



## DIPLOMARBEIT

# Betrieb von Kleinwindkraftanlagen – ein Überblick über Markt, Technik und Wirtschaftlichkeit

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades des  
Diplom-Ingenieurs unter der Leitung von

**O. UNIV. PROF. DR.-ING. GÜNTHER BRAUNER**  
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Wien  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

**WINFRIED HALBHUBER, BSc**  
Matr. Nr. 9625613  
Ortsstrasse 86/2/3  
2331 Vösendorf

Wien, am 28. Dezember 2009

## Danksagung

Ich bedanke mich bei Herrn O. Univ. Prof Dr.-Ing. Günther Brauner für die interessante Themenstellung und dafür, mir die Möglichkeit zu geben, an seinem Institut meine Diplomarbeit schreiben zu können. Weiters danke ich Herrn Univ. Ass. Dipl. Ing. Alfred Einfalt für die nette Betreuung und die vielen konstruktiven Denkanstösse und Anregungen.

Für die kollegiale Hilfsbereitschaft und gute Zusammenarbeit bedanke ich mich bei all meinen Studienkollegen und -kolleginnen, ohne die sich die Bewältigung des Studiums doch weitaus schwieriger gestaltet hätte.

Mein besonderer Dank gilt meinen Eltern für die langjährige, nicht nur finanzielle Unterstützung, ohne die mein Studium undenkbar gewesen wäre, sowie meiner Partnerin, die stets an meinen Erfolg geglaubt hat und mir mit aufmunternden Worten über so manche Hürde hinweggeholfen hat.

## Kurzfassung

Unter Kleinwindkraftanlagen versteht man Systeme zur regenerativen Erzeugung elektrischer Energie aus dem Wind mit Nennleistungen von einigen Kilowatt (maximal etwa 100 kW) und Rotordurchmessern von einigen Metern (maximal etwa 16 m). Während große Windkraftanlagen im Megawattbereich bereits weit verbreitet sind und ihre Kinderkrankheiten überwunden haben, ist der Sektor der Kleinanlagen erst im Aufbau begriffen. Eine Untersuchung zeigt, dass Kleinwindkraftanlagen nicht einfach nur kleine Windkraftanlagen sind – sie unterscheiden sich hinsichtlich Technik als auch Wirtschaftlichkeit oft wesentlich von ihren großen Brüdern. Da es bis dato nur wenig wissenschaftliche Literatur zu diesem Thema gibt, hat es sich diese Arbeit zum Ziel gesetzt, einen Überblick über die wichtigsten Aspekte im Zusammenhang mit dem Betrieb von Kleinwindkraftanlagen zu bieten. Auf Details zur Konstruktion und Auslegung von Anlagen wird nicht eingegangen.

Die Arbeit ist im wesentlichen in drei Teile gegliedert: Begonnen wird mit einer Analyse des derzeitigen Marktes der Kleinwindkraftanlagen. Die verschiedenen grundlegenden Anlagentypen werden an Hand von typischen Vertretern vorgestellt. Beispiele für mögliche Anwendungsgebiete werden gegeben, und die unterschiedlichen Konzepte der Gesamtsysteme werden erläutert.

Im zweiten Teil erfolgt eine Beschreibung der technischen Konzepte der einzelnen Komponenten einer Anlage, wie Generator, Wechselrichter, Laderegler, Leistungsregelung, usw., wobei ein besonderes Augenmerk auf die verschiedenen Arten des Maximum Power Point Trackings und der Lastanpassung gelegt wird. Zum Vergleich werden die bei modernen Großanlagen verwendeten Konzepte erwähnt.

Der letzte Teil befasst sich mit einer Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Kleinwindkraftanlagen. Da hierbei die Windverhältnisse eine entscheidende Rolle spielen, wird zuerst gezeigt, wie bei der Wahl des richtigen Anlagenstandorts vorzugehen ist, und welchen Einfluss die mittlere Windgeschwindigkeit auf den Energieertrag hat. Sodann werden die Stromgestehungskosten einer Kleinwindkraftanlage ermittelt, und es wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um den Einfluss der verschiedenen Parameter abschätzen zu können. Abschließend erfolgt ein Vergleich mit den üblichen Einspeisetarifen und Strompreisen.

## Abstract

Small wind turbines are systems for the production of electrical energy by the use of wind power, having a nominal power of some kilowatts (maximum approximately 100 kW) and rotor diameters of some meters (maximum approximately 16 m). Whereas big wind turbines of the megawatt-class are wide spread nowadays and have overcome their initial problems, the market of small wind turbines is just at its beginning. An examination shows that small wind turbines are not simply small versions of the big wind turbines – they often differ significantly from the big ones in technical and economic aspects. Up to date there exists hardly any scientific literature on this topic, so it is the goal of this diploma thesis to give a broad survey on the most important aspects concerning the operation of small wind turbines. The treatise does not give any details on the construction or calculation of a turbine or system.

The treatise is divided into three parts: At the beginning, there is an analysis of the present market of small wind turbines. The different basic types of small wind turbine systems are presented, which is done by describing examples of common systems. Examples for possible applications are given, and the different concepts for the entire system are explained.

The second part gives a description of the technical concepts of the single components of a system, like the generator, inverter, charge controller, power control, etc. A special focus is set on the different types of maximum power point tracking and load adaptation. For the purpose of comparison, the technical concepts of modern big wind turbines are mentioned.

The last part examines the economy of small wind turbines. Because wind conditions play a key role in this connection, the procedure of choosing the right turbine location is explained at first, and the influence of the annual mean wind speed on the energy yield is investigated. Next, the electricity costs per produced kWh are calculated, and a sensitivity analysis is carried out to assess the influence of each individual parameter. Finally, the production costs are compared to actual feed-in tariffs and electricity prices.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Markt und Anwendung von Kleinwindkraftanlagen</b>	<b>4</b>
2.1	Einteilung von Kleinwindkraftanlagen . . . . .	4
2.1.1	Rotortyp . . . . .	4
2.1.2	Rotordurchmesser . . . . .	5
2.1.3	Mechanisch-elektrischer Triebstrang . . . . .	5
2.1.4	Aerodynamische Leistungsregelung . . . . .	6
2.1.5	Einteilung nach Größenklassen . . . . .	6
2.2	Recherche der aktuellen Marktsituation . . . . .	7
2.2.1	Quellen für die Marktrecherche . . . . .	9
2.2.2	Statistische Analyse der Anlagenmodelle . . . . .	11
2.3	Beispiele für typische Anlagen . . . . .	13
2.3.1	Batterielader der Micro-Klasse: Air X . . . . .	13
2.3.2	1,4 kW-Anlage zur Haushaltsunterstützung: Passaat . . . . .	17
2.3.3	Anlage zur Haushaltskomplettversorgung: Antaris 5,0 kW . . . . .	20
2.3.4	Eine moderne Vertikalachsenanlage: qr5 . . . . .	22
2.3.5	Eine gewerbliche Anlage mit 35 kW: PGE 20/35 . . . . .	26
2.4	Sonderbauformen . . . . .	29
2.4.1	Savonius-Rotoren . . . . .	30
2.4.2	Schleifenförmige Horizontalachsen-Rotoren . . . . .	31
2.4.3	Turbinen mit Windenergie-Konzentratoren . . . . .	32
2.4.4	Weitere Sonderbauformen . . . . .	33
2.5	Anlagen-Gesamtkonzepte und Einsatzbeispiele . . . . .	34
2.5.1	Batterielader . . . . .	34
2.5.2	Wind/Diesel-Inselnetze . . . . .	39
2.5.3	Systeme zur Heizungsunterstützung . . . . .	41

2.5.4	Systeme zum Wasserpumpen . . . . .	43
2.5.5	Netzeinspeisung . . . . .	44
2.5.6	Anlagen zur Dachmontage . . . . .	47
<b>3</b>	<b>Technik von Groß- und Kleinanlagen im Vergleich</b>	<b>50</b>
3.1	Rotor . . . . .	50
3.1.1	Propellertyp . . . . .	50
3.1.2	Darrieus-Rotor . . . . .	51
3.1.3	H-Rotor . . . . .	52
3.1.4	Savonius-Rotor . . . . .	52
3.2	Generator . . . . .	52
3.2.1	Gleichstrommaschine . . . . .	53
3.2.2	Fremderregte Synchronmaschine . . . . .	54
3.2.3	Permanenterregte Synchronmaschine . . . . .	54
3.2.4	Asynchronmaschine . . . . .	56
3.2.5	Zusammenfassung . . . . .	59
3.3	Lastanpassung . . . . .	59
3.3.1	Mechanische Lastanpassung . . . . .	59
3.3.2	Maximum Power Point Tracking . . . . .	62
3.3.3	Lastanpassung ohne MPPT-Verfahren . . . . .	65
3.4	Netzeinspeisewechselrichter . . . . .	74
3.4.1	Ausgangsspannung . . . . .	74
3.4.2	Inselbildungsschutz (ENS) . . . . .	74
3.4.3	MPPT . . . . .	76
3.4.4	Spannungsfestigkeit . . . . .	76
3.4.5	Drehzahlbegrenzung . . . . .	77
3.4.6	Stand-By-Betrieb . . . . .	78
3.4.7	Galvanische Trennung . . . . .	79
3.5	Aerodynamische Leistungsregelung . . . . .	79

3.5.1	Pitch-Regelung . . . . .	80
3.5.2	Aktive Stall-Regelung . . . . .	82
3.5.3	Passive Stall-Regelung . . . . .	82
3.5.4	Aus-dem-Wind-Drehen . . . . .	84
3.5.5	Anlagen ohne aerodynamische Leistungsbegrenzung . . . . .	84
3.6	Windrichtungsnachführung . . . . .	85
<b>4</b>	<b>Wirtschaftlichkeit</b>	<b>88</b>
4.1	Standortwahl . . . . .	88
4.1.1	Vorgangsweise bei Großanlagen . . . . .	88
4.1.2	Vorgangsweise bei Kleinanlagen . . . . .	89
4.1.3	Micrositing . . . . .	92
4.2	Ertragsprognose . . . . .	93
4.2.1	Leistungskurve . . . . .	93
4.2.2	Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten . . . . .	95
4.2.3	Berechnung des Jahresertrags . . . . .	97
4.3	Stromgestehungskosten . . . . .	99
4.3.1	Investitionskosten . . . . .	100
4.3.2	Lebensdauer . . . . .	102
4.3.3	Zinssatz . . . . .	102
4.3.4	Volllaststundenzahl . . . . .	103
4.3.5	Berechnung der Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse . .	103
4.3.6	Vergleich mit Einspeisetarifen . . . . .	104
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>107</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>109</b>
	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>113</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>114</b>

## 1 Einleitung

Großwindkraftanlagen im Megawatt-Bereich haben ihre Kinderkrankheiten überwunden und werden nun schon seit den 1990er-Jahren als Energiequelle kommerziell intensiv genutzt, ein blühender Industriezweig ist hier entstanden. Währenddessen fristen Kleinwindkraftanlagen mit Leistungen im Bereich von einigen bis einigen -zig Kilowatt ein Nischendasein, finden sie doch nur bei Idealisten und in Spezialanwendungen Verwendung. In letzter Zeit ist in dieses Gebiet jedoch Bewegung gekommen, wie beispielsweise folgender Artikelausschnitt zeigt:

*In den nächsten 12 Jahren, also bis 2020, setzt sich die britische Windenergievereinigung (BWEA) zum Ziel, 30% der Energieversorgung des vereinten Königreichs durch die Windkraft bereitzustellen. (...) Etwa 1% vom Energiebedarf soll aus 600.000 Kleinwindkraftwerken bereitgestellt werden. [31]*

Auch auf der Konsumentenseite wächst der Wunsch mehr und mehr, den Strombedarf durch eine eigene Erzeugungsanlage zu decken, sei es, um einen aktiven Beitrag zum Klimaschutz zu leisten, sei es, um sich von der Preisvorgabe der großen Energieversorger unabhängig zu machen. Es fragen sich nun viele Verbraucher, ob dafür nicht auch eine Nutzung der Windkraft, wie nach dem Vorbild der Photovoltaik, in Frage käme. Die IG Windkraft als Interessenvertretung der österreichischen Windenergiebetreiber bekommt mehrmals wöchentlich Anfragen zu diesem Themengebiet; in Deutschland wurde im Jänner 2009 der Bundesverband Kleinwindanlagen gegründet – das Interesse am Thema ist also evident. Während man bei den konventionellen Großwindkraftanlagen allerdings auf umfangreiche Literatur zurückgreifen kann, gibt es bei den Kleinwindkraftanlagen nur vergleichsweise wenige wissenschaftliche Arbeiten, erst recht was die aktuelle Situation der Kleinwindkraftanlagen in Österreich betrifft. Beispielsweise besitzt die IG Windkraft im Augenblick keinerlei Zahlenmaterial über die in Österreich installierten Kleinanlagen [39]. Auch lässt sich das vorhandene Wissen aus der intensiven Forschungstätigkeit und aus den Erfahrungen bei Großanlagen nicht unmittelbar auf Kleinwindkraftanlagen umlegen: Kleinwindkraftanlagen sind eben nicht einfach kleine Windkraftanlagen – das betrifft die Technik genauso wie die Wirtschaftlichkeit. Viele Konzepte, die bei Großanlagen zum Einsatz kommen, sind für Kleinanlagen häufig einfach zu aufwendig. Umgekehrt können manchmal recht einfache Lösungsansätze, die bei Großanlagen beispielsweise aus sicherheitstechnischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht umgesetzt werden können, bei Kleinanlagen erfolgreich angewandt werden. Diese Tatsachen erfordern und rechtfertigen eine gesonderte Befassung mit der Thematik „Kleinwindkraftanlagen“. Die vorliegende Diplomarbeit soll hierzu einen ersten Überblick bieten und ist daher im wesentlichen als Literaturrecherche angelegt, an manchen Stellen erfolgt allerdings auch eine vertiefende Darstellung,

insbesondere wenn die gefundenen Abhandlungen in der bereits existierenden Literatur zu unvollständig erschienen. Bei der Lektüre wird ein Grundwissen über Windkraftanlagen im Allgemeinen vorausgesetzt. Der unvorbelastete Leser findet eine knappe Einführung in [27], ein sehr umfassende Darstellung bietet [25], stärker mathematisch orientiert ist [26].

**Begriffsbestimmung „Kleinwindkraftanlage“.** Um Missverständnissen vorzubeugen, soll einmal geklärt werden, was denn eigentlich Gegenstand einer Arbeit zum Thema „Kleinwindkraftanlagen“ ist.

Für das Wort „Windkraftanlage“ – unabhängig davon, ob es sich um eine große oder kleine Anlage handelt – gibt es einige mehr oder weniger gleichwertige Synonyme, z.B. (ohne Anspruch auf Vollständigkeit)

- Windkraftanlage
- Windenergieanlage
- Windanlage
- Windturbine
- Windrad
- Windkraftwerk.

In [27, S.8] und [25, S.77] wird versucht eine gewisse Ordnung in die Nomenklatur zu bringen. Demnach sind „Windenergieanlage“ und „Windanlage“ recht allgemein gehaltene Begriffe und bezeichnen Maschinen, die die kinetische Energie des Windes in technische Nutzarbeit umwandeln, sei es mechanische, hydraulische, thermische oder elektrische. In Anlehnung an unsere Vorstellung beim Begriff „Kraftwerk“ liegt der Schwerpunkt bei „Windkraftanlagen“ in der Erzeugung elektrischer Energie. Die Bezeichnung „Windkraftwerk“ sollte auf Grund der im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken bescheidenen Leistung vermieden werden (es sei denn, es handle sich um einen Windpark mit einigen 100 MW Leistung). „Windrad“ und „Windturbine“ beziehen sich eher auf den Wandler der kinetischen Windenergie in mechanische Energie, bezeichnen also den Rotor alleine.

In der Praxis wird kaum konsequent zwischen diesen Begriffen unterschieden. In wissenschaftlicher Literatur wird eher der Begriff „Windkraftanlage“, in Normen und Gesetzestexten eher „Windenergieanlage“ verwendet. Da der Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit bei der Erzeugung elektrischer Energie liegt, wird bevorzugt der Begriff „(Klein)Windkraftanlage“ gebraucht.

In welcher Größenordnung bewegen sich nun Kleinwindkraftanlagen? Es gibt unterschiedliche Definitionen. Sehr häufig wird auf die Definition nach der Norm IEC 61400-2 Bezug genommen:

*„kleine Windenergieanlage KWEA: Anlage mit 200 m<sup>2</sup> oder weniger vom Rotor überstrichener Fläche, das [sic!] die kinetische Energie des Windes in elektrische Energie umwandelt“ [37, S. 11]*

Im Abschnitt 1 („Anwendungsbereich“) dieser Norm wird auch noch festgelegt, dass die Anlage eine Spannung unter 1000 V Wechselspannung oder 1500 V Gleichspannung erzeugen muss [37, S. 6]. Aussagen über Nennleistungen oder die Turmhöhe werden in dieser Norm nicht gemacht.<sup>1</sup>

Eine andere übliche Festsetzung ist die Einführung einer Obergrenze von 100 kW Nennleistung. Diese Definition verwenden unter anderem der deutsche Bundesverband WindEnergie (BWE) und die American Wind Energy Association (AWEA).

---

<sup>1</sup>entgegen diesbezüglichen Behauptungen des BWE in [6, S. 35]

## 2 Markt und Anwendung von Kleinwindkraftanlagen

Nach der Vorstellung eines einfachen Schemas zur Einteilung von Kleinwindkraftanlagen erfolgt in diesem Kapitel eine Analyse der derzeitigen Marktsituation. Dafür werden zuerst mögliche Quellen für eine Recherche angegeben, und einige Zahlen genannt, die das Marktangebot auch quantitativ beschreiben. Sodann werden aus der Vielzahl der angebotenen Modelle einige typische ausgewählt, die im Detail vorgestellt werden, um dem Leser ein Gefühl für Aussehen, Ausführung, Eigenschaften und Preise moderner Kleinwindkraftanlagen zu geben. Ergänzend werden einige Sonderbauformen vorgestellt. Den Abschluss dieses Kapitels bilden die Anwendungsgebiete für Kleinwindkraftanlagen samt den dafür notwendigen Konzepten der Gesamtsysteme.

### 2.1 Einteilung von Kleinwindkraftanlagen

Um einen ersten Überblick über das Angebot an Kleinwindkraftanlagen zu bekommen, ist eine gewisse systematische Einteilung der Anlagen hilfreich. Eine solche Kategorisierung ist im Prinzip nach jedem Bauteil, ja nach jeder Eigenschaft einer Anlage möglich, hat aber keinen Wert mehr, wenn dies zu sehr auf die Spitze getrieben wird. Im folgenden wird daher die Einteilung nur nach jenen Kriterien vorgenommen, die einen wesentlichen Einfluss auf konstruktive Fragestellungen haben. Auf technische Details der Komponenten wird dann in Kapitel 3 genauer eingegangen.

#### 2.1.1 Rotortyp

Der Rotor hat die Aufgabe, die kinetische Energie des Windes in mechanische Rotationsenergie umzuwandeln und ist daher das zentrale Bauelement jeder Windkraftanlage. Seine Eigenschaften bestimmen maßgeblich das gesamte Verhalten der Anlage. Die verschiedenen Rotorbauformen lassen sich unter anderem durch folgende Kriterien einteilen:

- Achsstellung (horizontal/vertikal)
- Arbeitsprinzip (Auftriebsprinzip/Widerstandsprinzip)
- Ausrichtung zum Wind (Luv-/Leeläufer)
- Schnelllaufzahl  $\lambda$
- Anzahl der Rotorblätter

Auf Grund dieser Merkmale wären die unterschiedlichsten Konstruktionen denkbar. Tatsächlich lassen sich aber die am Markt befindlichen und für die Stromerzeugung geeigneten

Anlagen im wesentlichen auf 4 Grundtypen reduzieren, wenn man die vielen Sonderbauformen, die jedoch kaum Marktpräsenz besitzen, vernachlässigt:

- Propellertyp
- Darrieus-Rotor
- H-Rotor
- Savonius-Rotor

Eine genauere Beschreibung der Eigenschaften dieser Grundtypen erfolgt in Abschnitt 3.1.

### 2.1.2 Rotordurchmesser

Der Rotordurchmesser  $D$  ist ein quantitatives Einteilungsmerkmal. Die mechanische Leistung  $P_{\text{mech}}$  des Rotors beträgt

$$P_{\text{mech}} = c_p \frac{1}{2} \rho v_w^3 A$$

mit dem Leistungsbeiwert nach Betz  $c_p$ , der Luftdichte  $\rho$ , der ungestörten Windgeschwindigkeit  $v_w$  und der wirksamen Rotorfläche  $A$ . Für einen Rotor mit horizontaler Achse (Propellertyp) ist die wirksame Rotorfläche eine Kreisscheibe, sodass gilt

$$A = \frac{D^2 \pi}{4},$$

der Rotordurchmesser geht also quadratisch in die Leistung der Anlage ein. In der Praxis kann nicht die ganze Kreisscheibe zur Energiewandlung verwendet werden, beispielsweise auf Grund des Maschinenhauses oder weil das Profil der Rotorblätter aus konstruktiven Gründen nicht bis zur Nabe reicht. Dies ist durch einen entsprechenden Abschlagsfaktor zu berücksichtigen.

### 2.1.3 Mechanisch-elektrischer Triebstrang

Für den mechanisch-elektrischen Triebstrang, bestehend aus Getriebe, Generator und eventuell Umrichter lassen sich wieder einige Einteilungskriterien angeben:

- Getriebe (keines/einstufig/zweistufig)
- Drehzahl (fix/variabel)

- Netzkopplung (netzgekoppelt/Inselbetrieb)
- Generatorart
- Umrichter (mit/ohne)

Auf die unterschiedlichen Generatorarten und ihren Zusammenhang mit Drehzahlvariabilität, Netzkopplung und Umrichter wird ausführlich in Abschnitt 3.2 eingegangen.

#### **2.1.4 Aerodynamische Leistungsregelung**

Für die Regelung der aus dem Wind aufgenommenen mechanischen Leistung gibt es folgende Möglichkeiten, die die mechanische Konstruktion des Rotors wesentlich beeinflussen:

- Pitch-Regelung
  - aktiv
  - passiv
- Stall-Regelung
  - aktiv
  - passiv
- Aus-dem-Wind-Drehen

Eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Arten der aerodynamischen Leistungsregelung und ihrer Eignung für Kleinwindkraftanlagen erfolgt in Abschnitt 3.5.

#### **2.1.5 Einteilung nach Größenklassen**

Kleinwindkraftanlagen nach Definition der Norm IEC 61400-2 sind mit einem Rotordurchmesser von bis zu 16 m nur mehr klein im Vergleich zu Multimegawattanlagen (Rotordurchmesser 100 m und mehr). Der deutsche Bundesverband Kleinwindanlagen schlägt daher eine Unterteilung der Kleinwindkraftanlagen in 4 Klassen vor [5]:

- Micro-Windturbinen (Maximal 1,5 kW Nennleistung bzw. 6 m<sup>2</sup> Windangriffsfläche)
- Hausanlagen auf dem Dach oder direkt mit dem Haus verbunden als Nebengebäude ohne Größen-Beschränkungen dem Gebäude angepasst
- Kleinwindanlagen zur Selbstversorgung bis einschließlich 6 kW Nennleistung

- Kleinwindanlagen bis maximal 200 m<sup>2</sup> Windangriffsfläche (IEC 61400-2)

Eine ähnliche Einteilung nimmt die American Wind Energy Association (AWEA) vor, und zwar:

- Nennleistung 0...0,9 kW: Mikroanlagen („micro wind“)
- Nennleistung 1...10 kW: Anlagen für den Haushalt („residential“)
- Nennleistung 11...20 kW: kleine gewerbliche Anlagen („commercial“)
- Nennleistung 21...100 kW: große gewerbliche Anlagen („upper commercial“)

## 2.2 Recherche der aktuellen Marktsituation

Einen umfassenden Überblick über die weltweit verfügbaren Kleinwindkraftanlagen und deren Hersteller zu bekommen gestaltet sich überraschenderweise auch im Zeitalter des Internets schwierig. Viele Hersteller sind kleine bis mittlere Unternehmen, die im klassischen Maschinenbau, Anlagenbau oder in der Elektroindustrie tätig sind und sich mit Eigenkonstruktionen ein zweites Standbein schaffen wollen. Die Produktion ist meistens auf den lokalen Markt ausgerichtet, die Internetauftritte sind oft unprofessionell und wenig aussagekräftig. Noch schwieriger ist die Informationsbeschaffung falls keine Informationen auf Deutsch oder Englisch zugänglich sind, da hier zusätzlich die Sprachbarriere hinzukommt, was insbesondere bei Herstellern in Asien zutrifft.

Genauso schwierig ist die Beschaffung von Information über die Anzahl und Leistung bereits installierter Anlagen, ganz zu schweigen von Erfahrungsberichten und Betriebsergebnissen. Es gibt im Allgemeinen keine zentrale Stelle, bei der installierte Kleinwindkraftanlagen angemeldet werden müssen, insbesondere wenn es sich um nicht-netzgekoppelte Anlagen handelt. So besitzen auch die meisten nationalen Interessenvertretungen der Windkraftbranche kaum verlässliches Zahlenmaterial. Wieviele Kleinwindkraftanlagen tatsächlich in Österreich oder Deutschland installiert sind, ist nicht bekannt, der Bundesverband Kleinwindanlagen arbeitet derzeit aber an einer diesbezüglichen Studie für Deutschland [39, 33].

In diesem Zusammenhang daher bemerkenswert ist der jährlich von der American Wind Energy Association (AWEA) herausgegebene Bericht über den US-amerikanischen und globalen (!) Markt für Kleinwindkraftanlagen (Nennleistung < 100 kW), aus dem hier einige Ergebnisse wiedergegeben werden sollen. Gemäß ihrer *2009 AWEA Small Wind Turbine Global Market Study* [1] gibt es derzeit weltweit zumindest 219 Anlagenhersteller. Das Land mit den meisten Herstellern sind die USA (66), gefolgt von Japan (28), Kanada (23), UK (18) und Deutschland (16), siehe Abbildung 1. Österreich besitzt zumindest einen (1)

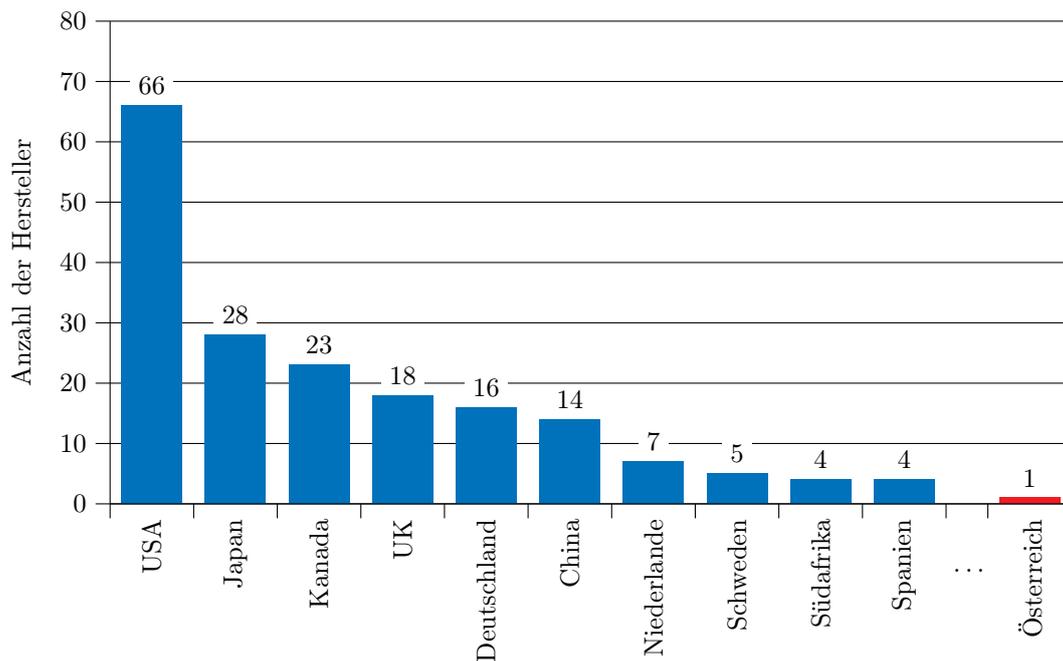


Abbildung 1: Die 10 Länder mit den meisten Herstellern für Kleinwindkraftanlagen, und Österreich [1, S. 11].

Hersteller.<sup>2</sup> 19.000 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 38,7 MW und einem Gegenwert von 156 Mio. US \$ sollen 2008 weltweit verkauft und auch installiert worden sein, was einer Zunahme von 53 %<sup>3</sup> gegenüber 2007 entspricht. Abbildung 2 zeigt das enorme Wachstum an installierter Leistung für Kleinwindkraftanlagen seit 2006, aufgeschlüsselt nach der Anlagengröße (Marktsegmente wie auf Seite 7 beschrieben). Diese Abbildung gilt zwar nur für den US-Markt, ist aber dennoch interessant, spiegelt sie doch wider, wie der Sektor der Kleinanlagen an Fahrt aufgenommen hat. Sämtliche Verkaufszahlen in diesem Bericht stammen übrigens aus einer Umfrage unter den Herstellern. Eine vollständige Liste aller Hersteller wird in diesem Bericht allerdings nicht veröffentlicht.

Ebenfalls für die Marktanalyse interessant, aber mit einem Fokus auf den europäischen Markt, sind die Berichte des WINEUR-Projekts (Wind Energy Integration in the Urban Environment) des Intelligent Energy Europe Programms der Europäischen Union, an dem unterschiedliche Partner aus dem UK, den Niederlanden und Frankreich beteiligt waren. Das Projekt lief von 2005 bis 2007 und hatte die Aufgabe, die Möglichkeiten der Windenergie-

<sup>2</sup>Durch eigene Recherchen wurden zwei österreichische Hersteller ausfindig gemacht:

- Austrowind Kleinwindkraftwerke GmbH mit Sitz in 4631 Krenglbach, <http://austrowind.com>. Das Unternehmen bietet vier verschiedene Modelle mit Nennleistungen von 3 bis 18 kW an.
- Josef Schuster GmbH & Co KG in 4481 Asten, <http://www.naturepower.at>. Vertrieb von verschiedenen Photovoltaik- und Windkraftanlagen, unter anderem fünf verschiedene selbst entwickelte Kleinwindkraftanlagen im Bereich von 800 W bis 5,5 kW.

<sup>3</sup>bezogen auf die installierte Leistung

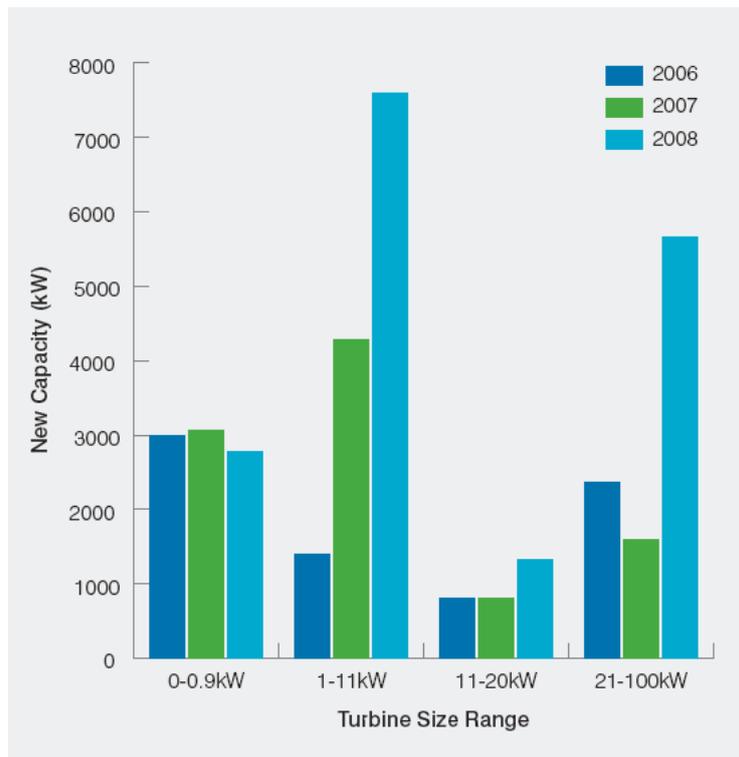


Abbildung 2: Wachstum des US-Marktes für Kleinwindkraftanlagen, aufgeschlüsselt nach Marktsegmenten [1, S. 5].

nutzung im städtischen Umfeld zu untersuchen, was natürlich unweigerlich zu einer genauen Analyse der Kleinwindkraft führte. Manche Zahlen sind vielleicht schon etwas überholt, und die Beschränkung auf das städtische Umfeld blendet andere Einsatzgebiete für Kleinwindkraftanlagen aus, trotzdem sollen hier wieder einige Ergebnisse präsentiert werden – besseres und umfassenderes Zahlenmaterial ist kaum zu finden. In Ihrem *Catalogue of European Wind Turbine Manufacturers* [71] vom Juli 2005 sind 57 Anlagenmodelle von 32 Herstellern verzeichnet. Die Zusammenstellung des Katalogs erfolgte durch eine Umfrage unter 45 europäischen Herstellern von Kleinwindkraftanlagen aus 15 Ländern. 65% der verzeichneten Anlagen haben eine horizontale, 35% eine vertikale Achse. Im Begleittext zum Anlagenkatalog werden die Modelle noch hinsichtlich Windgeschwindigkeiten, Lärm, Lebensdauer und ähnlicher Parameter miteinander verglichen [73].

### 2.2.1 Quellen für die Marktrecherche

Bei der Suche nach einer Übersicht über konkret verfügbare Anlagen konnten folgende relevante Quellen ausfindig gemacht werden:

- Onlineresource <http://www.allsmallwindturbines.com>: Internetportal, das ver-

sucht eine hersteller- und verbandsunabhängige Übersicht über alle weltweit verfügbaren Kleinwindkraftanlagen aufzubauen. Zum Zeitpunkt des Abrufs (15.08.2009) waren 353 Anlagen von 144 Herstellern eingetragen.

- Onlineresource <http://www.kleinwindanlagen.de>: Private Homepage des Kleinwindkraftanlagen-Pioniers Uwe Hallenga mit Informationen zu Anlagen bis 10 kW Nennleistung. Zusätzlich zur Angabe der technischen Daten und Bezugsquellen wird versucht, Erfahrungsberichte der Betreiber zu sammeln. Etwa 57 Anlagen sind verzeichnet (Abruf 15.08.2009).
- *Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers* [71] mit Begleittext *Urban Wind Turbines Technology review: A companion text to the Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers* [73]. Marktübersicht des WINEUR-Projekts über Anlagen für das städtische Umfeld. 57 Anlagen von 32 europäischen Herstellern sind verzeichnet, der Stand des Katalogs ist allerdings Juli 2005.
- Onlineresource <http://www.wind-energy-market.com>: Marktübersicht des deutschen BWE. Vermutlich weil die Eintragungen für die Firmen kostenpflichtig sind, sind nur 21 Anlagen von 11 Herstellern verzeichnet (Abruf 15.08.2009).
- *Wind Energy Market 2009: Technik, Märkte & Potentiale* [6]. Gedruckte Form der Marktübersicht des BWE. Was den Markt der Kleinanlagen betrifft sind im wesentlichen die gleichen Informationen enthalten wie in der Onlineversion.
- Onlineresource <http://www.windmesse.de>: Internetportal für die gesamte Windenergiebranche. Im Bereich unter 100 kW sind 81 Anlagen von 51 Herstellern verzeichnet (Abruf 16.08.2009). Die Marktübersicht ist aber nur bedingt brauchbar, da über den größten Teil der Anlagen kaum technische Daten angegeben werden und Kontaktinformationen über die Hersteller nur auf Anfrage erhältlich sind.
- *Windkraftanlagenmarkt 2008: Typen, Technik, Preise*. (Sonderdruck der Zeitschrift *Erneuerbare Energien*) [59]. Eine Marktübersicht über den internationalen Windkraftanlagenmarkt, inklusive Großanlagen, herausgegeben vom SunMedia Verlag. In der Kategorie bis 29 kW sind 42 Anlagen, in der Kategorie 30 bis 300 kW sind 11 Anlagen angeführt.

Wie kann nun aus diesen Quellen ein Überblick über die verfügbaren Anlagen gewonnen werden? Da es weltweit mehr als 200 Hersteller und somit ein vielfaches davon an Anlagenmodellen gibt, würde eine detaillierte Analyse aller Anlagen sehr aufwendig sein und den Rahmen dieser Arbeit bei weitem sprengen. Auf der anderen Seite ist der Informationswert einer solchen Analyse für den potentiellen Betreiber fragwürdig. Es wurde daher folgende Vorgangsweise gewählt:

1. Da das Internetportal [www.allsmallwindturbines.com](http://www.allsmallwindturbines.com) von den oben angeführten Quellen die umfangreichste Datenbank besitzt, wurde auf der Basis der dort angebotenen Informationen eine grobe statistische Analyse der verzeichneten Anlagen durchgeführt. Damit erkennt man, wo die Schwerpunkte am Markt hinsichtlich Bauform und -größe liegen. Die Ergebnisse der Analyse finden sich in Abschnitt 2.2.2.
2. Wie bereits erwähnt handelt es sich bei vielen Herstellern um Betriebe, die Kleinwindkraftanlagen offensichtlich nur nebenbei oder zumindest in sehr geringen Stückzahlen und für den lokalen Markt bestimmt herstellen. Viele angepriesene Anlagen sind noch in Entwicklung befindliche Prototypen oder nur auf Anfrage erhältlich. Klammert man diese „Trittbrettfahrer“ aus und konzentriert sich auf professionell agierende, erfahrene Unternehmen mit serienreifen Produkten, so lichtet sich der Markt schnell. Aus den verbliebenen Modellen wurden nun einige typische Anlagen ausgewählt und im Detail vorgestellt. Die Selektion erfolgte dabei nach folgenden Kriterien:
  - Es ist ausreichend Informationsmaterial zur Anlage beschaffbar.
  - Die Anlage ist verbreitet und wird in relativ hoher Stückzahl hergestellt.
  - Die Anlage ist möglichst schon länger am Markt.
  - Das Herstellerunternehmen wurde schon vor längerer Zeit gegründet oder befasst sich schon seit längerem mit der Herstellung von Kleinwindkraftanlagen.
  - Die Anlage soll möglichst von einem europäischen Hersteller stammen oder zumindest über einen europäischen Händler zu beziehen sein.

Die Vorstellung dieser Beispielanlagen erfolgt in Abschnitt 2.3.

3. Um durch die Beschränkung auf typische, gängige Modelle nicht in Gefahr zu geraten, interessante oder erst in Entwicklung befindliche Konstruktionen zu übergehen, sollen zumindest einige der Sonderbauformen vorgestellt werden, was in Abschnitt 2.4 geschieht.

### 2.2.2 Statistische Analyse der Anlagenmodelle

Von den 353 auf dem Internetportal [www.allsmallwindturbines.com](http://www.allsmallwindturbines.com) eingetragenen Modellen hatten 288 eine horizontale, 65 eine vertikale Achse. Sofern eine Nennleistung angegeben war oder ausfindig gemacht werden konnte, wurden die Anlagen vier verschiedenen Größenklassen zugeteilt (Marktsegmente gemäß AWEA). Abbildung 3 zeigt das Ergebnis. Die bei weitem größte Auswahl gibt es bei Anlagen im Mikro- (0 – 0,9 kW) und im Haushaltssegment (1 – 10 kW). Mögliche Gründe können das größere Marktpotential für Anlagen, die gerade den Haushaltsstrombedarf decken können, und die breite Anwendung als Batterielader (vgl. Abschnitt 2.5.1) sein. Ein weiterer Grund wäre das für größere Anlagen

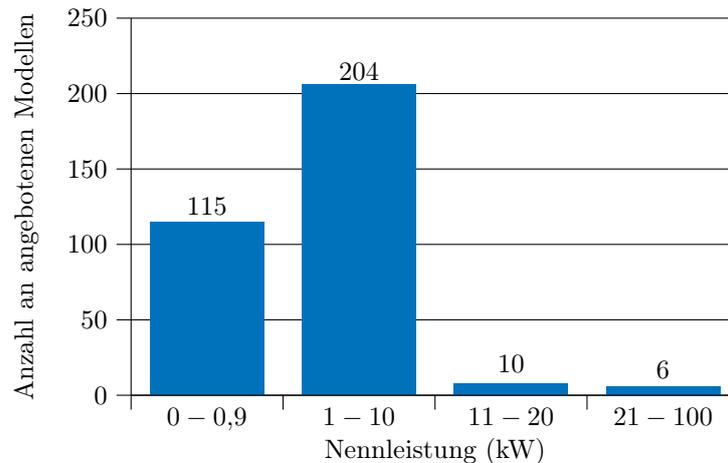


Abbildung 3: Anzahl der in den verschiedenen Größenkategorien auf dem Internetportal [www.allsmallwindturbines.com](http://www.allsmallwindturbines.com) angebotenen Windkraftanlagenmodellen.

notwendige technologische Know-How und die aufwendigere Fertigung – beides Hürden für Betriebe, die sich nur nebenbei mit der Produktion von Windkraftanlagen beschäftigen.

Weiters wurden die Horizontalachsenanlagen nach ihrer Rotorblattanzahl verschiedenen Klassen zugeteilt (Abb. 4). Der 3-Blatt-Propeller ist der mit Abstand vorherrschende Rortotyp. Außerdem wurden 15 Anlagen mit Sonderbauformen aufgeführt, die sich wesentlich von der Propellerbauform unterscheiden.

Analog dazu wurden die Vertikalachsenanlagen gemäß ihrer Rotorbauform und Blattanzahl Kategorien zugeordnet (Abb. 5). H-Rotoren mit 3 und 5 Rotorblättern sind die wichtigsten Bauformen. Neben verschiedenen Savonius-Varianten gibt es noch 2 Anlagen mit einer

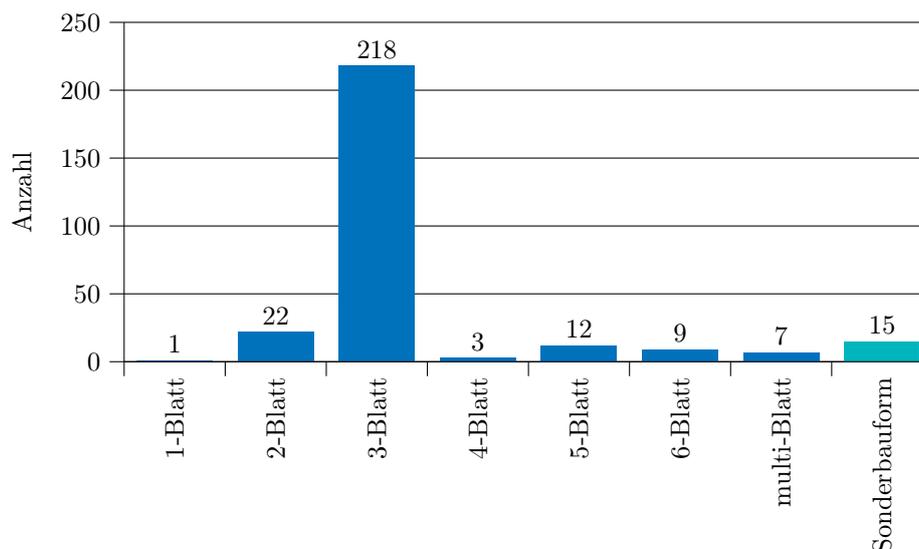


Abbildung 4: Angebot an Anlagen mit horizontaler Achse, aufgeschlüsselt nach der Anzahl der Rotorblätter.

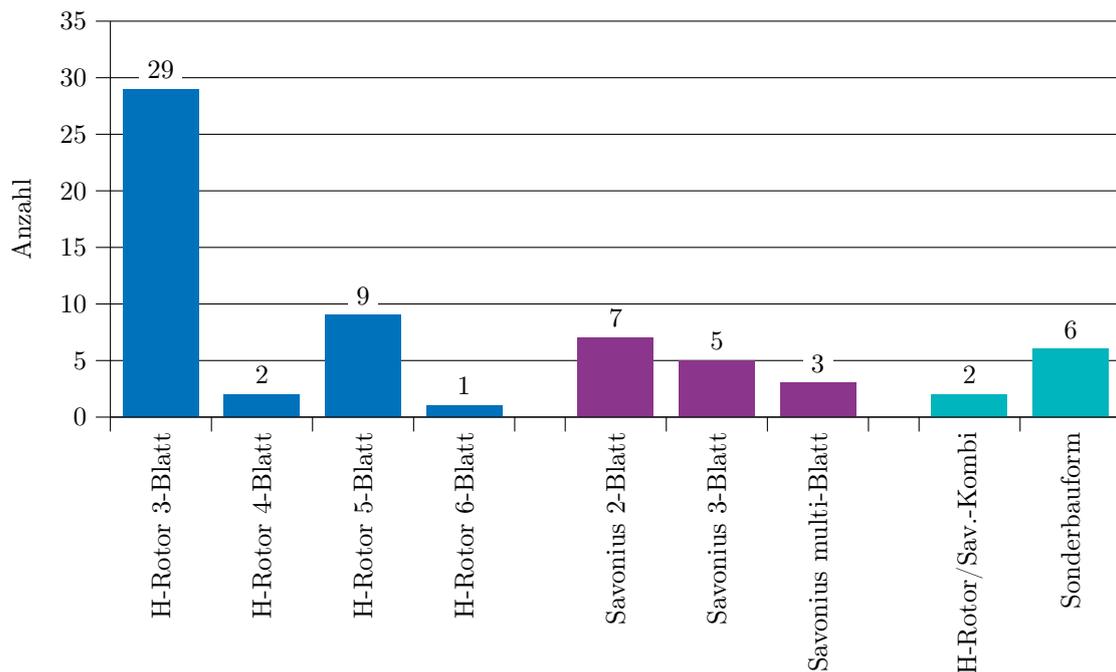


Abbildung 5: Angebot an Anlagen mit vertikaler Achse, aufgeschlüsselt nach Rotorbauform und Anzahl der Rotorblätter.

Kombination aus Savonius- und H-Rotor, sowie 6 Sonderbauformen. Bemerkenswert ist, dass zumindest in dieser Marktübersicht keine einzige Anlage mit Darrieus-Rotor angeführt wird. Es sei aber darauf hingewiesen, dass auch diese Marktübersicht nicht vollständig ist – eine vollständige Liste aller Anlagen konnte nicht gefunden werden und wird es wohl auch nicht geben. Beispielsweise sind in der BWE-Marktübersicht [6] einige H-Rotor-Modelle mit zwei Rotorblättern angeführt.

## 2.3 Beispiele für typische Anlagen

Es folgt nun die angekündigte Vorstellung von typischen Beispielanlagen. Soweit nicht anders angegeben beruhen alle technischen Daten und Beschreibungen auf Herstellerangaben.

### 2.3.1 Batterielader der Micro-Klasse: Air X

Die Air X Micro-Windkraftanlage (Abb. 6) wird von dem 1987 gegründeten US-amerikanischen Unternehmen Southwest Windpower, Inc. (<http://www.windenergy.com>) hergestellt, dem nach eigenen Angaben Weltmarktführer bei Kleinwindkraftanlagen, und wird in Deutschland von der Firma Windpower Enertec<sup>4</sup> vertrieben. Air X ist mit 90.000 seit

<sup>4</sup>Webauftritt: <http://www.windpower.de>

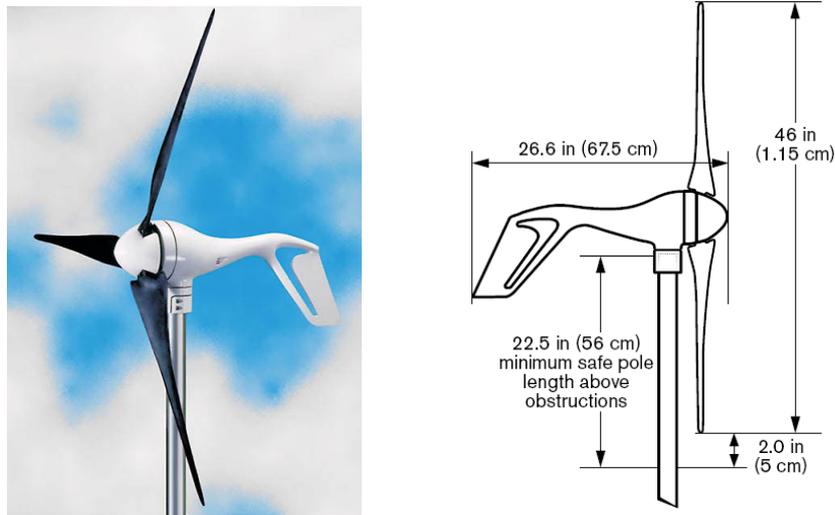


Abbildung 6: Die Southwest Windpower Air X [54].

Rotordurchmesser $D$	115 cm
Rotorfläche $A$	1,04 m <sup>2</sup>
Anzahl Rotorblätter $z$	3
Nennleistung $P$	400 W bei 12,5 m/s (28 mph)
Einschaltgeschwindigkeit $v_{in}$	3,58 m/s (8 mph)
Überlebensgeschwindigkeit $v_{max}$	49,2 m/s (110 mph, 177 km/h)
Nennspannung $U$	12/24/48 V=
Monatsertrag $E_m$	38 kWh bei 5,4 m/s (12 mph)
Gewicht $m$	5,85 kg
Preis $C$	Windturbine 890 €, Mast 120–215 € (ohne MWSt.)

Tabelle 1: Technische Daten der Southwest Windpower Air X [54].

2002 produzierten Stück angeblich auch die meistverkaufte Kleinwindkraftanlage der Welt und wird in den Ausführungen Air X Land, Air X Marine (einsetzbar in korrosiver Seeluft) und Air X Industrial (besonders robuste Ausführung für Offshore-Plattformen, Sendemasten, etc.) angeboten. Die 400 W-Anlage ist ein typischer Batterielader, wie er z.B. auf Segelbooten eingesetzt wird. Tabelle 1 zeigt die wichtigsten technischen Daten.

Die 3 Rotorblätter (horizontale Achse) bestehen aus kohlefaserverstärktem Thermoplastik, das Maschinengehäuse ist aus Aluminiumguss und in der Marine-Ausführung pulverbeschichtet. Die Windrichtungsnachführung erfolgt über eine Windfahne. Die mechanische Energie des Rotors wird ohne Getriebe in einer dreiphasigen, bürstenlosen Permanentmagnet-Synchronmaschine (PSM) in Drehstrom verwandelt, der von einer mikroprozessor-gesteuerten und im Maschinengehäuse integrierten Leistungselektronik in Gleichspannung zur Batterieladung umgewandelt wird. Um die Probleme einer Kabelentdrillung zu umgehen, wird zur Überbrückung des Gierlagers (vertikale Achse der Windrichtungsnach-

führung) die Gleichspannung über Schleifringe an die Anschlüsse im feststehenden Mast weitergegeben.

Die Anlage kennt verschiedene Betriebszustände, die alle vom Mikroprozessor gesteuert werden. Im normalen Ladebetrieb wird der angeschlossene Batteriesatz bis zu einer einstellbaren Ladeschlussspannung aufgeladen. Die Messung der tatsächlichen Batteriespannung erfolgt durch kurzes Unterbrechen des Ladestroms, um Fehlmessungen durch Spannungsabfälle an den Zuleitungen zum Batteriesatz zu vermeiden (vgl. Abschnitt 2.5.1). Ist die Ladeschlussspannung erreicht, wird die Ladung beendet, und der Rotor mit Hilfe des Generators auf eine niedrige Drehzahl abgebremst, bei der auch die Geräusentwicklung minimal ist. Sinkt die Batteriespannung zu weit ab, wird der Ladebetrieb wieder aufgenommen. Bei Windgeschwindigkeiten über etwa 15,6 m/s (35 mph) geht die Anlage in den Stall-Modus, was durch Abbremsen des Rotors erreicht wird. Über 22 m/s (50 mph) wird die Anlage komplett abgeschaltet (Festbremsen durch den Generator) und verharrt in diesem Zustand für 5 Minuten.

Der Blatteinstellwinkel der Rotorblätter ist fix, sodass die Regelung der vom Wind aufgenommenen Leistung durch eine Kombination aus Stall-Betrieb und Drehzahlregelung durch den Generator erfolgt. Bei zu hoher Windgeschwindigkeit wird der Rotor offensichtlich in einen Drehzahlbereich gebracht, in dem die Schnelllaufzahl weit entfernt von der Auslegungsschnelllaufzahl (also der optimalen Schnelllaufzahl) ist oder die Strömung überhaupt abreisst (Stall). In jedem Fall wird so der Leistungsbeiwert wirksam herabgesetzt und damit die aufgenommene Windleistung reduziert. Bei normalen Windgeschwindigkeiten (unterhalb des Bremsbetriebes) wird die Drehzahl an den Wind angepasst, um eine optimale Schnelllaufzahl zu erreichen. Die Anlage besitzt kein eigenes Anemometer; die Ermittlung der optimalen Drehzahl erfolgt über ein Maximum Power Point Tracking (MPPT, auch Peak Power Tracking genannt, vgl. Abschnitt 3.3.2) [52, S. 22–24].

Die mit diesem Regelungskonzept erreichbare Windausbeute zeigt Abbildung 7. Der Hersteller gibt Diagramme für zwei verschiedene Fälle an: Die oberen Kurven beziehen sich auf ideale Bedingungen mit konstantem, nicht-turbulentem Wind, die unteren gelten für reale Bedingungen mit turbulenten Windverhältnissen.

Die Anlage ist zur Montage auf einem Mast gedacht, der im Prinzip aus einem handelsüblichen Wasserrohr der Nenngröße 1 1/2 " (der Aussendurchmesser ist dann knapp 2") bestehen kann. Der Hersteller bietet folgende Turm-Bausätze an:

- 8,3 m Rohrmast mit einfacher Abspannung [50]
- 8,8 m Rohrmast mit doppelter Abspannung [55]
- 13,7 m Rohrmast mit doppelter Abspannung [51]

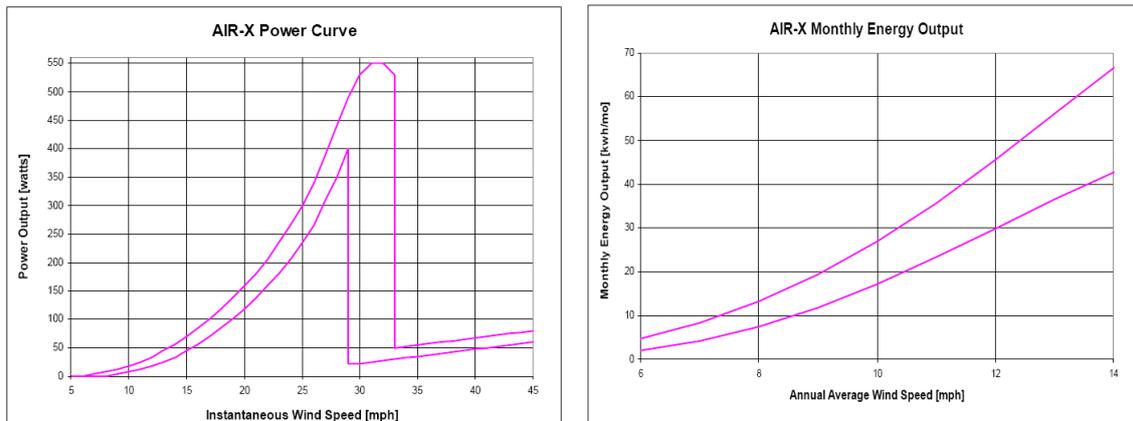


Abbildung 7: Leistungskurve (links) und monatlicher Energieertrag (rechts) für die Air X. Die oberen Kurven gelten für ideale Bedingungen, die unteren für reale (turbulente Windverhältnisse) [52, S. 30].

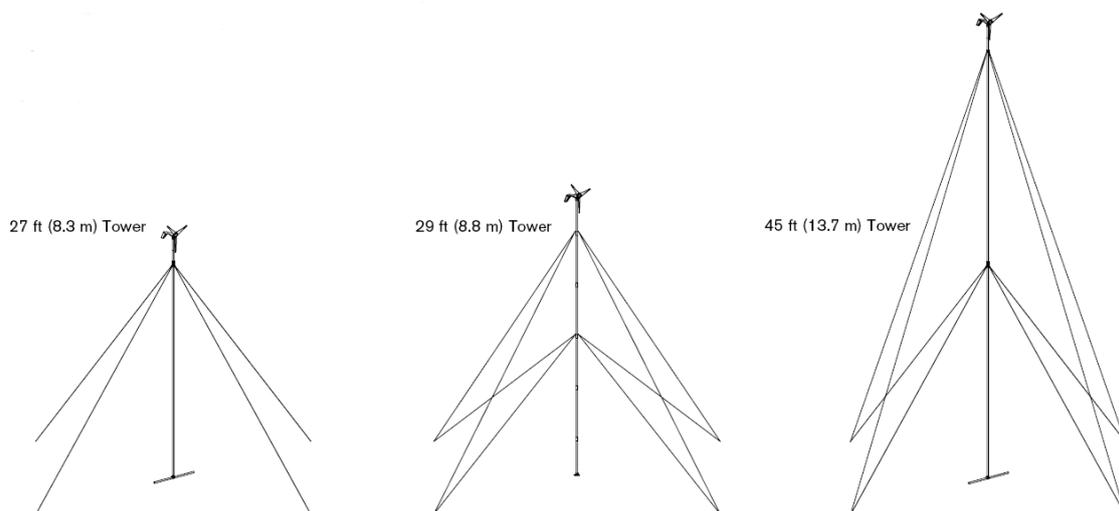


Abbildung 8: Varianten des Rohrmastes mit Abspannung für die Air X [53].

- Bausatz für Dachmontage [56]
- Bausatz für Bootsmontage [58]

Die ersten drei Varianten (Abb. 8) sind umlegbare Ausführungen, die keinerlei Fundament benötigen und nur durch die Abspannseile gehalten werden. Es ist lediglich die sorgfältige Montage von Bodenankern notwendig, sodass der ganze Mast zu zweit in etwa einer Stunde errichtet werden kann. Bei schweren Stürmen wird nur eines der vier Abspannseile<sup>5</sup> gelöst und der Mast einfach umgelegt.

<sup>5</sup>bzw. zwei der 8 Abspannseile bei doppelt abgespannten Masten

Die Windturbine alleine kostet etwa 890,00€, der Mast je nach Ausführung zwischen 120,00 und 215,00€ (ohne MWSt.) [28].

Die Einsatzmöglichkeiten für solch einen Batterielader sind mannigfaltig und werden ausführlich in Abschnitt 2.5.1 beschrieben.

Vergleichbare Anlagen anderer Hersteller sind (Auswahl):

- Superwind 350
  - Hersteller: Superwind GmbH Deutschland (<http://www.superwind.com>) (Deutschland)
  - Eckdaten:  $D = 1,20$  m,  $A = 1,13$  m<sup>2</sup>,  $z = 3$ ,  $P = 350$  W,  $U = 12/24$  VDC,  $m = 11,5$  kg,  $C \approx 1250$  € (ohne MWSt.).
  - Ungewöhnlich bei Anlagen dieser Leistungsklasse ist die passive (mechanische) Pitch-Regelung der Rotorblätter durch Luft- und Fliehkräfte über eine in der Rotornabe integrierte Mechanik (vgl. Abschnitt 3.5.1).
- Ampair 300
  - Hersteller: Ampair – Boost Energy Systems Ltd. (<http://www.ampair.com>) (UK)
  - Eckdaten:  $D = 1,20$  m,  $A = 1,13$  m<sup>2</sup>,  $z = 3$ ,  $P = 300$  W,  $U = 12/24$  VDC,  $m = 12$  kg,  $C \approx 1425$  € (ohne MWSt., inkl. Laderegler).
  - Ähnliche passive Pitch-Regelung wie bei der Superwind 350.

### 2.3.2 1,4 kW-Anlage zur Haushaltsunterstützung: Passaat

Hatten die in Abschnitt 2.3.1 vorgestellte Air X und die mit ihr vergleichbaren Anlagen primär die Aufgabe als Batterielader eine Stromversorgung auch in Gebieten fern des öffentlichen Niederspannungsnetzes sicherzustellen, soll hier nun eine Anlage vorgestellt werden, die den erzeugten Strom direkt in die Hausinstallation einspeist, um so die Menge des von einem Energieversorger bezogenen, kostenpflichtigen Stroms zu reduzieren (vgl. Abschnitt 2.5.5).

Eine für diese Zwecke häufig installierte Anlage (weltweit 2.100 Stück [6, S. 47]) ist das Modell Passaat (Abbildung 9) der niederländischen Firma Fortis Wind Energy (<http://www.fortiswindenergy.com>) mit 1,4 kW Nennleistung. Fortis Wind Energy (vormals LMW) stellt die Passaat seit über 25 Jahren her und ist nach eigenen Angaben Weltmarktführer bei Kleinwindkraftanlagen im Segment von 1,4 bis 10 kW Nennleistung. Tabelle 2 zeigt die wichtigsten technischen Daten.



Abbildung 9: Die Fortis Wind Energy Passaat [19], [6, S. 47].

Rotordurchmesser $D$	312 cm
Rotorfläche $A$	7,65 m <sup>2</sup>
Anzahl Rotorblätter $z$	3
Nennleistung $P$	1,4 kW bei 16 m/s
Einschaltgeschwindigkeit $v_{in}$	2,5 m/s
Überlebensgeschwindigkeit $v_{max}$	– (keine Herstellerangaben)
Nennspannung $U$	24/48 VDC
Jahresertrag $E_a$	3200 kWh bei 6 m/s
Gewicht $m$	70 kg
Preis $C$	nur auf Anfrage

Tabelle 2: Technische Daten der Fortis Wind Energy Passaat [21].

Die Anlage besitzt einen Horizontalachsen-Rotor mit 3 Rotorblättern aus glasfaserverstärktem Epoxidharz. Die Energieumsetzung erfolgt in einem permanenterregten Synchrongenerator und ohne Getriebe. Die Windrichtungsnachführung erfolgt über eine Windfahne. Die Rotorachse ist gegenüber der senkrechten Gierachse seitlich versetzt (vgl. Abb.9 rechts), was bei Windanströmung zu einem Drehmoment um die Gierachse führt. Zusammen mit dem Drehmoment der Windfahne ergibt sich eine passive Leistungsregelung, die bei Starkwind dafür sorgt, dass der Rotor aus dem Wind gedreht wird [20]. Abbildung 10 zeigt die sich so ergebende Leistungskurve.

Eine zentrale Bedeutung kommt bei dieser Anlage dem Einspeisewechselrichter zu, der erst die Einspeisung in ein bereits vorhandenes Niederspannungsnetz ermöglicht. Er unterscheidet sich wesentlich von gewöhnlichen, nicht-netzgebundenen Wechselrichtern, wie sie bei Batterieladern verwendet werden, um auch 230 V-Geräte betreiben zu können. Ein Einspeisewechselrichter ist netzgeführt, was bedeutet, dass die Steuerung des Umrichters durch

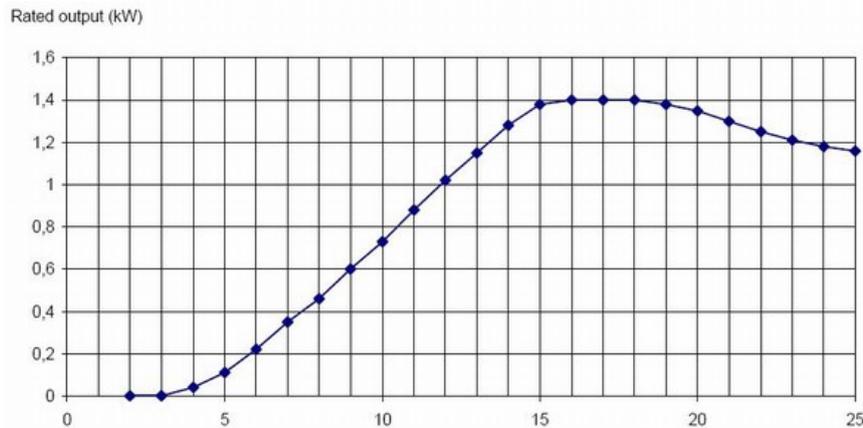


Abbildung 10: Leistungskurve der Passaat (Die Zahlenwerte der Abszissenachse bezeichnen die Windgeschwindigkeit in m/s) [21].

die vorhandene Netzspannung erfolgt, um einen hinsichtlich Frequenz und Phasenlage zur Netzspannung passenden Betrieb zu ermöglichen. Gewöhnliche Wechselrichter hingegen sind fremdgeführt, bestimmen also selbst Frequenz und Phasenlage der erzeugten Spannung, weshalb sie auch niemals mit einem vorhandenen Netz verbunden werden dürfen. Eine genauere Beschreibung der technischen Eigenschaften von Netzeinspeisewechselrichtern erfolgt in Abschnitt 3.4, Details zum korrekten Anschluss für eine Netzeinspeisung werden in Abschnitt 2.5.5 gegeben.

Vergleichbare Anlagen anderer Hersteller sind (Auswahl):

- Skystream 3.7
  - Hersteller: Southwest Windpower (<http://www.skystreamenergy.com>) (USA)
  - Eckdaten:  $D = 3,72 \text{ m}$ ,  $A = 10,87 \text{ m}^2$ ,  $z = 3$ ,  $P = 2,4 \text{ kW}$ ,  $U = 120/240 \text{ VAC}$   
 $m = 77 \text{ kg}$ ,  $C \approx 6\,300 \text{ €}$  (ohne MWSt.).
  - Stall-geregelter Leeläufer (daher keine Windfahne notwendig)
  - Interessant ist der vollständig im Gehäuse integrierte Einspeisewechselrichter, sodass die Anlage ohne Zusatzgeräte unmittelbar an die Hausinstallation angeschlossen werden kann – ein Musterbeispiel für anwenderfreundliche Plug&Play-Funktionalität.
- Inclin 1500 neo
  - Hersteller: Juan y David Bornay, S.L. (<http://www.bornay.com>) (Spanien)
  - Eckdaten:  $D = 2,86 \text{ m}$ ,  $A = 6,42 \text{ m}^2$ ,  $z = 2$ ,  $P = 1,5 \text{ kW}$ ,  $m = 42 \text{ kg}$ ,  
 $C = 3\,335 \text{ €}$ .

- 2 Rotorblätter, Windfahne
- Leistungsregelung durch Kippen der Rotorachse in Helikopterstellung.
- Home 1500
  - Hersteller: SinusWind GmbH (<http://www.sinuswind.de>) (Deutschland)
  - Eckdaten:  $D = 2,68$  m,  $A = 5,64$  m<sup>2</sup>,  $z = 3$ ,  $P = 1,5$  kW,  $m = 20$  kg, Preis nur auf Anfrage.
  - mechanische Pitch-Regelung
  - Interessant auf Grund des eingebauten 1:3 Getriebes. Der Hersteller verspricht sich davon ein früheres Erreichen der Akku-Ladespannung (bei Betrieb als Batterielader) und einen leiseren Betrieb.

### 2.3.3 Anlage zur Haushaltskomplettversorgung: Antaris 5,0 kW

Es soll nun eine typische Anlage der 5 kW-Klasse vorgestellt werden, die auf Grund ihrer Leistungsfähigkeit bereits in der Lage ist, den Stromverbrauch eines durchschnittlichen Haushalts vollständig abzudecken – zumindest hinsichtlich ihrer Jahresenergieerzeugung. Eine solche Anlage ist beispielsweise die Antaris 5,0 kW (Abb. 11) der deutschen Firma Braun Windturbinen GmbH (<http://www.braun-windturbinen.com>).

Das Grundkonzept ist nicht außergewöhnlich: Ein Rotor mit 3 Rotorblättern aus Glasfaser-/Kohlefaserlaminat, permanenterregter Synchrongenerator, Windrichtungsnachführung über Windfahne. Die wichtigsten technischen Daten zeigt Tabelle 3, die Leistungskurve Abbildung 12. Interessant ist die Leistungsregelung und Sturmsicherung durch Aus-dem-Wind-Drehen, was aber nicht durch eine Gierbewegung (Drehung um die Mastachse),



Abbildung 11: Die Braun Antaris 5,0 kW [4, 3].

Rotordurchmesser $D$	4,4 m
Rotorfläche $A$	15,21 m <sup>2</sup>
Anzahl Rotorblätter $z$	3
Nennleistung $P$	5 kW bei 12 m/s
Einschaltgeschwindigkeit $v_{\text{in}}$	1,8 m/s
Überlebensgeschwindigkeit $v_{\text{max}}$	– (keine Herstellerangaben)
Nennspannung $U$	230/400 VAC, dreiphasig
Jahresertrag $E_a$	–
Gewicht $m$	50 kg
Preis $C$	8.890 €

Tabelle 3: Technische Daten der Braun Antaris 5,0 kW [3].

sondern durch Schwenken in die sogenannte Helikopterstellung (Rotorachse wird senkrecht) geschieht. Zusätzlich werden noch Bremswiderstände mit Leistungen von 3 bis 10 kW verwendet, um die Anlage bei Überdrehzahl abzubremesen. Die Abführung des erzeugten Stromes in den feststehenden Mast erfolgt in der Grundauführung nicht, wie üblich, durch Schleifringe, sondern durch ein flexibles Kabel, eine Variante mit Schleifringen ist aber erhältlich. Die Rotorblätter besitzen Winglets (umgebogene Rotorblattspitzen) zur Geräuschminimierung.

Auf Grund der hohen Nennleistung der Anlage erfolgt die Netzeinspeisung dreiphasig. Der von der PSM erzeugte Drehstrom wird dafür zuerst in einen gemeinsamen Gleichspannungs-Zwischenkreis geleitet und dann von drei gewöhnlichen, einphasigen Wechselrichtern in jeweils eine Phase des Niederspannungsnetzes eingespeist. Ebenso ist ein Betrieb zur Heizungsunterstützung möglich (vgl. Abschnitt 2.5.3), wofür der Hersteller einen entsprechenden Steuerschrank und einen 6 kW-Heizstab anbietet.

Vergleichbare Anlagen anderer Hersteller sind (Auswahl):

- WESpe
  - Hersteller: WES energy GmbH (<http://www.wes-energy.de>) (Deutschland)
  - Eckdaten:  $D = 5,0$  m,  $A = 19,6$  m<sup>2</sup>,  $z = 4$ ,  $P = 5$  kW,  $m = 280$  kg,  $C = 13\,566$  €.
  - Die 4 Rotorblätter bestehen aus extrudiertem Aluminium.
  - Leeläufer, aktive Stall-Regelung
  - 2-stufiges Stirnradgetriebe, PSM, Wechselrichter zur Netzeinspeisung erforderlich.
  - Grundidee bei der Entwicklung war das Ziel, möglichst Standardkomponenten zu verwenden.

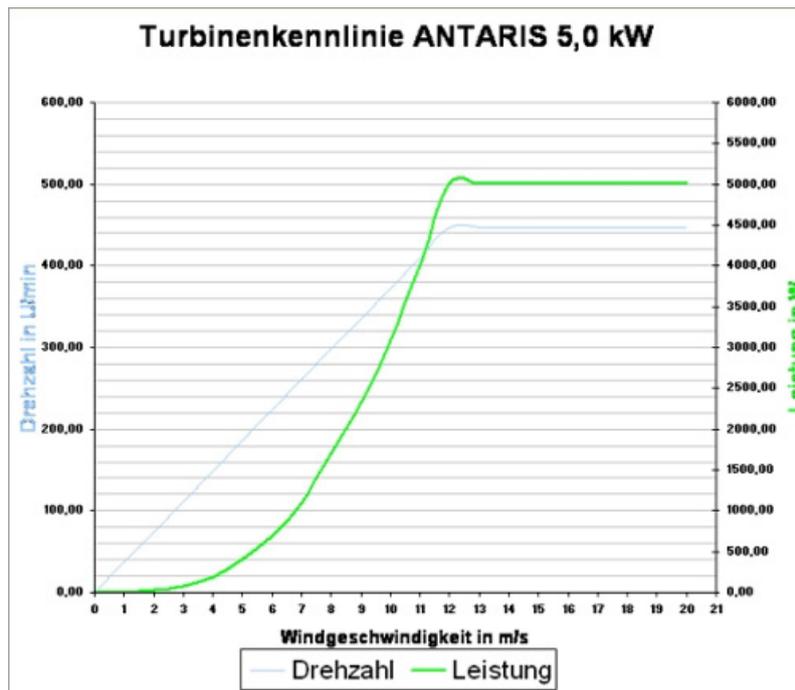


Abbildung 12: Leistungskurve für die Braun Antaris 5,0 kW [3].

- Easywind 6 AC

- Hersteller: EasyWind GmbH (<http://www.easywind.org>) (Deutschland)
- Eckdaten:  $D = 6$  m,  $A = 28,27$  m<sup>2</sup>,  $z = 4$ ,  $P = 6$  kW,  $m = 383$  kg,  $C = 21$  000 €.
- 4 Rotorblätter mit mechanischer Blattverstellung (passive Pitch-Regelung)
- Modellvariante Easywind 6 DC mit einer Nennspannung von 120 VDC zur Batterieladung
- Hervorzuheben ist der polumschaltbare 400 V Asynchrongenerator zur direkten Netzeinspeisung. Damit ist ein Betrieb bei zwei verschiedenen, annähernd fixen Drehzahlen möglich, womit eine ganz gute Anpassung an die Drehzahl-Leistungs-Kennlinie des Rotors erfolgen kann (vgl. Abschnitt 3.2.4).

### 2.3.4 Eine moderne Vertikalachsenanlage: qr5

Bei Großwindkraftanlagen haben sich Bauformen mit horizontaler Achse vollständig durchgesetzt. Auch bei Kleinanlagen dominiert die Propellerbauform, es gibt aber doch eine ganze Menge an verfügbaren Modellen mit vertikaler Achse, allen voran solche mit H-Rotor. Einige Unternehmen haben ziemlichen Aufwand betrieben, um das Grundkonzept, das vor allem bei Bastleranlagen sehr beliebt ist, auf ein zeitgemäßes technisches Niveau



Abbildung 13: Die quietrevolution qr5 [45], [44, S. 1].

Rotordurchmesser $D$	3,1 m
Rotorhöhe $h$	5 m
Rotorfläche $A$	13,6 m <sup>2</sup>
Anzahl Rotorblätter $z$	3
Nennleistung $P$	6,2 kW bei 14 m/s
Einschaltgeschwindigkeit $v_{in}$	4,5 m/s
Abschaltgeschwindigkeit $v_{out}$	16 m/s
Überlebensgeschwindigkeit $v_{max}$	55 m/s (198 km/h)
Nennspannung $U$	3/N~ 50 Hz 415/240 V (britische Netzspannung)
Jahresertrag $E_a$	9 000 kWh bei 6,0 m/s
Gewicht $m$	450 kg
Preis $C$	Windturbine 25.000 £ (etwa 27.500 €) Regelektronik 4.500 £ (etwa 5.000 €) Mast 5.000 £ (etwa 5.500 €)

Tabelle 4: Technische Daten der quietrevolution qr5 [42].

zu bringen. Eine moderne Variante des H-Rotors ist die qr5 (Abb. 13) der britischen Firma quietrevolution ltd. (Webauftritt: <http://www.quietrevolution.co.uk>). Aus der Menge der am Markt angebotenen H-Rotor-Anlagen wurde dieses Modell für eine nähere Beschreibung in erster Linie deswegen ausgewählt, weil der Hersteller umfangreiches Informationsmaterial auf seiner Website anbietet.

Tabelle 4 gibt einen Überblick über die wichtigsten technischen Daten. Die drei Rotorblätter und Speichen sind aus kohlefaser-verstärktem Epoxidharz, die Achse ist aus Aluminium. Im Prinzip handelt es sich um einen H-Rotor, die Blätter sind aber helixförmig gebogen und sollen damit für eine gleichmäßige Kraftverteilung und weniger Vibrationen sorgen – dies ist vor allem für eine Dachmontage wesentlich. Die Rotorblattspitzen sind in Rich-

tung der Rotorachse gebogen, wodurch die Blattspitzengeschwindigkeit abnimmt, und der Lärmpegel verringert werden kann.

Die Anlage ist mit einer umfangreichen elektronischen Steuerung ausgerüstet, die im Zusammenspiel mit dem auf der Spitze der Anlage montierten Anemometer für eine optimale Anpassung der Drehzahl an die Windverhältnisse sorgt. Ein patentierter Peak-Power-Tracking-Algorithmus stellt sich selbstständig auf die am Aufstellort herrschenden Windverhältnisse ein. Sobald die gemessene Windgeschwindigkeit die Einschaltsschwelle übersteigt, wird der Rotor aktiv in den passenden Drehzahlbereich gebracht, es ist also eine Anlaufhilfe erforderlich, die aber vollautomatisch abläuft. Abbildung 14 zeigt die zugehörige Leistungskennlinie. Eine Windrichtungsnachführung erübrigt sich für eine Vertikalachsenanlage. Ein eingebautes GPRS-Modem ermöglicht eine Fernüberwachung der Anlage [42].

Die vom 3-phasigen, getriebelosen PSM-Generator gelieferte Energie wird von einem 3-Phasen-Einspeisewechselrichter in die Hausinstallation abgegeben. Eine Möglichkeit zum Betrieb der Anlage als Batterielader ist nicht vorgesehen.

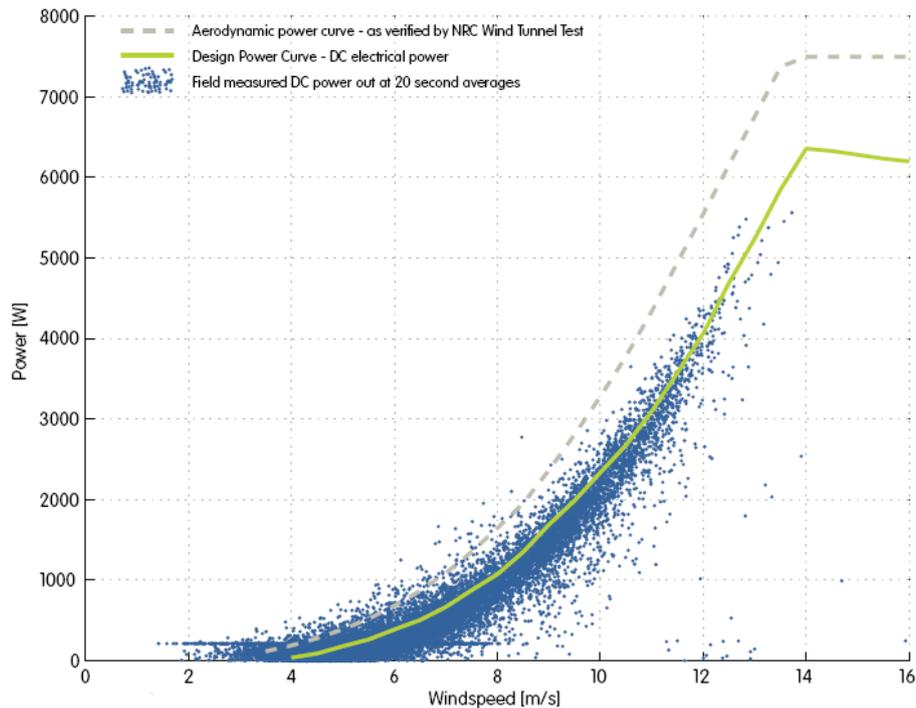


Abbildung 14: Leistungskennlinie für die qr5. *Grau strichliert*: aerodynamische Leistung (also die mechanische Leistung vor der Umwandlung im Generator) bei Vermessung im Windkanal. *Grün ausgezogen*: Geplante, elektrische Ausgangsleistung im Gleichspannungsbereich, also nach dem Generator und dem Gleichrichter, aber vor dem Einspeisewechselrichter. Die Verluste im Wechselrichter bleiben somit unberücksichtigt. *Blaue Punkteschar*: Praktisch gemessene, 20-Sekunden-Mittelwerte der elektrischen Leistung. [43]

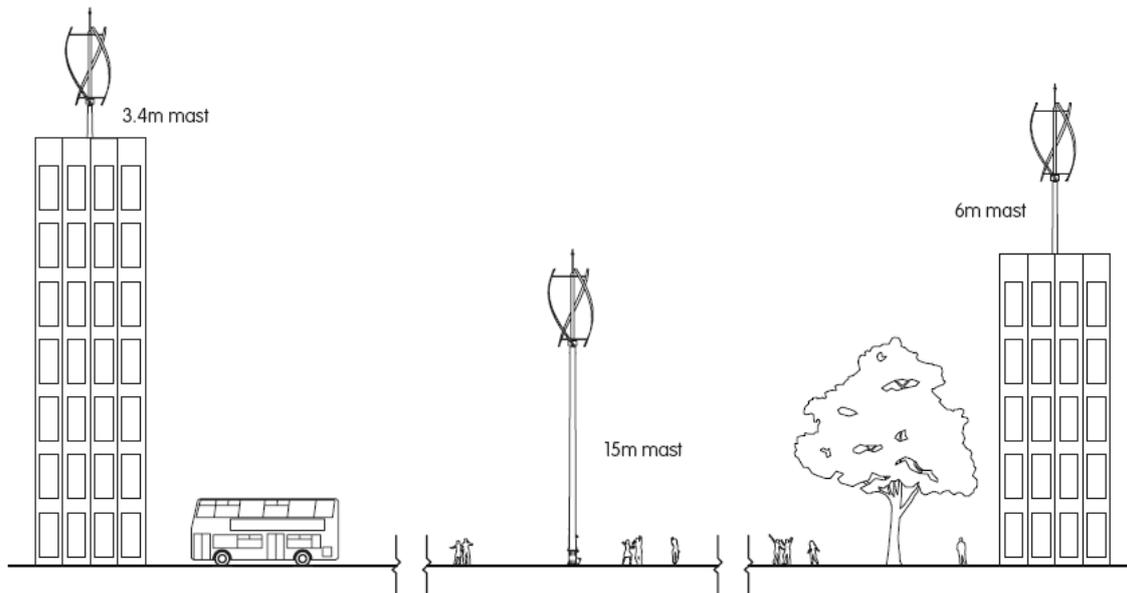


Abbildung 15: Montagevarianten für die qr5 [42].

Der Hersteller bietet freistehende Rohrmasten mit 9 und 15 m zur Freiflächenmontage und Türme mit 3,5 und 6 m zur Dachmontage an (vgl. Abb. 15). Die Masten verfügen am Fuße über ein Scharnier und einen hydraulischen Kolben, womit ein bequemes Umlegen und Aufstellen ermöglicht wird.

Vergleichbare Anlagen anderer Hersteller sind (Auswahl):

- Turby

- Hersteller: Turby b.v. (<http://www.turby.nl/>) (Niederlande)
- Eckdaten:  $D = 2\text{ m}$ ,  $h = 2,65\text{ m}$ ,  $A = 5,3\text{ m}^2$ ,  $P = 2,5\text{ kW}$ ,  $m = 136\text{ kg}$ .
- Preise: Turbine mit Wechselrichter 11.466,00 €, Mast mit Fundament/Ständer 3000–4000 €, je nach Ausführung (ohne MwSt.).
- Ähnliches Gesamtkonzept wie die qr5. Die Anlage wurde für die Dachmontage optimiert und kann, wie Windkanaltests zeigten, besonders gut Turbulenzen und schräge Windanströmung ausnutzen.

- Cleanfield V3.5

- Hersteller: Cleanfield Energy Corp. (<http://www.cleanfieldenergy.com>) (USA)
- Eckdaten:  $D = 2,75\text{ m}$ ,  $h = 3\text{ m}$ ,  $A = 8,25\text{ m}^2$ ,  $P = 3\text{ kW}$ ,  $m = 245\text{ kg}$ ,  $C = 17\ 500\ \$$  (etwa 12.000 €).

- Ebenfalls H-Rotor mit 3 Rotorblättern, allerdings sind diese gerade und nicht helixförmig gebogen. Interessant ist auch der Netzeinspeisewechselrichter, der eine rotorflussorientierte, aber sensorlose Steuerung der PSM-Generators ermöglicht.
- Falcon 3.4kW
  - Hersteller: WePOWER (<http://www.wepower.us>) (USA)
  - Eckdaten:  $D = 3\text{ m}$ ,  $h = 3,6\text{ m}$ ,  $A = 10,8\text{ m}^2$ ,  $P = 3,4\text{ kW}$ ,  $m = 633\text{ kg}$ ,  $C = 15\,390,00\text{ \$}$  (etwa 10.500€)
  - H-Rotor mit 5 Rotorblättern
  - Die Falcon-VAWT-Serie umfasst Anlagen von 600 W bis 12 kW.
- Vata H5
  - Hersteller: Neuhäuser Windtec GmbH (<http://www.neuhaeuser-windtec.de>) (Deutschland)
  - Eckdaten:  $D = 5,2\text{ m}$ ,  $h = 3,3\text{ m}$ ,  $A = 17,16\text{ m}^2$ ,  $P = 5\text{ kW}$  (keine Herstellerangaben über Gewicht und Preis).
  - H-Rotor mit 2 Rotorblättern
  - Der Hersteller bietet Vertikalachsenanlagen mit Nennleistungen von 600 W bis 300 kW (!) an und plant die Entwicklung von H-Rotor-Anlagen in der Megawattklasse.
  - Die Anlage ist zusammen mit einem Photovoltaikmodul und einem Biodiesel-Generator auch als Hybridcontaineranlage erhältlich, die eine fertige Komplettlösung zur Energieversorgung fern des öffentlichen Netzes darstellt.

### 2.3.5 Eine gewerbliche Anlage mit 35 kW: PGE 20/35

Der Vollständigkeit halber soll nun noch eine Anlage mit einer Leistung deutlich über 10 kW vorgestellt werden. Anlagen dieser Größe fallen zwar noch unter die übliche Grenze von 100 kW für Kleinwindkraftanlagen, haben aber manchmal schon Rotorflächen über 200 m<sup>2</sup>, weshalb sie nach IEC 61400-2 genau genommen keine Kleinanlagen mehr sind. Wohl deshalb ist auch das Marktangebot in diesem Segment sehr überschaubar, es gibt nur eine Hand voll Modelle. Die Anlagen sind für den Hausgebrauch zu groß und zu teuer, als dass man sie „mal eben schnell“ im Garten aufstellt. Interessant wären sie vielleicht für kleine Gemeinden, Gewerbebetriebe oder Betreibergenossenschaften, doch wer die Mühen und Kosten hinsichtlich Planung, Standortauswahl, Genehmigung, Versicherung, Netzanschluss usw. auf sich nimmt, greift vermutlich gleich zu einer „richtigen“ Anlage mit

zumindest ein paar hundert Kilowatt. So bleiben als Zielgruppe eigentlich nur mehr Siedlungen ohne Anschluss an das öffentliche Netz, die mit kleineren Anlagen ihre autonome Stromversorgung nicht mehr sicherstellen können, wie z.B. Großfarmen in den USA oder Dörfer in Entwicklungsländern. In diesen Fällen könnte dann ein Inselnetz, so wie in Abschnitt 2.5.2 beschrieben, aufgebaut werden. In technischer Hinsicht gleichen die Anlagen mit wachsender Größe immer mehr den Großanlagen.

Eine dieser wenigen am Markt angebotenen Modelle ist die 35 kW-Anlage PGE 20/35 (Abb. 16) des kanadischen Herstellers Energie PGE (<http://www.energiepge.com>). Ein Blick auf das Schnittbild der Maschinengondel (Abb. 16 rechts) zeigt, dass der mechanische Triebstrang großen Anlagen bereits sehr ähnelt. Der 3-Blatt-Rotor aus glasfaserverstärktem Epoxidharz ist zweifach gelagert. Die mechanische Energie des Rotors wird über ein 3-stufiges Planetengetriebe auf die direkt (ohne Umrichter) netzgekoppelte Asynchronmaschine übertragen. Die Rotordrehzahl ist damit festgelegt und beträgt  $35 \text{ min}^{-1}$ , die Regelung erfolgt über passiven Stall. Auf der schnellen Achse (Generatorachse) sitzt eine Scheibenbremse, zusätzlich besteht die Möglichkeit einer mechanischen Pitch-Regelung bei Überdrehzahl. Ein wesentlicher Unterschied zu Großanlagen besteht in der Windrichtungsnachführung, die hier durch eine Auslegung als Leeläufer erfolgt. Die Anlage verfügt weiters über ein Anemometer, Blitzschutzeinrichtung und Befeuerung auf der Maschinengondel, sowie über ein Flüssigkeits-Kühlsystem. Die wichtigsten technischen Daten gibt Tabelle 5 wider, Abbildung 17 zeigt die Leistungskurve und die Abhängigkeit des Jahresertrags von der vorherrschenden Windgeschwindigkeit.

Es gibt eine Modellvariante, die für Inselbetrieb ausgelegt ist, der Generator ist dann eine Synchronmaschine. Es stehen verschiedene Systemspannungen und die Möglichkeit des Betriebs mit 50 oder 60 Hz zur Verfügung, um einen Anschluss an 1- und 3-phasige Netze



Abbildung 16: Die PGE 20/35 [14].

Rotordurchmesser $D$	19,2 m
Rotorfläche $A$	290 m <sup>2</sup> (Grenze nach IEC: 200 m <sup>2</sup> !)
Anzahl Rotorblätter $z$	3
Nennleistung $P$	35 kW bei 11 m/s
Einschaltgeschwindigkeit $v_{in}$	3 m/s
Abschaltgeschwindigkeit $v_{out}$	25 m/s
Überlebensgeschwindigkeit $v_{max}$	52,5 m/s (189 km/h)
Nennspannung $U$	3/N~ und 1/N~, 50/60 Hz, 240/400/480/600 V
Jahresertrag $E_a$	126.000 kWh bei 5 m/s
Gewicht $m$	3420 kg
Preis $C$	auf Anfrage

Tabelle 5: Technische Daten der Energie PGE 20/35 [14].

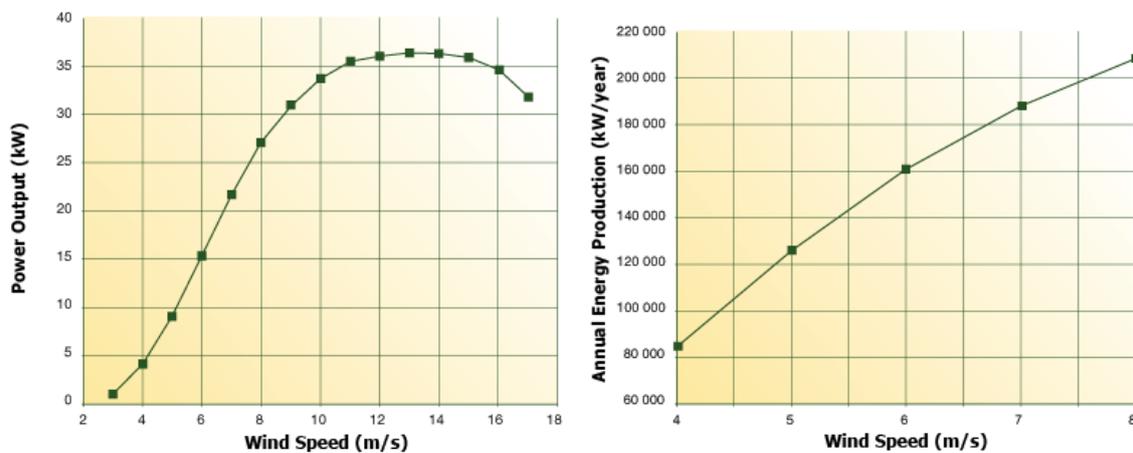


Abbildung 17: Leistungskurve (links) und jährlicher Energieertrag (rechts) für die PGE 20/35 [14].

bei unterschiedlichen Netzspannungen zu ermöglichen.<sup>6</sup> Für den einphasigen, netzgekoppelten Betrieb verwendet der Hersteller einen speziellen Generator, nähere Details werden nicht angegeben.

Der Hersteller bietet abgespannte Rohrmasten mit 24 m Höhe, freihstehende Gittermasten mit 30 und 36 m, und freihstehende Rohrtürme mit 30, 36 und 42 m an, teilweise umlegbar und mit integriertem Aufstellmechanismus.

Vergleichbare Anlagen anderer Hersteller sind (Auswahl):

- Hannevind 30kW
  - Hersteller: Hannevind Vindkraft AB (<http://www.hannevind.com>) (Schweden)
  - Eckdaten:  $D = 13$  m,  $A = 133$  m<sup>2</sup>,  $z = 3$ ,  $P = 30$  kW,  $m = 700$  kg.
  - Preis auf Anfrage

<sup>6</sup>In Kanada, dem Sitz des Herstellers, gibt es u.a. 120 und 240 V Netze.

- Ebenfalls direkt netzgekoppelter Asynchrongenerator. Die Windrichtungsnachführung erfolgt motorgesteuert, die Leistungsregelung durch Drehen aus dem Wind.
- HEOS H50
  - Hersteller: HEOS Energy GmbH (<http://www.heos-energy.de>) (Deutschland)
  - Eckdaten:  $D = 12\text{ m}$ ,  $h = 12,5\text{ m}$ ,  $A = 150\text{ m}^2$ ,  $z = 3$ ,  $P = 50\text{ kW}$  (keine Herstellerangaben zum Gewicht).
  - Preise auf Anfrage
  - Vertikalachsenanlage mit H-Rotor, 3 Rotorblättern, 2-stufigem Planeten/Stirnradgetriebe
  - Ausführungen mit direkt netzgekoppelter Asynchronmaschine oder permanentmagneterregter Synchronmaschine mit Umrichter lieferbar.

## 2.4 Sonderbauformen

Neben den beiden wichtigsten Bauformen von Kleinwindkraftanlagen – dem Propellertyp mit 2 bis 4 Rotorblättern und dem vertikalachsigen H-Rotor –, die im vorangegangenen Abschnitt ausführlich besprochen wurden, gibt es am Markt auch eine Menge an Sonderbauformen. Teilweise handelt es sich dabei um Verbesserungen oder Abwandlungen der bewährten Bauformen, teilweise um vollständige Neuentwicklungen oder kuriose Erfindungen. Gab es schon bei den bewährten Typen das Problem, dass die Hersteller häufig zu große Versprechungen machen, so trifft das erst recht bei den Sonderbauformen zu. Kaum eine Hersteller-Website verzichtet auf vollmundige Werbeversprechungen, in denen von „revolutionären Funktionsprinzipien“, „8-facher Leistung gegenüber konventionellen Anlagen“ usw. die Rede ist. Offensichtlich kennen viele Entwickler die einfachsten physikalischen Prinzipien, wie z.B. das Betzsche-Gesetz nicht oder ignorieren sie absichtlich, unter Ausnutzung des mangelnden Wissens der potentiellen Käufer, die ja in der Regel Laien sind. In Wahrheit können im besten Fall nur knapp 60% der dargebotenen Energie dem Wind entnommen werden, und sei die Anlage noch so raffiniert – das Betzsche Gesetz trifft keine Voraussetzungen über den verwendeten Rotor und ist daher allgemein gültig. Moderne Windkraftanlagen, zumindest im Multimegawatt-Bereich, kommen bereits sehr nahe an diese 60%-Grenze heran. Sie sind alle Propeller-Typen mit 3 Rotorblättern. Warum sollte daher eine neue Bauform so revolutionär sein?

Bei näherer Betrachtung ist das Ganze allerdings differenzierter zu sehen: Tatsächlich interessiert im Allgemeinen *nicht* der Betzsche Leistungsbeiwert oder der Gesamtwirkungsgrad der Anlage, sondern in erster Linie die Wirtschaftlichkeit, also die möglichst kostengünstige

Stromerzeugung. Hat eine Anlage einen vielleicht etwas geringeren Wirkungsgrad, dafür aber beispielsweise geringere Investitionskosten oder eine längere Lebensdauer, so ist ihr in der Regel der Vorzug zu geben. Neben der Wirtschaftlichkeit gibt es noch eine Reihe anderer Gründe, die die Entwicklung und den Einsatz von Sonderbauformen rechtfertigen können, zum Beispiel:

- besonders leiser Betrieb (wichtig bei Einsatz in Wohngebieten)
- besonders guter Ertrag bei böigem Wind (wichtig bei Dachmontage)
- Leichtanlauf (wichtig bei Einsatz in Gebieten mit niedrigen Windgeschwindigkeiten)
- besonders ansprechendes Design (wichtig bei Einsatz im städtischen Bereich oder bei Gebäudeintegration)
- besondere Wartungsarmut (wichtig z.B. bei Einsatz auf entfernten Wettermessstationen)
- besonders langsamer Lauf (für das Auge angenehmer, wichtig bei Akzeptanzproblemen)
- besonders geringe Vogelfährdung (ebenfalls wichtig bei Akzeptanzproblemen)
- besonders kleine Bauform (erreichbar durch Konzentratoren, siehe Abschnitt 2.4.3)
- besonders gute Regelbarkeit
- besondere Wetterfestigkeit (für Extremstandorte, z.B. Salzwasser-Beständigkeit, Unempfindlichkeit gegen Sand oder Eis, Eignung für extrem tiefe/hohe Temperaturen)

Bei der Marktrecherche stellte sich übrigens heraus, dass viele der angepriesenen Modelle noch Prototypen sind und nur auf Anfrage erhältlich sind oder die Erfinder noch auf der Suche nach interessierten Investoren sind. Auf den entsprechenden Websites wird dann von „Markteinführung demnächst“ oder ähnlichem gesprochen. Sucht man nach bereits installierten Referenzanlagen, wird man meist mit dem Hinweis getröstet, dass „gerade eben“ ein großes Projekt geplant wird.

In den folgenden Abschnitten werden einige wichtige Sonderbauformen kurz vorgestellt.

#### 2.4.1 Savonius-Rotoren

Rotoren, die nach dem Widerstands-Prinzip arbeiten – so wie der Savonius-Rotor – stellen die älteste Bauform einer Windturbine dar, trotzdem werden heute kaum noch Anlagen



Abbildung 18: Einige moderne Savonius-Windkraftanlagen [15, 22, 69].

dieser Art gebaut. Der Grund dafür liegt darin, dass, wie eine genauere theoretische Herleitung zeigt, Turbinen, die nach dem Widerstands-Prinzip arbeiten, von der dargebotenen Windenergie maximal nur etwa 20 % ausnutzen können – im Gegensatz zu den nach Betz möglichen 60 % [25, S. 86]. In der Praxis wird damit der Gesamtwirkungsgrad sehr niedrig. Ein weiteres Problem stellt die niedrige Schnelllaufzahl dar, die stets unter 1 liegt. Damit ergeben sich sehr geringe Drehzahlen, was ein Getriebe oder einen aufwendigen, vielpoligen Generator notwendig macht. Auf der anderen Seite sind damit keine Rotorteile jemals schneller als die Geschwindigkeit des anströmenden Windes, was zu einem praktisch geräuschlosen Lauf führt. Ein Einsatz eines Savonius-Läufers wäre dort denkbar, wo es in erster Linie auf ein ansprechendes Design und leisen Betrieb ankommt, und wo der Wirkungsgrad eine untergeordnete Rolle spielt, beispielsweise im urbanen Umfeld. Der großflächige Rotor lässt sich farblich frei gestalten, was eine Anwendung in Kunstobjekten oder als Werbeträger interessant macht. Abbildung 18 zeigt hierzu einige Beispiele. Weiters werden kleine Savonius-Rotoren manchmal als Anlaufhilfe für nicht-selbstanlaufende Darrieus- oder H-Rotoren eingesetzt.

#### 2.4.2 Schleifenförmige Horizontalachsen-Rotoren

Eine interessante Variante sind Horizontalachsen-Rotoren mit schleifenförmig gebogenen Rotorblättern, die bei Drehung eine Kugeloberfläche beschreiben (Abb. 19). Die Anlagen wirken wie eine Kreuzung aus Darrieus- und gewöhnlichem Propeller-Rotor. Einige Hersteller versprechen sich davon unter anderem geringere Laufgeräusche, weil die bei einer konventionellen Anlage vorhandenen Blattspitzen fehlen (beide Blattenden befinden sich an der Rotorachse), die zu einem großen Teil für die Geräuschemissionen verantwortlich sind [25, S. 605f]. Eine solche Anlage hat Kleinwindanlagen-Pionier Günther Hacker getestet und musste ihr ein vernichtendes Zeugnis ausstellen [24, S. 30ff und 118f]. Die Mängel lagen aber eher in der technischen Ausführung und in den überzogenen Hersteller-Angaben als im Funktionsprinzip, sodass dies kein allgemein gültiges Urteil für diese Bauform sein



Abbildung 19: Kleinwindkraftanlagen mit schleifenförmigen Rotorblättern [34, 68, 29].

muss.

### 2.4.3 Turbinen mit Windenergie-Konzentratoren

Ein großer Teil der Sonderbauformen unterscheidet sich von konventionellen Anlagen durch die Verwendung von Windenergie-Konzentratoren. Die Grundidee dabei ist, den Rotor mit einem Mantel oder Leitblechen (Trichter und ähnlichem) zu umgeben, die eine Führung des Windes und eine Erhöhung der Windgeschwindigkeit in der Rotorebene durch Konzentration der Strömung ermöglichen (Abb. 20 links). Dadurch ist es scheinbar möglich, das Betzsche Gesetz ausser Kraft zu setzen, also mehr als 60 % der im Wind enthaltenen Energie zu nutzen. In Wahrheit erfolgt durch den Konzentrador allerdings eine Beeinflussung der Strömungsröhre, sodass für eine Berechnung nicht mehr der Durchmesser des Rotors herangezogen werden darf, sondern der Durchmesser des Trichters oder, allgemeiner, der ungestörten Strömungsröhre. Fairerweise muss man aber zugestehen, dass der Durchmesser der gedachten, unsichtbaren Strömungsröhre nicht interessiert. Vernachlässigt man diesen Umstand, so lassen sich – auch praktisch! – Leistungsbeiwerte von über 60 % erzielen. Eine knappe Beschreibung des Prinzips erfolgt in [25, S. 72ff].

Die Idee ist nicht neu, wird aber bei den bewährten Großanlagen nicht eingesetzt, weil der zusätzliche Leistungsgewinn genauso gut durch einfache Vergrößerung des Rotordurchmessers erreicht werden kann. Ein Vorteil einer solchen Konstruktion würde sich nur ergeben, wenn die Kosten für den Konzentrador niedriger sind als für die größeren Rotorblätter, was in der Praxis offensichtlich nicht der Fall ist. Bei Multimegawattanlagen mit Rotordurchmessern um die 100 m wären solche Konzentratoren gewaltige, kostenintensive Bauteile, die ja auch noch am Turm auf irgendeine Art befestigt werden müssen und außerdem bei Sturm eine große Windlast darstellen. Ein weiteres Problem ergibt sich mit der Akzeptanz einer solchen Anlage, die durch einen Mantel oder Trichter optisch wesentlich auffälliger



Abbildung 20: Links: Kleinwindkraftanlage mit typischem, mantelförmigem Konzentrator. Mitte: Optisch auffällige Montage auf einem Wohnhaus. Rechts: Nutzung als Werbefläche. [9]

wird (Abb. 20 Mitte). Dies kann umgekehrt aber durch Verwendung als Werbefläche, z.B. auf Firmengebäuden, ausgenutzt werden (Abb. 20 rechts).

Bei Kleinwindkraftanlagen könnte eine sinnvolle Anwendung eines Konzentrators erfolgen, wenn eine große Leistung bei kleiner Rotorbaugröße verlangt wird. Ein weiterer Vorteil liegt beim Einsatz in Schwachwindgebieten, da der Konzentrator eine Erhöhung der Windgeschwindigkeit in der Rotorebene verursacht, womit schon bei geringeren vorherrschenden Windgeschwindigkeiten das notwendige Anlaufmoment des Generators überwunden werden kann. Naheliegender ist allerdings, dass ein Konzentrator ein schlagendes Verkaufsargument wird, weil viele Käufer sich nicht bewusst machen, dass die Installation einer Anlage mit einem entsprechend vergrößerten Rotor denselben Effekt hat.

#### 2.4.4 Weitere Sonderbauformen

Ein paar weitere Beispiele aus der Menge der möglichen Sonderbauformen zeigt Abbildung 21:

Links eine Multiblatt-Horizontalachsenanlage, bei denen die Rotorblätter eine Art Trichter



Abbildung 21: Links: Multiblatt-Horizontalachsenanlage mit trichterförmigem Rotor [30]. Mitte: Aufwendige Konstruktion mit gebogenem Ansaugstutzen [16]. Rechts: Anlage mit vertikaler Achse und Stator aus Windleitblechen [23, S. 1].

bilden. Der Erfinder preist den lautlosen Lauf an, was wohl mit der hohen Blattanzahl zusammenhängt. Auf der anderen Seite haben solche Rotoren immer sehr geringe Schnelllaufzahlen, was zu Problemen durch niedrige Drehzahlen führt.

In der Mitte ist eine eigenwillige Konstruktion mit einem gekrümmten Ansaugstutzen zu sehen. Es darf bezweifelt werden, dass der Wind „freiwillig“ seinen Weg durch dieses Rohr nimmt und nicht eher seitlich an der Konstruktion vorbeiströmt.

Rechts eine Art Multiblatt-Savoniusrotor, der von einem Stator umgeben ist. Der Stator besteht aus feststehenden Leitblechen und soll für eine richtungsoptimale Zuführung der Windströmung auf die Rotorblätter sorgen. Der Hersteller verspricht einen vollkommen lautlosen Lauf, was überrascht, da solche Konstruktionen an den Aufbau von mechanischen Sirenen erinnern und für gewöhnlich zum Heulen neigen (vgl. [24, S. 89]!).

Bei der Bewertung all dieser Neukonstruktionen muss man sich immer ins Bewußtsein rufen, dass es bereits eine Menge bewährter Modelle gibt, die sehr hohe Leistungsbeiwerte erreichen und in Serie produziert werden. Eine neue Sonderbauform sollte daher entweder besonders wirtschaftlich sein (Konstruktionsprinzip erlaubt eine kostengünstige Herstellung oder führt zu einer langen Lebensdauer) oder zumindest einen wesentlichen Zusatznutzen wie in der Aufzählung auf Seite 30 aufweisen. Ist dies nicht der Fall, so wird sich der Konstrukteur die Frage gefallen lassen müssen, was denn der Vorteil der neuen Erfindung ist.

## 2.5 Anlagen-Gesamtkonzepte und Einsatzbeispiele

Eine Kleinwindkraftanlage besteht nicht aus der Windturbine allein: Je nach Anwendung sind zusätzliche Bausteine wie Laderegler, Batterien, Wechselrichter, Steuerungselektronik, Einspeise-Stromzähler etc. notwendig. Außerdem erfolgt der Betrieb in engem Wechselspiel mit den angeschlossenen Verbrauchern, Speichern, dem Niederspannungsnetz und weiteren Energiequellen. In diesem Abschnitt werden daher verschiedene Gesamtkonzepte für den Betrieb einer Kleinwindkraftanlage besprochen und Beispiele für typische Einsatzgebiete gegeben.

### 2.5.1 Batterielader

Die bis jetzt am weitesten verbreitete Anwendung von Kleinwindkraftanlagen liegt im Einsatz als Ladegerät für Akkumulatoren, umgangssprachlich meist als Batterielader bezeichnet. Die Verwendung von Akkumulatoren als Speicher für die erzeugte elektrische Energie kommt der Nutzung der Windenergie mit ihrem schwankenden Dargebot naturgemäß entgegen.

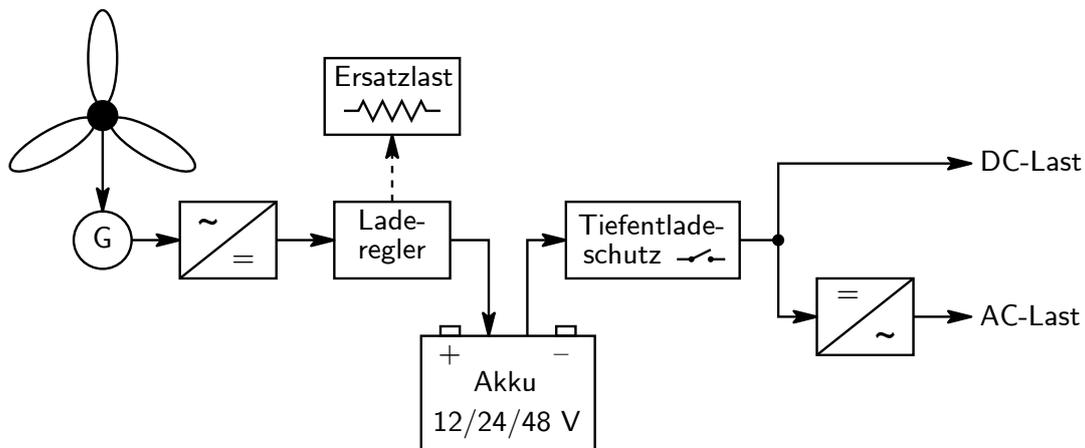


Abbildung 22: Systemkonfiguration für einen einfachen Batterielader.

Abbildung 22 zeigt eine übliche Systemkonfiguration: Die vom Generator erzeugte, in Spannung und Frequenz entsprechend der Rotordrehzahl schwankende Wechselspannung wird zuerst gleichgerichtet. Als Speicher findet in der Regel ein Blei-Säure-Akkumulatorsetz mit einer Systemspannung von 12, 24 oder 48 V Verwendung. Der Ladevorgang wird von einem Laderegler überwacht: Sobald die vom Generator gelieferte Spannung ausreichend hoch ist um ein Laden zu ermöglichen, wird der Akku vom Laderegler mit dem Gleichspannungsausgang des Gleichrichters verbunden. Eine Regelung des Ladestroms erfolgt im Allgemeinen nicht.<sup>7</sup> Wenn der Akku seine Ladeschlussspannung erreicht, wird er vom Laderegler getrennt, um ein Überladen zu verhindern. Ein neuerliches Laden setzt erst ein, wenn die Akkuspannung unter einen bestimmten Schwellwert sinkt. Da der Akku als Energiesenke nun fehlt, stellt sich die Frage, was mit der vom Generator gelieferten Energie passieren soll. Abhängig davon unterscheidet man folgende Laderegler [24, S. 136]:

- *Freilaufaderegler*: Nach Trennen des Akkus bleibt der Ausgang des Gleichrichters offen, der Generator befindet sich im Leerlauf. Das ist die einfachste, aber auch ungünstigste Lösung. Da dem Generator nun jegliches Bremsmoment fehlt, können sich bei entsprechendem Wind gefährlich hohe Drehzahlen entwickeln, die langfristig zu einer Zerstörung der Rotorlager und zu Überspannungen in den Generatorwicklungen führen können. Bei etwas größeren Anlagen kann es auch zu einem Rotorblatt-Bruch kommen. Diese Taktik ist daher allenfalls bei ganz kleinen Anlagen (Micro-Klasse) anwendbar.
- *Kurzschlussladeregler*: Nach Trennen des Akkus wird der Ausgang des Gleichrichters

<sup>7</sup>Dies wäre allerdings im Hinblick auf eine Schonung des Akkumulators wünschenswert. Die derzeit am Markt angebotenen Laderegler sind üblicherweise sehr einfach aufgebaut und bieten keine Möglichkeit der Stromregelung an. Wie bei den Netzeinspeisewechselrichtern wäre auch hier eine entsprechende Entwicklungstätigkeit notwendig.

kurzgeschlossen. Der Generator entwickelt daher ein maximales Bremsmoment, das den Rotor stark abbremst. Der Rotor dreht sich dann noch ganz langsam in einem Bereich sehr ungünstiger Schnelllaufzahl (Stall-Betrieb), sodass kaum noch Leistung aus dem Wind aufgenommen wird. Die wenige aufgenommene Leistung wird aber zur Gänze im Generator in Wärme umgesetzt, weshalb auf eine entsprechende thermische Belastbarkeit des Generators geachtet werden muss.

- *Lastladeregler*: Wenn der Akku voll geladen ist, wird vom Laderegler auf eine Ersatzlast umgeschaltet (in Abb. 22 strichliert eingezeichnet), meist irgendwelche Heizspiralen. Um die gewonnene Energie nicht zu vergeuden, kann man auch Heizstäbe für Warmwasserspeicher anschließen. Es muss aber trotzdem auch eine externe Heizspirale vorhanden sein, auf die bei Kesseltemperaturen über 90°C automatisch umgeschaltet wird, um ein Überhitzen des Kessels zu verhindern.

Auf die Problematik der genauen Anpassung des Ladereglers an die Windturbine wird noch genauer in Abschnitt 3.3.3 eingegangen.

Verbraucherseitig ist der Akkusatz mit einem Tiefentladeschutz versehen, der die Verbraucher vom Akku trennt, sobald eine Spannungsschwelle unterschritten wird. Bei Blei-Akkus beträgt diese Spannungsschwelle 1,8 V; unterhalb bildet sich an den Platten Bleisulfat, das nicht mehr in Lösung geht, was die Kapazität nachhaltig verringert [7, S. 164].

Gleichstrom-Verbraucher können direkt (nach dem Tiefentladeschutz) angeschlossen werden, sofern ihre Nennspannung mit der vorhandenen Systemspannung (12, 24 oder 48 V) übereinstimmt, ansonsten kann ein DC/DC-Wandler zwischengeschaltet werden. Auf Grund der weiten Verbreitung von Photovoltaikanlagen bzw. dem Einsatz im Automobil- und Campingbereich gibt es mittlerweile ein breites Angebot an 12 oder 24 V-Geräten, wie Lampen (Halogen, LED oder Leuchtstoff), Kühlgeräte, Pumpen, Unterhaltungselektronik, usw. 230 V-Wechselstrom-Verbraucher lassen sich über einen einfachen Inselwechselrichter anschließen. Ein gleichzeitiger Anschluss von Laderegler und Verbrauchern ist problemlos möglich, der Akku wirkt dann als Pufferspeicher.

**Hybridanlagen.** Um eine höhere Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bietet sich die Kombination von Windkraft und Photovoltaik an, man spricht dann von Hybridanlagen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, einen kleinen Dieselgenerator anzuschließen, der bei Ausfall von Windkraft und Photovoltaik für ein Aufladen des Akkumulators sorgt. Abbildung 23 zeigt eine übliche Systemkonfiguration: Das Photovoltaik-Modul wird über einen eigenen Photovoltaik-Laderegler an den Akkusatz angeschlossen. Normalerweise ist ein gleichzeitiges Laden durch die Windkraftanlage und das PV-Modul möglich, bei zu langer Zuleitung zum Akku kann es aber Probleme geben (Abb. 24): Durch den Ladestrom kommt

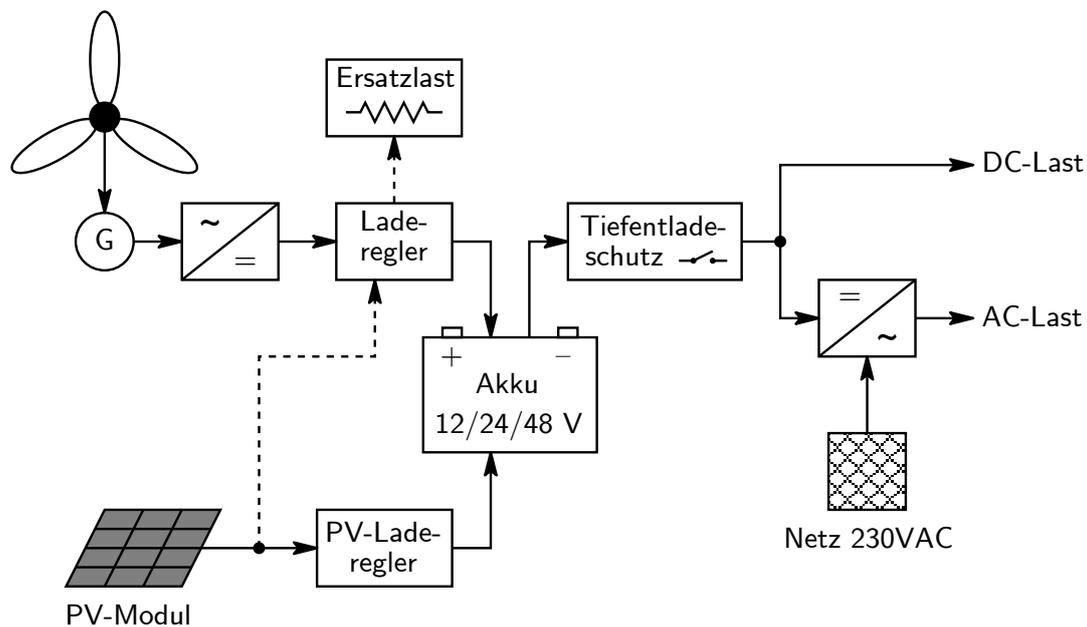


Abbildung 23: Systemkonzept für eine Hybridanlage mit Windkraft und Photovoltaik.

es am ohmschen Widerstand der Zuleitung zum Akku zu einem nicht mehr vernachlässigbaren Spannungsabfall. Dem Laderegler wird so eine höhere Akkuspannung vorgetäuscht, was zu einem Beenden des Ladevorgangs führt noch bevor der Akku voll ist. Intelligente Laderegler lösen dieses Problem, indem sie zur Spannungsmessung kurzzeitig (einige Millisekunden) den Ladestrom unterbrechen. Sind nun die Laderegler von Windkraft- und PV-Anlage gleichzeitig angeschlossen, so bilden die Ladeströme beider Stromquellen einen Spannungsabfall auf der Zuleitung, sodass das Unterbrechen des Ladestroms *einer* Quelle für eine exakte Spannungsmessung nicht ausreicht. Das Problem kann umgangen werden, indem entweder getrennte Zuleitungen bis zum Akkusatz gelegt werden, oder durch Verwendung eines Hybrid-Ladereglers, der einen gleichzeitigen Anschluss von Windkraft- und PV-Anlage ermöglicht. Letztere Lösung ist in Abbildung 23 strichliert eingezeichnet.

Wesentliches Merkmal der als Batterielader ausgelegten Anlagen ist die Verbindung der Systembausteine auf der Gleichspannungsseite, was den Einsatz relativ einfach aufgebauter Komponenten ermöglicht. Es gibt aber auch Überlegungen, eine Kopplung auf der 230 V-Seite durchzuführen, was einen direkten Anschluss der Kleinwindkraftanlage (mit Asynchrongenerator) und des Dieselgenerators ermöglichen würde. Dies setzt für den Akkubetrieb allerdings einen bidirektional arbeitenden Wechselrichter voraus; diesbezügliche Entwicklungen gibt es bereits [67, S. 127].

Abgesehen von der Hybrid-Konzeption wurde in Abbildung 23 noch eine andere Erweiterung eingetragen: Der Wechselrichter gestattet einen Anschluss an das 230 V-Netz und

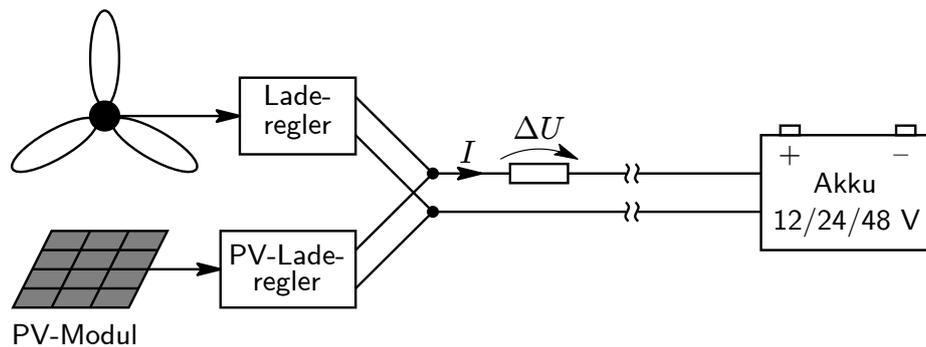


Abbildung 24: Konflikt der Laderegler bei ungünstigen Leitungsverhältnissen.

hat eine integrierte Netzumschaltung. Eine Netzeinspeisung ist damit zwar nicht möglich (dazu ist ein Einspeisewechselrichter notwendig, siehe Abschnitt 2.5.5), das Gerät bietet aber den Komfort einer automatischen Umschaltung von Akkubetrieb auf Netzbetrieb und umgekehrt. Diese Umschaltung erfolgt innerhalb weniger Millisekunden, sodass das Gerät nicht nur ein händisches Umschalten von Netz- auf Batteriebetrieb überflüssig macht, sondern auch als unterbrechungsfreie Stromversorgung dient. Verbraucherseitig sind noch weitere Zusatzfunktionen denkbar, wie ein Nachladen des Akkus aus dem Netz. Diese Systemkonzepte sind aus der Solartechnik bekannt und sind nicht Windkraft-spezifisch, weshalb hier nicht näher auf sie eingegangen wird.

**Einsatzbeispiele.** Da eine Anwendung von Kleinwindkraftanlagen zur Batterieladung praktisch überall denkbar ist, wo eine autarke Stromversorgung gebraucht wird, sind die Einsatzbeispiele vielfältig:

- Haushalts- und Freizeitbereich: Wochendhäuser, Berghütten, abgelegene Siedlungen, Segelyachten, Wohnwagen.
- Bergbauernhöfen und Großfarmen.
- Bohrinseln<sup>8</sup>
- Sendemasten (Abb. 25 rechts)
- Straßenbeleuchtung (Abb. 25 links) und elektronische Hinweisschilder
- Notrufsäulen

<sup>8</sup>Laut dem Kleinwindkraftanlagen-Hersteller Southwest Windpower sind fast 500 Bohrinseln im Golf von Mexiko mit Kleinwindkraft- und Photovoltaikanlagen ausgestattet, um ihre Steuerungssysteme und die Beleuchtung zu betreiben. Überraschenderweise ist das kosteneffizienter als der Betrieb von ölgespeisten Thermo-Generatoren [57].



Abbildung 25: Zwei interessante Einsatzbeispiele für Kleinwindkraftanlagen als Batterielader: *Links*: Architektonisch ansprechende Strassenlaternen mit integriertem Savonius-Rotor und PV-Modul, im Einsatz bei den olympischen Spielen in Athen 2004 [46]. *Rechts*: Eine Air X (vgl. Abschnitt 2.3.1) zur Energieversorgung eines Sendemastes [70].

- Elektrischer Korrosionsschutz (z.B. für Pipelines)
- Wetterstationen
- Forschungsexpeditionen
- Elektromobilität (Aufladen von Elektrofahrzeugen, z.B. Elektroauto, Elektroscooter, Elektrofahrrad, elektrischer Gabelstapler)

### 2.5.2 Wind/Diesel-Inselnetze

Ein weitere wichtige Anwendung für Kleinwindkraftanlagen ist die Unterstützung von Inselnetzen. Es handelt sich dabei um kleine, lokale Netze abseits eines großen Verbundnetzes, mit Leistungen von einigen -zig bis einigen hundert Kilowatt, z.B. zur Versorgung von großen Farmen oder von Dörfern in Entwicklungsländern. Die Hauptversorgung übernimmt hier normalerweise ein Dieselgenerator mit regelbarer, fremderregter Synchronmaschine, der im Dauerbetrieb läuft. Bei den Batterielader-Anlagen wurde zwar auf die Möglichkeit hingewiesen, ebenfalls einen kleinen Dieselgenerator an den Akkusatz anzuschließen, dort beschränkte sich der Einsatz aber auf eine Reservefunktion, falls die Windkraft und/oder die Photovoltaik als Energiequelle ausfällt. Bei den Inselnetzen kommt dem Dieselgenerator nun eine zentrale Bedeutung zu, da er für Netzaufbau und -regelung verantwortlich ist.

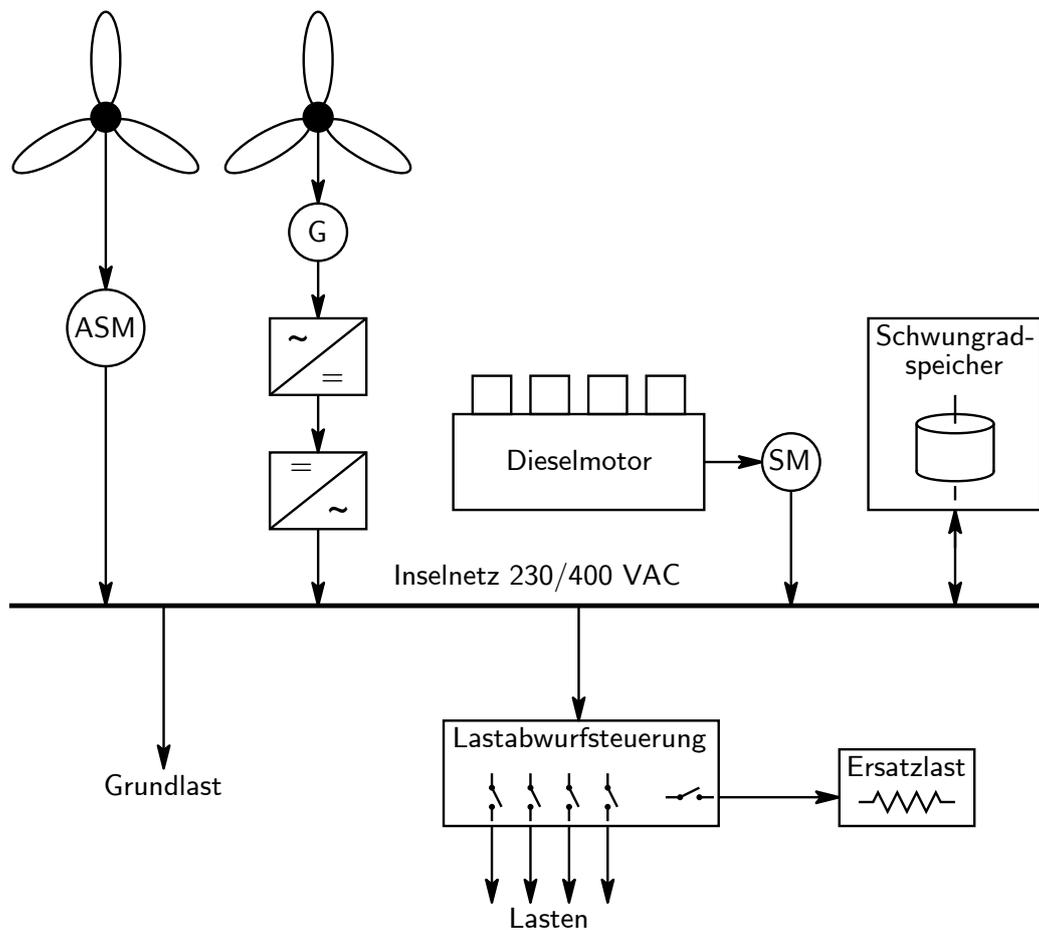


Abbildung 26: Systemkonfiguration für ein einfaches Wind/Diesel-Inselnetz. Windkraftanlagen können entweder direkt (bei geeignetem Generator) oder über einen Einspeisewechselrichter an das vom Dieselgenerator aufgebaute 230/400 V-Niederspannungsnetz angeschlossen werden. Bei starkem Windkraftanteil im Inselnetz dient eine Lastabwurfsteuerung der Anpassung der Last an die augenblicklich vorhandene Erzeugung.

Wesentliches Merkmal der Inselnetze ist, dass die Kopplung der einzelnen Systemkomponenten direkt auf der 230/400 V-Spannungsebene erfolgt (Abb. 26). Der Dieselgenerator speist mit seiner Synchronmaschine direkt in das Wechselspannungsnetz ein bzw. baut dieses erst auf. Die Kleinwindkraftanlagen speisen nun in dieses Netz ein, entweder direkt mit geeigneten Generatoren (Asynchronmaschine mit fester oder gestufter Drehzahl, siehe Abschnitt 3.2.4) oder indirekt über einen Einspeisewechselrichter. Damit ist eine Reduktion des notwendigen Kraftstoffverbrauchs möglich. Das un stetige Dargebot des Windes wird durch die regelbare Synchronmaschine des Dieselgenerators ausgeglichen, auch die Versorgungssicherheit wird vom Dieselgenerator garantiert. Große Akku-Speicher sind damit nicht mehr notwendig; allenfalls können Kurzzeitspeicher wie Schwungradspeicher oder kleine Akkumulatoren (mit entsprechender Regelungselektronik) zur Verbesserung

der Netzstabilität eingesetzt werden.

Bei der Auslegung eines solchen Wind/Diesel-Inselnetzes ist – wie übrigens bei der Großwindkraft – der Anteil der un stetigen Windkraft zu berücksichtigen: Bei einem kleinen Anteil an Windkraft, z.B. wenn nur ein bereits bestehender Dieselgenerator von einer zusätzlichen Windkraftanlage unterstützt werden soll um den Kraftstoffverbrauch zu reduzieren, wird im Allgemeinen die Regelung der Synchronmaschine ausreichen, um die Schwankungen der Windkraft-Erzeugung auszugleichen. Mit steigendem Anteil der Windkraft sind ausgefeiltere Regelkonzepte notwendig: Bei sehr schwachem Winddargebot werden Verfahren zum Lastabwurf notwendig sein, bei sehr starkem Dargebot muss eine Regelung der von der Windkraftanlage aufgenommenen Leistung oder die Aufnahme einer Zusatzlast (Heizspiralen zur Warmwassererzeugung oder ähnliches) möglich sein. Inselnetze mit reiner Windkraftherzeugung – mit entsprechendem regelungstechnischen Aufwand – sind in Erprobung [67, S. 127f].

### 2.5.3 Systeme zur Heizungsunterstützung

Eine andere Möglichkeit, das un stete Angebot der Windkraft zu nutzen ohne dabei auf Speicher in Form von Akkumulatoren zurückzugreifen, ist die Verwendung zur Unterstützung der Raumheizung oder zur Warmwasseraufbereitung; in der Praxis spricht man dann von „Heizmühlen“. In ihrer einfachsten Form besteht eine solche Anlage aus der Windturbine, passenden elektrischen Lastwiderständen und einem Steuergerät (Abb. 27). Die Lastwiderstände sind entweder Strahlungsheizkörper zur Lufterwärmung oder in einen Kessel eingeschraubte Heizstäbe zur Wassererwärmung. Das Steuergerät hat die Aufgabe, die Lastwiderstände an die verfügbare Leistung des Windrades anzupassen, um einen Betrieb

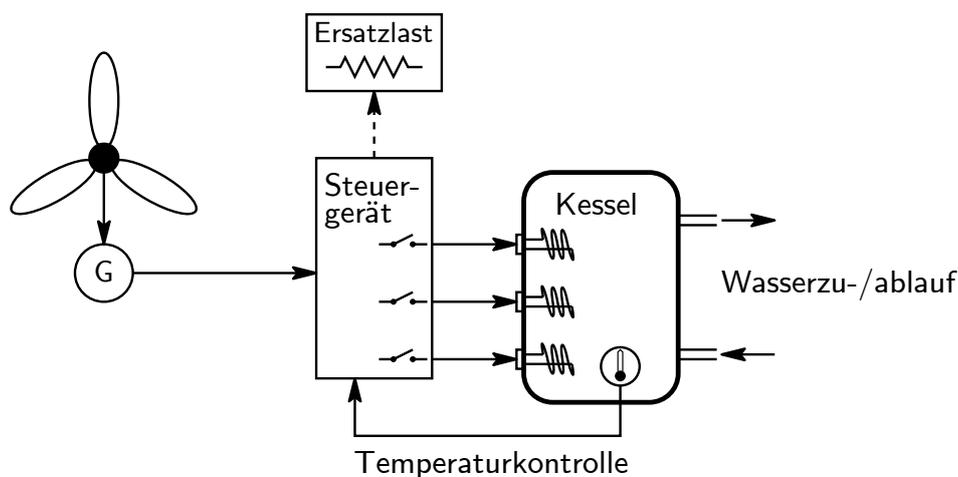


Abbildung 27: Systemkonfiguration für eine Kleinwindkraftanlage zur Wassererwärmung mit Heizstäben.

bei optimaler Leistung zu ermöglichen. Im einfachsten Fall besteht es nur aus einem Satz von Relais (Schütze), die bei bestimmten Schwellen der Generatorspannung die jeweils passenden Lastwiderstände an den Generator schalten. Die Problematik der richtigen Anpassung der Last an das Winddargebot ist dabei ähnlich wie bei den Laderegeln und Netzeinspeisewechselrichtern; auf sie wird ausführlich in Abschnitt 3.3.3 eingegangen. Bei Anlagen zur Wassererwärmung ist eine Temperaturkontrolle notwendig, um ein Überhitzen des Kessels zu verhindern. Die aufgenommene Windkraftleistung muss dann entweder gedrosselt werden (z.B. durch Stall-Betrieb) oder über eine Ersatzlast (z.B. Strahlungsheizkörper) abgegeben werden.

Der Vorteil einer solchen Anlagenkonzeption liegt in ihrer Einfachheit. Die Speicherfunktion übernimmt die Raumluft bzw. das Warmwasser, sodass es auf den genauen Zeitpunkt der Energielieferung nicht ankommt. Die einfachen ohmschen Lastwiderstände stellen keine besonderen Anforderungen an Spannungskonstanz oder Frequenz. Das Steuergerät kommt ohne aufwendige und fehleranfällige Leistungselektronik aus. Darüber hinaus ist das Winddargebot in der kalten Jahreszeit höher als im Sommer, was der Anwendung zur Heizungsunterstützung entgegenkommt – ganz im Gegensatz zu solarthermischen Anlagen.

Für eine vernünftige Unterstützung der Raumheizung sind schon recht große Anlagen (Nennleistung ab 5 kW) notwendig. Nachteilig ist, dass die auf diese Art gewonnene hochwertige elektrische Energie in die niederwertige Energieform Wärme umgewandelt wird. Eine bessere Ausnutzung lässt sich durch den Einsatz einer Wärmepumpe erreichen, die aus der erzeugten elektrischen Energie die 3- bis 4-fache Wärmemenge macht. Allerdings verliert man dadurch den Vorteil der Einfachheit, da der Kompressor der Wärmepumpe eine konstante Netzspannung benötigt, was entweder wieder den Einsatz eines Pufferakkus mit Ladesteuerung, oder einen Netzeinspeisewechselrichter verlangt.

Schließlich gibt es noch Überlegungen, die mechanische Energie des Rotors auf direkte Weise, also ohne vorherige Umwandlung in elektrische Energie, für Heizzwecke zu nutzen. Zwei Möglichkeiten bieten sich an: Zum einen kann die Rotationsenergie benutzt werden, um Wasser über mechanische Reibung zu erwärmen. Solche Systeme werden als Wasserwirbelbremsen bezeichnet (Abb. 28): In einem Gefäß befindet sich ein Rotor, der einen großen Reibungswiderstand besitzt (in diesem Fall ein Metallzylinder mit schaumförmiger Struktur) und das vorbeiströmende Wasser erwärmt. Interessant dabei ist, dass die Leistung einer Wasserwirbelbremse mit der dritten Potenz der Drehzahl zunimmt, was eine optimale Anpassung an die Windkraft-Rotorkennlinie, die die gleiche Charakteristik besitzt, ermöglicht [66]. Problematisch ist die Notwendigkeit, Hin- und Rückleitung des Heizkreislaufs bis zur Windanlage zu führen. Die angesprochene zweite Möglichkeit ist der direkte mechanische Antrieb der im vorigen Absatz angesprochenen Wärmepumpe, wofür es derzeit allerdings nur Versuchsanlagen gibt.

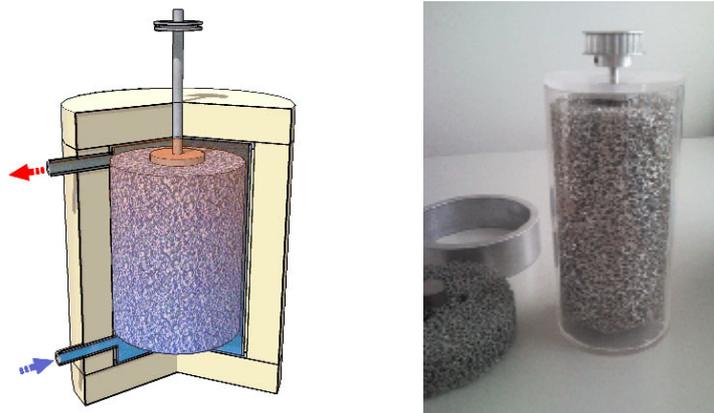


Abbildung 28: Wasserwirbelbremse. Links: Querschnitt. Rechts: Rotor aus Metall-Schaum. [41]

#### 2.5.4 Systeme zum Wasserpumpen

Eines der ältesten Einsatzgebiete der Windkraft ist die Be- und Entwässerung mit Hilfe von Pumpen. Windkraftsysteme zum Pumpen von Wasser spielen auch heute noch eine große Rolle, sei es in der Landwirtschaft, in der Wasserversorgung von Kommunen oder bei der Trockenlegung von Land.

Die traditionelle Anwendung der Windkraft zum Wasserpumpen erfolgt wieder unter Umgehung einer elektrischen Zwischenstufe, und zwar mit mechanisch direkt angetriebenen Kolbenpumpen. Am Rotor ist dazu ein Exzenter angebracht, der die Drehbewegung in eine Auf- und Abbewegung umwandelt, die die Kolbenpumpe über ein Gestänge antreibt. Um ein ausreichendes Drehmoment für den Pumpenbetrieb zu erreichen, sind die Rotoren des Windrades als Langsamläufer mit einer großen Anzahl an Rotorblättern ausgelegt. Systeme dieser Art sind seit über hundert Jahren bewährt, in Robustheit und Zuverlässigkeit kaum zu schlagen und stehen nach wie vor zu tausenden im Einsatz. Trotzdem haben sie zwei entscheidende Nachteile: Zum einen muss das Windrad am Ort der Pumpe aufgestellt werden. Dies ist auf Grund örtlicher Gegebenheiten nicht immer möglich und verhindert außerdem die Aufstellung an einem für die Windernte optimalen Ort, z.B. auf einem nahe gelegenen Hügel. Zweitens besitzen die normalerweise eingesetzten Kolbenpumpen eine lineare Drehzahl-Leistungs-Kennlinie, im Gegensatz zur kubisch verlaufenden Kennlinie des Windrades. Damit liegt der sich einstellende Arbeitspunkt nur bei *einer* Windgeschwindigkeit im Optimum. In der Praxis wird die Anlage dann so ausgelegt, dass eine gute Anpassung bei den häufig vorkommenden niedrigen Windgeschwindigkeiten vorliegt, um eine kontinuierliche Wasserversorgung zu gewährleisten; bei höheren Windgeschwindigkeiten wird dann aber viel Leistung verschenkt.

Eine moderne Lösung liegt im Einsatz von elektrisch angetriebenen Pumpen. Grundsätzlich wäre ein Batterieladersystem wie in Abschnitt 2.5.1 beschrieben denkbar, an welches

dann einfach eine Pumpe mit Gleichstrommotor angeschlossen wird. Es gibt aber ein viel einfacheres Konzept: In der Windkraftanlage befindet sich ein Synchrongenerator. Der von diesem erzeugte Drehstrom wird direkt an einen Drehstrommotor, vorzugsweise eine Asynchronmaschine, weitergeleitet, der eine schnelllaufende Kreiselpumpe antreibt. Damit ist einerseits eine örtliche Trennung von Windkraftanlage und Pumpe möglich (es ist nur eine Kabelverbindung notwendig), andererseits die Verwendung einer Kreiselpumpe mit kubischer Kennlinie, die eine bessere Anpassung an die Leistungscharakteristik der Windkraftanlage bietet. Jeglicher Einsatz von leistungselektronischen Schaltungen entfällt, es ist lediglich ein einfaches Steuergerät notwendig, das die Asynchronmaschine bei zu hoher oder zu niedriger Frequenz vom Generator trennt. Um eine Wasserversorgung auch in windschwachen Zeiten sicherzustellen, kann ein hoch aufgestellter Wasserbehälter verwendet werden, der eine Wasserentnahme alleine durch die Schwerkraft ermöglicht [25, S. 641ff], [2].

### 2.5.5 Netzeinspeisung

Die bisher vorgestellten Systemkonzepte verfolgten primär das Ziel, sich die Kleinwindkraft nutzbar zu machen, um auch in Gegenden mit keiner oder unzureichender öffentlicher Energieversorgung technische Einrichtungen betreiben zu können, vor allem also in ländlichen oder unbewohnten Gebieten und in Entwicklungsländern. Ein Einsatzgebiet für Kleinwindkraftanlagen, das zunehmend an Bedeutung und Interesse gewinnt, ist die eigene Erzeugung des im Haushalt oder Gewerbebetrieb benötigten Stroms, und die Einspeisung von etwaigen Überschüssen in das öffentliche Niederspannungsnetz. Dies erfolgt auch oder erst recht bei Vorhandensein eines stabilen Niederspannungsnetzes, ja sogar an eine eigene Erzeugung im städtischen Umfeld wird gedacht. Die Motivation für die Errichtung einer eigenen Kleinwindkraftanlage liegt hier also nicht in der Notwendigkeit mangels öffentlicher Versorgung, sondern im Willen, selbst etwas für den aktiven Klimaschutz zu tun, und/oder in wirtschaftlichen Überlegungen in Zeiten steigender Energiepreise. Ob und wann sich eine eigene Stromerzeugung aus Kleinwindkraft rein wirtschaftlich gesehen lohnt, wird ausführlich in Abschnitt 4.3 erörtert.

Abbildung 29 zeigt eine übliche Konfiguration einer solchen Anlage zur Netzeinspeisung. Im Mittelpunkt steht dabei der Netzeinspeise-Wechselrichter, der eine Anpassung der von der Windkraftanlage gelieferten Spannung in Höhe, Frequenz und Phasenlage an das vorhandene Niederspannungsnetz vornimmt. Ein Inselwechselrichter, wie er bei Anlagen mit Batterieladern eingesetzt wird, ist dafür nicht geeignet, da ihm die Fähigkeit der Synchronisation mit der vorhandenen Netzspannung fehlt. Zusätzlich wird zum ordnungsgemäßen Betrieb eine ENS (Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen, siehe Abschnitt 3.4.2) benötigt, die eine Inselbildung bei Ausfall der Netzspannung verhindert.

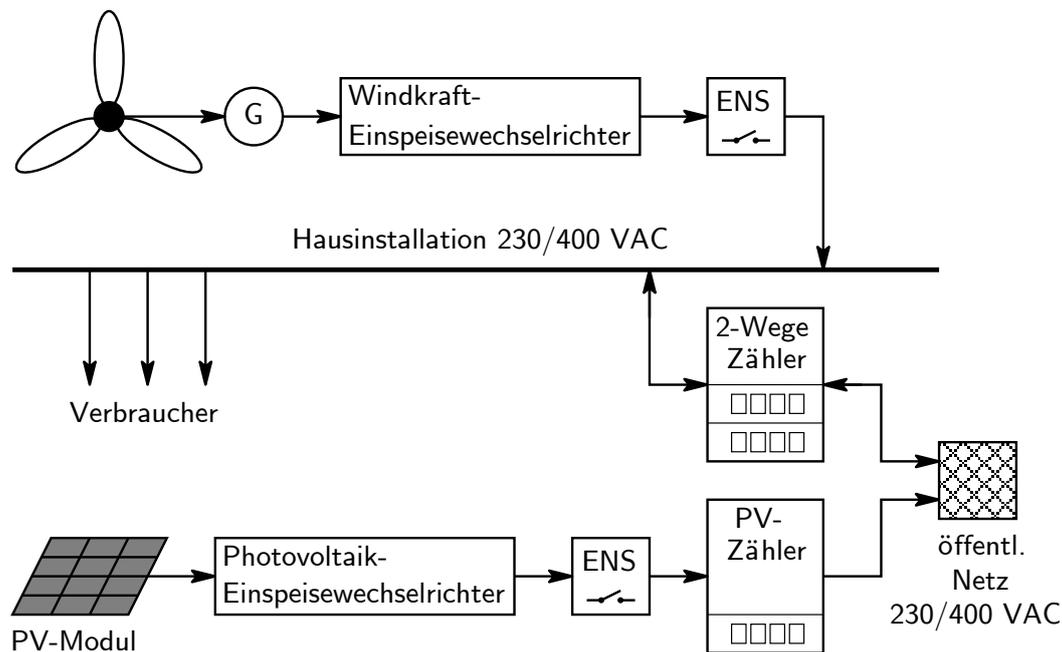


Abbildung 29: Systemkonfiguration zum Anschluss der Windkraftanlage an die Hausinstallation und Einspeisung etwaiger Überschüsse in das öffentliche Niederspannungsnetz. Zusätzlich eingezeichnet ist der korrekte Anschluss einer eventuell vorhandenen Photovoltaik-Anlage mit eigenem Zähler.

Der von der Windkraftanlage erzeugte Strom wird nun über den Wechselrichter (samt ENS) an mehr oder weniger beliebiger Stelle in die Hausinstallation eingespeist. Die im Haushalt angeschlossenen Verbraucher nehmen diesen Strom ab; was von der Windkraftanlage zu wenig erzeugt wird, wird kostenpflichtig vom Energieversorgungsunternehmen bezogen. Speist die Windkraftanlage mehr ein, als die angeschlossenen Verbraucher beziehen, fließt der Überschuss in jedem Fall ins öffentliche Netz. Die Frage ist, wie die Vergütung dieses Überschusses erfolgt, wofür es drei Möglichkeiten gibt:

- Der gewöhnliche Stromzähler beginnt sich rückwärts zu drehen. Dies ist nur bei mechanischen Zählern (Ferraris-Zähler) möglich, und auch nur, falls keine Rücklauf Sperre eingebaut ist. Da sich der vom Zähler erfasste Stromverbrauch im Ausmaß der eingespeisten Energie verringert, erfolgt die Vergütung zum Preis des vom Energieversorger bezogenen Stromes, der im Allgemeinen viel höher als übliche Einspeisetarife ist. Aus diesem Grund ist daher das Rückwärts-Laufenlassen des Zählers häufig verboten.
- Der Zähler ist mit einer Rücklauf Sperre versehen. Der überschüssige Strom wird zwar ins öffentliche Netz eingespeist, aber nicht vergütet. Der Vorteil für den Betreiber liegt in einer relativ unbürokratischen Lösung, da die Anlage nur angemeldet

werden muss, aber die Installation eines Einspeise-Zählers und die Beantragung der Einspeisevergütung entfällt. Will man vermeiden, dass der selbst erzeugte Strom dem öffentlichen Netz geschenkt wird, kann man versuchen, seinen Verbrauch an die Erzeugungssituation anzupassen. Dies kann entweder durch ein entsprechendes Verbraucherverhalten geschehen, beispielsweise dem Einschalten der Waschmaschine bei augenblicklich starkem Winddargebot, oder durch intelligente elektronische Steuerungen. Ein Leistungsmessgerät überwacht dann die Höhe der ins Netz eingespeisten Wirkleistung. Bei Überschreiten einer Schwelle wird ein passender Verbraucher zugeschaltet, z.B. wieder ein Heizstab zur Warmwasserbereitung.

- Die Vergütung erfolgt nach dem gültigen Einspeisetarif. Dazu ist ein entsprechender Antrag beim Netzbetreiber zu stellen. Der gewöhnliche Zähler wird dann durch einen sogenannten 4-Quadranten-Zähler ersetzt, der getrennte Zählwerke für Bezug und Einspeisung besitzt. Der bezogene Strom wird gemäß dem Preis des Energieversorgers bezahlt, der eingespeiste Strom wird nach dem Einspeisetarif vergütet.

Bei den soeben vorgestellten Varianten wurde davon ausgegangen, dass der Einspeisetarif niedriger als der Preis für den Strombezug ist, was in der Regel der Fall ist (vgl. Abschnitt 4.3.6). Dann lohnt es sich eben, so viel wie möglich vom erzeugten Strom selbst zu nutzen, weshalb der Ausgang des Wechselrichters an die Hausinstallation angeschlossen wird, so wie in Abbildung 29 eingezeichnet. Bei kleineren Anlagen sind die Wechselrichter einphasig ausgeführt, es spielt aber keine Rolle, in welche der drei Phasen der Hausinstallation eingespeist wird, und ob die Verbraucher an der gleichen Phase hängen. Die eingesetzten Drehstromzähler (egal, ob Ausführung mit einem oder zwei Zählwerken) messen nur die Gesamtleistung; in welcher Phase die Leistung umgesetzt wird, ist belanglos. Für eine optimale Anpassung von Erzeugung und Verbrauch ist es daher nicht wesentlich, dass Verbraucher und Windkraftanlage an der gleichen Phase angeschlossen sind.

Für Photovoltaik-Anlagen gelten in der Regel Einspeisetarife, die höher als der Strom-Bezugspreis sind. In diesem Fall sollte der erzeugte Strom immer erst zur Gänze eingespeist werden. Dazu ist wieder ein eigener Zähler notwendig, an den außerdem keine Windkraftanlage angeschlossen werden darf, da für diese ja andere (niedrigere) Einspeisetarife gelten. Ein solcher getrennter Anschluss einer Photovoltaik-Anlage wurde ebenfalls in Abbildung 29 eingezeichnet.

Der Betreiber sollte auch noch bedenken, dass unabhängig von der gewählten Art der Einspeisevergütung die Menge des vom Energieversorger bezogenen Stromes durch die Eigenproduktion wesentlich sinken wird. Das kann zur Folge haben, dass der Stromverbrauch unter eine gewisse Mindestabnahmemenge sinkt, und man daher in eine ungünstigere Tarifklasse rutscht. Je nach Vertrag mit dem Energieversorger lohnt sich daher unter Um-

ständen ein Wechsel zu einem Lieferanten mit anderer Preisgestaltung, beispielsweise auf einen Vertrag ohne Grundgebühr.

Im Prinzip scheint das Anlagenkonzept für Netzeinspeisung recht einfach zu sein, insbesondere, wenn man auf eine Vergütung verzichtet. Im wesentlichen ist dafür nur ein geeigneter Netzeinspeisewechselrichter notwendig; die gesamte Speicherproblematik entfällt, da das Verbundnetz als nahezu unendlich große Energiequelle und -senke dient. Genau im Wechselrichter liegt aber das Problem: Die Anforderungen an ihn sind komplex, und am Markt gibt es nur wenige wirklich zufriedenstellend arbeitende Geräte. Meistens handelt es sich um mehr oder weniger gut umgebaute Wechselrichter aus dem Photovoltaik-Bereich, die für den Umgang mit dem schnell wechselnden Winddargebot absolut ungeeignet sind. Auf diese Problematik wird eingehend in Abschnitt 3.4 eingegangen. Es darf aber nicht übersehen werden, dass es noch die Möglichkeit gibt, direkt, ohne Wechselrichter, einzuspeisen. Dies ist bei passendem Generator (Asynchronmaschine) und dann natürlich fixer oder gestufter Drehzahl (vgl. Abschnitt 3.2.4) möglich.

### 2.5.6 Anlagen zur Dachmontage

Unabhängig davon, ob eine Kleinwindkraftanlage zum Batterieladen, zur Heizungsunterstützung oder zur Netzeinspeisung eingesetzt wird, wird häufig die Montage der Windturbine auf dem Dach eines Gebäudes in Betracht gezogen. Da es hierbei zu verschiedenen Problemen kommen kann, soll dieser Installationsart ein eigener Abschnitt gewidmet werden.

Augenscheinlich bietet die Dachmontage zwei wesentliche Vorteile:

- Der ansonsten bei einer Aufstellung auf einer Freifläche erforderliche Mast kann entweder gänzlich entfallen oder zumindest stark verkleinert ausfallen. Insbesondere bei kleinen Anlagen ergibt sich damit eine deutliche Kostenersparnis, da der Mast bei sinkender Baugröße einen wachsenden Anteil an den Gesamtkosten hat. Vernünftige Windgeschwindigkeiten kommen nämlich erst ab einer gewissen Höhe über dem Boden vor, was eine gewisse Mindesthöhe für den Mast bedingt, die unabhängig von der Größe der Anlage ist.
- Es muss keine Grundfläche für die Aufstellung des Mastes zur Verfügung gestellt werden. Die ansonsten notwendige Grundfläche darf nicht unterschätzt werden, da dazu nicht nur die wenigen Quadratmeter für den eigentlichen Mast gehören. Der Flächenbedarf für die Abspannung bei den für kleine Anlagen weit verbreiteten abgespannten Masten ist nicht zu vergessen. Die Spannseile ermöglichen nur eine eingeschränkte Nutzung der Grundfläche um die Windkraftanlage, und manchmal ist

der erforderliche Platz auch einfach nicht vorhanden. Letzteres trifft insbesondere auf ein städtisches Umfeld zu, wo aber gerade die Nachfrage nach Kleinwindkraftanlagen zur eigenen Stromproduktion im Steigen ist. Eine Dachmontage ist hier der einzige Weg zur Nutzung der Windkraft.

Weiters erhoffen sich viele Anlagenbetreiber auf dem Dach erhöhte Windgeschwindigkeiten durch aerodynamische Effekte, beispielsweise durch schräg ansteigende Dachflächen.

In der Praxis sieht die Sache jedoch ganz anders aus, sodass die meisten erfahrenen Experten, aber auch leidgeprüfte Anlagenbetreiber, die aus eigener Erfahrung sprechen, von einer Montage auf dem Dach in der Regel abraten und eine Aufstellung am freien Feld, wenn irgendwie möglich, empfehlen.

Das erste Problem, das auftritt, ist die Geräuschbelästigung. Abgesehen von den Windgeräuschen, die jede Kleinwindkraftanlage abgibt, entstehen beim Betrieb unweigerlich mechanische Vibrationen, auch bei Anlagen, die vom Hersteller als „vibrationsfrei“ (!) verkauft werden.<sup>9</sup> Von der Windturbine werden diese Schwingungen auf den Mast (oder das kurze Montagerohr) übertragen und können sich dann über den Dachstuhl im ganzen Haus, das wie ein Resonanzkörper wirkt, verteilen. Auch bei sehr kleinen Anlagen darf dieses Problem nicht unterschätzt werden, was folgendes Zitat von Günther Hacker, der eine kleine Air X auf dem Dach seines Wohnhauses installierte, illustrieren soll:

*Na ja, es brauchte etwas Wind, bis es anlief, aber dann ging es richtig ab. Im Haus entwickelte sich unter dem Mast ein Lärm, als wenn jemand mit dem Rasenmäher auf dem Dachboden herumfährt und draußen klang es vom Dach herunter, als würde eine Entenschar eine Party veranstalten. [24, S. 17]*

Ehrlicherweise muss man dazu sagen, dass die Montage auch nicht fachgerecht durchgeführt worden war. Durch entsprechende Dämpfungsmaßnahmen, wie z.B. Schaumgummieinlagen in den Rohrschellen und eine gedämpfte Auflage des Mastfußes, lässt sich bereits eine starke Geräuschdämpfung erreichen. Trotzdem wird man einen nahezu geräuschlosen Lauf kaum erreichen, sodass es z.B. notwendig werden kann, das Windrad in der Nacht abzuschalten, was jedoch zu einem Verlust von mehr als einem Drittel des Ertrags führt [24, S. 149f]. In den einschlägigen Internetforen<sup>10</sup> wird auch immer wieder davon berichtet, dass die dauerhaften Schwingungen zu Rissen im Mauerwerk und nachhaltiger Schädigung der Bausubstanz führen können.

<sup>9</sup>Dies ist wieder ein Beispiel für absolut überzogene Hersteller-Versprechungen, die das Vertrauen der Kunden nachhaltig schädigen können. Es gibt kein mechanisch-dynamisches System, das vibrationsfrei ist.

<sup>10</sup>Eines der immer wieder angesprochenen Foren ist beispielsweise <http://www.kleinwindanlagen.de/Forum/cf3/index.php>.

Ein weiteres Problem ist die Störung der gleichförmigen Windanströmung durch das Gebäude selbst. Aerodynamisch ergeben sich unter Umständen tatsächlich erhöhte Windgeschwindigkeiten über dem Gebäudedach, jedoch ist die Strömung dort in der Regel extrem turbulent. Weil die Windrichtung ständig wechselt und die Anströmung häufig von unten statt von der Seite kommt, können die Windkraftanlagen das Dargebot nur schlecht nutzen, sodass sich in Summe ein kleinerer Ertrag als erwartet ergibt. Die turbulenten Strömungen sind auch der Grund, warum für Dachmontagen gerne Vertikalachsenanlagen eingesetzt werden, die ja unabhängig von der Windrichtung arbeiten (zumindest solange der Wind von der Seite kommt) und außerdem einen vibrationsärmeren Lauf aufweisen.

Wer hofft, durch die Dachmontage auf einen Mast vollständig verzichten zu können, muss enttäuscht werden. Nach der Strömungslehre ist die Windgeschwindigkeit unmittelbar an der Dachoberfläche null. Wie die Strömungsverteilung darüber aussieht, hängt von den genauen örtlichen Gegebenheiten ab. Abbildung 30 zeigt die Ergebnisse einer numerischen Strömungsberechnung im Zuge einer niederländischen Studie, gültig für ein Flachdach. Es ist klar zu erkennen, dass ein Mast notwendig ist, der mindestens so hoch ist, dass sich der Rotor im Bereich der (halbwegs) laminaren Strömung befindet. Die Abbildung suggeriert, dass eine Aufstellung möglichst an der Dachkante optimal wäre. Dies ist aber, wenn überhaupt, nur der Fall, wenn der Wind hauptsächlich aus *einer* Himmelsrichtung (eben jener Richtung, der die Dachkante zugewandt ist) kommt, außerdem erfolgt die Anströmung hier hauptsächlich von unten, wie die eingezeichneten, kleinen weißen Pfeile zeigen. Es empfiehlt sich daher eine Aufstellung in Dachmitte, insbesondere bei einer gleichmäßigen Häufigkeitsverteilung der Windrichtung.

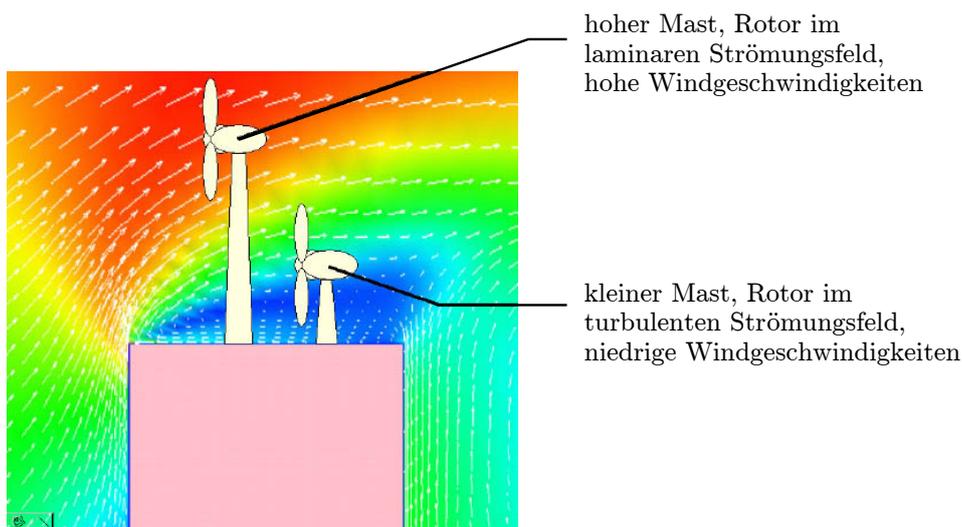


Abbildung 30: Verteilung der Windgeschwindigkeiten über einem Flachdach. Ergebnis einer numerischen Strömungsberechnung (CFD) [35, S. 17].

### 3 Technik von Groß- und Kleinanlagen im Vergleich

Die Komponenten und Regelungsverfahren von Kleinwindkraftanlagen unterscheiden sich oft wesentlich von ihren Ausführungen bei Großanlagen. Ziel dieses Kapitels ist es, die technischen Konzepte der wichtigsten Anlagenbestandteile vorzustellen und Unterschiede zu Großanlagen aufzuzeigen. Ein besonderer Schwerpunkt wurde dabei auf die Beschreibung der Möglichkeiten zur richtigen Lastanpassung gesetzt, da hier einerseits die größten Unterschiede zu den bei Großanlagen eingesetzten Verfahren bestehen, andererseits in der Literatur sehr wenig zu finden ist. Auf Grund der gebotenen Kürze ist nur eine qualitative Beschreibung der grundlegenden Zusammenhänge möglich; eine Abhandlung über die quantitative Auslegung der einzelnen Komponenten muss unterbleiben.

#### 3.1 Rotor

Der Rotor ist der eigentliche Wandler der Windenergie und somit das zentrale Bauteil jeder Windkraftanlage, das auch die konstruktive Auslegung der anderen Komponenten maßgeblich bestimmt. Sieht man von den Sonderbauformen ab, die bisher kaum wirtschaftliche Bedeutung erlangen konnten, gibt es im Wesentlichen vier Bauformen, deren Vor- und Nachteile im folgenden beschrieben werden sollen.

##### 3.1.1 Propellertyp

Die modernen Großwindkraftanlagen besitzen alle ausnahmslos einen Propeller-Rotor, und auch bei Kleinwindkraftanlagen ist diese Bauform am weitesten verbreitet. Es handelt sich um einen Rotor mit horizontaler Achse, der nach dem Auftriebsprinzip arbeitet. Wohl einer der Hauptgründe für seine häufige Anwendung ist sein hoher Wirkungsgrad, der sich bei modernen Ausführungen mit optimierten Blattprofilen in einem Rotorleistungsbeiwert von deutlich über 0,50 widerspiegelt, was also schon sehr nahe am theoretisch möglichen Wert von 0,59 liegt [25, S. 135f]. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal der verschiedenen Propellertyp-Rotoren ist die Anzahl der Rotorblätter, die bei modernen Großanlagen praktisch ausschließlich 3 beträgt. Auch Kleinwindkraftanlagen verfügen meistens über drei Rotorblätter, was ein Blick auf Abbildung 4 bestätigt. Die Gründe für die Wahl einer bestimmten Blattanzahl sind mannigfaltig und sowohl technischer als auch wirtschaftlicher, ja manchmal sogar soziologischer (Geräusentwicklung, optische Wirkung) Natur. Eines der Hauptkriterien ist der maximal erreichbare Leistungsbeiwert, der mit zunehmender Blattanzahl steigt, wie eine genaue Analyse zeigt. Der Leistungszuwachs beim Übergang von einem Blatt auf zwei oder drei Blätter ist noch beträchtlich, verwendet man hingegen statt drei nun vier Blätter, so ist der Zugewinn nur mehr ein bis zwei Prozent.

Dem höheren Wirkungsgrad stehen aber die Kosten für die zusätzlichen Rotorblätter gegenüber, sodass mit drei Blättern offensichtlich ein guter Kompromiss gefunden wurde [25, S. 138f]. Dass Kleinwindkraftanlagen manchmal mit mehr als drei Blättern gebaut werden, liegt vermutlich daran, dass bei den relativ einfach aufgebauten Rotorblättern ohne Blattverstellmechanismus die Kosten für ein zusätzliches Rotorblatt nicht so ins Gewicht fallen. Neben der unter Umständen höheren Leistungsausbeute kann auch der Drehmomentenbeiwert eine höhere Blattzahl rechtfertigen. Der Drehmomentenbeiwert steigt mit wachsender Blattzahl [25, S. 106], was eine höhere Antriebskraft des Rotors bedeutet und letzten Endes zu einem leichteren Anlauf führt. Dies kann beispielsweise bei Verwendung eines Generators mit einem hohen Rastmoment (magnetisches Kleben) von Vorteil sein, weil auf diese Weise auch niedrige Windgeschwindigkeiten genutzt werden können. Weiters ist zu beachten, dass Rotoren mit einer höheren Blattzahl auch eine niedrigere Auslegungsschnelllaufzahl besitzen, womit die Drehzahl des Rotors verringert werden kann. Dies kann bei sehr kleinen Rotoren notwendig werden, um die Drehzahl nicht zu hoch werden zu lassen (Belastung der mechanischen Komponenten, Überspannung im Generator!), denn die Drehzahl ist umgekehrt proportional zum Rotordurchmesser.

### 3.1.2 Darrieus-Rotor

Der 1925 vom Franzosen Darrieus entwickelte gleichnamige Rotor (Abbildung 31 Mitte) zählt zu den Vertikalachsenrotoren und arbeitet nach dem Auftriebsprinzip. Ein großer Vorteil der Windturbinen mit vertikaler Achse ist die Tatsache, dass auf eine Einrichtung zur Windrichtungsnachführung klarerweise verzichtet werden kann. Dies erleichtert einen Einsatz in turbulenten Windverhältnissen (die sich unter anderem durch ständige, schnel-

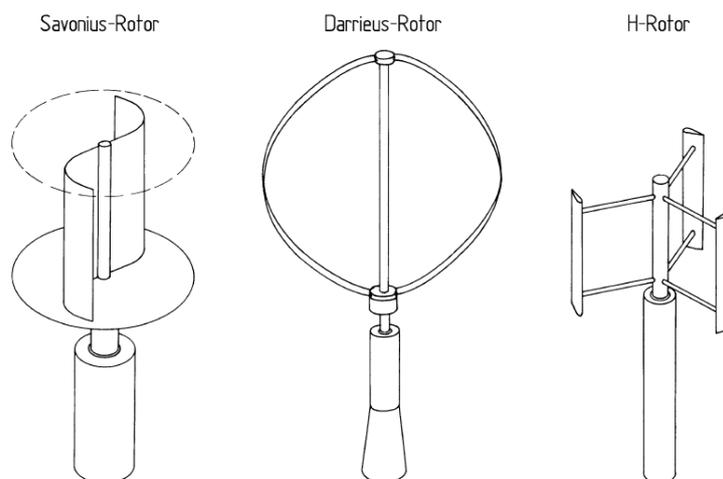


Abbildung 31: Bauformen für Windkraftanlagen mit vertikaler Achse [25, S. 66].

le Änderungen der Windrichtung auszeichnen), wie sie bei den niedrigen Bauhöhen von Kleinwindkraftanlagen häufig vorkommen. Der Ertrag bei solchen Windverhältnissen kann durch den Einsatz eines Rotors mit vertikaler Achse unter Umständen verbessert werden. Diesem Vorteil steht eine Reihe von Nachteilen gegenüber. Zum ersten liegt der maximal erzielbare Leistungsbeiwert mit einem Wert von etwa 0,4 um mindestens 10% unterhalb des Wertes von vergleichbaren Anlagen des Propellertyps. Weiters ist die Berechnung der optimalen Geometrie der gebogenen Rotorblätter und erst recht deren Herstellung aufwendig. Die Rotorblätter lassen sich außerdem nicht verstellen, was die Regelung der aus dem Wind aufgenommenen Leistung schwierig macht. Schließlich können Darrieus-Rotoren nicht aus eigener Kraft anlaufen (zumindest jene Bauformen mit nur zwei Rotorblättern), sodass ein motorischer Antrieb (was eine aufwendige Steuerung nach sich zieht) oder der Einsatz eines kleinen Savonius-Rotors auf der gleichen Achse notwendig ist [25, S. 66ff, 161, 821f]. Aus diesen Gründen werden Darrieus-Rotoren heute kaum noch gebaut; soll eine Anlage mit vertikaler Achse verwendet werden, setzt man lieber seinen Verwandten, den H-Rotor ein.

### 3.1.3 H-Rotor

Der H-Rotor (Abbildung 31 rechts) ist eine Weiterentwicklung des Darrieus-Rotors. Der wesentliche Unterschied ist der konstante Abstand der Rotorblätter von der Rotorachse, was eine einfachere Fertigung der ansonsten kompliziert gebogenen Rotorblätter, und theoretisch höhere Leistungsbeiwerte ermöglicht. In der Praxis hat sich aber gezeigt, dass die dann notwendigen Halterungen der Rotorblätter die aerodynamischen Eigenschaften wieder verschlechtern, sodass auch diese Bauform kaum über  $c_p = 0,4$  hinauskommt [25, S. 161, 821]. Nichtsdestotrotz wird am Markt eine beträchtliche Anzahl an Anlagen mit H-Rotoren angeboten (vgl. Abb. 5), wie beispielsweise die in Abschnitt 2.3.4 vorgestellte qr5.

### 3.1.4 Savonius-Rotor

Der Savonius-Rotor (Abbildung 31 links) hat ebenfalls eine vertikale Achse, arbeitet aber nach dem Widerstandsprinzip. Auf Grund der geringeren Drehzahl und des schlechten Wirkungsgrades wird er heute nur mehr selten eingesetzt. Eine Beschreibung seiner wichtigsten Eigenschaften erfolgte bereits in Abschnitt 2.4.1.

## 3.2 Generator

Die Auswahl eines geeigneten Generators für eine Windkraftanlage erfolgt in engem Zusammenspiel mit der Auslegung des mechanischen Triebstranges und der gewünschten

elektrischen Energienutzung. Es gibt dafür eine Menge Bewertungskriterien, die dabei herangezogen werden können, unter anderem [25, S. 364ff]:

- Dynamisches Verhalten am frequenzstarrten Netz,
- Drehzahlbereich,
- Regelbarkeit,
- Blindleistungsverhalten,
- Netzurückwirkungen,
- Synchronisierung,
- Verhalten bei Lastabwurf,
- Wirkungsgrad,
- Kosten,
- Wartung und Zuverlässigkeit.

Eine detaillierte Analyse aller möglichen Systemkonzepte würde den Rahmen dieser Arbeit bei weitem sprengen und ist in erster Linie für den Konstrukteur interessant, daher nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit. Es sollen aber im folgenden die Vor- und Nachteile der wichtigsten Generatortypen im Hinblick auf die Anwendung im Bereich der Kleinwindkraftanlagen diskutiert werden, was auch für den Betreiber bei der Auswahl einer geeigneten Anlage für den jeweiligen Verwendungszweck von Nutzen sein kann. Zusätzlich erfolgt wieder ein Vergleich mit der Situation bei Großanlagen. Ein Überblick, welche Systemkonzepte derzeit bei Großanlagen realisiert werden, findet sich übrigens in [6, S. 17f].

### 3.2.1 Gleichstrommaschine

Die Gleichstrommaschine ist schnell abgehandelt. Sie wird normalerweise weder bei Groß- noch bei Kleinanlagen eingesetzt, höchstens vielleicht bei Bastleranlagen. Die Gründe dafür sind klar [27, S. 80]:

- Gleichstrommaschinen sind relativ teuer.
- Auf Grund der notwendigen Bürsten sind sie wartungsintensiv.
- Die Reibung der Bürsten bedingt ein relativ hohes Anlaufmoment.
- (Pulsierende) Gleichspannung lässt sich viel bequemer durch eine Drehstrommaschine mit nachgeschaltetem Gleichrichter erzeugen.

### 3.2.2 Fremderregte Synchronmaschine

Die fremderregte Synchronmaschine (SM) findet bei Großanlagen breite Anwendung. Allerdings ist dafür ein Systemkonzept notwendig, das einen drehzahlvariablen Betrieb ermöglicht, was zur Ankopplung an das frequenzstarre Verbundnetz den Einsatz eines leistungselektronischen Umrichters unumgänglich macht. Wie nämlich Erfahrung und eine genaue Analyse zeigen, ist eine direkte Kopplung der Synchronmaschine mit der Netzspannung und der daraus resultierende drehzahlfeste Betrieb mit zahlreichen, schwerwiegenden Problemen verbunden. Auf Grund der absoluten Starrigkeit der Drehzahl kommt es bei Windböen zu starken dynamischen Belastungen der mechanischen Komponenten, das Schwingungsverhalten ist ungünstig, und es besteht die Gefahr des elektrischen Kippens des Generators vom Netz. Synchronmaschinen werden daher nur mehr im drehzahlvariablen Betrieb in Verbindung mit einem Umrichter eingesetzt. [25, S. 368]

Unterschiedliche Varianten ergeben sich durch die Frage nach der passenden Drehzahl. Bei Großanlagen ist auf Grund des großen Rotordurchmessers die Rotordrehzahl sehr klein, sodass Maßnahmen getroffen werden müssen, um auf der elektrischen Seite in einen vernünftigen Frequenzbereich zu kommen. Dies kann entweder durch Einsatz eines Getriebes (wartungsintensiv und reparaturanfällig) geschehen, oder durch Verwendung eines vielpoligen Generators (teuer, schwer, groß). [25, S. 358]

Für Kleinwindkraftanlagen wäre der Einsatz einer fremderregten Synchronmaschine zwar denkbar, doch verwendet man dann lieber eine permanenterregte Ausführung, da die Möglichkeit, Spannung und Blindleistung durch Variation der Erregung zu regeln, für gewöhnlich nicht gefordert wird, allein schon, weil die vom Netzeinspeisewechselrichter oder Laderregler verwendeten Regelkonzepte viel einfacher sind als bei Großanlagen.

### 3.2.3 Permanenterregte Synchronmaschine

Die permanenterregte Synchronmaschine (PSM) ist der bei Kleinwindkraftanlagen mit Abstand vorherrschende Generatortyp. Die Gründe dafür liegen offensichtlich in den Nachteilen der Gleichstrom- und der Asynchronmaschine (siehe dort). Gegenüber der fremderregten Variante bietet sie den Vorteil, dass keine elektrische Erregung notwendig ist, was den Wirkungsgrad verbessert und schleifende, wartungsintensive Bürsten zur Kontaktierung der Rotorwicklung entbehrlich macht. Ein direkt netzgekoppelter Betrieb ist hier ebenfalls nicht möglich. Die Maschine wird drehzahlvariabel betrieben, und die erzeugte elektrische Energie entweder mehr oder weniger direkt genutzt (Heizmühle, Batterielader) oder über einen Einspeisewechselrichter in das Niederspannungsnetz geleitet. Weiters ist durch den Einsatz der Permanentmagneten ein kleinerer Rotor und damit der Bau einer insgesamt kompakteren Maschine möglich. Als Nachteil sind die hohen Kosten für moderne Magnet-

materialien (Neodym-Eisen NdFeB) zu erwähnen, die aber bei kleinen Maschinen nicht so ins Gewicht fallen. In den letzten Jahren finden permanenterregte Generatoren auch zunehmend bei Großanlagen Anwendung. [25, S. 362, S. 387f]

**Scheibenläufer-Generator.** Eine Bauform der permanenterregten Synchronmaschine, die in letzter Zeit bei den Kleinwindkraftanlagen immer mehr an Bedeutung gewinnt, ist der eisenlose Scheibenläufer-Generator mit einem axialen magnetischen Fluss. *Motoren* mit einem Scheibenläufer haben durch ihren Einsatz in der Antriebstechnik Bekanntheit erlangt, und zwar wegen des geringen Trägheitsmomentes des Rotors, der geringen Ankerinduktivität – beides ermöglicht einen hochdynamischen Betrieb – und des ausgezeichneten Rundlaufs auch bei kleinen Drehzahlen. Diese Maschinen waren für Gleichstrombetrieb ausgelegt und besaßen eine Rotorplatte, auf die die Ankerwicklung und der Kommutator wie bei einer Leiterplatte aufgedruckt waren [18, S. 45]. Das Konzept findet nun in etwas abgewandelter Form als Synchronmaschine Verwendung: Die Rollen von Stator und Rotor sind vertauscht, das heißt, die Drehstromwicklung ist feststehend, die Permanentmagnete rotieren jetzt (Abbildung 32). Der Begriff „eisenlos“ bezieht sich auf den Stator, eine Platte, die meistens aus Kunststoff gefertigt wird und in welche rechteckförmigen Spulen eingelassen sind. Die Spulen besitzen keinen Eisenkern. Der Rotor besteht aus einer Stahlplatte, die den magnetischen Rückschluss bildet, und aufgeklebten Permanentmagneten. Meist werden zwei gegenüberliegende Rotorplatten verwendet, sodass im Luftspalt ein Feldbild wie in Abbildung 33 entsteht.

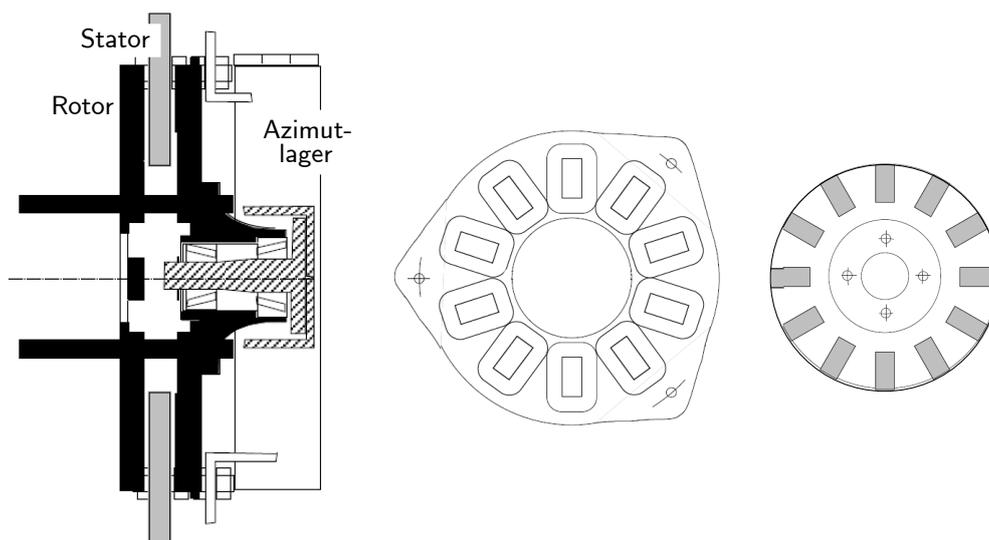


Abbildung 32: Aufbau eines Scheibenläufer-Generators. *Links:* Längsschnitt. *Mitte:* Eisenlose Statorplatte mit rechteckförmigen Spulen. *Rechts:* Rotorplatte aus Stahlblech mit aufgeklebten Permanentmagneten. [40, S. 15]

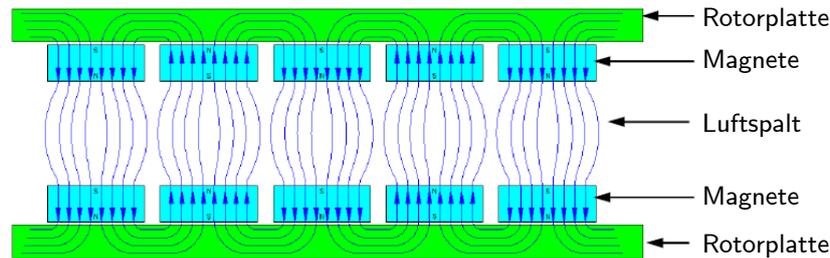


Abbildung 33: Skizziertem Feldbild im Luftspalt des Scheibenläufers (Statorwicklung nicht eingezeichnet). [17, S. 4]

Der Grund für den Einsatz des Scheibenläufers bei den Kleinwindkraftanlagen liegt in erster Linie darin, dass es wegen des eisenfreien Stators zu keinem magnetischen „Kleben“ des Rotors durch magnetische Vorzugsrichtungen (Reluktanzmomente) kommt. Das Fehlen dieser Rastmomente erlaubt einen ganz besonders leichten Anlauf, was auch die Nutzung niedrigster Windgeschwindigkeiten (ab etwa 2 m/s [24, S. 66]) ermöglicht.<sup>11</sup> Da aber der Energieinhalt des Windes bei geringen Windgeschwindigkeiten ohnehin sehr gering ist, muss sich der Konstrukteur die Frage stellen, ob sich der höhere Aufwand für den Scheibengenerator lohnt. Bei Großanlagen wird jedenfalls ein Betrieb bei der technisch niedrigst möglichen Windgeschwindigkeit gezielt vermieden, um eine unnötige Belastung der mechanischen Komponenten durch ständiges An- und Abfahren (bei vergleichsweise nur geringem Ertrag) zu vermeiden [25, S. 205, S. 593]. Weitere Vorteile des Scheibenläufers, die sich durch das Fehlen der Rastmomente ergeben, sind die Schonung des mechanischen Triebstrangs (das pulsierende Rastmoment regt ansonsten Schwingungen an) und geringere Geräuscentwicklung. Scheibengeneratoren sind bei Bastleranlagen sehr beliebt, es gibt mittlerweile aber auch einige kommerzielle Anlagen, die damit ausgestattet sind [24, S. 109ff].

### 3.2.4 Asynchronmaschine

Die Asynchronmaschine (ASM) findet bei Klein- und Großanlagen breite Anwendung, sowohl bei Insel- als auch bei netzgekoppeltem Betrieb, wobei zur Erfüllung der unterschiedlichen Anforderungen verschiedene Bauformen eingesetzt werden.

**Direkt netzgekoppelter Betrieb.** Einer der Hauptgründe für die Verwendung der Asynchronmaschine als Generator bei Windkraftanlagen liegt darin, dass auch ein direkt

<sup>11</sup>Die Einschaltgeschwindigkeit alleine sagt allerdings noch nichts über die Qualität einer Windkraftanlage aus. Ein früher Anlauf lässt sich auch bei noch so schwergängigen Generatoren durch entsprechend große Auslegung des Windturbinenrotors erreichen. Der Generator wird dann aber im Vergleich zur Windturbine stark unterdimensioniert sein.

netzgekoppelter Betrieb ohne Umrichter möglich ist – im Gegensatz zur Synchronmaschine. Durch den Schlupf kann die Rotordrehzahl auch bei fixer Speisefrequenz in einem kleinen Bereich variieren, was zwar keine genaue Anpassung an die aerodynamischen Drehzahlvorgaben durch die Windturbine erlaubt, aber ein verbessertes Schwingungsverhalten und eine Entlastung des mechanischen Triebstranges von dynamischen Stossbelastungen bewirkt [25, S. 364]. Voraussetzung dafür ist ein hinreichend großer Schlupfbereich, der aber durch verschiedene Verfahren (z.B. Steuerung des Rotorwiderstandes mit Hilfe eines Schleifringläufers) verändert werden kann. Weiters erlaubt die annähernd konstante Drehzahl die einfache Anwendung des passiven Stalls zur aerodynamischen Leistungsregelung.

Um eine bessere Anpassung der Generator Drehzahl an die kubische Idealkennlinie der Windturbine (vgl. Abschnitt 3.3) zu ermöglichen, kann man Systeme mit Drehzahlstufen vorsehen. Dazu gibt es zwei Lösungsmöglichkeiten:

- *Doppelgenerator*: Im Maschinenhaus werden zwei Generatoren untergebracht, die bei unterschiedlichen Drehzahlen betrieben werden. Bei niedrigen Windgeschwindigkeiten wird die Maschine mit niedrigerer Drehzahl betrieben, die außerdem eine kleinere Nennleistung hat. Steigt die Windgeschwindigkeit, wird bei Erreichen einer bestimmten Schwelle auf die größere, schneller drehende Maschine umgeschaltet. Als zusätzlicher Vorteil ergibt sich ein höherer Wirkungsgrad, da die kleinere Maschine mit ihrer Nennleistung besser angepasst ist (weniger Teillastbetrieb), und weil so auch der Blindleistungsbedarf sinkt.
- *Polumschaltbarer Generator*: Es kommt ein Generator zum Einsatz, der zwei Ständerwicklungen mit unterschiedlicher Polpaarzahl  $p$  besitzt, z.B. 4 und 6, oder 6 und 8. Da die mechanische Drehzahl  $n$  mit der elektrischen Frequenz  $f$  über  $n = f/p$  zusammenhängt (Schlupf vernachlässigt), ergeben sich zwei verschiedene Nenndrehzahlen. Die in Abschnitt 2.3.3 erwähnte Anlage Easywind 6 AC besitzt einen derartigen Generator.

Abgesehen von anderen Nachteilen ist der Aufwand für zwei Generatoren samt speziellem Getriebe bzw. für einen teuren Spezialgenerator beträchtlich, sodass diese Lösung bei modernen Anlagen nur mehr selten gewählt wird. [25, S. 372ff]

**Doppelt gespeiste Asynchronmaschine.** Die Asynchronmaschine lässt sich natürlich genauso wie die Synchronmaschine mit Hilfe eines Umrichters drehzahlvariabel betreiben. Es ist dann die Ausführung als Kurzschlussläufer möglich, der sehr kostengünstig hergestellt werden kann. Einige Hersteller großer Anlagen setzen auf dieses Konzept.

Die größte Bedeutung auf dem Gebiet der Großanlagen hat die Asynchronmaschine jedoch in einer Sonderbauform, der sogenannten doppelt gespeisten Asynchronmaschine, erlangt.

Zwei Drittel der installierten Neuanlagen besitzen einen derartigen Generator [64]. Die Grundidee ist dabei folgende: Der Rotor wird als Schleifringläufer ausgeführt und von einem Umrichter aus dem Netz mit Wechselspannung variabler Frequenz und Amplitude gespeist, der Ständer wie gewöhnlich an die frequenzkonstante Netzspannung angeschlossen. Da sich die mechanische Drehzahl  $n$  aus der Frequenz von Stator- ( $f_1$ ) und Rotorstrom ( $f_2$ ) gemäß  $n = \frac{f_1 - f_2}{p}$  (Polpaarzahl  $p$ ) zusammensetzt, lässt sich bei festem  $f_1$  durch Variation von  $f_2$  die Drehzahl  $n$  einstellen. Was die mechanische Leistung ( $P_{\text{mech}}$ ) und die Leistungen von Ständer ( $P_1$ ) und Läufer ( $P_2 = sP_1$ ,  $s$  ist der Schlupf) angeht, so gilt  $P_1 = P_{\text{mech}} + P_2$ . Da ja nur  $P_2$  über den rotorseitigen Umrichter geführt werden muss, bedeutet dies, dass der Umrichter viel kleiner als bei einer konventionell betriebenen Asynchronmaschine ausfallen kann (sogenannter Teilumrichter), sofern der Schlupf  $s$  nicht zu groß wird. Als weiterer entscheidender Vorteil ergibt sich, dass auch die Amplitude des Läuferstroms eingestellt werden kann, womit zusätzlich eine Regelung der Blindleistung ermöglicht wird. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die doppelt gespeiste Asynchronmaschine die Vorteile von Synchron- und Asynchronmaschine vereint [64]. Bei Kleinwindkraftanlagen findet die doppelt gespeiste Asynchronmaschine keine Anwendung, jedenfalls wurde im Zuge der Recherchen keine derartige Anlage gefunden. Der Grund liegt vermutlich in dem relativ aufwendigen Konzept (teurer Schleifringläufer, aufwendige Steuerung), und darin, dass die Vorteile (Blindleistungsregelung, Teilumrichter) bei Kleinwindkraftanlagen kaum benötigt werden.

**Inselbetrieb.** Die Asynchronmaschine kann auch im Inselbetrieb, also ohne Netzkopplung, eingesetzt werden. Da dann kein von außen vorgegebenes Drehstromnetz vorliegt, gibt es von vornherein kein Statorfeld, und es stellt sich die Frage, wie der für einen Betrieb notwendige Rotorfluss erzeugt werden soll. Die Antwort liegt im praktisch immer<sup>12</sup> vorhandenen Restmagnetismus des Rotoreisens, der bei Drehung in der Statorwicklung ein schwaches Drehspannungssystem aufbaut. Wie im Motorbetrieb auch, wird aber zur Erregung des eigentlichen Rotorflusses Blindleistung benötigt, die die Maschine nicht selbst zur Verfügung stellen kann. Bei ohmscher oder induktiver Last sind daher zur Blindleistungsversorgung Kondensatoren nötig, die zur Statorwicklung parallel geschaltet werden. Man spricht dann von der kondensatorerregten oder selbsterregten Asynchronmaschine (im Gegensatz zur netzterregten). Problematisch ist, dass der Magnetisierungsblindleistungsbedarf nicht konstant, sondern last- und drehzahlabhängig ist (Man denke an das Kreisdiagramm der Asynchronmaschine!). Als Lösung kommen stufenweise verstellbare Kondensatoren zum Einsatz, oder eine kleine, mitlaufende Synchronmaschine wird als Phasenschieber betrieben und liefert den notwendigen Blindstrom [63]. Auf Grund der notwendigen, aufwendigen Regelung der Blindleistung findet die Asynchronmaschine im Inselbetrieb nur

---

<sup>12</sup>Besteht keine Remanenz, muss das Rotoreisen durch Gleichstrom elektrisch vormagnetisiert werden.

selten Verwendung.

### 3.2.5 Zusammenfassung

Tabelle 6 fasst nocheinmal die Anwendungsmöglichkeiten der verschiedenen Generatorkonzepte zusammen.

	Großanlagen	Kleinanlagen	
		Netzeinspeisung	Inselbetrieb
Gleichstrommaschine	○	○	○
fremderregte SM ohne Umrichter	×	×	○
fremderregte SM mit Umrichter	●	○	○
PSM ohne Umrichter	×	×	●
PSM mit Umrichter	●	●	●
ASM ohne Umrichter	○	○	○
ASM mit Drehzahlstufung	○	●	○
doppelt gespeiste ASM	●	○	○
ASM mit Umrichter	●	○	○

*Tabelle 6:* Übersicht über die Verwendung von Generatorkonzepten bei Windkraftanlagen. Es bedeuten: ● übliche Verwendung  
○ Verwendung möglich, aber technisch aufwendig oder unüblich  
× Verwendung technisch praktisch nicht möglich

## 3.3 Lastanpassung

Das regelungstechnische Zusammenspiel der einzelnen Komponenten einer Kleinwindkraftanlage hinsichtlich der optimalen Leistungsausbeute ist eines der komplexesten Probleme bei der Anlagenkonzeption. Die damit im Zusammenhang stehenden Problemkreise sollen im Folgenden beleuchtet werden.

### 3.3.1 Mechanische Lastanpassung

Die vom Wind dargebotene Leistung  $P_w$  beträgt bekanntlich

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v_w^3$$

mit der Luftdichte  $\rho$ , der Strömungs-Querschnittsfläche  $A$  (vom Rotor überstrichene Fläche) und der Windgeschwindigkeit  $v_w$ . Vom Rotor der Windkraftanlage kann davon die mechanische Leistung

$$P_m = c_p P_w = \frac{1}{2} \rho c_p A v_w^3$$

genutzt werden, wobei  $c_p$  der Betzsche Leistungsbeiwert des Rotors ist. Gemäß der Betzschen Impulstheorie kann  $c_p$  im besten Fall einen Maximalwert von  $16/27 \approx 0,593$  annehmen, es können also höchstens knapp 60% der im Wind enthaltenen Energie genutzt werden. Der Leistungsbeiwert  $c_p$  ist allerdings keine Konstante, sondern hängt in erster Linie von der Schnelllaufzahl  $\lambda = v_R/v_w$ , also dem Verhältnis zwischen tangentialer Blattspitzengeschwindigkeit  $v_R$  und Windgeschwindigkeit, ab. Abbildung 34 zeigt einen typischen Verlauf des Leistungsbeiwertes in Abhängigkeit von der Schnelllaufzahl für einen 3-Blatt-Horizontalachsenrotor. Der maximale Leistungsbeiwert  $c_{p,\max}$  wird nur bei der optimalen Schnelllaufzahl  $\lambda_{\text{opt}}$  erreicht, die auch Auslegungsschnelllaufzahl heißt und hier bei  $\lambda_{\text{opt}} = 8$  liegt. Damit wird klar, dass die Ernte der im Wind enthaltenen Energie nicht „automatisch“ erfolgt. Vielmehr muss für eine optimale Energieausbeute die Rotordrehzahl ständig an die augenblickliche Windgeschwindigkeit angepasst werden, um  $\lambda$  möglichst auf  $\lambda_{\text{opt}}$  zu halten. Wegen  $v_R = D\pi n$  (Rotordurchmesser  $D$ , Rotordrehzahl  $n$ ) beträgt für eine gegebene Windgeschwindigkeit  $v_w$  die optimale Rotordrehzahl dann

$$n_{\text{opt}} = \frac{\lambda_{\text{opt}} v_w}{D\pi} .$$

Die Kennlinie in Abbildung 34 hat den Vorteil, dass sie unabhängig von der Windgeschwindigkeit ist, sie ist aber nicht sehr anschaulich. Interessanter ist die Darstellung der mechanischen Rotorleistung in Abhängigkeit von der Rotordrehzahl bei einer festen Windgeschwindigkeit, was durch Einsetzen in

$$P_m = \frac{1}{2} \rho c_p A v_w^3 \quad \text{mit} \quad v_w = \text{const.}, \quad c_p = c_p(\lambda)$$

erfolgen kann. Die dafür notwendigen Werte von  $c_p$  erhält man durch Ablesen aus der Kennlinie in Abbildung 34 mit  $\lambda = D\pi n/v_w$ . Führt man dies für verschiedene Werte der Windgeschwindigkeit durch, ergibt sich das Leistungs-Drehzahl-Kennfeld, Abbildung 35.

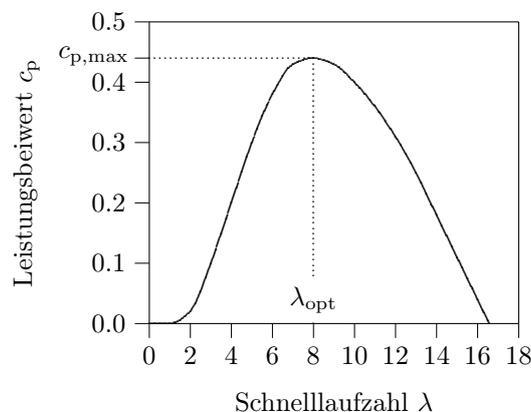


Abbildung 34: Kennlinie des Leistungsbeiwerts über der Schnelllaufzahl eines typischen Horizontalachsenrotors mit 3 Rotorblättern. (Selbst angefertigt nach [26, S. 39])

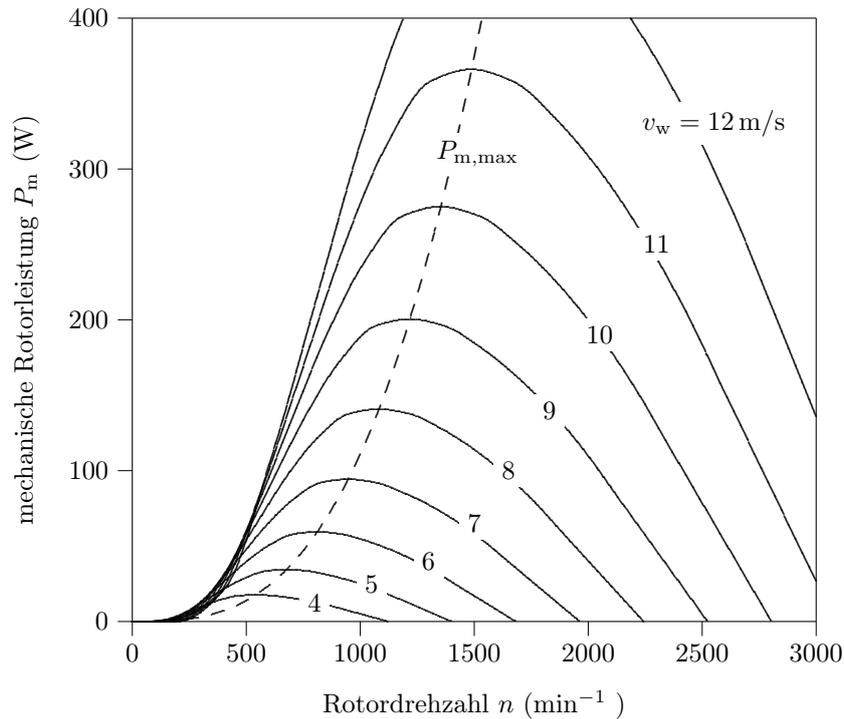


Abbildung 35: Leistungs-Drehzahl-Kennfeld einer Kleinwindkraftanlage mit einer Rotorfläche von  $A = 1 \text{ m}^2$  und der Rotorkennlinie entsprechend Abbildung 34. Parameter ist die Windgeschwindigkeit. Zusätzlich strichliert eingetragen ist die Kurve maximaler Leistung, die sich bei  $c_p = c_{p,\max}$  ergibt.

Als Rotordurchmesser wurde hier  $D = 1,128 \text{ m}$  entsprechend einer Rotorfläche von  $A = 1 \text{ m}^2$  gewählt, um auch gleich anschauliche Werte der in einem Quadratmeter enthaltenen Windleistung zu zeigen. Zu beachten ist übrigens, dass bei größeren Rotordurchmessern nicht nur die Leistungen anwachsen, sondern auch die Drehzahlen wegen  $n \sim 1/D$  sinken.

Wie man sieht, gibt es zu jeder Windgeschwindigkeit eine optimale Rotordrehzahl, bei der die Leistung maximal wird. Schafft man es nun, durch geeignete Belastung des Rotors stets  $\lambda = \lambda_{\text{opt}} = \text{const.}$  zu halten, so ist auch stets  $c_p = c_{p,\max} = \text{const.}$  Damit kann man sofort zu jeder Drehzahl  $n$  über  $v_w = D\pi n/\lambda_{\text{opt}}$  die maximale Rotorleistung angeben,

$$P_{m,\max} = \frac{1}{2} \rho c_{p,\max} A \left( \frac{D\pi n}{\lambda_{\text{opt}}} \right)^3 .$$

Diese Kurve maximaler Leistung ist daher – wie das Winddargebot – eine Funktion der dritten Potenz der Drehzahl und wurde strichliert ebenfalls in Abbildung 35 eingetragen. Dieses Ergebnis ist bemerkenswert: Es existiert also zu jedem Wert der Rotordrehzahl ein *eindeutiges* Optimum der Rotorleistung. Um das Maximum an Leistung aus dem Winddargebot herauszuholen, muss man „nur“ dafür sorgen, dass durch eine passende Belastung des Rotors die zur momentanen Drehzahl gehörige Leistung entsprechend der strichlierten

Kennlinie entnommen wird – eine Kenntnis der augenblicklichen Windgeschwindigkeit ist dafür nicht unbedingt notwendig!

Die Frage ist nun, wie die Steuerung der an den Rotor angeschlossenen Lastmaschine erfolgen soll, um den Arbeitspunkt stets in diesem Optimum zu halten. Der einfachste Fall sei gleich vorweggenommen: Wenn die Lastmaschine eine Kennlinie hat, die ebenfalls eine Potenzfunktion dritter Ordnung ist, ist eine Anpassung ohne großen Aufwand möglich. Dies ist beispielsweise bei bestimmten Pumpen (Kreiselpumpen) und bei der Wasserwirbelbremse der Fall. Die Lastmaschine hat dann eine Kennlinie der Form

$$P_L = c_1 n^3$$

mit einer Konstanten  $c_1$ , die unter anderem von der Größe der Maschine abhängig ist. Durch geeignete Wahl von  $c_1$  (also Wahl einer Maschine mit passender Größe) kann eine (theoretisch) perfekte Übereinstimmung  $P_L(n) = P_{m,\max}(n)$  erreicht werden, womit sich ohne weitere regelungstechnische Maßnahmen immer der optimale Arbeitspunkt einstellt.

Diese glücklichen Fälle sind die Ausnahme. Bei Verwendung eines elektrischen Generators als Lastmaschine ist die Lastanpassung wesentlich komplizierter. Auf sie wird in den folgenden Abschnitten eingegangen.

### 3.3.2 Maximum Power Point Tracking

Für den allgemeinen Fall, dass die an den Rotor der Windkraftanlage angekoppelte Lastmaschine eine Leistungskennlinie hat, die von vornherein nicht mit der Kurve maximaler Leistung des Rotors übereinstimmt, müssen entsprechende Regelungsverfahren eingesetzt werden, um trotzdem einen Betrieb in einem möglichst optimalen Arbeitspunkt zu gewährleisten. Solche Optimierungsalgorithmen werden für gewöhnlich als Maximum Power Point Tracking (MPPT) bezeichnet und finden unter anderem auch in der Photovoltaik eine breite Anwendung. Für die Leistungsanpassung bei Kleinwindkraftanlagen existieren im Wesentlichen drei Verfahren, die im folgenden beschrieben werden. Voraussetzung zur Anwendung dieser Verfahren ist der Einsatz moderner Leistungselektronik mit Mikrocontroller-Steuerung, die die Einstellung (nahezu) beliebiger Drehmomente am Generator erlaubt, beispielsweise durch den Einsatz eines gesteuerten Gleichrichters mit einstellbarem Tastverhältnis. Die folgenden Ausführungen stützen sich hauptsächlich auf eine Arbeit von Gary Moor und Johan Beukes [36].

**Iteratives MPPT.** Grundgedanke des ersten Verfahrens ist die schrittweise Optimierung des Arbeitspunktes durch Ausprobieren. Zu einem Zeitpunkt  $t_n$  liefere der Generator eine Leistung  $P_n$  bei einem Drehmoment  $M_n$ . Im darauffolgenden Zeitpunkt  $t_{n+1}$  wird nun

das Lastmoment des Generators durch entsprechende Ansteuerung der Leistungselektronik erhöht, also  $M_{n+1} > M_n$ . Durch eine Strom- und Spannungsmessung wird die sich nun einstellende Leistung  $P_{n+1}$  gemessen. Ist  $P_{n+1} > P_n$ , so war die Erhöhung des Lastmomentes ein Schritt in die richtige Richtung, und zum Zeitpunkt  $t_{n+2}$  wird erneut versucht, das Lastmoment und damit die Leistung zu steigern. Ist hingegen nun  $P_{n+1} < P_n$ , so bedeutet dies eine Entfernung vom optimalen Arbeitspunkt; es wird daher zum Zeitpunkt  $t_{n+2}$  eine Verringerung des Lastmomentes vorgenommen. Eine Variation des Verfahrens besteht in Form einer Anpassung der Schrittweite: Ist die erreichte Leistungsänderung groß, wird für den nächsten Schritt eine starke Änderung des Lastmomentes eingestellt, ist sie klein, wird das Lastmoment nur geringfügig geändert, weil davon ausgegangen werden kann, dass das Leistungsoptimum nahezu erreicht ist.

Ein großer Vorteil des Verfahrens liegt darin, dass keinerlei Kenntnisse über die Windturbine vorliegen müssen. Das System sucht sich selbstständig immer das Optimum, es kann praktisch jede Windturbine ohne Voreinstellungen angeschlossen werden, was zu einer komfortablen Plug & Play-Funktionalität für den Anwender führt.

Hat sich das Verfahren in der Photovoltaik auch sehr bewährt, gibt es bei der praktischen Anwendung in der Windkraft Probleme durch die sich sehr schnell ändernde Windgeschwindigkeit. Nach der sprunghaften Änderung des Lastmomentes braucht das relativ träge dynamische System Wind-Rotor-Generator Zeit, um einen stationären Betriebspunkt einzunehmen. Die Annäherung an das Optimum in vielen kleinen Schritten braucht dann in Summe viel Zeit, während der sich die Windgeschwindigkeit wieder vollkommen geändert haben kann. Damit hinkt die Regelung immer etwas nach. In jedem Fall sind MPPT-Regler aus dem Photovoltaik-Bereich für die direkte Verwendung in der Windkrafttechnik ungeeignet, weil die Zeitkonstanten ganz andere sind.

**MPPT mit Anemometer.** Das zweite Verfahren macht von einem Anemometer zur Messung der augenblicklichen Windgeschwindigkeit Gebrauch. Ist der maximale Leistungsbeiwert  $c_{p,\max}$  der Anlage bekannt, so kann sofort über

$$P_{m,\max} = \frac{1}{2} \rho c_{p,\max} A v_w^3$$

die maximal notwendige Generatorleistung berechnet und das dafür notwendige Drehmoment

$$M_{\text{opt}} = \frac{P_{m,\max}}{n}$$

durch passende Belastung des Generators eingestellt werden. Die Notwendigkeit der Kenntnis des maximalen Leistungsbeiwertes ist problematisch, weil die Anlagenhersteller diesen

Wert mitunter nicht genau kennen oder herausgeben wollen. Durch Verschmutzung und Abnutzung der Rotorblätter kann es im Laufe der Zeit auch zu einer Änderung von  $c_{p,\max}$  kommen. Weiters muss zur Berechnung von  $P_{m,\max}$  der genaue Wert der Luftdichte  $\rho$  bekannt sein, der sich aber mit der Aufstellungshöhe der Anlage und dem Wetter ändert.

Eine Verbesserung des Verfahrens kann diese Probleme umgehen: Mit Hilfe des iterativen MPPT-Verfahrens und einer selbstlernenden Regelung werden zu Anfang die bei jeder Windgeschwindigkeit möglichen Leistungen ermittelt. Nach Abschluss des Lernprozesses und Abspeicherung der so gewonnenen Kennlinie kann zu jeder Windgeschwindigkeit sofort die passende Leistung angegeben werden, was ein Nachhinken der Regelung wie beim iterativen MPPT verhindert. Ein gelegentliches Wiederholen des Lernprozesses sorgt für den richtigen Arbeitspunkt auch bei Änderung von Systemparametern durch Umwelteinflüsse (Verschmutzung, Luftdichte, usw.).

Schließlich sei auch noch auf die Problematik der richtigen Aufstellung des Anemometers hingewiesen: Für eine genaue Messung der Windgeschwindigkeit sollte das Anemometer in der gleichen Höhe angebracht werden wie die Windturbine. Meistens wird es dann am Maschinengehäuse der Windkraftanlage montiert. Dort ist aber die Windströmung durch die Leistungsentnahme des Rotors und die aerodynamische Form des Maschinengehäuses bereits wesentlich beeinflusst, sodass eine genaue Messung der Windgeschwindigkeit kaum möglich ist. Das Problem ist auch bei Großanlagen bekannt und wird in [25, S. 399ff] näher erläutert. Zu den Nachteilen kommen noch die Kosten und die notwendige Wartung des Anemometers hinzu.

**MPPT ohne Anemometer.** Wie schon in Abschnitt 3.3.1 gezeigt, gibt es einen eindeutigen Zusammenhang zwischen der Rotordrehzahl und der maximalen Leistung. Diesen Umstand macht sich das dritte Verfahren zu Nutze, um auf ein Anemometer vollständig zu verzichten. Der augenblickliche Systemzustand wird ausschließlich aus den elektrischen Größen des Generators gewonnen, es ist aber wieder die Kenntnis von Systemparametern notwendig. Neben der Luftdichte  $\rho$  und dem maximalen Leistungsbeiwert  $c_{p,\max}$  – wie beim verbesserten MPPT-Verfahren mit Anemometer – muss nun auch die Auslegungsschnelllaufzahl  $\lambda_{\text{opt}}$  bekannt sein, denn nur dann kann in die Gleichung

$$P_{m,\max} = \frac{1}{2} \rho c_{p,\max} A \left( \frac{D\pi n}{\lambda_{\text{opt}}} \right)^3$$

zur Bestimmung der idealen Generatorleistung eingesetzt werden. Die Momentanleistung kann aus Spannung und Stromstärke am Generator, die Drehzahl aus der Frequenz der Generatorspannung<sup>13</sup> bestimmt werden. Stimmt die Generatorleistung mit der für die

---

<sup>13</sup>Eine Polpaarzahl ungleich 1 und ein eventuell vorhandenes Getriebe sind zu berücksichtigen!

jeweilige Frequenz berechneten nicht überein, muss wieder eine Anpassung durch Änderung des Generatormomentes (Stromänderung) erfolgen.

Im folgenden Abschnitt 3.3.3 wird gezeigt werden, dass es nicht nur einen eindeutigen Zusammenhang zwischen Rotordrehzahl und maximaler Leistung gibt, sondern auch zwischen der Ausgangsspannung des Generators und dem Ausgangsstrom. Zur Herleitung dieser Kennlinie ist nun aber die Kenntnis von noch mehr Systemparametern notwendig, nämlich den Eigenschaften des Generators. In der Praxis erfolgt die Bestimmung dieser Kennlinie am besten durch Ausmessung im Windkanal, was aber entsprechend aufwendig ist. Kennt man allerdings diese Strom-Spannungs-Kennlinie, so bildet sie die Grundlage für ein anemometerloses MPPT-Verfahren, das von Netzeinspeisewechselrichtern häufig angewandt wird. Für einen optimalen Betrieb muss dann zur jeweiligen Ausgangsspannung des Generators nur der passende Strom eingestellt werden, was den gesamten MPPT-Algorithmus auf eine Spannungsmessung und eine Stromregelung beschränkt. In Abschnitt 3.4 wird näher darauf eingegangen.

### **3.3.3 Lastanpassung ohne MPPT-Verfahren**

Die Anwendung der im vorigen Abschnitt vorgestellten MPPT-Verfahren ist für die Netzeinspeisung mittels Einspeisewechselrichters bei Groß- und Kleinanlagen unbedingt notwendig, auch Laderegler zur Batterieladung oder Steuergeräte für die Heizungsunterstützung mit Windkraft können prinzipiell damit ausgestattet werden. Bei den einfachen Systemkonzepten für Batterieladung und Heizungsunterstützung wird aber die Last (Akkusatz bzw. Heizstäbe) in der Regel mehr oder weniger direkt, also ohne leistungselektronischen Wandler, an den Generator angeschlossen, was die Frage aufwirft, wie hier die richtige Lastanpassung vorgenommen werden kann. Letzten Endes ist ja nicht der Generator die Last für den Windturbinenrotor, sondern der an den Generatorausgang angeschlossene Verbraucher. Für passive elektrische Lasten, wie es Akkumulator und Heizstab ja sind, kommt es eigentlich nur auf die Strom-Spannungskennlinie am Ausgang des Generators an, sodass die Frage genau genommen lauten muss: Gibt es einen eindeutigen Zusammenhang zwischen der Generator-Klemmenspannung und dem Strom bei durch die Windturbine vorgegebener maximaler Leistung und dazupassender optimaler Drehzahl? Der maschinentheoretische Themenkreis, der hiermit berührt wird, ist der Inselbetrieb der (permanentmagneterregten) Synchronmaschine<sup>14</sup>, zu dem sich Erläuterungen in allen einschlägigen Lehrbüchern des Elektromaschinenbaus finden. Dabei wird allerdings meist von dem üblichen Fall des Betriebs mit konstanter Drehzahl ausgegangen, wie er beispielsweise bei Antrieb durch einen Dieselgenerator vorkommt. Bei Anwendung im Bereich der

---

<sup>14</sup>Die Asynchronmaschine kommt bei Kleinwindkraftanlagen im Inselbetrieb kaum zur Anwendung (vgl. Abschnitt 3.2.4), weshalb auf die hier bei einer Asynchronmaschine herrschenden Verhältnisse an dieser Stelle nicht näher eingegangen wird.

Windkraftanlagen variiert zusätzlich die Drehzahl in einem großen Bereich, wodurch die Verhältnisse komplizierter sind, was im Folgenden kurz beschrieben werden soll.

**Herleitung der idealen Lastkennlinie** Für eine Erläuterung der grundlegenden Zusammenhänge wird von einem stark vereinfachten Modell der Synchronmaschine ausgegangen, lediglich bestehend aus der von der Drehzahl abhängigen Polradspannung  $U_p$  und der synchronen Reaktanz  $X_s$ . Die (ohnehin meist sehr kleinen) ohmschen Widerstände der Wicklungen und eine allfällige Achsigkeit der Maschine (Unterscheidung von Längs- und Querachse) bleiben unberücksichtigt. Damit erhält man ein Ersatzschaltbild gemäß Abbildung 36 links.

Die Synchronmaschine soll nun mit einer rein ohmschen Last belastet werden, wie das bei der Anwendung als Heizmühle oder zur Warmwassergewinnung der Fall ist. Statorstrom  $I_1$  und Statorspannung  $U_1$  sind damit in Phase, und die komplexen Spannungszeiger  $\underline{U}_p$ ,  $\underline{U}_1$  sowie der Spannungsabfall an der Synchronreaktanz  $jX_s I_1$  bilden ein rechtwinkeliges Dreieck (vgl. Abb. 36 rechts), weshalb gilt

$$U_1 = \sqrt{U_p^2 - (I_1 X_s)^2}.$$

Die Polradspannung  $U_p$  hängt über  $U_p = \Phi_0 n$  von der Drehzahl  $n$  der Maschine ab, wobei  $\Phi_0$  ein gewisser Verkettungsfluss ist, der von der Erregung, der Windungszahl und der Geometrie bestimmt wird. Handelt es sich um eine permanenterregte Maschine, was angenommen werden soll, so ist  $\Phi_0$  jedenfalls eine Konstante. Die Synchronreaktanz ist ebenfalls von der Drehzahl abhängig, und zwar  $X_s = 2\pi n L_s$ , wobei  $L_s$  die (konstante) Statorinduktivität ist. Setzt man diese Abhängigkeiten ein, erhält man

$$U_1 = n \sqrt{\Phi_0^2 - (I_1 2\pi L_s)^2}.$$

Diese Gleichung stellt damit die Strom-Spannungskennlinie einer (permanenterregten) Synchronmaschine im Inselbetrieb bei ohmscher Last dar; die Drehzahl  $n$  ist Parameter. Wenn

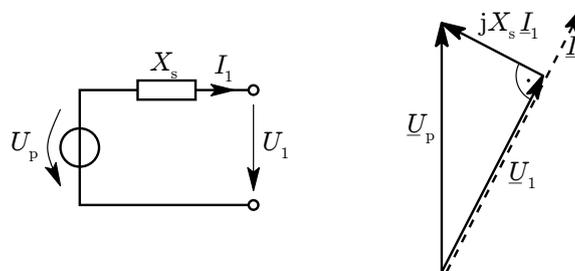


Abbildung 36: Stark vereinfachtes, einphasiges Ersatzschaltbild einer Synchronmaschine und zugehöriges Zeigerdiagramm für den Fall rein ohmscher Last ( $U_1$  und  $I_1$  in Phase,  $\cos \varphi = 1$ ).

auch die Maschinenparameter  $\Phi_0$  und  $L_s$  nicht bekannt sind, so ist trotzdem eine grafische Darstellung möglich, wenn sie in bezogener Form durchgeführt wird. Als Bezugswerte für Statorspannung und Statorstrom dienen dann z.B. die Nennspannung  $U_{1N}$  bzw. der Kurzschlussstrom  $I_k = U_{1N}/(2\pi n_0 L_s)$ . Das Ergebnis – ein Kreisbogen – bei einer bestimmten Drehzahl (hier der Nenndrehzahl  $n_0$ ) zeigt Abbildung 37.

Führt man diese grafische Auswertung bei verschiedenen Drehzahlen durch, so erhält man ein Kennlinienfeld gemäß Abbildung 38. Die Maximalwerte der Statorspannung ( $U_1$  bei  $I_1 = 0$ ) sinken wegen  $U_p \sim n$  bei kleinerer Drehzahl, die Maximalwerte des Stroms bleiben aber wegen  $I_{1,\max} = U_p/X_s = \Phi_0 n/(2\pi n L_s) = \text{const.}$  gleich, was zu dem dargestellten Aussehen des Kennlinienfeldes führt.

Für eine bestimmte Drehzahl stellt die zugehörige Kennlinie also die Gesamtheit aller möglicher Strom-Spannungs-Arbeitspunkte dar. Die Frage ist nun, welcher dieser möglichen Arbeitspunkte eingestellt werden soll (z.B. durch Wahl eines geeigneten Lastwiderstandes), um die maximale Leistung aus der Windturbine herauszuholen. Bekannt sind einerseits die elektrische Leistung

$$P_{el} = 3U_1 I_1$$

(3-phasige Maschine), wobei  $U_1$  und  $I_1$  eben über

$$U_1 = n\sqrt{\Phi_0^2 - (I_1 2\pi L_s)^2}$$

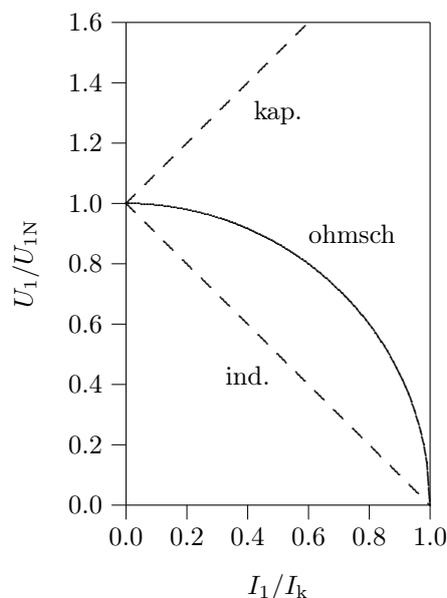


Abbildung 37: Strom-Spannungs-Kennlinie der Synchronmaschine im Inselbetrieb bei ohmscher Last und Nenndrehzahl. Zusätzlich strichliert eingezeichnet sind die Verläufe bei rein induktiver bzw. kapazitiver Last.

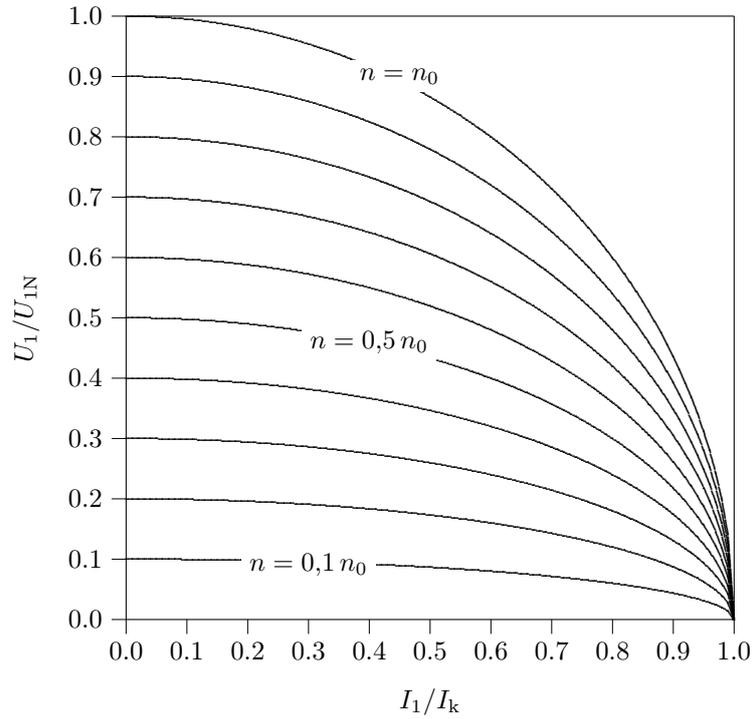


Abbildung 38: Kennlinienfeld bei ohmscher Last und verschiedenen Drehzahlen zwischen der Nenn-drehzahl  $n_0$  und  $0,1 n_0$ .

zusammenhängen, andererseits die mechanische Maximalleistung der Windturbine

$$P_{m,\max} = \frac{1}{2} \rho c_{p,\max} A \left( \frac{D\pi n}{\lambda_{\text{opt}}} \right)^3 = c_1 n^3 .$$

Hierbei wurde die Konstante  $c_1$  als Abkürzung für die Parameter der Windturbine eingeführt. Soll die Anlage nun im optimalen Arbeitspunkt betrieben werden, muss  $P_{\text{el}} = P_{m,\max}$  gelten, was also

$$3 U_1 I_1 = c_1 n^3$$

bedeutet. Setzt man dies in die Formel für die Kennlinie ein, um  $U_1$  zu eliminieren, erhält man

$$\frac{c_1 n^3}{3 I_1} = n \sqrt{\Phi_0^2 - 4 \pi^2 L_s^2 I_1^2} .$$

Nach ein paar Umformungen ergibt sich eine algebraische Gleichung vierter Ordnung für  $I_1$ ,

$$I_1^4 4 \pi^2 L_s^2 - I_1^2 \Phi_0^2 + n^4 \frac{c_1^2}{9} = 0 .$$

Vor deren Lösung wird die Gleichung noch normiert, um wieder eine von den konkreten Maschinenparametern unabhängige Darstellung zu ermöglichen. Es wird der bezogene Strom  $i_1 = I_1/I_k$  eingeführt, mit dem Bezugsstrom  $I_k = U_{1N}/(2\pi n_0 L_s)$ . Weiters wird die Größe des Nennflusses  $\Phi_0$  derart gewählt, dass sich bei Nenndrehzahl im Leerlauf gerade die Nennspannung ergibt, also  $\Phi_0 = U_{1N}/n_0$ . Die Gleichung lautet damit

$$i_1^4 - i_1^2 + \underbrace{\left[ \left( \frac{nn_0}{U_{1N}} \right)^2 \frac{c_1 2\pi L_s}{3} \right]^2}_A = 0,$$

wobei zur Abkürzung der Maschinenparameter die Konstante  $A$  eingeführt wurde. Von den 4 Lösungen

$$i_1 = \pm \sqrt{\frac{1}{2} \pm \sqrt{\frac{1}{4} - A}}$$

sind nur

$$i_1 = + \sqrt{\frac{1}{2} \pm \sqrt{\frac{1}{4} - A}}$$

reell und positiv, die somit die beiden physikalisch sinnvollen Lösungen darstellen ( $i_1$  bzw.  $I_1$  stellt den Betrag des Statorstromes dar!). Die Lösung bei größerem Strom  $i_1$  sollte wegen der höheren ohmschen Verluste (die bei den bisherigen Betrachtungen vernachlässigt wurden) vermieden werden, sodass die Lösung schließlich lautet:

$$i_1 = + \sqrt{\frac{1}{2} - \sqrt{\frac{1}{4} - A}}.$$

Zu einer gegebenen Drehzahl  $n$  wurde somit der optimale Strom  $i_1 = I_1/I_k$  gefunden. Die zugehörige Statorspannung lässt sich unmittelbar über

$$U_1 = \frac{P_{m,\max}}{3I_1} = \frac{c_1 n^3}{3I_1}$$

angeben, wodurch der zu einer gegebenen Drehzahl optimale Arbeitspunkt eindeutig bestimmt ist und durch passende Wahl der Last eingestellt werden kann.

Die eben skizzierte Berechnung des optimalen Arbeitspunktes lässt sich nun bei verschiedenen Drehzahlen durchführen. Man erhält damit jene Strom-Spannungs-Kennlinie, die die an den Generator angeschlossene Last idealerweise aufweisen müsste, um die Windturbine stets im Punkt optimaler Leistung zu betreiben. Das Ergebnis ist in Abbildung 39 zu sehen.

Es entstehen Kurven mit elliptischem Verlauf, wobei die genaue Form von den Maschinenparametern, also vom Wert von  $A$  abhängt. Es sind drei verschiedenen Fälle eingezeichnet. Die oberste Kurve gilt für relativ kleines  $A$  – es sind Arbeitspunkte bei Drehzahlen zwischen 0 und der Nenndrehzahl (oberste strichlierte Kurve) möglich. Die mittlere Kurve stellt nun den Grenzfall dar, dass nämlich  $A$  so groß ist, dass  $n_0$  gerade noch erreicht wird. Die unterste Kurve gilt für ein zu großes  $A$ , womit Arbeitspunkte bei Drehzahlen, die über etwa  $0,75 n_0$  liegen, nicht mehr erreicht werden können. Mathematisch spiegelt sich das darin wider, dass in der Lösungsformel  $(\frac{1}{4} - A)$  negativ wird und es somit keine reelle Wurzel mehr gibt. Physikalisch ist das anschaulich: Wenn die Auslegung von Windturbine und Synchronmaschine ungünstig ist, wird die von der Windturbine aufgenommene Leistung ab einer gewissen Drehzahl größer, als jene Leistung, die von der Synchronmaschine im besten Fall an die Last abgegeben werden kann. In diesem Fall kann eben nicht die maximal mögliche Leistung aus dem Wind entnommen werden. Man sieht also, dass es bei der Auslegung der Windkraftanlage auf die richtige Abstimmung von Turbine und Generator ankommt, wofür es durch geeignete Wahl der in  $A$  enthaltenen Größen viele Freiheitsgrade, wie beispielsweise die Nennspannung des Generators, gibt.

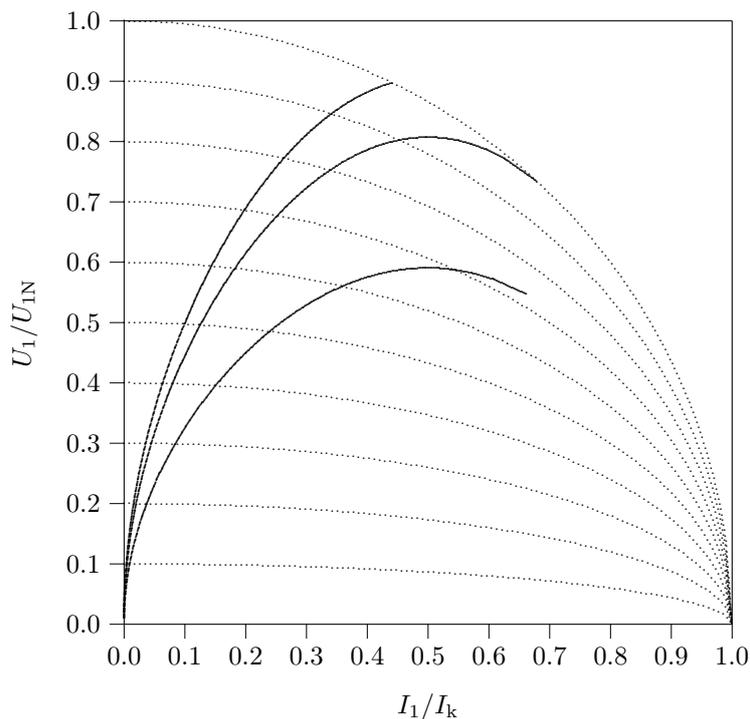


Abbildung 39: Strom-Spannungs-Kennlinien für ideale Lasten, um einen Betrieb bei maximaler Leistungsentnahme aus dem Wind sicherzustellen. Es sind drei verschiedenen Fälle eingezeichnet, die von der konkreten Auslegung der Windkraftanlage abhängen. Weiterhin punktiert eingetragen sind die Kennlinien der Synchronmaschine bei verschiedenen Drehzahlen.

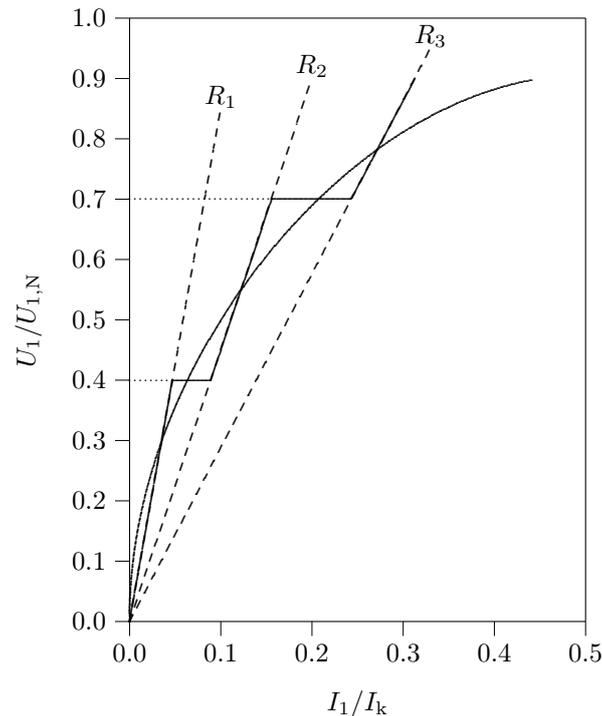


Abbildung 40: Mögliche stückweise Approximation der idealen Lastkennlinie durch lineare Kennlinien dreier ohmscher Widerstände.

**Anpassung ohmscher Lasten.** Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es eine eindeutige Strom-Spannungs-Kennlinie gibt, die eine an den Generator angeschlossene Last idealerweise aufweisen müsste, um einen Betrieb bei maximaler Leistungsaufnahme aus dem Wind einzustellen. Motivation für diese Untersuchung war die Fragestellung, wie denn nun eine ohmsche Last an den Generator idealerweise angepasst werden müsste. Eine passive ohmsche Last hat eine lineare Kennlinie, unterscheidet sich also wesentlich von der berechneten, ellipsenförmigen Kurve. Es ist daher nur eine stückweise Approximation mit unterschiedlichen Lastwiderständen möglich. Abbildung 40 zeigt eine derartige Lösung (für die oberste Kennlinie) mit drei verschiedenen Lastwiderständen, wobei  $R_1 > R_2 > R_3$ . Zur Steuerung genügen dann einfache Relais, die bei Überschreiten gewisser Spannungsschwellen (in Abbildung 40 bei  $0,4 U_{1N}$  bzw.  $0,7 U_{1N}$ ) den jeweils passenden Lastwiderstand an den Generator schalten. Durch geschickte Wahl der Widerstandswerte ließen sich durch Parallel- und Serienschaltungen beispielsweise mit lediglich 2 Heizspiralen 4 verschiedene Lastwiderstandswerte einstellen, was den Aufwand in Grenzen hält.

**Lastanpassung bei Batterieladern.** Die zweite Anwendung, bei der sich die Frage nach der optimalen Lastanpassung stellt, betrifft, wie erwähnt, den Betrieb als Batterielader. Das hergeleitete Strom-Spannungs-Kennlinienfeld der Synchronmaschine zusammen mit der Kurve idealer Last gilt natürlich auch hier, nur muss jetzt die Kennlinie des Ak-

kumulators in dieses Diagramm eingetragen werden. Die Verhältnisse sind nun nicht mehr so einfach, weil zwischen Synchronmaschine und Akkusatz ein Gleichrichter geschaltet ist. In der Regel handelt es sich dabei um einen ungesteuerten B6-Brückengleichrichter. Als Modell für den Akkumulator wird eine Konstantspannungsquelle  $U_B$  mit seriellem Innenwiderstand  $R_i$  verwendet, wobei letzterer genau genommen auch noch vom augenblicklichen Ladezustand abhängt. Für diese Systemkonfiguration ergibt sich damit ein Schaltbild entsprechend Abbildung 41.

Am Ausgang des Gleichrichters entsteht eine sechspulsige, pulsierende Gleichspannung, deren Spitzenwert  $\hat{U}_d = \sqrt{3}\sqrt{2}U_1$  ist, wenn  $U_1$  wieder den Effektivwert der Statorspannung des Generators bezeichnet. Ein Stromfluss in den Akkumulator ist nur dann möglich, wenn der Augenblickswert  $u_d$  der gleichgerichteten Spannung größer als die Batteriespannung ist. Die augenblickliche Stromstärke beträgt dann  $i_d = \frac{u_d - U_B}{R_i}$ , der Zeitverlauf ist pulsformig. [74, S. 143]

Die Situation ist etwas leichter zu behandeln, wenn eine relativ große Glättungsinduktivität  $L$  in den Stromweg geschaltet wird, wodurch der Strom auf der Gleichstromseite annähernd ideal geglättet wird – es gilt dann  $i_d \approx \text{const.} = I_d$ . Wie man zeigen kann, liegt dann an der Batterie der Mittelwert  $U_d$  der pulsierenden Gleichspannung  $u_d$  an, der im Fall des ungesteuerten B6-Gleichrichters  $U_d = U_1 \frac{3\sqrt{6}}{\pi}$  beträgt [74, S. 187]. Der nun konstante Gleichstrom beträgt dann  $I_d = \frac{U_d - U_B}{R_i}$  [74, S. 169]. Damit ist ein Eintragen der Akkumulatorkennlinie in das Kennlinienfeld möglich, wobei allerdings der Umrechnungsfaktor zwischen Gleichspannungs- und Wechselspannungsseite von  $\frac{3\sqrt{6}}{\pi}$  berücksichtigt werden muss. Eine solche mögliche Kennlinie ist in Abbildung 42 strichliert skizziert, wieder im Vergleich zur idealen Lastkennlinie. Die Steigung wird vom Wert von  $R_i$  bestimmt, der Ordinatenabschnitt von  $U_B$ . Das schlechte Zusammenpassen von tatsächlicher und idealer Lastkennlinie ist offensichtlich. Eine Verbesserung ließe sich erreichen, wenn das Übersetzungsverhältnis zwischen Gleichspannungs- und Wechselspannungsseite veränderbar gemacht werden könnte, beispielsweise durch einen Transformator. Steigt der Strom

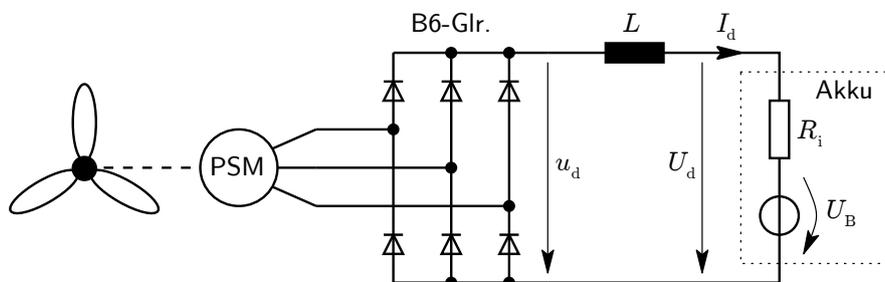


Abbildung 41: Schaltbild eines einfachen Systems zur Batterieladung, bestehend aus permanent-erregter Synchronmaschine (PSM), Brückengleichrichter, Glättungsinduktivität  $L$  und Akkumulator. Letzterer wird als Spannungsquelle  $U_B$  mit Innenwiderstand  $R_i$  modelliert.

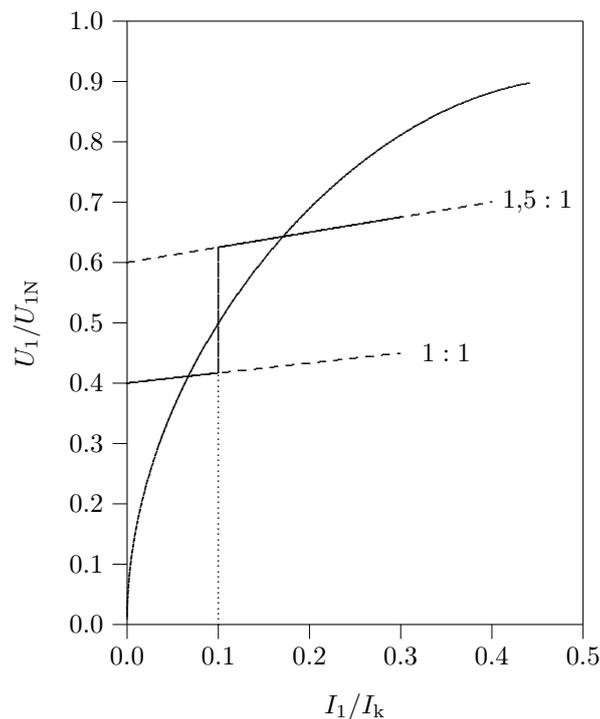


Abbildung 42: Akkumulator-Kennlinie im Vergleich zur idealen Lastkennlinie. Eine verbesserte Approximation kann durch eine geänderte Übersetzung (z.B. 1 : 1 und 1,5 : 1) zwischen Generator und Akkusatz erreicht werden (beispielsweise durch einen Transformator), was zu den beiden unterschiedlichen Kennlinien führt.

über einen Schwellenwert (hier z.B.  $0,1 I_k$ ), so kann wieder über ein Relais ein Transformator zwischengeschaltet werden, wodurch sich insgesamt die ausgezogene dargestellte Kennlinie ergibt. Zu beachten ist, dass der Transformator wegen der Drehzahlvariabilität für einen großen Frequenzbereich ausgelegt werden muss und außerdem zusätzliche Verluste bringt. Eine andere Lösungsmöglichkeit zur Anpassung des Übersetzungsverhältnisses wäre der Einsatz eines Gleichstromstellers am Ausgang des Gleichrichters. Durch den Einsatz einer solchen leistungselektronischen Schaltung verliert aber das Gesamtkonzept seine Einfachheit, weshalb man dann besser gleich auf einen intelligenten Laderegler zurückgreift, der eine der oben vorgestellten MPPT-Methoden implementiert.

An Hand der eben gemachten Ausführungen sollte gezeigt werden, dass es einerseits möglich ist, einfache Lasten mehr oder weniger direkt, also ohne aufwendige Steuerung, an einer Kleinwindkraftanlage zu betreiben, dass aber andererseits eine optimale Anpassung im Hinblick auf eine maximale Leistungsausbeute alles andere als trivial ist. In der Praxis wird dann meistens entweder die Lastanpassung empirisch vorgenommen (durch „Ausprobieren“), oder es wird überhaupt keine genaue Anpassung durchgeführt. Man schaut nur, dass Nennspannung von Generator und Akkusatz zusammenpassen, und hofft dann, dass sich das System schon irgendwie selber regelt. Geringe Erträge und Enttäuschungen der

Betreiber sind damit vorprogrammiert.

### 3.4 Netzeinspeisewechselrichter

Der Anwendung von Kleinwindkraftanlagen zur Einspeisung elektrischer Energie in das öffentliche Netz kommt wachsendes Interesse zu. Das zugehörige Systemkonzept wurde bereits in Abschnitt 2.5.5 vorgestellt. Dort wurde auch erwähnt, dass der dafür notwendige Kernbaustein der Netzeinspeisewechselrichter ist, der aber in der Praxis häufig alles andere als zufriedenstellend arbeitet. Auch wenn es angesichts unserer hochtechnisierten Welt kaum zu glauben ist, so gibt es am Markt doch tatsächlich bestenfalls eine Hand voll halbwegs brauchbarer Geräte. Dass die Netzeinspeisung vom Wind erzeugter elektrischer Energie über einen elektronischen Wechselrichter technisch problemlos machbar ist, beweisen die großen Windkraftanlagen, die fast alle über einen leistungselektronischen Umrichter Leistungen im Megawattbereich zuverlässig einspeisen. Offenbar ist der Markt für Kleinwindkraftanlagen zur Netzeinspeisung noch immer zu klein, sodass die Hersteller von (Solar-) Wechselrichtern die Investition in eine entsprechende Geräteentwicklung scheuen. Häufig fehlen auch Erfahrung und Problembewusstsein mit den Eigenheiten der Windkraftanlagen, wie Günther Hacker in seinem Buch *Wind ins Netz* [24] in einem haarsträubenden Erfahrungsbericht beweist. Frustriert von den vielen negativen Erlebnissen machte er sich zusammen mit einem Elektronik-Ingenieur (erfolgreich!) an die Entwicklung eines eigenen Netzeinspeisewechselrichters.

In den folgenden Abschnitten werden nun die Anforderungen erläutert, die an einen gut funktionierenden Netzeinspeisewechselrichter für Kleinwindkraftanlagen gestellt werden und die seine Konstruktion so schwierig machen.

#### 3.4.1 Ausgangsspannung

Der Wechselrichter muss eine Ausgangsspannung erzeugen, die in Amplitude, Frequenz und Phasenlage mit der Netzspannung übereinstimmt. Dies wird durch Ausführung als netzgeführte leistungselektronische Schaltung erreicht.

#### 3.4.2 Inselbildungsschutz (ENS)

Kleine dezentrale Energieerzeugungsanlagen, wie es Photovoltaik- oder Kleinwindkraftanlagen sind, benötigen bei Anschluss an das öffentliche Verteilungsnetz eine Einrichtung, die die Ausbildung eines Inselnetzes im Falle von Störungen der Netzspannung verhindern. Ein solcher Inselbildungsschutz wird meistens als „Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen“, kurz ENS, bezeichnet, in den neueren Ausgaben der Normen

wird der Begriff „Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz“ verwendet. Wird beispielsweise ein Orts-Teilnetz durch Öffnen eines Trenners vom Verbundnetz abgetrennt (z.B. für Wartungsarbeiten), so könnte es ohne eine ENS dazu kommen, dass die an das Ortsnetz angeschlossenen Kleinerzeugungsanlagen versuchen, das Netz aufrecht zu erhalten. Dies kann zu gefährlichen Situationen, beispielsweise zu einer Gefährdung von Monteuren des Verteilungsnetzbetreibers, führen. Aus diesem Grund verlangen die Verteilungsnetzbetreiber in der Regel, dass eine Erzeugungsanlage mit einer ENS ausgerüstet ist, die bei verdächtigen Netzzuständen den Wechselrichter selbsttätig vom Netz trennt. Die Überwachung der Netzspannung und Erkennung einer Störung in sämtlichen möglichen Netzkonfigurationen und Betriebssituationen<sup>15</sup> ist relativ aufwendig. Es müssen dazu unter anderem Spannung, Frequenz und Netzimpedanz überwacht werden, zusätzlich ist eine redundante Ausführung vorgeschrieben. [65]

Im täglichen Betrieb stellt sich die ENS häufig als Quelle für Störungen und unbefriedigenden Ertrag heraus. Zwei Probleme treten immer wieder auf: Zum einen benötigt die ENS nach dem Einschalten relativ lange, um die Netzsituation zu überprüfen, bevor sie den Wechselrichter zum Einspeisen ans Netz schaltet. Bei manchen Geräten kann das über eine Minute dauern, was sich im Zusammenspiel mit manchen Einrichtungen zur Drehzahlbegrenzung und mit Wechselrichtern ohne Stand-By-Betrieb (siehe weiter unten) als sehr ungünstig erweist und eine stetige Einspeisung verhindert. Das zweite Problem entsteht durch die offensichtlich sehr engen Toleranzbänder für zulässige Netzspannung und -impedanz, was dazu führt, dass bei zu langer Zuleitung bis zur ENS diese von einer fehlerhaften Netzsituation ausgeht und den Wechselrichter gar nicht erst ans Netz lässt. Diese Situation tritt entweder ein, wenn der Hausanschluss selbst am Ende einer langen Leitung des Ortsnetzes liegt (z.B. Stichleitung zu einer Siedlung im ländlichen Raum), oder wenn die ENS in den Wechselrichter integriert ist, und der Wechselrichter über eine lange Leitung an das Hausnetz angeschlossen ist, weil er möglichst nahe an der Windkraftanlage montiert wurde, beispielsweise am Dachboden oder in einem Schuppen. Ist die ENS nicht abtrennbar, so muss der ganze Wechselrichter eben verlegt, und die Leitung zwischen Windkraftanlage und Wechselrichter verlängert werden, was aber bei niedrigen Generator-Nennspannungen auf Grund der dann höheren Ströme teure Kabel mit größerem Kupferquerschnitt erfordert, um die Leitungsverluste in Grenzen zu halten. [24, S. 128ff]

---

<sup>15</sup>z.B. mehrere Erzeugungsanlagen mit zugehörigen ENS an einem Netz, die sich bei der Aussendung von Messimpulsen zur Impedanzmessung gegenseitig beeinflussen.

### 3.4.3 MPPT

Um eine maximale Ausbeute der Windenergie sicherzustellen, sollte der Wechselrichter zumindest einen der in Abschnitt 3.3.2 vorgestellten MPPT-Algorithmen implementieren. Wechselrichter für den Einsatz in der Photovoltaik verfügen in der Regel über ein iteratives MPPT, um den sich ändernden optimalen Betriebspunkt bei schwankender Sonneneinstrahlung einzunehmen. Es wäre nun falsch, anzunehmen, dass sich ein Solarwechselrichter damit automatisch für ein iteratives MPPT im Windkraftbereich eignete, was ja auf den ersten Blick denkbar wäre. Das Problem liegt in den verschiedenen Zeitkonstanten bei der Änderung des Dargebots: Die Stärke der Sonneneinstrahlung ändert sich im Minutenbereich, die Änderung der Windgeschwindigkeit durch Böen liegt im Sekunden- oder Zehntelsekundenbereich. Damit sind Solarwechselrichter in der Nachführung des optimalen Arbeitspunktes in der Regel viel zu langsam für die Anwendung in der Windkraft. Einige Hersteller von Solarwechselrichtern haben das Problem erkannt und bieten Geräte mit abschaltbarem (solarem, iterativen) MPPT an [24, S. 127ff]. Die Frage ist, wie *dann* der Arbeitspunkt eingestellt wird. Entweder erfolgt ein Festspannungsbetrieb, das heisst, der Wechselrichter hält die Generatorausgangsspannung durch entsprechende Stromentnahme konstant. Damit ist eine Energielieferung natürlich erst ab Erreichen einer Mindestdrehzahl möglich, und die Lastkennlinie des Wechselrichters – eine waagrechte Gerade – ist weit von der in Abbildung 39 gezeigten Idealform entfernt. Die andere Möglichkeit ist die Implementierung eines MPPT-Verfahrens ohne Anemometer wie in Abschnitt 3.3.2 auf Seite 65 erwähnt. Der Wechselrichter versucht dann, für den Generator eine Last darzustellen, die möglichst die Idealkennlinie von Abbildung 39 aufweist. Die Kennlinie wird dann meist durch eine Knickzugnäherung mit einer Hand voll Stützstellen approximiert, die Festlegung kann aber nur für eine bestimmte Windrad-Generator-Kombination erfolgen (Der Parameter  $A$  in der Berechnung der Idealkurve war von sämtlichen Systemparametern abhängig!) und wird meist empirisch durchgeführt. Eine Plug & Play-Funktionalität, die einen Anschluss des Wechselrichters an ein mehr oder weniger beliebiges Windrad ohne Kenntnis irgendwelcher genauer technischer Daten erlaubt, so wie dies bei einem iterativen MPPT der Fall wäre, ist dann aber nicht vorhanden.

### 3.4.4 Spannungsfestigkeit

Die (Leerlauf-) Ausgangsspannung des Generators ist direkt proportional zur Drehzahl. Wird die Windturbine ohne Last, also im Leerlauf betrieben, kann der Rotor sehr hohe Drehzahlen entwickeln, die an den Klemmen des Generators zu Spannungen führen, die ein Vielfaches der Nennspannung betragen. Ein solcher Leerlauf kann dann entstehen, wenn die soeben beschriebene ENS den Wechselrichter vom Netz trennt, oder während des Einschaltens der Anlage, wenn Wechselrichter oder ENS einige Sekunden brauchen, um

sich zu initialisieren bzw. die Einspeisung freizugeben. Aber auch im regulären Betrieb, also unter Last, können bei Starkwind hohe Drehzahlen und damit Spannungen entstehen. Kommt dann eine starke Windböe, stehen am Wechselrichtereingang schnell Spannungen an, die die empfindlichen leistungselektronischen Bauteile zerstören. Auf diese Art und Weise sind schon viele Wechselrichter zerstört worden, die eigentlich Solarwechselrichter waren und nur durch Änderung der MPPT-Software „windkrafttauglich“ gemacht wurden. Man könnte nun daran denken, einfach einen Generator mit niedrigerer Nennspannung zu verwenden. Eine Überspannung wird dann vielleicht vermieden, aber weil der Wechselrichter eine gewisse Mindestspannung braucht, um zu arbeiten, wird es dann nur bei hohen Windgeschwindigkeiten, die aber selten auftreten, zur Einspeisung kommen. Es hilft nichts: Ein guter Netzeinspeisewechselrichter für Windkraft muss mit einem großen Eingangsspannungsbereich umgehen können und zusätzlich eine entsprechende Einrichtung zur Spannungsbegrenzung besitzen. [24, S. 73, S. 128ff]

### 3.4.5 Drehzahlbegrenzung

Bei einer gut geplanten Windkraftanlage sollte es erst gar nicht zu dem eben erwähnten Leerlauf des Generators und damit des Rotors kommen. Wie schon bei der Erklärung des Freilaufadereglers (S. 35) erwähnt, entstehen bei Starkwind unzulässig hohe Drehzahlen<sup>16</sup>, die langfristig die Lager und im schlimmsten Fall sogar die Rotorblätter zerstören können, was übrigens ein beträchtliches Sicherheitsrisiko darstellt. Die Anlage muss daher über eine Sicherheitseinrichtung verfügen, die einen Leerlauf des Windrades nicht zulässt. Da dadurch naturgemäß eine Überdrehzahl verhindert wird, übernimmt diese Vorrichtung gleichzeitig die im vorigen Absatz erwähnte notwendige Spannungsbegrenzung. Die Überwachung der Drehzahl kann von einem eigenen Gerät übernommen werden, idealerweise wird sie aber direkt im Wechselrichter implementiert, da dadurch in der Regel eine besser abgestimmte Steuerung möglich ist. Die Einrichtung sollte außerdem eigensicher ausgeführt sein, das heißt, dass auch bei einem Defekt des Wechselrichters der Freilauf des Generators sicher verhindert wird.

Zur Verhinderung des Leerlaufs und der Begrenzung der Drehzahl gibt es verschiedene Möglichkeiten, die ähnlich den unterschiedlichen Konzepten bei den Batterieladereglern (vgl. S. 35) sind, die sich aber nicht alle gleich gut eignen. Einfache Geräte verfügen über ein Relais, das bei Überschreiten einer Spannungsschwelle den Generator kurzschließt. Zum einen wird dadurch der Generator thermisch stark belastet und unter Umständen überlastet. Zum anderen kann es zu einem ständigen Umschalten zwischen Leerlauf und Kurzschluss kommen: Nach dem Kurzschließen wird der Rotor stark abgebremst, die Aus-

---

<sup>16</sup>Bei hinreichend kleinem Rotordurchmesser kann die Rotorblattspitze sogar Überschallgeschwindigkeit erreichen, was sich als lauter Knall äußert! [24, S. 47f]

gangsspannung sinkt<sup>17</sup>, das Relais öffnet wieder, der Rotor dreht wieder hoch bis die Spannungsschwelle erreicht wird, und so fort. Diese ständigen Lastwechsel führen ebenfalls zu einem starken Verschleiß der mechanischen Bauteile und äußern sich darüberhinaus als für den Betreiber nervtötende Störgeräusche. Eine Verbesserung kann erreicht werden, wenn das Kurzschlussrelais nach Ansprechen eine gewisse Mindestzeit (z.B. 10 Minuten) geschlossen bleibt. Die Lastwechsel werden damit seltener, und die Generatorwicklung hat Zeit, sich abzukühlen. [24, S. 22f]

Ideal wäre es, wenn der Wechselrichter dafür sorgte, dass auf eine Ersatzlast (Heizspirale) umgeschaltet wird, falls auf Grund des Ansprechens der ENS keine Einspeisung der Energie ins Netz möglich ist. Durch die eingebaute Elektronik (Phasenanschnittsteuerung) wäre damit sogar ein weiches Zuschalten der Ersatzlast möglich (keine dynamische Stoßbelastung der Mechanik), und die Energie könnte wieder in einem Heizkessel oder zur Heizungsunterstützung verwendet werden.

Ergänzend sei noch eine weitere, manchmal vorgeschlagene Möglichkeit erwähnt, zu große Schwankungen der Generatorspannung zu vermeiden: Man schaltet zwischen Generator und Wechselrichter einen Akkumulator, der als Puffer und Spannungskonstanthalter dient. Dies ist eine einfache Lösung und bietet darüberhinaus den Vorteil, dass durch die konstante Spannung am Wechselrichtereingang dieser eine konstante Spannungsversorgung hat und somit ständig einspeisebereit ist. Andererseits handelt man sich viele Probleme ein: Ein teurer, verschleißanfälliger Akkumulator ist notwendig, MPPT seitens des Wechselrichters ist nicht möglich, die Lastanpassung von Akku und Wechselrichter an die Windturbine ist schwierig und ungenau, und die Frage nach der Drehzahlbegrenzung wird nur an den in jedem Fall notwendigen Laderegler weitergereicht. Wenn ein Betrieb der Kleinwindkraftanlage als Netzeinspeiser gewünscht ist, sollte daher, wenn irgendwie möglich, ein Systemkonzept ohne Akkusatz verwendet werden.

### 3.4.6 Stand-By-Betrieb

Der Wechselrichter benötigt zur Versorgung der eigenen Regelelektronik eine Leistung von etwa 5 – 10 Watt. Manche Geräte sind so konstruiert, dass sie diese Energie ausschließlich von der Windkraftanlage beziehen. Was auf den ersten Blick besonders ökologisch und sparsam erscheint, erweist sich in der Praxis jedoch als tückisch: Bei Windflaute oder nur schwachem Wind hat der Wechselrichter keine Stromversorgung und schaltet sich ab. Kommt dann etwas Wind auf, muss sich der Wechselrichter erst einschalten und initialisieren, was zusammen mit der ENS je nach Gerät 1 Minute und länger dauern kann – bis

---

<sup>17</sup>Genau genommen sinkt bei kurzgeschlossenem Generator nicht die Ausgangsspannung (diese ist null), sondern die interne Polradspannung. Die Überprüfung, ob die Spannungsschwelle wieder unterschritten wurde, kann z.B. so erfolgen, dass der Kurzschluss für eine kurze Spannungsmessung aufgehoben wird, oder es wird eine Messung der Höhe des Kurzschlussstromes durchgeführt.

dahin ist die Windböe unter Umständen bereits abgeklungen. Noch ungünstiger ist die Situation, wenn zur Spannungsbegrenzung die weiter oben erwähnte Methode des Generatorkurzschlusses angewandt wird. Die vom Generator an den Wechselrichter gelieferte Spannung ist bei Ansprechen des Überspannungsschutzes null, der Wechselrichter schaltet sich aus. Wird der Generator dann freigegeben, dauert es wieder, bis der Wechselrichter beginnt einzuspeisen. Bis dahin hat die Spannungsbegrenzung vielleicht erneut angesprochen. Im schlimmsten Fall ist das Endresultat, dass sowohl bei Schwach- als auch bei Starkwind kaum Energie eingespeist wird!

Eine Lösung des Problems kann durch einen ständigen Stand-By-Betrieb des Wechselrichters erfolgen; die dafür notwendige Energie muss bei Windflaute aus dem Netz bezogen werden. Dafür kann bei Aufkommen von Wind jederzeit sofort eingespeist werden, was den Energieertrag beträchtlich erhöht. Um den Stand-By-Stromverbrauch in Grenzen zu halten, besitzen manche Geräte auch eine Ausschaltverzögerung, die dann zumindest eine gewisse Zeit (z.B. 30 Minuten) in Wartestellung bleiben, bevor sie sich ganz ausschalten. [24, S. 129f]

### **3.4.7 Galvanische Trennung**

Der Generator der Windkraftanlage ist über den Wechselrichter mit dem öffentlichen Niederspannungsnetz verbunden. Gibt es keine galvanische Trennung zwischen Eingang und Ausgang des Wechselrichters, so liegen die Wicklungen des Generators auf Netzspannungspotential. Das Generatorgehäuse liegt über das Gehäuse der Windkraftanlage und den Rohrmast auf Erdpotential. Damit ist klar, dass zwischen Stator und Statorwicklung die volle Netzspannung liegt, sodass die Wicklung eine entsprechende Isolationsfestigkeit aufweisen muss. Da viele Kleinwindkraftanlagen zur Netzeinspeisung ursprünglich als Batterielader mit Nennspannungen von 24 oder 48 V konzipiert waren, ist diese Isolationsfestigkeit häufig nicht gegeben, aus Sicherheitsgründen aber absolut notwendig und in den einschlägigen Normen vorgeschrieben. Um dieses Problem zu umgehen sollte der Wechselrichter über einen Transformator zur galvanischen Trennung zwischen Eingang und Ausgang verfügen. [24, S. 38, S. 61]

## **3.5 Aerodynamische Leistungsregelung**

In Abschnitt 3.3 wurde gezeigt, wie durch Anpassung der Last an die Windturbine, z.B. durch eines der beschriebenen MPPT-Verfahren, möglichst das Maximum aus der vom Wind dargebotenen Leistung herausgeholt werden kann. Dies ist allerdings nur solange wünschenswert, bis der Wind die Nennwindgeschwindigkeit der Anlage und damit die umgesetzte Leistung die Nennleistung des Generators erreicht. Ab diesem Punkt kann der

Generator keine höhere Leistung abgeben, und bis zum Erreichen der Abschaltgeschwindigkeit der Anlage müssen daher Maßnahmen getroffen werden, um die aus dem Wind entnommene Leistung zu reduzieren und eine Überdrehzahl des Rotors zu verhindern. Im folgenden werden die wichtigsten Konzepte für diese aerodynamische Leistungsregelung kurz vorgestellt und ihre Verwendung bei Groß- und Kleinanlagen beschrieben.

### 3.5.1 Pitch-Regelung

Bei Großanlagen hat sich als Verfahren zur aerodynamischen Leistungsregelung die Pitch-Regelung durchgesetzt, die bei Neuanlagen praktisch ausschließlich Verwendung findet [6, S. 14]. Grundidee dabei ist die Änderung des Anstellwinkels  $\alpha$  des Rotorblattes gegenüber der Richtung der effektiven Anströmgeschwindigkeit  $v_{\text{eff}}$  (zusammengesetzt aus Windgeschwindigkeit  $v_w$  und Umfangsgeschwindigkeit des Rotorblattes  $v_u$ ) durch Verstellung des Rotorblatteinstellwinkels  $\vartheta$  (Abbildung 43). Offensichtlich sind hierfür Rotorblätter notwendig, die drehbar um ihre Längsachse gelagert sind. Die Verstellung erfolgt durch einen elektromotorischen oder hydraulischen Antrieb auf Befehl des Betriebsleitsystems und ermöglicht eine Änderung des Rotorleistungsbeiwertes bei konstanter Drehzahl. Steigt die Windgeschwindigkeit über die Anlagen-Nenngeschwindigkeit wird der Blatteinstellwinkel vergrößert, wodurch es zu einer Verkleinerung des Anstellwinkels und des Rotorleistungsbeiwertes  $c_p$  kommt, was letzten Endes die aus dem Wind aufgenommene Leistung verrin-

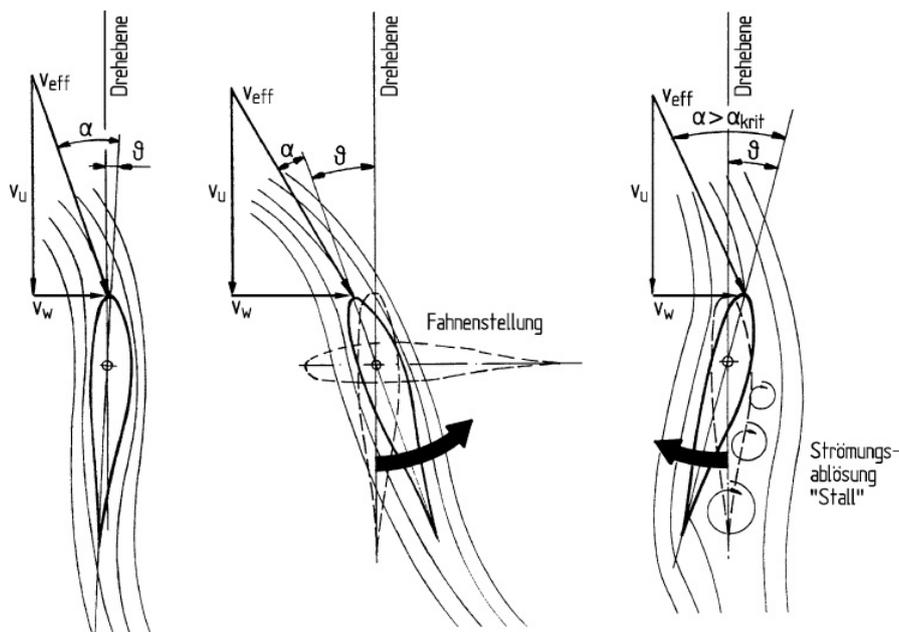


Abbildung 43: Regelung der Rotorleistungsaufnahme durch Verstellen des Blatteinstellwinkels  $\vartheta$ . Links: Ausgangssituation. Mitte: Pitch-Regelung. Rechts: Aktive Stall-Regelung. [25, S. 108]

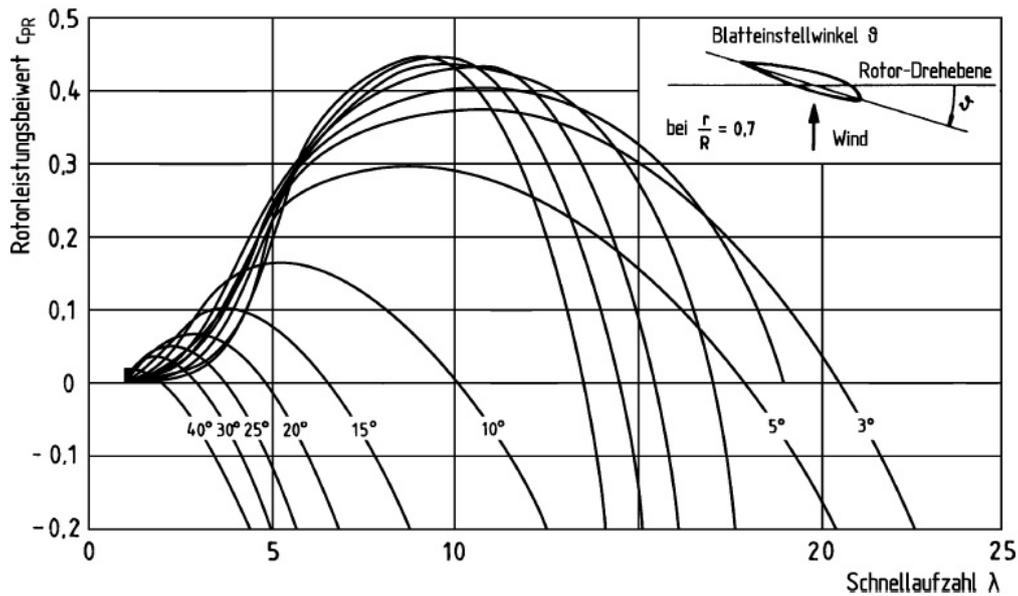


Abbildung 44: Beispiel für ein Kennfeld des Rotorleistungsbeiwertes bei verstellbaren Rotorblättern. Der Blatteinstellwinkel  $\vartheta$  ist Parameter. [25, S. 104]

gert [25, S. 108f]. Grafisch äußert sich die Möglichkeit, den Blatteinstellwinkel zu verstellen, darin, dass es nun nicht mehr nur eine einzige Kennlinie des Leistungsbeiwertes über der Schnellaufzahl gibt (so wie z.B. die Kennlinie aus Abbildung 34), sondern eine ganze Kennlinienschar, mit dem Blatteinstellwinkel  $\vartheta$  als Parameter, zu sehen in Abbildung 44. Übrigens ändert sich, wie aus Abbildung 44 zu sehen, zusammen mit dem Blatteinstellwinkel auch der Wert von  $c_{p,max}$  und  $\lambda_{opt}$ , was bei der Anwendung der in Abschnitt 3.3 erläuterten Verfahren zur Lastanpassung entsprechend berücksichtigt werden muss!

Kleinwindkraftanlagen, insbesondere der Micro-Klasse, besitzen meistens fest installier-

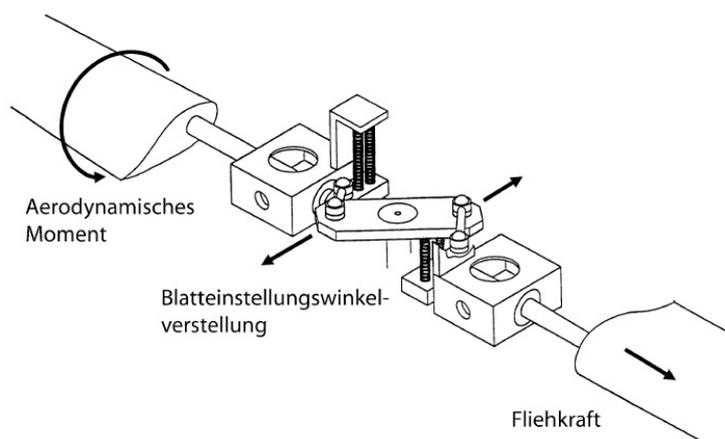


Abbildung 45: Beispiel für eine mögliche Realisierung einer passiven Blattverstellung. [25, S. 305]

te Rotorblätter, sodass eine Pitch-Regelung nicht möglich ist. Erst bei etwas größeren Anlagen macht die technisch aufwendige, drehbare Lagerung der Rotorblätter Sinn. Die Verstellung erfolgt dann aber nicht durch eine aktive Steuerung, sondern über ein mechanisches Gestänge in Abhängigkeit von der Rotordrehzahl, z.B. unter Ausnutzung der Fliehkräfte der Rotorblätter (Abbildung 45). Man spricht in so einem Fall von passiver Blattverstellung oder passivem Pitchen. Einige der in Abschnitt 2.3 vorgestellten Beispielanlagen verfügen über dieses System zur Leistungsregelung.

### 3.5.2 Aktive Stall-Regelung

Die sogenannte aktive Stall-Regelung beruht ebenfalls auf der Möglichkeit der Blattverstellung. Allerdings wird zur Leistungsreduzierung der Anstellwinkel  $\alpha$  nicht verringert (wie bei der Pitch-Regelung), sondern erhöht (Abbildung 43 rechts). Wird  $\alpha$  größer als ein gewisser kritischer Anstellwinkel  $\alpha_{\text{krit}}$ , so erfolgt ein Strömungsabriss (englisch „stall“) am Blattprofil, was zu einem schlagartigen Absinken des Rotorleistungsbeiwerts führt. Ein Vorteil der Stall-Regelung sind die geringen notwendigen Verstellwinkel. In der Praxis hat sich die aktive Stall-Regelung aber nicht bewährt, unter anderem, weil der genaue Einsatz des Strömungsabrisse von vielen Faktoren abhängt (Luftfeuchtigkeit, Rotorblattverschmutzung, usw.) und nicht genau vorhergesagt werden kann. Wenn man schon den Aufwand treibt, verstellbare Rotorblätter vorzusehen, dann implementiert man besser gleich eine Pitch-Regelung. Sowohl bei Groß- als auch bei Kleinanlagen wird daher kaum noch eine aktive Stall-Regelung angewendet. [25, S. 118f]

### 3.5.3 Passive Stall-Regelung

Ganz anders sieht die Bewertung der Stall-Regelung aus, wenn die Rotorblätter nicht verstellbar sind. Auch dann ist es möglich, einen Strömungsabriss herbeizuführen, man spricht dann von passivem Stall. Da sich die effektive Anströmgeschwindigkeit  $v_{\text{eff}}$  aus der Windgeschwindigkeit  $v_w$  und der Umfangsgeschwindigkeit  $v_u$  zusammensetzt (Abb. 43), kann  $\alpha > \alpha_{\text{krit}}$  offensichtlich auch dadurch erreicht werden, dass  $v_u$  hinreichend klein ist. Ein Strömungsabriss kann also durch genügend starkes Abbremsen des Rotors herbeigeführt werden, bzw. durch Konstanthalten der Drehzahl bei steigender Windgeschwindigkeit. [25, S. 113f]

Die Anwendung des passiven Stalls bei Kleinwindkraftanlagen ist sehr verbreitet und kann grundsätzlich auf zwei Arten erfolgen. Bei den bisher hauptsächlich besprochenen Systemen mit Permanentmagnet-Synchrongenerator und nachfolgendem Batterieladeregler oder Netzeinspeisewechselrichter muss es irgendeine Einrichtung zur Drehzahlbegrenzung geben (vgl. Abschnitt 3.4), z.B. das Kurzschließen des Generators. Diese Drehzahlbegrenzung legt

ein starkes Bremsmoment an den Generator an, die Rotordrehzahl sinkt, und letzten Endes wird ein Strömungsabriss erzwungen. In der Rotorkennlinie Abbildung 34 äußert sich das durch ein starkes Absinken der Schnelllaufzahl  $\lambda$  weg vom Optimalwert  $\lambda_{\text{opt}}$ , wodurch  $c_p$  sehr klein wird. Die zweite angesprochene Möglichkeit liegt vor, wenn ein direkt netzgekoppelter Betrieb der Kleinwindkraftanlage über eine Asynchronmaschine erfolgt. Die Rotordrehzahl ist dann weitestgehend durch die Netzfrequenz festgelegt, und ein Ansteigen der Windgeschwindigkeit bewirkt, wie vorhin, ein Absinken von  $\lambda$  und damit auch von  $c_p$ . Auf eine ausreichend große Auslegung der Asynchronmaschine ist zu achten, damit sie auch bei starkem Wind ein genügend großes Bremsmoment erzeugen kann, ohne zu kippen.

Bei Anwendung des Generatorkurzschlusses zur Drehzahlbegrenzung muss darauf hingewiesen werden, dass im Kurzschlussfall die erzeugte elektrische Leistung null ist. Dies ermöglicht einen vergleichsweise einfachen Aufbau der Regelung, ist aber nicht ideal, da Nenngeschwindigkeit und Abschaltgeschwindigkeit sozusagen zusammenfallen. Besser wäre es, wenn bei Erreichen der Nennleistung des Generators die angeschlossene Last den Arbeitspunkt so verschiebt, dass die Leistung konstant bleibt. Damit könnte die Anlage bis zum Erreichen der jetzt rein mechanisch bedingten Abschaltgeschwindigkeit weiterbetrieben werden. Voraussetzung ist natürlich eine entsprechend einstellbare Last, also ein programmierbarer Netzeinspeisewechselrichter oder ein intelligenter Laderegler.

Ergänzend sei noch erwähnt, dass eine passive Stall-Regelung bei einem Defekt im elektrischen System (Kabelbruch oder Defekt des Drehzahl/Spannungsbegrenzers bzw. Ausfall der Netzspannung bei Einsatz eines Asynchrongenerators) ausfällt. Sehr kleine Anlagen können hohe Überdrehzahlen, z.B. bei einem Sturm, unter Umständen kurzfristig aushalten, aber spätestens bei etwas größeren Anlagen wird eine zusätzliche, eigensichere, mechanische Leistungsregelung notwendig. Bei Kleinwindkraftanlagen bieten sich dafür das passive Pitchen (siehe oben) und das Aus-dem-Wind-Drehen (siehe unten) an. Darüber hinaus sollten größere Anlagen über eine mechanische Bremse verfügen, die von einem (mechanischen und damit eigensicheren) Fliehkraft- und einem Erschütterungsauslöser<sup>18</sup> aktiviert werden kann. Nähere Hinweise, wie ein solches Bremssystem konstruiert werden kann, finden sich in [7, S.120ff]. Ebenfalls noch nicht erwähnt wurde der bei jeder Anlage notwendige Stoppschalter, der ein händisches Kurzschliessen des Generators und ein präventives Stillsetzen vor einem angekündigten Sturm ermöglicht.

---

<sup>18</sup>Ein einfacher Erschütterungssensor kann konstruiert werden, indem man im Maschinenhaus ein kugelförmiges Gewicht auf das Ende eines senkrechten, zylindrischen Rohres setzt. Bei starken Schwingungen fällt die Kugel herunter und kann über ein Seil die Bremse aktivieren.

### 3.5.4 Aus-dem-Wind-Drehen

Ein Blick auf die Gleichung zur Bestimmung der mechanischen Rotorleistung,

$$P_m = \frac{1}{2} \rho c_p A v_w^3,$$

zeigt, dass – neben dem Rotorleistungsbeiwert  $c_p$  – die vom Rotor überstrichene Fläche  $A$  als weiterer Freiheitsgrad zur Verfügung steht, um die aufgenommene Leistung zu beeinflussen.  $A$  ist genau genommen die zur Windrichtung  $v_w$  senkrecht stehende Komponente der Rotorfläche, sodass durch ein Verdrehen der Rotorachse gegenüber der Windrichtung die effektiv nutzbare Fläche mit dem Cosinus des Gierwinkels abnimmt. Man kann also durch Aus-dem-Wind-Drehen des Rotors die Rotorleistung verringern, eine schnelle Regelung ist damit aber nicht möglich. Bei Großanlagen wird dieses Verfahren nicht eingesetzt [25, S. 122f]. Anders sieht es bei den Kleinwindkraftanlagen aus: Die Leistungsregelung durch Aus-dem-Wind-Drehen hatte sich schon millionenfach bei den bekannten amerikanischen Eclipse-Windrädern mit Quer- und Steuerfahne bewährt [25, S. 18ff]. Nun wird diese Form der Regelung bei modernen Anlagen verwendet, insbesondere, wenn sie etwas größer sind und man sich aus Sicherheitsgründen nicht alleine auf eine passive Stall-Regelung durch Generator Kurzschluss verlassen will, sondern zusätzlich eine eigensichere, mechanische Leistungsbegrenzung wünscht. Eine mögliche Realisierung, nämlich durch exzentrisches Anordnen des Rotors am Azimutlager, wurde bei der 1,4 kW-Anlage *Passaat* (Abschnitt 2.3.2) vorgestellt. Eine häufig anzutreffende Variante ist das Kippen der Rotorachse nach oben, in die sogenannte Helikopterstellung. Beispielsweise die in Abschnitt 2.3.3 vorgestellte 5 kW-Anlage *Antaris* macht davon Gebrauch.

### 3.5.5 Anlagen ohne aerodynamische Leistungsbegrenzung

Der Vollständigkeit halber soll noch gezeigt werden, was passiert, wenn eine Anlage ohne aerodynamische Leistungsregelung betrieben wird, entweder, weil die Anlage von vornherein so ausgelegt wurde, oder, weil die vorhandene passive Stall-Regelung z.B. durch einen Defekt des Ladereglers oder des Netzeinspeisewechselrichters ausfällt. Geht man von einem absoluten Freilauf des Generators aus, so wird auf Grund des nun fehlenden bremsenden Moments der Rotor anfangen, hochzudrehen. Wie man aus Abbildung 35 für irgendeine der dargestellten Kennlinien (z.B. für  $v_w = 10$  m/s) sieht, sinkt damit die aufgenommene mechanische Leistung. Das Beschleunigen des Rotors kommt zu einem Ende, wenn die aufgenommene Leistung und die zu deckenden Verluste (Lagerreibung, Wirbelstromverluste des Generators, usw.) übereinstimmen. Es stellt sich dann ein Arbeitspunkt ganz weit rechts, also bei hoher Drehzahl ein, der außerdem von der Windgeschwindigkeit abhängt.<sup>19</sup> Bei

<sup>19</sup>Es gibt noch einen weiteren Schnittpunkt zwischen Rotor- und Lastkennlinie bei niedriger Drehzahl, dieser Arbeitspunkt ist aber nicht stabil.

Starkwind wird sich ein Gleichgewicht zwischen aufgenommener Leistung und den Verlusten erst bei sehr hoher Drehzahl einstellen, wodurch dann die Lager stark belastet werden oder es gar zu einem Bruch eines Rotorblattes kommt. Ist der Generator anfangs nicht im Freilauf, sondern belastet, aber unzureichend (z.B. weil sich der unterdimensionierte Generator schon an seiner Leistungsgrenze befindet), dann gilt das gleiche, nur dass sich der Arbeitspunkt jetzt derart einstellt, dass von der aufgenommenen Leistung die Verluste und die Generator-Nutzleistung gedeckt werden müssen. Dies zeigt eine prinzipiell mögliche weitere Form der „Leistungsregelung“ auf, nämlich durch Anpassung der Rotordrehzahl, was ja die Schnelllaufzahl und damit  $c_p$  beeinflusst. Wie die beiden Beispiele allerdings gezeigt haben, stellt sich derart in jedem Fall eben eine (zu) große Drehzahl ein.

### 3.6 Windrichtungsnachführung

Es versteht sich von selbst, dass dieser Abschnitt nur für Windkraftanlagen mit horizontaler Rotorachse von Bedeutung ist. Es liegt in der Natur von Vertikalachsenanlagen, keine Einrichtung zur Windrichtungsnachführung zu benötigen.

Bei Großanlagen erfolgt die Windrichtungsnachführung praktisch ausschließlich über eine aktive, motorische Verstellung mit einem Azimutgetriebe, wofür es viele Gründe gibt. Zum ersten wären Windfahnen bei Großanlagen im Megawattbereich gewaltige Bauteile mit entsprechenden Kosten. Eine Selbstnachführung durch Auslegung der Anlage als Leeläufer ist ebenfalls problematisch, wie verschiedene Versuchsanlagen gezeigt haben. Es kommt zu Stabilitätsproblemen, und Leeläufer haben durch den Turmschatteneffekt eine höhere Geräuschemission. Außerdem nehmen die bei einem Verstellvorgang auf die Rotorblätter einwirkenden Kräfte (beispielsweise Kreiselmomente) große Dimensionen an, sodass für eine Dämpfung der Drehbewegung gesorgt werden muss. Bei einer motorischen Verstellung tritt dieses Problem nicht auf, da die Geschwindigkeit der Verstellung ja vorgegeben werden kann. Schließlich ist es bei Großanlagen wünschenswert, dass es eine Möglichkeit zur Drehung des Maschinenhauses auch bei Windstille gibt, z.B. für Wartungsarbeiten. All diesen Forderungen kann durch einen motorischen Antrieb Rechnung getragen werden, zumal Großanlagen ja ohnehin über ein komplexes Betriebsleitsystem verfügen, in das die Steuerung der Windrichtungsnachführung leicht integriert werden kann. [25, S. 154ff]

Bei Kleinanlagen ist die mit Abstand vorherrschende Einrichtung zur Windrichtungsnachführung die Windfahne, insbesondere bei Anlagen im Micro-Segment. Mit wachsender Anlagengröße gibt es immer mehr Modelle, die als selbstnachführender Leeläufer konzipiert sind. Bei Leistungen von einigen -zig Kilowatt gibt es dann bereits Anlagen am Markt, die über eine motorische Windrichtungsnachführung verfügen (vgl. z.B. Hannevind 30kW auf S. 28). Die vierte Möglichkeit – neben motorischer Nachführung, Windfahne und Leeläufer – ist die Verwendung eines Seitenrades (sogenannte Rosette) [25, Bild 5.59

auf S. 156], das schon bei der Holländerwindmühle eingesetzt wurde. Der zusätzliche Aufwand für ein Seitenrad und das zugehörige Schneckenradgetriebe ist allerdings relativ hoch. Bei den Recherchen wurde keine aktuelle Windkraftanlage gefunden, die diese Form der Windrichtungsnachführung benutzt.

Unmittelbar mit der Frage nach der Windrichtungsnachführung verknüpft ist das Problem der Ableitung der elektrischen Energie vom beweglichen Maschinenhaus zum feststehenden Mast bzw. Turm. Folgende Möglichkeiten gibt es:

- *Schleifringübertrager*: Dies ist die bei Kleinwindkraftanlagen mit Abstand am weitesten verbreitete Variante. Die elektrische Energie wird über zwei (Gleichstrom, Gleichrichter im Maschinenhaus integriert) oder drei (Drehstrom) in das Azimutlager integrierte Schleifringe mit Kohlebürsten übertragen. Der Vorteil liegt in der einfachen Konzeption, allerdings sind Schleifringübertrager ab einer gewissen Größe nicht mehr ganz billig. Ein Nachteil ist der Umstand, dass ein Schleifringübertrager immer ein Verschleißbauteil darstellt, das je nach Ausführung und Belastung nach einigen Jahren oder sogar Monaten getauscht werden muss.
- *flexibles Kabel mit Endanschlag*: Diese Variante kommt bei Anlagen mit passiver Windrichtungsnachführung in Frage. Die Ableitung erfolgt über ein (häufig spezielles, hochflexibles) Kabel; ein Endanschlag im Azimutlager verhindert ein allzu starkes Verdrillen. Der Endanschlag erlaubt normalerweise eine Drehung von insgesamt knapp  $360^\circ$  ( $180^\circ$  in jede Richtung). Im Prinzip sind auch mechanische Konstruktionen denkbar, die mehrere Umdrehungen zulassen. Ein Anlagenbesitzer hat das Problem gelöst, indem er ein kurzes Stück Stahlseil am Mast und am Maschinengehäuse befestigt hat. Bei Drehung wickelt sich das Stahlseil um den Mast und begrenzt so die Gierbewegung auf zwei volle Umdrehungen.
- *flexibles Kabel mit aktiver Entdrillung*: Bei Anlagen mit motorischer Windrichtungsnachführung ist es ein Leichtes, die Anzahl der ausgeführten Umdrehungen in eine Richtung zu registrieren. Bei Erreichen eines Schwellwertes (üblicherweise  $2\frac{1}{2}$  Umdrehungen in eine Richtung) wird das Kabel aktiv durch eine entsprechende Drehung des Maschinenhauses entdrillt, die Steuerung erfolgt durch das Betriebsleitsystem. Bei Großanlagen wird ausschließlich diese Lösungsvariante ausgeführt.
- *flexibles Kabel ohne Endanschlag und aktive Entdrillung*: Die wohl einfachste Lösung ist es, überhaupt keine aktiven Maßnahmen zu setzen, um eine Verdrillung des Kabels zu verhindern. Wie einige erfahrene Anlagenbetreiber in den einschlägigen Internetforen berichten, entdrillt sich das Kabel überraschenderweise immer wieder von selbst; im Laufe eines halben Jahres sollen nie mehr als fünf Umdrehungen in eine Richtung beobachtet worden sein [7, S. 155]. Voraussetzung ist offensichtlich eine

Gleichverteilung der Drehrichtung des Windes. Wird diese Lösungsvariante angestrebt, so sollte zumindest eine leicht lösbare Steckverbindung in der Kabelableitung vorgesehen werden, die bei Bedarf ein händisches Entdrillen ermöglicht.

- *Übertragung von mechanischer Energie:* Eine gänzlich andere Lösung liegt in einem abgewandelten Konzept für den mechanischen Triebstrang: Der Generator sitzt senkrecht im Turmkopf, die Übertragung der mechanischen Energie des Rotors erfolgt über ein Kegelradgetriebe mit einem Winkelversatz von  $90^\circ$  zwischen Antrieb und Abtrieb, das Problem der Übertragung der elektrischen Energie wird damit geschickt umgangen. Nachteilig ist der zusätzliche Aufwand für das Kegelradgetriebe, außerdem muss beachtet werden, dass sich Rotormomente nun als Giermomente äußern, was eine entsprechende Auslegung der Windrichtungsnachführung und des Azimutlagers erfordert [25, S. 283]. Praktisch ausgeführte Anlagen mit diesem Konzept wurden im Zuge der Recherchen nicht gefunden.

## 4 Wirtschaftlichkeit

In diesem letzten Hauptteil der Arbeit wird eine Analyse der Wirtschaftlichkeit von Kleinwindkraftanlagen vorgenommen. Da hierbei die Windverhältnisse natürlich eine maßgebliche Rolle spielen, wird zuerst beschrieben, worauf es bei der Auswahl eines geeigneten Standorts ankommt, und wie die zu erwartenden Windverhältnisse abgeschätzt werden können. Sind die Windverhältnisse am Standort in etwa bekannt, wird im nächsten Schritt gezeigt, wie eine Prognose des Jahresertrags durchgeführt werden kann. Mit Hilfe des Jahresertrags, der Anlagenkosten, und einiger weiterer Größen können dann die Stromgestehungskosten berechnet werden, die schließlich mit den üblicherweise gewährten Einspeisetarifen verglichen werden.

### 4.1 Standortwahl

Die Randbedingungen bei der Wahl eines geeigneten Standortes für eine Kleinwindkraftanlage unterscheiden sich ganz grundsätzlich von jenen, die bei der Projektplanung einer Großanlage zum Tragen kommen.

#### 4.1.1 Vorgangsweise bei Großanlagen

Die Vorgangsweise bei kommerziellen Anlagen gliedert sich – grob vereinfacht – üblicherweise in folgende Schritte [26, S. 411]:

1. Suche nach einem Standort mit ausreichendem Winddargebot. Als erster Anhaltspunkt können Windkarten dienen; für die genauere Bewertung in Frage kommender Standorte wird dann ein Windgutachten erstellt.
2. Es wird die Bebaubarkeit des Standorts überprüft. Unter anderem müssen Gespräche mit den Grundstückseigentümern geführt werden, ob eine Pacht möglich ist.
3. Die Infrastruktur und die Möglichkeiten für einen Netzanschluss müssen untersucht werden.

Eine häufig verwendete Windkarte ist der vom dänischen Forschungszentrum Risø herausgegebene Europäische Windatlas [60], der Winddaten unter anderem von Deutschland enthält. Für Österreich ist im Augenblick der von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) in Wien herausgegebene zentraleuropäische Windatlas [8] maßgeblich. In diesem Zusammenhang sei aber das seit März 2009 laufende AuWiPot-Projekt (Projekt-homepage: <http://www.windatlas.at>) erwähnt, das es sich zur Aufgabe gemacht hat, bis 2011 einen Windatlas für Österreich mit einer Auflösung von  $100\text{ m} \times 100\text{ m}$  (!) zu erstellen.

Das eigentliche Windgutachten wird mit Hilfe computerunterstützter Methoden erstellt, beispielsweise mit dem ebenfalls im Forschungszentrum Risø entwickelten *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*. In einem ersten Schritt werden dazu langjährige Messwerte von über 200 europäischen Wetterstationen herangezogen und von lokalen Einflüssen, wie Geländeverlauf (Orographie), Oberflächenrauigkeit (Topographie) und Hindernissen (Gebäude, Bäume, etc.) bereinigt, um auf Standardbedingungen normierte Daten zu erhalten. Diese Daten stellen den eben erwähnten *Europäischen Windatlas* dar. Um nun die Windverhältnisse am fraglichen Aufstellungsort zu ermitteln, wird der umgekehrte Weg gegangen, das heißt, Orographie, Topographie und Hindernisse des Standorts fließen in die numerische Berechnung ein [26, S. 389]. Zusätzlich können bei der Erstellung des Windgutachtens am Aufstellort getätigte Messungen berücksichtigt werden. Die Kosten für ein Windgutachten betragen beispielsweise beim ZAMG etwa 1.300,00 €, eine zusätzliche genauere Standortoptimierung kostet etwa 2.400,00 € [38].

#### 4.1.2 Vorgangsweise bei Kleinanlagen

Die Betreiber von Kleinwindkraftanlagen sind in der Regel Privatpersonen, Gewerbe- oder landwirtschaftliche Betriebe, eventuell kleine Kommunen, und werden im Normalfall kein Interesse daran haben, für die Aufstellung der Anlage eigene Flächen anzukaufen oder zu pachten. Damit kommen nur Standorte in Frage, die sich auf dem bereits vorhandenen Grundbesitz befinden, was die Auswahl sehr einschränkt. Aber auch wenn es umfangreichen Grundbesitz gibt, wie z.B. auf amerikanischen Großfarmen, bei welchen ja besonderes Interesse an autonomer Energieversorgung durch Kleinwindkraftanlagen besteht, ist immer zu bedenken, dass nur Standorte in einem gewissen Umkreis um den Punkt der Energienutzung (Wohngebäude, Netzeinspeisepunkt, Standort des Akkusatzes) in Frage kommen. Der Radius dieses Umkreises ergibt sich aus den zulässigen Kabelverlusten und hängt daher von der Nennspannung und -leistung der Anlage und dem Kabelquerschnitt ab. Als Faustregel lässt sich angeben, dass die Kabellänge  $\ell$  in Metern kleiner sein soll als die in Volt angegebene Systemnennspannung  $U_N$ , also beispielsweise  $\ell < 48$  m für  $U_N = 48$  V [49, S. 1]. Bei der Planung ist daher besonderes Augenmerk auf eine ausreichend hohe Generatorspannung zu legen; nachträglich lässt sich eine Ausweitung der Maximalentfernung nur durch höhere Kabelquerschnitte erreichen, die nicht unbeträchtliche Kosten verursachen können. Und auf noch ein weiteres Grundsatzproblem sei hingewiesen. Es liegt in der Natur der Sache, dass es automatisch zu widersprüchlichen Forderungen kommt: Für die Windkraftanlage ist ein möglichst dem Wind exponierter Standort ideal, für Wohn- oder Geschäftsgebiete wünscht man sich hingegen einen windgeschützten Ort. Ist nicht ohnehin ein natürlicher Windschutz durch Hügel, Berge, Bäume und Bebauung gegeben, werden häufig Windschutzgürtel gepflanzt. [47]

Nachdem man sich diese Einschränkungen bewusst gemacht hat, lautet die erste Frage, wie denn die grundsätzlichen Windverhältnisse auf dem vorhandenen Grundstück sind, und ob sie für eine energetische Nutzung grundsätzlich ausreichen. Wie bei Großanlagen ließe sich natürlich ein Standortgutachten bei einem Energie-Consulter einholen, was aber an den bereits erwähnten hohen Kosten, die dann bereits einen guten Teil der Gesamtinvestitionskosten ausmachen würden, scheitern wird. Es muss ja auch damit gerechnet werden, dass die Beurteilung negativ ausfällt, in welchem Falle diese Ausgaben als „in den Sand gesetzt“ betrachtet werden müssen. Auch die eigenständige Beurteilung mit Hilfe des erwähnten WaSP-Berechnungsprogramms kommt für den Durchschnittsanwender nicht in Frage, da zur Anwendung Expertenwissen notwendig ist, und die Software mit einem Preis von 3.300,00 € [61] zu Buche schlägt. Schon eher leistbar ist die Anschaffung eines Windatlas; beispielsweise der Europäische Windatlas mit Daten-CD kostet direkt beim Herausgeber 125,00 € [61]. Die Frage ist nur, wie Anwender ohne umfassende Kenntnisse von den dort präsentierten, normierten Daten auf die bei ihnen vorherrschenden Windverhältnisse schließen können, wozu ja die Berücksichtigung der lokalen Umgebungsverhältnisse notwendig ist.

Welche Möglichkeiten bleiben dem potentiellen Betreiber daher? Einen ersten Anhaltspunkt können Daten der nächstgelegenen meteorologischen Stationen sein. Beispielsweise für Österreich bietet das ZAMG auf seiner Website (<http://www.zamg.ac.at>) kostenlos langjährige Klimadaten von über 200 Messstationen in ganz Österreich zur Einsicht an. Bei der Verwendung von Daten einer Messstation oder aus Windkarten ist aber immer zu berücksichtigen, für welche Höhe die angegebene Windgeschwindigkeit gilt. Die übliche meteorologische Höhe für Windmessungen beträgt  $h_{\text{ref}} = 10$  m über Grund, in Windkarten wird häufig eine Referenzhöhe von  $h_{\text{ref}} = 50$  m zu Grunde gelegt. Im Allgemeinen wird daher eine Umrechnung auf die Nabenhöhe  $h$  der geplanten Windkraftanlage durchzuführen sein, was näherungsweise mit Hilfe der logarithmischen Höhenformel

$$\bar{v}_h = \bar{v}_{\text{ref}} \frac{\ln(h/z_0)}{\ln(h_{\text{ref}}/z_0)}$$

geschehen kann ( $\bar{v}_{\text{ref}}$  ist die mittlere Windgeschwindigkeit in Referenzhöhe  $h_{\text{ref}}$ ,  $\bar{v}_h$  die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe  $h$ ). Der Parameter  $z_0$  ist dabei die sogenannte Rauigkeitslänge und spiegelt die Oberflächenstruktur des Geländes wider. Für bebauten Gelände und Vorstädte – den üblichen Einsatzorten für Kleinwindkraftanlagen – gelten Werte um  $z_0 = 0,5$  m. [25, S. 515f]

Eine zweite Möglichkeit ist es, selbst Messungen durchzuführen; der Aufwand dafür ist aber nicht zu unterschätzen. Die Aussagekraft kurzfristiger Messungen mit einem billigen Handanemometer, wie es Segler einsetzen, liegt bei Null [25, S. 530]. Zuerst ist daher die Anschaffung eines genauen Anemometers mit angeschlossenem Datenlogger zur

Messwertaufzeichnung notwendig. Die Messung sollte dann möglichst genau am geplanten Windradstandort in entsprechender Höhe erfolgen, was zumindest die Installation auf einem Montagerohr oder Mast erfordert. Wesentlich für die Verwertbarkeit der Messergebnisse ist der Zeitraum: Aus meteorologischer Sicht aussagekräftig sind nur Messungen, die zumindest 30 Jahre dauern [25, S. 529]. Schon etwas praxisnäher ist ein Durchführungszeitraum von einem Jahr. Damit kann der jahreszeitliche Verlauf des Winddargebots eingeschätzt werden, und es wird ein erster Wert für die jährliche Durchschnittswindgeschwindigkeit und die ungefähre Schwankungsbreite der Windgeschwindigkeit gewonnen. Ein etwaiger Fehler, weil es sich um ein besonders windstarkes oder -schwaches Jahr handelt, kann eliminiert werden, indem man die Messdaten der nächstgelegenen Wetterstationen mit dem langjährigen Mittel vergleicht. [25, S. 529], [26, S. 382]

Die minimale Messdauer, die noch Sinn macht, beträgt einige Wochen. Um daraus eine halbwegs brauchbare Aussage abzuleiten, kann man die Messwerte mit jenen der nächstgelegenen Wetterstationen vergleichen. Man kann dann versuchen, einen Zusammenhang zwischen den Messwerten  $v_{\text{ref}}$  der Wetterstation und den lokal gemessenen Werten  $v_{\text{lok}}$  in der Form  $v_{\text{lok}} = f(v_{\text{ref}})$  herzustellen. Für die Funktion  $f$  kann man z.B. einen linearen Ansatz  $v_{\text{lok}} = kv_{\text{ref}} + v_0$  wählen und die unbekanntenen Konstanten  $k$  und  $v_0$  durch eine lineare Regression ermitteln. Dazu ist es notwendig, zeitlich zusammengehörende Paare von Messwerten der eigenen und der Referenzstation als Punktwolke aufzuzeichnen. Abbildung 46 zeigt ein Beispiel für solch eine Regressionsanalyse. Sofern man eine gewisse Korrelation feststellen kann (Bestimmtheitsmaß  $R^2$  der Regressionsanalyse ist nahe 1), kann man auch außerhalb des eigenen Messzeitraumes liegende Werte dieser Wetterstation (z.B. den dort gemessenen langjährigen Mittelwert) heranziehen und der ermittelten

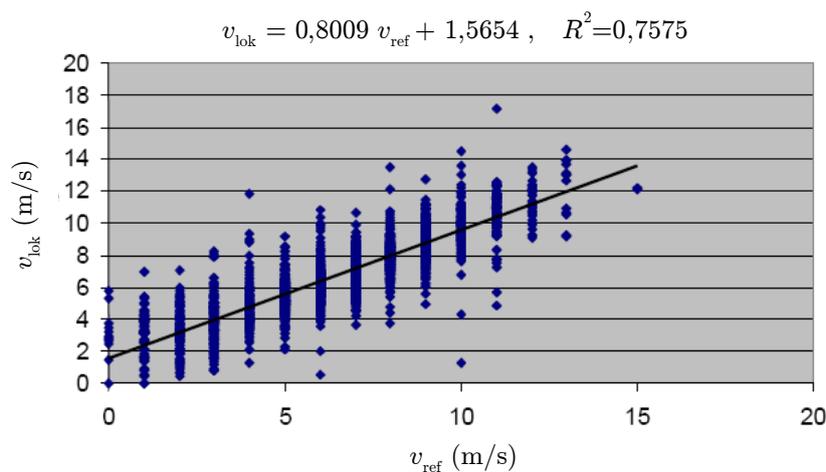


Abbildung 46: Beispiel für eine lineare Regression zur Ermittlung der Korrelation zwischen den eigenen Messwerten  $v_{\text{lok}}$  und jenen einer nahegelegenen Wetterstation  $v_{\text{ref}}$ . [48, S. 9]

Funktion  $f$  unterwerfen, um auf die Verhältnisse am eigenen Standort zu schließen. [48, S. 7ff]

Bei Anwendung all dieser Methoden, um die Windverhältnisse zu untersuchen, ist zu bedenken, dass sich damit vielleicht ein halbwegs brauchbarer Wert der Durchschnittswindgeschwindigkeit ermitteln lässt, dass sich aber bei der Ermittlung des Energieertrages der Anlage auf Grund der Abhängigkeit von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit jede Ungenauigkeit extrem stark auswirkt (vgl. Abb. 48)!

### 4.1.3 Micrositing

Wurde festgestellt, dass die Installation einer Kleinwindkraftanlage auf dem vorhandenen Grundstück grundsätzlich Sinn macht<sup>20</sup>, so geht es daran, den genauen Standort zu bestimmen – dieser Vorgang wird im Englischen treffend als „Micrositing“ bezeichnet. Bei Großanlagen wird dazu im Zuge des Standortgutachtens immer häufiger auch eine numerische Strömungssimulation (Computational Fluid Dynamics, CFD) durchgeführt, was für Kleinanlagen natürlich wieder viel zu aufwendig ist. Für den zukünftigen Betreiber ist es daher wichtig, die wesentlichsten Effekte zu kennen, um die Wahl des optimalen Standortes auch ohne Computerunterstützung durchführen zu können.

Es ist evident, dass jedem Hindernis, das in Windrichtung steht, ausgewichen werden muss. Dies kann durch Einhalten eines horizontalen oder vertikalen Abstandes erreicht werden. Ersteres ist wegen der erwähnten beschränkten Grundstücksfläche nur bedingt durchführbar, sodass der Einfluss von Hindernissen durch Verwendung eines ausreichend hohen Mastes oder Turms verringert werden muss. Dabei erweist es sich als hilfreich, wenn neben der Kenntnis der Windgeschwindigkeit auch die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung (in Form einer Windrose), oder wenigstens die Hauptwindrichtung bekannt ist. Die Aufstellung sollte dann so erfolgen, dass zumindest in Hauptwindrichtung Hindernisse hinreichend weit entfernt sind. Als Faustregel wird häufig angegeben, dass das Windrad in Hauptwindrichtung in einer Entfernung, die der zwanzigfachen Hindernishöhe entspricht, das mit Abstand höchste Bauwerk sein soll [7, S. 18]. Die Hauptwindrichtung kann wieder durch Nachfrage bei Wetterstationen, durch eigene Messungen oder durch Beobachtung nahegelegener Großwindkraftanlagen ermittelt werden.

Wesentlich ist es in jedem Fall, für einen Standort zu sorgen, der möglichst wenige Turbulenzen aufweist. Turbulenzen treten immer auf der windabgewandten Seite von Hindernissen auf und besitzen viele negative Auswirkungen:

---

<sup>20</sup>Welche Windverhältnisse dafür mindestens erforderlich sind, hängt von den Erwartungen an die Anlage ab. Die Ermittlung der Stromgestehungskosten und ein Blick auf Abbildung 48 zeigen aber, dass die Installation einer Anlage bei einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von weniger als 4 m/s kaum noch Sinn macht.

- Die Windrichtung ändert sich ständig, was vor allem für Anlagen mit horizontaler Achse (Propellertyp) ein Problem darstellt. Der Rotor kann der Windrichtung nicht schnell genug folgen, und die ständige Nachführung führt zu mechanischem Verschleiß des Gierlagers und etwaiger dort angebrachter Schleifringe.
- Auch die Windgeschwindigkeit ändert sich ständig, sodass die Anlage die meiste Zeit nicht im optimalen Betriebspunkt (optimale Schnelllaufzahl) betrieben wird. Selbst wenn das eingesetzte MPPT-Verfahren schnell genug reagiert, so stellt das Trägheitsmoment des Rotors doch eine Zeitkonstante dar, die eine nur langsame Anpassung der Rotordrehzahl an die Windgeschwindigkeit erlaubt.
- Unabhängig von der ständigen Änderung der *Himmelsrichtung*, aus der der Wind kommt, erfolgt in turbulenten Windverhältnissen die Anströmung häufig nicht von der Seite, sondern von oben oder unten. Die Windturbine kann in der Regel jedoch nur die horizontale Komponente des Windes nutzen, außerdem bedeutet die Schräganströmung eine mechanische Belastung, für die viele Anlagen nicht ausgelegt sind.
- Das Niveau der Windgeschwindigkeit ist in turbulenten Bereichen generell niedriger als in den umgebenden laminaren Strömungen.

Insgesamt ergeben sich geringere Erträge und eine schnellere Abnutzung der Anlage. Fast immer mit Turbulenzen zu kämpfen hat man bei Installation der Anlage auf einem Hausdach. Was es dabei zu beachten gilt, wurde schon in Abschnitt 2.5.6 gesagt.

## 4.2 Ertragsprognose

Der zukünftige Betreiber ist natürlich daran interessiert, seinen Jahresertrag  $E_a$ , also die im Laufe eines Jahres von der Kleinwindkraftanlage erzeugte elektrische Energie zu kennen, was auch für die Berechnung der Stromgestehungskosten unabdingbar ist. Zwei Bestimmungsstücke sind zur Ermittlung des Jahresertrags notwendig: Die Leistungskurve der Windkraftanlage und die Häufigkeitsverteilung der auftretenden Windgeschwindigkeiten.

### 4.2.1 Leistungskurve

Die Leistungskurve  $P_{el}(v_w)$  gibt den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und der von der Kleinwindkraftanlage abgegebenen elektrischen Leistung an. In Abschnitt 2.3 wurde bei den dort vorgestellten Anlagen immer eine solche Kennlinie angegeben, so wie z.B. in Abbildung 10. Wesentlich ist, zu verstehen, dass eine Leistungskurve immer nur für eine *komplette* Kleinwindkraftanlage gilt, und nicht nur für den Rotor samt Generator.

Der Verlauf der Kurve hängt nämlich wesentlich vom Zusammenspiel der einzelnen Systemkomponenten ab, insbesondere vom eingesetzten Regelalgorithmus und der Lastanpassung. Unterschiede ergeben sich je nach eingesetztem MPPT-Verfahren, der verwendeten Drehzahlbegrenzung, bei Batterieladern durch die Nennspannung und den Innenwiderstand des Akkusatzes, dem Wirkungsgrad der einzelnen Komponenten, und so fort. Die Frage ist, wie dann jene Leistungskurven zu interpretieren sind, die die Hersteller von Kleinwindkraftanlagen zur Verfügung stellen, wenn die angebotene Anlage vorerst nur aus Rotor und Generator besteht. Diese Frage sollte dem Hersteller oder Händler gestellt werden. Wahrscheinlich wird dann davon ausgegangen, dass eine optimal angepasste Last angeschlossen wird, dass also immer die maximal von der Rotor-Generator-Kombination zur Verfügung gestellte Leistung entnommen wird.

Wird die Anlage als Gesamtsystem verkauft, sollte der Hersteller auch die Leistungskurve des Gesamtsystems liefern. Im Augenblick ist es aber noch immer in der Regel so, dass sich die Betreiber ihre Anlage selber aus Komponenten zusammenstellen. Damit obliegt es dem Betreiber, die Leistungskurve des Gesamtsystems zu ermitteln, was nicht immer ganz einfach ist. Folgende Möglichkeiten gibt es:

- Es wird einfach die vom Hersteller angegebene Kennlinie der Rotor-Generator-Kombination verwendet. Wird die Anlage mit einem Netzeinspeisewechselrichter betrieben, der ein gut funktionierendes MPPT implementiert hat und ausreichende Leistungsreserven aufweist, um die Maximalleistung des Generators zu verarbeiten, wird das eine gute Näherung sein. Eventuell kann die Kennlinie mit einem gewissen Abschlagsfaktor multipliziert werden, um den Wirkungsgrad des Wechselrichters zu berücksichtigen.
- Im Prinzip ist auch eine Berechnung der Kennlinie möglich. Dies setzt aber die Kenntnis umfassender technischer Daten der einzelnen Komponenten voraus, wie z.B. Kennlinie von Rotor/Generator, Details des eingesetzten MPPT-Verfahrens, Abschalt-drehzahl des Drehzahlbegrenzers, Parameter des Akkusatzes, Wirkungsgrade, und so weiter. Für den Laien ist diese Variante zu kompliziert.
- Die Gesamtanlage wird im Windkanal vermessen. Dies ist teuer und aufwendig, und kommt daher für einen einzelnen Betreiber nicht in Frage. Für einen Händler mit einem entsprechenden Auftragsvolumen kann dies aber eine interessante Möglichkeit sein, um die Leistungskurve häufig verkaufter Systemkombinationen zu ermitteln (vgl. [24, S. 40ff]). Zu beachten ist, dass die Messungen im Windkanal unter idealisierten Bedingungen (turbulenzfreie, von vorne kommende Strömung) durchgeführt werden. Bei der Aufstellung im Freien ist daher mit Abschlägen gegenüber der vermessenen Kurve zu rechnen.

- Bei einer bereits installierten Anlage kann die Leistungskurve durch Messung der Windgeschwindigkeit und der abgegebenen Leistung ermittelt werden. Eine Prognose für eine geplante Anlage ist damit natürlich nicht möglich, es sei denn, man kennt einen Besitzer einer baugleichen Anlage, der diese Messungen bereits durchgeführt hat, und kann von seinen Erfahrungen profitieren. Ein Vorteil ist, dass diese Messung unter tatsächlichen Bedingungen erfolgt.

#### 4.2.2 Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten

Auf die Schwierigkeiten, die man bei der Bestimmung der Windverhältnisse am Anlagenstandort hat, wurde bereits ausführlich in Abschnitt 4.1 eingegangen. Ein Umstand, auf den im Zusammenhang mit der Ermittlung des Jahresertrages nicht oft genug hingewiesen werden kann, ist die Tatsache, dass die Kenntnis der sogenannten mittleren Jahreswindgeschwindigkeit  $\bar{v}_w$  allein nicht ausreichend ist, um eine mittlere Windleistung oder den Jahresertrag zu berechnen. Wesentlich ist, wie sich die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit zusammensetzt, das heißt, es kommt auf die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit an. Der Grund dafür liegt in der Abhängigkeit der Windleistung  $P_w$  von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit: Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit ist definiert als

$$\bar{v}_w = \frac{1}{T} \int_0^T v_w dt ,$$

wobei für  $T$  der Zeitraum von einem Jahr einzusetzen ist. Für die mechanische Leistung des Windes gilt

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 = c_1 v_w^3$$

mit der Abkürzung  $c_1$  zur Zusammenfassung der Konstanten. Für die mittlere Leistung  $\bar{P}_w$ , aus der sich dann der (mechanische) Jahresertrag  $E_a$  durch die Multiplikation mit  $T = 8760$  h und dem Rotorleistungsbeiwert  $c_p$  berechnen ließe, gilt

$$\bar{P}_w = \frac{c_1}{T} \int_0^T v_w^3 dt \neq c_1 \left( \frac{1}{T} \int_0^T v_w dt \right)^3 = c_1 \bar{v}_w^3 ,$$

das heißt, zur Berechnung der mittleren Leistung darf nicht einfach  $\bar{v}_w^3$  mit  $c_1$  multipliziert werden. Beispielsweise für  $\bar{v}_w = 5$  m/s und bei einem Querschnitt von  $A = 1$  m<sup>2</sup> (daher  $c_1 = \frac{1}{2} \cdot 1,25 \text{ kg/m}^3 \cdot 1 \text{ m}^2 = 0,625 \text{ kg/m}$ ) ist  $c_1 \bar{v}_w^3 = 78$  W. Setzt sich aber  $\bar{v}_w$  so zusammen, dass in der einen Jahreshälfte konstant  $v_w = 4$  m/s beträgt, in der anderen  $v_w = 6$  m/s (ein sehr vereinfachtes Beispiel), so ergibt sich in Wahrheit eine mittlere Leistung von  $\bar{P}_w = 0,625 \cdot \frac{1}{2} (4^3 + 6^3) \text{ W} = 88 \text{ W}$ !

Die Angabe, welche Windgeschwindigkeit wie häufig vorkommt, erfolgt mit Hilfe einer Häufigkeitsdichtefunktion  $h(v_w)$ , welche die Dimension  $[h] = (\text{m/s})^{-1}$  besitzt. In der Praxis erfolgt die Berechnung des Jahresenergieertrages in der Regel in diskreter Form, wie gleich gezeigt werden wird. Die Windgeschwindigkeiten werden dazu in  $N$  Klassen eingeteilt, die üblicherweise eine Breite von 1 m/s aufweisen. Es interessieren dann die Häufigkeiten  $H_i$ , mit der die Windgeschwindigkeiten jeder Klasse auftreten. Diese Häufigkeiten lassen sich aus der Häufigkeitsdichtefunktion über

$$H_i = h(v_{w,i}) \cdot 1 \text{ m/s}$$

gewinnen, wenn  $v_{w,i}$  die Windgeschwindigkeit der Klassenmitte von Klasse  $i$  bezeichnet, und eine Klassenbreite von 1 m/s angenommen wird [26, S. 382].

Für die Berechnung des Jahresenergieertrages ist es daher notwendig, die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten zu kennen, sei es in Form der Dichtefunktion  $h(v_w)$  oder als Häufigkeiten  $H_i$  der Windgeschwindigkeitsklassen. Als Betreiber einer Kleinwindkraftanlage hat man aber das Problem, diese Informationen zu beschaffen. In Windkarten ist meistens nur die mittlere Jahresgeschwindigkeit ohne Details über die Verteilung enthalten; die Durchführung von eigenen Messungen ist aufwendig. Hier kommt einem der Umstand zu Hilfe, dass sich die Häufigkeitsverteilung bei normalen Windverhältnissen näherungsweise durch eine Weibull-Verteilung

$$h_{\text{Weibull}}(v_w) = \frac{k}{A} \left(\frac{v_w}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_w}{A}\right)^k}$$

beschreiben lässt, wobei  $k$  ein dimensionsloser Formparameter mit Werten von 1 bis 3, und  $A$  ein Skalierungsfaktor mit  $[A] = 1 \text{ m/s}$  ist. Ist nur die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit bekannt, so ist es im Allgemeinen ausreichend genau, wenn für  $k = 2$  angenommen wird. Für diesen Sonderfall wird die Weibull-Verteilung zu einer Rayleigh-Verteilung

$$h_{\text{Rayleigh}}(v_w) = \frac{2v_w}{A^2} e^{-\left(\frac{v_w}{A}\right)^2}.$$

Den Skalierungsfaktor  $A$  kann man direkt aus der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit bestimmen,

$$A = \bar{v}_w \frac{2}{\sqrt{\pi}}$$

[26, S. 381f]. Abbildung 47 zeigt eine solche Rayleigh-Verteilung für eine übliche mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 5 m/s.

Das zuletzt beschriebene Verfahren wird – neben selbst durchgeführten Messungen – wohl jenes sein, das von potentiellen Betreibern in der Anlagenplanung am häufigsten zur Bestimmung der Windverhältnisse eingesetzt wird. Es ist dafür nur die Kenntnis der mittleren

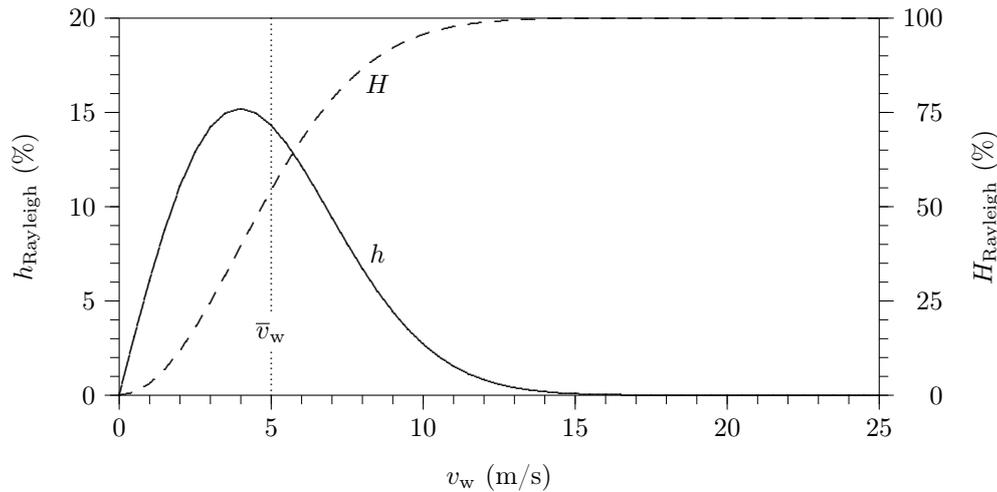


Abbildung 47: Rayleigh-Häufigkeitsverteilung  $h_{\text{Rayleigh}}$  der Windgeschwindigkeiten für eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von  $\bar{v}_w = 5$  m/s. Zusätzlich strichliert eingezeichnet ist die Summenhäufigkeit  $H_{\text{Rayleigh}}$ , die man aus der Häufigkeitsdichte  $h_{\text{Rayleigh}}$  durch Integration erhält. Die unterschiedlichen Skalierungen der Ordinatenachsen sind zu beachten.

Jahreswindgeschwindigkeit notwendig, allerdings ist auch mit entsprechenden Unsicherheiten zu rechnen.

Übrigens geben Anlagenhersteller in ihren Prospekten gerne auch den Jahresenergieertrag in Abhängigkeit von der am Standort herrschenden mittleren Jahreswindgeschwindigkeit an. Als Kunde sollte man die Frage stellen, unter Annahme welcher genauen Geschwindigkeitsverteilung die Berechnung erfolgte. Ein seriöser Hersteller wird darüber Auskunft geben können.

### 4.2.3 Berechnung des Jahresertrags

Sind Leistungskurve und Häufigkeitsverteilung erst einmal bestimmt, ist die Berechnung des Jahresertrags ein Leichtes. Im Normalfall wird sie in diskreter Form durchgeführt, also auf Basis der bereits erwähnten Windgeschwindigkeitsklassen. Für jede der  $N$  Klassen wird zuerst aus der Leistungskurve jene abgegebene elektrische Leistung  $P_{\text{el},i}$  bestimmt, die zur Geschwindigkeit  $v_{w,i}$  der Klassenmitte gehört, also  $P_{\text{el},i} = P_{\text{el}}(v_{w,i})$ . Mit Hilfe der Häufigkeiten  $H_i$  jeder Klasse werden dann die Erträge  $E_i$  jeder Klasse über  $E_i = 8760 \text{ h} \cdot P_i H_i$  und dann der Jahresertrag durch Summation über alle  $N$  Klassen gebildet,

$$E_a = \sum_{i=1}^N E_i .$$

Aus dem Jahresertrag lässt sich unmittelbar eine weitere wichtige Kenngröße angeben, die auch für die Berechnung der Stromgestehungskosten wichtig sein wird, nämlich die

Volllaststundenzahl  $T_v$ ,

$$T_v = \frac{E_a}{P_N}$$

(mit der Anlagennennleistung  $P_N$ ). Es handelt sich also um einen auf die Anlagengröße bezogenen Wert, was eine bessere Vergleichbarkeit unterschiedlicher Anlagen ermöglicht. Und noch eine Kenngröße, die häufig verwendet wird, sei angeführt, nämlich der auf die Rotorfläche  $A$  bezogene, spezifische Jahresertrag  $E'_a$ ,

$$E'_a = \frac{E_a}{A} .$$

Zur Veranschaulichung wurde die Berechnung für die in Abschnitt 2.3.2 vorgestellte Anlage Passaat mit der in Abbildung 10 angegebenen Leistungskurve und unter Annahme einer Rayleigh-Windgeschwindigkeitsverteilung durchgeführt. Für die Ermittlung von  $T_v$  wurde  $P_N = 1,4 \text{ kW}$ , für  $E'_a$  wurde  $A = 7,65 \text{ m}^2$  verwendet, entsprechend Tabelle 2. Tabelle 7 zeigt die Berechnung für eine mittlere Jahresgeschwindigkeit von  $5 \text{ m/s}$ . Deutlich zu sehen ist der geringe Energiebeitrag der hohen Windgeschwindigkeiten auf Grund ihres seltenen Auftretens.

Die Berechnung wurde für verschiedene mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten durchgeführt, um die Auswirkung auf den Jahresertrag bzw. die Volllaststundenzahl zu zeigen. Das Ergebnis ist in Abbildung 48 zu sehen und zeigt den starken Einfluss, der seine Ursache in der kubischen Abhängigkeit der Leistung von der Windgeschwindigkeit hat. Für

$i$	$v_i$ (m/s)	$P_i$ (W)	$H_i$ (%)	$E_i$ (kWh)	$i$	$v_i$ (m/s)	$P_i$ (W)	$H_i$ (%)	$E_i$ (kWh)
1	0	0	0,00	0	14	13	1170	0,40	41
2	1	0	6,09	0	15	14	1280	0,19	21
3	2	0	11,08	0	16	15	1380	0,08	10
4	3	0	14,21	0	17	16	1400	0,03	4
5	4	50	15,20	67	18	17	1400	0,01	1
6	5	120	14,32	151	19	18	1400	0,00	1
7	6	230	12,17	245	20	19	1380	0,00	0
8	7	370	9,43	306	21	20	1350	0,00	0
9	8	470	6,73	277	22	21	1300	0,00	0
10	9	600	4,44	233	23	22	1250	0,00	0
11	10	740	2,72	176	24	23	1210	0,00	0
12	11	880	1,54	119	25	24	1190	0,00	0
13	12	1020	0,82	73	26	25	1180	0,00	0
<b>Jahresertrag <math>E_a</math> (kWh)</b>									<b>1725</b>
<b>Volllaststundenzahl <math>T_v</math> (h)</b>									<b>1232</b>
<b>spezifischer Jahresertrag <math>E'_a</math> (kWh/m<sup>2</sup>)</b>									<b>225</b>

Tabelle 7: Berechnung des Jahresertrags am Beispiel der Fortis Wind Energy Passaat für eine mittlere Jahresgeschwindigkeit von  $5 \text{ m/s}$  und Rayleigh-Verteilung (Skalierungsfaktor  $A = 5,64 \text{ m/s}$ ).

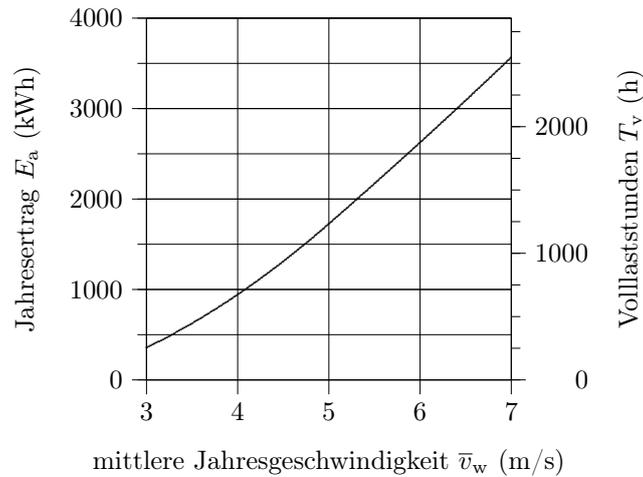


Abbildung 48: Abhängigkeit des Jahresertrags bzw. der Vollaaststundenzahl von der mittleren Jahresgeschwindigkeit. Berechnet am Beispiel der Anlage Fortis Wind Energy Passaat und unter Annahme einer Rayleigh-Verteilung.

andere Anlagen mit anderen Leistungskennlinien wird das Ergebnis im Detail abweichen, qualitativ ergeben sich aber ähnliche Verläufe. Übrigens gibt der Hersteller der Passaat einen Jahresertrag von 3200 kWh bei 6 m/s an (siehe Tabelle 2) – im Gegensatz zu den hier ermittelten etwa 2600 kWh. Dies wirft die Frage auf, wie der Hersteller zu einem derart unterschiedlichen Ergebnis kommt, und zeigt, dass Herstellerangaben immer mit Skepsis zu begegnen ist.

### 4.3 Stromgestehungskosten

Nachdem nun die Windverhältnisse und daraus der Jahresertrag bestimmt wurden, können nun im letzten Schritt der Wirtschaftlichkeitsanalyse einer Kleinwindkraftanlage die Stromgestehungskosten ermittelt und mit den üblichen Strompreisen und Einspeisetarifen verglichen werden. Der Focus liegt dabei auf Anlagen zur Netzeinspeisung. Bei Batterieladern oder Anlagen zur Einspeisung in ein Inselnetz spielen wirtschaftliche Überlegungen normalerweise nur eine untergeordnete Rolle, da es hierbei in erster Linie darum geht, eine Versorgung mit elektrischem Strom überhaupt zu ermöglichen. Die Stromgestehungskosten können bei diesen Anlagen im Prinzip genauso ermittelt werden, nur muss dann ein Vergleich mit den Kosten alternativer Erzeugungsanlagen (Photovoltaik, Dieselgenerator, usw.), die wiederum vom konkreten Standort abhängen, erfolgen. Ähnliches gilt für Anlagen zur Heizungsunterstützung; die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit muss dann durch Vergleich mit den Kosten anderer Heizungssysteme erfolgen.

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten ist zuerst die Bestimmung der beeinflussenden Parameter notwendig, was in den folgenden Abschnitten erfolgt.

### 4.3.1 Investitionskosten

Für eine genaue Vorhersage der Stromgestehungskosten, und um einen seriösen Vergleich verschiedener Anlagen zu ermöglichen, ist es wichtig, wirklich alle bei der Installation einer Kleinwindkraftanlage anfallenden Kosten zu berücksichtigen. Kosten fallen an für:

- Windturbine mit Generator
- Mast
- Gleichrichter (falls in den anderen Geräten nicht integriert)
- Netzeinspeisewechselrichter (bzw. Akkusatz mit Laderegler bei Batterieladern, Steuergerät und Heizspiralen bei Anlagen zur Heizungsunterstützung)
- Stoppschalter
- Messgeräte (Energiezähler, Amperemeter, Anemometer)
- Überspannungs- und Überdrehzahlschutz
- ENS (bei Netzeinspeisung)
- Anschlusskabel
- Blitzschutz
- Transport und Montage
- Anmeldung beim Netzbetreiber (bei Netzeinspeisung)
- Windgutachten oder Windmessungen
- Versicherung
- Förderungen (negativ zu zählen)

Um verschiedene Anlagen besser vergleichen zu können, ist es üblich, die Investitionskosten  $C$  bezogen auf die Anlagengröße anzugeben, man spricht dann von spezifischen Investitionskosten  $C'$ . Üblicherweise erfolgt ein Bezug auf die elektrische Anlagen-Nennleistung, bei Windkraftanlagen wird manchmal auch auf die Rotorfläche oder den Rotordurchmesser bezogen.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Nennleistung einer Windkraftanlage noch nichts über ihren Jahresertrag aussagt – vielmehr kommt es auf die gegenseitige Abstimmung von Rotor und Generator an. Damit können die spezifischen Investitionskosten gezielt

beeinflusst werden: Durch Austausch des Generators gegen einen solchen mit höherer Nennleistung werden die spezifischen Investitionskosten sinken. Auf die Stromgestehungskosten wird sich das aber kaum auswirken, denn ist der elektrische Anlagenteil verglichen mit dem Rotor nun massiv überdimensioniert, so wird der Jahresertrag nicht wesentlich steigen, die Volllaststundenzahl wird zurückgehen. Dies zeigt, dass es für eine Wirtschaftlichkeitsbewertung nicht ausreicht, nur die spezifischen Investitionskosten heranzuziehen.

Wie man an Hand obiger Aufzählung sieht, setzen sich die Gesamtinvestitionskosten aus vielen Positionen zusammen, sodass es unmöglich ist, einen exakten Preis zu nennen, ohne die Details eines konkreten Projekts zu kennen. Beispielsweise hängen die Kosten für die Anmeldung zur Netzeinspeisung vom Netzbetreiber ab, Investitionsförderungen können unter Umständen beantragt werden, oder die Kosten für Transport und Montage entfallen, wenn der Betreiber sich selber darum kümmert, und so fort. Bei der Projektplanung kann das natürlich alles berücksichtigt werden, es sollen hier aber allgemeine Aussagen gemacht werden, um einen Richtwert für die Stromgestehungskosten von Kleinwindkraftanlagen angeben zu können. Die Ermittlung von brauchbaren Durchschnittswerten für die Investitionskosten ist ein aufwendiges Unterfangen. Eine in diesem Zusammenhang recht gute Studie ist der *Techno-Economic Report* [72] des schon einmal erwähnten WINEUR-Projekts (vgl. Seite 8), aus dem wieder einige Ergebnisse zitiert werden sollen. Im Zuge der Studie wurde zur Informationsbeschaffung unter anderem ein Fragebogen erstellt, der an Hersteller und Besitzer von Kleinwindkraftanlagen verschickt wurde. Zusätzlich wurden noch Daten eines britischen Regierungsprogramms für erneuerbare Energien berücksichtigt, und es wurde eine Literatur- und Internetrecherche durchgeführt [72, S. 14].

Die in der Studie ermittelten Werte der spezifischen Investitionskosten  $C'$  wurden als Punktschar in ein Diagramm (Abbildung 49) eingetragen. Wie man sieht, steigen die Investitionskosten mit sinkender Anlagengröße stark an. Dies ist verständlich, da die Kosten mancher Anlagenkomponenten kaum abhängig von der Anlagen-Nennleistung sind. Beispielsweise ist ein Mast mit einer gewissen Mindesthöhe in jedem Fall notwendig, um eine gewisse Mindestwindgeschwindigkeit sicherzustellen, und sei die Anlage auch noch so klein. Auch die relativ teure ENS ist in ihren Kosten praktisch unabhängig von der Anlagengröße, jedoch ebenso für Kleinstanlagen vorgeschrieben.

Um den Trend besser zu veranschaulichen, wurde versucht, eine logarithmische Regression durchzuführen. Das Ergebnis ist die in Abbildung 49 zusätzlich eingetragene Regressionskurve, die auf Grund der großen Streuung der Punktschar das Verhalten nur sehr ungenau modelliert. Die große Streuung ist ein klares Zeichen für die Unreife des Marktes. Im Laufe des Technologielebenszyklus ist mit einer Marktberreinigung zu rechnen, was zu sinkenden Anlagenpreisen bei geringerer Schwankungsbreite führen wird.

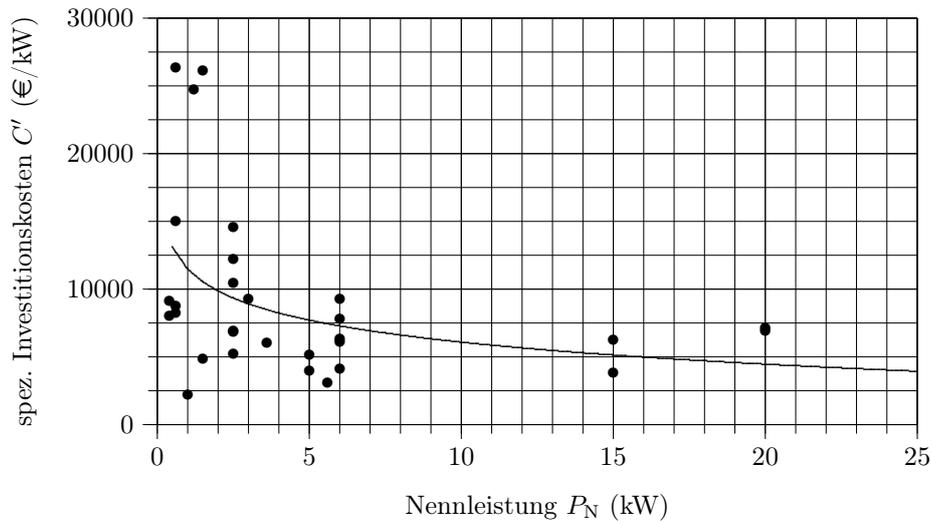


Abbildung 49: Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten von der Anlagen-Nennleistung. Die Punktschar stammt aus Daten der WINEUR-Studie [72, S. 4f]. Die eingetragene Kurve ist der Versuch, die Abhängigkeit durch eine logarithmische Regression zu modellieren, sie beschreibt das Verhalten aber nur sehr ungenau (Bestimmtheitsmaß  $R = 0,17$ ).

Der Mittelwert der spezifischen Investitionskosten beträgt für die dargestellte Punktschar etwa 9120 €/kW. Andere Studien kommen zu Werten von 4870 €/kW bzw. 5440 €/kW [72, S. 18]. Man vergleiche dies mit Werten für Großanlagen: Die Kosten betragen hier etwa 1200 €/kW<sup>21</sup>, und die Bandbreite ist viel kleiner [25, S. 827, 835].

### 4.3.2 Lebensdauer

Die Lebensdauer und somit Abschreibedauer<sup>22</sup> einer Kleinwindkraftanlage wird angegeben als Anzahl  $n$  der Jahre ( $[n] = 1$ ). Die Hersteller geben in der Regel eine Lebensdauer von 20 Jahren an, wobei Werte zwischen 10 und 30 Jahren genannt werden. Übrigens gewähren sie auf ihre Anlagen Garantien zwischen einem und zehn Jahren [72, S. 4f]. Bei Großanlagen wird üblicherweise ebenfalls von einer Lebensdauer von 20 Jahren ausgegangen.

### 4.3.3 Zinssatz

Um eine realistische Bewertung der Investition in eine Kleinwindkraftanlage zu ermöglichen, ist es notwendig, ein dynamisches Verfahren zur Investitionsrechnung einzusetzen,

<sup>21</sup>Zu beachten ist wieder, dass die Gesamtprojektkosten herangezogen werden müssen, und nicht die reinen Anlagenkosten, die bei Großanlagen etwa 800–1000 €/kW betragen.

<sup>22</sup>Ein Investor kann genau genommen auch eine kürzere Abschreibedauer als die Lebensdauer fordern, um einen schnelleren Kapitalrückfluss zu erzwingen. Eine Abschreibedauer über der Anlagenlebensdauer macht offensichtlich keinen Sinn. Es wird daher hier von einer maximalen Abschreibedauer ausgegangen, die also gleich der Lebensdauer ist, um den best case für niedrige Stromgestehungskosten zu betrachten, weil auf diese Weise die Annuitäten niedrigstmöglich sind.

und zwar die Annuitätenmethode. Sie erlaubt das gleichmäßige Umlegen der einmaligen Investition in die Anlagenerrichtung auf mehrere Jahre – eben über die Abschreibedauer. Dazu ist die Kenntnis eines Zinssatzes notwendig, der es erlaubt, die Investition in das Anlagenprojekt mit einer Investition am Finanzmarkt zu vergleichen. Der Zinssatz hängt davon ab, in welches Finanzprodukt investiert wird, daher ist es nicht möglich, einen einzigen Zinssatz anzugeben. Vorerst sei von einem Zinssatz von  $r = 4\%$  ausgegangen, im Zuge der Sensitivitätsanalyse (Abschnitt 4.3.5) wird dann aber noch die Auswirkung anderer Zinssätze gezeigt werden.

#### 4.3.4 Volllaststundenzahl

Wie bereits erwähnt, repräsentiert die Volllaststundenzahl  $T_v$  wegen  $T_v = E_a/P_N$  den auf die Anlagengröße bezogenen Jahresertrag. In Abbildung 48 wurde gezeigt, welchen großen Einfluss die Windverhältnisse auf die Volllaststundenzahl haben. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten sei vorerst von einem Wert von  $T_v = 1000$  h ausgegangen, der beispielsweise bei der für Abbildung 48 zu Grunde gelegten Anlage bei einer mittleren Jahresgeschwindigkeit von 4,5 m/s auftritt. Der Einfluss anderer Volllaststundenzahlen wird wieder im Zuge der Sensitivitätsanalyse untersucht.

#### 4.3.5 Berechnung der Stromgestehungskosten und Sensitivitätsanalyse

Nachdem nun die notwendigen Bestimmungsstücke ermittelt wurden, können die Stromgestehungskosten berechnet werden. Als erstes erfolgt die Aufteilung der Investitionskosten  $C'$  in jährliche Zahlungen (Annuitäten), was mit Hilfe des Annuitätenfaktors  $\alpha$  geschieht.  $\alpha$  wird aus der Lebensdauer  $n$  und dem Zinssatz  $r$  über

$$\alpha = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

bestimmt [62]. Die Annuitäten sind dann  $\alpha C'$ . Bei Annahme der mittleren Investitionskosten aus Abschnitt 4.3.1 ( $C' = 9120$  €) und eines Zinssatzes  $r = 4\%$  erhält man  $\alpha = 0,07358$  und  $\alpha C' = 671$  €/kW. Um die Stromgestehungskosten  $c$  zu erhalten, muss jetzt nur mehr durch die Volllaststundenzahl dividiert werden (etwaige Betriebs- und Wartungskosten können bei Kleinwindkraftanlagen in der Regel vernachlässigt werden),

$$c = \frac{\alpha C'}{T_v}.$$

Nimmt man, wie bereits angekündigt,  $T_v = 1000$  h an, erhält man relativ hohe Kosten von  $c = 67$  cent/kWh. Dieser Wert kann allerdings so nicht stehen gelassen werden, da er auf

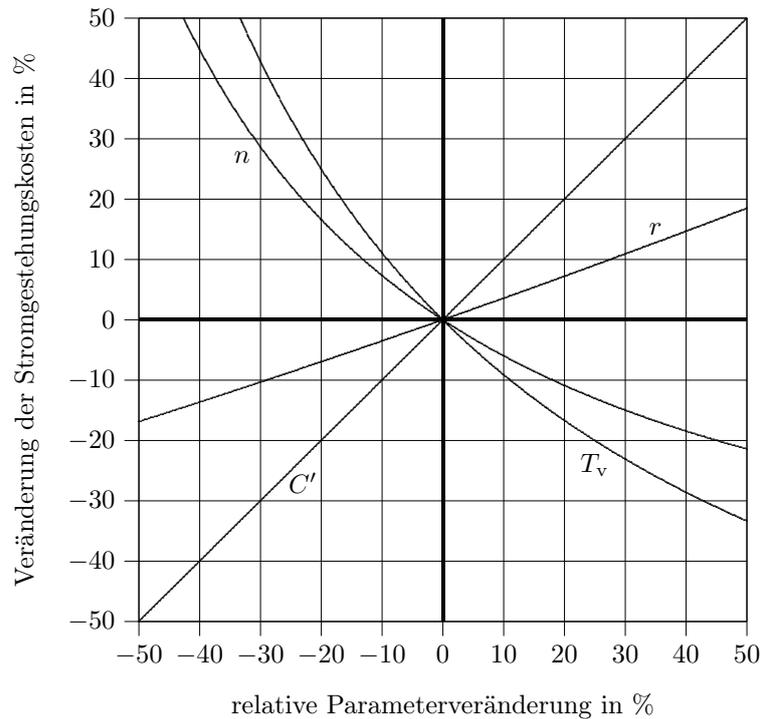


Abbildung 50: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten. Dargestellt ist die relative Änderung der Stromgestehungskosten bei Variation jeweils eines Parameters. Die Ausgangswerte sind  $C' = 9120 \text{ €/kW}$ ,  $n = 20$  (Jahre),  $r = 4\%$  und  $T_v = 1000 \text{ h}$ , was zu  $c = 67 \text{ Cent/kWh}$  führt.

vielen Annahmen beruht. Um zu erkennen, welchen Einfluss eine Änderung der Annahmen bewirkt, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, deren Ergebnis in Abbildung 50 gezeigt wird. Bemerkenswert ist der starke Einfluss der Volllaststundenzahl, der noch dazu im Zusammenhang mit Abbildung 48 zu sehen ist. Die mittlere Jahresgeschwindigkeit geht also sehr stark in die Stromgestehungskosten ein.

Bei Annahme etwas optimistischerer, aber durchaus möglicher Werte, ergibt sich schon ein wesentlich besseres Bild: Beispielsweise bei  $C' = 5000 \text{ €/kW}$  entsprechend der erwähnten anderen Studien, und einer Ertragssituation, die  $T_v = 1500 \text{ h}$  ermöglicht, erhält man Stromgestehungskosten von immerhin nur mehr etwa  $c = 25 \text{ cent/kWh}$ .

#### 4.3.6 Vergleich mit Einspeisetarifen

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt schließlich durch Vergleich mit den gewährten Einspeisetarifen. Als Beispiel sei an dieser Stelle die Situation in Österreich angeführt. Erzeugungsanlagen von Ökoenergie werden hier auf Basis des Ökostromgesetzes 2002 (Novelle 2008 und 2009) gefördert, und zwar über die Vergütung des erzeugten Stroms über Einspeisetarife, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) festgesetzt werden. Der aktuelle Einspeisetarif für Windenergie beträgt  $7,53 \text{ cent/kWh}$  und wird für

13 Jahre garantiert [10]. Wird von der Förderung kein Gebrauch gemacht oder ist die Auszahlungsperiode abgelaufen, wird die Energie nur entsprechend dem üblichen Marktpreis vergütet, der im Augenblick bei etwa 4,5 cent/kWh [11] liegt. Vergleicht man den Einspeisetarif für Windenergie mit den soeben ermittelten Stromgestehungskosten, so scheint die Förderung sehr mager zu sein. Die Ursache liegt darin, dass im Ökostromgesetz bei Windkraftanlagen keine Unterscheidung nach der Anlagengröße erfolgt. Bei Großanlagen, auf die das Ökostromgesetz offensichtlich zugeschnitten ist, liegen die Stromgestehungskosten in der Größenordnung um 7 cent/kWh [25, S. 860], sodass die Förderung hier Sinn macht. Ganz anders sieht die Situation bei Photovoltaikanlagen aus, bei denen sehr wohl nach Anlagengröße unterschieden wird, und bei welchen die Einspeisetarife zwischen 29,98 und 45,98 cent/kWh liegen<sup>23</sup> [11]. Abbildung 51 veranschaulicht die Verhältnisse.

Solange die Einspeisetarife für (Klein)Windkraftanlagen so niedrig sind, macht eine vollständige Einspeisung ins öffentliche Netz kaum Sinn. Der Betreiber sollte dann besser eine Systemkonfiguration nach Abbildung 29 wählen, den Strom also zuerst ins Hausnetz zur Eigennutzung einspeisen und nur etwaige Überschüsse an das öffentliche Netz liefern. Ist

<sup>23</sup>Bei Nennleistungen bis 5 kW sind es 45,98 cent/kWh, zwischen 5 kW und 10 kW 39,98 cent/kWh, über 10 kW 29,98 cent/kWh. Neue Photovoltaikanlagen unter 5 kW werden gemäß der neuesten Novelle des Ökostromgesetzes allerdings nur mehr über einen Investitionszuschuss gefördert und nicht mehr über Einspeisetarife.

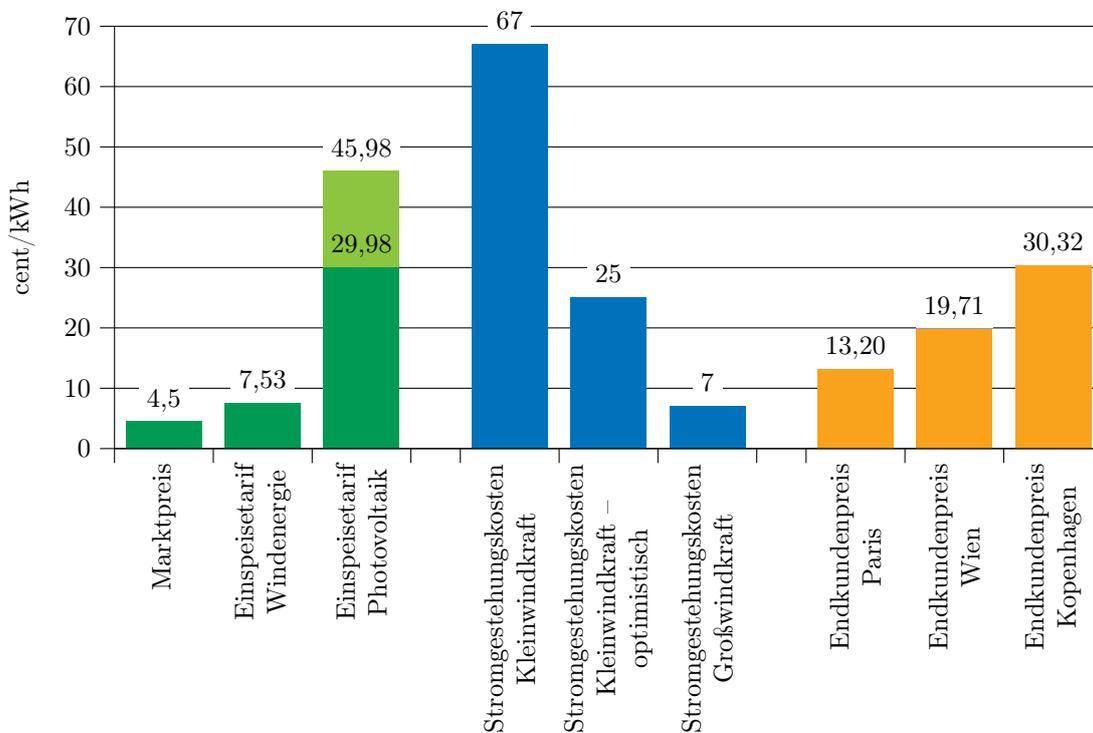


Abbildung 51: Vergleich der Stromgestehungskosten von Windenergie mit aktuellen Einspeisetarifen bzw. Strompreisen.

die Anlage nicht zu groß dimensioniert, und wird der eigene Verbrauch halbwegs an die augenblickliche Erzeugung angepasst, so spielen die Einspeisetarife kaum eine Rolle (sofern ihre Auszahlung überhaupt beantragt wurde), da es nur wenig Überschüsse geben wird. Die „Vergütung“ erfolgt dann dadurch, dass sich die Menge des vom Energieversorger kostenpflichtig bezogenen Stroms um die Höhe der Eigenproduktion verringert. Die Bewertung muss daher an Hand des Strompreises des Energieversorgers erfolgen. Beispielsweise in Wien beträgt der durchschnittliche Strompreis für den Endkunden derzeit 19,71 cent/kWh (inkl. aller Steuern und Abgaben), in Paris 13,20 cent/kWh, in Kopenhagen sogar 30,32 cent/kWh [12]. Bei Annahme des optimistischen Wertes der Stromgestehungskosten von  $c = 25$  cent/kWh lohnt sich daher die Installation einer Kleinwindkraftanlage unter Umständen aus rein finanzieller Sicht bereits, vorausgesetzt, es wird hauptsächlich für den Eigenbedarf erzeugt. Eine andere Möglichkeit wäre natürlich die Anpassung des Ökostromgesetzes derart, dass eine Berücksichtigung der Kleinwindkraftanlagen durch der Anlagengröße entsprechende Einspeisetarife erfolgt. Bei Einspeisetarifen ähnlich denen für Photovoltaikanlagen würden sich Kleinwindkraftanlagen in vielen Fällen rechnen.

Abschließend seien noch einige Aspekte angeführt, die eine andere Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Kleinwindkraftanlagen bewirken können. Zum ersten sind die Strompreise zu nennen, bei denen langfristig mit einer Steigerung zu rechnen ist. Andererseits wird möglicherweise die Förderungssituation besser, weil es notwendig sein wird, regenerative Energien noch mehr zu forcieren, um die CO<sub>2</sub>-Einsparungsziele zu erreichen. Schließlich ist mit stark sinkenden Preisen für die Kleinwindkraftanlagen zu rechnen, und zwar aus zwei Gründen: Erstens ist der Markt noch relativ klein, sodass es ein großes Potential gibt, die Produktionskosten durch höhere Stückzahlen zu senken (steigende Skalenerträge). Zweitens steht die Technologie der Kleinwindkraftanlagen noch relativ am Anfang, sodass zu erwarten ist, dass durch technologisches Lernen die Produktionskosten ein weiteres Mal gedrückt werden können. Durch die technologische Weiterentwicklung werden außerdem die Anlagenwirkungsgrade steigen, was zu besseren Erträgen führt.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Kleinwindkraftanlagen stellen eine interessante Möglichkeit der regenerativen Stromerzeugung für den Eigenbedarf dar. Die im Zuge der Arbeit durchgeführten Recherchen und Analysen haben gezeigt, dass der Markt noch sehr jung ist. Dies äußerte sich in der großen Anzahl der Hersteller, von denen aber die meisten nur wenige Modelle anbieten, in ihrem oftmals unprofessionellen Auftreten, und der Schwierigkeit, vernünftiges Informationsmaterial aufzutreiben. Bei den Anlagenbauformen ist zwar der Horizontalachsenrotor mit drei Rotorblättern dominierend, es gibt aber noch immer sehr viele Varianten und Sonderbauformen, sodass auch diesbezüglich mit einer zukünftigen Marktberreinigung gerechnet werden muss. Die im Kapitel Wirtschaftlichkeit gezeigte große Schwankungsbreite bei den Investitionskosten ist ebenfalls ein Indiz für die Unreife des Marktes. Man vergleiche dies mit dem Markt der Großanlagen, auf welchem es praktisch nur mehr eine Bauform mit sehr klarer Kostenstruktur, und sehr wenige Hersteller gibt – dieser Markt hat diese Entwicklungen bereits hinter sich.

Die Einsatzmöglichkeiten von Kleinwindkraftanlagen sind vielfältig, wie gezeigt wurde. Dies beginnt bei einfachen Batterieladern, die eine Stromversorgung auch in Gebieten abseits eines öffentlichen Netzes sicherstellen können, und setzt sich bei Anlagen zur Unterstützung kleiner, von einem Dieselgenerator betriebener Inselnetze fort, wo sie den Kraftstoffverbrauch reduzieren können. Diese Anwendungsmöglichkeit spielt vor allem für Entwicklungsländer eine große Rolle, wo eine verlässliche, öffentliche Stromversorgung nicht unbedingt selbstverständlich ist. Neben den traditionellen Systemen zum Wasserpumpen wurde noch die Möglichkeit der Heizungsunterstützung erwähnt, was aber wohl nur für sehr windreiche Gegenden eine echte Option darstellen dürfte, da eine solche Anlage ja einem Vergleich mit alternativen Heizungssystemen standhalten muss. Das Anwendungsgebiet allerdings, das vor allem in den europäischen Industrieländern die größte Bedeutung besitzen wird, sind die Anlagen zur Netzeinspeisung. Anlagen zur Dachmontage, die einen Betrieb im vorstädtischen, ja unter Umständen sogar städtischen Bereich ermöglichen könnten, kommt in diesem Zusammenhang – trotz aller dabei auftretenden Schwierigkeiten – ein besonderes Interesse zu.

Wenngleich auch Windturbinen seit langer Zeit im Dienste der Menschheit stehen, und große Windkraftanlagen seit immerhin etwa 20 Jahren in Serie produziert werden, steckt die Technologie der Kleinwindkraftanlagen in vielen Bereichen noch in den Kinderschuhen. Den wahrscheinlich größten Innovationsbedarf gibt es bei den Netzeinspeisewechselrichtern und der Abstimmung der einzelnen Komponenten aufeinander. Die verschiedenen Verfahren des Maximum Power Point Trackings werden bis jetzt kaum noch implementiert, was aber im Hinblick auf eine Ertragsoptimierung wichtig wäre. Auch bei Batterieladern und Anlagen zur Heizungsunterstützung sieht es nicht viel besser aus: Wie gezeigt wurde, ist

eine gute Lastanpassung alles andere als trivial. Es muss deshalb damit gerechnet werden, dass eine Anlage, bei der die Komponenten einfach zusammengesteckt wurden und keine derartige Lastanpassung vorgenommen wurde, nur unzureichend funktioniert und niedrige Erträge erbringt. Ideal wäre es, wenn nicht nur einzelne Anlagenteile verkauft würden, sondern die Hersteller Komplettsysteme entwickelten, bei denen die Komponenten so aufeinander abgestimmt sind, dass ein reibungsloser und ertragsoptimierter Betrieb möglich wird. Hier herrscht mit Sicherheit noch viel Aufklärungsbedarf bei Herstellern, Händlern und Betreibern.

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit hat schließlich gezeigt, dass ein rein finanziell lohnender Betrieb aus heutiger Sicht in den allermeisten Fällen nicht möglich ist, es sei denn, es gibt entsprechende Förderungen. Es ist aber damit zu rechnen, dass sich diese Situation ändern wird. Ein erster Impuls könnte (in Österreich, aber auch in Deutschland) von einer Anpassung der Einspeisetarife für Windkraft ausgehen, und zwar in der Form, dass die Anlagengröße berücksichtigt wird. Bei Einspeisetarifen in der Größenordnung der Tarife für Photovoltaik würde sich eine Kleinwindkraftanlage bei guten Windverhältnissen dann bereits lohnen. Der Markt könnte dadurch in Schwung kommen, was höhere Produktionszahlen und – unterstützt durch den Effekt des technologischen Lernens – geringere Fertigungskosten und ausgereifere Geräte bewirken würde.

Abschließend muss festgestellt werden, dass die Thematik der Kleinwindkraftanlagen sehr viele Aspekte besitzt, die aber alle in dieser Arbeit nur angerissen werden konnten. Allein die technischen Fragestellungen, wie die verschiedenen Regelungsverfahren, Vor- und Nachteile von Generatorbauformen, Anforderungen an Wechselrichter, mechanische Konzeptionen, usw. würden Stoff für weitaus umfangreichere Untersuchungen bieten. Auf soziologische Aspekte (z.B. Geräuschentwicklung, Vogelschutz, Akzeptanz in der Bevölkerung) und rechtliche Fragestellungen (z.B. Baubewilligung, Versicherungsfragen, Zertifizierung) konnte aus Platzgründen überhaupt nicht eingegangen werden, ebenso wie auf die konkrete Auslegung und Konstruktion der einzelnen Komponenten einer Anlage. Dem Leser wurde jedoch ein breiter Überblick über die derzeitige Situation des Marktes, aktuelle technologische Probleme und die Wirtschaftlichkeit gegeben, der ein Ausgangspunkt für weitere Forschungstätigkeit sein kann. Das umfangreiche Literaturverzeichnis soll dabei auch als Hilfestellung für weitere Recherchen verstanden werden.

## Abbildungsverzeichnis

1	Die 10 Länder mit den meisten Herstellern für Kleinwindkraftanlagen, und Österreich [1, S. 11]. . . . .	8
2	Wachstum des US-Marktes für Kleinwindkraftanlagen, aufgeschlüsselt nach Marktsegmenten [1, S. 5]. . . . .	9
3	Anzahl der in den verschiedenen Größenkategorien auf dem Internetportal <a href="http://www.allsmallwindturbines.com">www.allsmallwindturbines.com</a> angebotenen Windkraftanlagenmodellen. . . . .	12
4	Angebot an Anlagen mit horizontaler Achse, aufgeschlüsselt nach der Anzahl der Rotorblätter. . . . .	12
5	Angebot an Anlagen mit vertikaler Achse, aufgeschlüsselt nach Rotorbauform und Anzahl der Rotorblätter. . . . .	13
6	Die Southwest Windpower Air X [54]. . . . .	14
7	Leistungskurve (links) und monatlicher Energieertrag (rechts) für die Air X. Die oberen Kurven gelten für ideale Bedingungen, die unteren für reale (turbulente Windverhältnisse) [52, S. 30]. . . . .	16
8	Varianten des Rohrmastes mit Abspannung für die Air X [53]. . . . .	16
9	Die Fortis Wind Energy Passaat [19], [6, S. 47]. . . . .	18
10	Leistungskurve der Passaat (Die Zahlenwerte der Abszissenachse bezeichnen die Windgeschwindigkeit in m/s) [21]. . . . .	19
11	Die Braun Antaris 5,0 kW [4, 3]. . . . .	20
12	Leistungskurve für die Braun Antaris 5,0 kW [3]. . . . .	22
13	Die quietrevolution qr5 [45], [44, S. 1]. . . . .	23
14	Leistungskennlinie für die qr5. <i>Grau strichliert</i> : aerodynamische Leistung (also die mechanische Leistung vor der Umwandlung im Generator) bei Vermessung im Windkanal. <i>Grün ausgezogen</i> : Geplante, elektrische Ausgangsleistung im Gleichspannungsbereich, also nach dem Generator und dem Gleichrichter, aber vor dem Einspeisewechselrichter. Die Verluste im Wechselrichter bleiben somit unberücksichtigt. <i>Blaue Punkteschar</i> : Praktisch gemessene, 20-Sekunden-Mittelwerte der elektrischen Leistung. [43] . . . . .	24
15	Montagevarianten für die qr5 [42]. . . . .	25
16	Die PGE 20/35 [14]. . . . .	27

17	Leistungskurve (links) und jährlicher Energieertrag (rechts) für die PGE 20/35 [14]. . . . .	28
18	Einige moderne Savonius-Winkraftanlagen [15, 22, 69]. . . . .	31
19	Kleinwindkraftanlagen mit schleifenförmigen Rotorblättern [34, 68, 29]. . . . .	32
20	<i>Links:</i> Kleinwindkraftanlage mit typischem, mantelförmigem Konzentrator. <i>Mitte:</i> Optisch auffällige Montage auf einem Wohnhaus. <i>Rechts:</i> Nutzung als Werbefläche. [9] . . . . .	33
21	<i>Links:</i> Multiblatt-Horizontalachsenanlage mit trichterförmigem Rotor [30]. <i>Mitte:</i> Aufwendige Konstruktion mit gebogenem Ansaugstutzen [16]. <i>Rechts:</i> Anlage mit vertikaler Achse und Stator aus Windleitblechen [23, S. 1]. . . . .	33
22	Systemkonfiguration für einen einfachen Batterielader. . . . .	35
23	Systemkonzept für eine Hybridanlage mit Windkraft und Photovoltaik. . . . .	37
24	Konflikt der Laderegler bei ungünstigen Leitungsverhältnissen. . . . .	38
25	Zwei interessante Einsatzbeispiele für Kleinwindkraftanlagen als Batterielader: <i>Links:</i> Architektonisch ansprechende Strassenlaternen mit integriertem Savonius-Rotor und PV-Modul, im Einsatz bei den olympischen Spielen in Athen 2004 [46]. <i>Rechts:</i> Eine Air X (vgl. Abschnitt 2.3.1) zur Energieversorgung eines Sendemastes [70]. . . . .	39
26	Systemkonfiguration für ein einfaches Wind/Diesel-Inselnetz. Windkraftanlagen können entweder direkt (bei geeignetem Generator) oder über einen Einspeisewechselrichter an das vom Dieselgenerator aufgebaute 230/400 V-Niederspannungsnetz angeschlossen werden. Bei starkem Windkraftanteil im Inselnetz dient eine Lastabwurfsteuerung der Anpassung der Last an die augenblicklich vorhandene Erzeugung. . . . .	40
27	Systemkonfiguration für eine Kleinwindkraftanlage zur Wassererwärmung mit Heizstäben. . . . .	41
28	Wasserwirbelbremse. <i>Links:</i> Querschnitt. <i>Rechts:</i> Rotor aus Metall-Schaum. [41] . . . . .	43
29	Systemkonfiguration zum Anschluss der Windkraftanlage an die Hausinstallation und Einspeisung etwaiger Überschüsse in das öffentliche Niederspannungsnetz. Zusätzlich eingezeichnet ist der korrekte Anschluss einer eventuell vorhandenen Photovoltaik-Anlage mit eigenem Zähler. . . . .	45
30	Verteilung der Windgeschwindigkeiten über einem Flachdach. Ergebnis einer numerischen Strömungsberechnung (CFD) [35, S. 17]. . . . .	49

31	Bauformen für Windkraftanlagen mit vertikaler Achse [25, S. 66]. . . . .	51
32	Aufbau eines Scheibenläufer-Generators. <i>Links</i> : Längsschnitt. <i>Mitte</i> : Eisenlose Statorplatte mit rechteckförmigen Spulen. <i>Rechts</i> : Rotorplatte aus Stahlblech mit aufgeklebten Permanentmagneten. [40, S. 15] . . . . .	55
33	Skizziertes Feldbild im Luftspalt des Scheibenläufers (Statorwicklung nicht eingezeichnet). [17, S. 4] . . . . .	56
34	Kennlinie des Leistungsbeiwerts über der Schnelllaufzahl eines typischen Horizontalachsenrotors mit 3 Rotorblättern. (Selbst angefertigt nach [26, S. 39]) . . . . .	60
35	Leistungs-Drehzahl-Kennfeld einer Kleinwindkraftanlage mit einer Rotorfläche von $A = 1 \text{ m}^2$ und der Rotorkennlinie entsprechend Abbildung 34. Parameter ist die Windgeschwindigkeit. Zusätzlich strichliert eingetragen ist die Kurve maximaler Leistung, die sich bei $c_p = c_{p,\text{max}}$ ergibt. . . . .	61
36	Stark vereinfachtes, einphasiges Ersatzschaltbild einer Synchronmaschine und zugehöriges Zeigerdiagramm für den Fall rein ohmscher Last ( $U_1$ und $I_1$ in Phase, $\cos \varphi = 1$ ). . . . .	66
37	Strom-Spannungs-Kennlinie der Synchronmaschine im Inselbetrieb bei ohmscher Last und Nenndrehzahl. Zusätzlich strichliert eingezeichnet sind die Verläufe bei rein induktiver bzw. kapazitiver Last. . . . .	67
38	Kennlinienfeld bei ohmscher Last und verschiedenen Drehzahlen zwischen der Nenndrehzahl $n_0$ und $0,1 n_0$ . . . . .	68
39	Strom-Spannungs-Kennlinien für ideale Lasten, um einen Betrieb bei maximaler Leistungsentnahme aus dem Wind sicherzustellen. Es sind drei verschiedene Fälle eingezeichnet, die von der konkreten Auslegung der Windkraftanlage abhängen. Weiterhin punktiert eingetragen sind die Kennlinien der Synchronmaschine bei verschiedenen Drehzahlen. . . . .	70
40	Mögliche stückweise Approximation der idealen Lastkennlinie durch lineare Kennlinien dreier ohmscher Widerstände. . . . .	71
41	Schaltbild eines einfachen Systems zur Batterieladung, bestehend aus permanenterregter Synchronmaschine (PSM), Brückengleichrichter, Glättungsinduktivität $L$ und Akkumulator. Letzterer wird als Spannungsquelle $U_B$ mit Innenwiderstand $R_i$ modelliert. . . . .	72

42 Akkumulator-Kennlinie im Vergleich zur idealen Lastkennlinie. Eine verbesserte Approximation kann durch eine geänderte Übersetzung (z.B. 1 : 1 und 1,5 : 1) zwischen Generator und Akkusatz erreicht werden (beispielsweise durch einen Transformator), was zu den beiden unterschiedlichen Kennlinien führt. . . . . 73

43 Regelung der Rotorleistungsaufnahme durch Verstellen des Blatteinstellwinkels  $\vartheta$ . *Links*: Ausgangssituation. *Mitte*: Pitch-Regelung. *Rechts*: Aktive Stall-Regelung. [25, S. 108] . . . . . 80

44 Beispiel für ein Kennfeld des Rotorleistungsbeiwertes bei verstellbaren Rotorblättern. Der Blatteinstellwinkel  $\vartheta$  ist Parameter. [25, S. 104] . . . . . 81

45 Beispiel für eine mögliche Realisierung einer passiven Blattverstellung. [25, S. 305] . . . . . 81

46 Beispiel für eine lineare Regression zur Ermittlung der Korrelation zwischen den eigenen Messwerten  $v_{lok}$  und jenen einer nahegelegenen Wetterstation  $v_{ref}$ . [48, S. 9] . . . . . 91

47 Rayleigh-Häufigkeitsverteilung  $h_{Rayleigh}$  der Windgeschwindigkeiten für eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von  $\bar{v}_w = 5$  m/s. Zusätzlich strichliert eingezeichnet ist die Summenhäufigkeit  $H_{Rayleigh}$ , die man aus der Häufigkeitsdichte  $h_{Rayleigh}$  durch Integration erhält. Die unterschiedlichen Skalierungen der Ordinatenachsen sind zu beachten. . . . . 97

48 Abhängigkeit des Jahresertrags bzw. der Volllaststundenzahl von der mittleren Jahresgeschwindigkeit. Berechnet am Beispiel der Anlage Fortis Wind Energy Passaat und unter Annahme einer Rayleigh-Verteilung. . . . . 99

49 Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten von der Anlagen-Nennleistung. Die Punktschar stammt aus Daten der WINEUR-Studie [72, S. 4f]. Die eingetragene Kurve ist der Versuch, die Abhängigkeit durch eine logarithmische Regression zu modellieren, sie beschreibt das Verhalten aber nur sehr ungenau (Bestimmtheitsmaß  $R = 0,17$ ). . . . . 102

50 Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten. Dargestellt ist die relative Änderung der Stromgestehungskosten bei Variation jeweils eines Parameters. Die Ausgangswerte sind  $C' = 9120$  €/kW,  $n = 20$  (Jahre),  $r = 4\%$  und  $T_v = 1000$  h, was zu  $c = 67$  Cent/kWh führt. . . . . 104

51 Vergleich der Stromgestehungskosten von Windenergie mit aktuellen Einspeisetarifen bzw. Strompreisen. . . . . 105

**Tabellenverzeichnis**

1	Technische Daten der Southwest Windpower Air X [54]. . . . .	14
2	Technische Daten der Fortis Wind Energy Passaat [21]. . . . .	18
3	Technische Daten der Braun Antaris 5,0 kW [3]. . . . .	21
4	Technische Daten der quietrevolution qr5 [42]. . . . .	23
5	Technische Daten der Energie PGE 20/35 [14]. . . . .	28
6	Übersicht über die Verwendung von Generatorkonzepten bei Windkraftanlagen. . . . .	59
7	Berechnung des Jahresertrags am Beispiel der Fortis Wind Energy Passaat für eine mittlere Jahresgeschwindigkeit von 5 m/s und Rayleigh-Verteilung (Skalierungsfaktor $A = 5,64$ m/s). . . . .	98

## Literaturverzeichnis

- [1] AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION (Hrsg.): *2009 AWEA Small Wind Turbine Global Market Study*. Online in Internet: [http://www.awea.org/smallwind/pdf/09\\_AWEA\\_Small\\_Wind\\_Global\\_Market\\_Study.pdf](http://www.awea.org/smallwind/pdf/09_AWEA_Small_Wind_Global_Market_Study.pdf) [Abruf am 14.08.2009]
- [2] BERGEY, Michael L.S.; BERGEY WINDPOWER CO. (Hrsg.): *Wind-Electric Pumping Systems For Communities*. 1998. Online in Internet: <http://www.bergey.com/School/NSF.Paper.htm> [Abruf am 22.09.2009]
- [3] BRAUN WINDTURBINEN GMBH (Hrsg.): *Windkraftanlage Antaris 5,0 kW*. Online in Internet: <http://www.braun-windturbinen.com/index.php/antaris-50-kw.html> [Abruf am 25.09.2009]
- [4] BRAUN WINDTURBINEN GMBH (Hrsg.): *Windkraftanlagen: Informationen zur Antaris Windkraftanlage*. Online in Internet: <http://www.braun-windturbinen.com/index.php/anlagen.html> [Abruf am 25.09.2009]
- [5] BUNDESVERBAND KLEINWINDANLAGEN: *Definition von Kleinwindanlagen*. Online in Internet: <http://cms.bundesverband-kleinwindanlagen.de/index.php?menuid=15&reporeid=8>. [Abruf am 26.12.2009]
- [6] BUNDESVERBAND WINDENERGIE E.V. (Hrsg.): *Wind Energy Market 2009: Technik, Märkte & Potentiale*. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V., 2009 – 19. Ausgabe der BWE-Marktübersicht.
- [7] CROME, Horst: *Handbuch Windenergie-Technik: Windkraftanlagen in handwerklicher Fertigung*. 3. Auflage. Staufen bei Freiburg: ökobuch, 2008
- [8] DOBESCH, H.; KURY, G.: *Wind Atlas for the Central European countries Austria, Croatia, Czech Republic, Hungary, Slovak Republic and Slovenia*. In: *Österreichische Beiträge zu Meteorologie und Geophysik*, 1997, Nr. 16, S. 105ff
- [9] Bildquellen online in Internet:
  - [http://www.donqi.eu/duits/fotos\\_testimonials\\_betronic\\_1.html](http://www.donqi.eu/duits/fotos_testimonials_betronic_1.html)
  - [http://www.donqi.eu/duits/fotos\\_testimonials\\_burgerplein\\_4.html](http://www.donqi.eu/duits/fotos_testimonials_burgerplein_4.html)
  - [http://www.donqi.eu/duits/mijn\\_windmill.html](http://www.donqi.eu/duits/mijn_windmill.html)[Abruf am 15.09.2009]
- [10] ENERGIE-CONTROL GMBH (Hrsg.): *Einspeisetarife für Ökostromanlagen*. Ausgabe Februar 2009. Online in Internet: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/>

- medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/einspeisetarife-2009.pdf  
[Abruf am 21.12.2009]
- [11] ENERGIE-CONTROL GMBH (Hrsg.): *Ermittlung des Marktpreises für das Jahr 2009*. Online in Internet: [http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/Marktpreisermittlung%202009\\_1-4Q.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/Marktpreisermittlung%202009_1-4Q.pdf) [Abruf am 21.12.2009]
- [12] ENERGIE-CONTROL GMBH (Hrsg.): *Strom-Preismonitor – Dezember: Europäischer Haushalts-Energiepreisindex HEPI*. Online in Internet: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/strompreis-monitor> [Abruf am 21.12.2009]
- [13] ENERGIE PGE (Hrsg.): *PGE 20/35, PGE 20/50, 60 Hz: The Quiet Power*. Online in Internet: <http://www.energiepge.com/en/medias/pdf/PGE-01-080C-A.PDF> [Abruf am 10.09.2009]
- [14] ENERGIE PGE (Hrsg.): *PGE 20/35 Wind turbine*. Online in Internet: [http://www.energiepge.com/page\\_produit.php?produit=pge2035](http://www.energiepge.com/page_produit.php?produit=pge2035) [Abruf am 10.09.2009]
- [15] Bildquelle online in Internet: <http://www.enviro-energies.com/images/EEBrochure20090511.pdf> [Abruf am 16.09.2009]
- [16] Bildquelle online in Internet: <http://www.erd.qc.ca/ereal20.html> [Abruf am 17.09.2009]
- [17] FAHEY, Steven: *Basic Principles Of The Homemade Axial Flux Alternator*. Dezember 2006. Online in Internet: [http://www.windenergy.nl/website/files/artikelen/AXIAL\\_FLUX\\_HowItWorks.pdf](http://www.windenergy.nl/website/files/artikelen/AXIAL_FLUX_HowItWorks.pdf) [Abruf am 08.12.2009]
- [18] FISCHER, Rolf: *Elektrische Maschinen*. 13. Auflage. München, Wien: Hanser, 2006
- [19] FORTIS WIND ENERGY (Hrsg.): *Autonomous hybrid telecom installation*. Online in Internet: <http://www.fortiswindenergy.com/recently-installed/fortis-passaat-hybride> [Abruf am 02.09.2009]
- [20] FORTIS WIND ENERGY (Hrsg.): *How do Small Wind Turbines Work?* Online in Internet: <http://www.fortiswindenergy.com/wind-energy/wind-turbine-technology> [Abruf am 02.09.2009]
- [21] FORTIS WIND ENERGY (Hrsg.): *Passaat Wind Turbine*. Online in Internet: <http://www.fortiswindenergy.com/products/wind-turbines/passaat> [Abruf am 02.09.2009]
- [22] Bildquelle online in Internet: [http://www.helixwind.com/download/media22\\_2\\_he1.jpg](http://www.helixwind.com/download/media22_2_he1.jpg) [Abruf am 16.09.2009]

- [23] GUAL INDUSTRIE (Hrsg.): *Stateolien GSE: Technical Presentation*. Online in Internet: <http://www.gual-industrie.com/Doctechang.pdf> [Abruf am 17.09.2009]
- [24] HACKER, Günther: *Wind ins Netz: Netzeinspeisung und Akkuladung mit neuen Kleinwindrädern*. 2. Auflage. St. Georgen: Solar Wind Team G. Hacker, 2007
- [25] HAU, Erich: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 4., vollst. neu bearb. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer, 2008
- [26] HEIER, Siegfried: *Windkraftanlagen: Systemauslegung, Netzintegration und Regelung*. 4. Auflage. Wiesbaden: B. G. Teubner, 2005
- [27] HEIER, Siegfried; FIZ KARLSRUHE, BINE-INFORMATIONSDIENST (Hrsg.): *Nutzung der Windenergie*. 5. Auflage. Berlin: Solarpraxis, 2007
- [28] HEYDE WINDTECHNIK (Hrsg.): *Air-Windkraftanlagen*. Online in Internet: <http://www.heyde-windtechnik.de/air.htm> [Abruf am 27.08.2009]
- [29] Bildquelle online in internet: [http://www.home-energy.com/engels/pages/ball\\_jpg.htm](http://www.home-energy.com/engels/pages/ball_jpg.htm) [Abruf am 15.09.2009]
- [30] Bildquelle online in Internet: <http://www.hushenergy.com.au/photos/SNC00289.jpg> [Abruf am 17.09.2009]
- [31] IG-WINDKRAFT (Hrsg.): *Bald 600.000 Kleinwindkraftwerke in Großbritannien?* Artikel vom 03.12.2008. Online in Internet: [http://server10.igwindkraft.at/index.php?mdoc\\_id=1009739](http://server10.igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1009739) [Abruf am 13.08.2009]
- [32] IG-WINDKRAFT (Hrsg.): *Kleinwindkraft: Warnung vor unseriösen Vertriebspraktiken*. Artikel vom 14.05.2008. Online in Internet: [http://igwindkraft.at/index.php?mdoc\\_id=1008467](http://igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1008467) [Abruf am 04.05.2009]
- [33] KRÖGER, Uwe, Mitarbeiter des deutschen BUNDESVERBAND KLEINWINDANLAGEN: *Re: Zahlenmaterial Kleinwindanlagen*. Online in Internet: E-mail von Uwe Kröger <[info@bundesverband-kleinwindanlagen.de](mailto:info@bundesverband-kleinwindanlagen.de)>, 20.08.2009
- [34] Bildquelle online in Internet: <http://www.loopwing.co.jp/en/01wind/02products.html> [Abruf am 15.09.2009]
- [35] MERTENS, Sander; WINEUR-PROJEKT (Hrsg.): *Wineur, Siting Urban Windturbines*. Online in Internet: [http://www.urbanwind.net/pdf/Presentation\\_DHV.pdf](http://www.urbanwind.net/pdf/Presentation_DHV.pdf) [Abruf am 26.09.2009]
- [36] MOOR, Gary; BEUKES Johan: *Maximum Power Point Tracking methods for small scale Wind Turbines*. 2003. Online in Internet: <http://home.intekom.com/satnac/proceedings/2003/netplan/554%20-%20Moor.pdf> [Abruf am 27.08.2009]

- [37] NORM DIN EN 61400-2: *Windenergieanlagen – Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen (IEC 61400-2:2006)*. – Deutsche Fassung EN 61400-2:2006
- [38] ORLIK, Alexander, Mitarbeiter der ZENTRALANSTALT FÜR METEOROLOGIE UND GEODYNAMIK, Wien: *AW: Windgutachten*. Online in Internet: E-mail von Alexander Orlik <[alexander.orlik@zamg.ac.at](mailto:alexander.orlik@zamg.ac.at)>, 15.12.2009
- [39] PAWEK, Lukas, Mitarbeiter der IG-WINDKRAFT: *Re: Diplomarbeit zum Thema Kleinwindkraftanlagen*. Online in Internet: E-mail von Lukas Pawek <[l.pawek@igwindkraft.at](mailto:l.pawek@igwindkraft.at)>, 29.07.2009
- [40] PIGGOTT, Hugh: *How to build a Wind Turbine: Axial flux alternator windmill plans 8 foot and 4 foot diameter machines*. Mai 2003. Online in Internet: <http://www.scoraigwind.com/pirate%20oldies/Hugh%20Piggott%20Axial-flow%20PMG%20wind%20turbine%20May%202003.pdf> [Abruf am 08.12.2009]
- [41] Bildquelle online in Internet: <http://www.prerotatherm.com/de/content/produkte> [Abruf am 21.09.2009]
- [42] QUIETREVOLUTION (Hrsg.): *C.002 quietrevolution product specification*. Online in Internet: <http://www.quietrevolution.co.uk/factsheets.php> [Abruf am 04.09.2009]
- [43] QUIETREVOLUTION (Hrsg.): *C.030 quietrevolution power curve*. Online in Internet: <http://www.quietrevolution.co.uk/factsheets.php> [Abruf am 04.09.2009]
- [44] QUIETREVOLUTION (Hrsg.): *C.007 – quietrevolution Mass, Loads & Setting Out*. Ausgabe vom 15.10.2008. Online in Internet: <http://www.quietrevolution.co.uk/factsheets.php> [Abruf am 04.09.2009]
- [45] Bildquelle online in Internet: [http://www.quietrevolution.co.uk/media\\_images.htm](http://www.quietrevolution.co.uk/media_images.htm) [Abruf am 04.09.2009]
- [46] Bildquelle online in Internet: [http://www.remotehybridsystem.com/page\\_18.01.htm](http://www.remotehybridsystem.com/page_18.01.htm) [Abruf am 21.09.2009]
- [47] SAGRILLO, Mick: *Small Turbine Column: Siting Towers & Heights for Small Wind Turbines*. In: *Windletter: The Monthly Newsletter of the American Wind Energy Association*. Band 24 (2005), Nr. 10. Online in Internet: <http://www.renewwisconsin.org/wind/Toolbox-Homeowners/Towers%201-Siting%20towers%20and%20heights%20for%20small%20wind%20turbines.pdf> [Abruf am 12.12.2009]

- [48] SMALL WIND INDUSTRY IMPLEMENTATION STRATEGY CONSORTIUM (Hrsg.): *Small Wind Turbines Resource Assessment: Some Basic Issues, Attachment No 1*. Online in Internet: [http://www.smallwindindustry.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/projects/swiis/technology/050520SWTwindresourceassessemnt.pdf](http://www.smallwindindustry.org/fileadmin/ewea_documents/documents/projects/swiis/technology/050520SWTwindresourceassessemnt.pdf) [Abruf am 12.12.2009]
- [49] SMALL WIND INDUSTRY IMPLEMENTATION STRATEGY CONSORTIUM (Hrsg.): *Small Wind Turbines Siting: Some Basic Issues*. Online in Internet: [http://www.smallwindindustry.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/projects/swiis/technology/050406SWTsiting050405.pdf](http://www.smallwindindustry.org/fileadmin/ewea_documents/documents/projects/swiis/technology/050406SWTsiting050405.pdf) [Abruf am 12.12.2009]
- [50] SOUTHWEST WINDPOWER, INC. (Hrsg.): *27-Foot Land Tower Kit For Air Wind Module*. Online in Internet: [http://www.windenergy.com/documents/manuals/0228\\_REV\\_A\\_27FootAIRTowerManual.pdf](http://www.windenergy.com/documents/manuals/0228_REV_A_27FootAIRTowerManual.pdf) [Abruf am 24.08.2009]
- [51] SOUTHWEST WINDPOWER, INC. (Hrsg.): *45-Foot Land Tower Kit For Air Wind Modules*. Online in Internet: [http://www.windenergy.com/documents/manuals/0070\\_REV\\_C\\_45\\_Foot\\_AIR\\_Tower\\_Manual.pdf](http://www.windenergy.com/documents/manuals/0070_REV_C_45_Foot_AIR_Tower_Manual.pdf) [Abruf am 24.08.2009]
- [52] SOUTHWEST WINDPOWER, INC. (Hrsg.): *Air X, The New 400 watt turbine: Owner's Manual*. Ausgabe 2002. Online in Internet: <http://www.allsmallwindturbines.com/files/airx.pdf> [Abruf am 24.08.2009]
- [53] SOUTHWEST WINDPOWER, INC. (Hrsg.): *Air X Owner's Manual: Installation, Operation, Maintenance*. Ausgabe Oktober 2008. Online in Internet: [http://www.windenergy.com/documents/manuals/3-CMLT-1004\\_REV\\_E\\_AIR\\_X\\_OWNERS\\_MANUAL.pdf](http://www.windenergy.com/documents/manuals/3-CMLT-1004_REV_E_AIR_X_OWNERS_MANUAL.pdf) [Abruf am 24.08.2009]
- [54] SOUTHWEST WINDPOWER, INC. (Hrsg.): *Air X Technical Specifications*. Ausgabe vermutlich März 2008. Online in Internet: [http://www.windenergy.com/documents/spec\\_sheets/3-CMLT-1339-01\\_Air\\_X\\_Spec.pdf](http://www.windenergy.com/documents/spec_sheets/3-CMLT-1339-01_Air_X_Spec.pdf) [Abruf am 24.08.2009]
- [55] SOUTHWEST WINDPOWER, INC. (Hrsg.): *EZ-Tower: Owner's Manual for Air Wind Generators*. Online in Internet: [http://www.windenergy.com/documents/manuals/3-CMLT-1027-01\\_Rev\\_A\\_EZ\\_Tower\\_Manual.pdf](http://www.windenergy.com/documents/manuals/3-CMLT-1027-01_Rev_A_EZ_Tower_Manual.pdf) [Abruf am 24.08.2009]
- [56] SOUTHWEST WINDPOWER, INC. (Hrsg.): *Roof Mount Kit Owner's Manual*. Online in Internet: [http://www.windenergy.com/documents/manuals/AIR\\_Roof\\_Mount\\_Manual.pdf](http://www.windenergy.com/documents/manuals/AIR_Roof_Mount_Manual.pdf) [Abruf am 24.08.2009]
- [57] SOUTHWEST WINDPOWER, INC. (Hrsg.): *Small Wind Turbines for Off Shore Platforms*. Online in Internet: [http://www.windenergy.com/applications/off\\_shore\\_platforms.htm](http://www.windenergy.com/applications/off_shore_platforms.htm) [Abruf am 25.09.2009]

- [58] SOUTHWEST WINDPOWER, INC. (Hrsg.): *Sternmount Marine Tower Kit Owner's Manual*. Online in Internet: [http://www.windenergy.com/documents/manuals/0104\\_REV\\_A\\_AirX\\_Marine\\_Sternmount\\_Tower\\_Manual.pdf](http://www.windenergy.com/documents/manuals/0104_REV_A_AirX_Marine_Sternmount_Tower_Manual.pdf) [Abruf am 24.08.2009]
- [59] SUNMEDIA VERLAGS GMBH (Hrsg.): *Windkraftanlagenmarkt 2008: Typen, Technik, Preise*. Hannover: SunMedia Verlags GmbH, 2008. – Sonderdruck der Zeitschrift *Erneuerbare Energien*. 3-sprachige Ausgabe, englischer Titel: *Wind Turbine Market 2008: Types, Technical Characteristics, Prices.*, spanischer Titel: *Mercado de Aerogeneradores 2008: Tipos, Técnica, Precios*.
- [60] TROEN, Ib; PETERSEN, Erik Lundtang: *European Wind Atlas*. Roskilde: Risø National Laboratory, 1989. – inkl. Daten-CD. Website des Herausgebers: <http://www.windatlas.dk>
- [61] Datenquelle online in Internet: <http://www.wasp.dk/Order/HowtoOrder.html> [Abruf am 12.12.2009]
- [62] WIKIPEDIA, DIE FREIE ENZYKLOPÄDIE (Hrsg.): *Annuitätenmethode*. Online in Internet: <http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Annuit%C3%A4tenmethode&oldid=67507892> [Abruf am 26.12.2009]
- [63] WIKIPEDIA, DIE FREIE ENZYKLOPÄDIE (Hrsg.): *Asynchrongenerator*. Online in Internet: <http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Asynchrongenerator&oldid=67090250> [Abruf am 08.12.2009]
- [64] WIKIPEDIA, DIE FREIE ENZYKLOPÄDIE (Hrsg.): *Doppelt gespeiste Asynchronmaschine*. Online in Internet: [http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Doppelt\\_gespeiste\\_Asynchronmaschine&oldid=65229402](http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Doppelt_gespeiste_Asynchronmaschine&oldid=65229402) [Abruf am 07.12.2009]
- [65] WIKIPEDIA, DIE FREIE ENZYKLOPÄDIE (Hrsg.): *Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen*. Online in Internet: [http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Einrichtung\\_zur\\_Netz%C3%BCberwachung\\_mit\\_zugeordneten\\_Schaltorganen&oldid=59908743](http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Einrichtung_zur_Netz%C3%BCberwachung_mit_zugeordneten_Schaltorganen&oldid=59908743) [Abruf am 03.12.2009]
- [66] WIKIPEDIA, DIE FREIE ENZYKLOPÄDIE (Hrsg.): *Wasserwirbelbremse*. Online in Internet: <http://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Wasserwirbelbremse&oldid=56191504> [Abruf am 21.09.2009]
- [67] WIND ENERGY – THE FACTS (Hrsg.): *Wind Energy – The Facts: Part I: Technology*. Online in Internet: <http://www.wind-energy-the-facts.org/documents/download/Chapter1.pdf> [Abruf am 20.09.2009]
- [68] Bildquelle online in Internet: <http://www.windkraftusa.com/> [Abruf am 15.09.2009]

- [69] Bildquelle online in Internet: <http://www.windside.com/images/synergy.jpg> [Abruf am 16.09.2009]
- [70] Bildquelle online in Internet: [http://www.windsolarzone.com/images/gallery/AIRX\\_on\\_Telecom\\_Tower.jpg](http://www.windsolarzone.com/images/gallery/AIRX_on_Telecom_Tower.jpg) [Abruf am 21.09.2009]
- [71] WINEUR-PROJEKT (Hrsg.): *Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers*. Online in Internet: [http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE\\_V2.pdf](http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE_V2.pdf) [Abruf am 23.08.2009]
- [72] WINEUR-PROJEKT (Hrsg.): *Techno-Economic Report*. Online in Internet: [http://www.urbanwind.net/pdf/Reports\\_country\\_description.pdf](http://www.urbanwind.net/pdf/Reports_country_description.pdf) [Abruf am 23.08.2009]
- [73] WINEUR-PROJEKT (Hrsg.): *Urban Wind Turbines Technology review: A companion text to the Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers*. Online in Internet: [http://www.urbanwind.net/pdf/technological\\_analysis.pdf](http://www.urbanwind.net/pdf/technological_analysis.pdf) [Abruf am 23.08.2009]
- [74] ZACH, Franz: *Leistungselektronik: Bauelemente, Leistungskreise, Steuerungskreise, Beeinflussungen*. 3. Auflage. Wien: Springer, 1990