

Modellierung einer pitchgeregelten Windkraftanlage mit läufergespeister Drehstrommaschine

Diplomarbeit

Durchgeführt am Institut für Elektrotechnik
der Montanuniversität Leoben



vorgelegt von

Michael Schwarz

im Februar 2002

Betreuer:

Dipl.-Ing. Dr.mont. Andreas Schmidhofer
Institut für Elektrotechnik

Begutachter:

O.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Helmut Weiß
Vorstand des Instituts für Elektrotechnik
Montanuniversität Leoben

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass die vorliegende Diplomarbeit

Modellierung einer pitchgeregelten Windkraftanlage mit läufergespeister Drehstrommaschine

selbständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche erkenntlich gemacht habe.

Leoben, im Februar 2002

[Michael Schwarz]

Dank

Die Idee zu dieser Diplomarbeit entstand während der Arbeiten zum Projekt „Sunpower I – MUL“, das im Rahmen des Wahlfaches „Nichtkonventionelle Energie“ durchgeführt wurde.

Ich danke O.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Helmut Weiß für die Arbeitsmöglichkeit am Institut für Elektrotechnik an der Montanuniversität Leoben und der Fa. WindTec Anlagenerrichtungs- und Consulting GmbH für ein einmonatiges Praktikum und die zur Verfügung gestellten Daten.

Mein besonderer Dank geht an

Dipl.-Ing. Dr. mont. Andreas Schmidhofer (Institut für Elektrotechnik),

Dipl.-Ing. Martin Fischer (Fa. WindTec) und

Dipl.-Ing. Michael Stoschka (Institut für Fördertechnik und Konstruktionslehre)

für ihre fachliche Unterstützung.

Danken möchte ich auch meinen Eltern, Günther und Sigrid Schwarz, und meiner Freundin, Elisabeth Fresner, für ihre Unterstützung während meiner Studienzeit.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Die Nutzung der Windkraft in Österreich	1
1.2	Aufgabenstellung - Überblick	2
2	Windkraftanlagen - Übersicht	4
2.1	Bauformen von Windkraftanlagen	4
2.1.1	Vertikalachsenrotoren	4
2.1.2	Horizontalachsenrotoren.....	4
2.1.3	Windenergie – Konzentratoren	6
2.2	Physikalische Grundlagen.....	10
2.2.1	Die elementare Impulstheorie nach Betz	10
2.2.2	Wirkungsweise und Leistungscharakteristik des Horizontalachsenrotors....	13
2.2.3	Drehzahlregelung einer Windkraftanlage	19
2.2.4	Mechanischer Triebstrang	21
2.2.5	Generatorsysteme.....	22
3	Modellierung der Windkraftanlage – Einführung.....	27
3.1	Zielvorstellung	27
3.2	Modellierung	27
3.3	Umsetzung.....	29
4	Labora Aufbau	31
4.1	Rechnerhardware.....	31
4.2	Einführung in OLE.....	31
4.3	Einführung in OPC	32
4.4	Der Profibus DP	34
4.5	Stromrichter	35
4.6	Gleichstrommaschine	41
4.7	Läufer gespeiste Drehstrommaschine	42
5	Implementierung des Modells	46
5.1	Systemvorbereitung	46
5.1.1	Softwareumgebung	46
5.1.2	Konfiguration der Kommunikation.....	46
5.1.3	Konfiguration des Stromrichters Simoreg DC-Master	52
5.2	Die Programmierung	60
5.2.1	Kommunikation Modell - OPC-Server	61
5.2.2	Skalierung des Drehzahlwertes	66

5.2.3	Die Modellierung der Windkraftanlage	66
6	Praktische Versuche	72
6.1	Einleitung	72
6.2	Besonderheiten bei der Modellierung	73
6.2.1	Die Zykluszeit	73
6.2.2	Parametrierung der Pitchregelung	74
6.2.3	Das Drehzahl-Istwert-Signal.....	75
6.2.4	Hochfahren des Maschinensatzes.....	77
6.3	Wirkleistungsregelung	78
7	Zusammenfassung	84
8	Formelzeichen und Einheiten	85
9	Abkürzungen	88
10	Anhang – Technische Daten.....	89

1 Einleitung

1.1 Die Nutzung der Windkraft in Österreich

Die Energiekrise in den 70er Jahren weckte auch in Österreich das Interesse an alternativen Energieformen und der Windenergie. Staatliche Forschungsanstrengungen beschränkten sich auf kleine Leistungen, die trotz ansehnlicher technischer Lösungen zu geringen Absatz fanden. Mit Ende der 80er Jahre kamen die Forschungsanstrengungen zum Erliegen.

1994 wurde die erste Förderregelung für erneuerbare Energien umgesetzt. Der übliche Einspeisetarif wurde für die ersten drei Betriebsjahre verdoppelt und das Umweltministerium förderte die Errichtung von Windkraftanlagen mit 30 % Investitionskostenzuschuss. Noch im selben Jahr entstand im Marchfeld die erste größere Windkraftanlage Österreichs mit einer Nennleistung von 150 kW. Mit Ende 1996 lief das Fördermodell aus und bis Herbst 1999 wurde kein neues Fördermodell verordnet [1].

Im Februar 1999 trat das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) in Kraft, das erstmals zu einer Abnahme von Strom aus alternativen Energiequellen verpflichtet: Die Menge an elektrischer Energie aus Ökoanlagen muss mit 1. Oktober 2001 mindestens 1 % der gesamten Stromabgabe eines Energieversorgungsunternehmens betragen. In einem zweijährigen Intervall soll die Grenze um 1 % erhöht werden. Die Vergütungstarife werden von den Landeshauptleuten festgelegt, wobei sich diese an den durchschnittlichen Kosten der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen zu orientieren haben.

Ziele des Gesetzes sind unter anderen eine kostengünstige Versorgung der österreichischen Bevölkerung mit Elektrizität und den hohen Anteil erneuerbarer Energien in der Elektrizitätswirtschaft weiter zu steigern [2]. Der Anteil erneuerbarer Energieträger am Gesamtenergiesystem steigt seit den 70er Jahren kontinuierlich an und lag im Jahre 1996 bereits bei 26,4 % des Gesamtenergieeinsatzes. Die Wasserkraft hatte dabei einen Anteil von 13,4 % [3].

Derzeit gibt es in Österreich 138 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 95.062 kW. Der erwartete Jahresertrag an elektrischer Energie beträgt 172 GWh [4].

Eine Schwierigkeit bei der Nutzung der Windenergie besteht darin, dass die Umwandlung der zeitlich sehr schwankenden, schlecht vorhersagbaren Windenergie sofort vollzogen

werden muss. Die erst erzeugte Sekundärenergie ist allerdings nur unter erheblichen Verlusten und hohen Kosten (z.B.: in Batterien) speicherbar.

Der rasante Fortschritt auf dem Gebiet der Leistungselektronik erlaubt die Realisierung von Windkraftanlagen im Bereich von einigen MW, wobei die erzeugte elektrische Energie möglichst ohne Fluktuationen dem Versorgungsnetz zur Verfügung stehen soll.

1.2 Aufgabenstellung - Überblick

Die Entwicklung und Installation von Windkraftanlagen umfasst ein sehr interessantes und anspruchsvolles Betätigungsfeld in der Energietechnik. Das Zusammenspiel verschiedener Fachbereiche stellt immer wieder neue Herausforderungen an die Beteiligten und fordert exakte Detaillösungen.

Simulationen sowie Laboranlagen sind effiziente Maßnahmen, um das Betriebsverhalten von Windkraftanlagen im Vorfeld studieren zu können, bevor die Anlage im großen Maßstab umgesetzt wird. Dazu sind Modelle erforderlich, die die realen Verhältnisse weitgehend nachempfinden.

Das in dieser Arbeit vorgestellte Modell einer Windkraftanlage mit Horizontalachsenrotor gliedert sich in zwei Teile:

1. Modell des Antriebs (Windturbine)
2. Modell des Generators

Modell des Antriebs

Es wird das Verhalten der Windturbine bei vorgegebener Windstärke in einer Simulation errechnet und daraus eine Generator Drehzahl an ein externes Stellglied weitergegeben. Als Stellglied dient eine stromrichter gespeiste Gleichstrommaschine, die an den Drehstromgenerator mechanisch gekoppelt ist. Die Drehzahl des Labormaschinensatzes wird in das Modell der Windturbine zurückgeführt und bildet mit der Windstärke wieder die Eingangsgröße für den weiteren Berechnungszyklus. Das Modell basiert auf realen Windmessdaten, die als Datenfile zur Verfügung stehen.

Modell des Generators

Die momentengeregelte, doppeltgespeiste Asynchronmaschine kann elektrische Energie in das dreiphasige, öffentliche Netz einspeisen.

Die Funktionsfähigkeit beider Modelle ist am Prüfstand nachzuweisen.

Im einführenden Teil dieser Diplomarbeit werden die Möglichkeiten zur Nutzung der Windenergie einschließlich der verschiedenen Generatorsysteme aufgezeigt. Weiters werden die wichtigsten physikalischen Gesetzmäßigkeiten zur Nutzung der Windenergie beschrieben.

Literatur

- [1] <http://www.igwindkraft.at>
- [2] Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz, idF: BGBl. Nr.: 121/2000
- [3] <http://www.eva.wsr.ac.at>
- [4] <http://www.energiwerkstatt.at>

2 Windkraftanlagen - Übersicht

2.1 Bauformen von Windkraftanlagen

2.1.1 Vertikalachsenrotoren

Bei diesem Rotortyp handelt es sich um den ältesten Rotortyp. Er ist z.B. in Afghanistan zum Mahlen von Getreide noch in Verwendung.

Anfänglich war nur der Bau von Widerstandsläufern (Savonius-Rotor) möglich (Abb.2.1). Eine erste Möglichkeit, den Auftrieb effektiv auszunutzen, stellte Darrieus 1925 vor. Gebaut werden diese Rotoren mit zwei oder drei Rotorblättern. Vorteilhaft ist die Windrichtungsunabhängigkeit und die Möglichkeit, Getriebe und Generator am Boden anzubringen. Leider besitzt dieser Rotortyp eine niedrige Schnelllaufzahl und ist nicht in der Lage, von alleine anzulaufen. Eine Leistungsregelung wird erst durch den H-Darrieus-Rotor möglich, wo durch eine grobe Verstellung der Rotorgeometrie Einfluss genommen werden kann [1].

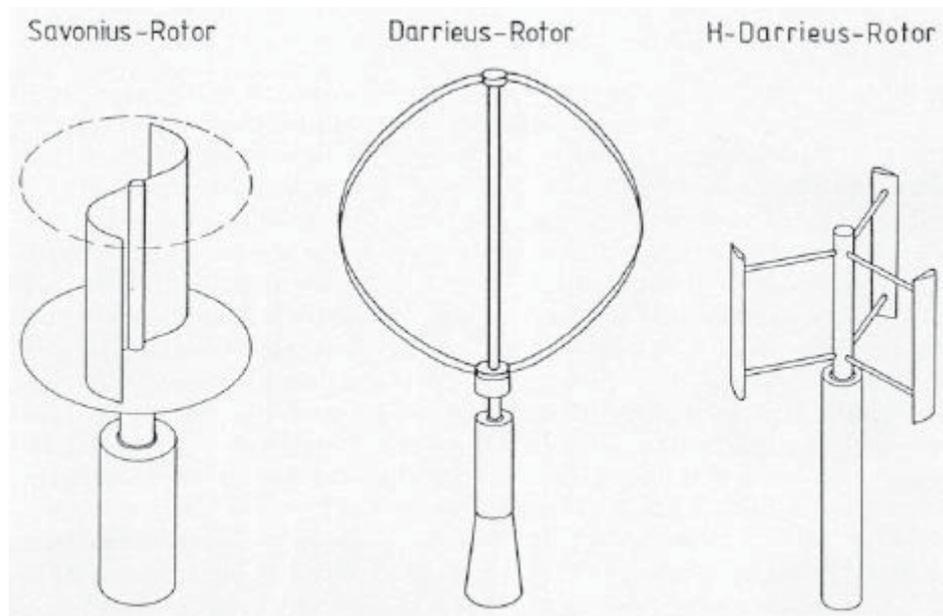


Abb. 2.1: Rotorformen der Vertikalachsenrotoren

2.1.2 Horizontalachsenrotoren

Zu dieser Bauart gehören die bekannten Propellerarten mit 2 bis 4 Rotorblättern (Abb.: 2.2), aber auch europäische Windmühlen und amerikanische Windturbinen mit Vielblattrotoren.

Der Propellertyp hat für die Energiegewinnung einige Vorteile: Durch Verstellen der Rotorblätter um ihre Längsachse können die Rotordrehzahl und die Leistungsabgabe geregelt werden. Außerdem ist dieser Mechanismus der wirksamste Schutz vor Überdrehzahlen bei extremen Windgeschwindigkeiten.

Die Form der Rotorblätter kann aerodynamisch optimal ausgelegt werden, um den höchsten Wirkungsgrad zu erreichen [1].

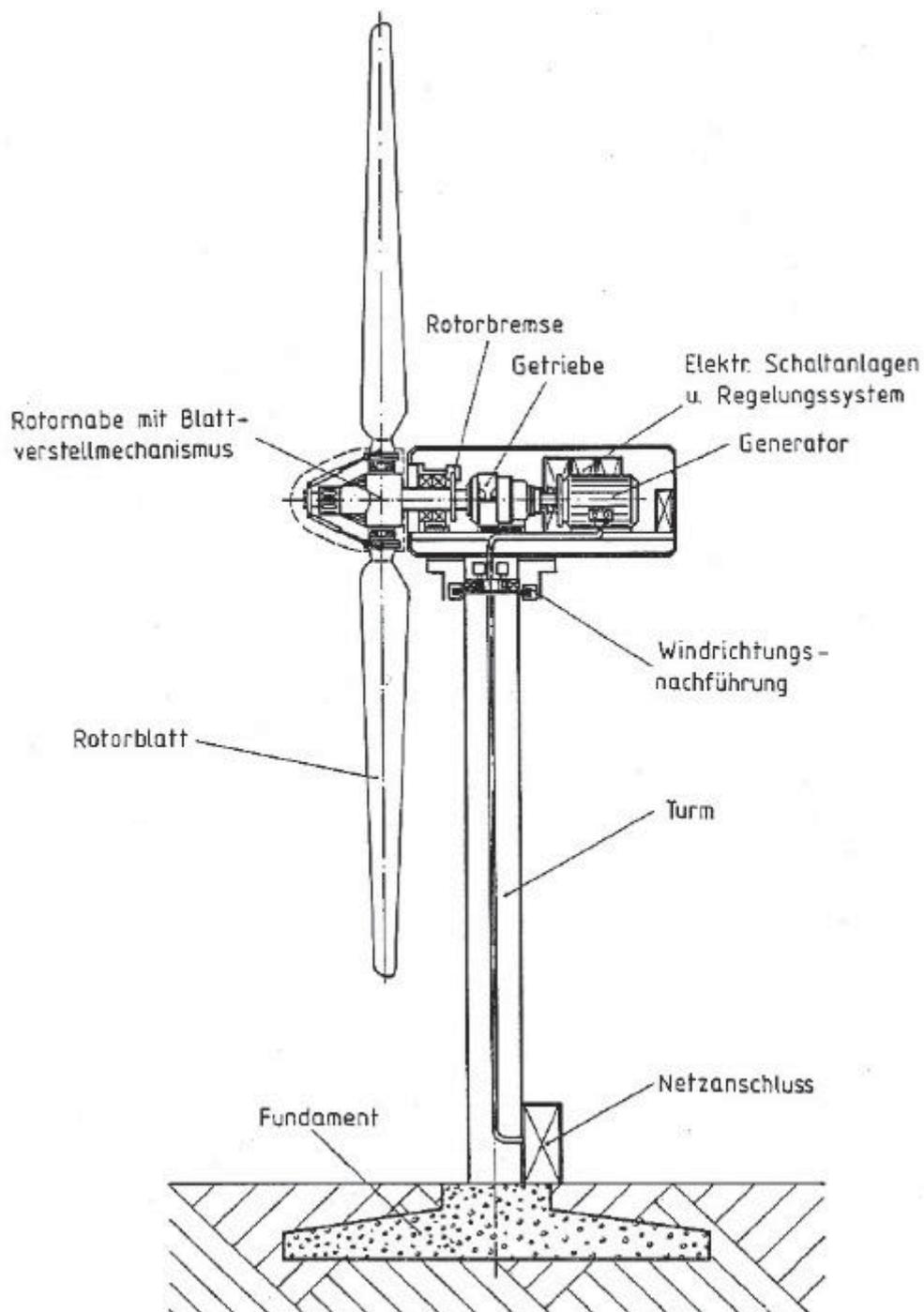


Abb. 2.2: Horizontalachsen-Windkraftanlage

2.1.3 Windenergie – Konzentratoren

Einige Sonderbauformen versuchen, durch statische Vorrichtungen die Leistung pro Rotorkreisfläche zu erhöhen. Diese Typen werden in Experimentalprogrammen erprobt und auf ihren praktischen Einsatz getestet. Ein großtechnischer Einsatz darf zumindest in einigen Fällen bezweifelt werden [1].

Mantelturbine

Durch eine Ummantelung des Rotors wird eine Einschnürung der Luftströmung vor dem Wandler verhindert, was beim freiumströmten Wandler unvermeidlich ist (Abb. 2.3). Der Leistungsbeiwert kann über den Betz'schen Wert auf $c_p = 0,66$ gesteigert werden (vergl. Kap. 2.2.1).

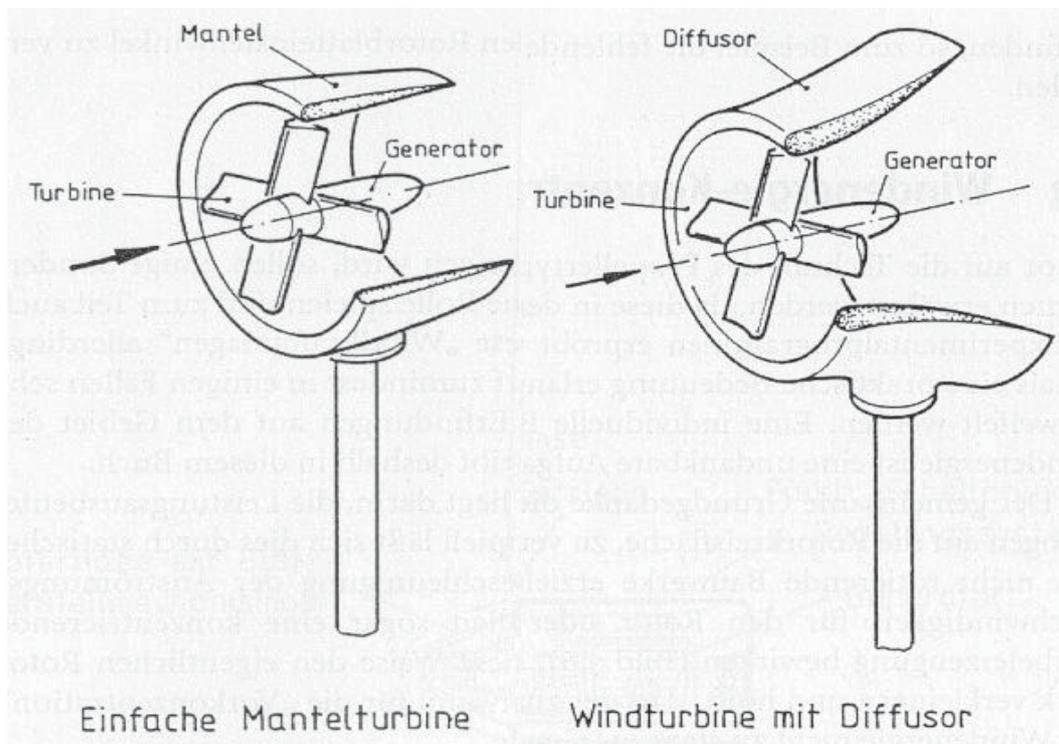


Abb. 2.3: Einfache Mantelturbine, Windturbine mit Diffusor

Turbine mit Diffusor-Mantel

Ein Diffusor hinter dem Rotor bewirkt eine Zirkulationsströmung in Windströmungsrichtung, wodurch die Windströmung verstärkt wird (Abb. 2.3). Leistungsbeiwerte von ca. 0,75 können erreicht werden.

Wirbel- oder Tornadoturm

In einem Zylindermantel sind vertikale, einstellbare Klappen eingebaut, durch die der Wind tangential in den Turm eintritt und einen Luftwirbel ausbildet. Durch den Unterdruck im Wirbelkern wird Luft von außen mit hoher Geschwindigkeit angesaugt und strömt von unten in die Vorrichtung. Eine Turbine am Eintritt zum Zylinder nutzt die kinetische Energie der Luftströmung (Abb. 2.4).

Über eine Erprobung im Windkanal ist dieses Modell noch nicht hinausgekommen, da mit hoher Geräusentwicklung und einem niedrigen Leistungsbeiwert von ca. 0,1 gerechnet wird.

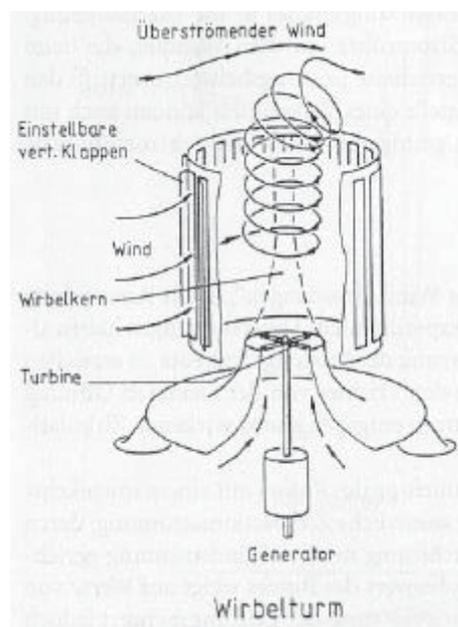


Abb. 2.4: Wirbelturm

Konzentratorwindturbine

Unter dem Namen Berwian (Berliner Windkraftanlage) wurde diese Art eines Windkonzentrators vorgeschlagen und experimentell untersucht. Mit einem großen Flügelkranz wird der Wind eingefangen und auf eine kleine Turbine in der Mitte gelenkt, wodurch der Staudruck in Geschwindigkeitsenergie umgewandelt wird. Die Turbine arbeitet mit sehr hohen Drehzahlen (Abb. 2.5).

Für eine Leistungsregelung und Sturmsicherheit müsste der Leitapparat beweglich ausgeführt werden, wobei ein erheblicher Bauaufwand für den statischen Teil entstehen würde [1],[2] und [3].

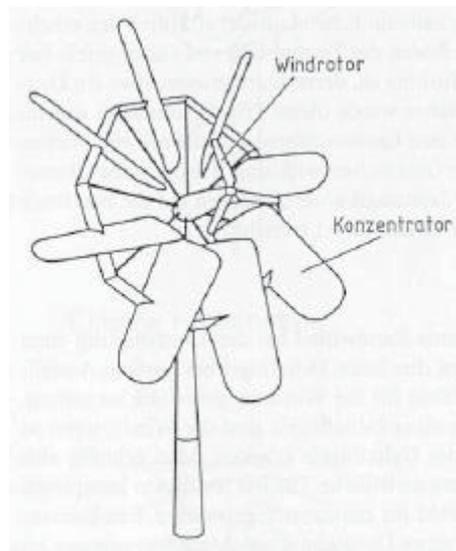


Abb. 2.5: Konzentratorwindturbine

Aufwindkraftwerk

Die Luft unter einem Glasdach wird durch die Sonne erwärmt und durch die Formgebung des Glasdachs einem Kamin zugeführt. In diesem Kamin wird die Energie der Luftströmung durch eine Turbine in eine Drehbewegung umgesetzt und damit ein Generator angetrieben (Abb. 2.6). Ein $50 \text{ kW}_{\text{el}}$ Prototyp dieser Kraftwerksbauart wurde von 1982 bis 1989 in Spanien betrieben (Abb. 2.7, Abb. 2.8). Einsatzmöglichkeiten bestünden in windarmen Gebieten mit hoher Sonneneinstrahlung als Alternative zur Photovoltaik [1],[4].

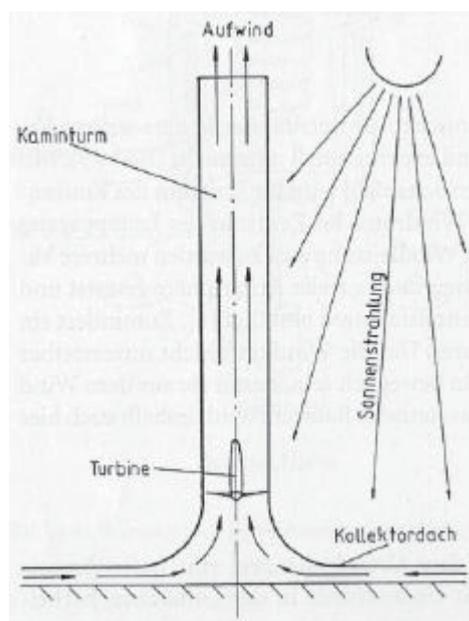


Abb. 2.6: Aufwindkraftwerk



Abb. 2.7: Aufwind-Experimentalkraftwerk in Manzanares, Spanien

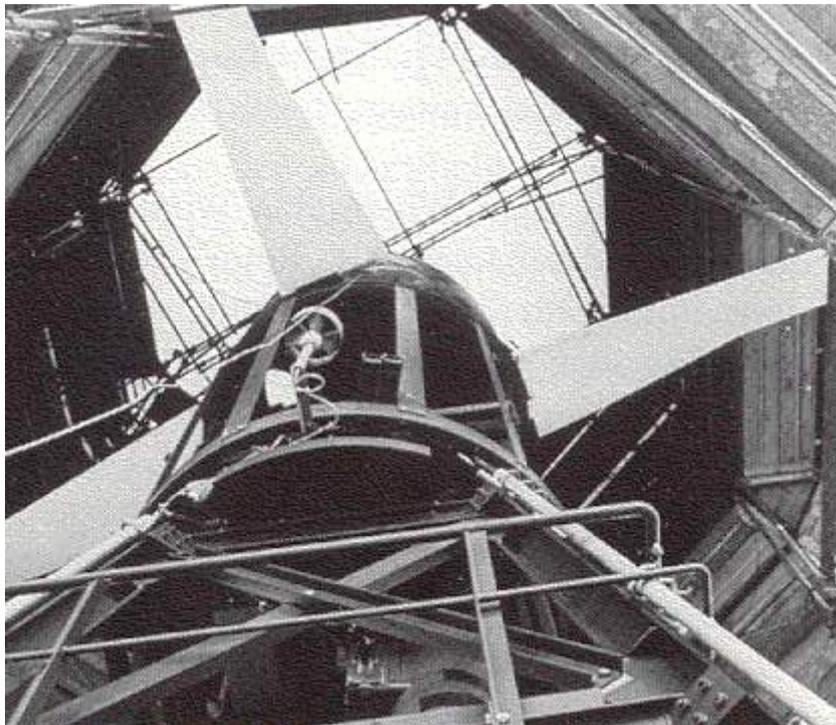


Abb. 2.8: Einbau der Windturbine im Aufwindkamin

Das erste kommerzielle Aufwindkraftwerk mit einer Leistung von $200 \text{ MW}_{\text{el}}$ soll bereits 2005 in der australischen Wüste Wirklichkeit werden [5].

2.2 Physikalische Grundlagen

2.2.1 Die elementare Impulstheorie nach Betz

Albert Betz konnte durch Anwendung elementarer physikalischer Grundgesetze nachweisen, dass nur ein Teil der zur Verfügung stehenden Energie technisch genutzt werden kann.

Aus der kinetischen Energie des Windes

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (2.1)$$

lässt sich, durch Einsetzen des Volumenstroms

$$\dot{V} = v \cdot A \quad (2.2)$$

und des Massenstroms

$$\dot{m} = \rho \cdot v \cdot A \quad (2.3)$$

durch eine Querschnittsfläche A, die vorhandene Windenergie pro Zeit berechnen:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \quad (2.4)$$

Die entnommene Arbeit geht auf Kosten der kinetischen Energie des Windes. Dadurch müssen die Verhältnisse vor und hinter dem Windenergiekonverter betrachtet werden:

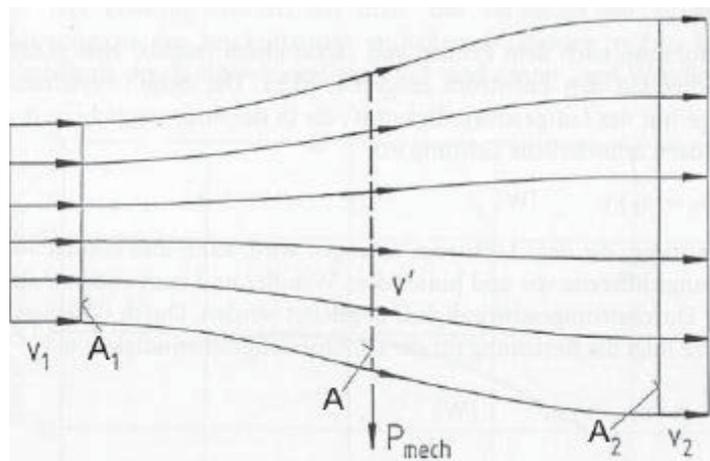


Abb. 2.9: Strömungsverhältnisse beim Entzug von mechanischer Leistung aus dem Luftstrom nach der elementaren Impulstheorie

Die mechanische Leistung, die der Wandler dem Luftstrom entzieht, entspricht der Leistungsdifferenz des Luftstromes vor und hinter dem Wandler:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_1 \cdot v_1^3 - \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_2 \cdot v_2^3 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (A_1 \cdot v_1^3 - A_2 \cdot v_2^3) \quad (2.5)$$

Es gilt die Erhaltung des Massenstromes, wodurch sich die Gleichung vereinfacht:

$$\rho \cdot v_1 \cdot A_1 = \rho \cdot v_2 \cdot A_2 \quad (2.6)$$

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1 \cdot A_1 \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.7)$$

$$P = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.8)$$

Aus dieser Beziehung folgt, dass die Leistung maximal ist, wenn die Abströmgeschwindigkeit v_2 zu Null wird. Der Wandler würde die Luftströmung vollständig abbremsen, wodurch aber auch die Zuströmgeschwindigkeit gleich Null wäre. Der Vorgang käme zum Erliegen. Folglich ist nur ein begrenzter Teil der im Wind enthaltenen Energie in mechanische Energie umwandelbar.

Die maximal entziehbare Leistung ist also von einem Verhältnis v_2/v_1 abhängig. Dieses Verhältnis kann mittels eines weiteren Ansatzes für die mechanische Leistung des Konverters ermittelt werden. Der Impulssatz liefert die Kraft, die auf den Konverter wirkt:

$$F = \dot{m} \cdot (v_1 - v_2) \quad (2.9)$$

Diese Kraft bewirkt eine gleich große Gegenkraft („actio gleich reactio“), die die Luftmenge in der Konverterebene A mit der Geschwindigkeit v' weiterschiebt. Diese Arbeit entspricht der Leistung

$$P = F \cdot v' = \dot{m} \cdot (v_1 - v_2) \cdot v' \quad (2.10)$$

Durch Gleichsetzen der dem Wind entzogenen Leistung und der Leistung des Konverters ergibt sich die Luftgeschwindigkeit v' :

$$\frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \dot{m} \cdot (v_1 - v_2) \cdot v' \quad (2.11)$$

$$v' = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (2.12)$$

Daraus folgt der Massendurchsatz durch den Konverter

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v' = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot (v_1 + v_2) \quad (2.12)$$

und die mechanische Leistung des Konverters zu

$$P = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A \cdot (v_1^2 - v_2^2) \cdot (v_1 + v_2). \quad (2.13)$$

Diese Leistung wird nun auf die Leistung des Luftstromes normiert, der durch die gleiche Querschnittsfläche fließt, ohne dass dabei mechanische Arbeit entzogen wird. Damit ergibt sich der Leistungsbeiwert c_P :

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \cdot A \quad (2.14)$$

$$c_P = \frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A \cdot (v_1^2 - v_2^2) \cdot (v_1 + v_2)}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \cdot A} \quad (2.15)$$

Nach einigen Umformungen kann der Leistungsbeiwert als Verhältnis der Geschwindigkeiten v_2/v_1 angegeben werden:

$$c_P = \frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \quad \text{für } 0 \leq \frac{v_2}{v_1} \leq 1 \quad (2.16)$$

Aus der graphischen Darstellung Abb. 2.10 ist ersichtlich, dass der Leistungsbeiwert ein Maximum aufweist.

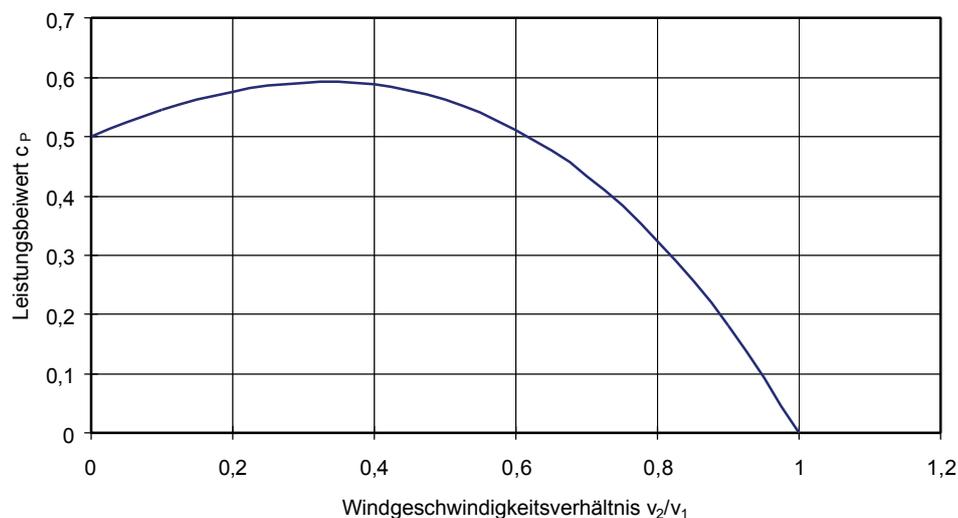


Abb. 2.10: Verlauf des Leistungsbeiwertes über dem Geschwindigkeitsverhältnis v_2/v_1

Die numerische Lösung ergibt das Maximum bei $c_p = \frac{16}{27} = 0,593$, dem „idealen Leistungsbeiwert“ (auch „Betz-Faktor“ oder „Betz’scher-Wert“). Damit lässt sich auch die ideale Verringerung der Geschwindigkeit durch den Konverter berechnen.

$$\left. \frac{v_2}{v_1} \right|_{\max} = \frac{1}{3}$$

Die wesentlichen Erkenntnissen der Betz’schen Theorie lauten somit:

- Die mechanische Leistung des Windenergiekonverters ist proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit.
- Die Leistung steigt linear mit der durchströmten Querschnittsfläche.
- Die maximale Leistung des Konverters ist bei idealer Umwandlung auf 59,3% der im Wind enthaltenen Leistung begrenzt [1].

In der Praxis wird neben dem Leistungsbeiwert auch ein Wirkungsgrad η definiert, der das Verhältnis aus Nutzleistung und maximal gewinnbarer Leistung angibt:

$$\eta = \frac{P_{\text{Nenn}}}{P_0} = \frac{P_{\text{Nenn}}}{\frac{\rho}{2} \cdot c_{p,\text{ideal}} \cdot v_1^3 \cdot A} \quad (2.17)$$

Bei der Berechnung des Leistungsbeiwertes werden nur axiale Geschwindigkeitsänderungen und damit nur axiale Kräfte berücksichtigt. Alle Vorgänge werden drall- und reibungsfrei betrachtet. Diese Idealisierungen gelten nicht für das reale Windrad. Die tatsächlich nutzbare Energie ist daher immer kleiner als P_0 [6].

2.2.2 Wirkungsweise und Leistungscharakteristik des Horizontalachsenrotors

Der Rotor ist das entscheidendste Element einer Windkraftanlage. Dieser muss die Fähigkeit besitzen, einen möglichst hohen Anteil der in der Rotorkreisfläche angebotenen Energie in Rotationsenergie umzusetzen. Dieser Vorgang sollte trotz fluktuierendem Windenergieangebot möglichst gleichförmig erfolgen, um ungleichförmig dynamische Belastungen für die Anlage gering zu halten. Ein geglättetes Drehmoment- und Strömungsverhalten erleichtern der Generatorregelung die Betriebsführung der Windkraftanlage.

Moderne Rotorblätter nutzen den aerodynamischen Auftrieb, womit sich höhere Leistungsbeiwerte erzielen lassen, als mit Widerstandsläufern (Abb. 2.11).

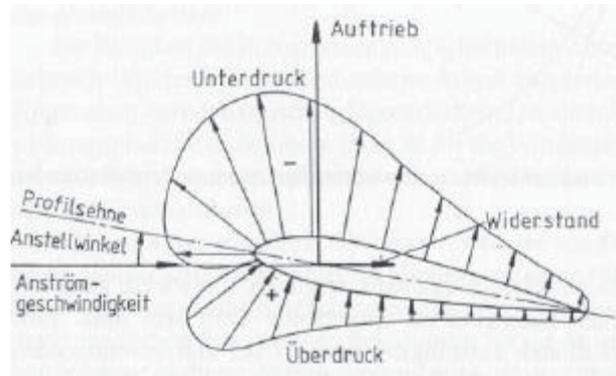


Abb. 2.11: Luftkräfte an einem umströmten Tragflügelprofil

Die entstehende Luftkraft wird in die Auftriebskraft und die Widerstandskraft zerlegt. Das Verhältnis zwischen Auftrieb und Widerstand ergibt die Gleitzahl E . Diese Gleitzahl liegt bei Laminarprofilen bei 150 bis 170, bei speziellen Profilformen können Werte bis 400 erzielt werden [1], [6].

Die Windgeschwindigkeit v_w überlagert sich vektoriell mit der Umfangsgeschwindigkeit v_u des Rotorblattes und bildet eine resultierende Anströmgeschwindigkeit v_{Res} (Abb. 2.12). Mit dem Abstand des betrachteten Blattelementes von der Blattwurzel ändert sich die Umfangsgeschwindigkeit v_u , damit die resultierende Anströmgeschwindigkeit v_{Res} und somit auch der Anstellwinkel. Um eine optimale Anströmung zu erreichen, wird das Rotorblatt um die Längsachse verdreht.

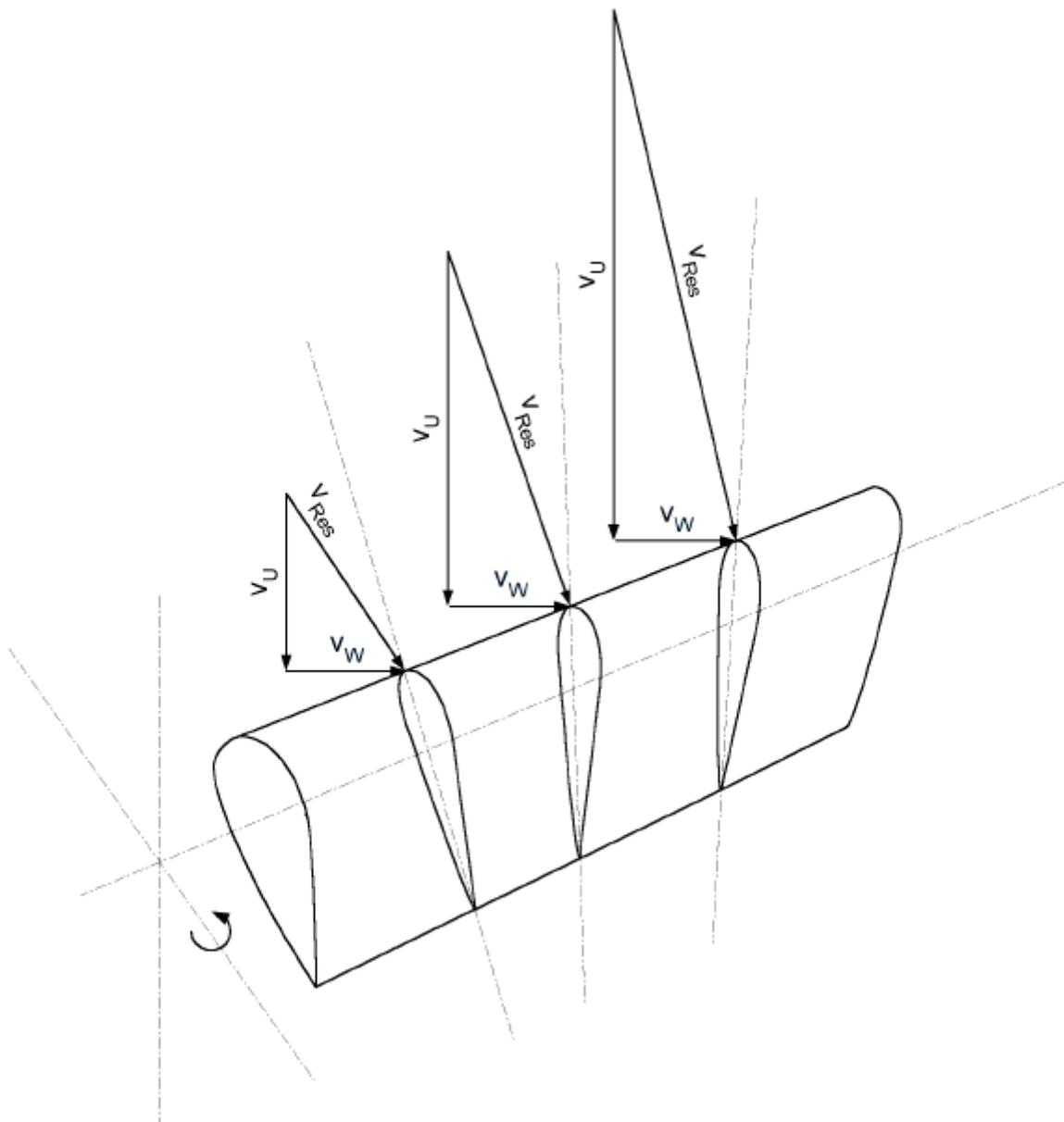


Abb. 2.12: Verwindung des Rotorblattes

Die Betz'sche Impulstheorie liefert die Grundbeziehung für die mechanische Leistungsabgabe des Rotors. Die Blattelementtheorie liefert den Zusammenhang zwischen geometrischer Gestalt und Leistungscharakteristik eines Rotors, wobei das Rotorblatt der Länge nach in Blattelemente aufgeteilt wird und für jedes Teilstück die Auftriebs- und Widerstandskräfte ermittelt werden.

Mit Hilfe des Leistungsbeiwertes berechnet sich die Rotorleistung nach

$$P = \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot c_p(\alpha, \lambda) \cdot v_w^3 \quad (2.18)$$

In der Realität erhält die Luft hinter dem Rotor eine drehende Bewegung. Der Leistungsbeiwert ist daher nicht nur von der translatorischen Bewegung der Luftströmung durch den Rotor, sondern auch von Energieanteilen aus der Drehbewegung der Luftströmung abhängig. Dies lässt sich allgemein über die Schnelllaufzahl berücksichtigen.

$$\lambda = \frac{v_U}{v_w} \quad (2.19)$$

Die Berechnung des Leistungsbeiwertes für mehrere Schnelllaufzahlen ergibt die Leistungskennlinie des Rotors. Daraus kann für jede Windgeschwindigkeit oder Rotordrehzahl der Leistungsbeiwert bestimmt werden. Für Rotoren mit Pitchregelung (Blattwinkeleinstellregelung) muss die Leistungskennlinie für jeden verwendeten Einstellwinkel berechnet werden. Abb. 2.13 zeigt das Leistungskennlinienfeld einer Windkraftanlage vom Typ MAN WKA-60:

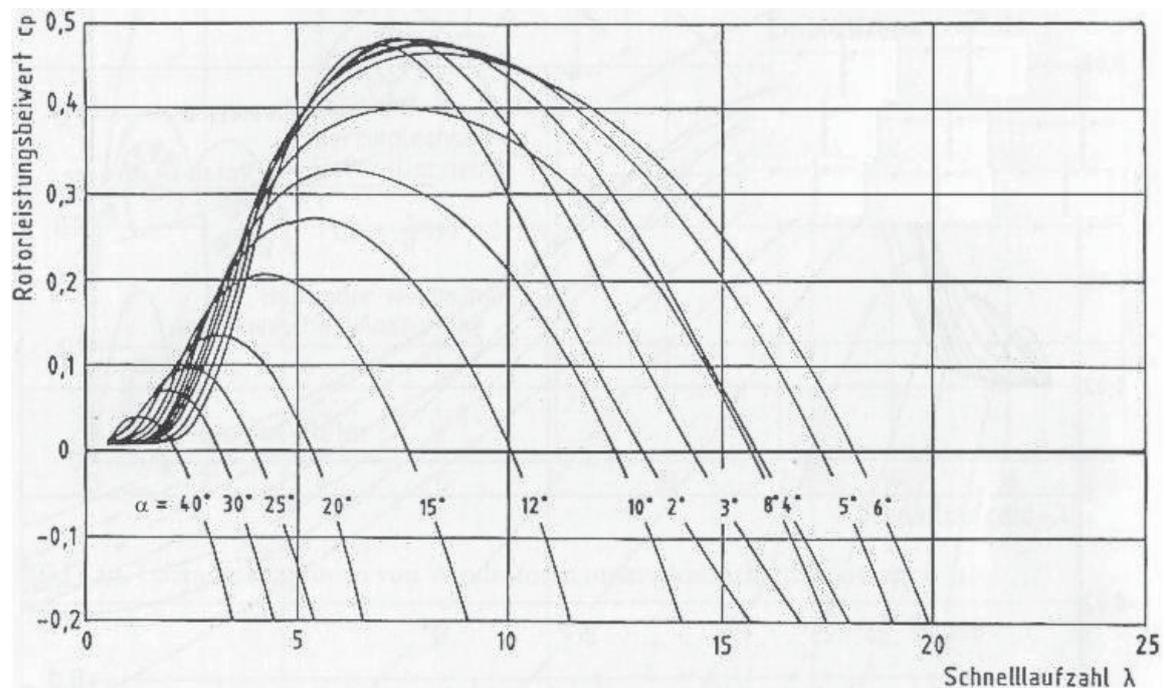


Abb. 2.13: Rotorleistungskennfeld der großen Windkraftanlage MAN WKA-60

Neben dem Leistungsverhalten ist noch das Drehmomentverhalten von Bedeutung, welches unter Verwendung eines Drehmomentenbeiwertes c_M berechnet wird.

$$M = \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot c_M(\alpha, \lambda) \cdot v_W^2 \cdot R \quad (2.20)$$

Für den Drehmomentbeiwert ergibt sich die Beziehung

$$c_M(\alpha, \lambda) = \frac{c_P(\alpha, \lambda)}{\lambda} \quad (2.21)$$

da das Drehmoment durch Division der Leistung durch die Drehzahl errechnet wird.

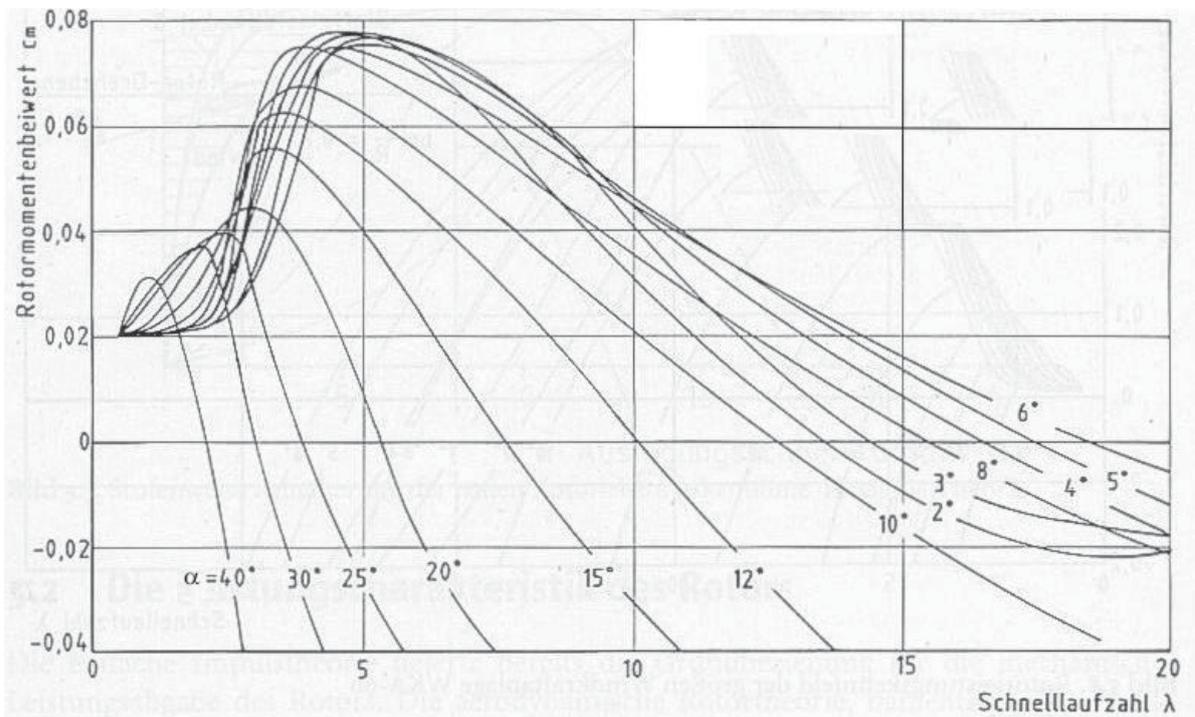


Abb. 2.14: Drehmomentenkennlinienfeld des Rotors der MAN WKA-60

Das Rotorleistungskennlinienfeld und das Drehmomentenkennlinienfeld sind für jeden Rotor charakteristisch. Die wesentlichen Einflussfaktoren für jedes Kennlinienfeld sind:

- Anzahl der Rotorblätter
- aerodynamische Profileigenschaften

Abschließend wird noch ein Kennlinienvergleich zwischen Langsamläufern (Rotoren mit vielen Rotorblättern), die mit hohem Drehmoment arbeiten, und Schnellläufern mit wenigen Rotorblättern und geringerem Drehmoment, aber besserem Leistungsbeiwert, dargestellt (Abb. 2.15 und Abb. 2.16).

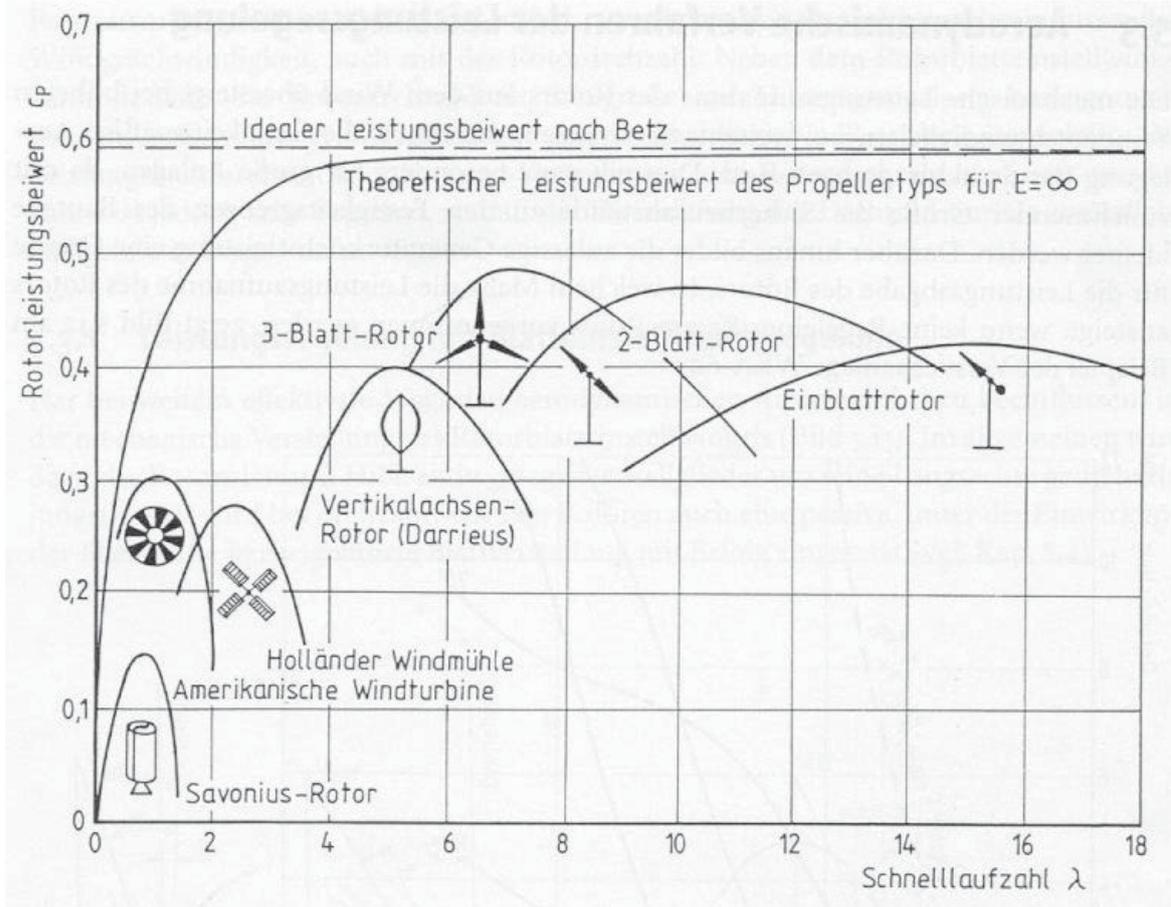


Abb. 2.15: Leistungskennlinien von Windrotoren unterschiedlicher Bauart

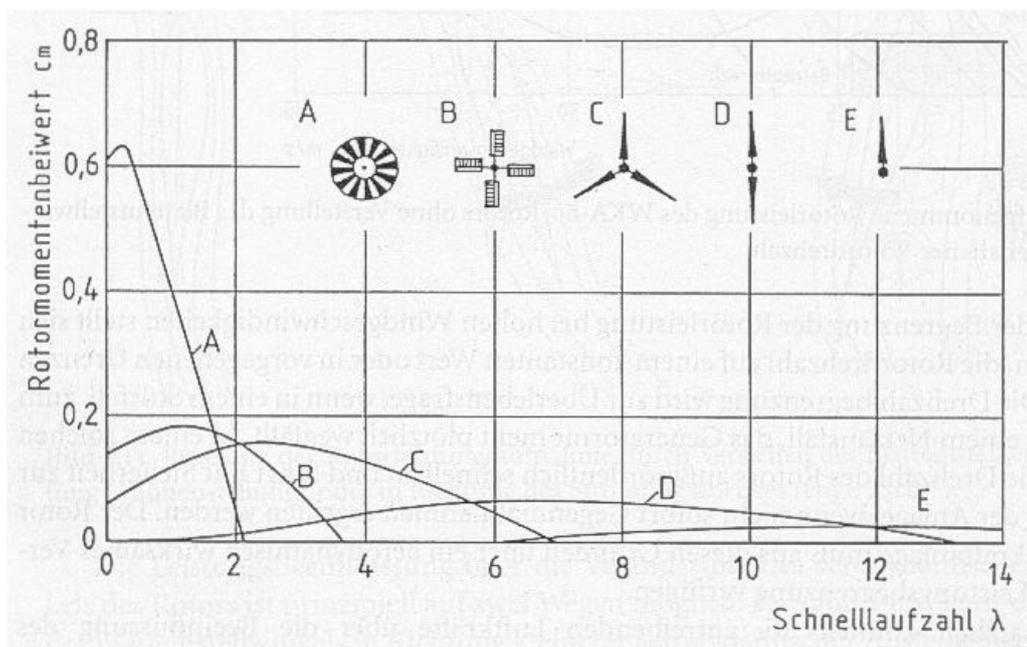


Abb. 2.16: Drehmomentenbeiwerte von Rotoren verschiedener Bauart

2.2.3 Drehzahlregelung einer Windkraftanlage

Die mechanische Festigkeit der verwendeten Bauteile und die maximale Generatorleistung begrenzen die Nutzung der vorhandenen Windenergie.

Bei Störfällen, zum Beispiel bei einem Netzausfall und damit wegfallendem Generatormoment, darf es zu keiner kritischen Überdrehzahl kommen.

Es wurden Möglichkeiten entwickelt, um die Aerodynamik des Rotors dermaßen zu beeinflussen, dass eine Notbremsung und ein drehzahl geregelter Betrieb möglich sind. Die Drehzahlregelung vermindert Leistungsschwankungen und verbessert somit die Qualität der abgegebenen elektrischen Energie.

Pitch-Regelung¹

Bei der Pitch-Regelung wird der aerodynamische Anströmwinkel des Rotorblattes verändert (Abb. 2.17). Dies erfolgt durch Drehung des Rotorblattes um die Längsachse mit Hilfe von aktiv geregelten Stellgliedern (Servomotoren).

Die Pitch-Regelung greift erst bei Rotordrehzahlen über der Nenndrehzahl ein. Durch Vergrößerung des Einstellwinkels α wird die Leistungsaufnahme verringert. Bei Nenndrehzahl steht das Rotorblatt aerodynamisch optimal im Wind und wird durch die Regelung nicht beeinflusst. Unter der Nenndrehzahl wird der schlechtere Anströmwinkel in Kauf genommen, um die Antriebseinheiten der Blattverstellung zu schonen und damit deren Lebensdauer zu verlängern.

Mit zunehmendem Einstellwinkel nimmt der Rotorschub ab. In Fahnenstellung tritt keine nennenswerte Energiewandlung mehr auf, das Rotorblatt ist „aus dem Wind gedreht“.

Die Pitch-Regelung gewährleistet eine ruhige Betriebsweise mit einer nahezu konstanten elektrischen Energieabgabe von der Nennwindgeschwindigkeit bis zur Abschaltgeschwindigkeit.

¹ pitch, engl.: Neigung, Steigung

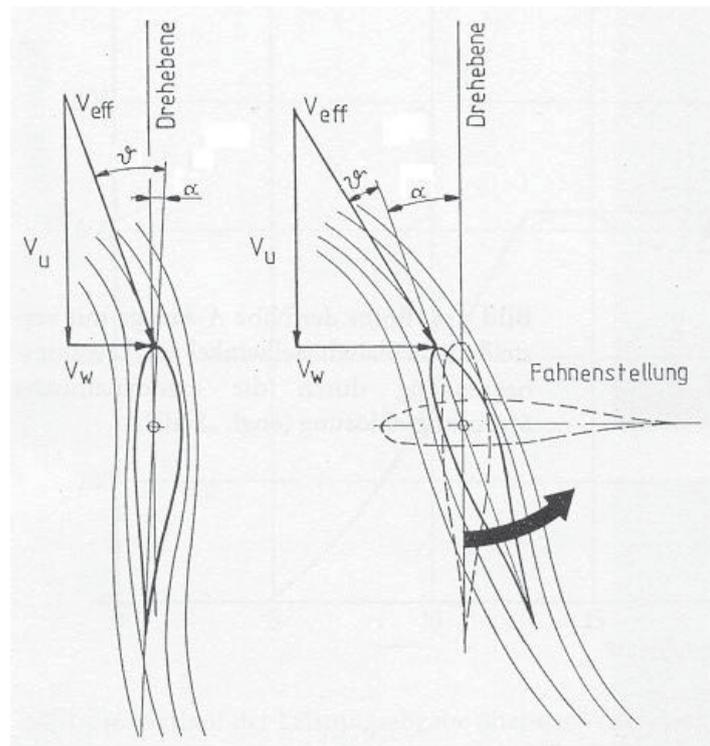


Abb. 2.17: Regelung der Leistungsaufnahme durch Verstellen des Blatteinstellwinkels

Stall-Regelung²

Ohne Verstellung des Anströmwinkels kommt es bei steigender Windgeschwindigkeit zu einem Abreißen der Luftströmung an der Rotorblattoberfläche und damit zu einer Leistungsbegrenzung.

Die Anwendung dieser Art der Leistungsregelung setzt eine sorgfältige Auslegung der Rotorblattgeometrie voraus, um ein Ablösen der Strömung bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit zu gewährleisten. Die Windkraftanlage wird dadurch unter der aerodynamisch optimalen Drehzahl betrieben. Zum Stillsetzen wird der Rotor festgebremst oder aus dem Wind gedreht.

Die konstant hohe Angriffsfläche stellt höhere Ansprüche an Festigkeit und Steifigkeit der Anlage. Ferner wird ein leistungsfähiger Generator benötigt, der durch Böen nicht außer Tritt gerät. Bei Wegfall des Generatormoments, zum Beispiel durch Netzausfall, muss die Rotorbremse sofort eingreifen, um ein „Durchdrehen“ des Rotors zu verhindern.

Der Einsatzbereich dieser Anlagen ist auf einen Netzparallelbetrieb an einem frequenzstarrten Netz beschränkt.

² stall, engl.: Sackflug, überziehen

2.2.4 Mechanischer Triebstrang

Der mechanische Triebstrang umfasst alle drehenden Teile, die im Maschinenhaus (auch „Gondel“ genannt) untergebracht sind (Abb. 2.18).

Die **Nabe** ist jener Teil des Rotors, der mit dem Triebstrang verbunden ist. Die Nabe besteht aus den Komponenten der Rotorblattverstellung, den Rotorblattlagern und den Verstellantriebseinheiten und ist einer hohen mechanischen Belastung ausgesetzt. Durch aufwändige Festigkeitsberechnungen werden Spannungsspitzen erkannt und in der Ausführung reduziert. Zur Anwendung kommen geschweißte Stahlblechkonstruktionen, Stahlgusskörper und Schmiedeteile.

Die Nabe wird an der **Rotorwelle** mittels einer Schraubenverbindung befestigt. Die Lagerung der Rotorwelle, der „langsamen Welle“, erfolgt durch Wälzlager, die gegenüber Gleitlagern den Vorteil eines niedrigeren Schmieraufwands haben.

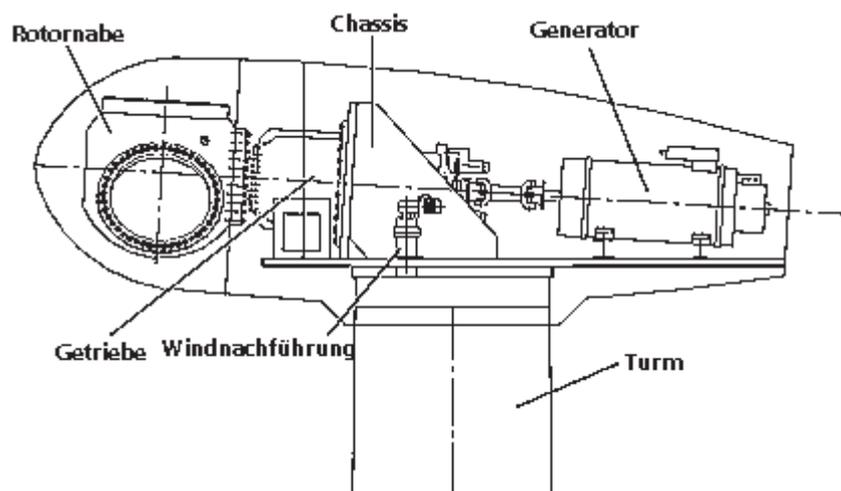


Abb. 2.18: Triebstrang der Anlage „Windtec 1566“

In modernen Anlagen wird häufig das Rotorlager mit dem **Getriebe** als integrierte Bauform gefertigt. Das hat den Vorteil der Gewichts- und Platzersparnis. Für kleine Anlagen werden Stirnradgetriebe, für Anlagen der MW-Klasse werden Planetengetriebe verwendet. Letztere haben den Vorteil kleinerer Bauform bei größerem Übersetzungsverhältnis (max. 1:12, gegenüber 1:5 beim Stirnradgetriebe). Durch Kombination der beiden Bauformen liegen die beiden Wellenenden nicht mehr koaxial, wodurch die Verkabelung zur Nabe in der hohlen Rotorwelle erleichtert wird.

Die **Rotorbremse** sitzt auf der „schnellen Welle“, da nur ein niedriges Bremsmoment aufgebracht werden muss. Ausgeführt wird diese ausschließlich als Scheibenbremse. Die Rotorbremse dient vor allem bei großen Anlagen nur als Feststellbremse. Eine Funktion

als Betriebsbremse würde eine Dimensionierung erfordern, die in der Gondel nicht realisierbar wäre. Ein Stillsetzen der Anlage aus voller Drehzahl erfolgt mittels der Rotorblattverstellung.

Der **Generator** wird an die schnelle Welle geflanscht. Meist werden vierpolige Maschinen eingesetzt, die im 50 Hz-Netz mit einer Drehzahl von 1500 Umdrehungen pro Minute betrieben werden. Zur Anwendung kommen Synchron- und Asynchrongeneratoren mit direkter oder indirekter Netzkopplung.

An der Übergangsstelle Maschinenhaus und Turmkopf sitzt das **Azimetverstellsystem**, das zur Windrichtungsnachführung dient. Der Stellantrieb wirkt auf einen festen Zahnkranz und besteht aus vier Stellmotoren. Die Lagerung des Maschinenhauses erfolgt wiederum auf Wälzlagern [1].

2.2.5 Generatorsysteme

Im folgenden werden Generatorsysteme beschrieben, die in Österreich eingesetzt werden.

Ringgeneratoren haben den größten Anteil an produzierter elektrischer Energie in Österreich. Die Funktionsweise entspricht einem Synchrongenerator (SG), der über einen Frequenzumrichter mit Gleichspannungszwischenkreis ans Netz gekoppelt wird (Abb. 2.19). Das Besondere ist die direkte Kopplung des Rotors mit dem Generator (getriebelose Bauweise). Der Generator liefert bereits bei einer Drehzahl von 23 U/min die Nennleistung [7].

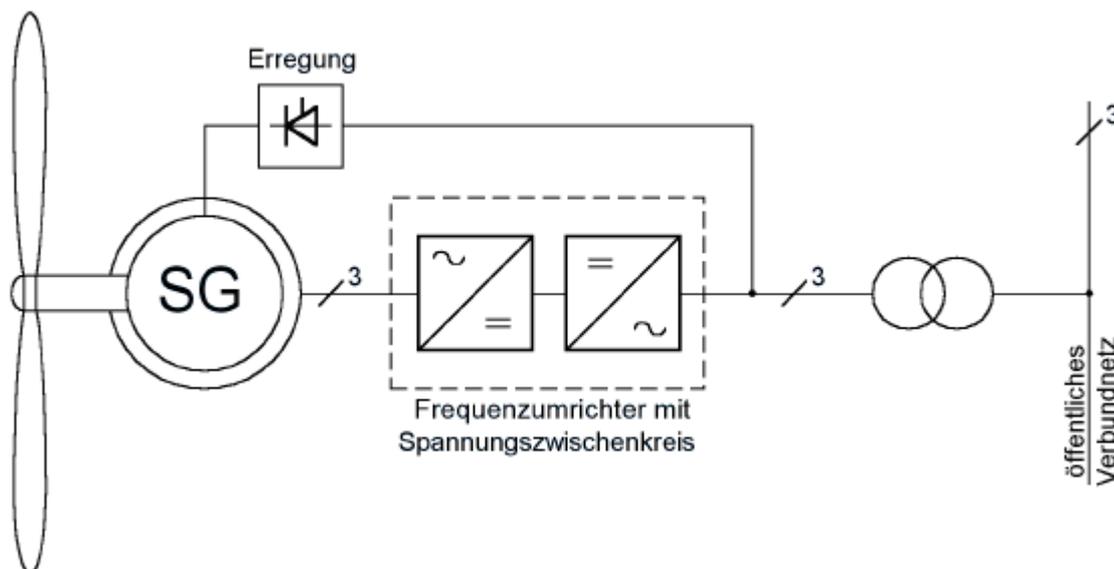


Abb. 2.19: Synchrongenerator mit Netzkopplung

Ein dänischer Hersteller konnte sich durch den Einsatz von Asynchrongeneratoren (ASG) mit Schlupfregelung etablieren (Abb. 2.20). Dabei werden die Drehzahlstöße bei Windböen durch Erhöhung des Läuferwiderstandes und damit erhöhtem Schlupf kompensiert, wodurch gleichzeitig der Wirkungsgrad sinkt. Der Ständer des Generators ist direkt mit dem Netz verbunden. Diese Art der Drehzahlregelung erlaubt Schwankungen von 1515 bis 1650 Umdrehungen pro Minute ($\pm 4,3\%$). Die Magnetisierungsblindleistung wird aus dem Netz bezogen [10].

Ebenfalls zum Einsatz kommen polumschaltbare Asynchrongeneratoren mit 4 und 6 Polen (Abb. 2.21). Die höhere Polzahl ist notwendig, um auch niedrige Windgeschwindigkeiten nutzen zu können [9],[10],[11] und [17].

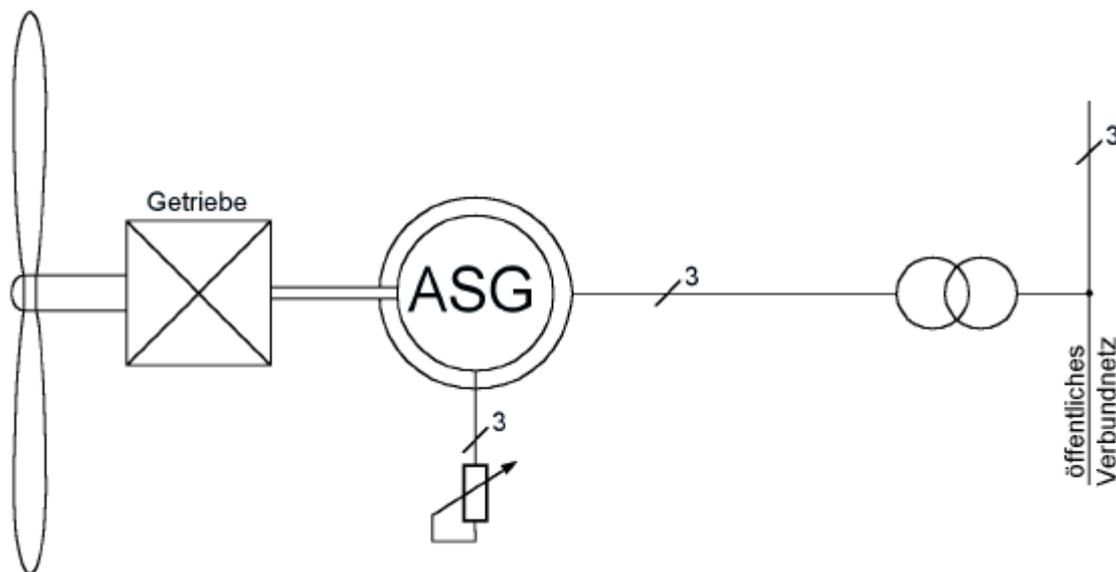


Abb. 2.20: Asynchrongenerator mit Schlupfregelung

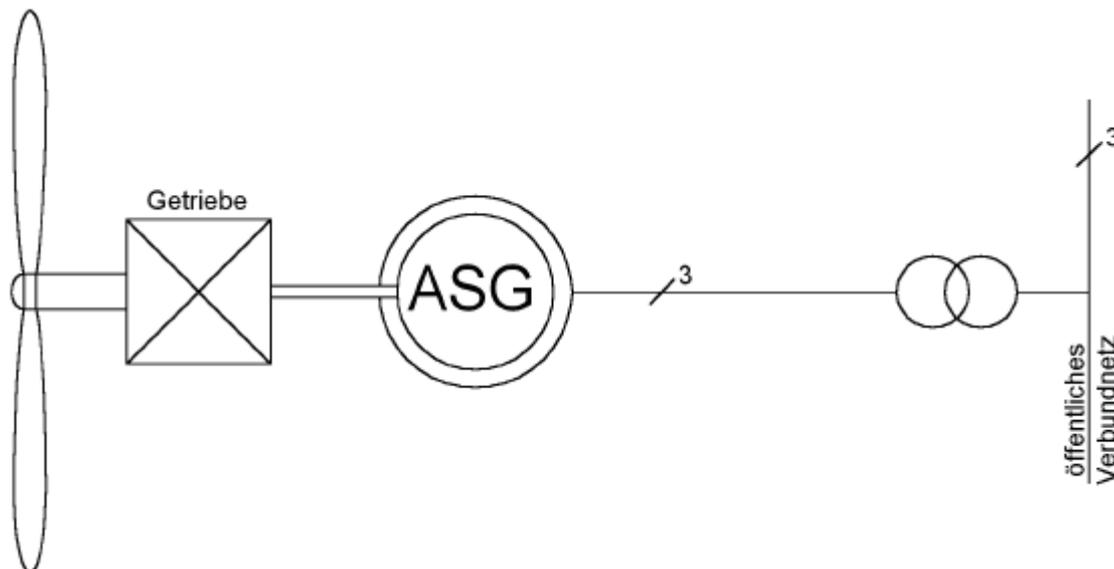


Abb. 2.21: Asynchrongenerator mit direkter Netzkopplung (polumschaltbar)

Durch den Preisverfall in der Leistungselektronik und die flexiblen Betriebsmöglichkeiten kommt die läufergespeiste Drehstrommaschine vor allem für größere Leistungen immer öfter zum Einsatz. Dabei handelt es sich um einen Asynchrongenerator mit Schleifringläufer, der rotorseitig durch einen Umrichter frequenz- und spannungsvariabel gespeist wird (Abb. 2.22). Der Generator kann im über- und untersynchronen Bereich sowohl motorisch als auch generatorisch betrieben werden [12],[13],[14],[15] und [17].

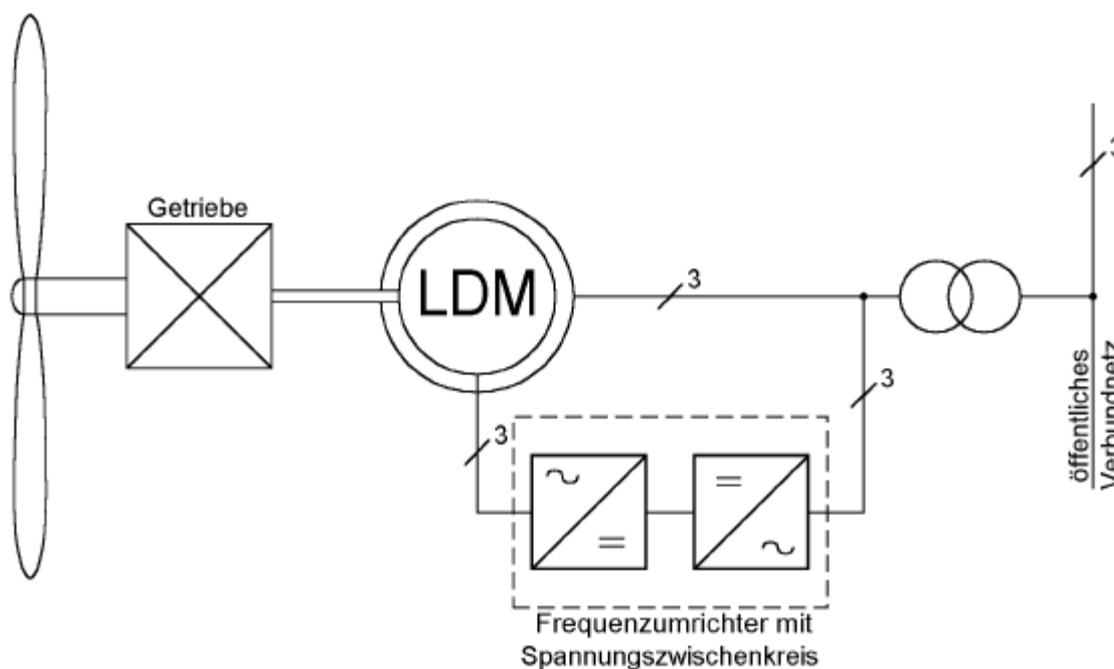


Abb. 2.22: Läufergespeiste Drehstrommaschine

Eine Aufstellung der in Österreich eingesetzten Windkraftanlagen zeigt die Tab. 2.1:

Hersteller	Anzahl	Generatortyp
Enercon International GmbH (BRD)	51	Ringgenerator
Vestas Wind Systems A/S (DK)	37	Asynchrongenerator mit Schlupfregelung
Bonus Energy A/S (DK)	14	Asynchrongenerator, 4/6 polig
NEG Micon Deutschland GmbH (BRD)	8	Asynchrongenerator, 4/6 polig
Seewind Windenergiesysteme GmbH (BRD)	6	Asynchrongenerator, 4/6 polig
Nordex GmbH (DK)	6	Doppeltgespeiste Drehstrommaschine, 4 polig
Lagerwey the Windmaster (NL)	5	Multipol Synchrongenerator, permanenterregt, mit AC-DC-AC Frequenzumrichter
DeWind AG (BRD)	4	Doppeltgespeiste Drehstrommaschine, 6 polig
Tacke (jetzt Enron Wind) (USA)	3	Doppeltgespeiste Drehstrommaschine, 4 polig
WindTec Anlagenerrichtungs- und Consulting GmbH (A)	2	Doppeltgespeiste Drehstrommaschine, 4 polig
Zeus (A)	1	Asynchrongenerator, 4/6 polig
Fuhrländer AG (BRD)	1	Doppeltgespeiste Drehstrommaschine, 4 polig
Summe	138	

Tab. 2.1: Übersicht der in Österreich eingesetzten Windkraftanlagen

Literatur

- [1] Erich Hau: Windkraftanlagen 2. Auflage; München: Springer Verlag 1995; ISBN 3-540-57430-1
- [2] <http://www.bionik.tu-berlin.de/intseit2/berlin99.html>
- [3] <http://www.bionik.tu-berlin.de/user/isk/presse/berlin1.html>
- [4] <http://www.sbp.de>
- [5] <http://www.wissenschaft.de>
- [6] Jens-Peter Molly: Windenergie; Theorie, Anwendung, Messung 2. Auflage; Karlsruhe: C. F. Müller GmbH; ISBN 3-7880-7269-5
- [7] <http://www.enercon.de>
- [8] <http://www.vestas.com>
- [9] <http://www.bonus.dk>
- [10] <http://www.neg-micon.com>
- [11] <http://private.addcom.de/WOGBerndWinkler/WOG/page3.htm#Seitenbeginn>
- [12] <http://www.nordex.dk>
- [13] <http://www.lagerwey.nl>
- [14] <http://www.dewind.de>
- [15] <http://www.wind.enron.com>
- [16] <http://www.windtec.tlk.co.at>
- [17] <http://www.ecowatt.at>
- [18] <http://www.fuhrlaender.de>

3 Modellierung der Windkraftanlage – Einführung

3.1 Zielvorstellung

Die Einstellung der Reglerparameter ist für das Verhalten der Windkraftanlage von entscheidender Bedeutung. Auf einem Prüfstand mit Antriebsmaschine und Generator können verschiedene Drehzahlen und -momente vorgegeben werden, um die Generatorregelung zu testen. Verschiedene Testfunktionen für die Drehzahländerung, wie z.B. eine Rampenfunktion, eine Sprungfunktion oder eine harmonische Funktion, können vorgegeben werden. All diese Funktionen haben jedoch eines gemeinsam: Diese können reproduzierbar wiederholt werden.

Bei Windkraftanlagen ist das Windangebot nicht vorhersagbar. Grundlage für die Standortwahl einer Windenergieanlage sind die Häufigkeitsverteilungen, basierend auf Windgeschwindigkeitsmessungen. Daraus können die erwarteten Energieerträge ermittelt werden. Für die Berechnung der Belastung und für die Auslegung des Leistungsregelungssystems einer Windkraftanlage sind aber genaue Kenntnisse über das extreme Windverhalten erforderlich. Solche Belastungen stellen Böen und Turbulenzen dar.

Für diesen Fall muss jede Anlage vorbereitet sein, um ihrer erwarteten Lebensdauer gerecht zu werden. Der Verlauf der Windgeschwindigkeit während einer Bö ist messbar. Wie verhält sich nun die Windkraftanlage, während die Bö auf sie einwirkt? Wieweit steigt das Drehmoment an der Rotorwelle? Inwieweit erhöht sich dadurch die Drehzahl?

All diese Fragen könnte man in einer aufwändigen Rechnung für eine Bö beantworten. Doch die nächste Bö sieht bestimmt anders aus.

Durch eine kontinuierliche Berechnung der Rotorleistung und -momente, abhängig von der Windgeschwindigkeit, wird das Verhalten einer Windkraftanlage bei jeder vorgegebenen Windstärke sichtbar. Die Kontinuität der Berechnung ermöglicht, das Verhalten einer Anlage während steigender und fallender Windstärken zu beobachten.

3.2 Modellierung

Windmessdaten sind relativ einfach zu akquirieren und bilden den Ausgangspunkt für diese Modellierung.

Aus der Windgeschwindigkeit wird die im Wind enthaltene Leistung P_0 berechnet. Blattberechnungsprogramme, die im heutigen Windanlagenbau unverzichtbar sind, liefern Werte

für den Rotorwirkungsgrad in Abhängigkeit vom Blattanstellwinkel (Abb. 3.1).

Der Blattanstellwinkel ist eine Funktion der Rotordrehzahl. Der Zusammenhang wird über die Änderung der Rotordrehzahl und die Abweichung der Istdrehzahl von der Solldrehzahl hergestellt. Der Algorithmus entspricht einem PD-Regler in der Regelungstechnik. Durch geeignete Wahl der Koeffizienten kann die Empfindlichkeit der Funktion an die Blattverstellmechanismen angepasst werden.

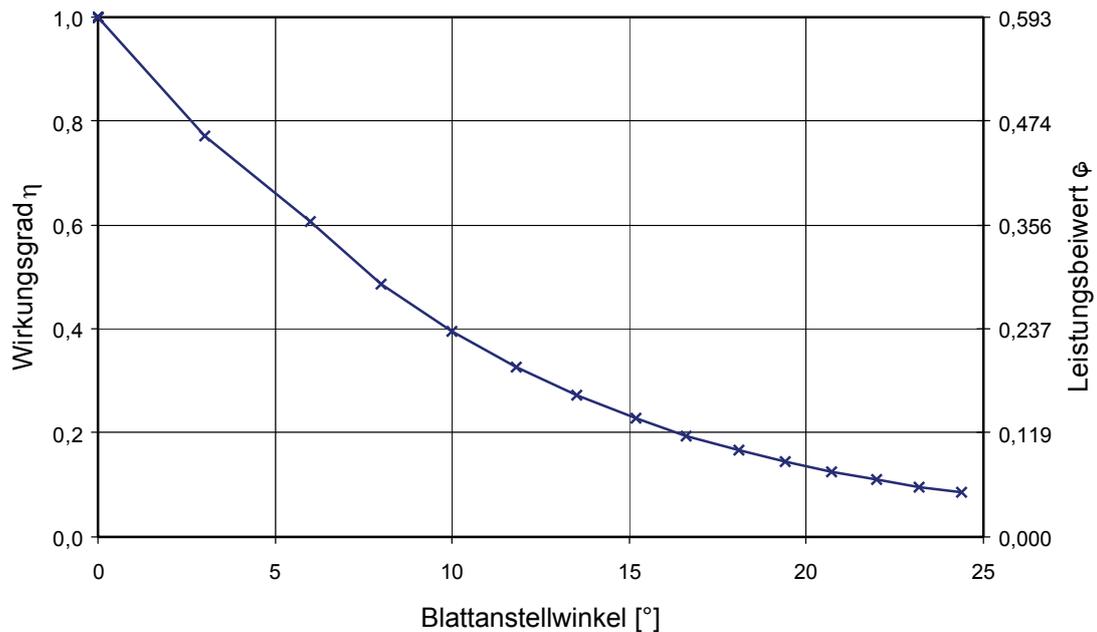


Abb. 3.1: Zusammenhang Wirkungsgrad und Blattanstellwinkel

Der Wirkungsgrad wird mit dem berechneten Windleistungswert und dem Betz'schen Leistungsbeiwert multipliziert. Man erhält die Leistung an der Rotorwelle:

$$P_R = c_P \cdot P_0 \cdot \eta(\alpha) \quad (3.1)$$

Das Rotormoment ergibt sich nun über den einfachen Zusammenhang:

$$M_R = \frac{P_R}{\omega_R} \quad (3.2)$$

Von diesem Rotormoment muss nun das elektrische Gegenmoment des Generators abgezogen werden. Dies setzt natürlich genaue Kenntnis des Momentenverlaufs über der Drehzahl voraus. Für den Betriebsbereich wird der in Abb. 3.2 dargestellte Zusammenhang festgelegt.

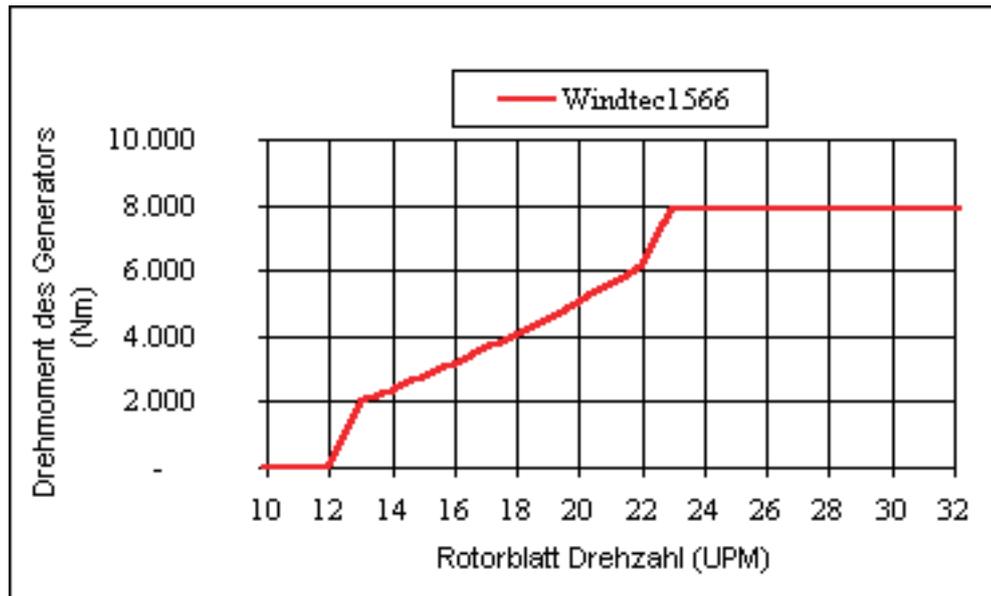


Abb. 3.2: Generator Drehmoment über Drehzahl (Fa. Windtec [1])

Mit

$$M_G = J_G \cdot \omega_G^2 \quad (3.3)$$

lässt sich ein Trägheitsmoment J_G für den linearen Bereich berechnen, womit ein einfaches Generatormodell in die Modellierung integrierbar wird. Das Getriebeübersetzungsverhältnis muss in der Berechnung berücksichtigt werden.

Die Bewegungsgleichung des gesamten Antriebsstranges lautet:

$$M_B = M_R - M_G = J_{TS} \cdot \frac{d\omega}{dt} \quad (3.4)$$

Die erhaltene Drehzahländerung wird zur Istdrehzahl addiert und bildet den Ausgangspunkt für den nächsten Berechnungszyklus.

3.3 Umsetzung

Zur Realisierung des Modells werden vorhandene Laboreinrichtungen genutzt. Ein PC übernimmt dabei die Kontrolle über die notwendige Peripherie und berechnet die Modellwerte.

Die berechneten Drehzahlwerte werden über eine serielle Schnittstelle an den Stromrichter gesendet, der eine Gleichstrommaschine speist. Diese Gleichstrommaschine

repräsentiert den Rotor einer Windkraftanlage und ist über eine mechanische Kupplung mit der läufergespeisten Drehstrommaschine verbunden. Die Drehstrommaschine wird als Generator betrieben und gibt elektrische Energie ins Netz ab.

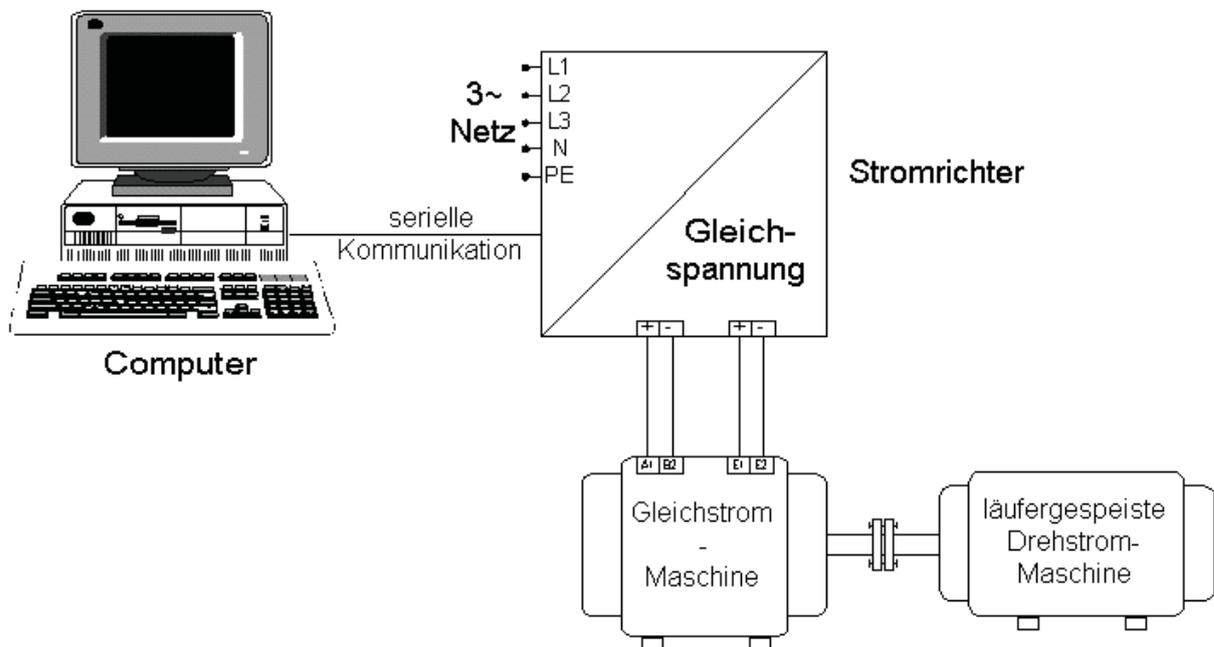


Abb. 3.3: Prinzipieller Aufbau der Laboranordnung

Literatur

- [1] www.windtec.tlk.co.at

4 Laboraufbau

4.1 Rechnerhardware

Zum Einsatz kommt ein handelsüblicher Computer mit 233 MHz CPU-Takt und 128 MB Arbeitsspeicher. Für die Kommunikation mit dem vorhandenen Stromrichter musste er noch mit der Baugruppe CP 5412(A2) der Firma Siemens aufgerüstet werden. Dabei handelt es sich um eine PC-Steckkarte für den ISA-Steckplatz mit 9-poliger D-Subbuchse. Diese Steckkarte ist mit dem Kommunikationsprozessor bestückt, der das Profibus-DP-Protokoll abwickelt.

4.2 Einführung in OLE

Mit OLE ist es unter Windows möglich, unterschiedliche und eigenständige Applikationen miteinander zu verbinden. Die Grundlage aller OLE-Mechanismen ist COM, das **Component Object Model** von Microsoft. COM legt einen Standard fest, der es ermöglicht, Objekte als abgeschlossene Einheit in Windows zu definieren und über Prozessgrenzen hinweg darauf zuzugreifen. Diese Objekte sind unabhängig von Programmiersprachen und stehen allen Applikationen zur Verfügung. COM ist eine Client-Server-Architektur. Der Server kann Dienste erbringen, der Client nimmt sie in Anspruch.

Die Erweiterung von COM ist DCOM (Distributed COM) und ermöglicht einen Objektzugriff auch über Rechnergrenzen hinweg.

OLE-Objekte sind Einheiten im Windows, die anderen Objekten über ihre Schnittstellen eine definierte Funktionalität bieten. Der Inhalt eines OLE-Objekts bleibt dem Benutzer verborgen. Eine oder mehrere Schnittstellen definieren ein Objekt. Nur über die Schnittstellen können Methoden ausgeführt und Daten ausgetauscht werden (Abb. 4.1).

Der Aufrufer benutzt einen Zeiger auf die gewünschte Schnittstelle, die wiederum auf einen Zeiger in einer Liste von Funktionszeigern wirkt. Diese referenzieren nun die eigentlichen Methoden in einem OLE-Objekt.

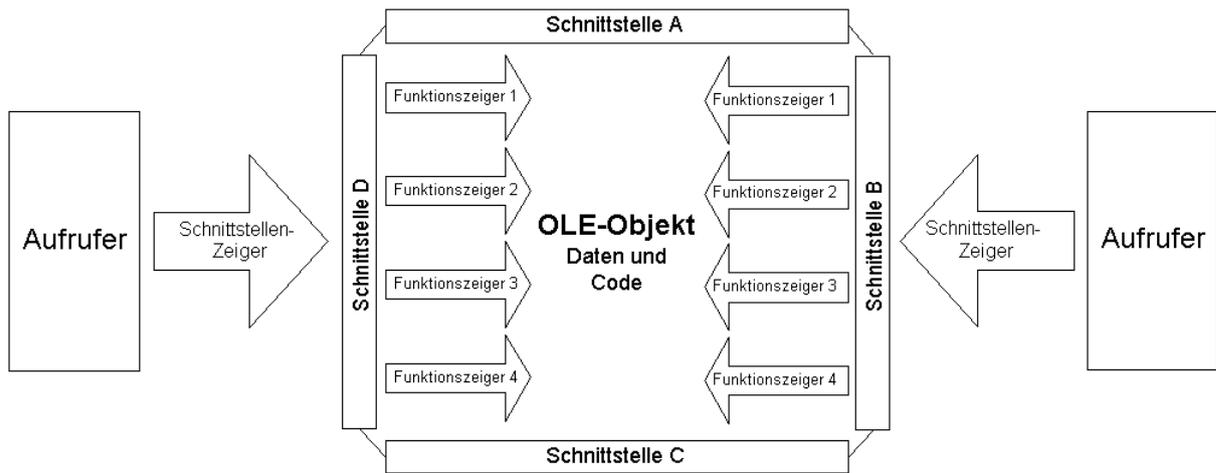


Abb. 4.1: Zugriff auf ein OLE-Objekt (schematisch)

OLE-Objekte können von verschiedenen Aufrufern benutzt werden. Damit eine Applikation auf ein beliebiges OLE-Objekt in einheitlicher Weise zugreifen kann, sind Standardschnittstellen definiert. Wenn ein Anwender einen Zeiger auf das gewünschte Objekt richtet, erhält er nur einen Zeiger auf die Standardschnittstelle.

OLE-Objekte müssen intern Benützungszähler führen, die dem Objekt signalisieren, dass es nicht mehr benutzt wird und es sich aus dem Speicher entfernt. Die Benützungszähler müssen von jeder Applikation erhöht und nach Verwendung wieder rückgesetzt werden [1].

4.3 Einführung in OPC

Ein OPC-Server als OLE-Objekt bietet eine herstellerunabhängige Schnittstelle, die sich durch die Nutzung des Komponentenmodells COM wie ein Teil des Betriebssystems verhält. Die Verwendung von OLE ermöglicht ein einfaches Ansprechen der Funktionalität.

Der OPC-Server von SIMATIC NET unterstützt zwei verschiedene Arten von OLE-Schnittstellen:

- Automation-Schnittstelle
- Custom-Schnittstelle

Die Schnittstellen unterscheiden sich voneinander durch die Methode des internen Aufrufs einer Schnittstelle (Abb. 4.2).

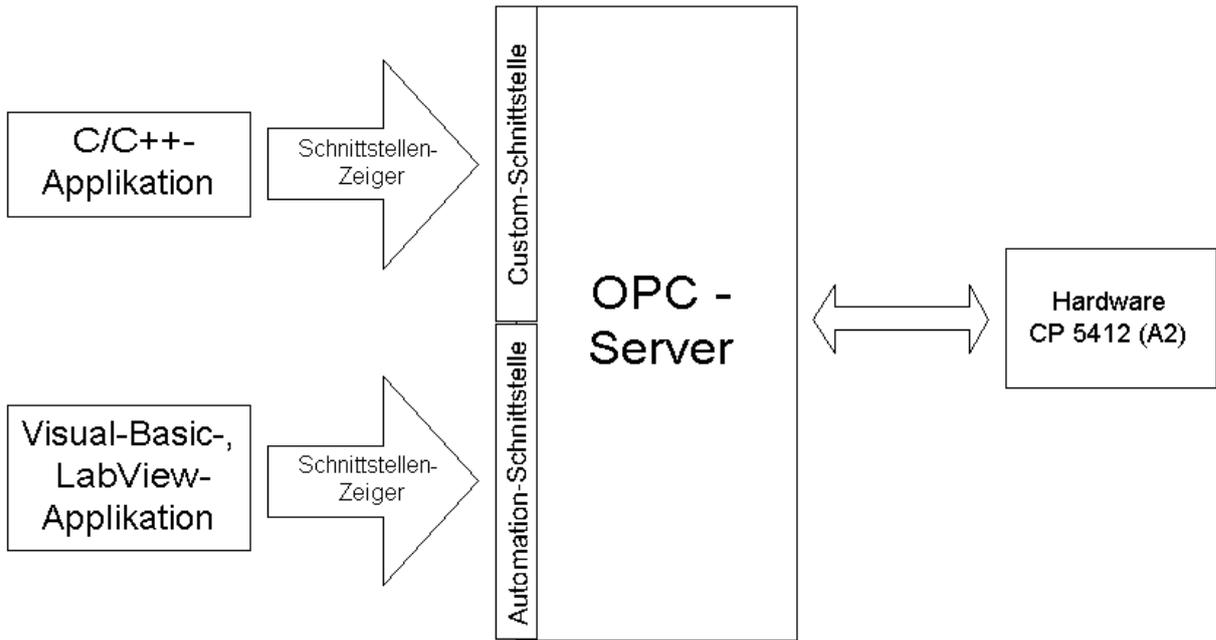


Abb. 4.2: Darstellung der Kommunikation OPC-Server

Die OPC-Spezifikation ordnet die Schnittstellen und deren Methoden in drei hierarchische Klassen ein:

- OPC-Server
- OPC-Group
- OPC-Item

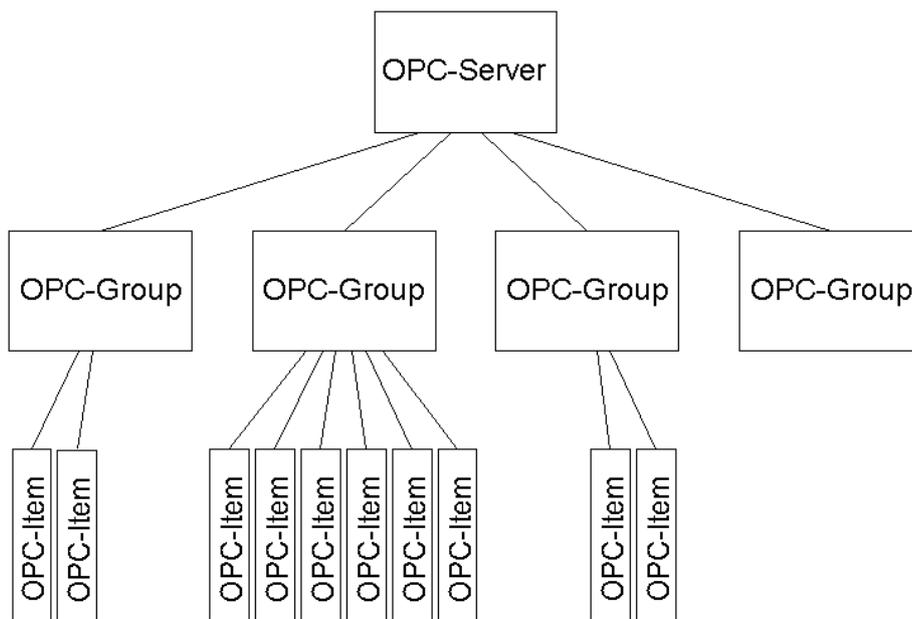


Abb. 4.3: OPC-Klassenmodell

An oberster Stelle steht der OPC-Server. Diese Klasse besitzt verschiedene Attribute und die Methoden, mit denen ein Client die Objekte dieser Klasse verwalten kann. Nur an ein Objekt dieser Klasse wendet sich eine Client-Applikation direkt über COM-Mechanismen. Die anderen Objekte wurden durch entsprechende OPC-Methoden erzeugt.

Die Klasse „OPC-Group“ verwaltet die einzelnen Prozessvariablen, die OPC-Items. Mit dieser Gruppe kann ein Client sinnvolle Einheiten von OPC-Items bilden und mit diesen Operationen ausführen. So können zum Beispiel alle Prozessvariablen eines Beobachtungssystems zusammengefasst werden. Bei Abfrage der Parameter wird die Gruppe aktiviert.

Die Klasse „OPC-Item“ gibt es nur über die Automation-Schnittstelle. Jedes Item repräsentiert eine Verbindung zu einer Prozessvariablen, zum Beispiel der Istdrehzahl, und ist schreib- und lesbar.

Wie jede OLE-Implementierung besitzt OPC eine Client-Server-Architektur. Je nach Art der Einbindung des OLE-Servers unterscheidet man drei Arten:

- Ein In-Process Server befindet sich im gleichen Prozessraum wie der Client, er steht nur diesem Prozess zur Verfügung. Der In-Process Server greift über die OPC-Custom-Schnittstelle auf den Local Server zu.
- Ein Local Server läuft auf demselben Rechner wie der Client. Er besitzt wie jede unabhängige Applikation einen eigenen Prozess- und Adressraum.
- Ein Remote Server befindet sich auf einem anderen Rechner, der jedoch vom Client über eine Netzwerkverbindung erreicht werden kann [1].

4.4 Der Profibus DP

Der Profibus DP ist für den schnellen Datenaustausch zwischen aktiven (Master) und passiven (Slave) Geräten im Feldbusbereich konzipiert. Das verwendete Zugriffsverfahren ist Token-Passing mit unterlagertem Master/Slave. Das heißt, dass zwischen den aktiven Partnern der Token weitergereicht wird, während die einzelnen aktiven Partner mit ihren passiven Teilnehmern nach dem Master-Slave-Verfahren kommunizieren. Master können Nachrichten ohne externe Aufforderung auf den Bus geben, Slaves dürfen nur empfangene Nachrichten quittieren oder auf Anfrage eines Masters Nachrichten an diesen übermitteln [2].

Die Rolle des Masters übernimmt die Baugruppe CP 5412(A2), der Stromrichter stellt den Slave dar. Beide Teilnehmer unterstützen Übertragungsraten von 9,6 kBit/s bis 12 Mbit/s.

Die Kommunikation zwischen dem DP-Master und der dezentralen Peripherie erfolgt durch Polling. Der Master sendet zyklisch Aufruftelegramme an den Slave. Diese

Telegramme enthalten Informationen, welche Ausgangsdaten vom Slave an den Ausgangsport angelegt werden sollen. Der Empfang des Telegramms wird vom Slave durch Zurückschicken eines Quittungstelegramms bestätigt. Das Quittungstelegramm enthält die aktuellen Daten des Eingangsports. Die empfangenen Antwortdaten werden am Eingangsport des DP-Masters hinterlegt.

In einem Pollzyklus werden alle betriebsbereiten DP-Slaves adressiert.

Der CP 5412(A2) pollt die Daten des Slaves laufend ab und hält diese für die Applikation bereit, wodurch die Applikation von dieser Aufgabe entlastet wird [1].

4.5 Stromrichter

Beim Stromrichter handelt es sich um einen SIMOREG DC-Master 6RA7018-6DV62 der Firma Siemens mit Drehstromanschluss zur Anker- und Feldspeisung von drehzahlveränderlichen Gleichstromantrieben.

Die Einstellung der Steuerungs- und Regelungsfunktionen erfolgt über die eingebaute Parametriereinrichtung, bzw. über eine serielle Verbindung mit dem PC. Die Vorgabe der Soll- und Istwerte kann wahlweise analog oder digital erfolgen.

In der Gerätetür ist eine Elektronikbox aufgebaut, die die Regelungsbaugruppe und die zusätzliche Kommunikationsbaugruppe CBP-2 (**C**ommunication **B**oard **P**rofibus) enthält. An der Vorderfront befindet sich die Parametriereinrichtung, bestehend aus einer Siebensegmentanzeige, drei Leuchtdioden zur Zustandsanzeige und drei Tasten zur manuellen Parameterwahl und -einstellung (Abb. 4.4).

Zusätzlich befindet sich noch der Stecker X300 mit einer USS-Schnittstelle nach RS232-, bzw. RS485-Norm auf der Vorderfront, die mit einem PC verbunden werden kann. Damit wird ein menügeführter Zugriff auf die Parameter, sowie Lesen und Schreiben von Parametersätzen und Kopieren von Parametersätzen auf andere Stromrichter gleicher Baureihe möglich.

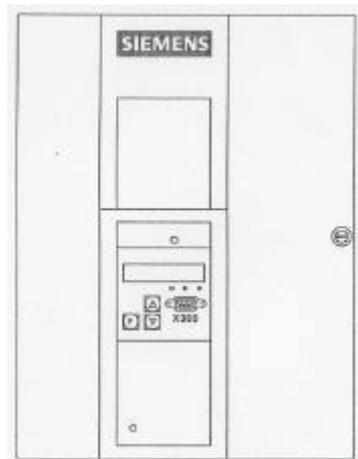


Abb. 4.4: Front des SIMOREG DC-Master

Leistungsteil: Anker- und Feldkreis

Der Ankerkreis ist in vollgesteuerter Drehstrom-Brückenschaltung (B6C)A(B6C) ausgeführt (Abb. 4.5).

Der Feldstromkreis wird über eine halbgesteuerte Einphasen-Brückenschaltung B2HZ versorgt. Beide Kreise sind mit Thyristormodulen aufgebaut (Abb. 4.6).

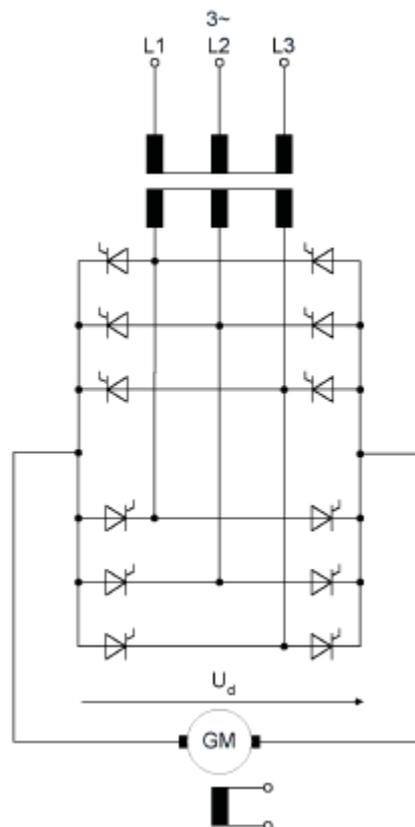


Abb. 4.5: Vollgesteuerte Drehstrombrückenschaltung (B6C)A(B6C)

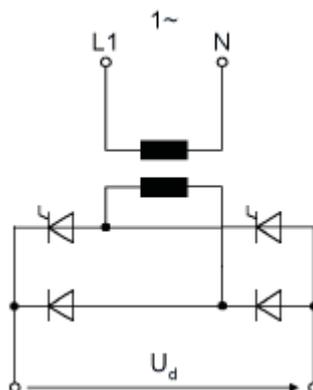


Abb. 4.6: Halbgesteuerte Einphasenbrückenschaltung B2HZ

Softwarestruktur

Die Funktionen der Regelung sind in der Software als verdrahtbare Programmmodule realisiert. Alle wichtigen Punkte der Regelung sind über Konnektoren zugänglich. Die Standardnormierung für Konnektoren ist 14 Bit (16384 Stufen) für 100%. Sie können auch über das Bedienfeld, die analogen Ausgänge und die seriellen Schnittstellen ausgegeben werden.

Binektoren sind digitale Steuersignale, die den Wert „0“ oder „1“ annehmen können. Diese werden verwendet, um einen Sollwert aufzuschalten oder eine Steuerfunktion durchzuführen.

Um die Regelung zu beeinflussen, wird am Eingriffspunkt für Konnektorsignale am entsprechenden Parameter die Konnektornummer des gewünschten Signals eingetragen und damit festgelegt, welches Signal als Eingangsgröße wirkt. Am Eingriffspunkt für Binektorensignale wird die Nummer des Binektors eingetragen, der als Eingangsgröße wirken soll.

Funktionen der Regelung im Ankerkreis

Die Quelle für den Drehzahlsollwert und von Zusatzsollwerten kann über die Parametrierung frei gewählt werden. Möglich ist die Vorgabe von Analogwerten, die Vorgabe der Drehzahl über das eingebaute Motorpotentiometer, über Binektoren mit den Funktionen: Festsollwert, Tippen und Kriechen, die Vorgabe über die serielle Schnittstelle des Grundgerätes und die Vorgabe über Zusatzbaugruppen. Die Normierung erfolgt derart, dass 100 % Sollwert der maximalen Motordrehzahl entsprechen. Nach einer parametrierbaren Siebung (PT1-Glied) wird der Sollwert an den Eingang des Drehzahlreglers weitergegeben. Dabei ist zusätzlich der Hochlaufgeber wirksam.

Der Hochlaufgeber wandelt den eingegebenen Sollwert bei einer sprunghaften Änderung in ein sich stetig mit der Zeit änderndes Sollwertsignal um. Hochlaufzeit und Rücklaufzeit können unabhängig voneinander eingestellt werden. Zusätzlich besitzt der Hochlaufgeber eine Anfangs- und Endverrundung (Ruckbegrenzung), die am Anfang und am Ende der Hochlaufzeit wirksam werden. Der Hochlaufgeber ist über drei Parametersätze einstellbar, die über binäre Wahleingänge oder eine serielle Schnittstelle angewählt werden können. Die Umschaltung der Hochlaufgeberparameter ist während des Betriebs möglich. Bei Eingabe von Hochlaufgeberzeiten mit dem Wert Null wird der Drehzahlsollwert direkt an den Drehzahlregler vorgegeben.

Der Drehzahlregler vergleicht den Sollwert mit dem Istwert der Drehzahl und gibt bei einer Abweichung dem Stromregler einen entsprechenden Stromsollwert vor (Prinzip Drehzahlregelung mit unterlagertem Stromregler). Der Drehzahlregler ist als PI-Regler mit zusätzlich wählbarem D-Anteil ausgeführt. Alle Kenngrößen des Reglers sind unabhängig einstellbar.

Als Quelle für den Drehzahlwert kann zwischen Analogtachogenerator, Impulsgeber, tacholosem Betrieb mit EMK-Regelung und frei wählbarem Drehzahlwertsignal gewählt werden. Im Labor kommt ein Impulsgeber zum Einsatz. Der Typ, die Strichzahl pro Umdrehung und die Maximaldrehzahl werden über Parameter eingestellt. Von der Auswerteelektronik können Gebersignale bis maximal 27 V Differenzspannung verarbeitet werden. Die Auswertung des Impulsgebers erfolgt über drei Spuren: Spur 1, Spur 2 und Nullmarke. Durch die Nullmarke ist eine Erfassung des Positionswertes möglich. Die maximale Frequenz der Geberimpulse kann 300 kHz betragen.

Funktionen der Regelung im Feldkreis

Der EMK-Regler (PI-Regler) vergleicht den Sollwert und Istwert der induzierten Motorspannung und gibt den Sollwert für den Feldstromregler (PI-Regler) vor. Damit ist eine EMK-abhängige Feldschwächerregelung möglich.

Parallel dazu arbeitet eine Vorsteuerung, die abhängig von der Drehzahl den Feldstromsollwert über eine automatisch aufgenommene Feldkennlinie vorsteuert.

Die Aufnahme von Kennlinien und die Einstellung von Parametern wird durch automatische Optimierungsläufe unterstützt. Mit speziellen Schlüsselnummern können Stromregler- und Drehzahlregleroptimierungsläufe, Aufnahme der Reibungs- und Trägheitsmomentenkompensation und Aufnahme der Feldkennlinie ausgewählt werden.

Überwachung und Diagnose

Für die Anzeige von Messwerten stehen ca. 50 Parameter zur Verfügung. Zusätzlich können über 300 Signale der Regelungssoftware (Konnektoren) zur Ausgabe an die Anzeigeeinheit oder an die serielle Schnittstelle ausgewählt werden.

Durch die Auswahl der Trace-Funktion können bis zu acht Messgrößen gespeichert werden. Die Triggerbedingung kann frei eingestellt werden und ermöglicht, die Vor- und Nachgeschichte des Ereignisses aufzuzeichnen.

Bei Auftreten eines Fehlers wird die binäre Ausgangsfunktion „Störung“ auf LOW gesetzt, der Antrieb abgeschaltet und die Anzeige zeigt ein „F“ mit der Fehlernummer. Die Quittierung der Fehlermeldung kann über das Bedienfeld, eine binäre Wahlklemme oder eine serielle Schnittstelle erfolgen. Danach wird der Zustand „Einschaltsperr“ erreicht, der durch ein AUS-Signal aufgehoben wird.

Warnmeldungen werden bei besonderen Zuständen angezeigt, führen jedoch nicht zum Ausschalten des Antriebs. Warnungen sind zum Beispiel: Motorübertemperatur, Antriebswarnungen oder Warnungen von Zusatzbaugruppen.

Funktionen der Ein- und Ausgänge

Die Größen der analogen Eingänge sind nach möglicher Normierung, Siebung, Vorzeichenauswahl und Offsetvorgabe als Konnektor verfügbar und können als Sollwerte und Begrenzung wirken.

Zur Ausgabe von Analogsignalen stehen wählbare Analogausgänge zur Verfügung, die ebenfalls normiert, gesiebt und mit einem Offset versehen werden können. Die gewünschten Größen werden durch Eingabe der entsprechenden Konnektornummer ausgewählt. Mögliche Ausgabegrößen sind zum Beispiel: Drehzahlwert, Hochlaufgeberausgang, Stromsollwert.

Beispiele für binäre Eingänge sind Einschalten/Stillsetzen und Betriebsfreigabe als festgelegte Eingänge. Liegt an beiden Eingängen ein HIGH-Signal an, fährt der Antrieb auf Sollzahl hoch. Wahleingänge sind Spannungsfreischaltung, Schnellhalt und Tippen. Bei der Spannungsfreischaltung werden die Regler gesperrt, der Strom im Ankerkreis abgebaut und das Hauptschütz abgeschaltet. Der Antrieb läuft ungesteuert aus. Schnellhalt bewirkt Sollwert Null am Drehzahlreglereingang und der Antrieb wird an der Stromgrenze abgebremst und das Hauptschütz ausgeschaltet.

An binären Ausgangsklemmen stehen wählbare Meldelfunktionen zur Verfügung, wobei jede beliebige Binektorgröße ausgegeben werden kann. Bei Vorliegen von Störungen oder Warnungen werden LOW-Signale ausgegeben.

Serielle Schnittstellen

Folgende serielle Schnittstellen sind verfügbar:

- Stecker X300 für USS-Protokoll nach RS232- oder RS485-Norm
- Klemmen der Grundelektronik, RS485 Zweidraht oder Vierdraht für USS- Protokoll oder Peer-to-Peer-Protokoll.
- Profibus DP über Kommunikationsbaugruppe CBP2

Die seriellen Schnittstellen können gleichzeitig betrieben werden.

Profibus-DP Kommunikationsbaugruppe CBP2

Die Optionsbaugruppe CBP2 (**C**ommunication **B**oard **P**rofibus) dient der Anschaltung von Antrieben an übergeordnete Automatisierungssysteme über Profibus-DP. Übertragungsraten von 9,6 Kbit/s bis 12 Mbit/s sind möglich.

Die Daten werden in Form von Telegrammen ausgetauscht, die sich in zwei Bereiche gliedern (Abb. 4.7):

1. Parameter (Parameter-Kennung-Wert, PKW)
2. Prozessdaten (PZD)

Der PKW-Bereich umfasst alle Übertragungsdaten, die zum Lesen oder Schreiben von Parameterwerten oder zum Lesen von Parametereigenschaften erforderlich sind.

Der PZD-Bereich enthält alle Informationen, die zur Steuerung eines drehzahlveränderlichen Antriebes notwendig sind. Steuerinformationen und Sollwerte werden vom Profibus-DP-Master an die Slaves weitergeleitet, Zustandsinformationen und Istwerte werden in entgegengesetzter Richtung übertragen.

Die Länge der PKW- und PZD-Komponenten, sowie die Übertragungsrate werden vom Master festgelegt. Auf den Slaves wird lediglich die Busadresse festgelegt.

Die Baugruppe verfügt über einen 9-poligen Sub-D-Stecker (X448) für den Anschluß an das Profibus-DP-System [3].

	PKW				PZD									
	PKE	IND	PWE		PZD1 STW1 ZSW1	PZD2 HSW HIW	PZD3	PZD4	PZD5	PZD6	PZD7	PZD8	PZD9	PZD10
	1. word	2. word	3. word	4. word	1. word	2. word	3. word	4. word	5. word	6. word	7. word	8. word	9. word	10. word
PPO1														
PPO2														
PPO3														
PPO4														
PPO5														

PKW: Parameter-Kennung-Wert STW: Steuerwort 1
 PZD: Prozessdaten ZSW: Zustandswort 1
 PKE: Parameter Kennung HSW: Hauptsollwert
 IND: Index HIW: Hauptistwert
 PWE: Parameter Wert

Abb. 4.7: Nutzdatenaustausch mit Profibus-DP-Telegramm

4.6 Gleichstrommaschine

Das Stellglied wird als Motor betrieben. Im folgenden werden die bestimmenden Gleichungen für die Drehzahlveränderung der fremderregten Gleichstrommaschine dargestellt.

Das stationäre Betriebsverhalten der Gleichstrommaschine lässt sich anhand der Ersatzschaltung bestimmen.

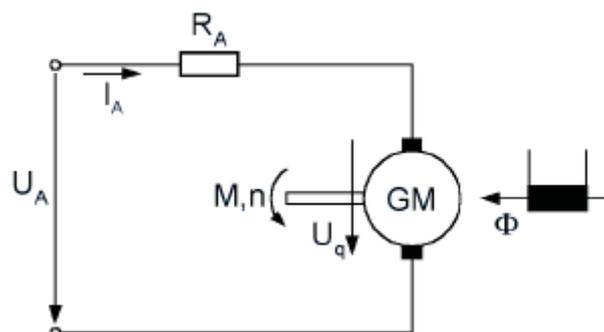


Abb. 4.8: Ersatzschaltung der Gleichstrommaschine

Für die Spannungsgleichung im Ankerkreis folgt (bei Vernachlässigung des Bürstenspannungsabfalls):

$$U_A = U_q + R_A \cdot I_A \quad (4.1)$$

Für die induzierte Spannung gilt

$$U_q = c \cdot \Phi \cdot n \quad (4.2)$$

Mit den Gleichungen für U_A und U_q folgt die Abhängigkeit der Drehzahl vom Ankerstrom:

$$n = \frac{U_A}{c \cdot \Phi} - \frac{R_A \cdot I_A}{c \cdot \Phi} \quad (4.3)$$

Vernachlässigt man die Eisen- und die Reibungsverluste, so ist das innere Moment gleich dem äußeren und es gilt:

$$M = \frac{c}{2\pi} \cdot \Phi \cdot I_A \quad (4.4)$$

Die Gleichungen ergeben dann die allgemeine Drehzahl-Drehmomentbeziehung, die, unabhängig von der Schaltung der Erregerwicklung, für jeden stationären Betriebszustand gilt:

$$n = \frac{U_A}{c \cdot \Phi} - \frac{2\pi \cdot R_A}{(c \cdot \Phi)^2} \cdot M \quad (4.5)$$

Die Drehzahlsteuerung erfolgt durch Veränderung der Ankerspannung (Konstantflussbereich) und durch Veränderung der Erregerspannung (Feldschwächbereich) [4].

4.7 Läufergespeiste Drehstrommaschine

Bei der läufergespeisten Drehstrommaschine handelt es sich um eine Asynchronmaschine mit Schleifringläufer, die als Generator betrieben wird. Die notwendige Magnetisierungsblindleistung wird über die Schleifringe dem Rotor zugeführt. Ein Vier-Quadranten-Umrichter ermöglicht, die Frequenz und die Spannung im Läuferkreis vorzugeben, wodurch eine über- und untersynchrone Betriebsweise möglich wird.

Bei untersynchroner Drehzahl wird die fehlende Schlupfleistung vom Umrichter an den Rotor geführt und von der Ständerseite weiterhin netzsynchron eingespeist. Die Energiebilanz bleibt dabei positiv.

Bei übersynchronem Betrieb wird die Schlupfleistung über den Umrichter an das Netz

abgegeben.

Durch diese Technik ist es möglich, die Drehzahl-Drehmoment-Kennlinie des Asynchrongenerators an das Windangebot anzupassen und in einem Bereich von $\pm 30\%$ bis $\pm 50\%$ der Nenndrehzahl jeden beliebigen Arbeitspunkt einzustellen (Abb. 4.9).

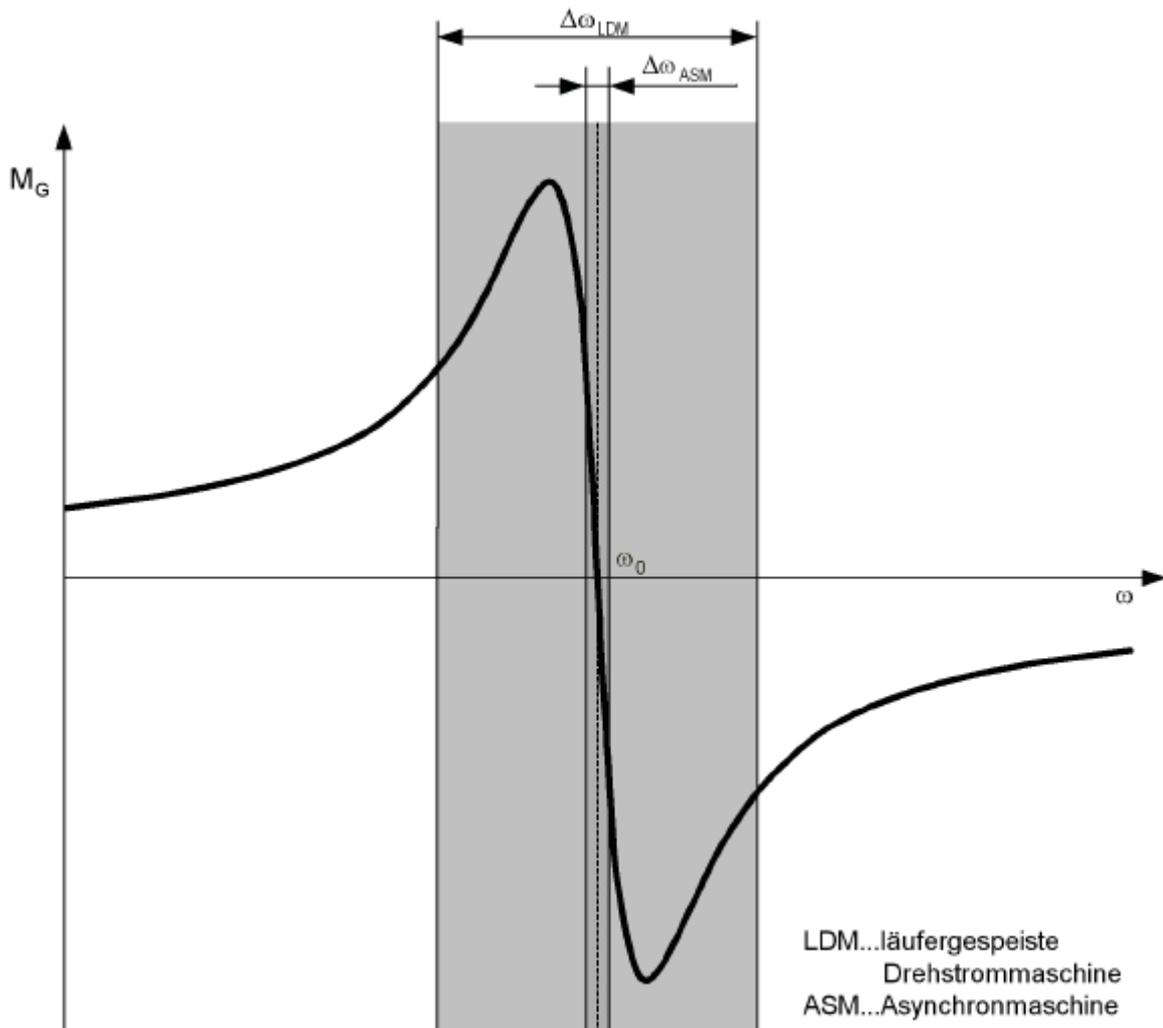


Abb. 4.9: Arbeitsbereich einer läufergespeisten Drehstrommaschine

Die Abb. 4.10 zeigt das Übersichtsbild des Laboraufbaus am Institut für Elektrotechnik.

Literatur

- [1] Siemens: Handbuch zu SimaticNet, Profibus DP-OPC Starter Kit
- [2] www.wonderware.de
- [3] Siemens: Systembeschreibung zu SIMOREG DC-Master 6RA70
- [4] Fischer, Rolf: Elektrische Maschinen. 6., völlig überarbeitete Aufl., 1986
- [5] Schmidhofer, Andreas: Rotating System Tie Frequency Converter with an Active Front End Converter at the Rotor Side of the Double Fed Induction Machine, Ph.D., Institut für Elektrotechnik, Montanuniversität Leoben (Freigabe erfolgt im Jänner 2006)

5 Implementierung des Modells

5.1 Systemvorbereitung

Durch Verbinden der elektrischen Anschlüsse ist das vorhandene System noch nicht betriebsbereit. Die Installation der Software und die Parametrierung der einzelnen Systemkomponenten soll im folgenden Kapitel besprochen werden.

5.1.1 Softwareumgebung

Das Betriebssystem Microsoft Windows[®] NT 4.0 ist Voraussetzung für die notwendige Software zur Realisierung eines OPC-Servers. Die Protokollsoftware DP-5412/Windows[®] NT 4.0, das Projektierungsprogramm COM PROFIBUS und die Komponenten PB-DP-5412 V4.1 und DP-OPC Server V1.2 vom Simatic Net Paket müssen installiert werden.

Die Simulation der Windkraftanlage und die Kommunikation mit dem OPC-Server wird mit LabView[®] 5.1.1 realisiert. LabView[®] ist eine Programmentwicklungssoftware von National Instruments und basiert auf der grafischen Programmiersprache G. Die Entwicklungsumgebung ist mit umfangreichen Bibliotheken ausgestattet, die auch eine Kommunikation mit dem OPC-Server ermöglichen.

LabView[®]-Programme werden als virtuelle Instrumente (VI) bezeichnet und bestehen aus einem Frontpanel, das zur Kommunikation mit dem Benutzer dient, und dem Diagramm, auf dem das eigentliche Programm in grafischen Symbolen dargestellt ist.

5.1.2 Konfiguration der Kommunikation

Bevor mit der installierten Software gearbeitet werden kann, müssen erst die Hierarchien und Protokolle der Profibus-Kommunikation festgelegt werden.

Im Windows-Startmenü befindet sich ein Eintrag "PG/PC-Schnittstelle einstellen". Mit dieser Software wird die Schnittstelle in das Betriebssystem eingebunden (Abb. 5.1). Vor dem Hinzufügen der Schnittstelle sollten nicht verfügbare Interrupt-Nummern, Speicherbereiche und Ein-, Ausgabebereiche bekannt sein, um Konflikte mit bereits installierter Hardware zu vermeiden (Abb. 5.2).

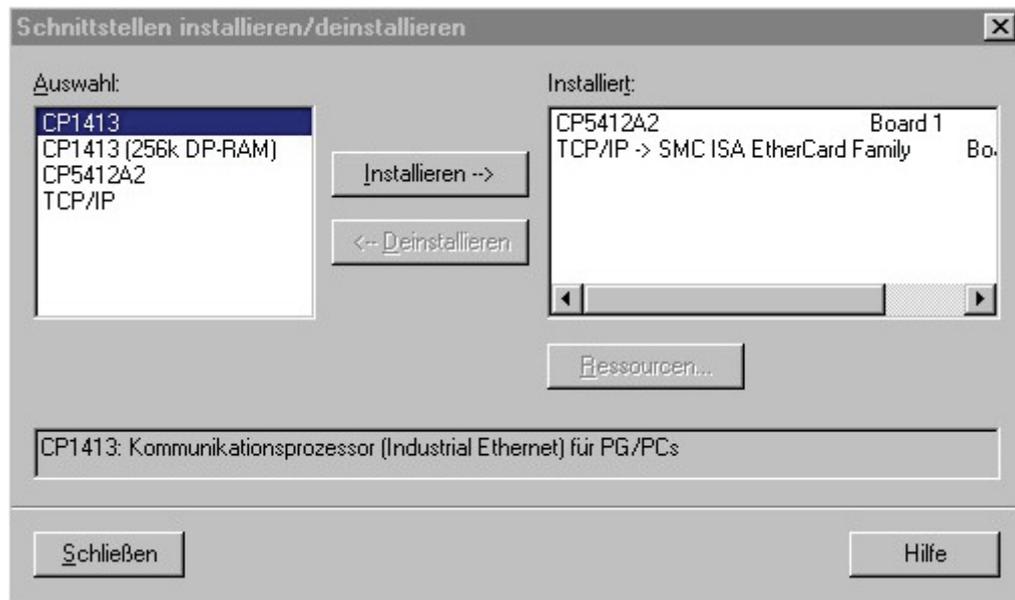


Abb. 5.1: Baugruppe auswählen und installieren



Abb. 5.2: Festlegung der Ressourcen

Nach der Installation der Baugruppe kann der Zugangspunkt der Applikation gewählt werden (Abb. 5.3). Um mit DP-5412 arbeiten zu können müssen die festgelegten Zugangspunkte „CP_L2_X“ gewählt werden, wobei das „X“ für die fortlaufende Nummerierung der Kommunikationsbaugruppe steht (X = 1, 2, ...).

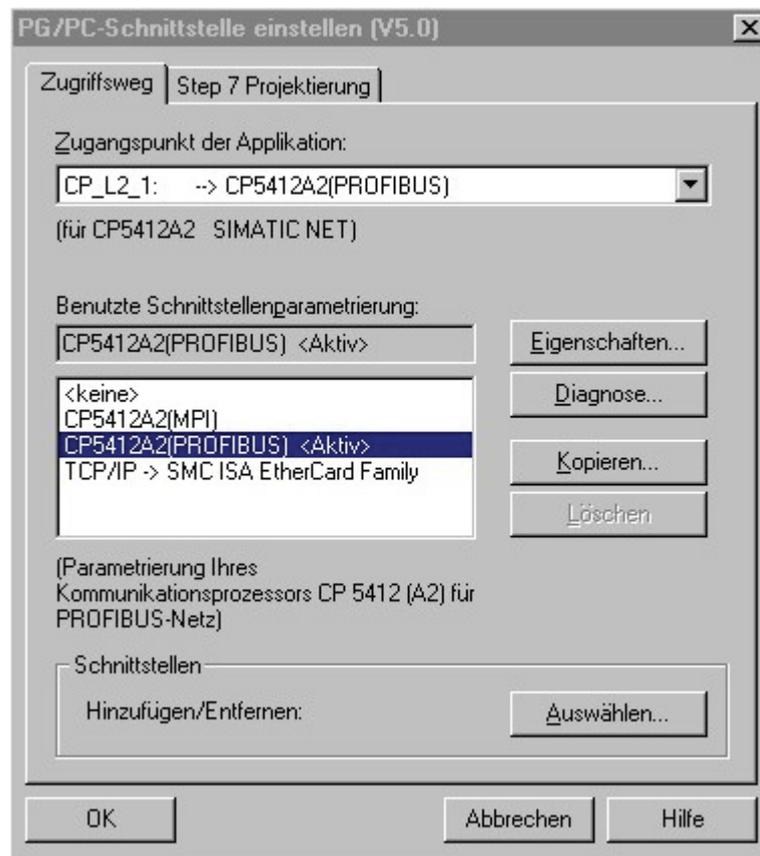


Abb. 5.3: Zugangspunkt wählen

Als Eigenschaften der aktiven Baugruppe definiert man noch den PC als einzigen Master am Bus und aktiviert die dezentrale Peripherie (Abb. 5.4).

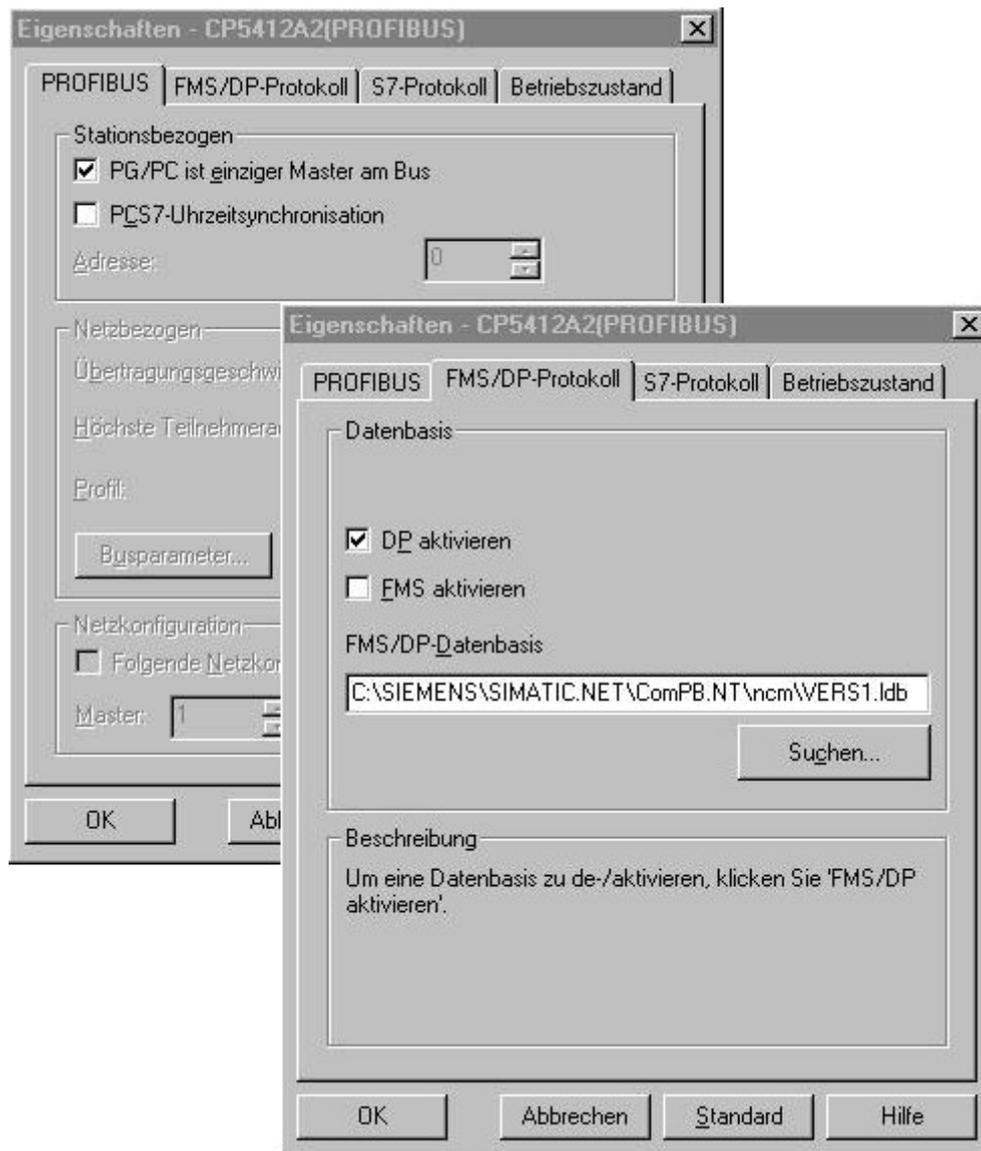


Abb. 5.4: Dezentrale Peripherie aktivieren

Die Datenbasis für das DP-Kommunikationsprotokoll wird mit dem grafischen Projektierungswerkzeug COM PROFIBUS festgelegt (Abb. 5.5).

Ausgehend vom „Host“ legt man alle Teilnehmer am Profibus DP fest und vergibt Adressen, um diese eindeutig identifizieren zu können. Die Adressen 1 und 2 sind für Master reserviert.

Bei der Auswahl legt man neben der Adresse noch das Profibus-DP-Telegramm für den Nutzdatenaustausch fest. Für die Modellierung muß eine umfassende Steuerung des Antriebes möglich sein, daher wird der Telegramm-Typ „PPO4“ zum Austausch von 6 Prozessdatenwörtern festgelegt (vergl. Abb. 4.7, Kap. 4.5)

Durch Speichern des Mastersystems wird die erforderliche Datei mit der Datenbasis für die Kommunikation erzeugt.

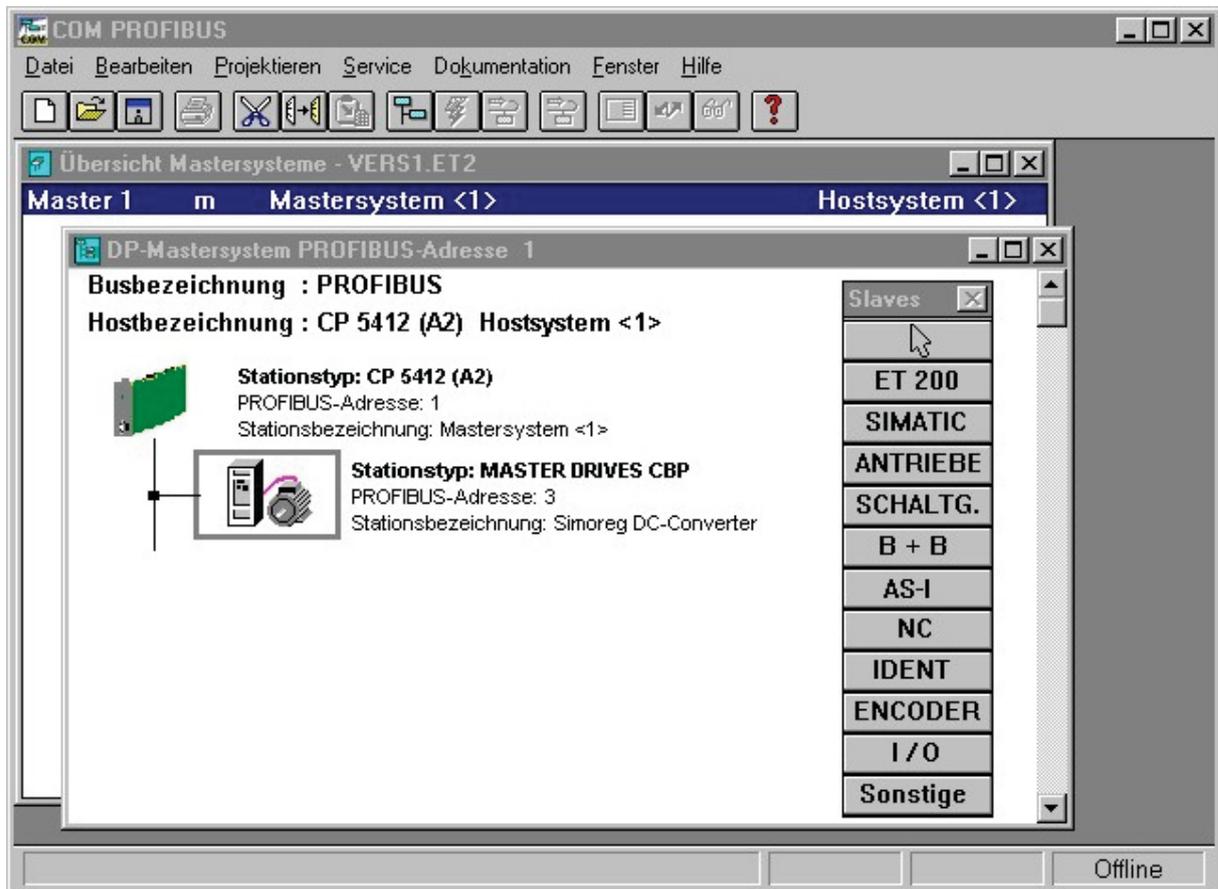


Abb. 5.5: Projektierungswerkzeug COM PROFIBUS

Als Bindeglied zwischen dem LabView[®]-Modell und der Profibus-DP-Kommunikation dient der OPC-Server. Diesem müssen noch die gewünschten Voraussetzungen angegeben werden.

Nach Festlegung des Protokolls und Angabe des Dateipfads für die gemeinsame Datenbasis kann man die Zykluszeit der Abfrage des OPC-Servers festlegen, die entscheidend für die Geschwindigkeit des Modells ist (Abb. 5.6).

Die Installation der Software OPC-Scout ermöglicht das Beobachten der Schnittstellen am OPC-Server (Abb. 5.7). Mit diesem Programm lassen sich die Zahlenwerte auf den Schnittstellen des Servers darstellen. Die OPC-Hierarchie „Server-Group-Item“ ist hier implementiert und ermöglicht eine übersichtliche Darstellung. Für die Funktion der Kommunikation ist der OPC-Scout nicht erforderlich, er bringt jedoch Vorteile während der Programmierung und hilft bei der Fehlersuche [1].

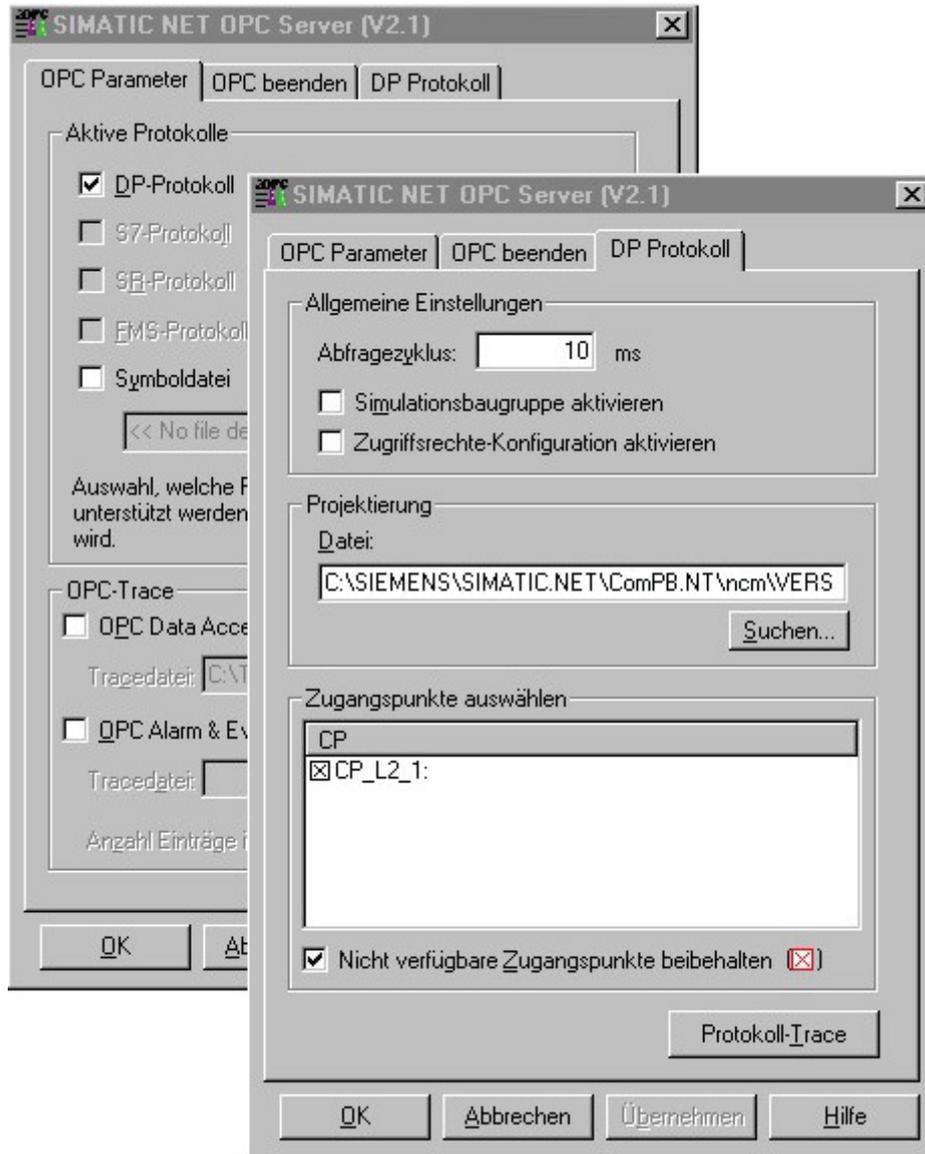


Abb. 5.6: Parametrierung OPC-Server

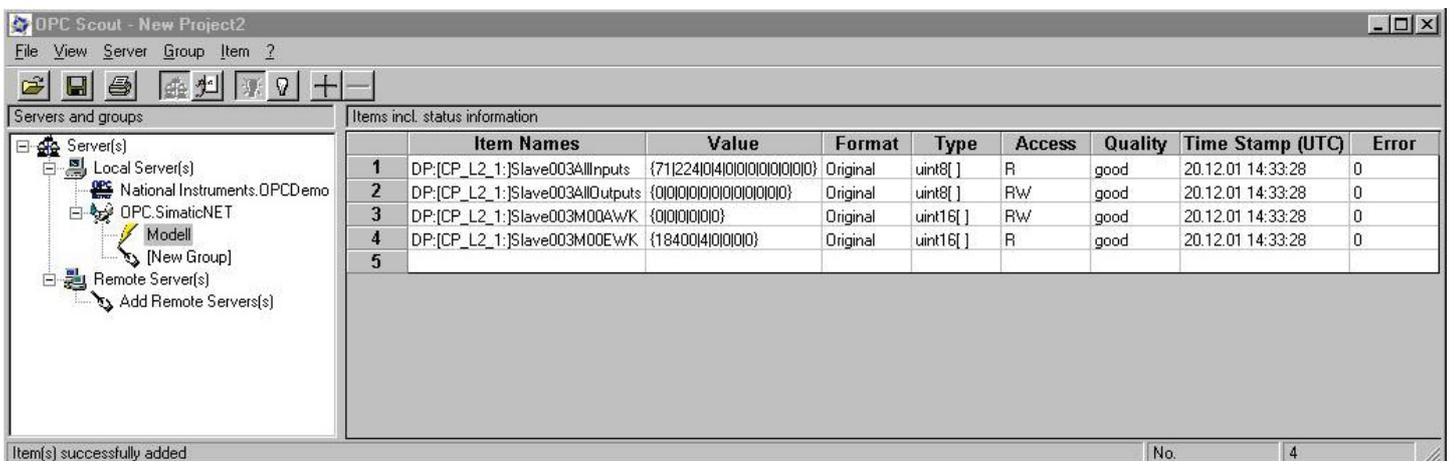


Abb. 5.7: OPC-Scout

5.1.3 Konfiguration des Stromrichters Simoreg DC-Master

Der Stromrichter versorgt die Gleichstrommaschine und ermöglicht einen drehzahl- oder momentengeregelten Betrieb. Dazu ist es erforderlich, Maschinendaten, Drehzahlgebertyp und die thermische Überwachung in der Software des Stromrichters festzulegen.

Parameter	Beschreibung	
P 51	Schlüsselparameter	
	0	keine Zugriffsberechtigung
	6	nicht einstellen (wird von SIMOVIS verwendet)
	7	nicht einstellen (wird von SIMOVIS verwendet)
	21	Werkseinstellung herstellen Alle Parameter werden auf ihre ursprünglichen Werte (Werkseinstellung) zurückgesetzt. Anschließend wird der Parameter P 51 wieder auf den Wert 40 gesetzt.
	22	interne Offsetabgleiche durchführen
	24	Forcen (siehe Parameter P 480 bis P 485)
	25	Optimierungslauf für Vorsteuerung und Stromregler (Anker und Feld)
	26	Optimierungslauf für Drehzahlregler
	27	Optimierungslauf für das Feldschwächen
	28	Optimierungslauf für Reibungs- und Trägheitsmomentenkompensation
40	Zugriffsberechtigung auf Parameter für autorisiertes Personal	
P 52	Anwahl der anzuzeigenden Parameter	
	0	nur Parameter anzeigen, deren Werte von der Werkseinstellung abweichen
	3	alle verwendeten Parameter anzeigen

Parameter	Beschreibung						
P 75	<p data-bbox="400 338 866 371">Steuerwort für den Leistungsteil</p> <p data-bbox="400 394 1423 479">Anwahl des Verhaltens der thermischen Überwachung (I^2t-Überwachung) des Leistungsteils.</p> <table border="1" data-bbox="384 506 1431 1462"> <tr> <td data-bbox="400 506 467 622">0</td> <td data-bbox="467 506 1431 622">Die I^2t-Überwachung für den Leistungsteil ist abgeschaltet. Der Ankerstrom ist auf P 77 Geräte-Bemessungsgleichstrom begrenzt.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="400 622 467 1193">1</td> <td data-bbox="467 622 1431 1193">Der Ankerstrom ist auf P 77 1,5fachen Geräte-Bemessungsstrom begrenzt, solange die berechnete Thyristorerwärmung den zulässigen Wert nicht überschreitet. Das Überschreiten des zulässigen Wertes führt zum Auftreten der Warnung A 39 und zur automatischen Tiefsetzung der Grenze für den Ankerstrom-Sollwert auf P 77 Geräte-Bemessungsgleichstrom, bis der Ankerstrom-Sollwert vor seiner Begrenzung betragsmäßig den Geräte-Bemessungsgleichstrom und die berechnete Thyristorerwärmung den zulässigen Wert wieder unterschritten haben. Danach wird die Ankerstrom-Sollwertgrenze wieder auf P 77 1,5fachen Geräte-Bemessungsgleichstrom hochgesetzt und die Warnung A 39 verschwindet.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="400 1193 467 1462">2</td> <td data-bbox="467 1193 1431 1462">Der Ankerstrom wird auf P 77 1,5fachen Geräte-Bemessungsgleichstrom begrenzt, solange die berechnete Thyristorerwärmung den zulässigen Wert nicht überschreitet. Das Überschreiten des zulässigen Wertes führt zum Auslösen der Fehlermeldung A 39.</td> </tr> </table>	0	Die I^2t -Überwachung für den Leistungsteil ist abgeschaltet. Der Ankerstrom ist auf P 77 Geräte-Bemessungsgleichstrom begrenzt.	1	Der Ankerstrom ist auf P 77 1,5fachen Geräte-Bemessungsstrom begrenzt, solange die berechnete Thyristorerwärmung den zulässigen Wert nicht überschreitet. Das Überschreiten des zulässigen Wertes führt zum Auftreten der Warnung A 39 und zur automatischen Tiefsetzung der Grenze für den Ankerstrom-Sollwert auf P 77 Geräte-Bemessungsgleichstrom, bis der Ankerstrom-Sollwert vor seiner Begrenzung betragsmäßig den Geräte-Bemessungsgleichstrom und die berechnete Thyristorerwärmung den zulässigen Wert wieder unterschritten haben. Danach wird die Ankerstrom-Sollwertgrenze wieder auf P 77 1,5fachen Geräte-Bemessungsgleichstrom hochgesetzt und die Warnung A 39 verschwindet.	2	Der Ankerstrom wird auf P 77 1,5fachen Geräte-Bemessungsgleichstrom begrenzt, solange die berechnete Thyristorerwärmung den zulässigen Wert nicht überschreitet. Das Überschreiten des zulässigen Wertes führt zum Auslösen der Fehlermeldung A 39.
0	Die I^2t -Überwachung für den Leistungsteil ist abgeschaltet. Der Ankerstrom ist auf P 77 Geräte-Bemessungsgleichstrom begrenzt.						
1	Der Ankerstrom ist auf P 77 1,5fachen Geräte-Bemessungsstrom begrenzt, solange die berechnete Thyristorerwärmung den zulässigen Wert nicht überschreitet. Das Überschreiten des zulässigen Wertes führt zum Auftreten der Warnung A 39 und zur automatischen Tiefsetzung der Grenze für den Ankerstrom-Sollwert auf P 77 Geräte-Bemessungsgleichstrom, bis der Ankerstrom-Sollwert vor seiner Begrenzung betragsmäßig den Geräte-Bemessungsgleichstrom und die berechnete Thyristorerwärmung den zulässigen Wert wieder unterschritten haben. Danach wird die Ankerstrom-Sollwertgrenze wieder auf P 77 1,5fachen Geräte-Bemessungsgleichstrom hochgesetzt und die Warnung A 39 verschwindet.						
2	Der Ankerstrom wird auf P 77 1,5fachen Geräte-Bemessungsgleichstrom begrenzt, solange die berechnete Thyristorerwärmung den zulässigen Wert nicht überschreitet. Das Überschreiten des zulässigen Wertes führt zum Auslösen der Fehlermeldung A 39.						
P 78	<p data-bbox="400 1473 1238 1507">Reduzierung der Geräte-Bemessungsanschlussspannung</p> <p data-bbox="480 1529 1051 1563">i001: Eingangsnennspannung Anker (400 V)</p> <p data-bbox="480 1585 1031 1619">i002: Eingangsnennspannung Feld (400 V)</p> <p data-bbox="400 1641 1423 1832">An diesem Parameter ist der Nennwert der Spannung des tatsächlich zur Speisung des Leistungsteils verwendeten Netzes einzustellen. Dieser Wert ist der Bezugswert für Unter-, und Überspannungs- und Phasenausfallsüberwachung (siehe auch P 351 bis P 353).</p>						

Parameter	Beschreibung	
P 81	EMK-abhängiges Feldschwächen	
	0	Kein Drehzahl- bzw. EMK-abhängiges Feldschwächen (intern wird konstant 100 % des Bemessungserregerstroms des Motors als Feldstromsollwert vorgegeben).
	1	Feldschwächbetrieb durch interne EMK-Regelung, damit im Feldschwächbereich, d.h. bei Drehzahlen oberhalb der Bemessungsdrehzahl des Motors (=“Ablösedrehzahl“), die EMK- des Motors konstant auf dem Sollwert gehalten wird (Feldstromsollwert ist die Summe aus dem EMK-Reglerausgang und dem drehzahlistwertabhängigen Vorsteuerungsanteil gemäß der Feldkennlinie).
P 82	Betriebsart für das Feld	
	0	Internes Feld wird nicht verwendet (z.B.: bei permanenterregten Motoren), Feldzündimpulse werden gesperrt. Der Maschinenfluss wird nicht wie in allen anderen Fällen gemäß der Feldkennlinie als Funktion des Feldstromwertes berechnet, sondern mit dem Wert für 100 % Bemessungsfluss belegt.
	1	Das Feld wird mit dem Netzschütz mitgeschaltet, wenn die Netzeinspeisung für Feld- und Ankerleistungsteil gleichzeitig ein- bzw. ausgeschaltet wird (Feldzündimpulse werden gleichzeitig ein- bzw. ausgeschaltet, das Abklingen des Feldstromes erfolgt im Freilauf mit der Feldzeitkonstanten).
	2	Automatisches Aufschalten des über P 257 eingestellten Stillstandsfeldes nach Ablauf einer über P258 parametrierbaren Zeit, nach Erreichen des Betriebszustandes o 7 oder höher.
3	Feld ist dauernd eingeschaltet.	

Parameter	Beschreibung	
P 83	Auswahl des Drehzahlwertes	
	0	Drehzahlwert ist noch nicht ausgewählt (Festwert 0 %).
	1	Drehzahlwert kommt vom Kanal „Hauptwert“.
	2	Drehzahlwert kommt vom Kanal „Drehzahlwert vom Pulsgeber“
	3	Drehzahlwert kommt vom Kanal „EMK-Istwert“, jedoch mit P 115 bewertet (tacholoser Betrieb).
	4	Drehzahlwert ist frei wählbar.
P 84	Auswahl Drehzahlregelung/Strom- bzw. Momentenregelung	
	0	drehzahl geregelter Betrieb
	1	strom-/momenten geregelter Betrieb (der vom Hochlaufgeber kommende Sollwert wird unter Umgehung des Drehzahlreglers als Strom- bzw. Momentensollwert vorgegeben).
P 100	Bemessungs-Ankerstrom des Motors (laut Motorleistungsschild)	
	0,0	Der Parameter ist noch nicht eingestellt (33 A).
P 101	Bemessungs-Ankerspannung des Motors (laut Motorleistungsschild) (230 V) Hinweis: Dieser Parameter wird u.a. zur Bestimmung des Ablösepunktes im Feldschwächenbetrieb verwendet. Falls möglich, sollte am P 101 die Bemessungs-Ankerspannung des Motors inklusive des Spannungsabfalls an der Zuleitung zum Motor (bei einem Strom gemäß P 100) eingestellt werden.	
P 102	Bemessungs-Erregerstrom des Motors (laut Motorleistungsschild)	
	0,0	Der Parameter ist noch nicht eingestellt (1,3A).
P 103	Minimaler Erregerstrom des Motors (0,4 A) Hinweis: Zur Durchführung des Optimierungslaufes für das Feldschwächen (P 51=27) muss P 103 < 50 % von P 102 parametrisiert werden.	

Parameter	Beschreibung						
P 104	<p>Drehzahl N_1 (laut Motorleistungsschild) (1500 min⁻¹)</p> <p>1. Punkt (Drehzahlwert) zur drehzahlabhängigen Strombegrenzung.</p> <p>Dieser Parameter dient zusammen mit P 105-P 108 zur Festlegung des Verlaufes des Strombegrenzungswertes als Funktion des Drehzahlwertes.</p>						
P 105	<p>Ankerstrom I_1 (laut Motorleistungsschild) (40 A)</p> <p>1. Punkt (Stromwert) der drehzahlabhängigen Strombegrenzung. Dieser Parameter dient zusammen mit P 104 und P 106-P 108 zur Festlegung des Verlaufes des Strombegrenzungswertes als Funktion des Drehzahlwertes.</p>						
P 108	<p>Maximale Betriebsdrehzahl N_3</p> <p>An diesem Parameter muss bei Verwendung der drehzahlabhängigen Strombegrenzung eine Maximaldrehzahl eingestellt werden, welche durch die Wahl der Drehzahlwertquelle gemäß P 83 festgelegt ist.</p> <table border="1" data-bbox="384 1137 1417 1339"> <tr> <td data-bbox="384 1137 469 1200">1</td> <td data-bbox="469 1137 1417 1200">Analogtacho: Drehzahl, bei der eine Tachospaltung laut P 741 auftritt</td> </tr> <tr> <td data-bbox="384 1200 469 1263">2</td> <td data-bbox="469 1200 1417 1263">Pulsgeber: gleicher Wert wie Maximaldrehzahl laut P 143 (1800 min⁻¹)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="384 1263 469 1339">3</td> <td data-bbox="469 1263 1417 1339">tacholoser Betrieb: Drehzahl, bei der eine EMK laut P 115 auftritt.</td> </tr> </table>	1	Analogtacho: Drehzahl, bei der eine Tachospaltung laut P 741 auftritt	2	Pulsgeber: gleicher Wert wie Maximaldrehzahl laut P 143 (1800 min ⁻¹)	3	tacholoser Betrieb: Drehzahl, bei der eine EMK laut P 115 auftritt.
1	Analogtacho: Drehzahl, bei der eine Tachospaltung laut P 741 auftritt						
2	Pulsgeber: gleicher Wert wie Maximaldrehzahl laut P 143 (1800 min ⁻¹)						
3	tacholoser Betrieb: Drehzahl, bei der eine EMK laut P 115 auftritt.						
P 109	<p>Steuerwort für die drehzahlabhängige Strombegrenzung</p> <table border="1" data-bbox="384 1406 1417 1541"> <tr> <td data-bbox="384 1406 469 1469">0</td> <td data-bbox="469 1406 1417 1469">drehzahlabhängige Strombegrenzung ausgeschaltet</td> </tr> <tr> <td data-bbox="384 1469 469 1541">1</td> <td data-bbox="469 1469 1417 1541">drehzahlabhängige Strombegrenzung wirksam</td> </tr> </table>	0	drehzahlabhängige Strombegrenzung ausgeschaltet	1	drehzahlabhängige Strombegrenzung wirksam		
0	drehzahlabhängige Strombegrenzung ausgeschaltet						
1	drehzahlabhängige Strombegrenzung wirksam						
P 114	<p>Thermische Zeitkonstante des Motors</p> <table border="1" data-bbox="384 1608 1417 1668"> <tr> <td data-bbox="384 1608 469 1668">0,0</td> <td data-bbox="469 1608 1417 1668">I²t-Überwachung ausgeschaltet</td> </tr> </table>	0,0	I ² t-Überwachung ausgeschaltet				
0,0	I ² t-Überwachung ausgeschaltet						

Parameter	Beschreibung		
P 117	Steuerwort für die Feldkennlinie		
	Der Parameter wird automatisch beim Optimierungslauf für das Feldschwächen (P 51=27) eingestellt.		
	0	Es wurde noch keine gültige Feldkennlinie aufgenommen.	
1	gültige Feldkennlinie (P 118 bis P 139 gültig)		
P 119	<p>Nenn-Drehzahl</p> <p>Jene Drehzahl, bei der sich bei vollem Feld (entsprechend Parameter P 102) ein EMK-Istwert laut Parameter P 118 einstellt. Der Parameter wird automatisch beim Optimierungslauf für das Feldschwächen (P 51=27) eingestellt und gibt in diesem Fall die Ablösedrehzahl (Feldschwächbeginn) an.</p> <p>Hinweis: Für die Feldschwächregelung ist nur das Verhältnis von P118 zu P 119 maßgebend. Bei nachträglicher Veränderung von P100, P 101 oder P 110 muss der Optimierungslauf für das Feldschwächen nicht wiederholt werden, P 119 gibt dann aber nicht mehr die Ablösedrehzahl an.</p> <p>Bei nachträglicher Veränderung von Parameter P 102 muss der Optimierungslauf für das Feldschwächen wiederholt werden, ebenso bei nachträglichem Abgleich der Maximaldrehzahl.</p>		
P 140	Auswahl des Pulsgebertyps		
	0	kein Geber; Funktion „Drehzahlerfassung mit Pulsgeber“ nicht angewählt.	
	1	Pulsgeber Typ 1	
	2	Pulsgeber Typ 1a	
	3	Pulsgeber Typ 2	
	4	Pulsgeber Typ 3	
P 141	<p>Pulszahl des Pulsgebers in Impulsen pro Umdrehung</p> <p>(1024 Imp/U)</p>		

Parameter	Beschreibung
P 142	<p>Einstellung der Maximaldrehzahl bei Pulsgeber-Betrieb</p> <p>(1800 min⁻¹)</p> <p>Die mit diesem Parameter eingestellte Drehzahl entspricht einem Drehzahlwert von 100 %.</p>
P 971	<p>EEPROM-Übernahme</p> <p>Übernahme der Parameterwerte vom RAM ins EEPROM beim Umschalten von 0 auf 1. die Bearbeitung aller Werte dauert ca. 15 s.</p>

Tab. 5.1: Parametrierung des Stromrichters SIMOREG-DC Master

Zur Vorgabe des Drehzahl-Sollwertes durch das Modell muss noch die Kommunikation über die Profibus-DP-Schnittstelle parametriert werden [2].

Parameter	Beschreibung	Parameterwert	
		ab Werk	im Labor
P 918	Bei der Erstellung der Datenbasis für das DP-Kommunikationsprotokoll mit dem Projektierungswerkzeug COM PROFIBUS wurde dem Slave die Adresse 3 zugeteilt. Diese Adressierung muss nun auch im Stromrichter mit Parameter P 918 erfolgen.	0	3
P 927	Um einen gewissen Bedienungskomfort zu erreichen, soll der Stromrichter vom Computer, auf dem das Modell läuft, gesteuert werden können. Im Parameter P 927 ist eine Bitfolge hinterlegt, die die Parametrierfreigaben festlegt. Als Werkseinstellung sind das Einfachbedienfeld und die Parametrierung über die serielle Schnittstelle an der Vorderseite des Gehäuses möglich. Zur Parametrierung über die Profibus-Kommunikation muss der Wert im Parameter P 927 um 1 erhöht werden.	0000 0000 0000 0110	0000 0000 0000 0111

Parameter	Beschreibung	Parameterwert	
		ab Werk	im Labor
U 734.001	Stromrichterdaten können über den Parameter U 734 an die Profibus-DP-Schnittstelle ausgegeben werden. Auf Index 1 liegt der Konnektor für das Zustandswort 1.	K 32	K 32
U 734.002	Auf Index 2 liegt der Konnektor für das Zustandswort 2.	K 33	K 33
U 734.003	Ein Inkrementalgeber erfasst die Ist-Drehzahl, der Stromrichter wertet die Impulse aus und durch Verdrahtung des Konnektors K 167 wird die Ist-Drehzahl für das Modell zugänglich.	K 0	K 167
P 648	Durch das Steuerwort 1 kann der Stromrichter ein- und ausgeschaltet und auch ein Notstop, bzw. Schnellhalt veranlasst werden. Dieses Steuerwort wird durch das Modellprogramm erstellt und durch den Konnektor K 3001 auf den entsprechenden Parameter geschrieben.	K 9	K 3001
P 433	Die vom Modell errechnete Soll-Drehzahl wird durch den Konnektor K 3002 der Stromrichterregelung vorgegeben.	K 11	K 3002

Tab. 5.2: Parametrierung der Kommunikation mit dem Stromrichter SIMOREG DC-Master

Die Parametrierung des Stromrichters ist über das Bedienfeld an der Gerätefront möglich. Schneller und einfacher arbeitet man mit dem Softwarepaket „SIMOVIS V5.4“ der Fa. Siemens (Abb. 5.8). Der PC und der Stromrichter werden über den Stecker X300 an der Vorderseite des Gerätes miteinander verbunden.

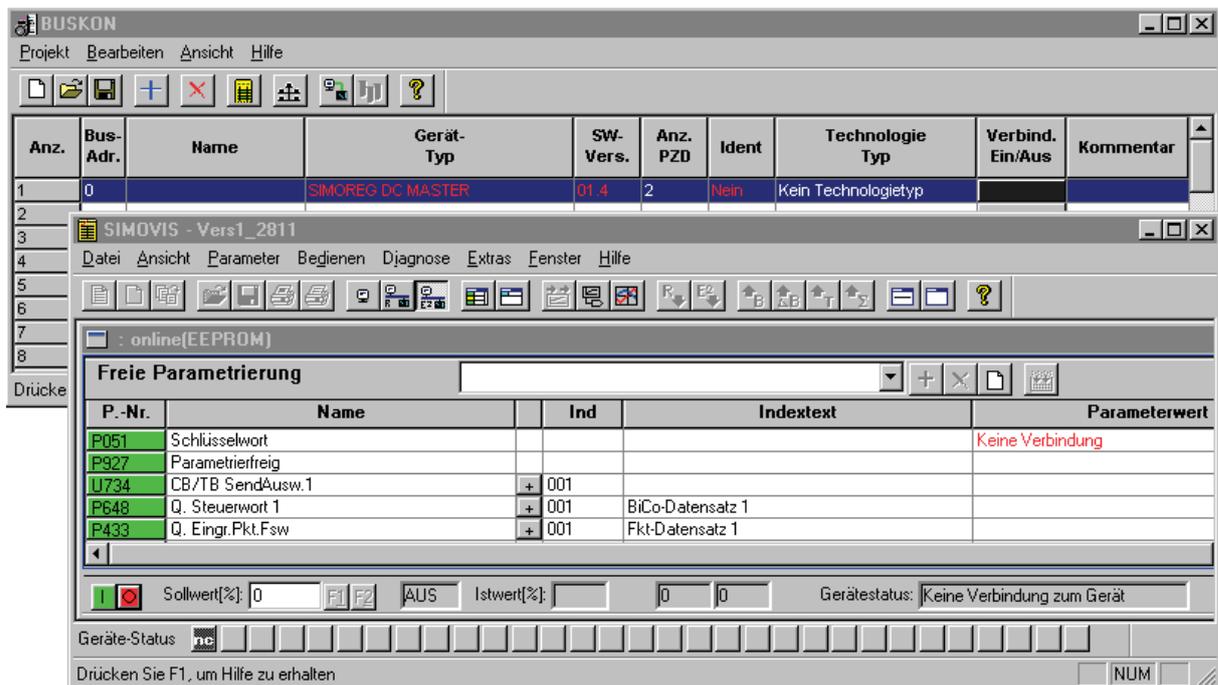


Abb. 5.8: Parametrierung des Stromrichter mit dem Softwarepaket „SIMOVIS V5.4“

5.2 Die Programmierung

Das implementierte LabView[®]-Programm besteht aus zwei Modulen (Abb. 5.9):

1. Kommunikation mit dem OPC-Server (Kap. 5.2.1) :

Diese ist die Voraussetzung für ein funktionierendes Modell, da, vom Drehzahl-Istwert ausgehend, Rotormoment und Generatormoment berechnet werden. Beide Momente werden zueinander in Relation gesetzt und ergeben eine Drehzahländerung.

Um den Stromrichter ein- und ausschalten zu können, muss ein rascher Zugriff auf die Schnittstellen des OPC-Servers möglich sein. Dies wird durch übergeordnete Kommunikationsroutinen in der Programmierung erreicht.

2. Modell der Windkraftanlage (Kap. 5.2.3):

Mit Hilfe des Istdrehzahl-Wertes und der entsprechenden Windgeschwindigkeit errechnet das Modell die neue Soll Drehzahl und gibt diese an die Kommunikationsroutine und somit an den Stromrichter weiter.

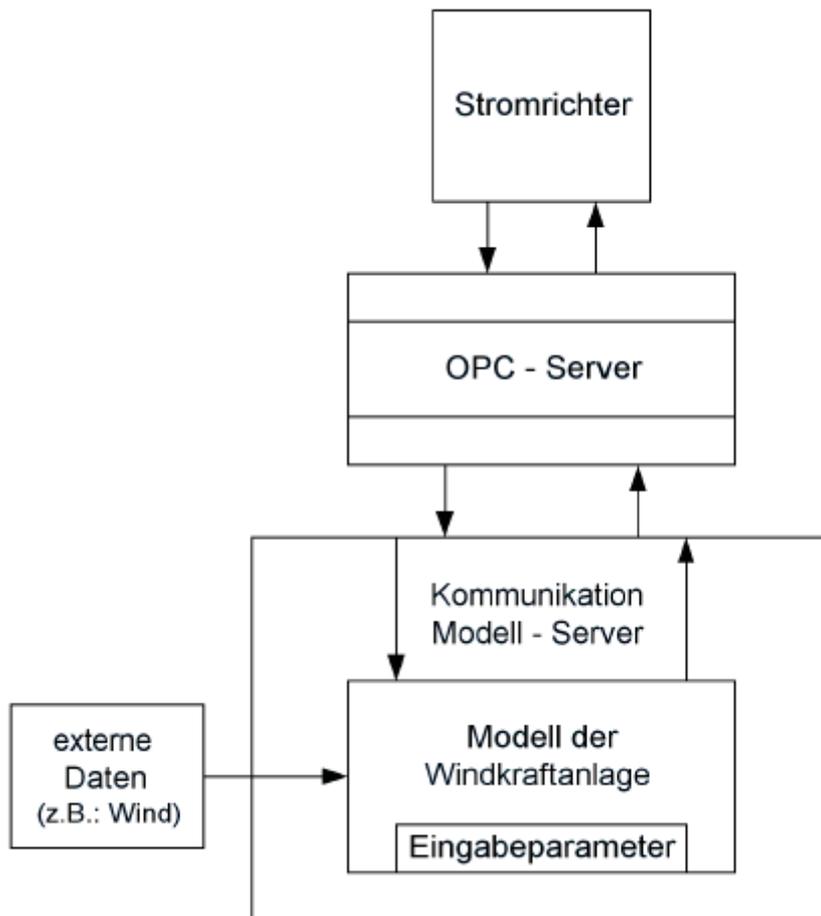


Abb. 5.9: Schema des Programmablaufs

5.2.1 Kommunikation Modell - OPC-Server

Der Zugriff auf die Items des OPC-Servers wird durch einen „Universal Resource Locator“ (URL) möglich. Ein URL definiert eine weltweit eindeutige Adresse eines Kommunikationsports. Dieser beginnt mit der Definition des Protokolltyps, danach folgt der Name des Servers und die genaue Bezeichnung des gewünschten Items (Tab. 5.3 und Tab. 5.4).

Übliche Protokolle sind das „hypertext transfer protocol“ (http), oder das „file transfer protocol“ (ftp). In diesem Fall kommt das „object linking and embedding for process control“-Protokoll (opc) zum Einsatz.

Der Server wird durch die Software der Fa. Siemens implementiert und heißt: „OPC.SimaticNet“.

Die Bezeichnung der einzelnen Items gestaltet sich etwas komplizierter: Darin wird der Zugangspunkt der Applikation, die Adresse des Slaves, der Datentyp der übertragenen

Information und die Nummer des Items festgelegt. Als Datentyp können Wort (W), Byte (B) und Bit (X) verwendet werden, wobei die Übertragung eines Worts am vorteilhaftesten ist, da es dem größten Datentyp entspricht.

Vom Server werden folgende Daten an das Modell übertragen:

	URL
Zustandswort 1	opc:/OPC.Simatic.Net/DP:[CP_L2_1]Slave003M00EW0
Zustandswort 2	opc:/OPC.Simatic.Net/DP:[CP_L2_1]Slave003M00EW1
Ist-Drehzahl	opc:/OPC.Simatic.Net/DP:[CP_L2_1]Slave003M00EW2

Tab. 5.3: URL der Stromrichterdaten

Zur Steuerung des Stromrichters sind noch folgende Items anzusprechen:

	URL
Steuerwort 1/Byte 0	opc:/OPC.Simatic.Net/DP:[CP_L2_1]Slave003M00AB0
Steuerwort 1/Byte 1	opc:/OPC.Simatic.Net/DP:[CP_L2_1]Slave003M00AB1
Soll-Drehzahl	opc:/OPC.Simatic.Net/DP:[CP_L2_1]Slave003M00AW1

Tab. 5.4: URL der Modelldaten

Anm.: Es war nicht möglich, das Steuerwort 1 zur Kontrolle des Stromrichters als Datentyp „Wort“ an den OPC-Server zu senden. Die Übertragung erfolgt daher durch zwei „Bytes“.

Nachdem der URL für jedes benötigte Item feststeht, kann die Verbindung zwischen Modell und OPC-Server programmiert werden.

LabView[®] bietet dazu eine sehr einfache Möglichkeit mittels „Virtual Instruments“ (VI). Diese VIs sind vorgefertigte Programmmodule, deren Parameter für das Lesen oder Schreiben der Information eingestellt werden müssen.

Die Kommunikationskette beginnt mit dem Öffnen der Verbindung zu jedem einzelnen Item (Abb. 5.10). Dazu sind bereits die jeweiligen URLs notwendig. Hier wird auch schon festgelegt, ob die Verbindung zum Lesen der Information vom Item oder zum Schreiben auf das Item dient. Die weiteren Schritte der Kommunikation werden in einer Schleife programmiert, die durch den Anwender oder durch einen Fehler beendet wird. Dadurch bleiben die Kommunikationswege zwischen Modell und OPC-Server offen und die Programmabarbeitung wird optimiert.

Innerhalb der Schleife wird zuerst die Information im Modell durch das „DataSocket Update Data.vi“ aktualisiert.

Die Ist-Drehzahl wird vom OPC-Server eingelesen. Der Zustand des Antriebes wird durch die Überprüfung der Zustandswörter 1 und 2 erkannt und zur Anzeige gebracht.

Der Ist-Drehzahl-Wert wird vorzeichenrichtig erkannt und an das Modell übergeben. Das Modell errechnet den Drehzahl-Sollwert und übergibt diesen an den OPC-Server.

Erst nach dem Beenden der Schleife durch den Anwender oder durch einen Kommunikationsfehler wird die Verbindung zum OPC-Server beendet. Im Fehlerfall wird eine Meldung ausgegeben.

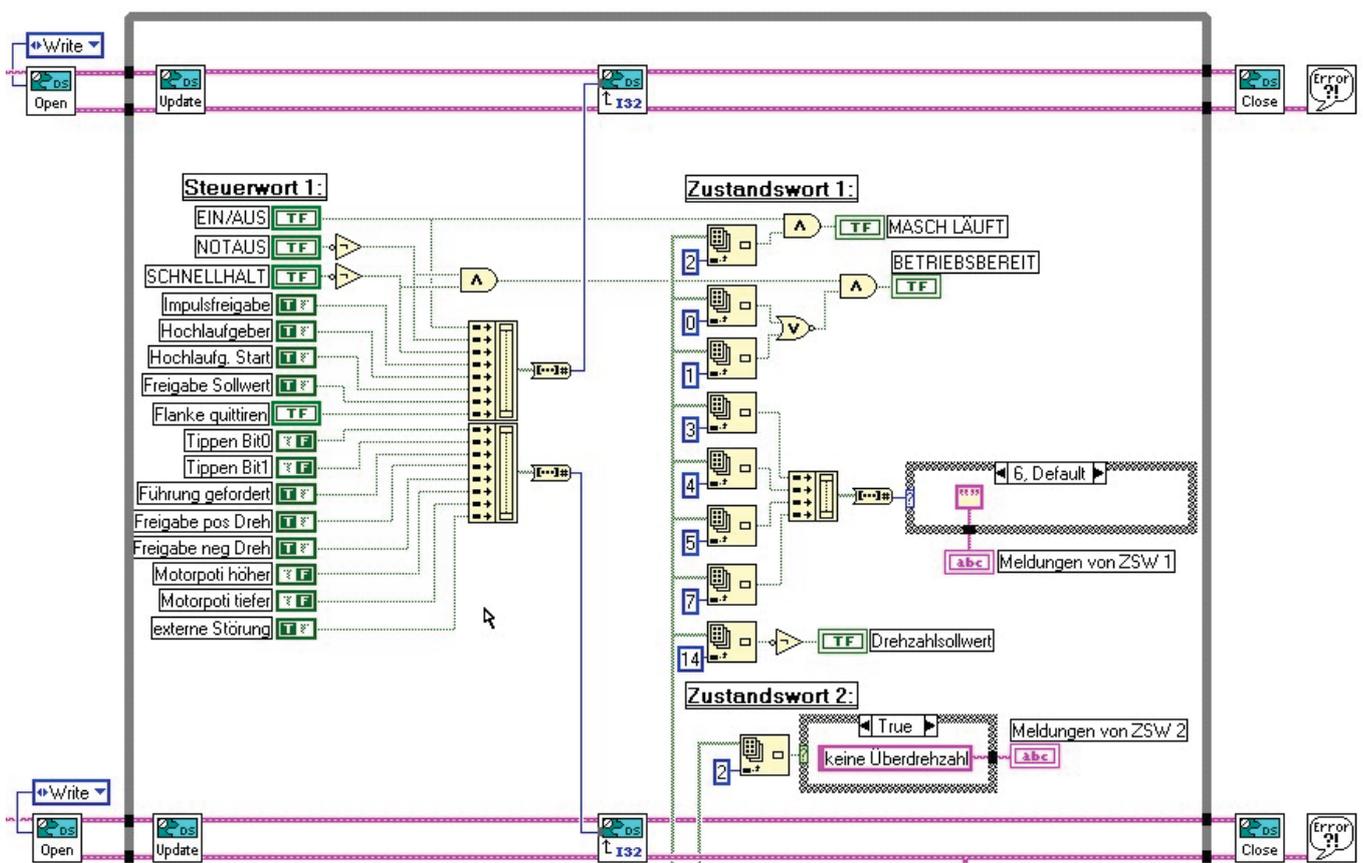


Abb. 5.10: Programmausschnitt Kommunikation und Steuerung

Zur Steuerung des Stromrichters dient das Steuerwort 1 (Tab. 5.5). Jedes der 16 Bits im Steuerwort schaltet eine bestimmte Funktion des Stromrichters oder den ganzen Stromrichter ein oder aus [2].

Steuerwort 1			
Bit	Wert	Funktion	gesetzt
0	0	Aus, Stillsetzen über Hochlaufgeber, dann Impulssperre	0? 1
	1	Ein, Betriebsbedingung	
1	0	Notaus, Impulssperre, Motor läuft aus	1? 0
	1	Betriebsbedingung	
2	0	Schnellhalt	1? 0
	1	Betriebsbedingung	
3	0	Impulssperre	1
	1	Impulsfreigabe	
4	0	Hochlaufgeber auf 0 setzen	1
	1	Freigabe Hochlaufgeber	
5	0	Hochlaufgeber Halt	1
	1	Hochlaufgeber Start	
6	0	Sollwert sperren	1
	1	Freigabe Sollwert	
7	0⇒1	Flanke quittieren	0
8	1	Tippsollwert höher setzen	0
9	1	Tippsollwert tiefer setzen	0
10	1	Führung gefordert	1
	0	keine Führung gefordert	
11	1	Freigabe positive Drehrichtung	1
	0	positive Drehrichtung gesperrt	
12	1	Freigabe negative Drehrichtung	1
	0	negative Drehrichtung gesperrt	
13	1	Motorpotentiometer höher	0
14	1	Motorpotentiometer tiefer	0
15	0	externe Störung	1
	1	keine externe Störung	

Tab. 5.5: Belegung Steuerwort 1

Meldungen des Stromrichters erfolgen über die Zustandswörter 1 und 2 (Tab. 5.6). Beide Zustandswörter bestehen aus je 16 Bits, die 32 Betriebszustände bzw. Störungen enthalten. Für die Programmierung werden die Meldungen laut Tab.5.6 abgefragt.

Zustandswort 1		
Bit	Wert	Bedeutung
0	0	nicht einschaltbereit
	1	einschaltbereit
1	0	nicht betriebsbereit
	1	betriebsbereit
2	0	Impulse gesperrt
	1	Betrieb (Ausgangsklemmen unter Spannung)
3	0	keine Störung steht an
	1	Störung wirksam
4	0	Notaus wirksam
	1	kein Notaus steht an
5	0	Schnellhalt wirksam
	1	kein Schnellhalt steht an
7	0	keine Warnung steht an
	1	Warnung wirksam
Zustandswort 2		
Bit	Wert	Bedeutung
2	0	Überdrehzahl
	1	keine Überdrehzahl

Tab. 5.6: Belegung der Zustandswörter 1 und 2

Die Meldungen der Zustandswörter werden durch Meldelichter am Bedienpaneel (Abb. 5.11) angezeigt. Textfelder für Warnmeldungen sind ebenfalls vorgesehen.

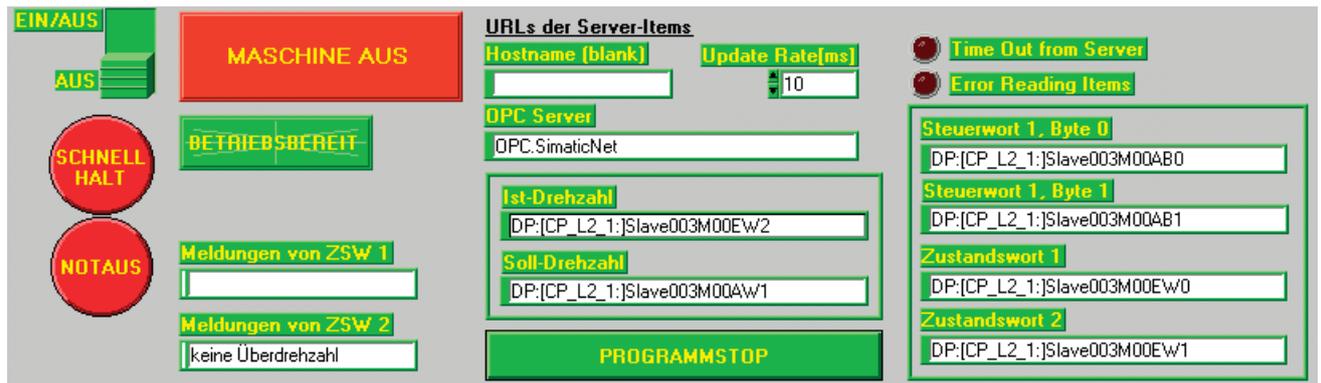


Abb. 5.11: Bedienpaneel Kommunikation

5.2.2 Skalierung des Drehzahlwertes

Der Wertebereich der Drehzahl wird entsprechend der Tab. 5.7 dargestellt.

% der Nenndrehzahl	Bitwert	Integerwert
-200%	1111 1111 1111 1111	65535
-100%	1100 0000 0000 0000	49152
-0%	1000 0000 0000 0000	32768
+0%	0000 0000 0000 0000	0
+100%	0100 0000 0000 0000	16384
+200%	0111 1111 1111 1111	32767

Tab. 5.7: Elektronische Darstellung der Drehzahl

Für die Modellierung im Labor wird nur der positive Bereich bis 1800 min^{-1} verwendet, wobei der Stromrichter beide Drehrichtungen beherrscht.

In LabView® gibt es keine Möglichkeit, die Daten des OPC-Servers als Binärwerte auszulesen. Das „DataSocket Read Integer.vi“ gibt den Drehzahl-Istwert als Integer aus. Im Modell werden die Drehzahl-Istwerte als %-Größen abgearbeitet, die vorzeichenrichtig erkannt und auf die Nenndrehzahl der Gleichstrommaschine normiert sind.

Für die Ausgabe des aktuellen Drehzahl-Sollwertes ist wiederum die Umrechnung auf die Integerdarstellung zwischen 0 und 65535 notwendig.

5.2.3 Die Modellierung der Windkraftanlage

Die Modellierung der Windkraftanlage ist als digitale Regelung realisiert. Die Zusammenhänge der zeitdiskreten Größen in digitalen Regelungen sind in Form von

Differenzgleichungen gegeben. Die Herleitung dieser Differenzgleichungen erfolgt mit Hilfe der inversen z-Transformation.

Die Pitchregelung der Windkraftanlage wird mit drei Regelkreiselementen im Modell realisiert (Abb. 5.13):

1. Bei einem Anstieg der Windgeschwindigkeit erhöht sich die Drehzahl der Rotorwelle. Übersteigt diese Drehzahl einen Sollwert, so dreht die Pitchregelung die Rotorblätter aus dem Wind, und sorgt für einen ruhigeren Drehzahlverlauf an der Rotorwelle.

Der PD-Regler

$$\Delta\alpha_k = \left((n_k - n^*) + \frac{(n_k - n_{k-1})}{T} \cdot T_V \right) \cdot K_P \quad (5.1)$$

errechnet die Stellgröße $\Delta\alpha_k$, die der Änderung des Blattstellwinkels entspricht.

Durch die Variation der Vorhaltezeit T_V und des Proportionalbeiwerts K_P kann die Empfindlichkeit der Pitchregelung auf Drehzahländerungen beeinflusst werden.

Die Verstellgeschwindigkeit der Blattverstellungssysteme mit Servomotoren kann im Modell als Parameter in °/s eingestellt werden. Der Änderungswinkel für die Blattverstellung wird dadurch von der Dauer einer Abtastperiode T begrenzt.

2. Durch die Massenträgheit der Rotorblätter wird der errechnete Änderungswinkel zeitverzögert umgesetzt.

$$\tilde{\Delta\alpha}_k = \Delta\alpha_{k-1} \cdot \left(1 - e^{-\frac{T}{\tau}} \right) + \Delta\alpha_{k-1} \cdot e^{-\frac{T}{\tau}} \quad (5.2)$$

Durch Implementierung eines PT1-Gliedes mit einer Verzögerungszeitkonstanten von $\tau = 200$ ms kann dieses Verhalten simuliert werden.

3. Die Änderung des Blattstellwinkels wird aufsummiert. Der Blattstellwinkel wird zwischen 0° und 90° begrenzt. Beim oberen Grenzwert von 90° ist das Rotorblatt bereits aus dem Wind gedreht und es findet keine Energiekonvertierung mehr statt.

$$\alpha_k = \alpha_{k-1} + \Delta \alpha_k \quad (5.3)$$

Mit dem Blattanstellwinkel α_k wird der Wirkungsgrad der Turbine ermittelt, wobei die entsprechenden Werte aus einer Tabelle entnommen werden. Eine analytische Berechnung dieser Werte würde zusätzliche Rechenleistung erfordern. Die Tabelle wird beim Programmstart einmalig aus einer Textdatei ausgelesen.

Die Tabelle wurde von der Fa. Windtec zur Verfügung gestellt und ist für die Windkraftanlage WT 1570 gültig.

Um die Genauigkeit der Wirkungsgradbestimmung zu erhöhen, wurden die vorhandenen Werte mit $1/3$ potenziert, wodurch sich ein annähernd gerader Verlauf der Kurve ergibt (Abb. 5.12). Mit diesen Werten wird nun für den entsprechenden Blatteinstellwinkel linear interpoliert und der erhaltene Wert wieder zur dritten Potenz gerechnet.

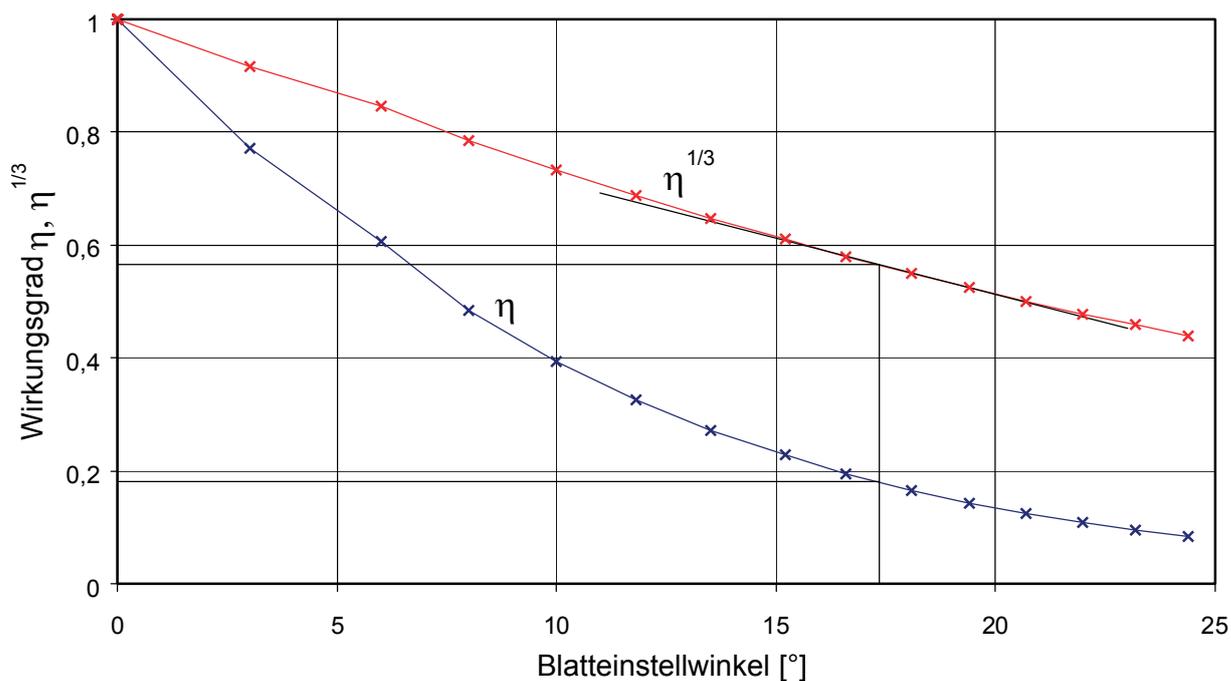


Abb. 5.12: Ermittlung des Wirkungsgrades - Lineare Interpolation

Die Rotorleistung wird wie folgt berechnet:

$$P_R = \frac{\rho}{2} \cdot R^2 \cdot \pi \cdot \eta(\alpha_k) \cdot C_{P,ideal} \cdot v_W^3 \quad (5.4)$$

Der Wirkungsgrad wird immer auf die ideal entziehbare Leistung bezogen, daher muss der ideale Leistungsbeiwert $C_{P,ideal}$ berücksichtigt werden. Die aktuelle Windgeschwindigkeit v_W wird aus einer Datenbank gelesen. In diesem File sind Windmessdaten mit einem 40 ms Intervall gespeichert. Die Messung stammt vom Windpark Zurndorf im Burgenland.

Das Rotormoment wird nun mit

$$M_R = \frac{P_R}{\omega_G} \quad (5.5)$$

und das Generatormoment mit

$$M_G = J_G \cdot \omega_G^2 \quad (3.3)$$

errechnet.

Generator- und Rotordrehzahl sind mit dem Übersetzungsverhältnis des Getriebes verknüpft (vergl. Kap. 3.2).

Mit Kenntnis des Trägheitsmoments des gesamten Triebstranges J_{TS} kann die Drehzahländerung gemäß der Gleichung 3.4 errechnet werden. Der Triebstrang umfasst alle rotierenden Komponenten. Die Trägheitsmomente der einzelnen Komponenten werden von den Herstellern angegeben, wobei der Rotor den größten Wert aufweist.

Allgemein kann mit Hilfe der Bewegungsgleichung

$$M_B = M_R - M_G = J_{TS} \cdot \frac{d\omega(t)}{dt} \quad (3.4)$$

und dem Beschleunigungsmoment

$$M_B = J_{TS} \cdot 2 \cdot \pi \cdot \frac{dn(t)}{dt} \quad (5.6)$$

die Drehzahl ermittelt werden [3]:

$$n(t) = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot J_{TS}} \cdot \int_0^t M_B(t) \cdot dt \quad (5.7)$$

Die Gleichung 5.7 ist als Differenzgleichung im Modell implementiert:

$$n_k^* = n_{k-1}^* + \frac{M_B \cdot T}{2 \cdot \pi \cdot J_{TS}} \quad (5.8)$$

Die erhaltene Gleichung entspricht einem I-Glied und liefert eine neue Drehzahl, die das Verhalten einer Windkraftanlage berücksichtigt.

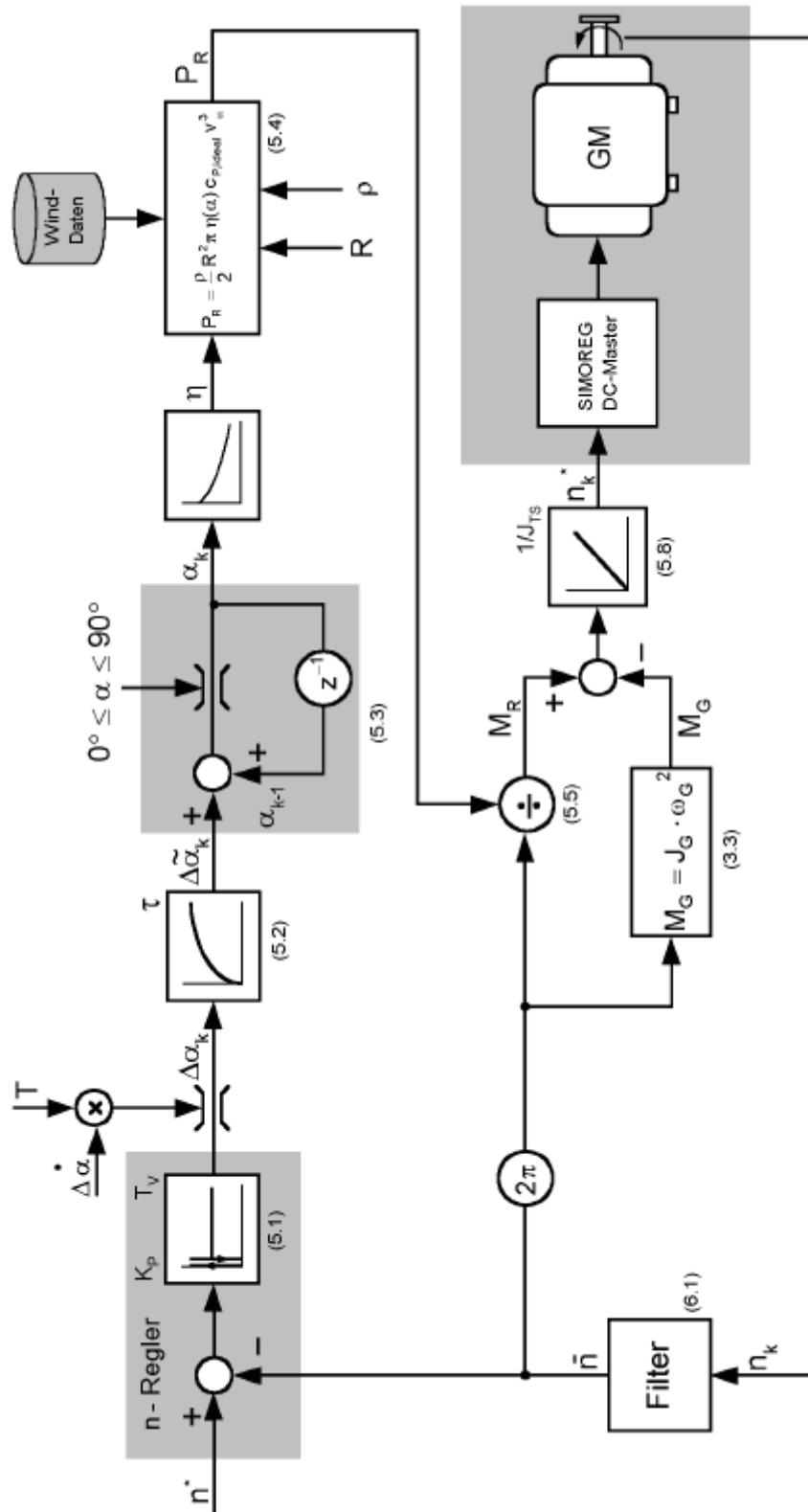


Abb. 5.13: Modellierung einer Windkraftanlage – Regeltechnische Darstellung

Literatur

- [1] Siemens: Handbuch zu SimaticNet, Profibus DP-OPC Starter Kit
- [2] Siemens: Betriebsanleitung zu Simoreg DC Master, Baureihe 6RA70
- [3] Seper, Wilhelm: Arbeitsbuch Regelungstechnik, Verlag Hölder-Pichler-Tempsky, Wien 1992

6 Praktische Versuche

6.1 Einleitung

Für die praktischen Untersuchungen wurde das Labormodell eines rotierenden Netzkupplungsumformers genutzt [1]. Die Funktion dieser Laboranlage entspricht prinzipiell einer Windkraftanlage mit einer läufergespeisten Drehstrommaschine (vergl. Abb. 2.22), wobei einige Modifikationen notwendig sind:

- Der Anlaufvorgang in den Betriebsdrehzahlbereich erfolgt über die Windturbine und nicht über den Spannungszwischenkreisumrichter mit kurzgeschlossener Ständerwicklung.
- Der Vierquadrantenbetrieb des Netzkupplungsumformers wird auf den Zwei-quadrantenbetrieb eingeschränkt: Generatorbetrieb, unter- und übererregt.
- Die Leistungsvorgabe ist wie bei den Netzkupplungsumformern grundsätzlich abhängig von der Drehzahl des Generators und erfolgt über Kennlinien, die den Parallelbetrieb am Netz ermöglichen.
- Für Windkraftanlagen sind höhere Schlupfbereiche (Variation der Betriebsdrehzahl während des Leistungsübertragungsbetriebes) vorgesehen. Bei der vorhandenen Laboranlage ist dieser Bereich wegen der speziell für den Netzkupplungsumformer entwickelten Schlupfvektoraufbereitung auf +/- 10 % begrenzt. Es kann somit nur ein Drehzahlbereich von 1350 min^{-1} bis 1650 min^{-1} für die Leistungsübertragung herangezogen werden.
- Das Stillsetzen der Anlage erfolgt über die Blattverstellung der Windturbine.
- Der Blindleistungshaushalt an der Netzseite ist innerhalb von $\cos \varphi_N = 0,8$ induktiv bis $\cos \varphi_N = 0,9$ kapazitiv einstellbar. Für $\cos \varphi_N = 1$ hat die Anlage an den Netzanschlußklemmen rein ohmsches Verhalten.
- Die vorhandene Anlage ist in der Lage, Netzspannungseinbrüche zu beherrschen. Diese Transient-Behandlung wird hier nicht untersucht.

Mit Hilfe der läufergespeisten Drehstrommaschine im Generatorbetrieb kann innerhalb des zulässigen Betriebsbereichs jede Drehzahl mit einer definierten Leistungsabgabe gefahren werden. Dadurch können vorübergehend dynamische Variationen in der Rotordrehzahl ausgeglichen werden.

Vorteile des läufergespeisten Generatorsystems:

- Glättung der Leistungsschwankung durch Drehzahlvariation
- einfache Synchronisation an das Netz
- regelbarer Leistungsfaktor $\cos \varphi_N$
- geringerer Verschleiß im Blattverstellmechanismus durch weniger häufige Blattverstellbewegungen
- Auslegung des läuferseitigen Stromrichters nur auf die Schlupfleistung

Nachteile des läufergespeisten Generatorsystems:

- geringerer Wirkungsgrad
- hohe Investitionskosten
- verschleißbehaftete Schleifringe

6.2 Besonderheiten bei der Modellierung

6.2.1 Die Zykluszeit

Ein Programmzyklus setzt sich bei der vorliegenden Modellierung aus folgenden Vorgängen zusammen:

- Einlesen der Ist-Drehzahl vom OPC-Server
- Berechnung der Soll-Drehzahl unter Berücksichtigung des Windwertes im Modell
- Ausgabe der Soll-Drehzahl an den OPC-Server
- Übergabe des Soll-Drehzahl-Wertes an die Regelung des Stromrichters
- Soll-Istwert Angleichung durch die Regelung des Stromrichters
- Rücksendung der Ist-Drehzahl an den OPC-Server

Mit der verwendeten Programmversion von LabView® sind keine definierten Zykluszeiten einstellbar. Dadurch ist die Abarbeitung eines Programmdurchlaufs nicht konstant.

Die oben aufgelisteten Programmabläufe haben signifikant unterschiedliche Rechenzeiten, wobei die Kommunikation zwischen dem Modell und dem OPC-Server am rechenzeitintensivsten ist. Trotz Optimierung der Kommunikation auf zwei Zustandswörter, ein Steuerwort und der Drehzahlensignale, dauert diese Kommunikation 40 ms.

Weitere 20 ms benötigt die Berechnung der Söldrehzahl. Das Auslesen der entsprechenden Windstärke aus einer Messwerttabelle wird vor Beginn der Applikation in den Arbeitsspeicher des PCs geladen (vergl. Kap. 5.2.3). Bei Programmstart wird die tatsächliche Laufzeit des Programms berücksichtigt und damit der entsprechende Windwert aus der Tabelle gelesen und für die Berechnung der Rotorleistung herangezogen. Würde man diese Aufgabe an ein externes Gerät vergeben, könnte die Zykluszeit verringert werden. Voraussetzung wäre eine schnelle Kommunikation zwischen den Applikationen.

Der OPC-Server und die Aktualisierung der grafischen Oberfläche stellen ebenfalls einen Großteil der Zykluszeit.

Die resultierende Dauer einer Abarbeitung des Modells liegt in der Größenordnung von 100 bis 110 ms.

6.2.2 Parametrierung der Pitchregelung

Auf Grund der großen Zykluszeit handelt es sich bei dieser Modellierung um keine quasikontinuierliche Regelung.

Die Einstellung der Reglerparameter kann erst bei gegebener Zykluszeit erfolgen, da diese entscheidenden Einfluss auf das Regelverhalten hat. Eine grafische Darstellung des mathematischen Zusammenhangs zwischen Blattstellwinkel und Rotordrehzahl (Gleichung 5.1 bis 5.3) verdeutlicht die Funktion der Pitchregelung (Abb. 6.1).

Für eine Zykluszeit von 100 ms und eine Nenndrehzahl von 20 min^{-1} wurde eine Vorhaltezeit $T_V = 3.42 \text{ s}$ und ein Proportionalbeiwert $K_P = 9 \text{ s}$ gewählt.

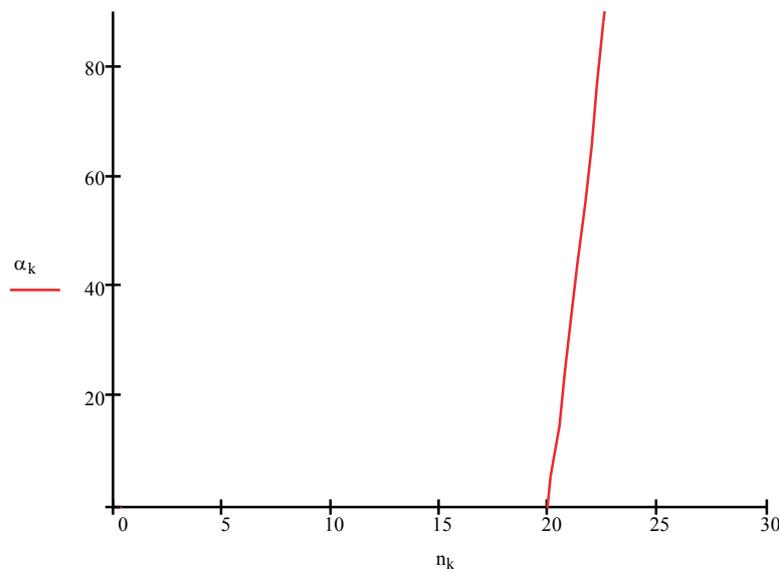


Abb. 6.1: Verlauf des Blattanstellwinkels [°] über der Rotordrehzahl [min^{-1}]

Durch das Verdrehen der Rotorblätter wird der Wirkungsgrad des Energieconverters verschlechtert, das Moment an der Rotorwelle verringert sich und das Gegenmoment des Generators reduziert die Drehzahl. Die Pitchregelung greift erst bei Drehzahlen über der Nenndrehzahl ein und kompensiert das Überangebot an Windleistung.

Ein niedriger K_P -Wert verlangsamt die Pitchregelung, wodurch Änderungen der Windgeschwindigkeit zu spät ausgeglichen werden und es zu einer starken Drehzahlschwankung kommt. Ein hoher K_P -Wert führt zu einer hohen Blattwinkeländerung, die von der Verstellgeschwindigkeit der Pitchmechanik begrenzt wird.

Bei einer niedrigen Vorhaltezeit T_V wandert der Nulldurchgang der Kennlinie zu höheren Drehzahlen hin und das Regelungsverhalten ist weniger dynamisch. Hohe Vorhaltezeiten verschieben die Kennlinie in Richtung Nullpunkt, führen aber zu keiner Verbesserung des Reglerverhaltens.

6.2.3 Das Drehzahl-Istwert-Signal

Die Drehzahl des Generators und damit der Gleichstrommaschine, die das Rotorverhalten simuliert, wird durch einen Inkrementalgeber erfasst. Der Inkrementalgeber diskretisiert eine Umdrehung in 1024 Impulse.

Das Diagramm von Abb. 6.2a zeigt das erfasste Drehzahlsignal, das über den OPC-Server an das Modell übergeben wird.

Die schnelle Änderung des Drehzahlsignals würde durch die Pitchregelung eine starke Blattwinkeländerung bewirken, die nicht realistisch wäre.

Daher wurde ein Filter für die Drehzahl in das Modell implementiert:

$$\bar{n} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^N n_{k-N+1} \quad (6.1)$$

Abb. 6.2b-e zeigen den Verlauf der Drehzahl in Abhängigkeit des Mittelwertfaktors N.

Ein hoher Mittelwertfaktor führt zu geglätteten Drehzahlverläufen (siehe Diagramme), die einen zu großen Informationsverlust bewirken und nicht mehr das Verhalten der Windkraftanlage repräsentieren (Erfassung von Windböen...). Für weitere Untersuchungen wird der Mittelwertfaktor $N = 3$ gewählt.

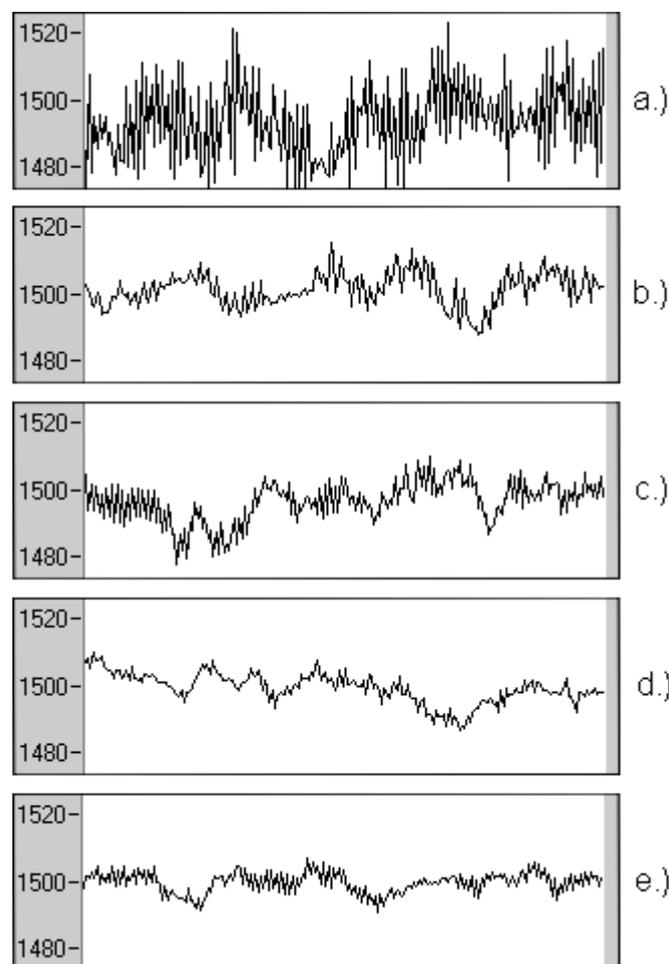


Abb. 6.2 Drehzahl-Istwert-Verlauf bei steigender Ordnung N des arithmetischen Mittels

6.2.4 Hochfahren des Maschinensatzes

Im Modell wird mit den Windmesswerten die Rotorleistung P_R berechnet. Durch Division der Rotorleistung mit der aktuellen Drehzahl erhält man das Rotormoment gemäß Gleichung 5.5.

Durch die Vorgabe eines Drehzahl-Istwertes größer 0 kann das Modell die Berechnung des Rotormoments durchführen und einen Drehzahl-Sollwert an das Stellglied (Stromrichter) geben. Das Regelverhalten des Stromrichters wurde durch Adaptierung des K_P -Wertes der übergeordneten Drehzahlregelung modifiziert. Für kleine Drehzahlen sind hohe K_P -Werte parametrisiert, die mit steigender Drehzahl linear verringert werden. Die Abb. 6.3 zeigt das Beschleunigen der Gleichstrommaschine in den Betriebsdrehzahlbereich.

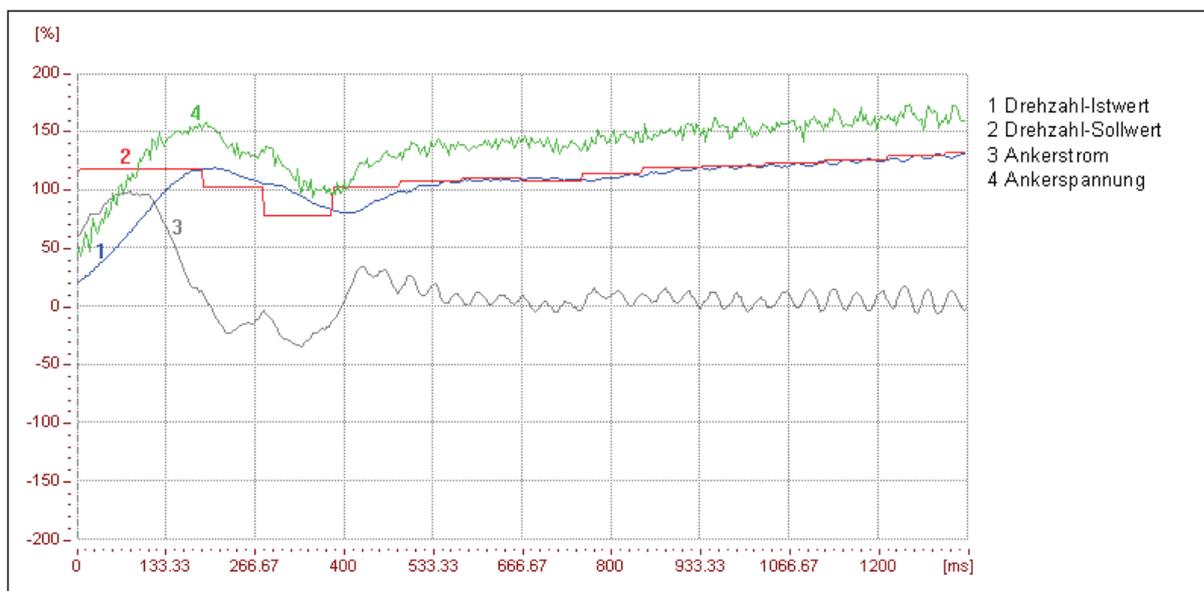


Abb. 6.3: Hochfahren des Maschinensatzes

Zur Überwindung der Reibung im Stillstand ist ein hohes Anfahrmoment notwendig und damit ein entsprechend hoher Ankerstrom. Der Ankerstrom wird durch die Regelung des Stromrichters auf den Nennwert begrenzt und erreicht nach drei Netzperioden den Nennwert. Nach zwei Abtastzyklen hat der Maschinensatz die Soll-Drehzahl erreicht. Die folgenden Sollwerte liegen unter dem Istwert, wodurch die Ist-Drehzahl durch einen Wechselrichterbetrieb des Stromrichters verringert wird. Die Umkehrung des Ankerstromes ist nach ca. 400 ms beendet und der Maschinensatz wird entsprechend

Als Sollwerte werden die Ständerwirkleistung und Ständerblindleistung des Generators vorgegeben. Die unterlagerte Stromregelung ist als P-Regler implementiert, die übergeordnete Leistungsregelung als PI-Regler. Entsprechend dem Maschinenmodell bzw. dem Sollwert des Rotorstromes wird eine schlupffrequente Referenzspannung an den Stromrichter vorgegeben. Die schnelle innere Stromregelung, die als schlupffrequente Augenblicksregelung arbeitet, regelt das Moment des Generators. Die Regelung erlaubt eine entkoppelte Vorgabe von Wirk- und Blindleistung, wobei die Sollwerte als transiente Gleichgrößen vorgegeben werden.

Für die folgenden Messungen wird der Generator im übersynchronen Drehzahlbereich betrieben. In diesem Betriebsbereich arbeitet der läuferseitige Stromrichter im Wechselrichterbetrieb und gibt somit elektrische Leistung an das Netz ab. Bezüglich der netzseitigen Blindleistung ist der untererregte Betrieb mit 330 VAr eingestellt.

Abb. 6.5 zeigt die generatorisch erzeugte Wirkleistung auf den konstant geregelten Wert von 2,2 kW. Dieser Wert entspricht 70 % der Modell-Nennleistung. Die Energieflussrichtung ist auf das Verbraucherzählpfeilsystem bezogen und wird deshalb als negativer Wert vorgegeben bzw. erfasst. Die Windstärke bewegt sich im dargestellten Messzeitraum von 20 s zwischen ca. 10 m/s und 15 m/s. Die Frequenz bzw. Amplitude des Läuferstromes wird gemäß der Drehzahländerung geregelt, um den Ständerstrom konstant zu halten.

Der Drehzahlsollwert von der Pitchregelung ist auf 1575 min^{-1} eingestellt. Die Frequenz des Läuferstromes beträgt in der vorliegenden Messung ca. 2,5 Hz.

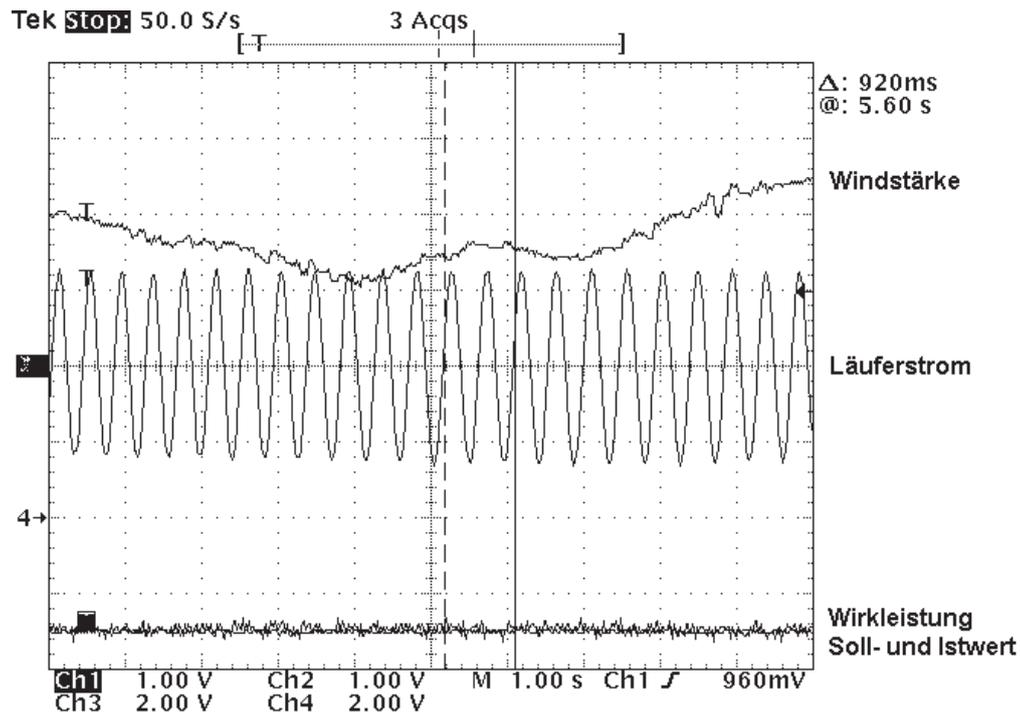


Abb. 6.5: Wirkleistungskonstantbetrieb am Netz

Ch1 P_N^* 0,63 kW/Div. **Ch2** P_N 0,63 kW/Div.

Ch3 I_R 16,4 A/Div. **Ch4** v_W 3,3 m/s/Div.

Die Abb. 6.6 und Abb. 6.7 zeigen Wirkleistungsänderungen bei sprunghaftigen Sollwertvorgaben. Die Ausregelzeit beträgt ca. 2 s. Diese sprunghaftigen Sollwertvorgaben bedeuten Extremfälle, die üblicherweise durch Hochlaufgeber begrenzt werden. Die untersuchte Regelung beherrscht sprunghaftige Sollwertvorgaben bis ca. 70% (siehe Abb. 6.7) und ist daher in der Lage, Sollwertvorgaben entsprechend drehzahlabhängiger Leistungskennlinien auszuregeln.

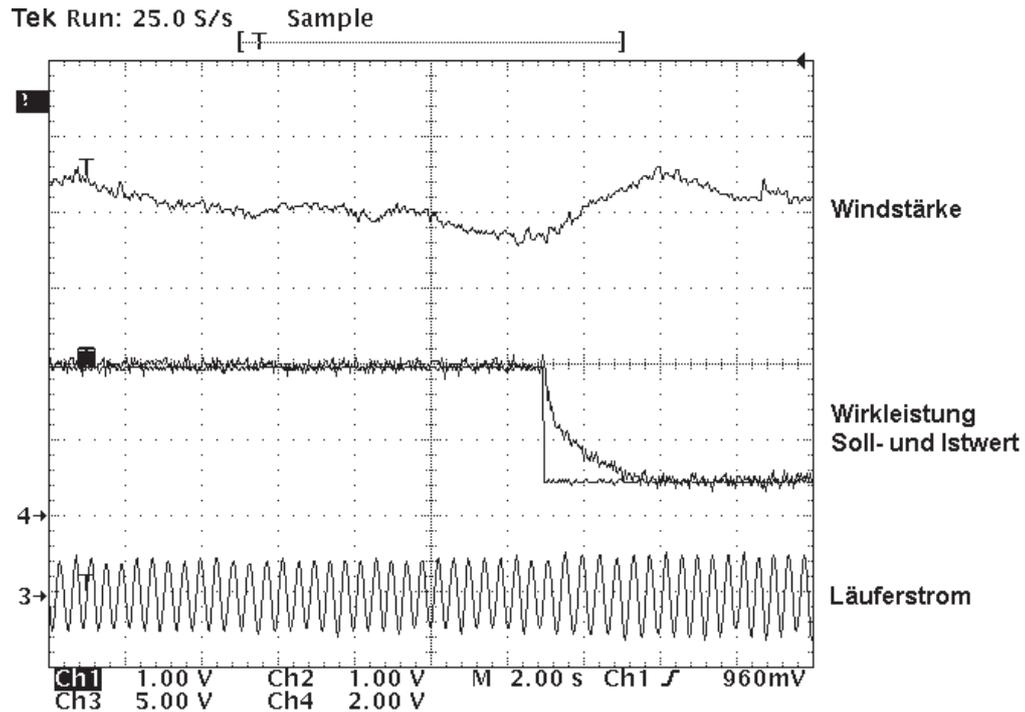


Abb. 6.6: Sprungartige Wirkleistungsvorgabe am Netz von 50 % auf 70 % der Nennleistung

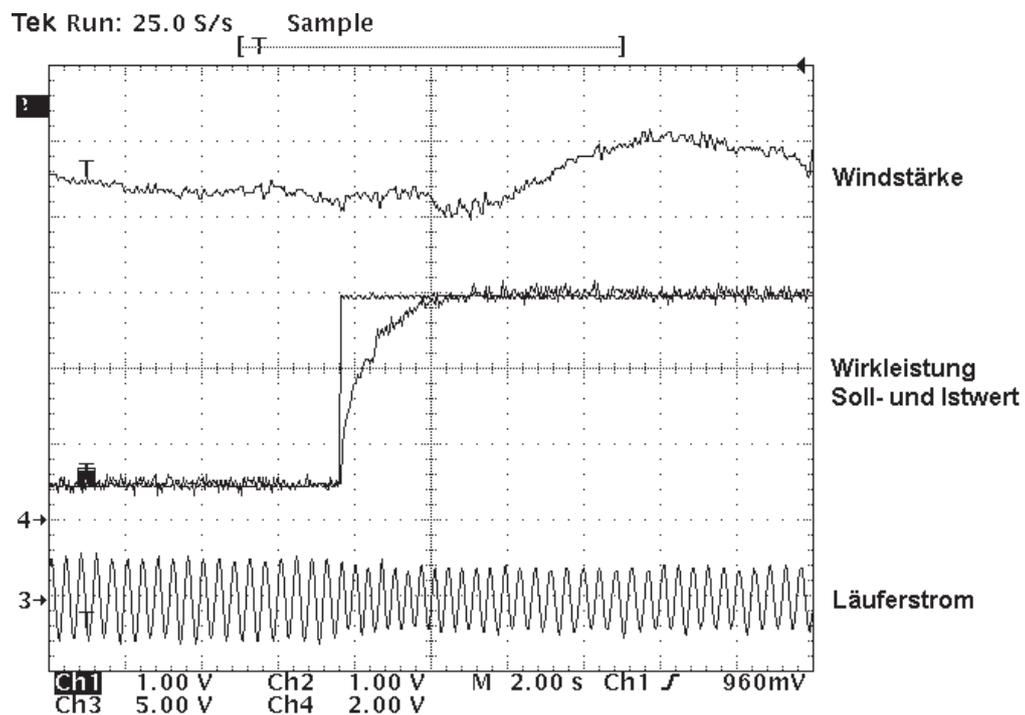


Abb. 6.7: Sprungartige Wirkleistungsvorgabe am Netz von 70 % auf 30 % der Nennleistung

Ch1 P_N^* 0,63 kW/Div. **Ch2** P_N 0,63 kW/Div.

Ch3 I_R 41 A/Div. **Ch4** v_W 3,3 m/s/Div.

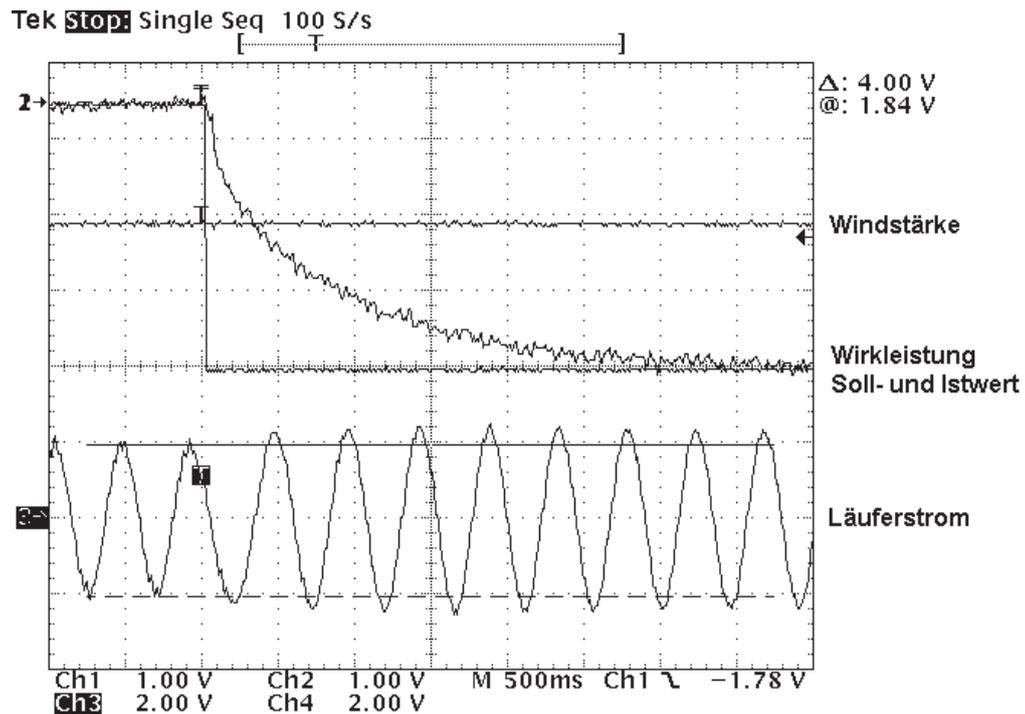


Abb. 6.8: Sprungartige Wirkleistungsvorgabe am Netz von 0 % auf 50 % der Nennleistung

Ch1 P_N^* 0,63 kW/Div. **Ch2** P_N 0,63 kW/Div.

Ch3 I_R 16,4 A/Div. **Ch4** v_W 3,3 m/s/Div.

Literatur

- [1] Schmidhofer, Andreas: Rotating System Tie Frequency Converter with an Active Front End Converter at the Rotor Side of the Double Fed Induction Machine, Ph.D., Institut für Elektrotechnik, Montanuniversität Leoben (Freigabe erfolgt im Jänner 2006)

7 Zusammenfassung

Durch den Fortschritt in der Leistungselektronik erfährt die Nutzung der Windkraft einen steigenden Anteil an der elektrischen Energieversorgung. Im einführenden Teil dieser Arbeit ist ein Überblick über die Bauarten von Windkraftanlagen angeführt. Weiters sind die grundlegenden physikalischen Zusammenhänge zur Windenergie, sowie eine Aufzählung der in Österreich eingesetzten Generatorsysteme aufgelistet.

Die meisten installierten Windkraftanlagen sind mit einer pitchgeregelten Windturbine ausgestattet. Für diese pitchgeregelten Windturbinen wurde ein umfassendes Modell mit Hilfe des Softwareprogramms LabView[®] programmiert.

Das Systemverhalten der Windturbine kann somit durch Variation aller relevanten Regelungs- und Modellparameter, sowie unter Einbeziehung realer Windmessdaten simuliert werden.

Für die Überprüfung der Funktionsfähigkeit wurde ein Prüfstand, bestehend aus einer stromrichter gespeisten Gleichstrommaschine und einer läufer gespeisten Drehstrommaschine, aufgebaut.

Das rechenintensive Modell für die Windturbine wird mit einer variablen Zykluszeit von 100 ms bis 110 ms abgearbeitet. Die implementierte und somit zeitdiskrete Regelung ist als Drehzahlregelung ausgeführt, die das fluktuierende Windangebot entsprechend dem Betriebsbereich des Generators anpasst. Diese Modellregelung ist der Stromrichterregelung der Gleichstrommaschine, die als Leistungsstellglied dient, überlagert. Der Datenaustausch zwischen dem Modell und dem Stromrichter erfolgt über einen OPC-Server.

Der Drehstromgenerator wird über die läuferseitige Stromrichterregelung momentengeregt, wobei die erforderliche Wirk- und Blindleistung am Netz entkoppelt geregelt wird. Am Prüfstand wurden die Regelalgorithmen für das Gesamtsystem erprobt. Als Extremfälle wurden sprungartige Leistungsvorgaben am Netz im typisch übersynchronen Drehzahlbereich getestet.

Die Regelung ist in der Lage, die erforderliche Leistung gemäß z.B. drehzahlabhängiger Kennlinien auszuregeln. Das vorliegende Modell bietet somit eine geeignete Grundlage zur Optimierung der Regelparameter für Betriebsfälle von pitchgeregelten Windkraftanlagen, die über den stationären Betriebsfall hinausgehen. Dies sind Betriebsfälle wie diese z.B. bei Einbrüchen der Netzspannung oder starken Windböen auftreten.

8 Formelzeichen und Einheiten

Indizes

A	Anker
B	Beschleunigung
el	elektrisch
G	Generator
M	Motor, Moment
N	Netz
U	Umfangsgeschwindigkeit
W	Wind
k	laufende Variable
P	Leistung
R	Rotor für Windturbine, Rotor der läufergespeiste Drehstrommaschine
Res	resultierend
TS	Triebstrang

Formelzeichen	Physikalische Größe	Kurzzeichen SI-Einheit
A	Querschnittsfläche	m ²
c	Maschinenkonstante	-
C _P	Leistungsbeiwert	-
C _M	Momentenbeiwert	-
E	Kinetische Energie	J
F	Kraft	N
I	Strom	A
J	Trägheitsmoment	kgm ²
K _P	Proportionalbeiwert	-

Formelzeichen	Physikalische Größe	Kurzzeichen SI-Einheit
m	Masse	kg
\dot{m}	Massenstrom	kg/s
M	Drehmoment	Nm
n	Drehzahl	U/min
N	Mittelwertfaktor	
P	Leistung	W
ρ	Polpaarzahl	-
R	Rotorradius	m
R	Widerstand	Ω
t	Zeit	s
T	Zykluszeit, Abtastperiode	ms
T_V	Vorhaltezeit	-
U	Spannung	V
U_q	Quellspannung	V
v_U	Umfangsgeschwindigkeit	m/s
v_{Res}	Resultierende Anströmgeschwindigkeit	m/s
\dot{V}	Volumenstrom	m ³ /s
v	Windgeschwindigkeit	m/s
α	Rotorblatteinstellwinkel	°
$\Delta\alpha$	Änderung des Rotorblatteinstellwinkels	°
$\sim \Delta\alpha$	zeitl. verzögerte Änderung des Rotorblatteinstellwinkels	°

Formelzeichen	Physikalische Größe	Kurzzeichen SI-Einheit
Φ	Magnetischer Fluss	Vs
η	Wirkungsgrad	-
λ	Schnelllaufzahl	-
ρ	Dichte der Luft	kg/m ³
τ	Verzögerungszeitkonstante	ms
ω	Winkelgeschwindigkeit	1/s

9 Abkürzungen

CP	Communication Processor
ISA	Industrial System Architecture, PC-Bus Standard
LDM	Läufergespeiste Drehstrommaschine
OLE	Object Linking and Embedding
OPC	OLE for Process Control
PC	Personal Computer
Peer-to-Peer-Protokoll	Dieses Protokoll dient zur Gerätekopplung. Durch die Verwendung einer seriellen Schnittstelle als Vierdrahtleitung können vom vorherigen Gerät Daten empfangen werden, die dann aufbereitet an das nächste Gerät weitergeleitet werden. Damit können Steuerworte und Istwerte gesendet, Zustandsworte und Sollwerte empfangen werden. Der Datenaustausch erfolgt über Konnektornummern und Eingriffspunkte.
Profibus-DP	Process Field Bus-Distributed Peripheral
RS232	$\pm 12V$ Schnittstelle, Punkt-zu-Punkt-Verbindung, Zeichen werden durch logisch 0 und logisch 1 identifiziert, Spannungspegel sind einzuhalten
RS485	5V Gleichtaktschnittstelle, störsicher, zusätzlich für eine Busverbindung mit maximal 31 Teilnehmern am Bus, Zeichen werden über das Vorzeichen der Spannungsdifferenz identifiziert
USS-Protokoll	Offengelegtes Siemens-Protokoll, das einfach programmiert werden kann und beliebige Masteranschlüsse zulässt. Die Antriebe werden über eine Slave-Nummer angewählt. Über das USS-Protokoll können Daten als PKW (Parameter-Kennung-Wert) zum Schreiben und Lesen von Parametern oder als PZD (Prozessdaten) wie Steuerworte, Sollwerte oder Istwerte, ausgetauscht werden. Die Sendedaten werden durch Eingabe von Konnektornummern in Parametern ausgewählt, die Empfangsdaten stellen Konnektornummern dar, die an beliebigen Eingriffspunkten wirken können.

10 Anhang – Technische Daten

Gleichstrommaschine

Eisenverluste:	170 W
Nenn Drehzahl:	1500 min ⁻¹

Anker:

Nennspannung:	230 V
Nennstrom:	33 A
Ohm'scher Widerstand:	2,4 Ω

Feld:

Nennspannung:	220 V
Nennstrom:	1,3 A

Asynchronmaschine

Polpaarzahl:	2
Frequenz:	50 Hz
Leistungsfaktor:	0,82
Eisenverluste:	346 W

Stator:

Nennspannung:	3 x AC 400 V
Nennstrom:	17,1 A
Ohm'scher Widerstand:	0,557 Ω
Streuinduktivität:	1,43 Ω
Magnetisierungsinduktivität:	30,1 Ω

Rotor:

Stillstandsspannung:	190 V
Nennstrom:	27 A
Ohm'scher Widerstand:	0,263 Ω
Streuinduktivität:	0,32 Ω

Stromrichter – SIMOREG DC-Master 6RA7018-6DV62Ankerversorgung:

Netzspannung:	3 x AC 400 V
Netzstrom:	25 A
Ankerspannung:	420 V
Ankerstrom:	30 A

Feldversorgung:

Netzspannung:	2 x AC 400 V
Netzstrom:	5 A
Feldspannung:	325 V
Feldstrom:	5 A