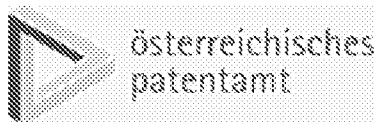


(19)



(10)

AT 519747 A4 2018-10-15

(12)

Österreichische Patentanmeldung

(21) Anmeldenummer: A 50438/2017
(22) Anmeldetag: 23.05.2017
(43) Veröffentlicht am: 15.10.2018

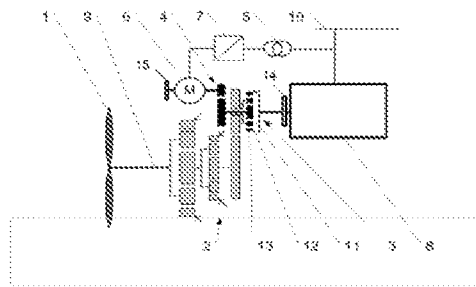
(51) Int. Cl.: **F03D 7/02** (2006.01)
H02J 3/38 (2006.01)
H02P 9/42 (2006.01)

(56) Entgegenhaltungen:
WO 2016172742 A1
DE 19634464 A1
AT 508411 B1

(71) Patentanmelder:
Hehenberger Gerald Dipl.Ing.
9020 Klagenfurt (AT)
(72) Erfinder:
HEHENBERGER Gerald Dipl.Ing.
9020 Klagenfurt (AT)
(74) Vertreter:
Beer & Partner Patentanwälte KG
1070 Wien (AT)

(54) Verfahren und Vorrichtung zum Regeln des Betriebes eines Triebstranges

(57) Bei einem Verfahren und einer Vorrichtung zum Regeln des Betriebes eines Triebstranges einer Anlage, insbesondere einer Energiegewinnungsanlage, mit einem Rotor (1), mit einer mit einem Netz (10) verbundenen elektrischen Maschine (8), und mit einer auf den Triebstrang zwischen Rotor (1) und elektrischer Maschine (8) wirkenden elektromagnetischen Bremse als Betriebsbremse (14), wird die Betriebsbremse (14) während wenigstens eines Zeitabschnittes des Bremsvorganges, insbesondere am Beginn des Bremsvorganges, mit einer Erregerspannung beaufschlagt, die größer als die für das Nennbremsmoment der Betriebsbremse (14) erforderliche Erregerspannung ist.



Zusammenfassung:

Bei einem Verfahren und einer Vorrichtung zum Regeln des Betriebes eines Triebstranges einer Anlage, insbesondere einer Energiegewinnungsanlage, mit einem Rotor (1), mit einer mit einem Netz (10) verbundenen elektrischen Maschine (8), und mit einer auf den Triebstrang zwischen Rotor (1) und elektrischer Maschine (8) wirkenden elektromagnetischen Bremse als Betriebsbremse (14), wird die Betriebsbremse (14) während wenigstens eines Zeitabschnittes des Bremsvorganges, insbesondere am Beginn des Bremsvorganges, mit einer Erregerspannung beaufschlagt, die größer als die für das Nennbremsmoment der Betriebsbremse (14) erforderliche Erregerspannung ist.

(Fig. 1)

Die Erfindung betrifft ein Verfahren zum Regeln des Betriebes eines Triebstranges einer Anlage, insbesondere einer Energiegewinnungsanlage, mit einem Rotor, mit einer mit einem Netz verbundenen elektrischen Maschine, und mit einer auf den Triebstrang zwischen Rotor und elektrischer Maschine wirkenden elektromagnetischen Bremse als Betriebsbremse.

Die Erfindung betrifft des Weiteren einen Triebstrang, insbesondere einer Energiegewinnungsanlage, mit einem Rotor, mit einer mit einem Netz verbundenen elektrischen Maschine und mit einer auf den Triebstrang zwischen Rotor und elektrischer Maschine wirkenden elektromagnetischen Bremse als Betriebsbremse.

Die technische Entwicklung im Bereich Windkraftanlagen führt u.a. zu immer größeren Rotordurchmessern und Turmhöhen. Damit verursachen große Leistungsschwankungen, z.B. durch Netzfehler oder starke Windböen, eine entsprechend große Auslenkung am Turm, was wiederum zu hohen Belastungen an der gesamten Anlage führt. Aus diesem Grund wird bei Energiegewinnungsanlagen, wie z.B. Windkraftanlagen, die zur Realisierung einer variablen Rotordrehzahl Drehstromgeneratoren in Kombination mit Vollumrichtern einsetzen, der Zwischenkreis des Vollumrichters über einen sogenannten Chopper mit großen Widerständen verbunden, damit bei spontanem Verlust der Last (z.B. bei einem Netzfehler) eine Last am Rotor einer Windkraftanlage aufrecht erhalten und damit z.B. eine schnelle Verstellung der Rotorblätter vermieden werden kann. Eine schnelle Verstellung der Rotorblätter wäre bei schnellem Lastverlust notwendig, um eine Überdrehzahl des Rotors zu vermeiden, würde jedoch zu einer entsprechend großen Änderung des Rotorschubes führen, und damit die gesamte Anlage stark belasten.

Ähnliche Probleme können auch bei Energiegewinnungsanlagen, wie z.B. Wasserkraftanlagen auftreten, indem, z.B. bei

Netzfehlern, die Turbine aufgrund fehlender Last in Überdrehzahl geht, was u.U. eine Beschädigung derselben hervorrufen würde.

Die folgende Beschreibung bezieht sich im Wesentlichen auf Windkraftanlagen. Die diesbezüglichen Ausführungen sind jedoch auch auf andere Energiegewinnungsanlagen, wie z.B. Wasserkraftanlagen, Anlagen zur Gewinnung elektrischer Energie aus Meeresströmungen, und Antriebe für Arbeitsmaschinen, wie z.B. Walzwerke, Kompressoren und Pumpen anwendbar, und diese gelten damit im Rahmen der Erfindung als ebenfalls umfasst.

Die für Anlagen mit Vollumrichtern beschriebene Methode kann jedoch nicht mit klassischen Differenzialsystemen (elektromechanisch, hydrostatisch und hydrodynamisch) realisiert werden, da der Stator des Generators in diesen Fällen (z.B. bei einem Netzfehler) keine Leistung mehr ans Netz abgeben kann.

Bei doppeltgespeisten Drehstrommaschinen gibt es dieselben Probleme wie bei Differenzialsystemen, nämlich, dass der Stator des Generators, z.B. bei Netzfehlern, keine Leistung mehr ans Netz abgeben kann. Anwendungen in Kombination mit doppeltgespeisten Drehstrommaschinen gelten damit im Rahmen der Erfindung als ebenfalls umfasst.

WO 2013/166531 A1 zeigt eine mögliche Lösung für dieses Problem, indem im Antriebsstrang sowohl eine Notbremse als auch eine Betriebsbremse angeordnet ist. Dabei ist die Betriebsbremse z.B. zwischen dem Differenzialgetriebe und dem Generator angeordnet. WO 2013/166531 A1 offenbart jedoch nicht, wie die Betriebsbremse in Kombination mit einem Differenzialantrieb optimal betrieben werden kann.

Insbesondere soll die Zeitspanne verkürzt werden, bis die Betriebsbremse ihr Nennbremsmoment erreicht, um die Last am Rotor einer Windkraftanlage bei Störungen, die zu einem Lastverlust im Triebstrang führen, möglichst rasch aufrecht erhalten zu können.

Gelöst wird diese Aufgabe mit einem Verfahren mit den Merkmalen des Anspruchs 1.

Gelöst wird diese Aufgabe des Weiteren mit einem Triebstrang mit den Merkmalen des Anspruchs 9.

Erfindungsgemäß kann die Zeitdauer bis zum Erreichen des Nennmomentes einer Wirbelstrombremse als Betriebsbremse verkürzt werden, indem die Betriebsbremse mit einer Erregerspannung beaufschlagt und dementsprechend für eine Erregerspannung ausgelegt ist, die größer ist als die für das Nennbremsmoment der Betriebsbremse erforderliche Erregerspannung.

Bevorzugte Ausführungsformen der Erfindung sind Gegenstand der Unteransprüche.

Nachfolgend werden bevorzugte Ausführungsformen der Erfindung mit Bezug auf die angeschlossenen Zeichnungen erläutert. Es zeigt:

- Fig. 1 einen erfindungsgemäßen Triebstrang einer Windkraftanlage mit einem Differenzialsystem,
- Fig. 2 eine Ausführungsform des erfindungsgemäßen Betriebs-Bremssystems,
- Fig. 3 eine weitere Ausführungsform des erfindungsgemäßen Betriebs-Bremssystems,
- Fig. 4 eine alternative Schutzeinrichtung, um den Wechselrichter vor einer Überspannung zu schützen, und
- Fig. 5 einen Triebstrang einer Windkraftanlage mit einer doppeltgespeisten Drehstrommaschine.

Der Rotor einer Windkraftanlage hat ein oder mehrere, meist um ihre Längsachse drehbar gelagerte, Rotorblätter. Die Leistungsaufnahme der Anlage ist proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Der auf die Anlage wirkende Schub ist proportional dem Quadrat der Windgeschwindigkeit. Beides hängt jedoch zusätzlich u.a. von der Rotorblatt-Drehstellung ab. Demzufolge gehen Schub und Leistung im Triebstrang einer Windkraftanlage gegen Null, sobald die Rotorblätter in Richtung Segelstellung gedreht werden.

Fig. 1 zeigt einen erfindungsgemäßen Triebstrang einer Windkraftanlage mit einem Differenzialsystem mit einer Differenzialstufe 3 bzw. 11 bis 13, einem Anpassungsgetriebe 4, einem elektrischen Differenzialantrieb 6 und einem Wechselstrom-Umrichter 7. Ein Rotor 1 der Windkraftanlage, der auf einer Antriebswelle 9 sitzt, treibt ein Hauptgetriebe 2 an. Das Hauptgetriebe 2 ist beispielsweise ein 3-stufiges Getriebe mit zwei Planetenstufen und einer Stirnradstufe, welches die Eingangs-drehzahl an der Antriebswelle 9 ins Schnelle übersetzt. Hier ist jedoch in Bezug auf Anzahl und Art der Getriebestufen eine Vielzahl von möglichen Getriebearten bzw. Getriebekombinationen denkbar. Zwischen dem Hauptgetriebe 2 und einem Generator 8 befindet sich die Differenzialstufe 3, welche vom Hauptgetriebe 2 über einen Planetenträger 12 (mit drehbar gelagerten Planetenrädern) der Differenzialstufe 3 angetrieben wird (= erster Antrieb der Differenzialstufe 3). Zur Anpassung/Optimierung der Antriebsdrehzahl des Generators 8 kann zwischen der Differenzialstufe 3 und dem Generator 8 ein(e) Getriebe(stufe) integriert werden. Der Generator 8, vorzugsweise ein fremderregter Mittelspannungs-Synchrongenerator, ist vorzugsweise mittels einer Kupplung mit einem Hohlrad 13 der Differenzialstufe 3 verbunden und wird von diesem angetrieben (= Abtrieb der Differenzialstufe 3). Ein Ritzel 11 der Differenzialstufe 3 (= zweiter Antrieb der

Differenzialstufe 3) ist über ein Anpassungsgetriebe 4 mit dem Differenzialantrieb 6 verbunden.

Die Drehzahl bzw. das Drehmoment des Differenzialantriebes 6 wird geregelt, um einerseits bei variabler Drehzahl des Rotors 1 eine konstante Drehzahl des Generators 8 zu gewährleisten, und andererseits das Drehmoment im kompletten Triebstrang der Windkraftanlage zu regeln.

In den gezeigten bzw. beschriebenen und den Schutzbereich nicht beschränkenden Ausführungsbeispielen sind der Rotor 1 mit der Antriebswelle 9, das Hauptgetriebe 2, die Differenzialstufe 3, das Anpassungsgetriebe 4, der Differenzialantrieb 6, eine (nicht dargestellte) Notbremse, eine (ebenfalls nicht dargestellte) Kupplung, der Generator 8 und eine Betriebsbremse 14 die wesentlichen Bestandteile eines Triebstranges einer Windkraftanlage.

Bei den beschriebenen, insbesondere aber auch anderen Energiegewinnungsanlagen, wie z.B. Anlagen zur Gewinnung von Energie aus Meeresströmungen oder Wasserkraftturbinen, oder bei Antrieben für Arbeitsmaschinen, wie z.B. Walzwerke, Kompressoren oder Pumpen, kann der Triebstrang ähnlich aufgebaut sein, muss aber z.B. Komponenten wie das Hauptgetriebe 2 nicht enthalten bzw. kann auch andere und/oder zusätzliche Komponenten umfassen.

Die folgende Tabelle zeigt mögliche Kombinationen der Kopplung des Planetenträgers 12, des Ritzels 11 und des Hohlrades 13 mit dem Rotor 1 [R], dem Differenzialantrieb 6 [D] und dem Generator 8 [G], welche erfindungsgemäß alle erfasst sind:

Variante	1	2	3	4	5	6
Ritzel 11	D	G	R	D	R	G

Planetenträger 12	R	R	G	G	D	D
Hohlrad 13	G	D	D	R	G	R

In der Ausführungsform gemäß Variante 1 bzw. Fig. 1 ist dementsprechend das Ritzel 11 mit dem Differenzialantrieb 6 [D], der Planetenträger 12 mit dem Rotor 1 [R] und das Hohlrad 13 mit dem Generator 8 [G] verbunden.

Der Leistungsfluss geht im Hauptzweig des Triebstranges vom Rotor 1 über die Antriebswelle 9, das Hauptgetriebe 2 und die Differenzialstufe 3 zum Abtrieb der Differenzialstufe 3 bzw. zum Generator 8. Im Nebenzweig des Triebstranges geht der Leistungsfluss vom Differenzialantrieb 6 zum zweiten Antrieb der Differenzialstufe 3 (motorischer Betrieb des Differenzialantriebes 6) bzw. vom zweiten Antrieb der Differenzialstufe 3 zum Differenzialantrieb 6 (generatorischer Betrieb des Differenzialantriebes 6).

Bei einer erfindungsgemäßen Anwendung des beschriebenen Betriebs-Bremssystems für einen Antrieb einer Arbeitsmaschine, z.B. eines Walzwerkes etc., drehen sich die oben beschriebenen Leistungsflüsse entsprechend um.

Um den Betriebsdrehzahlbereich des Differenzialantriebes 6 zu optimieren, ist in der in Fig. 1 gezeigten Ausführungsform ein Anpassungsgetriebe 4 in Form einer Stirnradstufe zwischen der Differenzialstufe 3 und dem Differenzialantrieb 6 angeordnet. Das Anpassungsgetriebe 4 kann alternativ auch aus mehreren Getriebestufen bestehen, bzw. beispielsweise auch als Kegelradgetriebe oder Planetengetriebe bzw. als Kombination verschiedener Getriebetypen (z.B. Stirnradstufe(n) und/oder Kegelradstufe(n) und/oder Planetengetriebestufe(n) und/oder (stufenlosen) Schaltgetrieben) ausgeführt werden. Der Differenzialantrieb 6 ist vorzugsweise eine Drehstrommaschine,

welche über den Wechselstrom-Umrichter 7 und einen Transformator 5 parallel zum Generator 8 an ein Netz 10 angeschlossen wird.

Aus Gründen der Ausfallsicherheit können das Anpassungsgetriebe 4 und/oder der Differenzialantrieb 6 und/oder der Wechselstrom-Umrichter 7 auch redundant (d.h. zwei oder mehrere Einheiten parallel) ausgeführt werden. Dabei kann die Nennleistung der damit vorhandenen, parallelen Stränge des Differenzialantriebs so gewählt werden, dass auch bei Ausfall z.B. eines Stranges noch ausreichend Leistung verfügbar ist, um z.B. einen Nennleistungsbetrieb der Windkraftanlage zu realisieren.

Um in Notsituationen eine Überdrehzahl am Differenzialantrieb 6 zu verhindern, bzw. um diesen sicher zum Stillstand bringen zu können, kann dieser mit einer Servobremse 15 ausgestattet werden.

Die Drehzahlgleichung für das Differenzialgetriebe lautet:

$$\text{Drehzahl}_{\text{Generator}} = x * \text{Drehzahl}_{\text{Rotor}} + y * \text{Drehzahl}_{\text{Differenzialantrieb}},$$

wobei die Generatordrehzahl konstant ist, und sich die Faktoren x und y aus den gewählten Getriebeübersetzungen von Hauptgetriebe 2, Differenzialgetriebe 3 und Anpassungsgetriebe 4 ableiten lassen.

Das Drehmoment am Rotor 1 wird durch das anstehende Windangebot und den aerodynamischen Wirkungsgrad des Rotors 1 bestimmt. Das Verhältnis zwischen den Drehmomenten an der Antriebswelle 9, dem Generator 8 und dem Differenzialantrieb 6 ist konstant, wodurch sich das Drehmoment im Triebstrang durch den Differenzialantrieb 6 regeln lässt.

Die Leistungsaufnahme des Differenzialantriebes 6 ist im Wesentlichen proportional dem Produkt aus der prozentuellen Abweichung der Drehzahl des Rotors 1 von dessen Grunddrehzahl und der Leistung des Rotors 1. Die Grunddrehzahl ist dabei jene Drehzahl des Rotors 1, bei welcher der Differenzialantrieb 6 still steht, d.h. eine Drehzahl gleich Null hat. Dementsprechend erfordert ein großer Drehzahlbereich für den Rotor 1 grundsätzlich eine entsprechend große Dimensionierung des Differenzialantriebes 6, bzw. des Wechselstrom-Umrichters 7.

Wie schon eingangs erwähnt, wird durch Verstellen der Rotorblätter die Leistungsaufnahme des Triebstranges der Anlage geregelt, bzw. kann diese durch Verstellen der Rotorblätter in Richtung Segelstellung möglichst belastungsfrei abgestellt werden. Um die Anlage sicher abstellen zu können, sind die Rotorblätter in den meisten Fällen einzeln verstellbar. Dadurch entsteht eine entsprechende Redundanz, womit die Rotorblattverstellung auch teilweise die Funktion einer Notbremse übernehmen kann.

Aus Sicherheitsgründen gibt es ergänzend bzw. alternativ zur Rotorblattverstellung eine in Fig. 1 nicht dargestellte Notbremse, die in den meisten Fällen auf die schnelllaufende Abtriebswelle des Hauptgetriebes 2 wirkt, und welche auch nur als Festhaltebremse (z.B. für Wartungsarbeiten) ausgeführt sein kann. Die Notbremse ist in den meisten Fällen eine kraftschlüssige Vorrichtung, z.B. eine Scheibenbremse. Hauptfunktion dieser Notbremse ist es, die Anlage beim Auftreten eines Fehlers oder zum Schutz von Personen, vorzugsweise in Kombination mit der oben erwähnten Rotorblattverstellung, sicher zum Stillstand zu bringen. Damit ist die Notbremse eine autarke Schutzeinrichtung, welche (basierend auf den gültigen Normen) in den meisten Fällen keine weiteren Betriebs-Funktionen übernehmen darf.

Aufgrund z.B. eines elektrischen Fehlers im Triebstrang oder bei einem betriebsbedingten Schnell- oder Not-Stopp der Anlage oder bei einem Netzfehler können der Generator 8 bzw. der Wechselstrom-Umrichter 7 keine oder nur einen Teil der am Triebstrang anstehenden Leistung ins Netz 10 abgeben bzw. von diesem beziehen und es kommt zu einem Leistungseinbruch im Triebstrang.

Netzfehler ist dabei ein gewählter Sammelbegriff für z.B. einen Netzspannungs-Ausfall bzw. eine kurzzeitige Netzspannungs-Störung (Netzspannungseinbruch bzw. Netzüberspannung mit kurzfristig wiederkehrender Netz-Betriebsspannung: LVRT „Low Voltage Ride Through“ bzw. HVRT „High Voltage Ride Through“). Gleiches gilt analog für Netzfrequenzfehler. Diese und alle weiteren möglichen Abweichungen der Netzspannung von deren Standardwerten sind somit unter dem Sammelbegriff „Netzfehler“ inkludiert.

Derartige Netzfehler sowie spontane Anstiege im Drehmoment des Triebstranges, wie sie z.B. bei starken Windböen entstehen, und welche im Stand der Technik ebenfalls zu einer schnellen Verstellung der Rotorblätter führen, welche die Anlage belasten, werden im Sinne der Erfindung als „Störung“ bezeichnet.

Im Falle eines Leistungseinbruches im Triebstrang würde das den Rotor 1 antreibende Drehmoment diesen kurzfristig in Überdrehzahl bringen. Um eine für die Anlage schädigende Überdrehzahl zu verhindern, wird bei Anlagen gemäß Stand der Technik eine Überdrehzahl meist durch schnelles Verstellen der Rotorblätter verhindert, wodurch eine Aktivierung der Notbremse vermieden werden kann. Ein wesentlicher Nachteil dieser Maßnahme ist, dass sich dadurch auch die auf die Anlage wirkenden Lastkomponenten, wie Schub und Drehmoment,

entsprechend rasch reduzieren, was zu hohen mechanischen Belastungen der Anlage führt. Ein weiterer Nachteil ist z.B., dass es nach einem Netzfehler relativ lange dauern kann, bis die Anlage wieder das vor Auftreten dieses Netzfehlers vorhandene Leistungsniveau erreicht, da die Rotorblattverstellung im Wesentlichen wieder in die ursprüngliche Arbeitsposition zurückkehren muss. Dies dauert möglicherweise länger als aufgrund geltender Netz-Einspeisevorschriften zulässig, bzw. bewirkt dies zusätzliche Belastungsspitzen beim Betrieb der Anlage.

Aus diesem Grund ist gemäß WO 2013/166531 A1 im Triebstrang der Anlage eine Betriebsbremse vorgesehen, welche die Nennleistung der Anlage (zur Gänze oder zumindest teilweise), z.B. für mehrere Sekunden, aufnehmen und dadurch ein bestimmtes Drehmoment im Triebstrang aufrecht erhalten werden kann. Damit ist keine übermäßige Rotorblattverstellung erforderlich und es ändert sich in weiterer Folge der auf die Anlage wirkende Schub nicht schlagartig, bzw. tritt im Triebstrang kein unerwünscht hoher transienter Laststoß auf. Darüber hinaus kann bei Netzwiederkehr (Ende des Netzfehlers) die ins Netz abgegebene Leistung schnell hochgeregelt werden, da der Generator 8 sofort wieder Leistung ins Netz 10 abgeben kann, während die Betriebsbremse gleichzeitig das Bremsmoment zurückregelt. Im Idealfall bleibt damit das am Triebstrang anstehende Drehmoment während eines kurzen Netzspannungseinbruchs konstant. Großteils reicht es jedoch aus, das zum Zeitpunkt des Netzfehlers anstehende Drehmoment nur in einem Ausmaß aufrecht zu erhalten, um eine Überdrehzahl des Rotors 1 bei vergleichsweise langsamer Rotorblattverstellung zu verhindern, bzw. einen Drehmomentstoß im Triebstrang zu vermeiden oder zu begrenzen, um dadurch keine besonders hohen Sonderlasten zu generieren. Das Nennbremsmoment der Betriebsbremse 14 kann dann unter

Umständen geringer oder sogar wesentlich geringer als das Nenndrehmoment des Triebstranges sein.

Gemäß AT 515 934 B1 kann die Betriebsbremse auch mit einer Notbremse kombiniert werden. D.h. im Falle einer Wirbelstrombremse als Betriebsbremse kann z.B. eine Rotorscheibe sowohl für die Betriebsbremse als auch für die Notbremse gemeinsam verwendet werden.

Bei einer Wirbelstrombremse (auch „elektrodynamischer Retarder“ genannt) sind z.B. zwei Rotorscheiben drehbar mit dem Triebstrang verbunden. Zwischen den Rotorscheiben liegt ein nicht drehbarer Stator mit einem Spulenträger und elektrischen Spulen (im Folgenden insgesamt als „Spulen“ bezeichnet). Eine alternative Ausführung besteht z.B. aus nur einer Rotorscheibe, welche beidseitig von Spulen erregt wird.

Bei Aktivierung der Wirbelstrombremse werden die Spulen mit Spannung/Strom beaufschlagt und damit Magnetfelder erzeugt, die durch die Rotorscheiben geschlossen werden. Diese Magnetfelder sind gegenläufig und erzeugen dadurch eine Bremswirkung. Die dabei entstehende Wärme wird z.B. durch die vorzugsweise eigen- oder fremdbelüfteten Rotorscheiben abgegeben. Alternativ kann die Wirbelstrombremse so ausgelegt (z.B. durch eine entsprechend große Masse der Rotorscheiben) bzw. betrieben (z.B. durch entsprechend große Zeitintervalle zwischen den einzelnen Aktivierungen) werden, dass keine Fremdbelüftung notwendig ist.

Das Bremsmoment der Wirbelstrombremse ist mit dem Erregerfeld, das durch die Spulen erzeugt wird, direkt verknüpft. Das Erregerfeld wiederum wird durch den Erregerstrom, der durch die Spulen fließt, erzeugt. Ist es notwendig, das Erregerfeld so schnell wie möglich aufzubauen, bedeutet dies in weiterer Folge, den Erregerstrom in kürzest möglicher Zeit auf einen

Nennwert zu bringen. Da die Induktivität des magnetischen Kreises diesem Anstieg entgegenwirkt, kann man erfindungsgemäß dadurch eine Beschleunigung erreichen, dass man die Spannung, insbesondere zu Beginn des Bremsvorganges, überhöht und dann wieder auf den nominalen Wert (Nennwert) reduziert. Diese Aufgabe übernimmt vorzugsweise ein Regelgerät 20 (Fig. 2). Man hat erfindungsgemäß nur dafür Sorge zu tragen, dass ausreichend Versorgungsspannung vorhanden ist.

Ein wesentlicher Vorteil einer Wirbelstrombremse als Betriebsbremse ist deren Verschleißfreiheit und gute Regelbarkeit. So das Bremsmoment kann auf einfache Weise abhängig vom Betriebszustand der Anlage, bzw. angepasst an den gewünschten bzw. notwendigen Verlauf eines Bremsmanövers, verstellt bzw. optimiert werden.

Der Triebstrang gemäß Fig. 1 sieht vorzugsweise eine derartige Betriebsbremse 14 in Kombination mit einer Notbremse vor, welche beispielsweise am Generator 8 angebracht ist. Die Betriebsbremse 14 und die Notbremse können erfindungsgemäß jedoch auch getrennt voneinander ausgeführt sein. Die Betriebsbremse 14 kann erfindungsgemäß auch an jeder anderen Stelle des Triebstranges positioniert werden. Ebenso ist der Ort, an dem die Notbremse angeordnet ist, im Rahmen der Erfindung beliebig, bzw. muss für die konkrete Lösung der Aufgabe der vorliegenden Erfindung überhaupt keine Notbremse vorhanden sein.

Die Betriebsbremse 14 in Form eines elektromechanischen Retarders ist vorzugsweise mit einem elektrischen Energiespeicher (z.B. in Form von Kondensatoren oder Akkumulatoren) verbunden. Damit ist die für die Erregung des elektrodynamischen Retarders notwendige Energie jederzeit verfügbar, was den Einsatz der Betriebsbremse 14 unabhängig vom Zustand des Netzes 10 ermöglicht.

Als alternative oder zusätzliche Notstromversorgung kann der elektromechanische Retarder auch aus dem Gleichspannungs-Zwischenkreis des Wechselstrom-Umrichters 7 versorgt werden.

Man kann dazu z.B. einen entsprechenden Chopper vorsehen (Fig. 2, Pos. 17), an welchem anstelle eines bzw. zusätzlich zum Bremswiderstand(es) die Spulen des Retarders hängen.

Als weitere Alternative oder zusätzlich kann man dazu z.B. einen entsprechenden, mit dem Differenzialantrieb 6 bzw. dem Wechselstrom-Umrichter 7 verbundenen, Crowbar vorsehen (Fig. 2, Pos. 18), an welchem anstelle eines bzw. zusätzlich zum Bremswiderstand(es) die Spulen des Retarders hängen.

Dies hätte den zusätzlichen Vorteil, dass man die Regelung des Retarders und des Differenzialantriebes 6 (vorzugsweise in einer Komponente) vereinigen kann und damit eine sehr dynamische Regelung realisierbar ist. Damit kann man sehr schnelle Reaktionszeiten erreichen, da der Wechselstrom-Umrichter 7 ohnehin die Netzspannung misst und darauf entsprechend reagieren muss.

Das bereits erwähnte Regelgerät 20 (Fig. 2) erhält als Sollwert einen gewünschten Erregerstrom. Der sich tatsächlich einstellende Erregerstrom kann beispielsweise als Messgröße für ein sich einstellendes Bremsmoment herangezogen werden. Beispielsweise beinhaltet das Regelgerät 20 einen Stromregler, welcher bei Bedarf bzw. zu Beginn bei einer großen Regelabweichung voll aussteuert und die ihm maximal zur Verfügung stehende Spannung an die Spulen liefert. Der Spulenstrom (dieser entspricht dem Bremsmoment) ist dabei proportional zum Integral der Spannung, welche über der Induktivität abfällt.

Die Zeitdauer bis zum Erreichen des Nennmomentes einer Wirbelstrombremse als Betriebsbremse 14 kann erfindungsgemäß verkürzt werden, indem das Regelgerät 20 für eine Erregerspannung ausgelegt wird und diese liefert, welche insbesondere (also nicht zwingend) $\geq 50\%$, bevorzugt $\geq 100\%$ und besonders bevorzugt $\geq 150\%$ über einer Erregerspannung liegt, die erforderlich ist, um in den Spulen einen Nennerregerstrom zu erzeugen, bei dem sich an der Betriebsbremse 14 (im Beharrungszustand) das Nennbremsmoment einstellt. Dieses Nennbremsmoment entspricht vorzugsweise ca. einem Drehmoment, bei dem die Rotorscheibe bzw. die Rotorscheiben der Wirbelstrombremse eine auslegungsspezifische Sättigung erreicht bzw. erreichen.

Die Betriebsbremse 14 kann erfindungsgemäß auch bei starken Windböen eingesetzt werden, um dadurch ebenfalls ein schnelles Verstellen der Rotorblätter zu verhindern - auch wenn kein Leistungseinbruch im Triebstrang ansteht. Der Einsatz dieser Maßnahme wird vorzugsweise auf große Windgeschwindigkeits-Anstiege bzw. daraus entstehende große Rotordrehzahl-Anstiege (Anstiege über einen frei einstellbaren Schwellenwert) beschränkt. Mit dieser Maßnahme kann man die Reaktionszeit des Bremssystems (Betriebsbremse 14) vorzugsweise bzw. insbesondere im Falle des Zusammentreffens eines Leistungseinbruches im Triebstrang und einem gleichzeitigen Windgeschwindigkeitsanstieg bzw. einem daraus resultierenden Anstieg der Rotordrehzahl verkürzen. Dies gilt umso mehr, wenn mittels bekannter Sensoren bzw. geeigneter Anordnungen die vor der Anlage herrschende Windgeschwindigkeit gemessen wird, und damit ein Anstieg der Leistung im Rotor 1 der Windkraftanlage vorhergesagt werden kann.

Damit wird eine Dämpfung der Rotorblattverstellung und in weiterer Folge eine damit zusammenhängende Lastreduktion für die Anlage erreicht. Dämpfung der Rotorblattverstellung

bedeutet im Sinne der vorliegenden Erfindung, dass die Geschwindigkeit und/oder Häufigkeit bzw. das Ausmaß der Verstellung der Rotorblätter gegenüber einer Verstellung ohne gleichzeitigen Einsatz der Betriebsbremse 14 gemäß der Erfindung verringert wird.

Wie schon teilweise erläutert, kann der Generator 8, z.B. bei einem Netzfehler, keine oder nur mehr einen Teil der an der Antriebswelle 9 anstehenden Leistung ins Netz 10 einspeisen. Der antreibende Rotor 1 der Anlage würde unter Umständen in weiterer Folge den Generator 8 zum Kippen bringen. D.h., der Generator 8 würde bei Netzwiederkehr nicht mehr synchron mit dem Netz 10 sein. Um das dabei auftretende Kurzschluss-Drehmoment am Generator 8 zu begrenzen bzw. zu reduzieren, kann der Generator 8 mit einer sogenannten Dämpferwicklung ausgestattet werden.

Eine weitere bevorzugte Aufgabe des Systems und der Systemregelung gemäß vorliegender Erfindung ist, eine unerwünschte Überdrehzahl des Triebstranges zu verhindern und gleichzeitig die Drehzahl bzw. den Phasenwinkel des Generators 8 im Wesentlichen konstant zu halten, damit dieser bei Netzwiederkehr im Wesentlichen phasengleich mit dem Netz 10 ist. D.h., dass der Differenzialantrieb 6 und der damit verbundene Wechselstrom-Umrichter 7 zu gewährleisten haben, dass der Generator 8 im Wesentlichen phasengleich mit dem Netz 10 ist, sobald das Netz 10 wieder ein Spannungsniveau erreicht, oberhalb dessen der Generator nicht mehr kippt. Dabei kann die bereits erwähnte Dämpferwicklung im Generator 8 als optionale Sicherheitsmaßnahme vorgesehen werden, bzw. ist dann eine vergleichsweise größere Phasenwinkelabweichung zwischen Netz 10 und Generator 8 zulässig.

Es ist bekannt, dass der Generator 8 typischerweise bei einem hohen Antriebsdrehmoment und einer Netzspannung, die unterhalb

eines Bereiches von ca. 15%-25% der Nennspannung des Netzes 10 liegt, zum Kippen neigt. Erfindungsgemäß kann man jedoch durch verschiedene konstruktive Maßnahmen auch ein davon abweichendes Kipp-Spannungsniveau erreichen.

Das Drehmoment der Betriebsbremse 14 wird vorzugsweise so geregelt, dass ein unmittelbar vor dem Netzfehler im Triebstrang der Anlage anstehendes Drehmoment aufrechterhalten werden kann. Dieses Drehmoment entspricht dann im Wesentlichen der Summe aus dem Drehmoment der Betriebsbremse 14 und einem Rest-Drehmoment des Generators 8. Dabei ist das Rest-Drehmoment jenes Drehmoment, das sich aufgrund der Restspannung im Netz 10 noch realisieren lässt.

Arbeitet die Anlage im Teillastbereich, dann wird die Betriebsbremse 14 vorzugsweise so geregelt, dass die Summe aus dem Bremsmoment der Betriebsbremse 14 und dem Rest-Drehmoment des Generators 8 ein unmittelbar vor dem Netzfehler im Triebstrang vorhandenes Drehmoment erreicht.

Arbeitet die Anlage in einem höheren Lastbereich und ist das Nennbremsmoment der Betriebsbremse 14 kleiner als das Nenndrehmoment des Triebstrangs, dann kann ab einem gewissen Ausmaß des Spannungseinbruchs im Netz 10 das unmittelbar vor dem Netzfehler im Triebstrang vorhandene Drehmoment nicht aufrechterhalten werden. Vorzugsweise wird die Betriebsbremse 14 dann mit ihrem Nennbremsmoment betrieben, womit die negativen Auswirkungen des Spannungseinbruchs jedenfalls entsprechend begrenzt werden können.

Vorzugsweise regelt eine Steuereinheit 24 bzw. eine Anlagensteuerung 23 (siehe Beschreibung zu Fig. 2) das gewünschte Bremsmoment der Betriebsbremse 14 abhängig vom Betriebszustand der Anlage bzw. des Generators 8.

Um den Generator 8 bei Netzfehlern im Wesentlichen phasengleich mit dem Netz 10 zu halten, wird in WO 2010/121783 A1 vorgeschlagen, einen an den Wechselstrom-Umrichter angeschlossenen Zwischenkreisspeicher zu verwenden. Damit ist gewährleistet, dass der Wechselstrom-Umrichter 7 den Differenzialantrieb 6 während eines Netzfehlers mit Energie versorgt, damit dieser den Generator 8 im Wesentlichen synchron/phasengleich zum Netz 10 halten kann. Wesentlicher Nachteil dieser Lösung ist, dass ein Zwischenkreisspeicher (Energiespeicher am Zwischenkreis des Wechselstrom-Umrichters 7) aufwändig ist, und die Drehzahl am Rotor 1 der Anlage, z.B. im Falle eines Netzfehlers, mit einer Lösung gemäß WO 2010/121783 A1 kaum beeinflusst bzw. begrenzt werden kann.

Ergänzend sei hier festgehalten, dass der Zwischenkreisspeicher gemäß WO 2010/121783 A1 dadurch gekennzeichnet ist, dass er wesentlich mehr Energie als bekannte bzw. typische Zwischenkreiskondensatoren (z.B. Elektrolytkondensatoren, Folienkondensatoren, siehe z.B. Pos. 40 in Fig. 2) speichern bzw. abgeben kann. Diese Zwischenkreiskondensatoren dienen zur Dämpfung bzw. zum Ausgleich von Spannungsspitzen bzw. Spannungsschwankungen im Gleichspannungszwischenkreis eines Wechselstrom-Umrichters - z.B. bei Notabschaltungen oder Netzfehlern.

Grundsätzlich kann man z.B. auch versuchen, die Drehzahl des Generators 8 mittels der Betriebsbremse 14 im Wesentlichen konstant zu halten. Aufgrund der vergleichsweise langen Reaktionszeit der Betriebsbremse 14 kann durch deren alleinigen Einsatz jedoch nicht immer gewährleistet werden, dass der Generator 8, insbesondere z.B. während eines Netzfehlers, im Wesentlichen phasengleich zum Netz 10 gehalten wird. Darüber hinaus ist es vorteilhaft, das Bremsmoment der Betriebsbremse 14, z.B. während eines Leistungseinbruchs so zu regeln, dass bei möglichst geringer Verstellgeschwindigkeit

der Rotorblätter des Rotors 1 keine Überdrehzahl im Triebstrang auftritt.

In einer besonders bevorzugten, allerdings nicht zwingenden, Ausführungsform der Erfindung ist es daher Hauptaufgabe der Betriebsbremse 14, ein gewünschtes Drehmoment im Triebstrang aufrecht zu halten. Und die Hauptaufgabe des Differenzialantriebes 6 ist dabei, die Drehzahl des Generators 8 im Wesentlichen konstant zu halten.

D.h., die Drehzahlregelung des Generators 8 erfolgt bei dieser Ausführungsform vorzugsweise durch eine Kombination aus der Regelung des Bremsmomentes des Differenzialantriebes 6 (bzw. des zweiten Antriebs der Differenzialstufe 3) und der Regelung des Bremsmomentes der Betriebsbremse 14.

Anders als in WO 2010/121783 A1 wird bei dieser Ausführungsform der Erfindung im Falle eines Leistungseinbruchs (insbesondere Netzfehler bzw. Fehler im Wechselstrom-Umrichter 7) demzufolge der Differenzialantrieb 6 vorzugsweise nur generatorisch und/oder lastfrei betrieben, d.h., abgesehen von der in geringem Ausmaß in den Zwischenkreiskondensatoren 40 (siehe Fig. 2) vorhandenen Energie, ohne wesentliche elektrische Antriebsleistung. Dies ist allerdings für die gemeinsame Verwendung der Betriebsbremse in Verbindung mit Zwischenkreiskondensatoren 40 (siehe Fig. 2) nicht zwingend. Vielmehr kann der Differenzialantrieb 6 bei Bedarf, gegebenenfalls auch nur kurzzeitig, auch als Antrieb verwendet werden.

Um den Differenzialantrieb 6 während eines Netzfehlers weiter betreiben zu können, wird vorzugsweise eine permanenterregte oder eine fremderregte Synchronmaschine als Differenzialantrieb 6 eingesetzt, wobei während eines Netzfehlers die Stromversorgung für die Erregung der

fremderregten Synchronmaschine vorzugsweise aufrechterhalten wird (z.B. mittels Notstromversorgung in Kombination mit dem Generator 8).

Der Vorteil einer fremderregten Synchronmaschine gegenüber einer permanentmagneterregten Synchronmaschine ist, dass die Erregung im sogenannten Feldschwächebereich reduziert und somit die Spannung in der Synchronmaschine auf vorzugsweise ein im Fehlerfall für den Wechselstrom-Umrichter 7 nicht schädigendes Niveau begrenzt werden kann. Darüber hinaus kann die Spannung der Synchronmaschine bei niedrigen Drehzahlen durch verstärkte Erregung der Synchronmaschine erhöht werden.

Fig. 2 zeigt eine bevorzugte Ausführung des erfindungsgemäßen Betriebs-Bremssystems für einen Triebstrang einer Windkraftanlage. Die aktuelle Drehzahl ω_{act} und/oder der aktuelle Phasenwinkel φ_{act} des Generators 8 werden von einem Drehzahlsensor 19 erfasst. Hierfür können gemäß Stand der Technik Sensoren wie Encoder, Resolver, Hallsensoren und dergleichen verwendet werden. Um eine möglichst dynamische Drehzahlregelung zu gewährleisten, ist der Differenzialantrieb 6 mit einem vorzugsweise möglichst geringen Massenträgheitsmoment ausgeführt. Die Wahl eines geeigneten Massenträgheitsmomentes ist letztlich eine Kombination aus optimaler Regelungsdynamik und möglichst geringen Systemkosten.

Der in Fig. 1 gezeigte Wechselstrom-Umrichter 7 wird in Fig. 2 detaillierter dargestellt und besteht aus einem mit dem Differenzialantrieb 6 verbundenen, motorseitigen Umrichter 7a und einem mit dem Netz 10 verbundenen, netzseitigen Umrichter 7b. Falls erforderlich, wird die Nennspannung des netzseitigen Umrichters 7b mittels eines Transformators 5 an die Nennspannung des Netzes 10 angepasst. Motorseitiger und netzseitiger Umrichter 7a, 7b sind mittels eines

Gleichspannungszwischenkreises 16 verbunden. Mit diesem Gleichspannungszwischenkreis 16 ist in einem ersten Konzept ein sogenannter Chopper 17 verbunden. Dieser vorzugsweise regelbare Chopper 17, vorzugsweise bestehend aus einem IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor) und einem Widerstand R, kann u.a. generatorische Energie des Differenzialantriebes 6 aufnehmen und ein Ansteigen der Spannung im Gleichspannungszwischenkreis 16 verhindern bzw. zumindest begrenzen. Der Differenzialantrieb 6 kann somit den zweiten Antrieb der Differenzialstufe 3 auch im Falle z.B. eines Netzfehlers oder eines nicht aktiven netzseitigen Umrichters 7b bremsen bzw. kann der Differenzialantrieb 6 generatorisch betrieben werden. Dabei regelt der motorseitige Umrichter 7a das Bremsmoment des Differenzialantriebes 6 und der Widerstand R nimmt die dabei entstehende Bremsenergie auf.

Einen vergleichbaren Effekt erzielt man, indem man gemäß einem alternativen Konzept einen Crowbar 18 zwischen dem Differenzialantrieb 6 und dem motorseitigen Umrichter 7a anschließt. Dieser vorzugsweise regelbare Crowbar 18 besteht vorzugsweise aus einem Gleichrichter, einem IGBT und einem Widerstand R. Ein wesentlicher Vorteil des Crowbars 18 gegenüber dem Chopper 17 ist, dass der Differenzialantrieb 6 mit dem Crowbar 18 auch bei Ausfall des motorseitigen Umrichters 7a noch gebremst werden kann.

Aus Gründen einer Redundanz können die beiden Konzepte jeweils zweifach (parallel) bzw. beide Konzepte nebeneinander eingesetzt werden. Aus Redundanzgründen kann auch nur der Widerstand R jeweils zweifach (parallel) ausgeführt sein. In einer alternativen, erfindungsgemäßen Ausführungsvariante greifen beide Chopper bzw. Crowbars auf einen gemeinsamen Widerstand R zu. Verzichtet man in einer weiteren, alternativen Ausführungsform auf die redundante Ausführung von Chopper 17 und/oder Crowbar 18, so kann man zum Schutz der

Umrichter 7a, 7b einen (aufgrund der Überspannung im Feldschwächebereich eines permanentmagneterregten Differenzialantriebes 6 erforderlichen) Überspannungsschutz in Form eines sogenannten internen Crowbars im motorseitigen Umrichter 7a realisieren. Zu diesem Zweck müssen die entsprechenden IGBTs des motorseitigen Umrichters 7a eingeschaltet werden, um die Spannung des Differenzialantriebes 6 kurzzuschließen. D.h., zu diesem Zweck müssen die IGBTs des motorseitigen Umrichters 7a derart eingeschaltet werden, dass die Spannung des Differenzialantriebes 6 kurzgeschlossen wird.

Einen separaten Überspannungsschutz für den motorseitigen Umrichter 7a kann man auch z.B. durch Einsatz einer fremderregten Synchronmaschine als Differenzialantrieb 6 vermeiden, indem man im Feldschwächebereich (= Betriebsdrehzahl > Synchrondrehzahl) vorzugsweise die Erregung der Synchronmaschine soweit reduziert, dass keine für den motorseitigen Umrichter 7a schädigenden Spannungsspitzen auftreten.

In einer weiteren alternativen Ausführungsform kann die Verbindungsleitung zwischen dem Differenzialantrieb 6 und dem motorseitigen Umrichter 7a bei Ausfall einer nicht redundant ausgeführten Schutzeinrichtung (Chopper 17 oder Crowbar 18) schnellstmöglich (innerhalb weniger Millisekunden) getrennt werden. Technische Lösungen hierzu sind Stand der Technik, wie z.B. Lichtbogen-Schutztrenner oder superflinke Sicherungen. Bei einer schnellen Trennung der Verbindungsleitung zwischen Differenzialantrieb 6 und motorseitigem Umrichter 7a, kann jedoch der Differenzialantrieb 6 nicht mehr elektrisch gebremst werden. Diese Brems-Funktion kann dann beispielsweise die Servobremse 15 übernehmen. Alternativ kann erfindungsgemäß bei einer (redundanten) Ausstattung des Betriebsbremssystems mit einem Chopper 17 und/oder einem Crowbar 18 die Servobremse

15 entfallen, bzw. durch eine kostengünstige Haltebremse (z.B. für Wartungszwecke) ersetzt werden und/oder der Differenzialantrieb 6 so ausgelegt werden, dass die allfällig auftretenden hohen Drehzahlen keine schädigende Auswirkung haben.

Als weitere Alternative kann man den Differenzialantrieb 6 vom zweiten Antrieb der Differenzialstufe 3 trennen (z.B. mittels Kupplung) und damit ein (weiteres) Ansteigen der Drehzahl des Differenzialantriebes 6 verhindern.

Wie schon beschrieben, wird die Drehzahl der Antriebswelle 9, z.B. im Falle eines Leistungseinbruches, abrupt ansteigen. Um eine unzulässig hohe Drehzahl bzw. eine dynamische Überlast des gesamten Triebstranges der Anlage zu verhindern, beginnt die Betriebsbremse 14 vorzugsweise unverzüglich zu arbeiten. Als Reaktion darauf würde sich jedoch auch die Drehzahl des Generators 8 ändern. Um dadurch das zu diesem Zeitpunkt erforderliche Bremsmoment der Betriebsbremse 14 nicht reduzieren zu müssen, greift nun die Drehzahlregelung des Differenzialantriebes 6 ein. Bei zu diesem Zeitpunkt vorhandener Störung der Netzspannungsversorgung des netzseitigen Umrichters 7b wird der Differenzialantrieb 6 nun mittels Chopper 17 und/oder Crowbar 18 vorzugsweise so gebremst, dass die Drehzahl des Generators 8 im Wesentlichen synchron zum Netz 10 bleibt.

Aufgrund einer meist besseren dynamischen Regelbarkeit und einer schnelleren Reaktionszeit erfolgt vorzugsweise eine Feinregelung der Drehzahl des Generators 8 durch den zweiten Antrieb der Differenzialstufe 3 (Differenzialantrieb 6) mittels Chopper 17 und/oder Crowbar 18, welche einer Grobregelung durch die Betriebsbremse 14 überlagert wird.

Erfindungsgemäß können die Drehzahl des zweiten Antriebs der Differenzialstufe 3 und die Betriebsbremse 14 auch unabhängig voneinander geregelt werden. Dabei wird das Bremsmoment der Betriebsbremse 14 im Wesentlichen durch die Erfordernisse einer möglichst lastschonenden Regelung der Windkraftanlage bestimmt.

Arbeitet der Rotor 1 der Windkraftanlage mit einer Drehzahl kleiner seiner Grunddrehzahl, kann erfindungsgemäß zumindest anfangs auch darauf verzichtet werden, die Betriebsbremse 14, z.B. im Falle eines Netzfehlers, zu aktivieren. Um die Drehzahl des Generators 8 im Wesentlichen synchron zum Netz 10 zu halten, wird dabei die unverzüglich ansteigende Drehzahl des Rotors 1 ausschließlich durch Verzögerung des zweiten Antriebs der Differenzialstufe 3 kompensiert – in diesem Falle durch gezieltes Bremsen des Differenzialantriebes 6 bis zu einer möglichst kleinen Drehzahl, um damit, falls erforderlich, das Massenträgheitsmoment des Differenzialantriebes 6 zu kompensieren.

Ein Bereich mit einer kleinen Drehzahl des Differenzialantriebs 6 (je nach Bauart und erzeugbarem Drehmoment bei einer kleinen Drehzahl des Differenzialantriebs 6 z.B. zumindest $\pm 3\%$, insbesondere $\pm 7\%$, bevorzugt $\pm 10\%$ und besonders bevorzugt $\pm 15\%$ der Nenndrehzahl) wird vorzugsweise möglichst schnell und/oder mit möglichst geringer Last (vorzugsweise ohne wesentliche elektrische Antriebsleistung des Differenzialantriebes 6) durchfahren, da hier der Differenzialantrieb 6 nur eine mehr oder weniger geringe (permanenterregte vs. fremderregte Synchronmaschine) Spannung erzeugen kann. Vorzugsweise ab einer Beschleunigung des Rotors 1 über dessen Grunddrehzahl hinaus wird nun die Betriebsbremse 14 aktiviert, um eine weitere Beschleunigung des Rotors 1 bzw. des Generators 8 zu verhindern bzw. zu minimieren. Dies erfordert bzw. ermöglicht ein bei mittlerweile erhöhter

Drehzahl des Differenzialantriebs 6 mögliches, bremsendes Drehmoment am zweiten Antrieb der Differenzialstufe 3, womit der Differenzialantrieb 6 im Wesentlichen generatorisch betrieben werden kann.

Wie schon oben beschrieben, wird auch in dieser Phase der Differenzialantrieb 6 geregelt gebremst, um ein entsprechendes „Gegenmoment“ für die Betriebsbremse 14 und das allenfalls vorhandene Restdrehmoment am Generator 8 bereitzustellen und damit den Generator 8 möglichst synchron zum Netz zu halten.

Damit die Betriebsbremse 14 möglichst rasch ein gewünschtes, hohes Bremsmoment aufbringen kann, stehen erfindungsgemäß folgende Maßnahmen zur Verfügung.

Einerseits wird die Betriebsbremse 14 bzw. ein Regelgerät 20 der Betriebsbremse 14 vorzugsweise direkt angesteuert. D.h. sie wird nicht z.B. über eine zentrale Anlagensteuerung 23 einer Energiegewinnungsanlage oder dergleichen, sondern direkt, z.B. von einer Überwachungs-Einrichtung, angesteuert. Dies bietet sich vor allem im Falle von Netzfehlern an. Eine solche Überwachungs-Einrichtung kann z.B. ein separates Überwachungsgerät 21 (z.B. auch in einer nach einem sogenannten Windparktransformator 25 folgenden, nächsthöheren Netzspannungsebene 26), oder ein „schneller“ Ausgang 22 aus einer Netzüberwachungs-Einrichtung des netzseitigen Umrichters 7b oder dergleichen sein. Diese möglichst unverzügerte Meldung der Spannung U_G bzw. einer Änderung der Spannung ΔU_G im Netz 10 wird vorzugsweise auch an die Bremseinheiten, wie Crowbar 18 und evtl. auch Chopper 17, bzw. an eine Steuereinheit 24 und eine Anlagensteuerung 23 (meist PLC), gegeben. Damit ist gewährleistet, dass das Betriebs-Bremssystem möglichst unverzüglich reagieren kann. Aus Messung bzw. Berechnung von Spannung U_G bzw. Spannungsabfall ΔU_G , kann man gegebenenfalls das Restdrehmoment des Generators 8 errechnen.

Es kann darüber hinaus festgehalten werden, dass der Crowbar 18 und der Chopper 17 meist eine interne Spannungsüberwachung haben, um Spannungsänderungen möglichst schnell zu erfassen und entsprechend schnell reagieren zu können (inkl. allfällig vorgesehener Regelung der Betriebsbremse 14 gemäß Beschreibung zu Fig.1).

Ist der Einsatz der Betriebsbremse 14 im Falle eines Fehlers im Triebstrang, bei Schnell- bzw. Not-Stopp der Anlage oder aufgrund einer starken Windböe erforderlich, so wird dies vorzugsweise von der zentralen Anlagensteuerung 23 an das Regelgerät 20 der Betriebsbremse 14 gemeldet. Alternativ kann eine solche Meldung aber auch direkt von einer separaten Erfassungseinheit gesandt werden (sinngemäß zum Überwachungsgerät 21 oder damit vergleichbar).

Das Betriebs-Bremssystem wird vorzugsweise von der Steuereinheit 24 gesteuert und überwacht. Die Steuereinheit 24 und die Anlagensteuerung 23 können auch als eine Einheit ausgeführt sein. Die Steuereinheit 24 erhält von der Drehzahlüberwachung 19 vorzugsweise ein Signal für die Drehzahl ω_{act} und/oder die Winkelposition φ_{act} des Generators 8. Darüber hinaus vorzugsweise einen Spannungswert U_G des Netzes 10 und/oder des motorseitigen Umrichters 17, um im Falle eines Netzfehlers schnell reagieren zu können. Zusätzlich ist die Steuereinheit 24 vorzugsweise mit der Anlagensteuerung 23 verbunden, sofern diese nicht ohnehin als eine Einheit ausgeführt sind.

Aufgabe der Steuereinheit 24 ist beispielsweise, die für den motorseitigen Umrichter 7a, den Chopper 17, den Crowbar 18 und die Regeleinheit 20 notwendigen Sollwerte für das Drehmoment $[T_{set}, T_{CH}, T_{CB}, T_{ECB}]$ (bzw. Strom, I_d , I_q , etc.) zu berechnen und diese gegebenenfalls zu überwachen, sofern dies nicht direkt

im motorseitigen Umrichter 7a und/oder dem Chopper 17 und/oder dem Crowbar 18 und/oder der Regeleinheit 20 passiert.

Ergänzend kann die Steuereinheit 24 auch Drehzahl- und/oder Drehmoment-Sollwerte an den motorseitigen Umrichter 7a geben $[n_{\text{set}}, T_{\text{set}}]$.

Beim Start des Systems wird der Generator 8 mit dem Netz 10 synchronisiert. Dies kann vorzugsweise auf drei Arten geschehen:

In einer ersten Variante wird der Rotor 1 der Anlage auf eine Drehzahl gebracht, die in dessen Arbeitsdrehzahlbereich liegt, in weiterer Folge der Generator 8 mittels des Differenzialantriebes 6 mit dem Netz synchronisiert und abschließend der Generator 8 mit dem Netz 10 verbunden. Eine handelsübliche Synchronisationseinrichtung 28 überwacht und vergleicht dabei die Spannung bzw. Phasenlage von Generator 8 und Netz 10 und schließt einen Netzschalter 29, wenn die Synchronisationsbedingung erfüllt ist. Die Synchronisationsbedingung definiert die für eine Synchronisation max. erlaubte Abweichung von Phase bzw. Drehzahl und ist frei wählbar. Ziel ist es, einen möglichst sanften Anschluss des Generators 8 an das Netz 10 zu erreichen.

In einer zweiten Variante wird der Rotor 1 der Anlage auf eine Drehzahl gebracht, bei welcher der Generator 8 eine Drehzahl möglichst nahe seiner Synchrondrehzahl erreicht. Während dieser Phase wird der Differenzialantrieb im Wesentlichen mit konstanter Drehzahl betrieben. Anschließend wird die Drehzahl des Generators 8 mittels des Differenzialantriebes 6 feinjustiert und mit dem Netz synchronisiert. Abschließend wird der Generator 8 mit dem Netz 10 verbunden.

In einer dritten Variante wird der Differenzialantrieb 6 nicht geregelt (d.h. er steht z.B. still), da die Synchronisationsbedingung des Generators durch Verstellen der Rotorblätter erreicht wird, wie dies typischerweise auch bei Wasserkraftanlagen oder Dampfturbinen erfolgt. Vorzugsweise wird dabei der Generator 8 mit der bereits erwähnten Dämpferwicklung ausgeführt, um die Synchronisation mit dem Netz möglichst sanft zu gestalten.

Fig. 3 zeigt eine weitere Ausführungsform des erfindungsgemäßen Betriebs-Bremssystems. Der Crowbar 38 ist hier mit einem steuerbaren Gleichrichter ausgeführt - in Fig. 3 beispielhaft mit (robusten) Thyristoren. Damit entfällt der IGBT des Crowbar 18, der im Vergleich zu den Thyristoren empfindlich und teuer ist. Insbesondere wenn der Differenzialantrieb 6 als permanentmagneterregte Synchronmaschine ausgeführt ist, empfiehlt sich darüber hinaus der Einsatz von superflinken Sicherungen 27 als Sicherheitseinrichtung für den motorseitigen Umrichter 7a. Diese Sicherungen 27 können vorzugsweise direkt aus der Spannungsüberwachung des Umrichters 7a, 7b, 16 getriggert werden (symbolisch durch eine Verbindung 41 dargestellt) - auch wenn noch keine Überspannung anliegt, jedoch eine solche durch einen Drehzahlanstieg am Differenzialantrieb 6 zu erwarten ist.

Generell kann aus Redundanzgründen im motorseitigen Umrichter 7a ein wie schon zu Fig. 2 beschriebener, interner Crowbar vorgesehen werden. Damit ist der Chopper 17 als Bremseinrichtung für den Differenzialantrieb 6 grundsätzlich nicht mehr notwendig.

Der mit robusten Thyristoren ausgeführte Crowbar 38 ist auch bei Ausfall des Umrichters 7a, 7b in der Lage, die erforderliche Bremsfunktion des Differenzialantriebs 6 zu

erfüllen, bzw. kann auch der Crowbar 38 (wie auch der Crowbar 18) zur Versorgung der Betriebsbremse 14 eingesetzt werden.

Fällt ein Thyristor aus, so entsteht zwar eine asymmetrische Last, eine Bremsfunktion bleibt jedoch erhalten. Damit kann u.U. auch die Servobremse 15 eliminiert bzw. durch eine kostengünstige Feststellbremse ersetzt werden.

Erfindungsgemäß kann der Crowbar 38 anstelle von Thyristoren auch mit GTOs oder IGBTs ausgeführt werden.

Fig. 4 zeigt eine alternative Schutzeinrichtung, um den Wechselrichter vor Überspannung zu schützen. Basis dieser Einrichtung ist das Prinzip eines Störlichtbogenschutzes. Dabei wird beispielsweise mit dem Triggersignal 41 ein pyrotechnischer Antrieb 42 aktiviert, der in einem 3-phasigen Netz entsprechend viele Kupferbolzen beschleunigt. Diese Kupferbolzen durchschlagen in weiterer Folge eine Isolierschicht und erzeugen einen Kurzschluss. Mit dieser Einrichtung kann in etwa 2 Millisekunden ein 3-phasiger Kurzschluss an der Verbindungsleitung 43 zwischen motorseitigem Umrichter 7a und Differenzialantrieb 6 hergestellt werden. Dadurch wird dem Differenzialantrieb 6 die Energie entzogen und das Drehmoment bzw. der Strom fällt auf Null.

Will man in weiterer Folge ein bremsendes Drehmoment im Differenzialantrieb 6 aufrecht halten, so kann man dem Bremssystem entsprechende Widerstände 44 hinzufügen. Vorzugsweise werden diese so konfiguriert, dass das dadurch entstehende Bremsmoment so hoch ist, dass der Differenzialantrieb 6 nicht in Überdrehzahl gehen kann.

Da diese Schutzeinrichtung im Wesentlichen dazu dient, den Umrichter 7a, 7b, 16 vor Überspannung zu schützen - z.B. bei

Ausfall des Choppers 17, kann alternativ oder zusätzlich ein Triggersignal 45 aus der Spannungs-/Fehlerüberwachung des Choppers 17 und/oder ein Triggersignal 46 aus einer Spannungsüberwachung des Gleichspannungszwischenkreises 16 kommen.

Fig. 5 zeigt eine Lösung zur Realisierung der variablen Drehzahl mittels einer sogenannten doppeltgespeisten Drehstrommaschine („DDM“) am Beispiel einer Windkraftanlage. Der Rotor 1 ist, wie schon zu Fig. 1 beschrieben, ein sogenannter Dreiblattrotor mit vorzugsweise individuell verstellbaren Rotorblättern.

In weiterer Folge treibt der Rotor 1 ein in den meisten Fällen mehrstufiges Hauptgetriebe 30 an. Der schnelllaufende Ausgang des Hauptgetriebes 30 ist in den meisten Fällen mittels einer Kupplung 31 mit der DDM, die einen Generator 32 und einen Schleifring 34 aufweist, verbunden. Aus Sicherheitsgründen gibt es ergänzend bzw. alternativ zur Rotorblattverstellung eine Notbremse 33, die in den meisten Fällen zwischen dem Hauptgetriebe 30 und dem Generator 32 angeordnet ist, und welche auch nur als Festhaltebremse (z.B. für Wartungsarbeiten) ausgeführt sein kann. Die Notbremse 33 ist in den meisten Fällen eine kraftschlüssige Vorrichtung, z.B. eine Scheibenbremse, kann aber auch als formschlüssige Vorrichtung, z.B. als Rotor-Arretierung, ausgeführt sein. Darüber hinaus kann die Notbremse 33 auch zwischen dem Rotor 1 und dem Hauptgetriebe 30 oder vor oder hinter dem Generator 32 positioniert sein. Eine Betriebsbremse 36 in Form einer Wirbelstrombremse ist beispielsweise mit dem Generator 32 verbunden.

Der Generator 32 ist rotorseitig über den Schleifring 34 mit einem Wechselstrom-Umrichter 35 (bestehend aus generatorseitigem Umrichter 35a und netzseitigem Umrichter

35b) und in den meisten Fällen in weiterer Folge über einen Transformator 5 an ein Mittelspannungs-Netz 10 angeschlossen.

Der Wechselstrom-Umrichter 35 hat die Funktion, die Spannung und die Frequenz im Rotor des Generators 32 so zu regeln, dass die DDM drehzahlvariabel am Netz 10 betrieben werden kann.

Statorseitig ist der Generator 32 über den Transformator 5 an das Netz 10 angeschlossen. Wenn beim Generator 32 eine Mittelspannungs-Statorwicklung eingesetzt wird, kann dieser vorzugsweise direkt an ein Mittelspannungs-Netz 10 angeschlossen werden.

Im Fall einer DDM kommt keine Differenzialstufe 3 (wie z.B. in Fig. 1 bis 3) zum Einsatz, da die variable Drehzahl des Rotors 1 durch eine frequenz- und spannungsvariable Erregung des Rotors der DDM realisiert wird. Allerdings gibt es bei DDM als Antrieb einer Arbeitsmaschine bzw. als Generator einer Energiegewinnungsanlage dasselbe Problem wie bei Differenzialsystemen, dass der Stator des Generators z.B. bei Netzfehlern keine Leistung bzw. nur mehr einen Teil der vom Rotor 1 produzierten Leistung ans Netz abgeben kann. Aus diesem Grund werden DDM von der Erfindung ebenfalls umfasst.

Die Leistungsaufnahme des Rotors des Generators 32 ist im Wesentlichen proportional dem Produkt aus der prozentuellen Abweichung der Drehzahl des Rotors 1 von dessen Grunddrehzahl und der Leistung des Rotors 1 - analog zum Differenzialantrieb 6. Die Grunddrehzahl ist dabei jene Drehzahl des Rotors 1, bei welcher der Wechselstrom-Umrichter 35 den Rotor des Generators 32 (via Schleifring 34) mit Gleichstrom „versorgt“.

Dementsprechend erfordert auch hier ein großer Drehzahlbereich für den Rotor 1 grundsätzlich eine entsprechend große Dimensionierung des Wechselstrom-Umrichters 35. Analog zum Differenzialsystem gemäß Fig. 1 bis 3 wird der Rotor des

Generators 32 bei einer Drehzahl des Rotors 1 unterhalb der Grunddrehzahl motorisch bzw. oberhalb der Grunddrehzahl generatorisch betrieben.

Prinzipiell ist der Wechselstrom-Umrichter 35 ähnlich aufgebaut wie der Wechselstrom-Umrichter 7. D.h. auch dieser ist analog zu der Ausführung in Fig. 2 und 3 mit Chopper 39 und Crowbar 37 (beide in Fig. 5 schematisch dargestellt) ausrüstbar, welche darüber hinaus als Notstromversorgung für die Betriebsbremse 36 dienen können.

Bezüglich Ansteuerung, Regelung, etc. gilt für die Betriebsbremse 36 grundsätzlich Gleiches wie für die Betriebsbremse 14. Vorzugsweise wird man die Betriebsbremse 36 während eines Netzfehlers so steuern, dass man eine möglichst geringe Belastung der Anlage bzw. des Triebstranges erreicht. Eine mit dem Frequenzumrichter 35 verbundene Regelungseinrichtung gewährleistet, dass, sobald das Netz wieder stabil ist, das Drehfeld des Stators des Generators 32 phasengleich zum Netz 10 ist. D.h. die Drehzahl des Generators 32 muss im Gegensatz zum Differenzialsystem nicht im Wesentlichen konstant gehalten werden, da eine geforderte Phasensynchronität zwischen einem Stator des Generators 32 und dem Netz 10 mittels entsprechender Frequenzregelung des generatorseitigen Umrichters 35a erfolgen kann.

Patentansprüche:

1. Verfahren zum Regeln des Betriebes eines Triebstranges einer Anlage, insbesondere einer Energiegewinnungsanlage, mit einem Rotor (1), mit einer mit einem Netz (10) verbundenen elektrischen Maschine (8, 32), und mit einer auf den Triebstrang zwischen Rotor (1) und elektrischer Maschine (8, 32) wirkenden elektromagnetischen Bremse als Betriebsbremse (14, 36), dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsbremse (14, 36) während wenigstens eines Zeitabschnittes des Bremsvorganges, insbesondere am Beginn des Bremsvorganges, mit einer Erregerspannung beaufschlagt wird, die größer als die für das Nennbremsmoment der Betriebsbremse (14, 36) erforderliche Erregerspannung ist.
2. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsbremse (14, 36) bei einer Störung, insbesondere im Fall eines Netzfehlers, einer Notabschaltung oder bei einem spontanen Anstieg des Drehmomentes im Triebstrang, wie z.B. bei starken Windböen, mit der Erregerspannung beaufschlagt wird, die größer als die für das Nennbremsmoment der Betriebsbremse (14, 36) erforderliche Erregerspannung ist.
3. Verfahren nach Anspruch 1 oder 2, dadurch gekennzeichnet, dass die Erregerspannung um mehr als 50%, bevorzugt 100% und besonders bevorzugt 150% über der für das Nennbremsmoment der Betriebsbremse (14, 36) erforderlichen Erregerspannung liegt.
4. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 3, dadurch gekennzeichnet, dass die Verstellung der Rotorblätter durch die Betriebsbremse (14, 36) gedämpft wird.
5. Verfahren nach einem der Ansprüche 2 bis 4, dadurch gekennzeichnet, dass eine Überwachungs-Einrichtung (21, 7a,

- 7b, 16, 17, 18, 38) eine Störung erkennt und die Betriebsbremse (14, 36) bzw. ein Regelgerät (20) der Betriebsbremse (14, 36) direkt ansteuert.
6. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 5, bei dem im Triebstrang ein Differenzialgetriebe (3) mit drei An- bzw. Abtrieben angeordnet ist, wovon ein erster Antrieb mit der Antriebswelle, ein Abtrieb mit der elektrischen Maschine (8, 32) und ein zweiter Antrieb mit einem Differenzialantrieb (6) verbunden ist, dadurch gekennzeichnet, dass der Differenzialantrieb (6), während die Betriebsbremse (14) in Betrieb ist und gleichzeitig der Differenzialantrieb (6) nicht ausreichend vom Netz (10) versorgt wird, ausschließlich elektrisch gebremst oder lastfrei oder mit Energie aus den Zwischenkreiskondensatoren (40) eines Wechselstrom-Umrichters (7) des Differenzialantriebs (6) betrieben wird.
 7. Verfahren nach einem Anspruch 6, dadurch gekennzeichnet, dass die Drehzahl des Differenzialantriebs (6) bei einer Störung einen Bereich mit einer kleinen Drehzahl, vorzugsweise zumindest $\pm 3\%$, insbesondere $\pm 7\%$, bevorzugt $\pm 10\%$ und besonders bevorzugt $\pm 15\%$ der Nenndrehzahl, möglichst schnell und/oder mit möglichst geringer Last, vorzugsweise ohne wesentliche elektrische Antriebsleistung des Differenzialantriebes (6), durchfährt.
 8. Verfahren nach Anspruch 7, dadurch gekennzeichnet, dass der Differenzialantrieb (6) den Bereich mit kleiner Drehzahl ausgehend von einer motorischen Drehrichtung in eine generatorischen Drehrichtung durchfährt.
 9. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 5, bei dem die elektrische Maschine (32) eine doppelt gespeiste Drehstrommaschine ist, dadurch gekennzeichnet, dass,

während die Betriebsbremse (36) in Betrieb ist, der Rotor der elektrischen Maschine (32) ausschließlich im Wesentlichen lastfrei oder mit Energie aus den Zwischenkreiskondensatoren (40) motorisch betrieben wird.

10. Triebstrang, insbesondere einer Energiegewinnungsanlage, mit einem Rotor (1), mit einer mit einem Netz (10) verbundenen elektrischen Maschine (8, 32) und mit einer auf den Triebstrang zwischen Rotor (1) und elektrischer Maschine (8, 32) wirkenden elektromagnetischen Bremse als Betriebsbremse (14, 36), dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsbremse (14, 36) für eine Erregerspannung ausgelegt ist, die größer als die für das Nennbremsmoment der Betriebsbremse (14, 36) erforderliche Erregerspannung ist.
11. Triebstrang nach Anspruch 10, dadurch gekennzeichnet, dass die Betriebsbremse (14, 36) mit einem Regelgerät (20) verbunden ist, das für eine Erregerspannung ausgelegt ist, die größer als die für das Nennbremsmoment der Betriebsbremse (14, 36) erforderliche Erregerspannung ist.
12. Triebstrang nach Anspruch 11, dadurch gekennzeichnet, dass das Regelgerät (20) mit einer Überwachungs-Einrichtung (21, 7, 16, 17, 18, 38) verbunden ist, das eine Störung erkennt.
13. Triebstrang nach einem der Ansprüche 10 bis 12, dadurch gekennzeichnet, dass ein Chopper (17) oder ein Crowbar (18, 38) die Versorgungsspannung für die Betriebsbremse (14) regelt.
14. Triebstrang nach einem der Ansprüche 10 bis 13, gekennzeichnet durch Sicherungen (27), welche eine elektrische Verbindungsleitung zwischen dem Differenzialantrieb (6) und Wechselstrom-Umrichter (7) trennen, und die mittels eines Triggersignals (41)

ausgelöst werden.

15. Triebstrang nach einem der Ansprüche 10 bis 14, dadurch gekennzeichnet, dass die elektrische Maschine (32) eine doppelt gespeiste Drehstrommaschine ist.
16. Triebstrang nach Anspruch 15, dadurch gekennzeichnet, dass der generatorseitige Umrichter (35a) die Spannung und die Frequenz des Stators des Generators (32) im Wesentlichen netzsynchron regelt.
17. Triebstrang nach einem der Ansprüche 10 bis 14, gekennzeichnet durch ein Differenzialgetriebe (3) mit drei An- bzw. Abtrieben, wovon ein erster Antrieb mit der Antriebswelle, ein Abtrieb mit der elektrischen Maschine (8) und ein zweiter Antrieb mit einem Differenzialantrieb (6) verbunden ist, der über einen Wechselstrom-Umrichter (7) mit einem Gleichspannungszwischenkreis (16) mit dem Netz (10) verbunden ist.
18. Triebstrang nach Anspruch 17, gekennzeichnet durch eine Schutzeinrichtung (42), welche eine elektrische Verbindungsleitung (43) zwischen dem Differenzialantrieb (6) und dem Wechselstrom-Umrichter (7) kurzschließt, und die mittels eines Triggersignals (41, 45, 46) aus einer Spannungs- bzw. Fehlerüberwachung, insbesondere des Choppers (17) und/oder des Crowbar (18, 28) und/oder des Gleichspannungszwischenkreises (16), ausgelöst wird.
19. Triebstrang nach Anspruch 18, dadurch gekennzeichnet, dass die Phasen der Verbindungsleitung (43) mittels Widerständen (44) kurzschließbar sind.
20. Energiegewinnungsanlage, Antrieb einer industriellen Maschine, Pumpe oder dergleichen, dadurch gekennzeichnet,

dass deren Triebstrang nach einem der Ansprüche 10 bis 19 ausgeführt ist.

Fig. 1

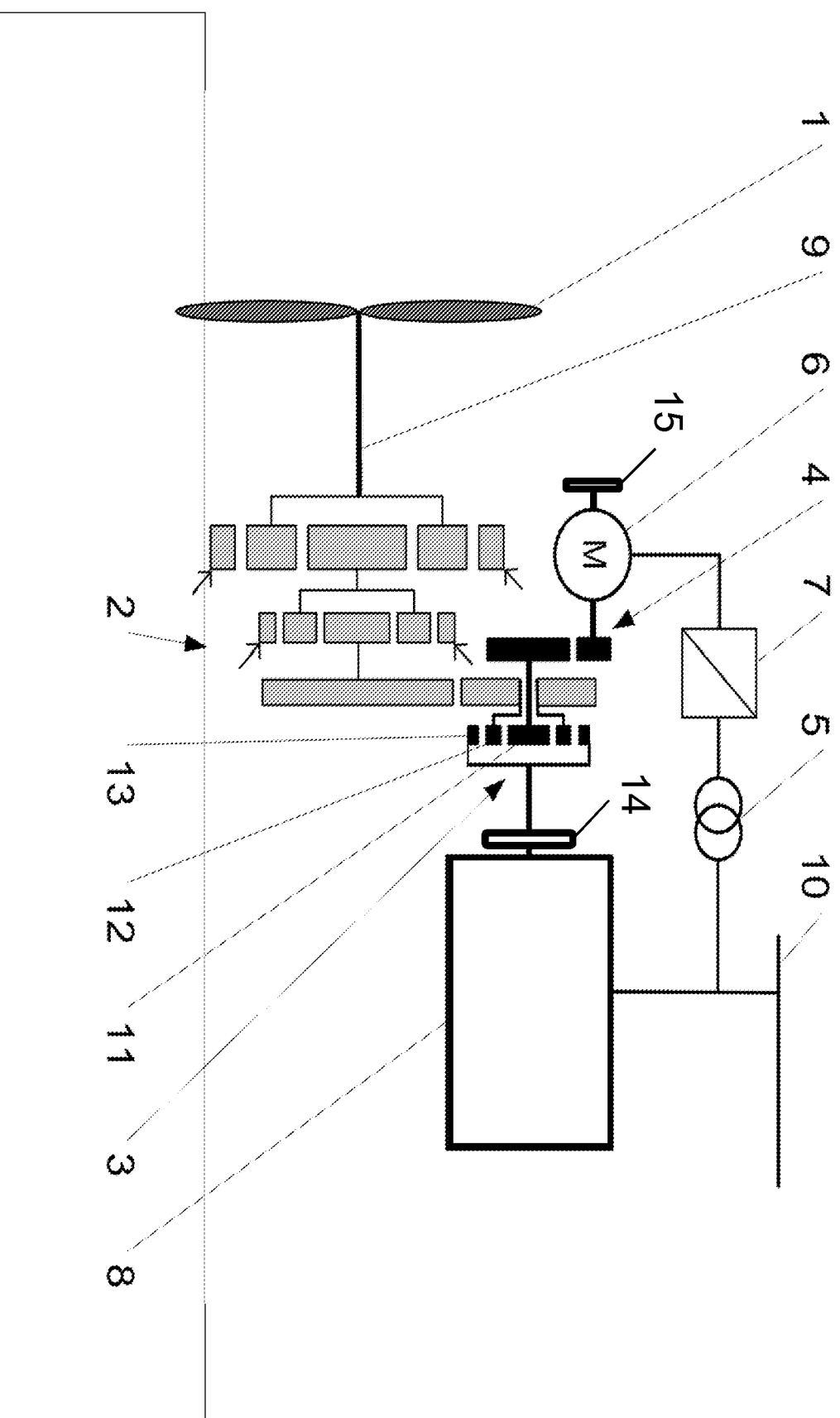
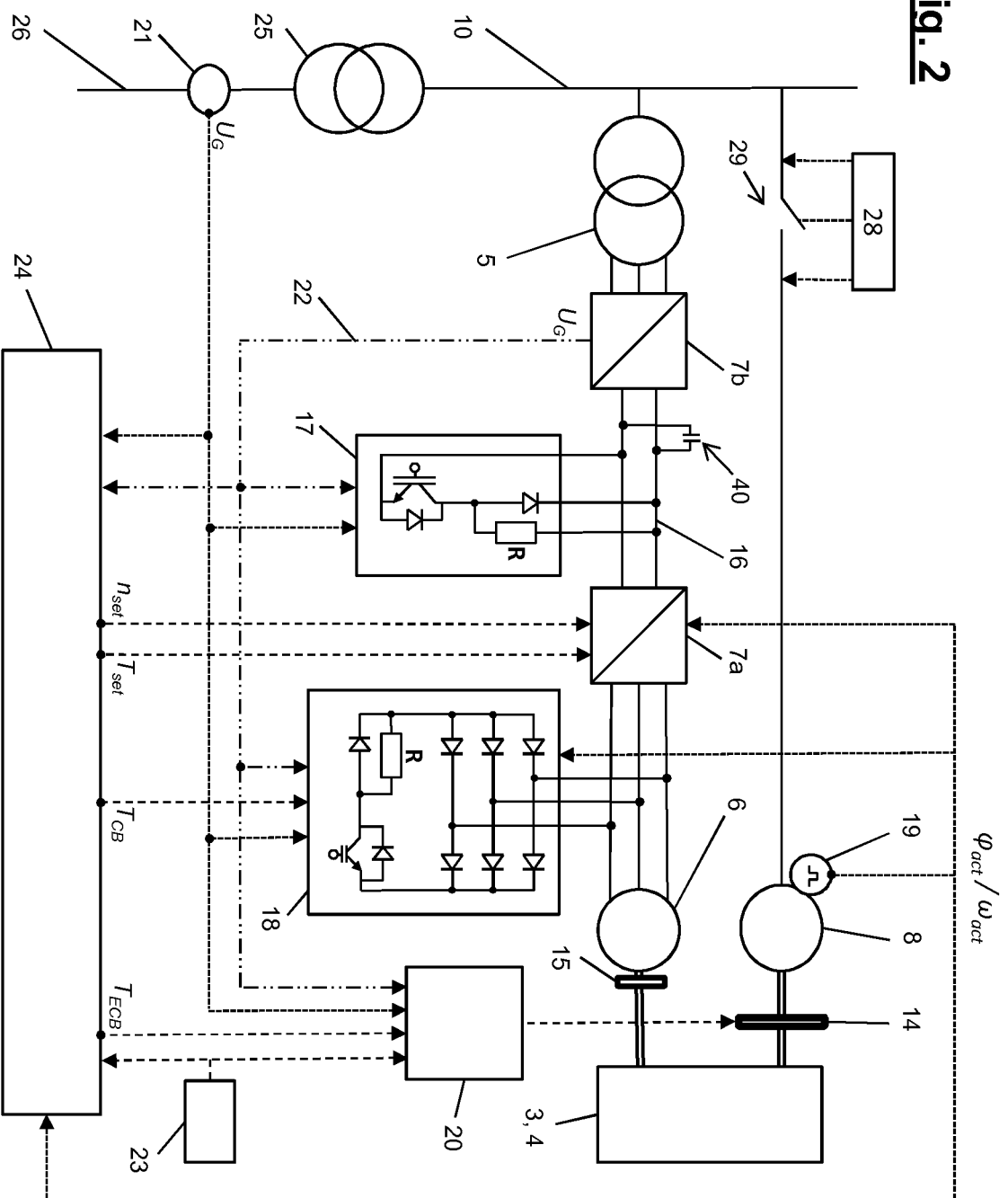


Fig. 2



3/5

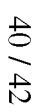


Fig. 4

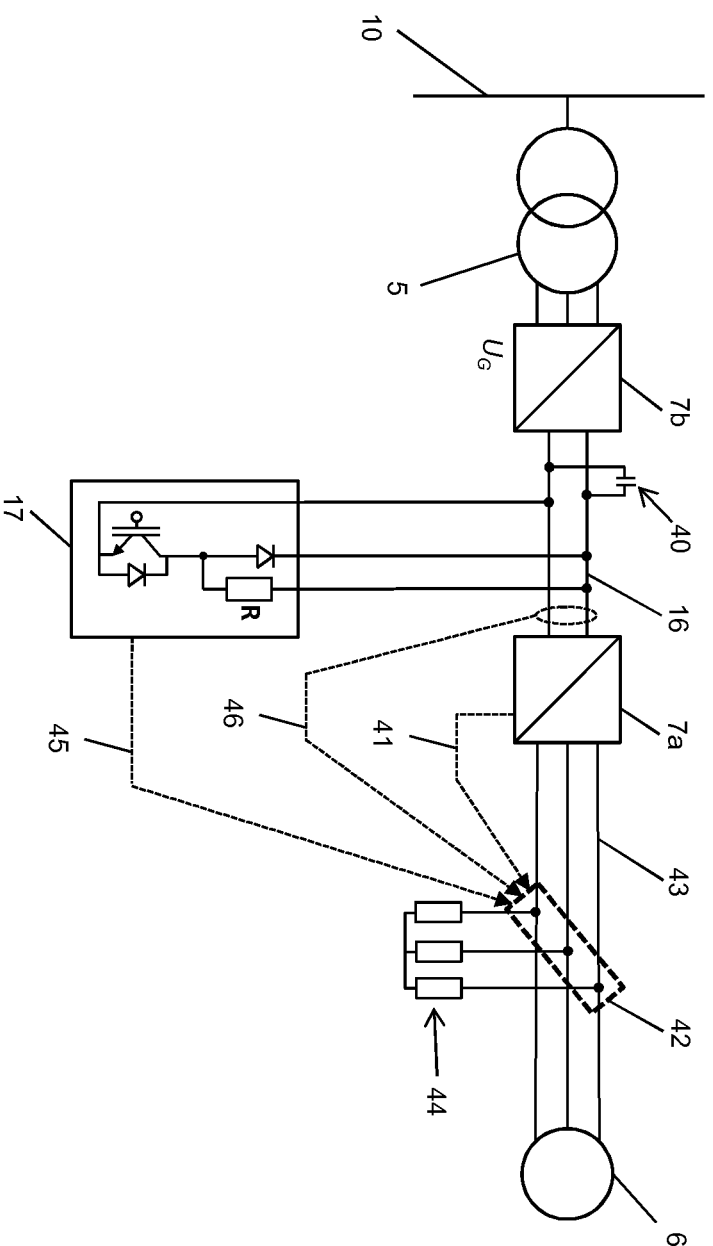


Fig. 5

