 0.1: Windtechnisch installierbare Leistung, technische Stromerzeugungs- und CO₂-Minderungspotentiale in Baden-Württemberg

	3 - 4 m/s	4 - 5 m/s	5 - 6 m/s	> 3 m/s	> 4m/s
Flächenpotential in ha	197 214 ha	10 016 ha	1 414 ha	208 644 ha	11 430 ha
Standortpotential in MW	3 120 - 3 370	159 - 171	22 - 24	3 305 - 3 569	181 - 195
Stromerzeugungspotential in GWh/a:					
heute	2 058 - 2 595	212 - 253	47 - 54	2 317 - 2 902	259 - 307
2005	2 463 - 2 828	254 - 272	54 - 57	2773 - 3 157	310 - 329
2020	2 733 - 2 994	276 - 287	57 - 62	3 076 - 3 341	333 - 347
direktes CO ₂ -Minderungspotentiale durch Brennstoffsubstitution in 1 000 t/a					
Kraftwerkspark B.-W. (heute)	623 - 796	65 - 78	14 - 18	702 - 892	79 - 96
mod. Steinkohlekraftwerk (heute)	1 607 - 2 025	166 - 198	36 - 42	1 809 - 2 265	202 - 240
GuD mit Erdgasfeuerung (heute)	710 - 895	73 - 87	16 - 19	799 - 1 001	89 - 106
Kraftwerkspark B.-W. (2005)	756 - 868	78 - 84	17 - 19	851 - 971	95 - 103
mod. Steinkohlekraftwerk (2005)	1 793 - 2 059	185 - 198	40 - 42	2 028 - 2 299	235 - 240
GuD mit Erdgasfeuerung (2005)	813 - 933	73 - 87	16 - 19	902 - 1 039	89 - 106
Kraftwerkspark B.-W. (2020)	839 - 921	85 - 88	18 - 19	942 - 1 028	103 - 107
mod. Steinkohlekraftwerk (2020)	1 886 - 2 069	190 - 198	39 - 43	2 115 - 2 310	229 - 241
GuD mit Erdgasfeuerung (2020)	902 - 990	91 - 95	19 - 20	1 012 - 1 105	110 - 115

Darauf aufbauend werden die korrespondierenden CO₂-Minderungspotentiale berechnet. Dabei wird - beispielhaft - als Referenzsysteme für die Substitution der derzeitige Kraftwerkspark, ein modernes Steinkohlekraftwerk und ein modernes Erdgas-GuD-Kraftwerk zugrundegelegt. Wird von Standorten mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von mehr als 4 m/s ausgegangen,

ergeben sich CO₂-Minderungspotentiale zwischen 0,08 und 0,24 Mio t/a (vgl. Tabelle 0.1). Dabei resultiert diese große Bandbreite weniger aus den Unterschieden in den Referenztechnologien oder Vollaststundenzahlen der Referenzjahre; ausschlaggebend ist vielmehr die Wahl des Referenzsystems für die Substitution.

Auf der Basis der berechneten Potentiale und den zugehörigen Kosten wurden anschließend Kosten-Potential-Kurven erstellt (vgl. Abbildung 0.1). Dabei zeigt sich, daß unter Ausnutzung des vollständigen windtechnischen Potentials in Windgebieten mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von mehr als 3 m/s die mittleren spezifischen windtechnischen Stromerzeugungskosten auf der Basis der gegenwärtig verfügbaren Windkraftanlagentechnologie und unter Berücksichtigung der entsprechenden Back-up-Kosten die mittleren spezifischen Stromerzeugungskosten im günstigsten Fall bei etwa 25 Pf/kWh und im schlechtesten Fall bei rund 87 Pf/kWh liegen. Die entsprechenden CO₂-Minderungskosten (bei einer Substitution von Steinkohle in einem modernen Steinkohlekraftwerk heutiger Technologie) liegen zwischen 550 und 1 150 DM/t CO₂. Werden nur die windbegünstigsten Gebiete (jahresmittlere Windgeschwindigkeit von mehr als 4 m/s) berücksichtigt, sind die Potentiale entsprechend deutlich niedriger. Die mittleren spezifischen Stromerzeugungskosten würden dann zwischen etwa 15 und 40 Pf/kWh betragen, die entsprechenden mittleren spezifischen CO₂-Minderungskosten zwischen 50 und 500 DM/t CO₂.

Für eine umfassende Beurteilung der Vor- und Nachteile einer Stromerzeugung aus Windenergie reicht eine Wirtschaftlichkeits- und Potentialanalyse nicht aus. Weitere Beurteilungskriterien sind andere bilanzierbare Größen, wie der Materialaufwand, der kumulierte Energieaufwand, die mit der Nutzung verbundenen Stoffströme sowie der Flächenbedarf, die Gesundheitsrisiken und die Versorgungssicherheit. Die Analyse der Windstromerzeugung hinsichtlich dieser Größen zeigt im wesentlichen folgendes:

- Bei verstärkter Nutzung der Windenergie steigt der gesamte Materialbedarf, der je GWh erzeugter elektrischer Energie aufzuwenden ist, an.
- Werden die kumulierten Primärenergieaufwendungen der vorgelagerten Prozeßkette beispielsweise bei der Steinkohle mitberücksichtigt, so können durch eine Windkraftnutzung im Vergleich zur ausschließlichen Steinkohleverstromung die primärenergetischen Erntefaktoren erhöht werden, während die primärenergetischen Amortisationszeiten für die Herstellung näherungsweise gleich bleiben.

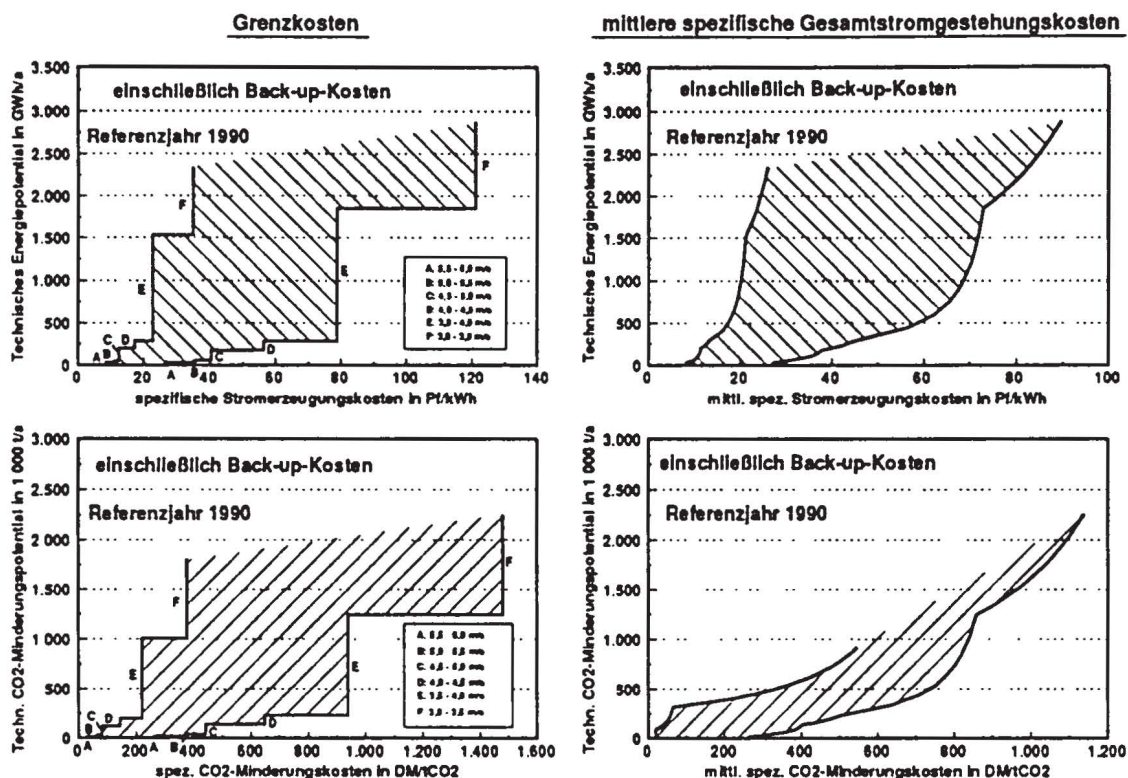


Abbildung 0.1: Kosten-Potential-Kurven (oben Stromerzeugungspotentiale, unten Substitution von Steinkohle in einem modernen Steinkohlekraftwerk) einer windtechnischen Stromerzeugung in Baden-Württemberg

- Durch eine Integration windtechnischer Leistung in den konventionellen Kraftwerkspark können die Emissionen an SO_2 , NO_x , Staub und CO_2 vermindert werden. Dies gilt auch unter Berücksichtigung der mit der Anlagenherstellung verbundenen Emissionen.
- Die Windenergienutzung ist mit einem nicht unwesentlichen Flächenbedarf verbunden. Dabei muß aber berücksichtigt werden, daß der größte Teil der von Windparks genutzten Fläche einer landwirtschaftlichen Nutzung nach wie vor offen steht.
- Die Risikoanalyse zeigt, daß sich die Gesundheitsrisiken insgesamt durch die verstärkte Nutzung der Windenergie vermindern. Im Vergleich zur Steinkohleverstromung liegt die Ursache vor allem in der verringerten Steinkohleförderung, die mit vergleichsweise hohen Gesundheitsrisiken verbunden ist.
- Windstrom wird dargebotsabhängig erzeugt. Der Beitrag zur gesicherten Leistung ist damit gering. Unter baden-württembergischen Windverhältnissen kann bei weiträumiger Anlagenverteilung von einer gesicherten windtechnischen Leistung (die Leistung regenerativer Stromerzeugungsanlagen, die mit einer Wahrscheinlichkeit von 97 % immer zur Verfügung steht) zwischen 4 und 8 % ausgegangen werden.

Damit zeigt die Untersuchung insgesamt, daß die Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung auch in Baden-Württemberg an günstigen Standorten ökonomisch vertretbar und unter Umweltgesichtspunkten zumindest im Vergleich zur Verbrennung von Steinkohle vorteilhaft ist. Die zugehörigen Potentiale sind aber vergleichsweise klein. Damit kann die Stromerzeugung aus Windenergie in Baden-Württemberg immer nur einen kleinen Anteil an der elektrischen Energiebedarfsdeckung einnehmen.

1. Einleitung

Das Projekt "Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg" soll in zwei Phasen durchgeführt werden. Ziel der ersten Phase ist es - vorwiegend technologisch orientierte - Gutachten zu erstellen, die die Basis für die in der zweiten Phase zu erarbeitenden Szenarien bilden sollen.

Innerhalb des Gesamtrahmens ist es das Ziel dieses Gutachtens über die Windenergienutzung, die Möglichkeiten und Grenzen eine windtechnischen Stromerzeugung in Baden-Württemberg darzustellen und zu diskutieren. Gleichzeitig sollen die notwendigen technischen, ökonomischen, ökologischen und sonstigen Eckdaten für die in der zweiten Projektphase geplante Szenarioanalyse, deren Ausgangspunkt die politische Orientierung der CO₂-Emissionsminderung um 30 % im Zeitraum von 1987 bis 2005 ist, zur Verfügung gestellt werden.

Bezugsjahr für alle angenommenen technischen und ökonomischen Entwicklungen ist das Jahr 1990. Entsprechend den zeitlichen Vorgaben werden alle für die Szenarien wichtigen Eckdaten für die Referenzjahre 2005 und 2020 angegeben.

Im einzelnen wird zunächst eine Technikcharakterisierung entsprechend dem gegenwärtigen Stand der Technik durchgeführt (vgl. Kapitel 2). Anschließend werden die Wirtschaftlichkeitskenngrößen analysiert (vgl. Kapitel 3). Nach der Festlegung auf die technischen und ökonomischen Weiterentwicklungsmöglichkeiten im betrachteten Zeithorizont werden für die Referenzjahre (1990, 2005 und 2020) die Referenztechniken definiert (vgl. Kapitel 4).

Im nächsten Arbeitsschritt werden die Potentiale einer Windstromerzeugung in Baden-Württemberg analysiert (vgl. Kapitel 5). Auf der Grundlage verschiedener konventioneller Referenztechniken werden die korrespondierenden CO₂-Minderungspotentiale berechnet. Sie werden anschließend den jeweiligen Kosten gegenübergestellt (Kosten-Potential-Kurven).

Für eine umfassende Beurteilung der Vor- und Nachteile einer Stromerzeugung aus Windenergie reicht eine Wirtschaftlichkeits- und Potentialanalyse nicht aus. Weitere Beurteilungskriterien sind u. a. bilanzierbare Größen wie der Materialaufwand, der kumulierte Energieaufwand, die mit der Nutzung verbundenen Stoffströme sowie der Flächenbedarf und die Gesundheitsrisiken. Daher

werden einige dieser Größen für die Windstromerzeugung bestimmt, dargestellt und vor dem Hintergrund der vergleichbaren Größen einer Steinkohleverstromung diskutiert (vgl. Kapitel 6).

Damit stellt diese Untersuchung, indem belastbare Daten über den Stellenwert, den die Windenergienutzung in Baden-Württemberg aus energiewirtschaftlicher, ökonomischer und umweltrelevanter Hinsicht einnehmen kann, letztlich einen wichtigen Beitrag zur Versachlichung der Diskussion um die zukünftige Entwicklung einer klimaverträglicheren Energieversorgungsstruktur in Baden-Württemberg dar.

2. Technik der Windstromerzeugung

Im folgenden werden zunächst die wesentlichen technischen Grundlagen der Energiewandlung durch Windkraftanlagen erläutert. Anschließend wird auf die wichtigsten technischen Ausführungsformen eingegangen und daraus zuletzt eine allgemeine Technikcharakterisierung abgeleitet.

2.1 Physikalische und technische Grundlagen

Teile der im Wind enthaltenen Energie sind technisch mit Hilfe von Windkraftkonvertern nutzbar. Die bewegten Luftmassen werden dabei abgebremst, eine der Windgeschwindigkeitsverminderung entsprechende Energie in mechanische Energie umgewandelt und diese durch einen mechanisch-elektrischen Wandler letztlich in elektrische Energie transformiert (vgl. Abbildung 1). Der Rotor der Windturbine ist dabei über ein Getriebe mit einem Gleich- oder Wechselstromgenerator gekoppelt.

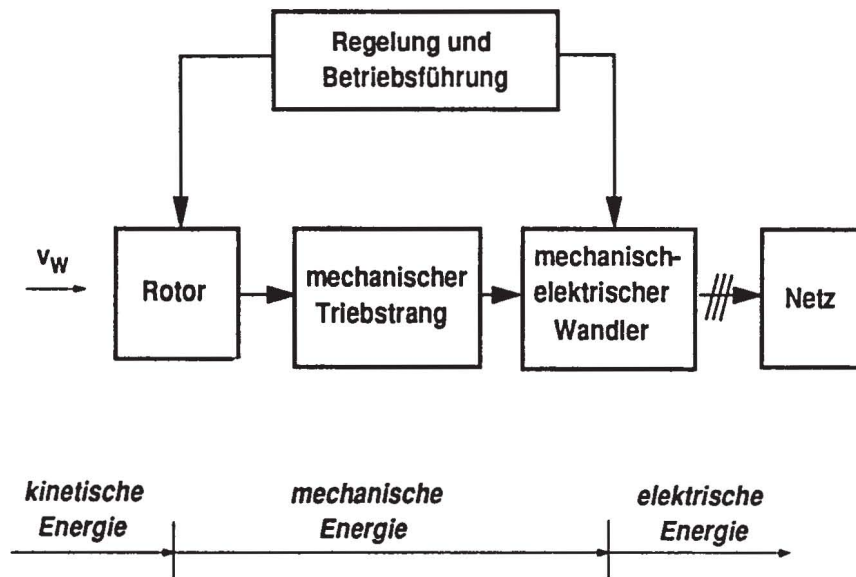


Abbildung 1: Systemelemente und Energieumwandlungskette einer Windkraftanlage /40/

Zur Quantifizierung der dem Wind entziehbaren Leistung kann die von dem Rotor überstrichene Fläche näherungsweise als senkrecht angeströmt betrachtet werden. Dann läßt sich das die Rotor-kreisfläche durchströmende Luftvolumen bestimmen und daraus die Leistung der nutzbaren Geschwindigkeitsdifferenz errechnen. Gleichung 1 beschreibt diesen Zusammenhang /14/. Entsprechend dieser Beziehung hängt die im Wind insgesamt enthaltene bzw. die technisch gewinnbare Leistung von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ab.

$$P_{\text{nutz}} = \frac{1}{4} \rho_L S_{\text{Rot}} (v_{W,1}^2 - v_{W,2}^2) (v_{W,1} + v_{W,2}) \quad (1)$$

mit:	P_{nutz}	Leistung der nutzbaren Geschwindigkeitsdifferenz
	ρ_L	Dichte der Luft
	S_{Rot}	angeströmte Rotorfläche
	$v_{W,1}$	Windgeschwindigkeit vor dem Rotor
	$v_{W,2}$	Windgeschwindigkeit hinter dem Rotor

Bei dieser Energiewandlung durch den Rotor können zwei Grundprinzipien unterschieden werden (vgl. Abbildung 2):

- das Widerstandsprinzip und
- das Auftriebsprinzip.

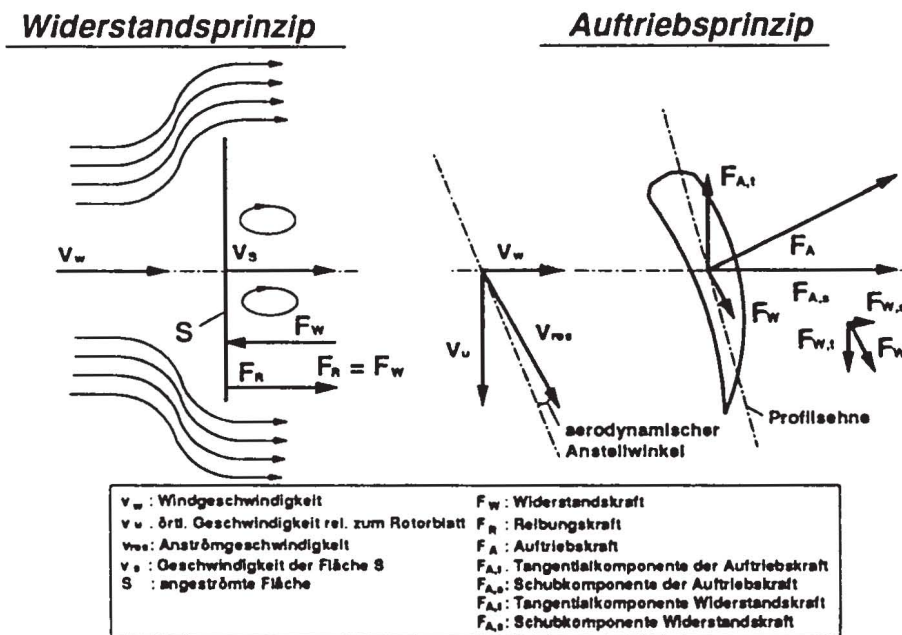


Abbildung 2: Widerstands- und Auftriebsprinzip

Das Widerstandsprinzip (vgl. Abbildung 2, links) ist die einfachste Art der Windenergieumwandlung. Die Luft trifft mit der Geschwindigkeit v_w auf eine Fläche S . Diese bewegt sich, bedingt durch die Reibungskraft F_R , mit einer bestimmten Geschwindigkeit v_s gegen den Luftwiderstand F_w . Dementsprechend bestimmt sich hier die Leistungsaufnahme aus dem Produkt aus der Widerstandskraft F_w und der Geschwindigkeit v_s des Widerstandskörpers.

In der Praxis wird dieses Prinzip aber kaum noch angewendet. Heutige Windkonverter basieren fast ausschließlich auf dem Auftriebsprinzip (vgl. Abbildung 2, rechts). Dabei überlagert sich die Windgeschwindigkeit v_w vektoriell mit der Bewegungsgeschwindigkeit v_u des Rotorblattes. Beim rotierenden Rotorblatt ist dies die Umfangsgeschwindigkeit an einem Blattquerschnitt in einem bestimmten Abstand zur Drehachse. Die entstehende Luftkraft wird zerlegt in eine Komponente in Richtung der Anströmgeschwindigkeit, die Widerstandskraft F_w , und eine zweite Komponente senkrecht zur Anströmgeschwindigkeit, die Auftriebskraft F_A . Diese läßt sich wiederum zerlegen in eine Komponente $F_{A,t}$ in der Drehebene des Rotors und eine zweite Komponente $F_{A,s}$ senkrecht zur Drehebene. Die auch Tangentialkomponente genannte Größe $F_{A,t}$ ist - wird noch die entgegengesetzt gerichtete Tangentialkomponente der Widerstandskraft $F_{w,t}$ mit berücksichtigt - für das Antriebsmoment des Rotors verantwortlich, während $F_{A,s}$ den Rotorschub erzeugt.

Demnach gibt es auch beim Auftriebsprinzip eine Widerstandskraft. Ihre Größe ist aber im Vergleich zur Auftriebskraft klein. Das Verhältnis von Auftriebskraft zu Widerstandskraft wird als Gleitzahl E bezeichnet /14/. Es erreicht bei modernen Profilen Werte bis 200.

Nach Gleichung 1 kann nicht die gesamte im Wind enthaltene Leistung technisch genutzt werden; physikalisch gesehen ist eine Abbremsung der bewegten Luftmassen durch den Rotor auf null und damit ein vollständiger Entzug der im Wind enthaltenen Energie nicht möglich (d. h., die Luftmassen hinter dem Rotor müssen abtransportiert werden). Deshalb existiert eine maximale physikalische Obergrenze des Teils der im Wind enthaltenen Energie, der theoretisch durch ideale Windkraftanlagen gewinnbar wäre.

Die für die Beschreibung dieser Zusammenhänge notwendigen theoretischen Grundlagen wurden bereits vor ca. 60 Jahren von Betz /3/ veröffentlicht. Bei der Herleitung wird eine ideale verlustlose Strömung vorausgesetzt. Die wesentlichen Erkenntnisse der Betzschen Theorie, die unabhängig von einer näheren Beschreibung des Windenergiewandlers gelten, lassen sich kurz wie folgt zusammenfassen /14/:

- Die einem Windstrom durch einen Energiewandler entziehbare mechanische Leistung steigt mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit.
- Die Leistung nimmt linear mit der Querschnittsfläche des durchströmten Wandlers zu, steigt also quadratisch mit dem Durchmesser.

- Das Verhältnis von entziehbarer mechanischer Leistung zu der im Wind enthaltenen Leistung ist auch bei idealer und verlustloser Umwandlung auf $16/27$ begrenzt. Es können also nur knapp 60 % der Windenergie eines bestimmten Querschnittes in mechanische Arbeit umgewandelt werden. Dieser maximale theoretische Leistungsbeiwert wird auch als Betz-Leistungsbeiwert bezeichnet.
- Die angesprochene Obergrenze hängt auch von dem Verhältnis $v_{w,2}/v_{w,1}$ ab ($v_{w,2}$ ist dabei die Windgeschwindigkeit nach dem Rotor, $v_{w,1}$ die Windgeschwindigkeit vor dem Rotor). Der Betz-Leistungsbeiwert wird demnach dann maximal, wenn ein Geschwindigkeitsverhältnis von $1/3$ erreicht wird.

Gegenwärtig käufliche Windenergiekonverter können nur rund 40 bis 50 % der im Wind enthaltenen Energie nutzbar machen [14, 29]. Der Unterschied zwischen dem idealen Wirkungsgrad und den derzeit tatsächlich erreichbaren Werten liegt in den vielfältigen Verlusten begründet, durch die eine technisch realisierbare Anlage gekennzeichnet ist. Die tatsächlich am Generatorausgang einer Windkraftanlage abnehmbare elektrische Leistung aus der im Wind enthaltenen Leistung unter Berücksichtigung der aerodynamischen, mechanischen und elektrischen Verluste berechnet sich daher nach Gleichung 2.

$$P_{el} = \eta_A \eta_{mech} \eta_{el} P_{nutz} \quad (2)$$

mit:	P_{el}	elektrische Leistung am Generatorausgang
	η_A	aerodynamischer Wirkungsgrad
	η_{mech}	mechanischer Wirkungsgrad
	η_{el}	elektrischer Wirkungsgrad
	P_{nutz}	Leistung der nutzbaren Geschwindigkeitsdifferenz

Die aerodynamischen Verluste ergeben sich aufgrund der innerhalb der gesamten vom Rotor überstrichenen Fläche nie optimalen Flügelform und den daraus resultierenden Energieverlusten. Der Leistungsbeiwert, abhängig von der Drehzahl des Konverterrotors, beschreibt damit den Anteil der im Luftstrom enthaltenen Leistung, der ihm mechanisch entzogen werden kann.

Die mechanischen Verluste ergeben sich im wesentlichen aus der verlustbehafteten Übertragung der Leistung im Übersetzungsgetriebe und den Reibungsverlusten in Lagern und Dichtungen der Rotorwelle. In den elektrischen Verlusten sind die Übertragungsverluste im elektrischen Generator (zwischen Ständer und Läufer) und die Leitungsverluste im Netz des Schleifringläufers enthalten.

Dazu zählen außerdem die Energieaufwendungen, für die Hilfs- und Nebenaggregate (z. B. für Regelung oder Betriebsführung), sofern die dafür notwendige elektrische Arbeit der Windkraftanlage selber entnommen wird.

Der Leistungsbeiwert ist damit im wesentlichen von der Rotorform abhängig und somit bei verschiedenen Anlagentypen z. T. sehr unterschiedlich. Dies geht aus Abbildung 3 hervor /14/; hier sind die $c_p(\lambda)$ -Kennlinien von Windrotoren verschiedener Bauart dargestellt, also der Leistungsbeiwert c_p gegen die Schnellaufzahl λ aufgetragen. Die Kenngröße λ ist definiert als das Verhältnis der Umlaufgeschwindigkeit des Rotors an der äußeren Flügelspitze zur Windgeschwindigkeit bei freier Luftströmung /29/. Die Parameter, die diese, für jede Windkraftanlage typische, Kennlinie hauptsächlich bestimmen, sind /29/

- die Anzahl der Rotorblätter,
- die Tiefenverteilung der Rotorblätter (Grundriß),
- die aerodynamischen Profileigenschaften und
- der Verwindungslauf der Rotorblätter.

In der Abbildung 3 werden die großen Unterschiede in den Leistungsbeiwerten der dargestellten Rotorbauarten deutlich. Insbesondere gehen aus der Abbildung 3 die Vorteile der moderneren Schnellläufer (also Windkraftanlagen mit hohen Drehzahlen und in der Regel wenigen Rotorblättern, z. B. Ein-, Zwei- oder Dreiblattrotor oder Darrieusrotor) im Vergleich zu den Langsamläufers (mit geringen Drehzahlen und großer Blattanzahl z. B. Holländer-Windmühlen, amerikanische Westernrotor) hervor. Dabei liegt der Vorteil nicht nur in der jeweils erreichbaren Höhe des maximalen Leistungsbeiwertes, sondern auch in dem flacheren Kurvenverlauf der $c_p(\lambda)$ -Kennlinien. Dieser führt dazu, daß bei Schnellläufern Abweichungen von der idealen Schnellaufzahl λ nur zu einer geringfügigen Abnahme des Leistungsbeiwertes führt. Die modernen Zwei- oder Dreiblattrotoren erzielen nach dem derzeitigen Stand der Technik die höchsten Wirkungsgrade /31/.

2.2 Allgemeine Leistungscharakteristik von Windkraftanlagen

Für Berechnungen der Leistungsabgabe in Zeiträumen $\Delta t \gg 1s$ kann die Leistungscharakteristik einer Windkraftanlage durch eine stationäre Leistungskennlinie angenähert werden. Sie beschreibt die Abhängigkeit der vom Generator momentan abgegebenen elektrischen Leistung von der

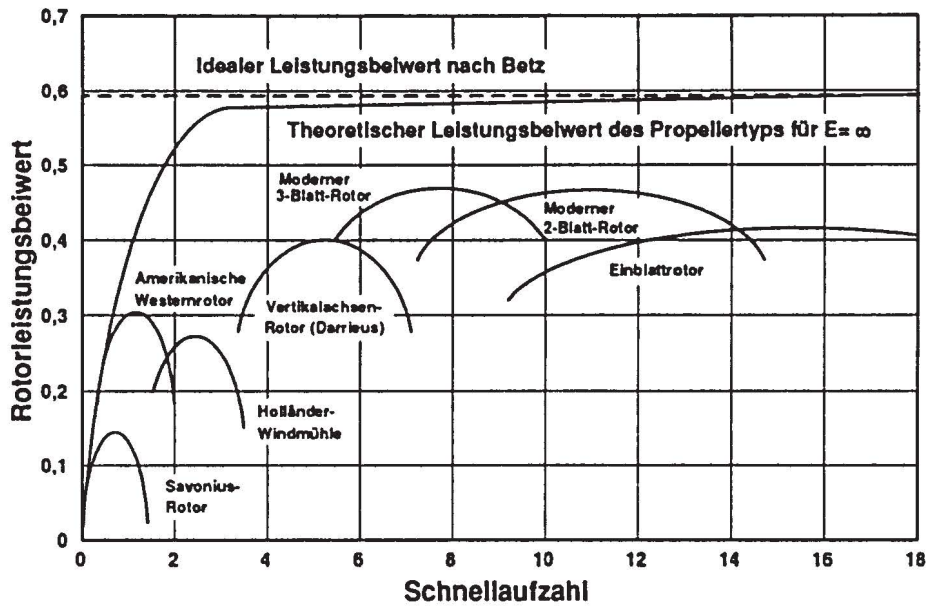


Abbildung 3: $c_p(\lambda)$ -Kennlinien von Windkraftanlagen unterschiedlicher Bauart

jeweils aktuellen Windgeschwindigkeit. Dabei wird im Regelfall die Nettoleistung gemessen, d. h., der Eigenverbrauch ist in der Leistungskennlinie bereits enthalten.

Bei technischen Ausführungsformen von Windkraftanlagen lassen sich bei dieser Leistungskennlinie grundsätzlich vier verschiedene Phasen unterscheiden (vgl. Abbildung 4):

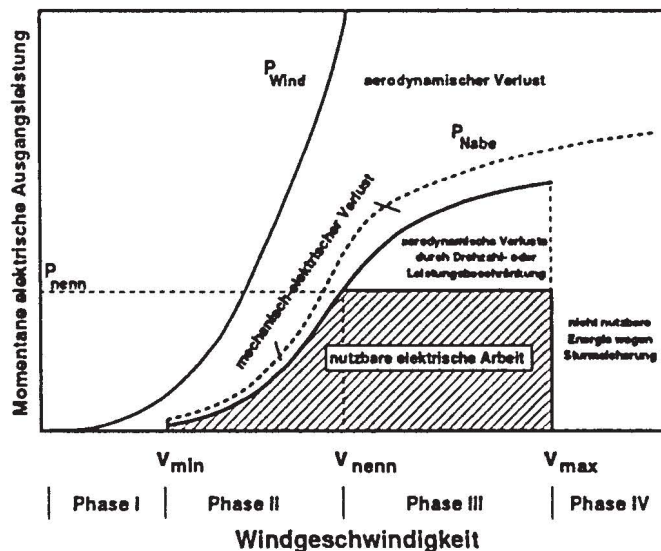


Abbildung 4: Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und der am Generator abnehmbaren Leistung bei Windkonvertern

Phase I:

Liegt die Windgeschwindigkeit unterhalb einer anlagenspezifischen Mindestwindgeschwindigkeit, läuft die Anlage nicht an. Die in der nutzbaren Geschwindigkeitsdifferenz enthaltene Energie reicht nicht aus, die Reibungs- und Trägheitskräfte der Anlage zu überwinden. Am Generatorausgang wird damit keine elektrische Leistung abgegeben (vgl. Gleichung 3):

$$P_{el} = 0 \quad \text{für} \quad v_W < v_{min} \quad (3)$$

mit: P_{el} vom Generator abgegebene momentane elektrische Leistung
 v_W momentane Windgeschwindigkeit
 v_{min} Anlaufwindgeschwindigkeit

Phase II:

Steigt die Strömungsgeschwindigkeit der Luft über die Anlaufwindgeschwindigkeit, läuft die Anlage an und gibt elektrische Energie ab. In Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit steigt die am Generatorausgang abnehmbare elektrische Leistung. In diesem Geschwindigkeitsbereich gilt Gleichung 2. Sie hat so lange Gültigkeit, bis die Nennleistung P_{nenn} des in der Anlage installierten Generators und damit die Maximalwindgeschwindigkeit des Konverters erreicht wird.

Phase III:

Aufgrund der Leistungsbeschränkung der Anlage darf die vom Rotor aufgenommene Leistung nicht die installierte Generatorleistung übersteigen. Deshalb wird auch bei einem Windenergieangebot, das eine über der installierten Leistung liegende Energieaufnahme erlauben würde, durch entsprechende Regelung nur die Generatorleistung von der Rotorachse an den Generator abgegeben. In diesem Windgeschwindigkeitsbereich entspricht somit die abgegebene der installierten Leistung (vgl. Gleichung 4).

$$P_{el} = P_{nenn} \quad \text{für} \quad v_{nenn} \leq v_W \leq v_{max} \quad (4)$$

mit: P_{el} vom Generator abgegebene momentane elektrische Leistung
 P_{nenn} installierte Generatorleistung
 v_{nenn} Nennwindgeschwindigkeit des Konverters
 v_W momentane Windgeschwindigkeit
 v_{max} Abschaltwindgeschwindigkeit des Konverters

Phase IV:

Übersteigt die Windgeschwindigkeit eine von Anlagenbauart und -typ abhängige obere Geschwindigkeitsgrenze, muß der Konverter zur Vermeidung einer mechanischen Zerstörung abgeschaltet werden. Unter diesen Witterungsbedingungen wird ebenfalls keine elektrische Leistung abgegeben (vgl. Gleichung 5).

$$P_{el} = 0 \quad \text{für} \quad v_w > v_{max} \quad (5)$$

mit: P_{el} vom Generator abgegebene momentane elektrische Leistung
 v_w momentane Windgeschwindigkeit
 v_{max} Abschaltwindgeschwindigkeit des Konverters

2.3 Möglichkeiten der Leistungs- und Drehzahlregelung

Windkraftanlagen benötigen i. allg. Regel- und Steuereinrichtungen zur Begrenzung der Rotordrehzahl und der Leistung, um die Anlage vor Überlast bei starkem Wind oder bei Störfällen zu schützen. Dabei muß die Regelung so ausgelegt sein, das zwar kurzfristige Überleistungen in einem bestimmten begrenzten Bereich erlaubt sind, eine dauerhafte Überlast aber ausgeschlossen ist.

Grundsätzlich ist dabei zu unterscheiden zwischen der Leistungs- und der Drehzahlregelung. Besteht ein fester Zusammenhang zwischen Leistung und Generator-drehzahl, erfolgt eine Leistungsregelung. Dies ist z. B. bei der direkten Frequenzregelung (direkte Netzkopplung eines Asynchron- oder Synchrongenerators) des Generators durch das Netz gegeben. Ist dagegen der Zusammenhang zwischen Leistung und Drehzahl veränderbar, ist die Drehzahl zu kontrollieren, um Überdrehzahlen zu vermeiden. Dies trifft z. B. beim netzgekoppelten Betrieb über einen Wechselrichter zu.

Zwei prinzipiell gebräuchliche Regelungsarten für die Begrenzung der aus dem Wind aufzunehmende Leistung gibt es. Beide beschränken die Leistungsaufnahme des Rotors mit aerodynamischen Mitteln. Dabei handelt es sich um die

- Stall-Regelung und
- die Pitch-Regelung.

Bei der *Stall-Regelung* kommt es durch einen passiven Strömungsabriß entlang des Rotorblattes zur Verminderung des Auftriebs und damit zur Erhöhung des Widerstandes des Rotorblattes. Bei normalen Betriebszuständen wird der Auftrieb am Rotorblatt durch eine am Profil anliegende Strömung erreicht. Bleibt die Rotordrehzahl aufgrund der Netzführung konstant und steigt gleichzeitig die Windgeschwindigkeit an, wird der Anstellwinkel des Blattprofils zum Wind größer, bis sich die Strömung auf der Blattoberseite vom Profil ablöst (Stall). Die Vorteile einer derartigen Stall-Regelung sind die niedrigen Wartungskosten, die vergleichsweise geringen Leistungsschwankungen und der relativ einfache Aufbau der Nabe. Genereller Nachteil ist, daß eine Stall-Regelung eine zuverlässige und teure Betriebsbremse nach sich zieht, hohe aerodynamische Belastungen an den Blättern sowie zusätzlich hohe dynamische Beanspruchungen in der Maschine und Turm gegeben sind. Der Rotor läuft außerdem aus dem Stillstand windbedingt nur schlecht an. Schließlich wird bei geringeren Luftdichten (also in höheren Lagen), die Nennleistung nicht mehr erreicht. Aufgrund dieser Nachteile wird die Stall-Regelung bei heutigen Anlagen praktisch nur noch bei Konvertern bis ca. 100 kW-Nennleistung angewendet.

Bei der *Pitch-Regelung* wird das Blatt aktiv durch den Blattverstellmechanismus gedreht. Damit kann der Anströmwinkel kontinuierlich so verändert werden, daß die Leistungsaufnahme des Rotors im gewünschten Maße beeinflußt wird. Im Regelfall kann dabei das Blatt vom Anstellwinkel 0 (Betriebswinkel) bis zur Fahnenstellung (90 bis 100 Grad) verstellt werden /29/. In der letztgenannten Stellung ist das Blatt dann wie ein Fahne mit dem Wind ausgerichtet und kann deshalb nur ein kleines oder gar kein Moment auf die Rotornabe ausüben. Durch den notwendigen Blattverstellmechanismus und die damit verbundene Regelungseinheit ist die Pitch-Regelung insgesamt wesentlich aufwendiger. Sie vermeidet aber weitgehend die bei der Stall-Regelung auftretenden Nachteile und findet deshalb bei mittleren und größeren Anlagen im Regelfall Anwendung.

2.4 Stand der Windkonvertertechnik

Das Spektrum der technischen Ausführungsformen konkreter Windkraftanlagentypen ist groß. Die Klassifizierung kann nach unterschiedlichen Kriterien erfolgen. Dies können z. B. sein:

- Stellung der Rotorachse (horizontal, vertikal),
- Anzahl der Rotorblätter (Ein-, Zwei-, Drei- oder Mehrblattrotoren),
- Schnellläufigkeit (Langsam- oder Schnellläufer),

- Rotordrehzahl (konstant oder variabel),
- Art des Generators (Synchron- oder Asynchrongenerator oder Gleichstromgenerator mit Wechselrichter).

Von der Vielzahl der möglichen Anlagen kommen aber derzeit und auch in mittelfristiger Zukunft im wesentlichen nur zwei Anlagentypen für eine netzgekoppelte Stromerzeugung in Frage. Neben den Vertikalachsenkonvertern (Darrieus-Rotor, Savonius-Rotor, H-Rotor), die derzeit aufgrund vergleichsweise geringer Wirkungsgrade nur eine sehr begrenzte Verbreitung gefunden haben und auf die im folgenden deshalb nicht näher eingegangen wird, werden Horizontalachsenanlagen (Dreiblatt- und Zweiblattrotoren) angeboten. Dieses Anlagenkonzept, das sich derzeit weltweit weitgehend durchgesetzt hat, ist mit seinem prinzipiellen Aufbau in Abbildung 5 dargestellt. Demnach besteht eine netzgekoppelte Windkraftanlage - und dies gilt nicht nur für die den dargestellten Typ Horizontalachsenkonverter, sondern gleichermaßen für Vertikalachsenkonverter - immer aus den Bestandteilen

- Rotorblätter,
- Rotornabe,
- Getriebe,
- Generator,
- Turm,
- Fundament und
- Netzanschluß.

In Abhängigkeit vom Windkraftanlagentyp können weitere Komponenten hinzukommen oder u. U. auch einzelne der genannten Systemelemente fehlen. Wird beispielsweise die Windkraftanlage nur zur Erzeugung mechanischer Energie genutzt (Wasserpumpen), entfallen Generator und elektrische Regelungseinrichtungen und u. U. das Getriebe.

2.4.1 Rotor

Der eigentliche Windenergiewandler wird bei einer modernen Windkraftanlage als der "Rotor" bezeichnet. Der Rotor besteht aus einem oder mehreren Rotorblättern und der Rotornabe. An den Rotorblättern findet die eigentliche Umwandlung der im Wind enthaltenen kinetischen Energie in rotatorische Energie in der Regel nach dem Auftriebsprinzip (vgl. Kapitel 2.1) statt. Gleichzei-

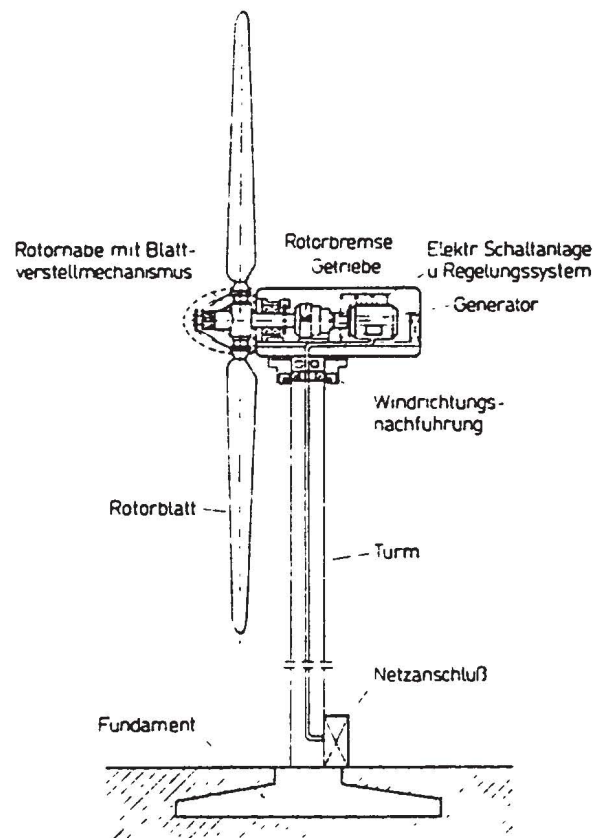


Abbildung 5: Schematische Darstellung einer Horizontalachsen-Windkraftanlage /14/

tig sind innerhalb der gesamten Umwandlungskette von kinetischer in elektrischer Energie an den Rotorblättern auch die höchsten Umwandlungsverluste gegeben. Der die Wandlung von kinetische in rotatorische Energie beschreibende aerodynamische Wirkungsgrad liegt bei heute üblichen Rotoren innerhalb einer Bandbreite von etwa 40 bis maximal 50 %.

Die Anzahl - und auch die Form - der Rotorblätter hängt vom gewünschten Einsatzzweck der Windkraftanlage ab. Soll ein hohes Drehmoment erzeugt werden, muß die Rotorkreisfläche eine hohe Blattdichte aufweisen, so wie es bei den amerikanischen vielblättrigen Wasserpumpen der Fall ist. Heutige Windkraftanlagen werden meist für die Stromerzeugung konzipiert, d. h., sie sind mit schnellaufenden Generatoren verbunden. Zur Vermeidung hoher Getriebeübersetzungen ist es das Ziel, die Rotoren möglichst schnell rotieren zu lassen. Um bei hohen Schnellaufzahlen eine möglichst optimale Windgeschwindigkeitsverminderung zu erreichen, sind dann Rotoren mit möglichst wenigen und möglichst schmalen Rotorblättern erforderlich. Aus diesem Grund verfügen heutige moderne Anlage über ein bis drei Rotorblätter. Zusätzlich zur Verminderung

der Getriebeübersetzung hat dies auch den Vorteil, daß durch die Verminderung der Blattanzahl Material und damit in der Regel Kosten eingespart werden. Bei Zweiblattrotoren ist außerdem eine gelenkige Blattaufhängung in Form einer Pendelnabe möglich /29/.

Der Dreiblattrotor stellt gewissermaßen einen Kompromiß dar, denn er ist der Rotor mit der geringsten Blattanzahl, der noch dynamisch einfach zu beherrschen ist. Das Trägheitsmoment eines Dreiblattrotors ändert sich während des Umlaufs nicht, damit ergeben sich geringere schwingungsdynamische Probleme als beispielsweise beim Zweiblatt- oder Einblattrotor.

Als Materialien für die *Rotorblätter* (vgl. Abbildung 5) kommen Kunststoff, Aluminium, Titan, Stahl und Holz in Frage. Mit Abstand am häufigsten wird allerdings bei den heutigen Rotoren Kunststoff verwendet. Dabei handelt es in der Regel um Faserverbundmaterial mit Glas-, Kohle- oder Aramidfasern. Kenngrößen, die für die Materialauswahl herangezogen werden, sind vor allem das spezifische Gewicht, die zulässige Bruchspannung, das Elastizitätsmodul, die Bruchfestigkeit und die Dauerfestigkeit. Letzlich mitentscheidend sind aber vor allem die aus diesen technischen Beurteilungskenngrößen resultierenden Material-, die Herstell- und die damit verbundenen Entwicklungskosten.

Heutige Rotorblätter haben üblicherweise Längen von ca. 5 bis maximal 30 m. Daraus resultieren Rotorflächen von 80 bis etwa 2 900 m².

Die Verbindung der Rotorblätter mit der Rotorwelle erfolgt über die *Rotornabe* (vgl. Abbildung 5). Bei Anlagen mit Blattverstellmechanismus enthält sie auch die Blattverstellwinkelregelung, die Blattlager und den Blattverstellmechanismus (vgl. Kapitel 2.4.2). Als Nabenmaterial bzw. die damit verbundene Bauausführung kommen im wesentlichen geschweißte Stahlblechkonstruktionen, Stahlgußkörper oder Schmiedeteile in Frage. Bei den möglichen Nabenbauarten wird zwischen

- der starren Nabe,
- der Pendelnabe und
- der Schlag- und/oder Schwenkgelenknabe

unterschieden. Starre Naben werden i. allg. beim Dreiblattrotor verwendet. Vorteile sind der geringe Herstellungsaufwand, die Wartungsarmut und der geringe Verschleiß. Nachteile sind die

relativ hohen Belastungen der Rotorblätter und der nachfolgenden Maschinenteile. Dies kann allerdings zumindest teilweise durch den Einbau eines Konuswinkels für die Blätter vermieden werden.

Die Pendelnabe ist eine halbstarre Nabe, die ausschließlich bei Zweiblattroten Anwendung findet. Durch die Pendelaufhängung werden die aus ungleichmäßigen Anströmverhältnissen resultierenden Belastungen der Rotorblätter durch entsprechendes Auspendeln reduziert. Außerdem ist das Massenträgheitsmoment im Vergleich zum Dreiblattroter insgesamt geringer und unterliegt nur kleinen zyklischen Schwankungen.

Die Rotorblätter können auch einzeln mit Hilfe von Schlaggelenken an der Nabe befestigt werden. Damit ist diese Aufhängungsart unabhängig von der Anzahl der Blätter. Werden die Rotorblätter so aufgehängt, daß sie völlig unabhängig voneinander sind, sind die Blätter in ihrer Einspannung in Schlagrichtung biegemomentenfrei [29]. Das Gelenk muß dann nur noch die Fliehkräfte aufnehmen und das Drehmoment übertragen. Durch Schwenkgelenke wird zusätzlich noch eine Verminderung des Blattanschlußmomente, die durch das Eigengewicht der Rotorblätter verursacht werden, erreicht. Nachteil der Schlag- und Schwenkgelenke ist der vergleichsweise hohe Herstellungs- und auch Wartungsaufwand.

2.4.2 Blattverstellmechanismus

Größere Windkraftanlagen verfügen praktisch ausnahmslos über eine Blatteinstellwinkelregelung (vgl. Abbildung 5). Ihre vorrangige Aufgabe ist die Verstellung des Blatteinstellwinkels zur Leistungs- und Drehzahlregelung. Daneben ist sie auch dafür zuständig, die Rotorblätter bis zur Fahnenstellung verstellen zu können, um den Rotor zum Stillstand zu bringen. Die wesentlichen Komponenten sind die Rotorblattlagerung, der Blattverstellantrieb, Stellglieder, die Energieversorgung sowie u. U. ein Notverstellsystem.

Die *Rotorblattlagerung* ist notwendig, da die Rotorblätter um ihre Längsachse gedreht werden müssen. Sie wird i. allg. durch eine Wälzlagerung an der Blattwurzel verwirklicht. Teilweise existieren auch Rotorblätter, bei denen nur der äußere Blattbereich verstellbar ist. Dann muß die Lagerung in den entsprechenden Blattaußenbereichen erfolgen.

Als *Blattverstellantrieb* werden in den meisten Anwendungsfällen hydraulische Antriebe verwendet. Dabei befinden sich hydraulische Stellzylinder in der Rotornabe, die entweder direkt oder über Umlenkhebel die Drehbewegung herbeiführen. Meist wird die hydraulische Energieversorgung im Maschinenhaus untergebracht. Die Versorgungsleitungen müssen in diesem Fall durch das Getriebe und die hohle Welle in die Nabe geführt werden. Als Alternative sind auch elektromotorische Antriebe möglich. Diese sind zwar durch eine vergleichsweise große Steifigkeit und Präzision und damit durch geringere dynamische Probleme gekennzeichnet, die Regelbarkeit ist jedoch wesentlich aufwendiger zu realisieren.

Die Bauart der *Stellglieder* hängt sowohl von dem gewählten Antriebsaggregat als auch von der räumlichen Anordnung des Blattverstellantriebs im Maschinenhaus oder in der Rotornabe ab. Am einfachsten lassen sich direkt auf die Blätter wirkende hydraulische Stellzylinder realisieren. Sie sind damit Antriebsaggregate und Stellglieder in einem. Werden andere Verstellantriebe verwendet, müssen zusätzliche mechanische Stellglieder, wie z. B. Drehspindeln oder Zahnradgetriebe, eingesetzt werden.

Die *Energieversorgung* ist i. allg. stationär im Maschinenhaus untergebracht. Bei elektrischen Systemen wird der elektrische Strom über Schleifringe in die Nabe übertragen, bei hydraulischen Systemen ist eine Drehführung der Versorgungsleitung notwendig.

Das *Notverstellsystem* hat die Aufgabe, bei "Generatorabwurf" die Verstellung der Rotoren in Richtung Fahnenstellung zu ermöglichen, um ein "Durchgehen" des dann lastlosen Rotors zu vermeiden. Es findet vorrangig bei größeren Systemen Anwendung, während bei kleineren Anlagen eine Notbremse vorhanden ist.

Für den Betrieb des Blattverstellmechanismus ist ein bestimmter Energieaufwand notwendig. Er liegt im Mittel bei etwa 2 % der vom Generator abgegebenen elektrischen Arbeit.

2.4.3 Getriebe

Die Notwendigkeit des Getriebes (vgl. Abbildung 5) ergibt sich aus der Tatsache, daß im Generator entsprechend dem 50 Hertz Netz eine schnellumlaufende Welle benötigt wird. Im Vergleich dazu liegen die Umdrehungszahlen der Rotoren selbst bei Schnellläufern im Bereich

von nur 15 bis 200 Umdrehungen je Minute. Daneben wird das Getriebe oft auch gleichzeitig als Hauptlager für den Rotor mitbenutzt.

Das Getriebe gehört zum Triebstrang der Anlage. Neben den bereits beschriebenen Elementen Rotornabe mit Blattverstellmechanismus und dem Getriebe gehört dazu die "langsame" und die "schnelle" Generatorantriebswelle. Diese Komponenten sind im Maschinenhaus der Anlage untergebracht.

Beim Getriebe selbst kommen ein- oder mehrstufige Stirnradgetriebe oder Planetengetriebe zur Anwendung. Vorteil des Stirnradgetriebes ist die Möglichkeit, bei Windkraftanlagen mit Blattverstellung mit dem Stellgestänge durch die Hauptwelle hindurch die Rotornabe zu erreichen. Nachteil sind die größeren Baumassen und die in der Regel notwendige breitere Gondel. Im Gegensatz dazu sind Planetengetriebe kompakt und leichter gebaut und benötigen daher weniger Platz im Maschinenhaus. Allerdings besteht bei ihnen nicht die einfache Möglichkeit, mit einem Blattverstellgestänge durch das Getriebe die Nabe zu erreichen.

Im Getriebe finden durch die Zahnradreibung Energieverluste statt, die sich in einer Wärmeabgabe und in Schallemissionen äußern. Heutige moderne Getriebe arbeiten allerdings mit hohem Übersetzungswirkungsgrad. Bei den in Windkraftanlagen eingesetzten Getrieben kann im Normalfall von einem Übersetzungswirkungsgrad von 95 bis 98 % ausgegangen werden.

2.4.4 Generator

Im Generator (vgl. Abbildung 5) findet die Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie statt. Generatoren heute üblicher Windkraftanlagen weisen Nennleistungen im Bereich von wenigen kW bis (in Ausnahmefällen) maximal 3 MW auf. Die in ihnen stattfindende Energieumwandlung findet dabei mit hohem Wirkungsgrad statt; übliche Generatoren haben, je nach Betriebslastbereich, elektrische Wirkungsgrade von zwischen 90 und 98 %.

Grundsätzlich können Windkraftanlagen zur Stromerzeugung mit einem Generator beliebiger Bauart ausgestattet werden. Liefert der Generator zunächst Gleichstrom oder Wechselstrom von unzureichender Qualität, kann die Forderung nach netzverträglichem Strom mit Hilfe nachgeschalteter Frequenzumrichter erfüllt werden.

Die beiden hauptsächlich eingesetzten Generatoren bei Windkraftanlage sind Synchrongeneratoren und Asynchrongeneratoren:

- *Asynchrongeneratoren* besitzen einen innen liegenden umlaufenden, von der schnellen Welle des Getriebes angetriebenen Läufer und einen außen liegenden feststehenden Stator. Dem Läufer muß zur Erzeugung und Aufrechterhaltung des Magnetfeldes ein Magnetisierungsstrom zugeführt werden. Dieser Blindstrombedarf ist leistungsabhängig; er kann im Netzbetrieb dem Netz entnommen werden.

Das im Stator umlaufende Feld besitzt eine andere Umlaufgeschwindigkeit als der Läufer. Die Differenz wird als Schlupf bezeichnet. Bei realen Asynchrongeneratoren nimmt der Nennschlupf, also der Schlupf im Nennbetriebspunkt des Generators, Werte zwischen 0,5 und 0,8 % an. Durch die Relativbewegung zwischen Läufer und umlaufendem Statorfeld wird ein elektrisches Feld induziert und auf diese Weise eine Spannung in der Läuferwicklung hervorgerufen. Das damit verbundene Feld des Läufers ergibt in der Wechselwirkung mit dem Feld des Stators die Kraftwirkung auf den Läufer.

- *Elektrische Synchrongeneratoren* besitzen ebenfalls einen Läufer (innen) und einen Stator (außen). Der Läufer wird über Schleifringe mit Gleichstrom erregt. Im Ständer wird eine Wechselspannung erzeugt. Die in der Ständerwicklung fließenden Ströme erzeugen das Ankerfeld, die gleichstromdurchflossene Läuferwicklung erzeugt das mit synchroner Drehzahl umlaufende Erregerfeld. Im Gegensatz zum Asynchrongenerator besitzen beim Synchrongenerator Statorfeld und Läufer die gleiche Umlaufgeschwindigkeit.

Der Synchrongenerator ist in der Regel durch geringfügig höhere Wirkungsgrade als der Asynchrongenerator gekennzeichnet. Als weiterer Vorteil kommt hinzu, daß er keine Blindleistung aus dem Netz benötigt. Dadurch ist eine Netzkopplung über Gleich- und Wechselrichter möglich, wodurch u. a. ein drehzahlvariabler Betrieb am starken Netz realisierbar ist. Dafür besitzt der Asynchrongenerator im Vergleich zum Synchrongenerator den Vorteil einer weicheren Netzankopplung durch den Schlupf, sowie eine einfachere Synchronisation mit dem Netz, da der Generator sich selbst in den synchronen Betrieb hineinzieht. Asynchrongeneratoren sind darüber hinaus im Regelfall billiger, robuster und wartungsärmer als Synchrongeneratoren.

2.4.5 Windrichtungsnachführung

Aufgabe der Windrichtungsnachführung (vgl. Abbildung 5) bzw. Azimutausrichtung ist es, die Maschinengondel entsprechend der jeweiligen Windrichtung möglichst optimal auszurichten. Ist daher ein Standort durch eine vorherrschende Windgeschwindigkeit gekennzeichnet, kann die Gondel auch starr auf dem Turm montiert sein; dementsprechend entfällt dann die Windrichtungsnachführung.

Dabei bildet die Windrichtungsnachführung den Übergang vom Maschinenhaus zum Turmkopf, da ihre Komponenten in beiden Systemelementen integriert sind.

Der *Stellantrieb* ist entweder hydraulisch oder elektrisch ausgeführt. Bei kleinen Anlagen dominieren unregelte elektrische Antriebsmotoren und bei Großanlagen sind die hydraulischen Stellantriebe in der Überzahl. Die Vorteile der Stellantriebe liegen in den geringeren Kosten, den kleineren Baugrößen und dem höheren Drehmoment bei vergleichbarem Bauaufwand. U. U. können bei hydraulischen Systemen aber die dynamischen Probleme größer sein als bei elektrischen Systemen. Die *Haltebremse* vermeidet, daß das Moment um die Drehachse nach erfolgter Nachführung von den Antriebsmotoren gehalten werden muß. Sie dient damit zur Schonung der Antriebsaggregate. Die *Verriegelungseinrichtung* dient zur Überbrückung längerer Stillstandszeiten, z. B. für Wartungsarbeiten. In der Regel reichen hier eine oder mehrere Haltebolzen aus. Das *Azimutlager*, auch Turmkopflager genannt, ist bei großen Anlagen ausnahmslos als Wälzlager ausgeführt. Bei kleinen Windkraftanlagen sind spezielle Lagerausführungen üblich, die über eine Drehhemmung verfügen. Teilweise kommen auch Gleitlager mit Gleitkörpern aus Kunststoff zur Anwendung. Das *Regelungssystem* schließlich ist für die Regelung- und Betriebsführung der Nachführung verantwortlich.

Für den Betrieb der Windrichtungsnachführung ist, wie auch für den Blattverstellmechanismus, ein bestimmter Energieaufwand notwendig. Er liegt im Mittel bei etwa 2 % der vom Generator abgegebenen elektrischen Arbeit.

2.4.6 Turm

Der Turm einer Windturbine mit horizontaler Achse (vgl. Abbildung 5) muß mehreren Anforderungen genügen. Seine Hauptaufgabe ist es, die Windenergienutzung in einer ausreichenden Höhe

zu gewährleisten und dazu die notwendigen statischen und dynamischen Belastungen des Triebstranges und des Maschinenhauses aufzunehmen. Die Mindesthöhe des Turms bestimmt sich aus dem Rotordurchmesser. Die darüber hinaus anzustrebende Turmhöhe richtet sich vorrangig nach den in der Umgebung des Standorts zu erwartenden mittleren Hindernishöhen. Mit zunehmender Höhe über Grund erreicht der Rotor Bereiche höherer Windgeschwindigkeit und kann damit am gleichen Standort mehr Energie im Jahr ernten. Da gleichzeitig mit steigender Turmhöhe auch die Turmkosten wachsen, ist ein Kompromiß zwischen gewünschter Höhe und noch akzeptablen Turmkosten zu finden. Heute übliche Turmhöhen liegen im Bereich von etwa 15 bis rund 60 m.

Neben den notwendigen statischen und dynamischen Eigenschaften sind die für den Transport notwendigen Abmessungen und Gewichte, die Aufrichtmethode, die Zugänglichkeit zur Gondel, seine Langzeiteigenschaften bezüglich Witterungseinfluß und Materialermüdung zu nennen.

Als Material für den Turm werden hauptsächlich Stahl und Beton eingesetzt. Als mögliche Bauausführungen kommen im wesentlichen

- die Gitterbauweise,
- die Betonbauweise,
- abgespannte Stahlrohtürme und
- freitragende Stahlrohtürme

in Frage.

2.4.7 Fundament

Das Fundament des Turmes wird von der Größe der Anlage und von den vorherrschenden Bodenverhältnissen bestimmt. Bei günstigen Bodenverhältnissen können im Normalfall Standardfundamente verwendet werden. Bei weichen sandigen Böden sind weit ausladende Flachgründungen vorzuziehen, bei festeren felsigen Untergründen kommen eher Tiefgründungen zur Anwendung /14/. Im ungünstigsten Fall sind Pfahlgründungen zu verwenden. Dies kann z. B. im Marschland an der Nordseeküste notwendig werden.

2.4.8 Netzanschluß

Windkraftanlagen können sowohl als Einzelanlagen als auch in Form von Windparks in das Netz der öffentlichen Versorgung eingebunden werden (vgl. auch Kapitel 2.5). In der Regel speisen Windkraftanlagen in das Mittelspannungsnetz ein. Übersteigt die installierte Leistung einer Anlage oder eines Parks rund 2 MW, ist zur Vermeidung von Netzinstabilitäten die Netzkopplung über eine eigene Leitung an die nächst gelegene Umspannstation notwendig /19/.

Als wesentliche Komponenten der Netzanbindung sind die Leitung der Windkraftanlage zum Transformator, der Transformator selbst, die Trafostation, sowie die Mittelspannungsanschlußleitung bis zur Netzkoppelstelle zu nennen. Die Windkraftanlage muß außerdem gegen das Netz abgesichert sein (allpolige Trennung). Zusätzlich müssen die allgemein üblichen Netzspezifikationen (Frequenzstabilität, zulässige Oberschwingungen, Kurzschlußspannung am Einspeisepunkt und Spannungsschwankungen etc.) erfüllt sein. Dazu sind u. U. zusätzliche Maßnahmen zur Begrenzung der Netzurückwirkungen zu treffen.

Auch bei der Einspeisung der vom Generator abgegebenen elektrischen Energie ins Netz entstehen Verluste. Sie werden vorrangig im Transformator durch Umwandlung in Wärme verursacht. Der "Einspeisewirkungsgrad" liegt bei etwa 98 bis 99 %.

2.5 Windparks

Windkraftkonverter können als Einzelanlagen an exponierten Stellen, beispielsweise in Mittelgebirgen (z. B. Windkraftanlage der Energie-Versorgung Schwaben (EVS) auf einer Hügelkuppe der Schwäbischen Alb), in einer reihenförmigen Anordnung (z. B. Aufstellung der Konverter entlang eines Deiches, wie im Windpark Nordfriesland) oder zusammengefaßt zu einer Gruppe (z. B. Aufstellung in hintereinander liegenden Reihen wie im Windpark Westküste) installiert werden. Dabei müssen bei den beiden letztgenannten Aufstellvarianten bestimmte, von den örtlichen Gegebenheiten abhängige Mindestabstände zwischen den einzelnen Anlagen eingehalten werden, damit die wechselseitige Abschattung der verschiedenen Konverter minimiert wird und für jede Anlage quasi ungestörte Windverhältnisse gegeben sind. Unter einer Abschattung werden dabei Effekte verstanden, durch die sich relativ nahe beieinander installierte Konverter gegenseitig den Wind "wegnehmen".

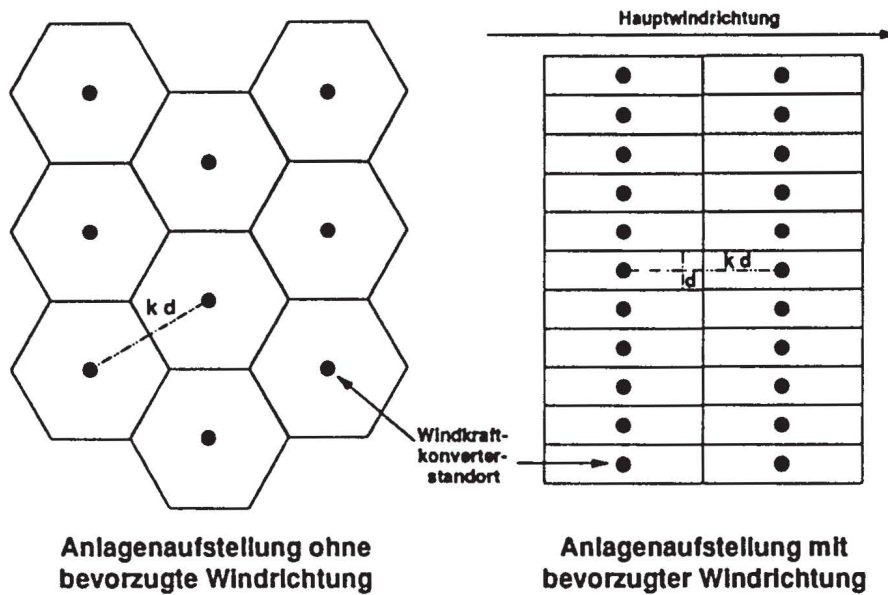


Abbildung 6: Grundsätzliche Möglichkeiten der Aufstellung von mehreren Windkraftanlagen auf einer begrenzten Gebietsfläche (d = Rotordurchmesser, k = Abstandsfaktor) /8/

Bezüglich der möglichen Aufstellanordnungen von mehr als einer Windkraftanlage auf einer begrenzten Gebietsfläche, mit denen sich derartige Effekte minimieren lassen, sind grundsätzlich zwei verschiedene Varianten möglich. Es kann eine Anlagenaufstellanordnung bei bevorzugter Windrichtung und eine zweite ohne eindeutige Luftströmungsrichtung unterschieden werden. Beide unter diesen Rahmenbedingungen möglichen optimalen Anordnungen der Windkraftkonverter sind in Abbildung 6 dargestellt. Demnach muß zur Minimierung von Abschattungseffekten zwischen den einzelnen Windkraftanlagen eine bestimmte Gebietsfläche eingehalten werden. Innerhalb dieser Fläche kommt es zu einem Ausgleich zwischen der durch den Energieentzug des Rotors verminderten Geschwindigkeit der strömenden Luftmassen und den ungestörten Luftströmungen; nach dem Überwinden dieses Abstandes kann deshalb bei der nächsten Anlage wieder von näherungsweise ungestörten Windverhältnissen ausgegangen werden. Der dazu notwendige Abstand zwischen den einzelnen Anlagen hängt ab von den meteorologischen, topografischen und sonstigen Bedingungen an den Anlagenstandorten und kann in weiten Bereichen variieren.

Ist standortbedingt eine bevorzugte Windrichtung gegeben und sind die topografischen Gegebenheiten für die Aufstellung von Windkraftanlagen günstig, können die Konverter in mehreren, hintereinander liegenden Reihen aufgebaut werden (vgl. Abbildung 6, rechte Seite). Da der Wind nur aus einer Richtung bläst, muß die Minimierung der Abschattungseffekte nur im Hinblick auf diese Hauptwindrichtung realisiert werden. Unter diesen Rahmenbedingungen kann die um eine

Windkraftanlage im Durchschnitt frei zu haltende Gebietsfläche näherungsweise durch ein Rechteck beschrieben werden, dessen absolut minimale Breite durch den Rotordurchmesser der Windkraftanlage und dessen Länge durch den Rotordurchmesser multipliziert mit einem standortabhängigen Abstandsfaktor beschrieben werden kann. In Abhängigkeit der jeweiligen Gegebenheiten vor Ort schwankt dieser Abstandsfaktor zwischen 6 und 15 /17, 35/. Liegt keine bevorzugte Windrichtung vor, müssen die Abschattungseffekte nach allen Richtungen minimiert werden. Unter diesen Gegebenheiten bietet es sich an, um jede Windkraftanlage eine kreisförmige Gebietsfläche freizuhalten, die näherungsweise durch ein regelmäßiges Sechseck beschrieben werden kann (vgl. Abbildung 6, linke Seite). Der Abstand zwischen den Mittelpunkten der jeweiligen Sechsecke wird ebenfalls durch den Rotordurchmesser multipliziert mit einem Abstandsfaktor beschrieben. Dieser Faktor variiert im Regelfall innerhalb einer vergleichbaren Bandbreite wie bei der Anlagenaufstellung mit bevorzugter Windrichtung (d. h. je nach den lokalen Gegebenheiten und den Windverhältnissen zwischen 6 und 15 /17, 35/). Werden diese für den jeweiligen Standort zu optimierenden Abstände zwischen den einzelnen Konvertern eingehalten, minimieren sich die Abschattungsverluste bei einer Optimierung der Platzausnutzung. Die immer noch gegebenen Verluste werden durch den Windparkwirkungsgrad beschrieben, der zwischen 90 und 98 % liegen kann.

3 Kosten der Windstromerzeugung

Zur Abschätzung der mit der Windenergienutzung verbundenen Aufwendungen werden im folgenden zunächst die variablen und fixen Aufwendungen von Windkraftanlagen ermittelt. Daraus errechnen sich in Abhängigkeit des meteorologischen Energieangebots die spezifischen Stromgestehungskosten.

3.1 Investitionen und Betriebskosten

Die Investitionen setzen sich aus den Aufwendungen ab Werk, den Kosten für Transport und Montage, für das Fundament und für die Netzanbindung sowie den sonstigen Kosten (u. a. Planungskosten, Wegekosten) zusammen. Der jährlich anfallende Betriebsaufwand ergibt sich im wesentlichen aus den Wartungs- und Instandhaltungskosten, eventuellen Pachtkosten für das Aufstellungsgelände und den Versicherungskosten.

Werden diese verschiedenen Komponenten für die Errichtung einer einzelnen Windkraftanlage zusammengestellt, ergeben sich die in Tabelle 1 dargestellten Gesamtaufwendungen /8, 22, 41/. Demnach sinken im Nennleistungsbereich von ca. 20 bis 500 kW auch bei zusätzlicher Berücksichtigung der Aufwendungen für den Transport und die Montage, für das Fundament (Standardfundament ohne Tiefgründung), für die Netzanbindung (erdverlegtes Kabel einer Länge von ca. 450 m) und für den sonstigen Aufwand mit steigender installierter Anlagenleistung die spezifischen Investitionen. Den angegebenen Bandbreiten in Tabelle 1 liegen die im folgenden erläuterten Zusammenhänge bzw. Annahmen zugrunde.

Tabelle 1: Mittlere spezifische Gesamtinvestitionen von Windkraftanlagen unterschiedlicher installierter elektrischer Leistung (Daten nach /8, 22, 41/ und eigene Berechnungen)

Anlagenklasse	Turmhöhe	Gesamtinvestitionen
20 - 50 kW	18 - 30 m	2 700 - 6 900 DM/kW
50 - 100 kW	18 - 40 m	2 600 - 5 900 DM/kW
100 - 200 kW	24 - 40 m	2 300 - 3 600 DM/kW
200 - 500 kW	28 - 50 m	2 000 - 2 700 DM/kW

Die spezifischen Investitionen für die Konverter ab Werk hängen - neben technik- und typspezifischen Unterschieden - im wesentlichen von der Anlagengröße ab. Bei Windkraftanlagen im Leistungsbereich bis 50 kW liegt der Aufwand zwischen 2 000 und 5 600 DM/kW, bei Anlagen mit installierten elektrischen Leistungen zwischen 50 und rund 100 kW zwischen etwa 1 950 bis 3 500 DM/kW. Bei mittelgroßen Windkraftanlagen (100 bis 500 kW) liegen die spezifischen Aufwendungen im Bereich von etwa 1 500 bis 2 600 DM/kW /8/. Anlagen im MW-Bereich existieren bislang nur als Prototypen. Hier sind daher nur grobe Kostenabschätzungen möglich. Für eine repräsentative 1,2 MW-Anlage kann von Anlagekosten ab Werk von 5 000 bis 6 000 DM/kW ausgegangen werden.

Ist der potentielle Standort mit genügend tragfähigen Wegen erschlossen, sind die Aufwendungen für Transport und Montage i. allg. in dem Anschaffungspreis ab Werk enthalten. Ist dies jedoch nicht der Fall, müssen für den Konvertertransport zum und die Anlagenmontage am gewünschten Standort rund 5 bis 6 % der Aufwendungen ab Werk veranschlagt werden /41/.

Da der Aufwand für das Fundament stark von den örtlichen Gegebenheiten abhängt, sind allgemeingültige Aussagen nur schwer möglich. Auf festem Untergrund ist beispielsweise im Regelfall eine Flachgründung ausreichend. Die Aufwendungen belaufen sich dann auf 150 bis 540 DM/kW. Bei Standorten mit ungünstigeren Bodenverhältnissen mit der dadurch bedingten Tiefgründung liegt die Bandbreite bei 200 bis 800 DM/kW. Im Regelfall ergibt sich eine Abnahme der spezifischen Kosten mit steigender installierter Leistung /8/.

Einzelstehende Windkraftanlagen werden im allg. über eine eigene Mittelspannungsleitungsverbindung zumindest an die nächstgelegene vorhandene Mittelspannungsleitung, bei Windparks mit drei und mehr Anlagen u. U. sogar an die Sammelschiene des nächsten Unterverteilers angeschlossen. Die Aufwendungen für das für die Netzanbindung zu verlegende Erdkabel belaufen sich auf rund 170 DM/m. Zusätzlich sind die Kosten für den Transformator sowie bei Windparks die Kabelkosten innerhalb des Windparks zu berücksichtigen. In Abhängigkeit der Gegebenheiten vor Ort liegen die Netzanbindungsaufwendungen meist bei rund 200 bis 330 DM/kW /8/.

- Neben diesen Investitionen fallen eine Reihe sonstiger Aufwendungen für Planung, Bodengutachten, Baugenehmigung und Geländeerschließung an. Von den gesamten Nebenkosten, die für das Fundament, den Netzanschluß und die sonstigen Aufwendungen anfallen, machen diese einen Anteil von rund 20 % aus /8/. Damit kann im Durchschnitt von etwa 5 % der Anlagekosten ab Werk ausgegangen werden.

Zusätzlich zu den in Tabelle 1 dargestellten Investitionen fallen beim Anlagenbetrieb weitere Aufwendungen an. Die jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten werden von den Herstellern mit 1 bis 2 % der Aufwendungen ab Werk angegeben. Für Versicherungen muß nach Herstellerangaben etwa 0,1 % der Investitionen ab Werk einkalkuliert werden. Außerdem fallen u. U. Pachtkosten für das Gelände an, auf dem die Windkraftanlage installiert wird /8/.

Bei den dargestellten Aufwendungen handelt es sich um einen repräsentativen Marktquerschnitt (Stand 1993). Hier werden zusätzlich drei Referenzanlagen betrachtet, deren spezifische Investitionen und Betriebsaufwendungen in der Tabelle 2 dargestellt sind. Im Normalfall reichen bei baden-württembergischen Bodenverhältnissen Flachfundamente aus. Die Kosten für die Anbindung an die nächste Mittelspannungsleitung oder an das nächste Umspannwerk wie auch - bei Windparks - die Netzkosten innerhalb des Windparks wurden für beispielhafte Standorte in Baden-Württemberg berechnet /1/. Damit spiegeln die in Tabelle 2 dargestellten Aufwendungen im Mittel die Gegebenheiten im Süd-West-Staat wider.

3.2 Spezifische Stromgestehungskosten

Entsprechend dem gemeinsamen Analyseraster /30/ werden die Kosten auf der Basis der Barwertmethode ermittelt. Die spezifischen Kosten je erzeugte kWh elektrische Energie werden dabei als finanzmathematische Durchschnittskosten ermittelt. Da die jährlich erzeugte Energie als über die Lebensdauer der Anlage näherungsweise als konstant angenommen wird, können die Durchschnittskosten auch über die Annuität ausgerechnet werden. Die reale Diskontrate wird mit 4 % und die technische Lebensdauer der Anlagen mit 20 Jahren unterstellt. Bei den Betriebskosten wird davon ausgegangen, daß sie über der Lebensdauer der Anlage real konstant bleiben.

Abbildung 7 zeigt die realen spezifischen Stromgestehungskosten für verschiedene Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit der installierten Leistung für derzeit marktgängige

Tabelle 2: Mittlere Investitionen und Betriebskosten für die Referenzanlagen an repräsentativen Standorten in Baden-Württemberg (Referenzjahr 1990)

Leistung	in kW	225	500	1 200
Verfügbarkeit	in %	95	95	80
Investitionen				
Aufwand ab Werk	in DM	475 000	856 000	6 300 000
Transport	in DM	24 000	43 000	315 000
Transformator etc. ¹	in DM	55 000 - 73 000	72 000 - 119 000	97 000 - 169 000
Netzanbindung ²	in DM	23 000 - 71 000	35 000 - 194 000	46 000 - 774 000
Fundament	in DM	43 000	77 000	420 000
Sonstiges	in DM	24 000	43 000	315 000
Summe	in DM	644 000 - 710 000	1 126 000 - 1 332 000	7 493 000 - 8 293 000
Betrieb, Wartung, Versicherung	in DM/a	12 000	17 000	126 000

¹ Kosten für Anlage am Einzelstandort oder im Windpark mit maximal 8 Anlagen.

² Entfernung zum Netz bei Einzelanlagen ca. 200 m, bei Windparks im Mittel 950 m, bei Anschlußleistung über 2 MW mittlere Entfernung zur Umspannstation 7 000 m.

Anlagen. Demnach nehmen die Stromgestehungskosten mit zunehmender installierter elektrischer Leistung deutlich ab. Dabei ist der Kostenrückgang bei installierten Leistungen zwischen 200 bzw. 300 und 500 kW im Regelfall nicht sehr deutlich ausgeprägt und zeigt z. T. auch schon eine geringfügig steigende Tendenz. Demnach sind Windkraftkonverter mit installierten Leistungen zwischen 100 und 300 kW deutlich kostengünstiger als Anlagen mit geringeren installierten Leistungen. Ursachen hierfür sind zum einen die deutlich niedrigeren spezifischen Investitionen und zum anderen die oft größeren Turmhöhen, die am gleichen Standort eine höhere jahresmittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe bedingen.

Nicht dargestellt ist in Abbildung 7 der Leistungsbereich von Großanlagen (Leistungsbereich von 1 MW und mehr), da diese Anlagen bislang nur als Prototypen verfügbar sind. Kostenrechnungen für die in Tabelle 2 betrachtete 1,2 MW Referenzanlage zeigen aber, daß die spezifischen Stromgestehungskosten derartiger Großanlagen derzeit deutlich über den spezifischen Kosten mittelgroßer Anlagen liegen.

In Baden-Württemberg kommen Standorte mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von mehr als 6 m/s praktisch nicht vor. Eine Ausnahme bildet der Feldberg im Schwarzwald (ca. 8 m/s im Jahresmittel), hier ist jedoch, da es sich um ein Naturschutzgebiet handelt, eine Konverterinstallation ausgeschlossen. An günstigsten Standorten kann in Baden-Württemberg von Geschwindigkeiten zwischen 5 und 6 ausgegangen werden, im Normalfall liegt die Windge-

schwindigkeit an potentiellen Anlagenstandorten aber eher im Bereich von 3 bis 5 m/s. Demnach kann in Baden-Württemberg unter den zugrundegelegten Randbedingungen bei den Referenzanlagen im Normalfall heute mit durchschnittlichen realen spezifischen Stromgestehungskosten zwischen etwa 18 und 40 Pf/kWh ausgegangen werden. In günstigsten Fällen sind auch Kosten im Bereich von 10 bis 15 Pf/kWh möglich. Sie liegen damit an für Baden-Württemberg optimalen Standorten nur geringfügig über den Brennstoffkosten konventioneller Kraftwerke. An den weniger günstigen Standorten liegen sie jedoch deutlicher darüber.

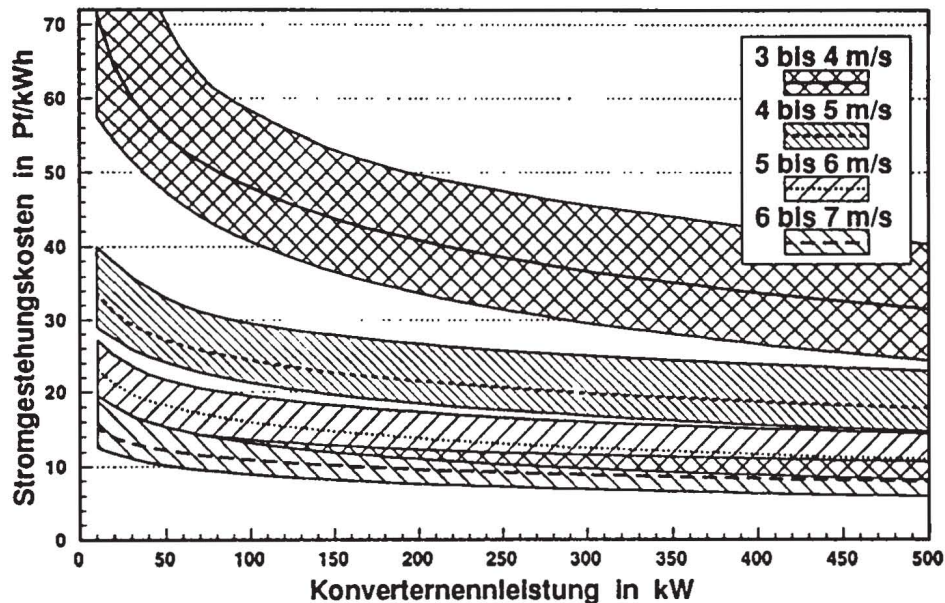


Abbildung 7: Durchschnittliche spezifische Stromgestehungskosten einer Stromerzeugung aus Windenergie auf der Basis des derzeitigen Marktspektrums und der in Deutschland gegebenen Windverhältnisse

3.3 Back-up Kosten

Ein direkter Vergleich der sich aus den Aufwendungen für Investition und Betrieb ergebenden Stromgestehungskosten aus dem fluktuierenden Windangebot mit den Aufwendungen einer Elektrizitätsgewinnung aus konventionellen Kraftwerken ist aufgrund der unterschiedlichen "Qualität" der regenerativen und konventionellen Stromerzeugung nicht möglich. Die Windstromerzeugung erfolgt energiedarstellungsabhängig und nur eingeschränkt entsprechend der Nachfrage. Um die Nachfrage nach elektrischer Energie mit dem gegenwärtig gewählten Grad der Zuverlässigkeit zu decken, müssen daher Speicher oder andere Kraftwerke das Mißverhältnis zwischen Angebot und Nachfrage ausgleichen. Einem methodisch korrekten Kostenvergleich muß daher die Erfüllung einer bestimmten Versorgungsaufgabe zugrunde liegen (z. B. die Deckung der Nachfrage

eines bestimmten Versorgungsgebietes im Jahresverlauf mit einer definierten Versorgungssicherheit).

Dies kann durch sogenannte Back-up-Kosten berücksichtigt werden, die sich aus den Investitionen und den Betriebskosten der zusätzlich notwendigen konventionellen Kraftwerksleistung ergeben. Wird von einem repräsentativen Anlagenpark mit Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken entsprechend den gegenwärtigen Verhältnissen in Baden-Württemberg ausgegangen, für die einzelnen Kraftwerke mittlere Investitionen sowie variable und fixe Betriebskosten angesetzt und eine Substitution von konventioneller Leistung durch die regenerative Kraftwerksleistung nicht unterstellt, ergeben sich - unter der Annahme einer ausschließlichen Arbeits- und keiner konventionellen Kraftwerksleistungssubstitution - der Windstromerzeugung zusätzlich anzulastende Kosten von rund 3 bis 5 Pf/kWh. Diese Back-up-Kosten ergeben sich auf der Basis von Simulationsrechnungen der Jahreganglinie der stundenmittleren Stromerzeugung von in Baden-Württemberg installierbaren Windkraftanlagen, die entsprechend den für eine Windkraftanlageninstallation verfügbaren und geeigneten Potentialflächen regional verteilt sind (vgl. Kapitel 5), und des simulierten stundenmittleren Bedarfs an elektrischer Energie in Baden-Württemberg.

Dabei ist aber zu berücksichtigen, daß u. U. durch regenerative, dargebotsabhängige Stromerzeugung nicht nur Arbeit, sondern im gewissen Umfang auch Leistung bereitgestellt werden kann. Dies wird i. allg. mit dem Begriff Kapazitätseffekt (vgl. auch Kapitel 8.2) umschrieben. Da in der Literatur jedoch auch weitere Größen in diesem Zusammenhang verwendet werden, sollten sie im folgenden zunächst eindeutig definiert werden /20, 40/.

- Unter der *gesicherten windtechnischen Leistung* wird der Anteil der installierten Windkraftleistung verstanden, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 97 % zur Verfügung steht.
- Der *Zugewinn an sicherer Leistung durch Windkraftanlagen* ist der Anteil der installierten windtechnischen Leistung, um den sich die gesicherte Leistung des konventionell/regenerativen Mischsystems gegenüber dem rein konventionellen System erhöht.
- Unter dem *Leistungskredit* von Windkraftanlagen ist die Leistung zu verstehen, um die der konventionelle Kraftwerkspark vermindert werden kann, so daß das konventionell/regenerative Mischsystem die gleiche gesicherte Leistung hat wie der ursprüngliche konventionelle Kraftwerkspark.

Alle drei Größen werden in den folgenden Betrachtungen unter dem Oberbegriff Kapazitätseffekt zusammengefaßt. Durch den deterministischen Tages- und Jahresgang, der auch bei der Windgeschwindigkeit bei diesen Betrachtungen nicht zu vernachlässigen ist, sind alle drei genannten Größen zunächst zeitabhängig. Durch Vergleich mit der Lastganglinie werden von den zeitabhängigen Größen diejenigen herausgefunden, die als absolute Größen für das ganze Jahr angesehen werden können.

Wird wiederum von in Baden-Württemberg entsprechend den vorhandenen Potentialflächen (vgl. Kapitel 5) verteilten Windkraftanlagen ausgegangen, ergibt sich - unter Berücksichtigung des Lastganges - eine gesicherte Leistung der Windenergie zwischen 4 und 8 %. Diese Angaben gelten jedoch nur für kleine Verhältnisse zwischen der jährlichen regenerativen Stromerzeugung und dem gesamten Elektrizitätsaufkommen (0 bis ca. 20 %), für den derzeitigen Bedarf und seine momentane zeitliche Charakteristik sowie für regenerative Stromerzeugungsanlagen mit dem gegenwärtigen Stand der Technik; trotzdem kann damit die mindestens einsparbare konventionelle Kraftwerksleistung monetarisiert werden.

Werden von den diskutierten Kosten ohne Berücksichtigung des Kapazitätseffekts die vermiedenen Kosten durch die mindestens eingesparte konventionelle Kraftwerksleistung abgezogen, ergeben sich die folgenden, der Windenergie zusätzlich zu den Stromerzeugungskosten aus Investition und Betrieb anzulastenden Back-up-Kosten:

3 bis 4 m/s	ca. 4,0 Pf/kWh
4 bis 5 m/s	ca. 3,5 Pf/kWh
5 bis 6 m/s	ca. 3,3 Pf/kWh
> 6 m/s	ca. 3,0 Pf/kWh

Neben den genannten Kostenkomponenten gibt es weitere Aufwendungen, die bei einer umfassenden Berechnung zu berücksichtigen wären (z. B. Mehrkosten durch die veränderte Fahrweise der konventionellen Kraftwerke /11/). Wird angenommen, daß diese sonstigen Kosten im Vergleich zu den hier berücksichtigten Aufwendungen klein sind und werden die Aufwendungen für die benötigte Reserve sowohl der konventionellen als auch der regenerativen Energieträger nicht berücksichtigt, ist ein Vergleich der Stromgestehungskosten konventioneller und windtechnischer Anlagen möglich.

4 Entwicklungsperspektiven und Charakterisierung der Referenz- techniken

Die Windenergienutzung war in den letzten Jahren durch große Fortschritte in technischer und auch ökonomischer Hinsicht gekennzeichnet. Trotz des dadurch schon jetzt teilweise erreichten hohen technologischen Standards sind auch in Zukunft noch Weiterentwicklungen zu erwarten, die sich in der Verbesserung der technologischen Effizienz sowie der ökonomischen und sonstigen nutzungsrelevanten Parameter zeigt. Hinsichtlich dieser zukünftigen Entwicklungsperspektiven werden im Rahmen dieser Untersuchung folgende Grundannahmen getroffen:

- Innerhalb des Betrachtungszeitraumes (bis 2020) bleibt der Horizontalachsenkonverter die technisch und ökonomisch günstigste Möglichkeit der Windstromerzeugung.
- Der Trend zu Anlagen größerer Nennleistung setzt sich fort. Anlagen mit Nennleistungen größer als ca. 1 MW werden sich allerdings am Markt erst sehr langsam durchsetzen können. Dies gilt insbesondere für Binnenlandstandorte mit vergleichsweise niedrigeren durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten, da durch die höheren Anlaufwindgeschwindigkeiten größere Anlagen insbesondere bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten den kleinen und mittleren Anlagen bezüglich der erreichbaren Vollaststundenzahlen unterlegen sind.
- Bei den Rotoren werden sich weiter die drei- und zunehmend auch die zweiblättrigen Rotoren als günstigster Kompromiß zwischen Material- und Kostenaufwand, Schnelläufigkeit und Leistungssteuerungsmöglichkeit durchsetzen. Als Rotorblattmaterial wird auch in Zukunft - mehr noch als bisher - Kunststoff eingesetzt werden.
- Da in Zukunft praktisch ausschließlich mittelgroße und große Anlagen installiert werden, verfügen die zukünftig neu hinzukommenden Anlagen fast ausnahmslos über eine Pitch-Regelung.
- Durch verbesserte Leistungs- und Drehzahlregelung sowie zusätzlich durch eine insgesamt aerodynamisch günstigere Auslegung der Rotoren - hier besteht noch ein gewisses Entwicklungspotential - erhöht sich der aerodynamische Wirkungsgrad um etwa 5 %, bezogen auf den entsprechenden Wirkungsgrad der Referenzanlagen gemäß dem derzeitigen Stand der Technik.

- Die durchschnittliche Turmhöhe wird sich - allerdings nur geringfügig - erhöhen. Einerseits wird durch die Wahl größerer Turmhöhen das Windangebot besser ausgenutzt, andererseits ist die visuelle Beeinträchtigung der Landschaft dann geringfügig größer. Gerade solche visuellen Beeinträchtigungen dürften bei einer verstärkten Windenergienutzung an Bedeutung zunehmen. Die unterstellte Vergrößerung der mittleren Turmhöhe von 5 bis 10 m führt dazu, daß sich die mittlere Ausbeute an einem Standort je nach gegebener jahresmittlerer Windgeschwindigkeit und Referenztechnik um etwa 3 bis 8 % erhöht. Als Turmbauarten kommen vorzugsweise Stahlrohrtürme in Frage.
- Die konventionellen Bauteile Generator, Getriebe, Lager, Netzanschluß etc. sind schon heute Stand der Technik und weitgehend ausgereift. Hier lassen sich nur noch durch Anpassungen an die spezielle Situation der Windstromerzeugungstechnik geringfügige Reduktionen der Verluste erreichen. Es wird davon ausgegangen, daß sich im Betrachtungszeitraum der mechanisch-elektrische Gesamtwirkungsgrad dadurch um ca. 2 % erhöht, bezogen auf den entsprechenden Wirkungsgrad der Referenzanlagen gemäß dem derzeitigen Stand der Technik.
- Die technischen Verfügbarkeiten heute marktgängiger mittelgroßer Anlagen sind bereits hoch (ca. 95 %). Die Erhöhung dieser technischen Verfügbarkeit wird nur marginal sein (97 % bis zum Jahr 2020). Demgegenüber dürfte sich bei den Großanlagen die Verfügbarkeit von derzeit ca. 80 % bis zum Jahr 2020 auf etwa 95 % erhöhen.
- Bei den Kosten ist davon auszugehen, daß sich insbesondere die Investitionen noch herabsetzen lassen. Dabei kann erwartet werden, daß bei mittelgroßen Anlagen bis zum Jahr 2020 noch von einer Reduktion der Gesamtinvestitionen von 20 bis 25 % (bis 2020) möglich ist. Bei den Anlagen im Megawattbereich liegen die Kostensenkungspotentiale höher und dürften bei 30 bis 40 % bis 2020 liegen.
- Kostensenkungen sind auch bei den Betriebskosten noch zu erwarten. Im groben Durchschnitt kann dabei von einer Senkung der jährlichen Betriebskosten um etwa 20 % bis zum Jahr 2020 ausgegangen werden.

Aufbauend auf dem dargestellten Stand der Windkonvertertechnik (vgl. Kapitel 2.4) und den Kosten (vgl. Kapitel 3) werden zunächst Referenztechniken mit den entsprechenden repräsentativen aktuellen technischen und ökonomischen Eckdaten definiert (vgl. Tabelle 3). Unter Berücksichtigung der Entwicklungsperspektiven werden die entsprechenden Referenztechniken auf die zukünftigen Referenzjahre (2005, 2020) übertragen (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Zugrundegelegte Referenztechniken mit ihren technischen und ökonomischen Daten für heute und die zukünftigen Referenzjahre

	Ia		Ib		Ic		IIa		IIb		IIc		IIIa		IIIb		IIIc	
	heute	2005	2005	2020	2005	2020	heute	2005	2005	2020	heute	2005	2005	2020	heute	2005	2005	2020
technische Anlagendaten:																		
elektrische Nennleistung	225 kW	225 kW	225 kW	225 kW	500 kW	500 kW	500 kW	500 kW	500 kW	500 kW	1 200 kW	1 200 kW	1 200 kW	1 200 kW	1 200 kW	1 200 kW	1 200 kW	1 200 kW
Rotorstellung	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal	horizontal
Rotordurchmesser	27 m	27 m	27 m	27 m	39 m	39 m	39 m	39 m	39 m	39 m	60 m	60 m	60 m	60 m	60 m	60 m	60 m	60 m
Rotorblattanzahl	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück	3 Stück
Rotorfläche ¹	573 m ²	573 m ²	573 m ²	573 m ²	1 195 m ²	1 195 m ²	1 195 m ²	1 195 m ²	1 195 m ²	1 195 m ²	2 830 m ²	2 830 m ²	2 830 m ²	2 830 m ²	2 830 m ²	2 830 m ²	2 830 m ²	2 830 m ²
Rotorblattmaterial	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff	Kunststoff
Leistungsregelung	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch	pitch
Turmhöhe	32 m	35 m	35 m	38 m	41 m	44 m	47 m	47 m	47 m	47 m	50 m	55 m	55 m	50 m	55 m	55 m	50 m	60 m
Turmbauart	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm	Rohrturm
Turmmaterial	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl	Stahl
Anlaufwindgeschwindigkeit	3,5 m/s	3,5 m/s	3,5 m/s	3,5 m/s	4,0 m/s	4,0 m/s	4,0 m/s	4,0 m/s	4,0 m/s	4,0 m/s	5,0 m/s	5,0 m/s	5,0 m/s	5,0 m/s	5,0 m/s	5,0 m/s	5,0 m/s	5,0 m/s
Nennwindgeschwindigkeit	13,5 m/s	13,5 m/s	13,5 m/s	13,5 m/s	15,0 m/s	15,0 m/s	15,0 m/s	15,0 m/s	15,0 m/s	15,0 m/s	12,0 m/s	12,0 m/s	12,0 m/s	12,0 m/s	12,0 m/s	12,0 m/s	12,0 m/s	12,0 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit	25,0 m/s	25,0 m/s	25,0 m/s	25,0 m/s	25,0 m/s	25,0 m/s	25,0 m/s	25,0 m/s	25,0 m/s	25,0 m/s	24,0 m/s	24,0 m/s	24,0 m/s	24,0 m/s	24,0 m/s	24,0 m/s	24,0 m/s	24,0 m/s
spezifische Leistung ¹	392 W/m ²	392 W/m ²	392 W/m ²	392 W/m ²	418 W/m ²	418 W/m ²	418 W/m ²	418 W/m ²	418 W/m ²	418 W/m ²	425 W/m ²	425 W/m ²	425 W/m ²	425 W/m ²	425 W/m ²	425 W/m ²	425 W/m ²	425 W/m ²
technische Verfügbarkeit	95 %	96 %	96 %	97 %	95 %	96 %	97 %	95 %	96 %	96 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	90 %	90 %	95 %
technische Lebensdauer	20 a	22 a	22 a	25 a	20 a	20 a	20 a	20 a	20 a	20 a	20 a	20 a	20 a	20 a	20 a	20 a	20 a	20 a
mittlere Volllaststunden ^{2,4,5} :																		
3,5 m/s	830 h/a	900 h/a	900 h/a	960 h/a	780 h/a	850 h/a	900 h/a	900 h/a	900 h/a	900 h/a	610 h/a	730 h/a	730 h/a	610 h/a	730 h/a	730 h/a	810 h/a	810 h/a
4,5 m/s	1 530 h/a	1 650 h/a	1 650 h/a	1 740 h/a	1 500 h/a	1 610 h/a	1 700 h/a	1 500 h/a	1 610 h/a	1 700 h/a	1 240 h/a	1 480 h/a	1 480 h/a	1 240 h/a	1 480 h/a	1 480 h/a	1 640 h/a	1 640 h/a
5,5 m/s	2 270 h/a	2 430 h/a	2 430 h/a	2 550 h/a	2 260 h/a	2 400 h/a	2 520 h/a	2 260 h/a	2 400 h/a	2 520 h/a	1 930 h/a	2 300 h/a	2 300 h/a	1 930 h/a	2 300 h/a	2 300 h/a	2 550 h/a	2 550 h/a
6,5 m/s	2 930 h/a	3 130 h/a	3 130 h/a	3 270 h/a	2 930 h/a	3 100 h/a	3 230 h/a	2 930 h/a	3 100 h/a	3 230 h/a	2 520 h/a	3 010 h/a	3 010 h/a	2 520 h/a	3 010 h/a	3 010 h/a	3 300 h/a	3 300 h/a
Kosten ⁷ :																		
spezifische Gesamtinvestitionen ³	3 000 DM/kW	2 700 DM/kW	2 700 DM/kW	2 300 DM/kW	2 500 DM/kW	2 300 DM/kW	1 900 DM/kW	2 500 DM/kW	2 300 DM/kW	1 900 DM/kW	6 600 DM/kW	5 400 DM/kW	5 400 DM/kW	6 600 DM/kW	5 400 DM/kW	5 400 DM/kW	4 300 DM/kW	4 300 DM/kW
jährliche Kosten ⁶	12 000 DM/a	11 000 DM/a	11 000 DM/a	10 000 DM/a	17 000 DM/a	16 000 DM/a	14 000 DM/a	17 000 DM/a	16 000 DM/a	14 000 DM/a	126 000 DM/a	116 000 DM/a	116 000 DM/a	126 000 DM/a	116 000 DM/a	116 000 DM/a	101 000 DM/a	101 000 DM/a
spezifische Stromgestehungskosten ^{3,5} :																		
3,5 m/s	33 Pf/kWh	28 Pf/kWh	28 Pf/kWh	22 Pf/kWh	28 Pf/kWh	24 Pf/kWh	19 Pf/kWh	28 Pf/kWh	24 Pf/kWh	19 Pf/kWh	97 Pf/kWh	68 Pf/kWh	68 Pf/kWh	97 Pf/kWh	68 Pf/kWh	68 Pf/kWh	46 Pf/kWh	46 Pf/kWh
4,5 m/s	18 Pf/kWh	15 Pf/kWh	15 Pf/kWh	12 Pf/kWh	15 Pf/kWh	13 Pf/kWh	10 Pf/kWh	15 Pf/kWh	13 Pf/kWh	10 Pf/kWh	48 Pf/kWh	33 Pf/kWh	33 Pf/kWh	48 Pf/kWh	33 Pf/kWh	33 Pf/kWh	23 Pf/kWh	23 Pf/kWh
5,5 m/s	12 Pf/kWh	10 Pf/kWh	10 Pf/kWh	8 Pf/kWh	10 Pf/kWh	8 Pf/kWh	7 Pf/kWh	10 Pf/kWh	8 Pf/kWh	7 Pf/kWh	31 Pf/kWh	22 Pf/kWh	22 Pf/kWh	31 Pf/kWh	22 Pf/kWh	22 Pf/kWh	15 Pf/kWh	15 Pf/kWh
6,5 m/s	9 Pf/kWh	8 Pf/kWh	8 Pf/kWh	7 Pf/kWh	7 Pf/kWh	7 Pf/kWh	5 Pf/kWh	7 Pf/kWh	7 Pf/kWh	5 Pf/kWh	23 Pf/kWh	16 Pf/kWh	16 Pf/kWh	23 Pf/kWh	16 Pf/kWh	16 Pf/kWh	11 Pf/kWh	11 Pf/kWh

Fußnoten zu Tabelle 3:

- ¹ Bezogen auf die Rotorquerschnittsfläche.
- ² Dabei ist die technische Verfügbarkeit bereits berücksichtigt.
- ³ Zinssatz 4 %, Abschreibungsdauer entspricht technischer Lebensdauer.
- ⁴ Erhöhung der Volllaststundenzahlen bei gleicher Referenztechnik durch Erhöhung des aerodynamischen, des mechanischen und des elektrischen Wirkungsgrades und der Turmhöhe.
- ⁵ Kosten für Aufwand ab Werk, Transport, Transformator, Netzanbindung, Fundament und Sonstiges, vgl. Tabelle 2.
- ⁶ Kosten für Betrieb, Wartung, Versicherung, vgl. Tabelle 2.
- ⁷ Alle Kostenangaben in DM₉₀.
- ⁸ Ohne Berücksichtigung der Back-up-Kosten (vgl. Kapitel 3.3).
- ⁹ Energieertragsrechnungen berechnet für eine Höhe von 700 m über NN.

5 Potentiale einer Windenergienutzung in Baden-Württemberg

Geeignete Standorte für die Installation von Windkraftanlagen liegen aufgrund der gegebenen regionalen Windverteilung in Deutschland vorrangig an den Küsten von Nord- und Ostsee und weniger im Binnenland. Hier sind lediglich in den Höhenlagen windgünstige Standorte gegeben. Daher wird, bezogen auf den Gesamtdurchschnitt in Deutschland, das Windkraftpotential in Baden-Württemberg unterdurchschnittlich sein. Trotzdem gibt es in Baden-Württemberg Höhenlagen, wie beispielsweise die Schwäbische Alb und der Schwarzwald, in denen Standorte mit ausreichendem Windangebot erwartet werden können. Ziel dieses Kapitels ist es, dieses Windpotential zu bestimmen. Darauf aufbauend werden die korrespondierenden CO₂-Minderungspotentiale berechnet. Unter Berücksichtigung der Kosten (vgl. Kapitel 4) werden zuletzt die Kosten-Potential-Kurven dargestellt.

5.1 Windenergieangebot

Im folgenden wird zunächst kurz auf die wesentlichen Charakteristiken des Windangebotes eingegangen. Anschließend werden die Windgeschwindigkeiten, wie sie konkret in Baden-Württemberg gegeben sind, diskutiert und darauf aufbauend die Gebietsfläche Baden-Württembergs mit ähnlichen jahresmittleren Windgeschwindigkeiten bestimmt.

5.1.1 Windgeschwindigkeitscharakteristik

Die Leistungsdichte, also der Quotient aus der Leistung P und der durchströmten Fläche S dieser bewegten Luftmassen, berechnet sich entsprechend Gleichung 6 /14/.

$$\frac{P}{S} = \frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot v_W^3 \quad (6)$$

mit:	P	im Wind enthaltene Leistung
	S	durchströmte Fläche
	ρ_{Luft}	Dichte der Luft
	v_W	Windgeschwindigkeit

Wird für den Bereich der Atmosphäre, der für die Nutzung der Windenergie von Interesse ist, die Dichte der Luft ρ_{Luft} näherungsweise als konstant angenommen, hängt damit die Leistungs-

dichte nur von der Windgeschwindigkeit v_w in der dritten Potenz ab. Innerhalb der Atmosphäre ist aber die Windgeschwindigkeit und damit die Leistungsdichte sehr inhomogen verteilt. Für einen beliebigen Punkt wird sie geprägt durch

- den geostrophischen Wind,
- den hier herrschenden sonstigen klimatischen Verhältnissen (Temperaturschichtung, Solarstrahlung),
- die im Betrachtungsgebiet gegebene großräumige Geographie (z. B. Abschattungseffekte durch Gebirge),
- die kleinräumigen topographischen Gegebenheiten (z. B. Geschwindigkeitsüberhöhung oder -verringerung durch Täler oder Bergrücken) und
- die Oberflächenrauigkeit.

In den erdnahen Schichten kann der Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der Höhe h in erster grober Näherung durch die Hellmannsche Höhenformel (vgl. Gleichung 7) beschrieben werden /15, 32/.

$$v_w(h) = v_w(h_{ref}) \cdot \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^{\frac{1}{z_0}} \quad (7)$$

mit:	v_w	Windgeschwindigkeit
	h	Höhe über Grund
	h_{ref}	Referenzhöhe der gemessenen Windgeschwindigkeit $v_w(h_{ref})$
	z_0	Rauhigkeitslänge

Die Rauhigkeitslänge charakterisiert die Oberflächenbeschaffenheit des Geländes. Tabelle 4 zeigt repräsentative Werte der Rauhigkeitslänge für unterschiedliche Geländetypen.

Zur Beschreibung des Windangebots wird in vielen Fällen auch die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeitswerte herangezogen. Werden beispielsweise zehninutenmittlere Windgeschwindigkeiten entsprechend der Wahrscheinlichkeit des Auftretens einzelner Geschwindigkeitswerte sortiert, ergibt sich - unabhängig vom untersuchten Zeitraum, vom Standort und von der Meßhöhe - eine typische Verteilung. Die zugehörige Dichtefunktion zeigt bei zunehmenden Windgeschwindigkeiten zunächst einen meist schnellen Anstieg, überschreitet dann ein Maximum

Tabelle 4: Typische Rauigkeitslängen /34/

Oberfläche	Rauhigkeitslänge z_0 in m
Stadt, Wald	1
Vorortbebauung	0,5
Büschel	0,2
offenes Weideland	0,03 - 0,05
gemähtes Gras	0,01
Schnee	0,001
Sand	0,0003
Wasser, Eis	0,00001

und läuft anschließend langsam aus. Dieses Verhalten entspricht einer typischen Lebensdauer-Verteilung und kann durch eine Weibull- oder Rayleigh-Verteilung beschrieben werden /19/. Für die Windgeschwindigkeiten wird dabei in der Regel die Weibull-Verteilung als die allgemeiner definierte Verteilungsfunktion herangezogen. Die entsprechende Dichtefunktion ist nach Gleichung 8 festgelegt /14/.

$$f(v_w) = a_w \cdot C_w \cdot v_w^{C_w-1} \cdot e^{-a_w v_w^{C_w}} \quad (8)$$

mit:

v_w	Windgeschwindigkeit
C_w	Weibull Formfaktor
a_w	Weibull Skalierungsfaktor

Abbildung 8 zeigt am Beispiel eines Standortes im Oberrheintalgraben die Dichtefunktionen der Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichen Höhen über Grund /6/. Unabhängig von der Meßhöhe wird die typische Form der Weibull-Verteilung deutlich. Aus der Darstellung geht aber auch hervor, daß sich - am gleichen Standort - mit zunehmender Höhe über Grund die Form der Dichtefunktion verändert. Sie wird flacher und das Maximum liegt bei zunehmend größeren Windgeschwindigkeiten. Für dieses Verhalten ist der ebenfalls in Abbildung 8 deutlich werdende Anstieg der mittleren Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe über Grund verantwortlich.

Die zeitliche Charakteristik der Windgeschwindigkeit ist gekennzeichnet durch

- jährliche Windangebotsunterschiede,
- einen mehr oder weniger ausgeprägten standortabhängigen Jahresgang und
- einen ebenfalls standortabhängigen Tagesgang.

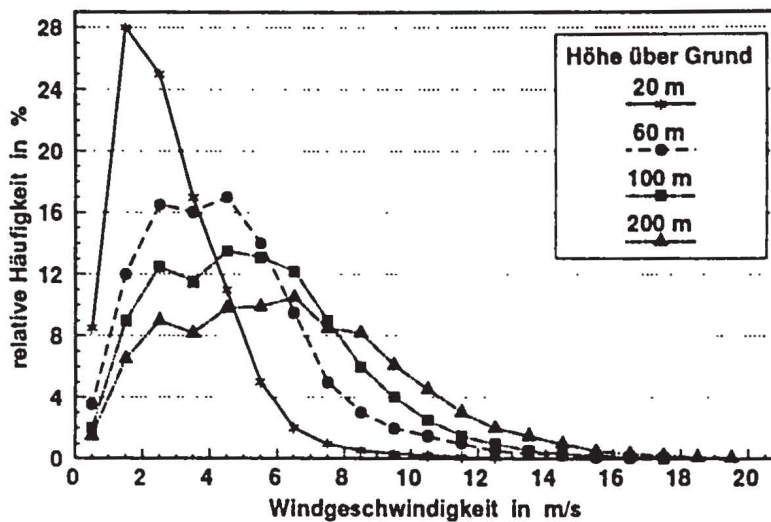


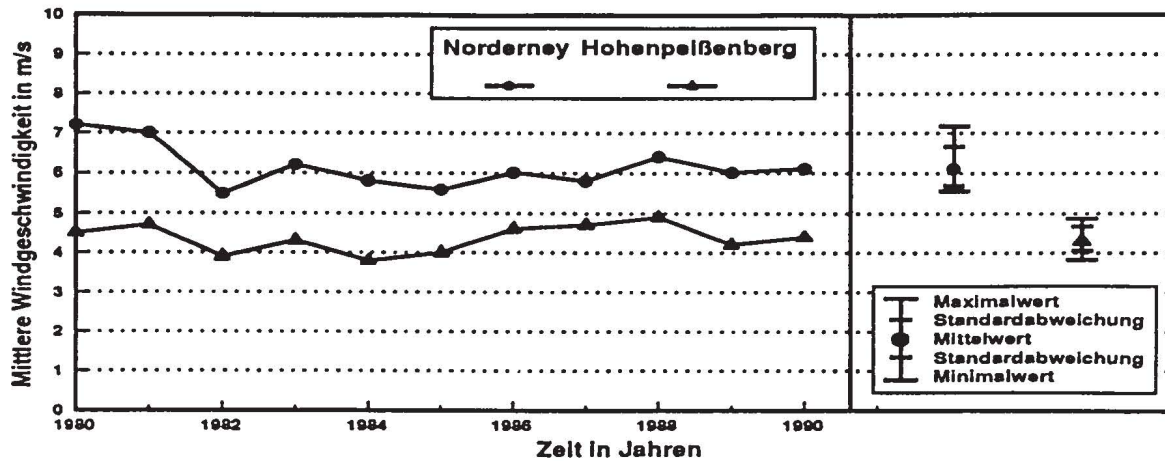
Abbildung 8: Relative Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit für unterschiedliche Höhen über Grund am Beispiel eines Standortes im Oberrheintalgraben /6/

Diese Abhängigkeiten gehen aus Abbildung 9 hervor. Dargestellt sind für den Inselstandort Norderney in der Nordsee sowie die Bergstation Hohenpeißenberg in Bayern die jahresmittleren Windgeschwindigkeiten (oben), der Jahresgang der monatsmittleren Windgeschwindigkeiten (Mitte) sowie der mittlere Tagesgang (unten) im Zeitraum von 1980 bis 1990. Zusätzlich sind im Jahres- und im Tagesgang die jeweiligen Extrema und Standardabweichungen gezeigt. Der Verlauf der Jahresmittelwerte der Windgeschwindigkeiten verdeutlicht - neben dem generell höheren Windangebot auf Norderney im Vergleich zum Hohenpeißenberg - die Unterschiede des Windangebots zwischen verschiedenen Jahren. Aus dem Vergleich der mittleren Jahresgänge und der mittleren Tagesgänge der beiden Stationen geht hervor, daß die Binnenlandstation sowohl durch einen ausgeprägteren Jahresgang als auch durch einen ausgeprägteren Tagesgang gekennzeichnet ist. Dabei ist insbesondere der Verlauf des Tagesganges beider Stationen deutlich verschieden: Während am Inselstandort Norderney im Durchschnitt die Windgeschwindigkeiten am Tag höher sind als in der Nacht, sind die Windgeschwindigkeiten an der Bergstation Hohenpeißenberg tagsüber durch im Mittel geringere und in der Nacht durch deutlich höhere Werte gekennzeichnet.

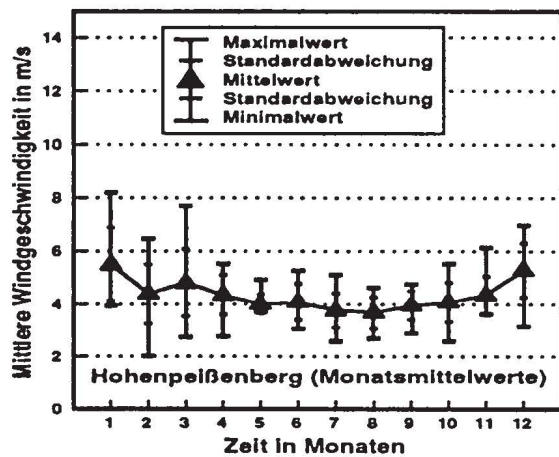
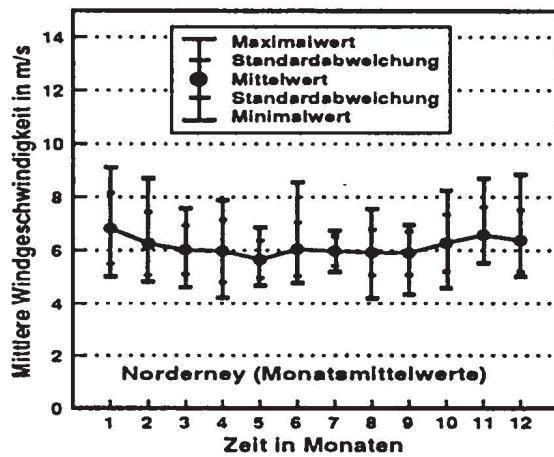
5.1.2 Regionale Windverteilung

Werden Auswertungen über die langjährigen Windverhältnisse in Baden-Württemberg herangezogen und die Ergebnisse mit den langjährigen Durchschnittswerten gemessener Windgeschwindigkeiten konkreter Standorte verifiziert, können die Isoventenverläufe innerhalb

Jahresmittelwerte



mittlerer Jahresgang



mittlerer Tagesgang

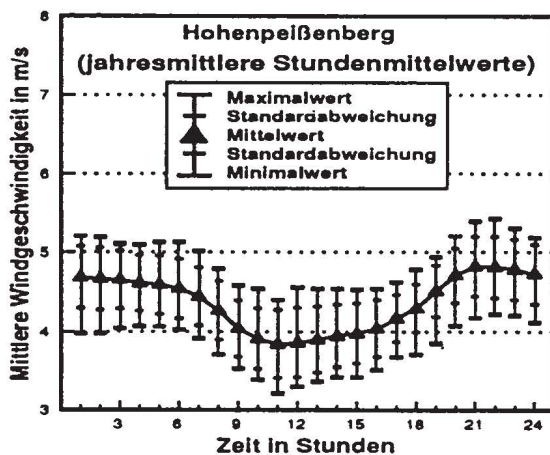
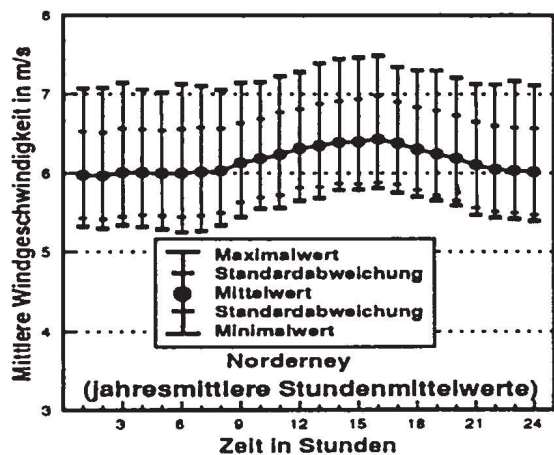


Abbildung 9: Jahresmittelwerte, Jahresgang der monatsmittleren Windgeschwindigkeiten und mittlerer Tagesgang der Windgeschwindigkeit an den Standorten Norderney und Hohenpeißenberg im Zeitraum von 1980 bis 1990

dieser Gebietsfläche identifiziert werden. Damit lassen sich Gebiete ähnlicher mittlerer Windverhältnisse eingrenzen /19/. Die durch Isoventen eingeschlossenen Flächen mit durchschnittlichen

Windgeschwindigkeiten zwischen 3 und 4 m/s, 4 und 5 m/s sowie 5 und 6 m/s innerhalb der Gebietsgrenzen Baden-Württembergs sind in Abbildung 10 dargestellt.

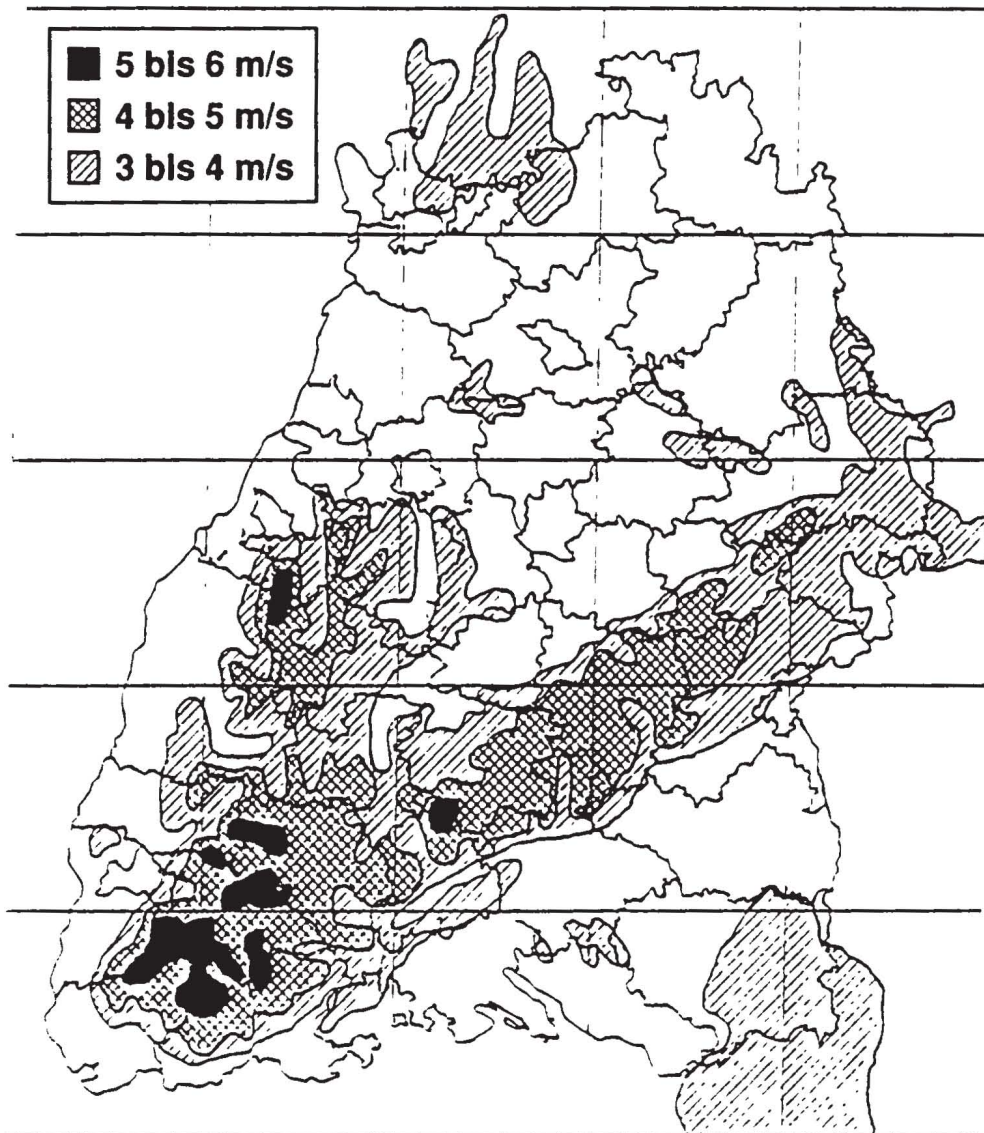


Abbildung 10: Gebiete mit ähnlichen jahresmittleren Windgeschwindigkeiten in Baden-Württemberg /4/

Aus Abbildung 10 geht die gute Korrelation der mittleren Windgeschwindigkeit mit der geographischen Höhe über dem Meeresspiegel hervor; es werden die verschiedenen Mittelgebirge Baden-Württembergs deutlich. Teile der Schwäbischen Alb und des Schwarzwaldes, die sich durch höhere Erhebungen auszeichnen, sind durch durchschnittliche Luftströmungsgeschwindigkeiten zwischen 4 und 5 m/s charakterisiert. Innerhalb dieser Mittelgebirge befinden sich auch Gebiete,

die durch noch höhere durchschnittliche Geschwindigkeiten gekennzeichnet sind (5 bis 6 m/s). Im verbleibenden Rest des Landes herrschen mittlere Windgeschwindigkeiten unter 3 m/s vor.

Die in Abbildung 10 dargestellten Gebiete mit ähnlichen durchschnittlichen Windverhältnissen wurden - bezogen auf die untersuchte Gesamtfläche - auf der Basis von vergleichsweise wenigen Meßstandorten ermittelt. Infolge dieser geringen Meßstellenanzahl ergibt sich eine nur grobe Einteilung des untersuchten Gebietes. Deshalb können auch innerhalb der in Abbildung 10 gezeigten Flächen, die durch eine bestimmte mittlere Geschwindigkeit gekennzeichnet sind, Gebietsanteile vorkommen, die aufgrund spezifisch ortsbedingter Umstände durch andere mittlere Windgeschwindigkeiten charakterisiert sind. Beispielsweise dürften i. allg. die Durchschnittswindgeschwindigkeiten in schmalen geschützten Taleinschnitten niedriger als auf kahlen exponierten Bergrücken liegen, da die ortsspezifische Windgeschwindigkeit neben anderen Einflußfaktoren stark von der lokalen Topografie abhängt. Umgekehrt können auch außerhalb der ausgewiesenen Geschwindigkeitszonen aus ähnlichen Gründen Gebiete mit vergleichbaren mittleren Windgeschwindigkeiten existieren. Sie zu identifizieren ist aber entweder mit aufwendigen Messungen verbunden; oder es muß eine verfeinerte Methode entwickelt werden, die auch eine Berücksichtigung der kleinräumlichen, das Windangebot beeinflussenden Faktoren ermöglicht.

Im Rahmen dieser Untersuchung ist eine derart genaue Betrachtung nicht möglich. Näherungsweise kann aber davon ausgegangen werden, daß sich Gebiete gleicher mittlerer Luftströmungsgeschwindigkeiten außerhalb der in Abbildung 10 dargestellten Geschwindigkeitszonen statistisch mit den Flächen ausgleichen, die innerhalb der entsprechenden Zonen unterhalb der dortigen mittleren Geschwindigkeit liegen.

Ausgehend von der Windverteilung in Abbildung 10 und zusätzlichen, für einige ausgewählte Gebiete Baden-Württembergs durchgeführte Untersuchungen /1/ können die Flächen, die durch ein bestimmtes Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Baden-Württemberg gekennzeichnet sind, zahlenmäßig rechnerunterstützt für jeden Kreis bestimmt werden. Die Summenergebnisse für Baden-Württemberg sind in Tabelle 5 dargestellt. Demnach sind insgesamt knapp 7 % der Landesfläche durch jahresmittlere Windgeschwindigkeiten in 10 m über Grund von mehr als 4 m/s gekennzeichnet.

Tabelle 5: Flächen unterschiedlicher jahresmittlerer Windgeschwindigkeiten in Baden-Württemberg (Windgeschwindigkeiten bezogen auf eine Meßhöhe von 10 m über Grund)

Windgeschwindigkeitsklasse	Fläche	Anteil an der Landesfläche
< 3 m/s	3 380 188 ha	93,3 %
3 bis 4 m/s	237 608 ha	6,5 %
4 bis 5 m/s	12 068 ha	0,2 %
5 bis 6 m/s	1 704 ha	0,1 %
> 6 m/s	0 ha	0,0 %

5.2 Technische Potentiale

Aufbauend auf der Windgeschwindigkeitsverteilung in Baden-Württemberg werden im folgenden zunächst die technischen Flächenpotentiale bzw. die auf diesen Flächen installierbaren Anlagenleistungen für die Referenztechniken bestimmt. Daraus können die technischen Stromerzeugungspotentiale und die korrespondierenden Endenergiepotentiale berechnet werden.

5.2.1 Potentialbegriffe

Das *theoretische Potential* regenerativer Energien ergibt sich aus dem physikalischen Angebot der erneuerbaren Energieträger (z. B. die eingestrahlte Sonnenenergie oder der gesamte Energiegehalt in den bewegten Luftmassen). Es stellt damit eine theoretische Potentialobergrenze dar. Wegen der grundsätzlich unaufhebbaren technischen Schranken bei der Nutzung ist die Aussagekraft des theoretischen Potentials jedoch sehr begrenzt.

Das *technische Potential* beschreibt den Anteil des theoretischen Potentials, der unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten "technisch nutzbar" ist. Für den Bereich der Stromerzeugung werden die Begriffe des technischen Standortpotentials, des technischen Stromerzeugungspotentials und des technischen Endenergiepotentials unterschieden.

Beim *technischen Standortpotential* (vgl. [7, 26]) handelt es sich um die in eine Anlagenleistung umgerechneten installierbaren Anlagenanzahlen auf der betrachteten Gebietsfläche, die sich unter Berücksichtigung der Standortrestriktionen, der ökologischen Restriktionen, der strukturellen Beschränkungen und dem Stand der Technik ergeben. Aus dem Standortpotential errechnet sich

dann das *technische Stromerzeugungspotential*. Das *technische Endenergiepotential* ergibt sich schließlich aus dem technischen Stromerzeugungspotential unter Berücksichtigung der Netz- oder Transportverluste und, sofern das technische Stromerzeugungspotential zumindest zu irgendeinem beliebigen Zeitpunkt die nachgefragte elektrische Energiemenge übersteigt, der entsprechenden Speicherverluste. Damit ist im Gegensatz zum technischen Stromerzeugungspotential das technische Endenergiepotential eine von der Nachfrage abhängige Größe.

Da sowohl die verfügbaren Flächen für die Installation der Anlagen selbst wie auch bestimmte Restriktionen, vor allem aber der Stand der Technik, zeitabhängige Größen darstellen, sind diese Potentiale stets zeitabhängig.

Unter dem *wirtschaftlichen Potential* wird der Anteil des technischen Potentials verstanden, der genutzt werden würde, wenn alle wirtschaftlich konkurrenzfähigen Maßnahmen durchgeführt werden. Das wirtschaftliche Potential einer regenerativen Option wird u. a. sehr stark von den konventionellen Vergleichssystemen und den Energieträgerpreisen beeinflusst und ist daher und aufgrund der Zeitabhängigkeit des technischen Potentials ebenfalls eine zeitabhängige Größe /22, 40/.

Das *Erwartungspotential* beschreibt den zu erwartenden tatsächlichen Beitrag zur Energieversorgung. Dieser Beitrag ist in der Regel geringer als das wirtschaftliche Potential, da es i. allg. nicht sofort, sondern allenfalls innerhalb eines längeren Zeitraumes vollständig erschließbar ist (z. B. aufgrund mangelnder Information, rechtlicher und administrativer Begrenzungen). Es kann aber im Einzelfall auch größer als das wirtschaftliche Potential sein, wenn beispielsweise die betreffende erneuerbare Energieoption aufgrund administrativer Maßnahmen subventioniert wird (z. B. 1 000-Dächer-Photovoltaik-Programm, 250 MW-Windprogramm) /22/.

5.2.2 Technische Flächen- und Standortpotentiale

Die in Kapitel 5.1.2 bestimmten Flächen mit gleicher mittleren Windgeschwindigkeit sind aufgrund verschiedener Restriktionen nur zu einem kleinen Teil für die Installation von Windkraftanlagen geeignet. Diese restriktiven Parameter können in zwei verschiedene Gruppen eingeteilt werden.

Bei der ersten Gruppe handelt es sich um restriktive Parameter, die eine windtechnische Nutzung vollständig ausschließen. Beispielsweise können bzw. dürfen auf den Gebäude- und sie umgebenden Freiflächen, auf Betriebs- und Verkehrsflächen, in Naturschutzgebieten und auf Erholungsflächen keine Konverter zur großtechnischen Nutzung der Windenergie installiert werden. Neben diesen eher generellen Einschränkungen sind auch die folgenden Kriterien als restriktive Parameter anzusehen (u. a. /21, 28, 35/):

- Siedlungsflächen und Industriegebiete in den Städten und Gemeinden;
- Gebäude- und Freiflächen außerhalb geschlossener Ortschaften (u. a. einzelstehende Gehöfte einschließlich der sie umgebenden Wirtschaftsfläche);
- Flächen, die von Bundesautobahnen, Bundes-, Landes-, Kreis- und Gemeindestraßen sowie Feld- und anderen Wegen außerhalb geschlossener Ortschaften eingenommen werden einschließlich der entsprechenden Sicherheitsabstände;
- weitere Verkehrsflächen einschließlich der eingrenzenden Gebiete wie z. B. Bahnlinien, Kanäle und zu Bundeswasserstraßen ausgebaute Flüsse, flugtechnische Einrichtungen (Flughäfen, Flug- und Landeplätze sowie Segelflugplätze zusammen mit den notwendigen Einflugschneisen), Seil- und Magnetbahnen;
- Trassen von Energietransport- und Informationsleitungen (d. h. ober- und u. U. unterirdisch verlegte Hoch-, Mittel- und Niederspannungsfreileitungen, Telefon- und Datenfernverbindungen, Trinkwasserfern- und -verteilungsleitungen, Rohöl- und Produktpipelines, Erdgasferntransport- und -verteilungsleitungen, Fernwärmeleitungen usw.);
- regionale und überregionale Sende- und Empfangsanlagen bzw. deren engerer Strahlungsbereich bzw. Richtfunkstrecken beispielsweise der Deutschen Bundespost, der Bundeswehr sowie alliierter Streitkräfte und verschiedener Forschungseinrichtungen;
- militärisch genutzte Flächen (Übungsplätze, Depots, Schießplätze etc.);
- Gebiete, die aufgrund von Gesetzen, Verordnungen oder ähnlichen Vorschriften nicht einer technischen Nutzung unterworfen werden dürfen (z. B. Naturschutzgebiete);
- Wasserflächen von fließenden (Bäche, Flüsse) und u. U. stehenden Gewässern (u. a. Feuchtbiotope, Tümpel, Teiche, Seen);
- Flächen, die aufgrund geologischer und topografischer Gegebenheiten (z. B. unsicherer Untergrund aufgrund der geologischen Gegebenheiten, Steilabhänge) und der Struktur der oberen Bodenschichten (z. B. Moorgebiete, Feuchtgebiete) nicht genutzt werden können.

In der zweiten Gruppe werden die restriktiven Parameter zusammengefaßt, die abhängig vom jeweiligen Einzelfall als ein ausschließendes oder nicht ausschließendes Kriterium anzusehen sind. Dies ist z. B. bei Landschaftsschutzgebieten gegeben, bei denen zwar keine prinzipiellen gesetzlichen Hindernisse für eine Aufstellung von Windkraftanlagen gegeben sind, jedoch eine Prüfung im Einzelfall vorgesehen ist. Im einzelnen können unter dieser Kategorie die folgenden potentialmindernden Kriterien zusammengefaßt werden (u. a. /21, 29, 35/):

- gesetzliche Restriktionen, die u. U. einer technischen Nutzung entgegenstehen (d. h. Landschaftsschutzgebiete, Naturparks, Naturdenkmale, Biotopflächen, Vogelschutzgebiete);
- sonstige naturbelassene Gebiete (Feuchtgebiete, Vogelflug- und -brutgebiete etc.);
- bewirtschaftete Flächen mit wichtigen ökologischen, klimatischen und gesellschaftlichen Aufgaben (u. a. zusammenhängende Waldgebiete mit Wildbestand; Waldstücke in der Nähe von Ballungs- und Verdichtungsräumen);
- Fremdenverkehrs- und Erholungsgebiete in traditionell vom Tourismus abhängigen Gegenden (z. B. Schwarzwald);
- Erholungsflächen in bzw. bei Verdichtungsgebieten und Ballungszentren und im Einzugsgebiet von Großstädten;
- Gebiete mit zivilisatorisch bedingtem instabilen Untergrund (z. B. rekultivierte Deponien);
- landwirtschaftliche Nutzflächen mit mehrjährigen Kulturen (Obstplantagen, Rebenkulturen o. ä.) und/oder hohen landwirtschaftlichen Ertragszahlen (Feldgemüsebau, Kräuteranbau etc.);
- militärisch genutztes Gelände (d. h. Sperrgebiete der Bundeswehr und alliierter Streitkräfte, Truppenübungsplätze, Tieffluggebiete usw.).

Bei der Bestimmung der windtechnisch nutzbaren Flächenpotentiale, d. h. der Flächen, die für eine Installation von Windkraftanlagen technisch geeignet wären, müssen diese Kriterien berücksichtigt werden. Die diesen restriktiven Faktoren korrespondierenden Gebietsflächen sind deshalb von den in Kapitel 5.1.2 bestimmten Flächen ähnlicher jahresmittlerer Windgeschwindigkeiten in Abzug zu bringen.

Da für eine explizite Berücksichtigung aller aufgezeigten restriktiven Parameter sind die notwendigen Daten nicht verfügbar sind, wird grundsätzlich eine großtechnische Nutzung der Windkraft nur auf Gebieten unterstellt, die als landwirtschaftlich genutzte Fläche ausgewiesen

sind (vgl. /19, 40/). Diese Daten werden kreisweise erhoben. Dabei wird implizit unterstellt, daß weder eine Rodung von Waldflächen für die anschließende Konverterinstallation noch eine Aufstellung solcher Anlagen auf als Brachland deklarierten Flächen möglich ist. Bezogen auf die Katasterfläche Baden-Württembergs (3 575 ha) ist damit nur noch ein Anteil von rund 49 % für eine Windkraftnutzung überhaupt verfügbar. In diesem Zusammenhang ist allerdings zu berücksichtigen, daß in Waldflächen und Siedlungsgebieten höhere jahresmittlere Windgeschwindigkeiten aufgrund des mit den Hindernissen verbundenen Abbremsungseffektes nicht vorkommen. Es kann daher davon ausgegangen werden, daß es sich bei den in der Tabelle 5 dargestellten Flächen bei den Windklassen höheren jahresmittleren Windgeschwindigkeiten bereits um Freiflächen handelt.

Aber auch das jetzt noch verbleibende Flächenpotential ist nicht vollständig windtechnisch nutzbar. Beispielsweise ist die landwirtschaftliche Nutzfläche, die sich unter Hochspannungsfreileitungen befindet, nicht für die Installation von Windkraftanlagen verfügbar. Außerdem müssen zu Gebäuden und Straßen, zu Bahnlinien und Flugplätzen, zu Hochspannungsfreileitungen und Richtfunkstrecken, zu Wald- und anderen Baumgebieten bestimmte Sicherheitsabstände eingehalten werden. Im einzelnen sind dabei die folgenden Mindestabstände zu berücksichtigen /2, 28/:

- Einzelhäuser und Weiler mit bis zu vier Häusern	200 - 500 m
- andere ländliche Siedlungen	500 m
- städtische Siedlungen	1 000 m
- fremdenverkehrsbetonte Siedlungsgebiete, Campingplätze	500 - 1 000 m
- Bundesautobahnen und hochbelastete Bundesstraßen	100 - 200 m
- übrige Bundes-, Landes und Kreisstraßen	40 - 200 m
- Bahnlinien mit Personenverkehr	40 - 100 m
- Flugplätze und Landeplätze	Bauschutzzone
- Hochspannungsfreileitungen ab 30 kV	50 - 200 m
- Richtfunkstrecken	50 - 200 m
- militärische Anlagen	äußere Schutzzone bzw. Einzelfallprüfung
- Nationalparks, Naturschutzgebiete	200 - 500 m
- Waldgebiete und Alleen	200 m
- Gewässer	50 - 200 m

Die Verminderung der potentiell verfügbaren Flächen durch diese Sicherheitsabstände ist nicht detailliert erfaßbar. Weder ist bekannt, welcher Anteil der Hochspannungsfreileitungen in welchem Kreis über landwirtschaftliche Nutzflächen mit welcher Trassenbreite verläuft. Noch ist statistisch erfaßt, welcher Anteil der Bundesautobahnen bzw. Bundesstraßen in welchem Kreis direkt an landwirtschaftlich genutzte Flächen angrenzt. Dies gilt auch für die Grenzen der Siedlungsgebiete bzw. einzelner Gehöfte zu den Ackerflächen. Auch die sonstigen Einflußfaktoren sind praktisch nicht genau erfaßbar.

Um trotzdem die Größenordnung abzuschätzen, die solche Einflüsse ausüben, wird hier unterstellt, daß zur Einhaltung der Sicherheitsabstände rund 10 % der gesamten technisch verfügbaren Fläche für eine Aufstellung von Windkraftanlagen nicht genutzt werden kann. Zusätzlich wird für die sonstigen diskutierten restriktiven Parameter ein zusätzlicher Abschlag von 7 % unterstellt. Damit kann auf der Basis der dargestellten Flächenpotentiale für jeden Kreis die Fläche bestimmt werden, auf der eine Installation von Windkraftanlagen technisch möglich wäre.

Aus diesen verfügbaren Flächen kann das technische Standortpotential unter Zugrundelegung eines spezifischen Flächenbedarfs je Windkraftanlage bestimmt werden. Da es sich bei den in Baden-Württemberg in Frage kommenden Gebiete in der Regel um inhomogene Flächen handelt, zudem die Windgeschwindigkeit nicht eindeutig immer aus einer Richtung weht, wird von einer Anlagenanordnung gemäß Abbildung 6, linke Seite, ausgegangen (vgl. Kapitel 2.5). Die immer noch gegebenen Verluste werden durch die Abschattungsverluste beschrieben, die zwischen 2 und 10 % liegen.

Mit den entsprechenden technischen Daten der Referenzanlagen (vgl. Tabelle 3) kann damit für jeden Kreis die windtechnisch installierbare Leistung auf den technisch verfügbaren Flächen berechnet werden. Eine Änderung des Anteils der landwirtschaftlichen Nutzfläche in Baden-Württemberg ist durchaus denkbar (z. B. durch vermehrtes Aufforsten). Wird jedoch eine entsprechende Berücksichtigung der windtechnischen Nutzbarkeit der jeweiligen Flächen bei derartigen Plänen unterstellt und davon ausgegangen, daß die sonstigen flächenpotentialmindernden Faktoren im wesentlichen gleich bleiben, kommt es zu keiner nennenswerten Änderung der verfügbaren Flächen. Aufgrund des vergleichsweise geringen Potentials werden auch produktionsseitige Restriktionen nicht unterstellt. Da der Abstandsfaktor näherungsweise nur vom Rotordurchmesser abhängig ist, dieser aber bei den einzelnen Referenztechniken nicht vom

Referenzjahr abhängig ist, sind die so berechenbaren Standortpotentiale für die einzelnen Kreise zeitunabhängig.

Tabelle 6 zeigt die auf dieser Basis für die einzelnen Kreise bestimmten Flächen- und Standortpotentiale als Summenergebnisse für Baden-Württemberg. Demnach liegt je nach zugrundegelegter Technologie die gesamte installierbare Leistung auf den Flächen mit einer Windgeschwindigkeit von mehr als 5 m/s bei ca. 23 MW, auf Flächen mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von mehr als 4 m/s zwischen etwa 180 und 200 MW und auf den Flächen mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von mehr als 3 m/s zwischen rund 3 310 und 3 570 MW.

Tabelle 6: Technische Flächen- und Standortpotentiale für unterschiedliche Windgeschwindigkeitsklassen und Referenztechniken in Baden-Württemberg

	technische Flächen- und Standortpotentiale				
	3 bis 4 m/s	4 bis 5 m/s	5 bis 6 m/s	> 3m/s	> 4m/s
Flächenpotential	197 214 ha	10 016 ha	1 414 ha	208 644 ha	11 430 ha
Standortpotential I (225 kW)	3 120 MW	159 MW	22 MW	3 305 MW	181 MW
Standortpotential II (500 kW)	3 330 MW	169 MW	24 MW	3 520 MW	193 MW
Standortpotential III (1 200 kW)	3 370 MW	171 MW	24 MW	3 569 MW	195 MW

5.2.3 Technische Stromerzeugungs- und Endenergiepotentiale

Mit den mittleren Vollaststundenzahlen kann für jeden Kreis aus dem technischen Standortpotential das technische Stromerzeugungspotential bestimmt werden. Aufgrund der zugrundegelegten Änderungen der aerodynamischen, der mechanischen und der elektrischen Wirkungsgrade sowie der unterschiedlichen Turmhöhen ändern sich die Vollaststundenzahlen für zukünftige Jahre im Vergleich zu heute. Im Gegensatz zu den technischen Standortpotentialen sind damit die technischen Stromerzeugungspotentiale zeitabhängig.

Die korrespondierenden Endenergiepotentiale ergeben sich unter Berücksichtigung netz- und bedarfsseitiger Restriktionen. Dazu zählen die Netz- (in der Regel 5 %) und die Speicherverluste bei höheren Anteilen fluktuierender Energieträger an der Stromversorgung. Da in Baden-Württemberg die Potentiale im Vergleich zum gesamten Stromaufkommen gering sind, ist eine über den jeweils aktuellen Bedarf hinausgehende windtechnische Stromerzeugung nicht zu erwarten. Damit entstehen keine windtechnisch bedingten Speicherverluste. Die Endenergiepotentiale

reduzieren sich unter diesen Voraussetzungen lediglich um die Netzverluste und damit um durchschnittlich 5 %. Dabei wird unterstellt, dass der in ländlichen Gebieten mit hohem Windpotential erzeugte Strom problemlos auf der Gebietsfläche Baden-Württembergs verteilt werden kann.

Tabelle 7 zeigt die sich ergebenden technischen Stromerzeugungspotentiale für die Referenztechniken und die Referenzjahre. Demnach ergibt sich auf der Basis der heutigen Technologie (Referenztechnik Ia, IIa, IIIa) aus dem technischen Standortpotential ein technisches Stromerzeugungspotential zwischen 2 320 und 2 900 GWh/a in Gebieten mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von mehr als 3 m/s. Das Stromerzeugungspotential auf der Basis der für das Jahr 2005 zugrundegelegten Referenztechniken liegt mit 2 770 bis 3 160 GWh/a um etwa 10 bis 20 % darüber. Bei Zugrundelegung der Referenztechniken des Jahres 2020 steigert sich das Potential um weitere 6 bis 10 % und liegt dann zwischen 3 080 und 3 340 GWh/a. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, daß etwa neun Zehntel dieses Potentials in Gebieten mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten zwischen 3 und 4 m/s zustande kommt. Wird daher z. B. als untere Grenze einer sinnvollen Nutzung eine jahresmittlere Windgeschwindigkeit von 4 m/s zugrunde gelegt, reduzieren sich die technischen Potentiale deutlich (vgl. Tabelle 8).

Bei dieser Analyse ist außerdem zu beachten, daß die dargestellten Stromerzeugungspotentiale für die Referenztechnologien der jeweiligen Referenzjahre berechnet wurden. Bei einer Szenariovorgabe, beispielsweise der Vorgabe einer zu installierenden Windkraftleistung innerhalb einer bestimmten Zeitraumes, ergibt sich das Stromerzeugungspotential für die jeweilige betrachteten Jahre jeweils als Mittelwert für die Referenztechnologien unterschiedlicher Jahre.

Bezogen auf die gesamte Stromerzeugung in Baden-Württemberg im Jahr 1990 (ca. 55,4 TWh/a, /10/) liegt das Stromerzeugungspotential aus Windenergie zwischen 4 und 6 %, wenn auch die Flächen mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von 3 bis 4 m/s mit Windkraftanlagen belegt werden. Werden Windkraftanlagen nur an Standorten mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von wenigstens 4 m/s installiert, nimmt das Potential nur einen Anteil zwischen 0,5 und 0,6 % ein.

Tabelle 7: Technische Stromerzeugungspotentiale in Baden-Württemberg für unterschiedliche Windgeschwindigkeitsklassen, Referenztechniken und Referenzjahre

	technisches Stromerzeugungspotential ¹				
	3 bis 4 m/s	4 bis 5 m/s	5 bis 6 m/s	> 3 m/s	> 4m/s
	in GWh/a				
Stand der Technik heute:					
Referenztechnik Ia (225 kW)	2 593	243	51	2 887	294
Referenztechnik IIa (500 kW)	2 595	253	54	2 902	307
Referenztechnik IIIa (1 200 kW)	2 058	212	47	2 317	259
Stand der Technik 2005:					
Referenztechnik Ib (225 kW)	2 811	262	54	3 127	316
Referenztechnik IIb (500 kW)	2 828	272	57	3 157	329
Referenztechnik IIIb (1 200 kW)	2 463	254	56	2 773	310
Stand der Technik 2020:					
Referenztechnik Ic (225 kW)	2 999	276	57	3 332	333
Referenztechnik IIc (500 kW)	2 994	287	60	3 341	347
Referenztechnik IIIc (1 200 kW)	2 733	281	62	3 076	343

¹ Die korrespondierenden technischen Endenergiepotentiale ergeben sich unter Berücksichtigung der Netzverluste von durchschnittlich 5 %. Speicherverluste müssen bei der Bestimmung der Endenergiepotentiale aufgrund der geringen Durchdringung nicht berücksichtigt werden.

5.3 Technische CO₂-Minderungspotentiale

Aus den technischen Erzeugungspotentialen können die entsprechenden CO₂-Minderungspotentiale berechnet werden. Dazu ist allerdings zunächst festzulegen, in welchen Kraftwerken der windtechnisch erzeugte Strom Brennstoff substituiert. Hier wird dabei eine Substitution (vgl. Tabelle 8)

- von Brennstoff entsprechend dem Kraftwerksmix, wie er in Baden-Württemberg im Basisjahr 1990 gegeben ist,
- von Steinkohle in einem Steinkohlekraftwerk moderner heutiger oder zukünftiger Technologie und
- von Erdgas in einem modernen GuD-Kraftwerk heutiger oder zukünftiger Technologie betrachtet.

In der Tabelle 8 sind die für die Berechnung notwendigen Daten der Referenzkraftwerke bzw. des -kraftwerksparks dargestellt. Demnach ist der derzeitige Kraftwerkspark in Baden-Württemberg im Durchschnitt durch spezifische CO₂-Emissionen in einer Höhe von etwa 307 g/kWh und durchschnittliche Stromerzeugungskosten von etwa 9 Pf/kWh gekennzeichnet.

Tabelle 8: Technische und ökonomische Daten der Referenzkraftwerke zur Berechnung der CO₂-Minderungspotentiale und -kosten /9, 16, 39/

		Kraftwerkspark	Steinkohle	Erdgas
technische Daten:				
Kraftwerkstyp		Mix	Dampfkraftwerk GuD GuD	GuD GuD GuD
Nennleistung	1990 2005 2020	-	600 MW 690 MW 820 MW	662 MW 778 MW 778 MW
Nutzungsgrad	1990 2005 2020	-	43 % 46 % 49 %	55 % 58 % 58 %
spezifische CO ₂ -Emissionen	1990 2005 2020	307 g/kWh ⁴ 307 g/kWh ⁴ 307 g/kWh ⁴	781 g/kWh 728 g/kWh 690 g/kWh	345 g/kWh 330 g/kWh 330 g/kWh
technische Lebensdauer		-	35 a	35 a
Vollaststunden		-	4 000 - 5 000 h/a	4 000 - 5 000 h/a
Kosten:				
Investitionen	1990 2005 2020	-	2 020 DM/kW 3 800 DM/kW 3 300 DM/kW	1 060 DM/kW 1 128 DM/kW 1 128 DM/kW
fixe Betriebskosten	1990 2005 2020	-	72 920 TDM/a 137 700 TDM/a 143 400 TDM/a	32 061 TDM/a 39 042 TDM/a 39 042 TDM/a
variable Betriebskosten (einschließlich Brennstoffkosten)	1990 2005 2020	-	88 800 - 111 000 TDM/a ¹ (199 200 - 249 000 TDM/a) ² 75 850 - 96 590 TDM/a ¹ (179 050 - 225 600 TDM/a) ² 65 820 - 98 530 TDM/a ¹ (180 990 - 227 540 TDM/a) ²	135 000 - 168 800 TDM/a 158 700 - 198 400 TDM/a 158 700 - 198 400 TDM/a
spez. Stromerzeugungskosten	1990 2005 2020	9 ³	7,6 - 10,4 Pf/kWh ¹ (11,2 - 16,3 Pf/kWh) ² 10,9 - 14,5 Pf/kWh ¹ (13,8 - 19,1 Pf/kWh) ² 10,3 - 13,7 Pf/kWh ¹ (13,1 - 18,1 Pf/kWh) ²	7,2 - 10,3 Pf/kWh 7,0 - 10,0 Pf/kWh 7,0 - 10,0 Pf/kWh

¹ Importkohle.

² Heimische Steinkohle.

³ Durchschnittliche Stromerzeugungskosten in der Bundesrepublik Deutschland /16/.

⁴ Nach /9/.

Im Durchschnitt deutlich höher liegen die spezifischen CO₂-Emissionen in Steinkohlekraftwerken. Bei einem modernen Steinkohlekraftwerk heutiger Technologie ergeben sich beispielsweise spezifische Emissionen von ca. 781 g/kWh, die zugehörigen Stromerzeugungskosten sind u. a. von der jeweiligen Auslastung abhängig und liegen zwischen 8 und 10 Pf/kWh bei einer Verbrennung von Importkohle und bei etwa 11 bis 16 Pf/kWh bei der Verbrennung heimischer Steinkohle. Ein GuD-Kraftwerk mit Brennstoff Erdgas schließlich ist bei den zugrundegelegten Vollaststunden je nach Referenzjahr durch spezifische CO₂-Emissionen zwischen 330 und 345 g/kWh bei mittleren Stromerzeugungskosten zwischen 7 und 10 Pf/kWh gekennzeichnet.

Werden die Stromerzeugungspotentiale aus Windenergie der entsprechenden Referenzjahre zugrundegelegt, können daraus die entsprechenden CO₂-Minderungspotentiale im Kraftwerkspark berechnet werden (vgl. Tabelle 9). Dabei handelt es sich aber ausschließlich um die direkt in den Kraftwerken durch den verminderten Brennstoffeinsatz vermiedenen CO₂-Emissionen. Die herstellungsbedingten Emissionen wie auch die Emissionen der vorgelagerten Prozeßkette werden dabei auftragsgemäß nicht berücksichtigt.

Tabelle 9: Technische CO₂-Minderungspotentiale einer windtechnischen Stromerzeugung für unterschiedliche Windgeschwindigkeitsklassen, Referenzjahre und Referenzkraftwerke in Baden-Württemberg

Referenz-jahr	Referenzkraftwerk für die Substitution	direktes Minderungspotential durch Brennstoffsubstitution in 1 000 t/a				
		3 bis 4 m/s	4 bis 5 m/s	5 bis 6 m/s	> 3 m/s	> 4 m/s
heute	Kraftwerkspark Baden-Württemberg	623 - 796	65 - 78	14 - 18	702 - 892	79 - 96
heute	modernes Steinkohlekraftwerk	1 607 - 2 025	166 - 198	36 - 42	1 809 - 2 265	202 - 240
heute	GuD-Kraftwerk mit Erdgasfeuerung	710 - 895	73 - 87	16 - 19	799 - 1 001	89 - 106
2005	Kraftwerkspark Baden-Württemberg	756 - 868	78 - 84	17 - 19	851 - 971	95 - 103
2005	modernes Steinkohlekraftwerk	1 793 - 2 059	185 - 198	40 - 42	2 028 - 2 299	235 - 240
2005	GuD-Kraftwerk mit Erdgasfeuerung	813 - 933	73 - 87	16 - 19	902 - 1 039	89 - 106
2020	Kraftwerkspark Baden-Württemberg	839 - 921	85 - 88	18 - 19	942 - 1 028	103 - 107
2020	modernes Steinkohlekraftwerk	1 886 - 2 069	190 - 198	39 - 43	2 115 - 2 310	229 - 241
2020	GuD-Kraftwerk mit Erdgasfeuerung	902 - 990	91 - 95	19 - 20	1 012 - 1 105	110 - 115

Tabelle 9 zufolge liegen die gesamten Möglichkeiten einer CO₂-Minderung für das technische Gesamtpotential (also einschließlich des Potentials mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten zwischen 3 und 4 m/s) je nach Referenztechnik und Referenzjahr zwischen 0,7 und 2,1 Mio. t CO₂/a. Für das Potential > 4 m/s ergibt sich eine Bandbreite von 0,1 bis 0,2 Mio. t CO₂/a.

5.4 Kosten versus Potentiale

Aufbauend auf den berechneten technischen Potentialen für unterschiedliche Windgeschwindigkeitsklassen und den Kosten für die einzelnen Referenzkraftwerke können die Kosten den Potentialen gegenübergestellt werden. Dieses kann sowohl für die technischen Energiepotentiale als auch für die entsprechenden CO₂-Minderungspotentiale durchgeführt werden.

Dabei sind bei den spezifischen Kosten der Windstromerzeugung zu den Kosten aus Investition und Betrieb die Back-up-Kosten (vgl. Kapitel 3.3) zu addieren. Auf dieser Grundlage können dann näherungsweise die wirtschaftlichen Potentiale ermittelt werden, wenn sie den jeweiligen

Stromerzeugungskosten der zugrundegelegten Referenzkraftwerke (vgl. Tabelle 9) gegenübergestellt werden.

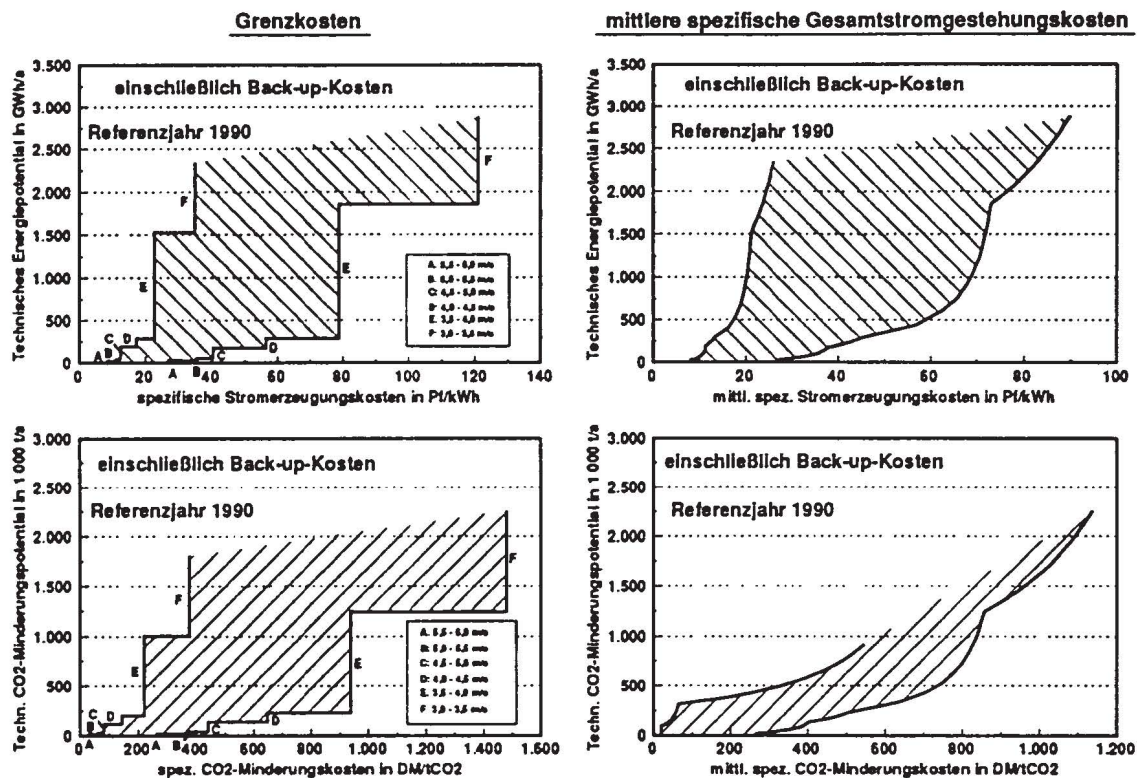


Abbildung 11: Kosten-Potential-Kurven (oben Stromerzeugungspotentiale, unten Substitution von Steinkohle in einem modernen Steinkohlekraftwerk) einer windtechnischen Stromerzeugung in Baden-Württemberg

Abbildung 11 zeigt beispielhaft für die Potentiale auf der Basis des Referenzjahres 1990 diese Kosten-Potential-Kurven. Im oberen Bildteil sind die technischen Stromerzeugungspotentiale gegen die spezifischen Stromerzeugungskosten dargestellt, im unteren Bildteil entsprechend die technischen CO₂-Minderungspotentiale (beispielhaft für die Substitution von Steinkohle in einem modernen Steinkohlekraftwerk ermittelt). Jeweils links sind die spezifischen Grenzkosten dargestellt, rechts die zugehörigen mittleren spezifischen Gesamtstromerzeugungskosten. Daraus folgt daß unter Ausnutzung des vollständigen windtechnischen Potentials in Windgebieten mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von mehr als 3 m/s die mittleren spezifischen windtechnischen Stromerzeugungskosten auf der Basis der gegenwärtig verfügbaren Windkraftanlagentechnologie und unter Berücksichtigung der entsprechenden Back-up-Kosten die mittleren spezifischen Stromerzeugungskosten im günstigsten Fall bei etwa 25 Pf/kWh und im schlechtesten Fall bei rund 87 Pf/kWh liegen. Die entsprechenden CO₂-Minderungskosten liegen zwischen 550 und 1 150 DM/t CO₂. Werden nur die windbegünstigsten Gebiete (jahresmittlere

Windgeschwindigkeit von mehr als 4 m/s) berücksichtigt, sind die Potentiale entsprechend deutlich niedriger. Die mittleren spezifischen Stromerzeugungskosten würden dann zwischen etwa 15 und 40 Pf/kWh betragen, die entsprechenden mittleren spezifischen CO₂-Minderungskosten zwischen 50 und 500 DM/t CO₂.

5.5 Derzeitige Windenergienutzung in Baden-Württemberg

Derzeit wird das Windenergieangebot in Baden-Württemberg nur sehr wenig genutzt. Insgesamt sind 12 Anlagen mit einer Leistung von 821 kW installiert (vgl. Tabelle 10). Legt man näherungsweise die durchschnittlichen Ausnutzungsgrade aller installierten Windkraftanlagen in Deutschland zugrunde /24/, so ergibt sich eine gesamte jährliche Stromerzeugung dieser Anlagen von etwa 1,3 GWh/a.

Vergleicht man die Nutzung der Windenergie in Baden-Württemberg mit der Windenergienutzung im gesamten Bundesgebiet, liegt Baden-Württemberg deutlich unter dem Bundesdurchschnitt. Dabei ist aber zu berücksichtigen, daß aufgrund der guten Windverhältnisse im Norden Deutschlands ein Großteil der derzeit vorhandenen Anlagen in den Küstenländern installiert ist. Vergleicht man daher die Situation in den Binnenländern miteinander, liegt bezüglich der installierten Windkraftanlagenleistung Baden-Württemberg von allen dann noch verbleibenden 13 Bundesländern an achter Stelle /24/.

Tabelle 10: Nutzung der Windenergie in Baden-Württemberg (Stand Juli 1993) /23/

Standort	Leistung	Hersteller
Tübingen	280 kW	Enercon
Walzbachtal	110 kW	Seewind
Oberjettingen	110 kW	Seewind
Schnittlingen	100 kW	DEBRA
Hüfingen	95 kW	Danmark
Heroldstatt	80 kW	Enercon
Rottweil	30 kW	Südwind
Waiblingen	10 kW	AEE Peters
Neu-Ulm	2,5 kW	NEW
Hockenheim	1,5 kW	Kano
Tübingen	1 kW	NEW
Freiburg	1 kW	NEW
Summe	821 kW	
in Planung	ca. 3 000 kW	

6 Weitere Aspekte einer Windstromerzeugung

Für eine umfassende Beurteilung der Vor- und Nachteile einer Stromerzeugung aus Windenergie reicht eine Wirtschaftlichkeits- und Potentialanalyse nicht aus. Weitere Beurteilungskriterien sind andere bilanzierbare Größen wie der Materialaufwand, der kumulierte Energieaufwand, die mit der Nutzung verbundenen Stoffströme sowie der Flächenbedarf und die Gesundheitsrisiken. Bei der Bestimmung dieser Größen sind die jeweiligen Energie- und Stoffumsätze für die Herstellung und die Entsorgung der Anlage ebenso zu erfassen wie diejenigen, die im Zusammenhang mit der Bereitstellung und Umwandlung des Energieträgers stehen. Aufgrund der mangelnden Datenbasis können derzeit nur einige dieser Ströme bilanziert werden, darüber hinaus oft auch nur unvollständig. Im folgenden werden einige dieser Größen für die Windstromerzeugung bestimmt, dargestellt und vor dem Hintergrund der vergleichbaren Größen einer Steinkohleverstromung diskutiert /37, 38/.

6.1 Beurteilung der Windenergienutzung auf der Basis "ganzheitlicher" Kriterien

Als Vergleichsbasis für die Bilanzierungsgrößen, die für die Windenergienutzung bestimmt wurden, wird hier die Steinkohleverstromung herangezogen. Ein Vergleich ist notwendig, denn das quantitative Ergebnis einer Bilanzierung eines Energiesystems ist nur dann sinnvoll zu bewerten, wenn es einer entsprechenden Bilanzierung eines anderen Energiesystems, auf der Basis eines gleichen Nutzeffektes, gegenübergestellt wird. In den folgenden Betrachtungen wird daher unterstellt, daß die in das Verbundnetz eingespeiste windtechnisch erzeugte elektrische Energie Strom aus Steinkohlekraftwerken substituiert.

Tabelle 11 zeigt die zugrundegelegten Annahmen für die Referenzkraftwerke. Bei den Windkonvertern entsprechen die technischen Daten der zugrundegelegten Referenzkraftwerke dem heutigen Stand der Technik (vgl. Tabelle 3). Bei dem Vergleichsteinkohlekraftwerk wird von einem derzeitigen Steinkohlekraftwerkes moderner Technologie (vgl. Tabelle 9) ausgegangen.

Bei den Betriebsmitteln werden bei der Steinkohleverstromung die mit der Bereitstellung der Steinkohle am Kraftwerk verbundenen Material-, Stoff- und Energieströme mit bilanziert. Dabei wird sowohl heimische Steinkohle als auch Importkohle und damit auch die entsprechenden Förder- (Tief- und Tagebau) und Transporttechniken mit in die Untersuchung einbezogen.

Tabelle 11: Technische Daten der Referenzkraftwerke für die vergleichende Bilanzierung von Materialaufwand, kumulierten Energieaufwand, kumulierten Emissionen und Flächenbedarf und Gesundheitsrisiken

	Nennleistung in MW	Lebensdauer in a	Wirkungsgrad ² in %	Volllaststunden in h/a	Sonstiges
Windenergie ¹ :					
Variante Ia	0,225	20	-	830 1 530 2 270 2 930	3,5 m/s ³ 4,5 m/s ³ 5,5 m/s ³ 6,5 m/s ³
Variante IIa	0,5	20	-	780 1 500 2 260 2 930	3,5 m/s ³ 4,5 m/s ³ 5,5 m/s ³ 6,5 m/s ³
Variante IIIa	1,2	20	-	610 1 240 1 930 2 520	3,5 m/s ³ 4,5 m/s ³ 5,5 m/s ³ 6,5 m/s ³
Steinkohlekraftwerk	600	35	43	5 000	7 % ⁴

¹ Technische Daten gemäß Referenzkraftwerken aus Tabelle 3.

² Nettowirkungsgrad.

³ Jahresmittlere Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe über Grund.

⁴ Verluste der vorgelagerten Prozeßkette "Steinkohle frei Kraftwerk" (Förderung, Transport und Aufbereitung des Brennstoffes). Mix aus Importkohle und heimischer Steinkohle, nach /15/.

Demgegenüber werden die Betriebsmittel bei der Windstromerzeugung in erster Näherung vernachlässigt.

Bei dieser Analyse ist zu beachten, daß bei dem Vergleich der auf die elektrische Energie bezogenen Größen die unterschiedliche Qualität des erzeugten Stromes nicht berücksichtigt wird. Windstrom wird dargebotsabhängig erzeugt, Kraftwerke auf der Basis fossiler oder nuklearer Brennstoffe können entsprechend der Nachfrage nach elektrischer Energie gefahren werden. Streng genommen müßte daher ein Vergleich einer Stromerzeugung aus Energieträgern mit unterschiedlicher Versorgungsqualität auf der Basis einer Versorgungsaufgabe mit gleicher Versorgungsqualität durchgeführt werden. Dies ist allerdings Gegenstand anderer Untersuchungen /37, 38/.

Außerdem beschränkt sich der Vergleich der Energie- und Stoffströme hier ausschließlich auf die Anlage des gegenwärtigen Istzustandes (vgl. Tabelle 3, Variante Ia, Variante IIa, Variante IIIa). Die im folgenden dargestellten Vergleiche umreißen damit nur die derzeitige Situation. Obwohl sowohl die technischen Daten der Referenzkraftwerke zur Windstromerzeugung als auch die

entsprechenden Daten der konventionellen Referenztechnologie sich in der Zukunft ändern können, kann doch davon ausgegangen werden, daß sich dadurch bedingt zwar die konkreten Zahlenwerte, nicht aber die generelle Relation zueinander ändern werden.

Im einzelnen wird im Rahmen dieser Untersuchung auf den Materialaufwand, den kumulierten Energieaufwand und die kumulierten Emissionen als "bilanzierbare" Größen eingegangen. Anschließend werden auch der Flächenbedarf sowie die Gesundheitsrisiken miteinander verglichen. Im Regelfall beschränken sich die folgenden Betrachtungen auf die Herstellung und den Betrieb. Alle weiteren Ausführungen beziehen sich zudem ausschließlich auf in Deutschland hergestellte und hier betriebene Anlagen. Die Referenzanlagen beschreiben außerdem nur die derzeit gängigsten Technologien, so daß die folgenden Vergleiche für andere Windkraftanlagen, bei denen beispielsweise andere Turm- oder Rotorblattmaterialien, Herstellverfahren oder Turmhöhen Verwendung finden, durchaus anders ausfallen können.

6.1.1 Materialaufwand

Tabelle 12 zeigt die auf die erzeugte elektrische Energie bezogenen Materialaufwendungen bei unterschiedlichen jahresmittlere Windgeschwindigkeiten für einige ausgewählte Materialien. Grundsätzlich werden dabei nur die direkt für den Bau der Stromerzeugungsanlagen und die für die benötigten Betriebsmittel eingesetzten Materialien berücksichtigt. Der damit verbundene indirekte Materialaufwand (z. B. für die Infrastruktur) wird nicht erfaßt. Damit beinhalten die folgenden Angaben bei der Windenergie nur das für die Windkraftanlage eingesetzte Material. Der Materialeinsatz für die bei Windparks notwendigen Betriebsgebäude liegt im Vergleich zum Aufwand für die Windkraftanlagen in einer vernachlässigbaren Größenordnung.

Der Vergleich zwischen der Windstromerzeugung und der Steinkohleverstromung zeigt, daß der Materialaufwand je erzeugter Energieeinheit bei der Windenergie mit zunehmender Windgeschwindigkeit deutlich abnimmt. Beispielsweise sind an Standorten mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von ca. 3,5 oder 4,5 m/s die spezifischen Materialaufwendungen in allen Fällen höher als die vergleichbaren Aufwendungen der Steinkohleverstromung. Selbst bei jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von 5,5 m/s lassen sich bei der Wahl einer günstigen Windkrafttechnologie spezifische Materialaufwendungen erreichen, die teilweise um den Faktor 2 oberhalb der Materialaufwendungen für die Steinkohleverstromung liegen. Für eine jahresmittlere Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s liegen die mittleren Materialaufwendungen der

Tabelle 12: Vergleich der spezifischen Kenngrößen für Materialaufwand, kumuliertem Energieaufwand, kumulierten Emissionen, Flächenbedarf und Risiko für die Windenergienutzung und die Steinkohleverstromung

	Windenergie				Steinkohle
	3,5 m/s	4,5 m/s	5,5 m/s	6,5 m/s	
Materialaufwand in kg/GWh _{el} ⁵ :					
Stahl	5 900 - 18 000	3 100 - 8 800	2 100 - 5 700	1 600 - 4 300	1 200 - 2 550 ^{1,2}
Nc-Metalle	190 - 240 ³	100 - 130 ³	70 - 90 ³	50 - 70 ³	15 ⁴
Zement	2 200 - 6 600	1 100 - 3 200	750 - 2 100	580 - 1 600	360 - 520 ^{1,2}
Kunststoff	770 - 1 400	400 - 660	270 - 430	200 - 330	8 ¹
kumulierter Energieaufwand:					
KEA in kWh _{prim} /MWh _{el} ⁵	130 - 540 ⁷	70 - 270 ⁷	50 - 170 ⁷	40 - 130 ⁷	173 - 185 ⁶
prim. Erntefaktor	22 - 5	41 - 11	60 - 17	78 - 22	15 - 16
prim. Amortisationszeit in Mon.	11 - 45	6 - 22	4 - 14	3 - 11	2 - 4
kumulierte Emissionen in kg/GWh _{el} ⁵ :					
SO ₂	30 - 90 ⁷	20 - 50 ⁷	10 - 30 ⁷	10 - 20 ⁷	629 - 634 ⁶
NO _x	50 - 140 ⁷	30 - 70 ⁷	20 - 40 ⁷	10 - 30 ⁷	644 - 648 ⁶
Staub	10 - 20 ⁷	3 - 8 ⁷	2 - 5 ⁷	2 - 4 ⁷	ca. 146 ⁶
CO ₂	33 000 - 96 000 ⁷	17 000 - 47 000 ⁷	12 000 - 31 000 ⁷	9 000 - 23 000 ⁷	809 700 - 812 600 ⁶
Flächenbedarf in m ² /(GWh _{el} /a) ⁸ :					
Flächentyp I	1 200 - 7 100 ⁹	700 - 3 500 ⁹	500 - 2 300 ⁹	400 - 1 700 ⁹	30 - 60 ¹⁰
Flächentyp II	20 000 - 210 000 ¹¹	11 000 - 103 000 ¹¹	7 200 - 66 000 ¹¹	5 600 - 50 000 ¹¹	1 400
Flächentyp III	0	0	0	0	230 - 20 700 ¹²
Gesundheitsrisiken ⁵ :					
berufliche Risiken, Todesfälle in Anzahl/TWh _{el}	0,03 - 0,19	0,02 - 0,09	0,01 - 0,06	0,01 - 0,05	0,22
berufliche Risiken, Verletzungen, Erkrankungen in WDL/TWh _{el} ¹³	240 - 740	130 - 360	90 - 230	70 - 180	2 300
öffentliche Risiken, Todesfälle in Anzahl/TWh _{el}	0,015	0,008	0,005	0,004	0,21 - 0,74
öffentlichen Risiken, Verletzungen, Erkrankungen in WDL/TWh _{el} ¹³	0,7 - 0,9	0,4 - 0,5	0,2 - 0,3	0,2	0,80 - 12,0

¹ Materialaufwand für Kraftwerk, Anlagen zur Förderung und Transport.

² Oberer Wert: Tiefbau; Unterer Wert: Tagebau.

³ Kupfer.

⁴ Kupfer und Aluminium.

⁵ Bezogen auf die gesamte in der Lebensdauer erzeugt elektrische Energie.

⁶ Energieeinsatz bzw. Emissionen für Betriebsmittel in der vorgelagerten Prozeßkette, für Materialaufwand für Förderanlagen, Transporteinrichtungen und Kraftwerk (KEA_H und KEA_N).

⁷ KEA_H bzw. Emissionen durch KEA_H.

⁸ Bezogen auf die jährlich erzeugte elektrische Energie.

⁹ Flächenbedarf für Windkraftanlagenfundament, Betriebsgebäude und Servicewege.

¹⁰ Kraftwerksbetriebsfläche.

¹¹ Flächenbedarf des gesamten Windparks bei einem Abstandsfaktor zwischen 6 und 12.

¹² Flächenbedarf für Steinkohleförderung im Tief- bzw. Tagebau.

¹³ WDL: Workers day lost.

Windkraft in einem ähnlichen Bereich wie die der Steinkohleverstromung. Da alle betrachteten Anlagen über Kunststoffrotoren verfügen, liegt dieser spezifische Bedarf bei den untersuchten Anlagen um ca. zwei Größenordnungen über dem vergleichbaren Bedarf bei der Steinkohleverstromung.

6.1.2 Kumulierter Energieaufwand

Unter dem kumulierten Energieaufwand (KEA) werden alle mit der Herstellung (KEA_H), der Nutzung (KEA_N) und der Beseitigung (KEA_E) eines Produktes oder eines Systems verbundenen Energieaufwendungen verstanden. Erntefaktoren (EF) und Amortisationszeiten (AZ) können unterschiedlich definiert werden. Zur Beurteilung der kumulierten Energieaufwendungen wird hier der primärenergetische Erntefaktor (EF_{Prim} , vgl. Gleichung 9) und die primärenergetische Amortisationszeit für die Herstellung (AZ_{Prim} , vgl. Gleichung 10) bestimmt und miteinander verglichen. Ziel ist es letztlich, möglichst hohe primärenergetische Erntefaktoren und möglichst geringe primärenergetische Amortisationszeiten zu erreichen.

$$EF_{Prim} = \frac{\frac{1}{\eta_m} \cdot W_{Netto,Phys}}{KEA_H + KEA_N + KEA_B + KEA_E} \quad (9)$$

$$AZ_{Prim} = \frac{KEA_H \cdot L}{W_{Netto,Prim} - KEA_N} \quad (10)$$

mit:	EF_{Prim}	primärenergetischer Erntefaktor
	$W_{Netto,Phys}$	gesamte vom Kraftwerk nach außen abgegebene elektrische Energie
	$W_{Netto,Prim}$	in Primärenergieäquivalente umgerechnete vom Kraftwerk nach außen abgegebene Energie
	KEA_H	kumulierter Energieaufwand für die Herstellung
	KEA_N	kumulierter Energieaufwand für die Nutzung
	KEA_B	kumulierter Energieaufwand für den Betrieb
	KEA_E	kumulierter Energieaufwand für die Entsorgung
	AZ_{Prim}	primärenergetische Amortisationszeit
	L	Lebensdauer des Kraftwerks
	η_m	mittlerer Wirkungsgrad des Kraftwerkspark in Deutschland

Sowohl die bereitgestellte Energie als auch die Energieaufwendungen gehen dabei als Primärenergie bzw. als Primärenergieäquivalente in die Rechnung ein. Im Gegensatz zum Endenergieaufwand berechnet sich der kumulierte Primärenergieaufwand unter Berücksichtigung der Umwandlungswirkungsgrade der für die benötigte Endenergie eingesetzten Technologien. Dabei wird für die Bereitstellung von elektrischer Energie i. allg. ein Nutzungsgrad von 0,35 angesetzt. Für

die Bereitstellung von Brennstoffen kann ein mittlerer Bereitstellungsnutzungsgrad von 0,85 angenommen werden, für die primärenergetische Bewertung des nichtenergetischen Verbrauchs wird ein Nutzungsgrad von 0,8 unterstellt /37, 38/.

Oftmals ist es nicht möglich, alle Energieströme für sämtliche Vor- und Nebenstufen aller beteiligten Prozesse zu erfassen. Wegen fehlender Daten wird deshalb hier der Energieaufwand für die Entsorgung der für die Herstellung der Anlagen und den Betrieb eingesetzten Materialien und Stoffe (KEA_E) nicht betrachtet. Bei der Windenergienutzung ist der Energieaufwand für den Betrieb der Anlagen im Vergleich zu dem der Anlagenherstellung näherungsweise vernachlässigbar. Der Erntefaktor wird darüber hinaus im Rahmen dieser Untersuchung nur zur Analyse des zusätzlichen Energieaufwandes zur Bereitstellung von elektrischer Energie verwendet. Daher wird die im Brennstoff enthaltene Energie (KEA_B) nicht mit berücksichtigt. Der Ressourcenverzehr wird also in diesen Betrachtungen nicht mit betrachtet

Tabelle 12 zeigt den Vergleich dieser Größen für die Stromerzeugung aus Windenergie und die Steinkohleverstromung. Die primärenergetischen Erntefaktoren der Windenergie liegen etwa zwischen 5 und 78; dabei wurden jahresmittlere Windgeschwindigkeiten zwischen 3,5 und 6,5 m/s angenommen. Die primärenergetischen Amortisationszeiten liegen bei 3 bis 45 Monaten. Besonders hervorzuheben ist der Einfluß des Windenergieangebotes auf diese Größen: steigt beispielsweise die jahresmittlere Windgeschwindigkeit um 50 % von 4,5 auf 6,5 m/s, verdoppelt sich der Erntefaktor im Mittel, dementsprechend halbieren sich die energetischen Amortisationszeiten.

Die Steinkohle ist unter den getroffenen Annahmen durch primärenergetische Erntefaktoren im Bereich von etwa 15 bis 16 und durch primärenergetische Amortisationszeiten für die Herstellung von rund 2 bis 4 Monaten gekennzeichnet. Damit liegen die Erntefaktoren bei der Windenergie auch an Standorten mit jahresmittlen Windgeschwindigkeiten von 4,5 m/s in der Regel noch über den Erntefaktoren moderner Steinkohlekraftwerke. Haupteinfluß auf diese Kennzahlen haben die energetischen Vorleistungen in der vorgelagerten Prozeßkette. Der primärenergetische Nutzungsgrad in der vorgelagerten Prozeßkette der Steinkohle von 93 % entspricht bei einem Umwandlungswirkungsgrad im Kraftwerk von 43 % einem Primärenergieaufwand von 163 kWh/MWh (bezogen auf die erzeugte elektrische Energie). Werden dagegen die dargestellten Amortisationszeiten miteinander verglichen, liegen diese nur an Standorten mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von 6,5 m/s im Bereich derjenigen der Steinkohleverstromung. Die Amortisa-

tionszeit wird vorrangig von dem kumulierten Energieaufwand für die Herstellung (KEA_H) bestimmt. Der Einfluß des kumulierten Energieaufwandes für die Nutzung (KEA_N) ist gering, da dieser Energieaufwand nur für die Dauer der Amortisationszeit bei der Berechnung von AZ_{prim} mit eingeht.

6.1.3 Emissionen

Hier werden nur die Luftschadstoffe SO_2 , NO_x , Staub und CO_2 betrachtet, die wiederum sowohl direkt bei der Stromerzeugung als auch indirekt bei den vorgelagerten Prozeßketten emittiert werden können. Andere bei der Stromerzeugung direkt oder indirekt freiwerdende Schadstoffe, wie beispielsweise die im Abwasser enthaltenen Verunreinigungen oder auch andere Luftschadstoffe, werden vernachlässigt.

Bei der Windenergie treten nur bei der Herstellung der Anlagen Emissionen in einer relevanten Größenordnung auf. Zur Berechnung dieser Emissionen werden einerseits die Materialaufwendungen der betrachteten Leistungsklassen und andererseits die zugehörigen spezifischen Emissionsfaktoren für die einzelnen Luftschadstoffe benötigt. Die spezifischen Emissionsfaktoren werden daher auf die Menge des jeweiligen Materials bezogen /12/. Mit den technischen Verfügbarkeiten, Lebensdauern und den von der jahresmittleren Windgeschwindigkeit abhängigen Vollaststundenzahlen werden die auf die insgesamt erzeugte elektrische Energie bezogenen Emissionen berechnet.

Tabelle 12 zeigt den Vergleich der berechneten spezifischen Emissionen. Würden nur die mit dem Materialaufwand für die Anlagen verbundenen Emissionen miteinander verglichen, dann würden die spezifischen Emissionen der Windenergie nur an Standorten mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von 6,5 m/s in etwa in der gleichen Bandbreite wie die Emissionen bei der Steinkohle liegen. Werden aber - entsprechend Tabelle 12 - die Emissionen der vorgelagerten Prozeßkette und die bei der Verbrennung der Steinkohle im Kraftwerk selbst verursachten Emissionen mitbetrachtet, ist der Schadstoffausstoß bei der Windenergienutzung insgesamt um mehr als eine Größenordnung geringer als bei der Steinkohleverstromung. Dies gilt auch an Standorten mit vergleichsweise niedrigen mittleren Windgeschwindigkeiten (3,5 m/s).

6.1.4 Flächenbedarf

Insbesondere in einem Land mit bereits intensiver Flächennutzung wie Baden-Württemberg ist auch die von den Stromerzeugungssystemen in Anspruch genommene Fläche ein relevantes Beurteilungskriterium. Da die verschiedenen Stromerzeugungssysteme die jeweiligen Flächen in einer unterschiedlichen Form bzw. mit unterschiedlichen Intensitäten nutzen, ist eine Einteilung der in Anspruch genommenen Flächen in drei verschiedene Typen sinnvoll:

- Flächentyp I: Hierunter fallen Flächen, die von den jeweiligen Anlagen vollständig und ausschließlich in Anspruch genommen werden (z. B. Betriebsgebäude, versiegelte Flächen allgemein oder das gesamte Betriebsgelände).
- Flächentyp II: Darunter sind Flächen zu verstehen, die von den Stromerzeugungssystemen nur teilweise in Anspruch genommen werden oder eingeschränkt auch einer anderen Nutzung zur Verfügung stehen (z. B. Schutzzonen um Kraftwerke, landwirtschaftlich nutzbare Flächen von Windparks).
- Flächentyp III: Hierbei handelt es sich um sonstige Gebiete, die indirekt benötigt werden (z. B. Deponien, Kohleabbaugebiete).

Hier werden nur die wichtigsten für den Betrieb der Anlagen benötigten Flächen berücksichtigt. Damit ist bei der Windenergie nur die Fläche der eigentlichen Windkraftanlage bzw. des Windparks zu berücksichtigen. Andere Flächen, wie z. B. die notwendigen Flächen für die Fabrikgebäude zur Herstellung der Anlagen, die anteilmäßig für den Transport in Anspruch genommenen öffentlichen Verkehrswege sowie der Flächenbedarf für die Stromverteilung werden nicht berücksichtigt. Bei der Steinkohleverstromung geht für den Betrieb des Kraftwerks neben der Kraftwerksfläche selbst bzw. den notwendigen Sicherheitszonen noch der Flächenbedarf für den Abbau des Brennstoffs Steinkohle mit in die Rechnung ein.

Tabelle 12 zeigt den Vergleich des spezifischen Flächenbedarfs einer windtechnischen Stromerzeugung und einer Steinkohleverstromung. Im Gegensatz zu den bisherigen Berechnungen (vgl. Kapitel 6.1.1 bis 6.1.3) wurden dabei die Flächen auf die jährlich erzeugte und nicht auf die in der gesamten Lebensdauer der Anlagen erzeugte elektrische Energie bezogen. Damit wird der unterschiedlichen Dauer der Flächennutzung Rechnung getragen. Zum Flächentyp I zählt bei der Windenergie nur die für das Fundament, für die Betriebsgebäude und die notwendigen Servicewege benötigte Fläche. Die restliche Fläche des Windparks steht einer - leicht einge-

schränkten - landwirtschaftlichen Nutzung offen und fällt damit in die Kategorie II. Die für den Windpark notwendige Fläche ergibt sich aus dem Abstand zwischen den Anlagen, der notwendig ist, um die Abschattungseffekte möglichst gering zu halten. Die entsprechende Kenngröße, der Abstandsfaktor, liegt zwischen 6 und 12 /14, 22/.

Der Vergleich zeigt, daß der spezifische Flächenbedarf in den Kategorien I und II für Steinkohle deutlich geringer ist als bei der Stromerzeugung aus Windenergie. Selbst an Standorten mit sehr hohem Windangebot (6,5 m/s) liegt der Flächenbedarf für Typ I um mehr als eine Größenordnung über dem Flächenbedarf der Steinkohle. Demgegenüber fällt der Vergleich bei Flächentyp III eindeutig zugunsten der Windenergie aus, da diese im Gegensatz zur Steinkohle keine Flächen für die Förderung und Bereitstellung der Betriebsstoffe benötigt.

6.1.5 Gesundheitsrisiken

Der Begriff "Risiko" stellt zunächst ein qualitatives Maß für die Erwartung eines Schaden dar, der aus dem Einsatz einer Technologie resultieren kann. Risiko setzt sich dabei aus den Komponenten "Schaden" und "Wahrscheinlichkeit des Schadenseintritts" zusammen. Unter einem Schaden sind alle negativen Auswirkungen ökonomischer, ökologischer und gesundheitlicher Art zu verstehen, die mit der Technologie in ursächlichem Zusammenhang stehen. Der Schaden setzt sich wiederum aus den Komponenten "Schadensart" und "Schadensumfang" zusammen /18/.

Um das Risiko als quantitative Größe darstellen zu können, ist es notwendig, alle Komponenten zahlenmäßig zu erfassen. Deshalb beschränken sich die vorliegenden Ausführungen ausschließlich auf die heute quantifizierbaren Gesundheitsrisiken. Dazu werden die statistisch erfaßten Todesfälle und Erkrankungen herangezogen. Die Beschränkung auf meßbare Schadensarten bedeutet jedoch eine erhebliche Einschränkung des Risikobegriffs, da dann nur solche Schäden in eine Risikoanalyse eingehen, die in einer Maßeinheit ausdrückbar sind.

Bei den Risiken wird zwischen beruflichen und öffentlichen Risiken unterschieden. Den Berufsrisiken steht durch die Entlohnung der Berufstätigkeit ein direkter Nutzen gegenüber. Dies gilt nicht für die öffentlichen Risiken, bei denen die Betroffenen in der Regel nicht diejenigen sind, die direkt von der Energiebereitstellung profitieren. Indirekt kann es allerdings auch bei den öffentlichen Risiken zu einer Kompensation kommen, z. B. durch gesteigerten Wohlstand. Im

Gegensatz zu beruflichen Risiken, die zumindest teilweise in den Energiepreisen bereits enthalten sind, stellen öffentliche Risiken im wesentlichen externe Effekte dar.

Während bei Steinkohlekraftwerken die Gesundheitsrisiken im wesentlichen mit der Bereitstellung des Brennstoffes verknüpft sind, treten die Risiken bei der Nutzung regenerativer Energieträger vornehmlich im Zusammenhang mit der Materialbereitstellung und dem Bau der Anlagen auf /25/. Sie sind daher meist proportional zum Materialbedarf. Dies betrifft sowohl die Berufsrisiken bei der Rohmaterialbereitstellung, bei der Anlagenfertigung und -montage sowie beim Transport des Materials und der Komponenten als auch die öffentlichen Risiken infolge der Schadstoffemissionen während des Herstellungsprozesses und infolge von Transportunfällen. Aus dem Materialbedarf von Windkraftanlagen kann demzufolge mit Kenntnis der spezifischen Risiken das Gesamtrisiko je TWh abgeschätzt werden.

Berufliche und öffentliche Risiken sind von unterschiedlicher Qualität und sollten keinesfalls zusammengezählt werden. Den Berufsrisiken steht durch die Entlohnung der Berufstätigkeit ein direkter Nutzen gegenüber. Dies gilt nicht für die öffentlichen Risiken, bei denen die Betroffenen in der Regel nicht diejenigen sind, die direkt von der Energiebereitstellung profitieren. Indirekt kann es allerdings auch bei den öffentlichen Risiken zu einer Kompensation kommen, z. B. durch gesteigerten Wohlstand. Im Gegensatz zu beruflichen Risiken, die zumindest teilweise in den Energiepreisen bereits enthalten sind, stellen öffentliche Risiken im wesentlichen externe Kosten dar.

Bei der Steinkohle liegen die Risiken auch heute noch überwiegend bei der Gewinnung der Kohle. Im Vergleich dazu ist die eigentliche Nutzung der Kohle als Energieträger von deutlich weniger Unfallgefahren geprägt. Risikobeiträge können beispielsweise aber auch aus eventuell erforderlichen Transportvorgängen von Aschen oder Entschwefelungsreststoffen resultieren.

Tabelle 12 zeigt den Vergleich beruflicher und öffentlicher Risiken von windtechnischer Stromerzeugung und Kohleverstromung für die jeweiligen Referenzbedingungen. Sowohl die beruflichen als auch die öffentlichen Risiken einer Stromerzeugung aus Windenergie sind demnach deutlich geringer als bei der Steinkohle. Bei den Berufsrisiken ist dies hauptsächlich durch die Gefahren bei der Kohleförderung begründet. Die hohen Werte der öffentlichen Risiken ergeben sich bei der Steinkohle fast ausschließlich durch die mit den Schadstoffemissionen (z. B. Staub, SO₂, NO_x) möglicherweise verbundenen Todesfälle bzw. Erkrankungen /27/.

6.2 Versorgungssicherheit

Unter Versorgungssicherheit eines Energieversorgungssystems wird die Fähigkeit verstanden, zu einem gegebenen Zeitpunkt die Versorgungsaufgabe trotz auftretender Störungen zu erfüllen /36/. Da Kraftwerke durch unvorhergesehene Ereignisse ausfallen können, ist eine 100 %-ige Versorgungssicherheit nicht möglich. Durch das Vorhalten einer Reserveleistung kann aber ein gewünschtes Maß an Versorgungssicherheit erreicht werden. Die erforderliche Höhe der Reserveleistung ergibt sich dabei aus der geforderten Versorgungssicherheit bei einer definierten Versorgungsaufgabe, der Verfügbarkeit der Einzelkraftwerke, ihrer Anzahl und der Struktur des Kraftwerksparks. Da die vorzuhaltende Reserveleistung jedoch Kosten verursacht, ist ein Kompromiß zwischen der gewünschten Versorgungssicherheit und einer akzeptablen Kostenbelastung zu finden. Unter den heutigen Bedingungen wird in der Bundesrepublik Deutschland für das Versorgungsgebiet eines Energieversorgungsunternehmens eine Versorgungssicherheit von ca. 97 % angestrebt /5/. Sie entspricht gleichzeitig der Wahrscheinlichkeit, mit der ein bestimmtes Versorgungssystem eine vorgegebene Last sicher decken kann.

Windkraftanlagen erzeugen elektrische Energie dargebotsabhängig und nicht entsprechend der Nachfrage. Als Maßzahl für die Quantifizierung der Versorgungssicherheit kann die gesicherte Leistung der installierten Windkonverterkapazität verwendet werden (zur Definition vgl. Kapitel 3.3). Diese liegt unter baden-württembergischen Windverhältnissen für einen Anlagenverbund aus Windkraftwerken auf potentiell der gesamten Gebietsfläche Baden-Württembergs zwischen 4 und 8 %.

Aufgrund dieser im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken nur geringen sicheren Leistung fallen zusätzlich Back-up-Kosten an. Die Versorgungssicherheit wirkt sich also letztlich in den Kosten aus. Bezüglich der Windenergie ergeben sich zu den Stromerzeugungskosten, die sich aus den Investitionen und den Betriebskosten ergeben, zusätzliche zuzurechnende Back-up Kosten, auf die bereits in Kapitel 3.3 eingegangen wurde. Die Back-up Kosten sind u. a. abhängig vom Windangebot und liegen zwischen 3 und 4 Pf/kWh.

6.3 Weitere Hemmnisse

Ziel der folgenden Ausführungen ist es, die vorrangig rechtlichen, organisatorischen und institutionellen Hemmnisse, die einer stärkeren Windenergienutzung im Wege stehen, darzustellen und mögliche Vorschläge zu ihrer Überwindung zu unterbreiten.

6.3.1 Potentielle Hemmnisse

Hauptursache für die derzeit noch geringe Windenergienutzung in Baden-Württemberg (vgl. Kapitel 5.5) sind die unter baden-württembergischen Verhältnissen im Durchschnitt nach wie vor höheren Kosten im Vergleich zur üblichen Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken. Nur an günstigsten Standorten mit

- hohem Windenergieangebot (in der Regel > 6 m/s),
- geringen Netzanbindungskosten,
- guter Zuwegung und
- ausreichend tragfähigem Boden

kann durch Windkraftanlagen bereits heute Strom zu Kosten bereitgestellt werden, die in einem ähnlichen Bereich wie die vergleichbaren Aufwendungen konventioneller Kraftwerke liegen.

Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, daß für private Betreiber aufgrund des Einspeisegesetzes, nach dem derzeit 16,7 Pf/kWh für windtechnisch erzeugten Strom gezahlt werden, einer Windenergienutzung in einer weitaus größeren Anzahl von Fällen ökonomisch vertretbar sein kann. Daß an derartigen Standorten auch heute noch eine Windenergienutzung nicht stattfindet, hängt von zahlreichen Faktoren ab, die aber nicht nur für die Windenergienutzung ihre Gültigkeit haben:

- Informationsdefizite bei potentiellen Betreibern über das Vorhandensein windgünstiger Standorte, über das Angebot der am Markt vorhandenen Anlagen, insbesondere über ihre Kosten und die vorhandenen Fördermöglichkeiten. Potentielle Betreiber verfügen darüber hinaus oftmals nicht über das Wissen, wer, wo und wann zu welchen Fragen als Ansprechpartner seitens der Behörden oder der Versorgungsunternehmen zur Verfügung steht.

- Mangelhafte Beratungsangebote oder das Fehlen kompetenter Ansprechpartner bei Behörden und/oder den zuständigen Energieversorgungsunternehmen.
- Das Fehlen klar definierter Kriterien darüber, ob in einzelnen Gebieten (beipielsweise in Landschaftsschutzgebieten) der Bau von Windkraftanlagen überhaupt genehmigungsfähig ist oder nicht.
- In vielen Fällen ist der zeitliche Aufwand für Planung und Genehmigung sehr hoch und damit für interessierte potentielle Betreiber von Windkraftanlagen abschreckend. Im groben Durchschnitt vergehen von der ersten Idee bis zum tatsächlichen Bau der Windkraftanlage ca. 2 Jahre. Allein die Genehmigungszeit liegt bei durchschnittlich 7 Monaten /8/.
- Oftmals sind diejenigen, die über die guten Windkraftstandorte verfügen (vorzugsweise Landwirte) nicht auch gleichzeitig diejenigen, die die zwei weiteren wichtigen Voraussetzungen, nämlich
 - das notwendige Kapital und
 - das ausreichende Interesse und Eigenengagement

für die Windenergienutzung mit sich bringen. Dies gilt gleichermaßen in umgekehrter Richtung. Das Zusammenfügen unterschiedlicher Personengruppen, die diese drei Voraussetzungen miteinander verbinden können, erfordert organisatorischen, zeitlichen und letztlich auch finanziellen Aufwand.

- Fehlendes Kapital macht sich gleichzeitig bei den derzeit günstigsten Anlagen (200 bis 500 kW Nennleistung) deutlich stärker bemerkbar als bei den insgesamt kostengünstigeren kleineren Anlagen. Für einzelne private Investoren kommen aber aufgrund mangelnden Kapitals oder zu geringer Risikobereitschaft ihrerseits oder seitens potentieller Kreditgeber oft nur Windkraftanlagen mit Nennleistungen bis zu 100 kW in Betracht.
- Schließlich ist auch die Tatsache, daß, trotz des beachtlichen Aufschwungs, den die Windenergie in den letzten Jahren in Deutschland genommen hat, noch unzureichend Langzeitbetriebserfahrung vorhanden ist, als Hinderniss zu nennen. Potentielle Kreditgeber (Banken) sind oftmals gerade aus diesem Grund bei der Kreditvergabe eher restriktiv.

6.3.2 Maßnahmen

Zur Überwindung der genannten Hemmnisse, die der Windkraftnutzung an vorhandenen Standorten mit ausreichendem Windangebot und günstigen sonstigen Gegebenheiten im Wege stehen, könnten u. a. folgende Maßnahmen dienen:

- Institutionalisierung von konkreten Ansprechpartnern für allgemeine, genehmigungsrechtliche und einspeiserelevante Fragen bei den zuständigen Behörden und Versorgungsunternehmen, sofern dies noch nicht geschehen ist;
- Identifikation und Ausweisung besonders windreicher Gebiete, für die dann konkrete "Windenergienutzungspläne" aufgestellt werden sollten. Dies wird beispielsweise derzeit in Teilen von Schleswig-Holstein und Niedersachsen durchgeführt /13/. Dabei ist auch darauf zu achten, daß windgünstige Standorte nicht durch Anlagen mit vergleichsweise geringer Leistung und damit geringer standortbezogener Windenergieausnutzung frühzeitig belegt werden;
- Spezielle Beratungsangebote von behördlicher Seite in windgünstigen Gebieten. Dazu gehört sowohl die öffentliche Bekanntgabe windgünstiger Standorte (beispielsweise bestimmt durch detaillierte Windpotentialstudien auf regionaler Ebene) als auch das Abhalten von Seminaren und Vorträgen über die Möglichkeiten und Grenzen der Windenergienutzung vor Ort. Dazu zählt auch das direkte Ansprechen von Eigentümern von Flächen mit windhöffigen Gebieten oder der zuständigen Kommunalpolitiker zur Einleitung der notwendigen Maßnahmen;
- Erleichterung der Kreditaufnahmebedingungen, um die investitionsaufwendigeren, aber insgesamt derzeit kostengünstigsten Windkraftanlagen der mittleren Leistungsklasse (200 bis 500 kW Nennleistung) verstärkt zur Anwendung zu bringen;
- Unterstützung bei der Organisation oder u. U. auch Initiierung von oder auch Beteiligung an Betreibergesellschaften, um die drei Voraussetzungen guter Standort, Eigeninteresse und Kapital sinnvoll miteinander verbinden zu können.

6.4 Kriterienkatalog

Ausgehend von den zugrundegelegten Referenztechniken, den berechneten Potentialen und Kosten und den sonstigen diskutierten Aspekten, ergibt sich eine Bewertung der Windenergie entsprechend dem Kriterienkatalog wie in Tabelle 13 dargestellt.

Tabelle 14: Kriterienkatalog

1 Versorgungssicherheit			
1.1	Verfügbarkeit der Primärenergieträger sowie der notwendigen Infrastruktureinrichtungen		mittel ¹⁰
1.2	Verfügbarkeit und technische Zuverlässigkeit (technischer Entwicklungsstand) der Technologie		mittel - hoch
1.3	Bedarfsgerechte Bereitstellung der Endenergie (zeitlich und räumlich)		gering
1.4	Adaptionsfähigkeit an neue Rahmenbedingungen ⁵		k. A.
1.5	Sabotageanfälligkeit		gering
1.6	Gefährdung durch Stötereignisse		mittel
2 Effizienz der Energienutzung			
2.1	Nutzenergiebedarf (Prozezwärme, Raumwärme, Warmwasser, Licht, Kraft)	PJ/a	k. A.
2.2	Endenergiebedarf (Effizienz des Nutzungsbereichs)	PJ/a	k. A.
2.3	Primärenergiebedarf (Effizienz des Umwandlungssektors)	PJ/a	k. A.
3 Kosten und Wirtschaftlichkeit			
3.1	Investitionsaufwand, heute	DM/kW	2 500 - 6 600
3.2	Betriebskosten heute	DM/(kW a)	34 - 105
3.3	Förderungsbedarf durch öffentliche Haushalte (Subventionen), Höhe, Zeitdauer		k. A.
3.4	Stromerzeugungskosten, heute, ohne Verteilungskosten	Pf/kWh _{el}	10 - 97
3.5	Back-up-Kosten	Pf/kWh _{el}	3 - 4
3.6	Induktion von Technologien und Beschäftigungsauswirkungen (Klein- und Mittelbetriebe) ¹		hoch
4 Umweltauswirkungen			
4.1	CO ₂ -Emissionen ² - Reduktionspotential im Jahr 2005 - Reduktionspotential bis 2020	10 ⁶ t/a 10 ⁶ t/a	0,85 - 2,30 0,94 - 2,31
4.2	Emissionen anderer Treibhausgase ³ - Reduktionspotential im Jahr 2005 - Reduktionspotential bis 2020	10 ⁶ t/a 10 ⁶ t/a	k. A. k. A.
4.3	Schadstoffemissionen (gesamte Systemkette) in Baden-Württemberg ¹	SO ₂ NO _x Staub	kg/GWh _{el} 10 - 90 20 - 140 2 - 20
4.4	Radioaktive Emissionen (Edelgase, Jod) in Baden-Württemberg		10 ⁶ Bq/a 0
4.5	Abfälle (anfallend in Baden-Württemberg, ohne Entsorgung) - Hochradioaktive Abfälle - Schlacken, Asche - Deponiebedarf (Art)	t/a t/a m ³ /a	0 0 0
4.6	Flächenbedarf der Systemkette (Anteile in Baden-Württemberg)	m ² /(GWh _{el} /a) m ² /(GWh _{el} /a)	1 400 - 8 500 ⁷ 7 200 - 210 000 ⁸
4.7	Beeinträchtigungen des Mikroklimas (in Baden-Württemberg)		gering
4.8	Störfall/Katastrophenpotential, Persistenz der Schadenfolgen (in Baden-Württemberg)		gering
4.9	Wasser (in Baden-Württemberg): - Entnahme - Wärmefracht - ggf. Schadstofffracht	t/a PJ/a t/a	0 0 0
4.10	Umweltauswirkungen der Systemkette außerhalb Baden-Württembergs		gering
4.11	Lärmbeeinträchtigung ¹¹		gering
5 Gesundheitsauswirkungen			
5.1	Durch Energiegewinnung, -umwandlung und -verteilung Getötete (Systemkette)	Personen/TWh	0
5.2	Schwere Arbeitsunfälle in der Systemkette (Anteile in Baden-Württemberg) ⁹	WDL/TWh	0,01 - 0,19
5.3	Gesundheitsrisiken für die Bevölkerung - im Normalbetrieb - Katastrophenpotential		gering gering
6 Gesellschaftliche Auswirkungen			
6.1	Verteilungsgerechtigkeit (Verteilung von Risiken und Nutzen in der Bevölkerung)		mittel
6.2	Soziopolitische Akzeptanz (Konfliktpotential und vorhandene Widerstände)		hoch
6.3	Gestaltungsspielraum der Akteure (z. B. Dezentralität)		hoch
6.4	Beeinflussung der Wettbewerbsfähigkeit		mittel
6.5	Internationale Verträglichkeit (internationale Verteilungsgerechtigkeit, Proliferationsaspekte etc.)		hoch
7 Ressourcenschonung			
7.1	Verbrauch von Primärenergieträgern ⁴ - Kohle, Erdöl, Erdgas - Natururan	10 ⁶ t/a t/a	0 0
7.2	Verbrauch anderer Ressourcen ⁶ - Stahl - NE-Metalle - Zement - Kunststoff	kg/GWh _{el}	2 100 - 1 800 70 - 240 750 - 6 600 270 - 1 400

Ordinalskala: gering, mittel, hoch

¹ Unter der Voraussetzung, daß die Windkraftanlagen in Baden-Württemberg hergestellt werden.² zu den Annahmen vgl. Tabelle 9., Windgebiete > 3 m/s.³ Würden im Rahmen dieser Untersuchung nicht berechnet.⁴ Nur Verbrauch beim Betrieb, nicht durch die Herstellung.⁵ Bei einer existierenden Windkraftanlage ist die Stromerzeugung ausschließlich vom Windangebot abhängig, daher keine Abhängigkeiten von sich ändernden Rahmenannahmen feststellbar.⁶ Anlagenherstellung, vgl. Tabelle 12.⁷ Flächenbedarf für Fundament und anteilige Betriebsgebäude, Wege etc.; vgl. Tabelle 12.⁸ Flächenbedarf des gesamten Windparks; vgl. Tabelle 12.⁹ Unter der Annahme von in Baden-Württemberg hergestellten Anlagen und Materialien.¹⁰ Technisches Potential (heute) in Baden-Württemberg in Windgebieten > 3 m/s: ca. 2,3 - 2,9 TWh/a, vgl. Tabelle 7.¹¹ unter Beachtung der notwendigen Sicherheitsabstände.

7 Schlußbetrachtung

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, die notwendigen technischen, ökonomischen und ökologischen Eckdaten für die Beurteilung möglicher Beiträge einer Stromerzeugung aus Windenergie im Rahmen einer klimaverträglicheren Energieversorgung in Baden-Württemberg zu erarbeiten. Dazu wurde zunächst der Stand der Technik und der zugehörigen Kosten analysiert, mögliche zukünftige technische und ökonomische Entwicklungen zugrundegelegt und darauf aufbauend Referenztechniken für die Referenzjahre 1990, 2005 und 2020 zusammengestellt. Dabei zeigt sich, daß bis auf den Bereich der Großanlagen die Windkrafttechnologie weit fortgeschritten ist. Im Bereich der kleinen und mittleren Leistungsklassen sind dementsprechend nur noch geringe Verbesserungen denkbar. Im Bereich der Leistungsklasse von mehr als 1 MW liegen bis jetzt nur Erfahrung mit Prototypen vor; hier sind durchaus noch größere Entwicklungspotentiale gegeben. Jedoch zeigt insbesondere die Kostenanalyse, daß auch bis zum Jahr 2020 die derzeit schon kostengünstigsten Anlagen im mittleren Leistungsbereich durch die geringsten Stromerzeugungskosten gekennzeichnet sind.

Anschließend wurde eine Potentialanalyse - einschließlich der korrespondierenden CO₂-Minderungspotentiale - durchgeführt. Dabei ist zunächst festzustellen, daß im Vergleich zum Bundesdurchschnitt Baden-Württemberg durch seine Lage im Binnenland durch ein unterdurchschnittliches Windangebot gekennzeichnet ist. Windgünstige Gebiete konzentrieren sich in Baden-Württemberg auf die Höhenlagen der Mittelgebirge Schwäbische Alb und Schwarzwald. Die Berechnung der installierbaren Anlagenleistung zeigt, daß auf Flächen mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von mehr als 4 m/s zwischen 180 und 200 MW an Windkraftleistung installierbar wäre. Diese Potential würde sich unter Berücksichtigung von Standorten mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von 3 bis 4 m/s mehr als verdoppeln. Das korrespondierende Stromerzeugungspotential liegt zwischen etwa 0,3 und 0,4 TWh/a. Dies entspricht 0,5 bis 0,6 % der gesamten Stromerzeugung in Baden-Württemberg im Jahr 1990.

Anschließend wurden die korrespondierenden CO₂-Minderungspotentiale berechnet. Dabei wurden - beispielhaft - als Referenzsysteme für die Substitution der derzeitige Kraftwerkspark, ein modernes Steinkohlekraftwerk und ein modernes Erdgas-GuD-Kraftwerk zugrundegelegt. Wird von Standorten mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von mehr als 4 m/s ausgegangen, ergeben sich CO₂-Minderungspotentiale zwischen 0,08 und 0,24 Mio t/a. Dabei resultiert diese

große Bandbreite weniger aus den Unterschieden in den Referenztechnologien oder Vollaststundenzahlen der Referenzjahre; ausschlaggebend ist vielmehr die Wahl des Referenzsystems für die Substitution.

Für eine umfassende Beurteilung der Vor- und Nachteile einer Stromerzeugung aus Windenergie reicht eine Wirtschaftlichkeits- und Potentialanalyse nicht aus. Weitere Beurteilungskriterien sind andere bilanzierbare Größen, wie der Materialaufwand, der kumulierte Energieaufwand, die mit der Nutzung verbundenen Stoffströme sowie der Flächenbedarf, die Gesundheitsrisiken und die Versorgungssicherheit. Die Analyse der Windstromerzeugung hinsichtlich dieser Größen zeigt im wesentlichen folgendes:

- Bei verstärkter Nutzung der Windenergie steigt der gesamte Materialbedarf, der je GWh erzeugter elektrischer Energie aufzuwenden ist, an.
- Werden die kumulierten Primärenergieaufwendungen der vorgelagerten Prozeßkette beispielsweise bei der Steinkohle mitberücksichtigt, so können durch eine Windkraftnutzung im Vergleich zur ausschließlichen Steinkohleverstromung die primärenergetischen Erntefaktoren erhöht werden, während die primärenergetischen Amortisationszeiten für die Herstellung näherungsweise gleich bleiben.
- Durch eine Integration windtechnischer Leistung in den konventionellen Kraftwerkspark können die Emissionen an SO₂, NO_x, Staub und CO₂ vermindert werden. Dies gilt auch unter Berücksichtigung der mit der Anlagenherstellung verbundenen Emissionen.
- Die Windenergienutzung ist mit einem nicht unwesentlichen Flächenbedarf verbunden. Dabei muß aber berücksichtigt werden, daß der größte Teil der von Windparks genutzten Fläche einer landwirtschaftlichen Nutzung nach wie vor offen steht.
- Die Risikoanalyse zeigt, daß sich die Gesundheitsrisiken insgesamt durch die verstärkte Nutzung der Windenergie vermindern. Im Vergleich zur Steinkohleverstromung liegt die Ursache vor allem in der verringerten Steinkohleförderung, die mit vergleichsweise hohen Gesundheitsrisiken verbunden ist.
- Windstrom wird dargebotsabhängig erzeugt. Der Beitrag zur gesicherten Leistung ist damit gering. Unter baden-württembergischen Windverhältnissen kann bei weiträumiger Anlagenverteilung von einer gesicherten windtechnischen Leistung (die Leistung regenerativer Stromerzeugungsanlagen, die mit einer Wahrscheinlichkeit von 97 % immer zur Verfügung steht) zwischen 4 und 8 % ausgegangen werden. Durch diese geringe gesicherte Leistung im Vergleich zu konventionellen regelbaren Kraftwerken entstehen

Back-up-Kosten, die den Kosten aus Investition und Betrieb der Windkraftanlage zuzurechnen sind, um sie mit den Kosten konventioneller Systeme vergleichen zu können. Diese liegen je nach Windgeschwindigkeit zwischen 3 und 4 Pf/kWh.

Damit zeigt die Untersuchung insgesamt, daß die Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung auch in Baden-Württemberg an günstigen Standorten ökonomisch vertretbar und unter Umweltgesichtspunkten vorteilhaft ist. Die zugehörigen Potentiale sind aber vergleichsweise klein. Damit kann die Stromerzeugung aus Windenergie in Baden-Württemberg immer nur einen kleinen Anteil an der elektrischen Energiebedarfsdeckung einnehmen.

Literatur

- /1/ Albiger, J.; Wiese, A.; Fahl, U.; Voß, A.
Potentiale einer Kosten einer Stromerzeugung aus Windkraft auf der Schwäbischen Alb
Abschlußbericht
Dezember 1993
- /2/ Behnke, R.; Kampet, T.
Leitfaden zur Errichtung von Windkraftanlagen
Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Brandenburg, Potsdam, 1992
- /3/ Betz, A.
Die Windmühlen im Lichte neuer Forschung
in: Die Naturwissenschaften 15 (1927), 46, S. 905 - 914
- /4/ Christoffer, J.; Ulbricht-Eissing, M.
Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland
Berichte des Deutschen Wetterdienstes Nr. 147
Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes, Offenbach a. M., 1989
- /5/ Deutsche Verbundgesellschaft (Hsrg.)
Die Sicherheit der Stromversorgung, Leistungsreserve im Verbundbetrieb
Heidelberg, 1973
- /6/ Dörner, H.
Windenergie
in: v. Cube, H. L. (Hrsg.): Handbuch der Energietechniken; Band 3, Nutzung regenerativer Energien und passive Spartechnik
Verlag C. F. Müller, Karlsruhe, 1983
- /7/ Ettischer, C.
Methodik zur Abschätzung des real erwartbaren Potentials regenerativer Energieträger
in: Elektrizitätswirtschaft 92 (1993), 3, S. 288 - 292
- /8/ Everding, H.; Keuper, A. Veltrup, M.
Der steinige Weg zur Windkraftanlage
in: DEWI-Magazin, 3 (1993), S. 5 - 36
- /9/ Fahl, U.; Fishedick, M.; Hanselmann, M. Kaltschmitt, M.; Voß, A.
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 12, Universität Stuttgart, 1992
- /10/ Fahl, U.; Liebscher, P. Rüffler, W.; Schaumann, P.; Voß, A.
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
Dritter Zwischenbericht
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 1992
- /11/ Fishedick, M.; Kaltschmitt, M.
Integration einer windtechnischen Stromerzeugung in den konventionellen Kraftwerkspark am Beispiel Baden-Württembergs
in Tagungsband, European Community Wind Energy Conference, März 1993, Lübeck-Travemünde

- /12/ Fritsche, U.; Rausche, L.; Simon, K.-H.
Endbericht Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS)
Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, Frankfurt, 1993
- /13/ Glocker, S.; Richter, B.; Schwabe, J.
Ermittlung von Potentialen und Flächen
in: Sonnenenergie und Wärmetechnik, 2 (1993), S. 25 - 30
- /14/ Hau, E.
Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 1988
- /15/ Hellmann, G.
Über die Bewegung der Luft in den untersten Schichten der Atmosphäre
in: Meteorologische Zeitschrift 32 (1915), 1
- /16/ Hillebrand, B.; u. a.
Auswirkungen des EG-Binnenmarktes für Energie auf Verbraucher und Energiewirtschaft in der
Bundesrepublik
Untersuchungen des Rheinisch-Westfälischen-Institut für Wirtschaftsforschung, Heft 1, Essen, 1991
- /17/ Jarras, L.
Windenergie - Eine systemanalytische Bewertung des technischen und wirtschaftlichen Potentials für die
Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 1981
- /18/ Kallenbach, U.; Thöne, E.
Gesundheitsrisiken der Stromerzeugung
Verlag TÜV-Rheinland, Köln, 1989
- /19/ Kaltschmitt, M.
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-
Württembergs
Forschungsbericht des Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, Band 7, Universität
Stuttgart, 1990
- /20/ Kaltschmitt, M.; Voß, A.
Kapazitätseffekte einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung
in: Elektrizitätswirtschaft 90 (1991), 8, S. 365 - 371
- /21/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A.
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 11,
Universität Stuttgart, 1992
- /22/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A.
Erneuerbare Energieträger in Deutschland - Potentiale und Kosten
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 1993
- /23/ Keuper, A.
persönliche Mitteilung
Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, Oktober 1993
- /24/ Keuper, A.
Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland - Stand 30.06.1993
in: DEWI-Magazin 3 (1993) S. 85 - 90

- /25/ Kröger, W.
Risiken aus Energieumwandlung^r und -nutzung: Bestimmung, Darstellung, technische Strategien zur Risikominimierung bei Verwendung von regenerativen Energie
in: 1. Weltkongreß für Sicherheitswissenschaft, Tagungsbericht, S. 211 - 221, Köln, 1990
- /26/ Maier, W.
Nutzung der Windenergie in Deutschland
Resch-Verlag, Gräfelfing, 1992
- /27/ Mayerhofer, P.; Krewitt, W.; Trukenmüller, A.; Domrös, R.; Friedrich, R.
Externe Kosten der Energieversorgung
Zweiter Zwischenbericht
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 1992
- /28/ Minister für Natur, Umwelt und Landesentwicklung Schleswig-Holstein (Hrsg.)
Grundsätze zur Planung von Windenergieanlagen
in: Amtsblatt für Schleswig-Holstein Nr. 38, 11. September 1991, S. 560 - 562
- /29/ Molly, J. P.
Windenergie - Theorie, Anwendung, Messung
Verlag C. F. Müller, Karlsruhe, 1990, 2. Auflage
- /30/ Schade, D. Wiemer, W.
Analyse-Raster, Kriterienkatalog. Gutachten Gliederung zum Projekt
Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg
Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart, 1993
- /31/ Schäfer, H.; Rouvel, L.
Nutzung regenerativer Energien
Vorlesungsmanuskript, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, Technische Universität München, 1992
- /32/ Schumacher-Gröhn, J.
Digitale Simulation regenerativer elektrischer Energieversorgungssysteme
Dissertation, Fachbereich Physik, Universität Oldenburg, Oldenburg, 1991
- /33/ Statistisches Bundesamt (Hrsg.)
Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland 1993
Metzler Poeschel Verlag, Stuttgart, 1993
- /34/ Troen, I.; Petersen, E. L.
European wind atlas
Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, 1989
- /35/ v. Bierbrauer, H. u. a.
Darstellung realistischer Regionen für die Errichtung insbesondere größerer Windenergieanlagen in der Bundesrepublik Deutschland
BMFT-Forschungsbericht T 85-053; Lahmeyer International, Frankfurt, 1985
- /36/ Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.)
Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, Frankfurt a. M., 1990
- /37/ Voß, A.; Stelzer, Th.; Wiese, A.
Vergleichende Bilanzierung verschiedener Stromerzeugungsoptionen
2. Deutscher Fachkongreß "Die ganzheitliche Bilanzierung von Industrieerzeugnissen", Frankfurt, 6./7.12.1993

- /38/ Voß, A.; Wiese, A.; Stelzer, A.
Vergleich einer windtechnischen Stromerzeugung mit einer Steinkohleverstromung
in: Eyrer, P. (Hrsg.): Theorie und Praxis ganzheitlicher Bilanzierung, Springer-Verlag, voraussichtlich
Frühjahr 1994
- /39/ Wehowsky, P. Leidemann, W.; Lezuo, A.; Fishedick, M.; u. a.
IKARUS. Teilprojekt 4 "Daten: Umwandlungssektor". Unterbereich 2b/c, 3b;
Schlußbericht
Stuttgart, 1993
- /40/ Wiese, A.
Simulation und Analyse einer dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in
Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der örtlichen und zeitlichen Dargebotsabhängigkeiten
Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität
Stuttgart, in Vorbereitung
- /41/ Wiese, A.; Kaltschmitt, M.; Fahl, U.; Voß, A.
Vergleichende Kostenanalyse einer windtechnischen und photovoltaischen Stromerzeugung
in: Elektrizitätswirtschaft 91 (1992), 6, S. 292 - 299