



(10) **DE 10 2008 009 585 B4** 2017.06.22

(12)

## Patentschrift

(21) Aktenzeichen: **10 2008 009 585.0**

(22) Anmeldetag: **16.02.2008**

(43) Offenlegungstag: **20.08.2009**

(45) Veröffentlichungstag

der Patenterteilung: **22.06.2017**

(51) Int Cl.: **F03D 7/02 (2006.01)**

Innerhalb von neun Monaten nach Veröffentlichung der Patenterteilung kann nach § 59 Patentgesetz gegen das Patent Einspruch erhoben werden. Der Einspruch ist schriftlich zu erklären und zu begründen. Innerhalb der Einspruchsfrist ist eine Einspruchsgebühr in Höhe von 200 Euro zu entrichten (§ 6 Patentkostengesetz in Verbindung mit der Anlage zu § 2 Abs. 1 Patentkostengesetz).

(73) Patentinhaber:

**Nordex Energy GmbH, 22419 Hamburg, DE**

(74) Vertreter:

**Hauck Patentanwaltpartnerschaft mbB, 20355  
Hamburg, DE**

(72) Erfinder:

**Schmidt, Gunnar, 27404 Elsdorf, DE**

(56) Ermittelter Stand der Technik:

**DE 199 26 553 A1**

**DE 10 2006 034106 A1**

**DE 10 2004 056 254 A1**

**Erneuerbare Energien 5/2006, Seiten 39 bis 43**

(54) Bezeichnung: **Verfahren zum Betrieb einer Windenergieanlage**

(57) Hauptanspruch: Verfahren zum Betrieb einer Windenergieanlage, mit

– einer Betriebssteuerung, die einen Sollwert für eine zu erzeugende elektrische Größe der Windenergieanlage vorgeben kann,

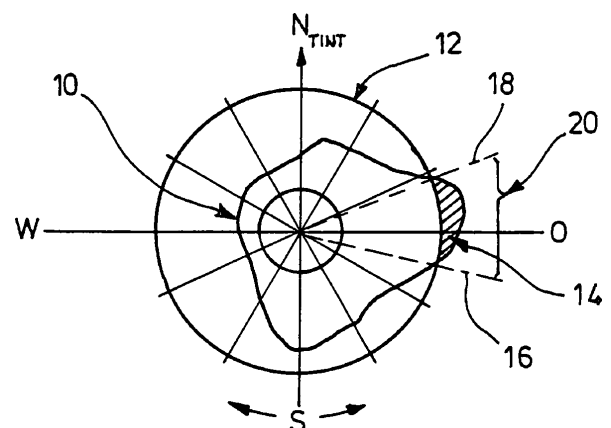
– einer Windmeßeinrichtung, die die Windrichtung und die Windgeschwindigkeit erfassen kann, und

– einer Steuerung, an der die gemessenen Werte für die Windgeschwindigkeit und die Windrichtung anliegen,

bei dem Verfahren laufen folgende Verfahrensschritte ab:

– in der Steuerung sind ein oder mehrere Sektoren von kritischen Windrichtungen vorgesehen, wobei die Steuerung aus einer von der Windrichtung abhängigen Turbulenzintensität die einen oder mehreren Sektoren von kritischen Windrichtungen der Steuerung vorgegeben sind, wobei die Turbulenzintensität einen Maximalwert für die Turbulenzintensität in dem oder den Sektoren überschreitet,

– die Steuerung generiert ein Steuersignal für die Betriebssteuerung, um den Sollwert der zu erzeugenden elektrischen Größe zu reduzieren, wenn die gemessene Windrichtung in einem Sektor der kritischen Windrichtungen liegt und eine ermittelte Kenngröße einen vorbestimmten Maximalwert für die Kenngröße überschreitet.



**Beschreibung**

**[0001]** Die vorliegende Erfindung betrifft ein Verfahren zum Betrieb einer Windenergieanlage mit einer Betriebssteuerung, die einen Sollwert für eine zu erzeugende Leistung der Windenergieanlage vorgibt.

**[0002]** Aus „Erneuerbare Energien 5/2006“, Seiten 39 bis 43 ist bekannt, daß die Turbulenzintensität vom Standort und vom Zeitpunkt der Messung abhängt. Die Turbulenzintensität ist definiert als Standardabweichung  $\sigma$  der Windgeschwindigkeit bezogen auf einen Mittelwert der Windgeschwindigkeit. Die Turbulenzintensität hängt als ein Maß für die Fluktuation in der Windgeschwindigkeit unter anderem von der Topologie der Standortumgebung ab. Je höher die Oberflächenrauigkeit in der Umgebung des Standortes ist, umso größer ist die Turbulenzintensität. Durch unterschiedliche Bodenbeschaffenheit in der Umgebung des Standorts treten größere Schwankungen in der Windgeschwindigkeit auf, die zu einer Zunahme der Standardabweichung  $\sigma$  der Windgeschwindigkeit führen. Im Ergebnis erhöht sich hierdurch die Turbulenzintensität. Es ist ferner bekannt, daß weitere Größen, wie beispielsweise Wetterbedingungen, benachbarte Windenergieanlagen und bei Off-Shore-Anlagen auch die Wellenhöhe, einen Einfluß auf die Turbulenzintensität haben.

**[0003]** Aus DE 10 2006 034 106 A1 ist ein Verfahren zum Betrieb einer Windturbine bekannt. Bei dem Verfahren werden Kennwerte für die Turbulenz über einen oder mehrere externe Sensoren aufgenommen. Bei der im Stand der Technik angesprochenen Windturbulenz handelt es sich um eine Größe, die gemäß [0039] abhängig ist von der Rotorblattstellung. In [0073] wird ein Windturbulenzsensor angesprochen, der die sich am Rotorblatt bildenden Turbulenzen mißt. Die Windturbulenz stimmt nicht mit der oben angesprochenen Turbulenzintensität überein, die vom Standort und vom Zeitpunkt der Messung abhängt.

**[0004]** Aus DE 10 2006 034 106 A1 ist ein Verfahren zum Betrieb einer Windturbine bekannt. Bei dem Verfahren werden Kennwerte für die Turbulenz über einen oder mehrere externe Sensoren aufgenommen. Bei der angesprochenen Turbulenz handelt es sich um eine Größe, die gemäß [0039] abhängig ist von der Rotorblattstellung. In [0073] wird ein Windturbulenzsensor angesprochen, der die sich am Rotorblatt bildenden Turbulenzen misst. Die Windturbulenz stimmt nicht mit der oben angesprochenen Turbulenzintensität überein, die vom Standort und vom Zeitpunkt der Messung abhängt.

**[0005]** Aus DE 199 26 553 A1 ist ein Betriebsverfahren für einen Windpark, bestehend aus mehreren Windenergieanlagen, bekannt geworden. Abhängig von der Windrichtung oder der Windstärke wird die

Drehzahl der Windenergieanlage in dem Park derart eingestellt, dass an einem vorbestimmten Immissionspunkt ein vorbestimmter Schallpegel nicht überschritten wird.

**[0006]** Aus DE 10 2004 056 254 A1 ist ein Verfahren zum Optimieren des Betriebs von Windenergieanlagen bekannt geworden. Jede Windenergieanlage wird von einer dezentralen Steuerung anhand eines Satzes von Betriebsparametern betrieben. Die Windenergieanlagen erhalten von einer zentralen Steuerung Sollgrößen für den Betrieb. Bei der Festlegung der Sollgrößen durch den Parkmaster werden externe Vorgaben berücksichtigt.

**[0007]** Der Erfindung liegt die Aufgabe zugrunde, einen Betrieb der Windenergieanlage sicherzustellen, bei dem ohne die Windenergieanlage unnötigen Belastungen auszusetzen möglichst selten eine Sollwertvorgabe reduziert wird.

**[0008]** Erfindungsgemäß wird die Aufgabe durch ein Verfahren mit den Merkmalen aus Anspruch 1 gelöst. Vorteilhafte Ausgestaltungen bilden den Gegenstand der Unteransprüche.

**[0009]** Das erfindungsgemäße Verfahren betrifft den Betrieb einer Windenergieanlage, die eine Betriebssteuerung, eine Meßeinrichtung und eine Steuerung aufweist. Die Betriebssteuerung dient allgemein für den Betrieb der Windenergieanlage und kann durch eine Sollwertvorgabe die von der Windenergieanlage erzeugte Leistung einregeln oder steuern. Die Windmeßeinrichtung erfaßt Windrichtung und Windgeschwindigkeit. Die gemessenen Werte für Windgeschwindigkeit und Windrichtung liegen an der Steuerung an. Die Turbulenzintensität ergibt sich als Quotient aus Standardabweichung der Windgeschwindigkeit dividiert durch die mittlere Windgeschwindigkeit. Die angesprochene Steuerung braucht nicht als separate Steuerung zusätzlich zu der Betriebssteuerung ausgebildet sein, sondern kann ein Bestandteil in der Betriebssteuerung sein. Bei dem erfindungsgemäßen Verfahren sind in der Steuerung ein oder mehrere Sektoren von kritischen Windrichtungen vorgesehen, in denen die ermittelte Turbulenzintensität den vorbestimmten Maximalwert für die Turbulenzintensität überschreitet. Ausgehend von dem oder den Sektoren kann ein Steuersignal für die Betriebssteuerung generiert werden, um den Sollwert der erzeugten elektrischen Größe zu reduzieren. Das Steuersignal für die Betriebssteuerung wird dann generiert, wenn die gemessene Windrichtung in einem Sektor der kritischen Windrichtung liegt und eine ermittelte Kenngröße einen vorbestimmten Maximalwert überschreitet. Bei dem erfindungsgemäßen Verfahren wird dann ein Steuersignal für einen Betrieb mit der reduzierten elektrischen Größe generiert, wenn beide Bedingungen erfüllt sind. Die eine Bedingung bezieht sich nur auf die Windrichtung und verlangt,

daß der aktuelle Wert der Windrichtung in einem Sektor der kritischen Windrichtungen liegt. Die zweite Bedingung, die ebenfalls erfüllt sein muß, betrifft eine Kenngröße, die aktuell ermittelt wird. In der zweiten Bedingung wird geprüft, ob die Kenngröße den vorbestimmten Maximalwert überschreitet. Hierbei ist die Abhängigkeit der Kenngröße von der aktuellen Windgeschwindigkeit nur eine Möglichkeit, um die Kenngröße zu bestimmen, es können auch andere charakteristische Größen der Windenergieanlage berücksichtigt werden, so beispielsweise die Aktivität eines Reglers oder eine aktuell errechnete Turbulenzintensität.

**[0010]** Das erfindungsgemäße Verfahren bietet den Vorteil, daß eine Reduzierung einer von der Windenergieanlage erzeugten elektrischen Größe stets abhängig von der Windrichtung erfolgt. Diesem Ansatz liegt die Erkenntnis zugrunde, daß aufgrund der Topologie des Standortes Schwankungen in der Windgeschwindigkeit in der einen oder anderen Windrichtung sich unterschiedlich auswirken können und daher unterschiedlich bei einer Drosselung des Betriebs zu berücksichtigen sind.

**[0011]** In dem erfindungsgemäßen Verfahren sind der oder die Sektoren von kritischen Windrichtungen der Steuerung vorgegeben. Dies kann beispielsweise erfolgen indem ein Standort für die Windenergieanlage vermessen wird und die Verteilung der Turbulenzintensität in Abhängigkeit der Windrichtung analysiert wird. Der oder die so bestimmten Sektoren von kritischen Windrichtungen können dann in einer Steuerung abgelegt werden.

**[0012]** Alternativ ist es auch möglich, daß die Steuerung aus einer Turbulenzintensität abhängig von der Windrichtung den oder die Sektoren von kritischen Windrichtungen ermittelt, in denen die festgestellte Turbulenzintensität einen Maximalwert für die Turbulenzintensität überschreitet. Das Verfahren kann fortlaufend oder in definierten Zeitabständen durchgeführt werden.

**[0013]** Bevorzugt kann die Aktivität des Pitchreglers ausgewertet werden, um die Kenngröße zu bestimmen. Auch bei dieser Ausgestaltung wird wieder der aktuelle Wert für die Regleraktivität mit einem vorgegebenen Maximalwert für die Regleraktivität verglichen. Die Regleraktivität kann hierbei die zurückgelegte Amplitudenänderung pro Zeiteinheit oder die Häufigkeit der Reglereingriffe sein.

**[0014]** In einer bevorzugten Weiterentwicklung des erfindungsgemäßen Verfahrens wertet die Steuerung als Kenngröße die Windgeschwindigkeit aus. Bei dieser Verfahrensausgestaltung wird also geprüft, ob die Windrichtung in dem Sektor der kritischen Windrichtung liegt und die Windgeschwindigkeit einen vorgegebenen Maximalwert überschreitet.

**[0015]** In einer alternativen Ausgestaltung berechnet die Steuerung als Kenngröße die Turbulenzintensität aus den gemessenen Werten für Windgeschwindigkeit und der zugehörigen Windrichtung. Bei dieser Ausgestaltung des erfindungsgemäßen Verfahrens wird für eine Windrichtung, die in einem Sektor von kritischen Windrichtungen liegt, überprüft, ob die zugehörige Turbulenzintensität einen vorgegebenen Maximalwert für die Turbulenzintensität übersteigt.

**[0016]** In der Ausgestaltung des Verfahrens, in der die Steuerung fortlaufend oder in Zeitabständen aus den gemessenen Werten für Windgeschwindigkeit und Windrichtung die Turbulenzintensität ermittelt, kann die Steuerung eine gleitende Mittelwertberechnung und/oder eine gleitende Berechnung der Standardabweichung vornehmen. Eine Reduzierung des Sollwerts für die Windenergieanlage erfolgt bei dieser Ausgestaltung des Verfahrens dann, wenn die Windrichtung in einem Sektor der kritischen Windrichtung liegt und die aktuelle Turbulenzintensität einen Maximalwert für die Turbulenzintensität überschreitet.

**[0017]** In einer bevorzugten Weiterführung des erfindungsgemäßen Verfahrens können zusätzlich weitere Bedingungen an den gedrosselten Betrieb gestellt werden. So kann vorgesehen werden, daß zusätzlich zu einem Überschreiten des Maximalwerts für die Turbulenzintensität auch der Istwert der Windgeschwindigkeit einen Maximalwert überschreitet. Ebenfalls kann vorgesehen sein, daß zusätzlich zum Überschreiten eines Maximalwerts der Turbulenzintensität eine zusätzlich ermittelte Kenngröße für die Turmkopfbewegung und/oder Turmkopfbeschleunigung einen vorbestimmten kritischen Wert überschreiten muß, damit die Anlage mit einem gedrosselten Betrieb mit einem für die elektrische Größe reduzierten Sollwert betrieben wird.

**[0018]** Bei der elektrischen Größe handelt es sich bevorzugt um die von der Windenergieanlage erzeugte Wirkleistung. Zusätzlich sind aber auch andere elektrische Größe denkbar, wobei in der Terminologie der Erfindung eine Reduzierung der elektrischen Größe zu einer Reduzierung der mechanischen Beanspruchung der Windenergieanlage führt.

**[0019]** In einer bevorzugten Weiterführung des erfindungsgemäßen Verfahrens liegt an der Steuerung ebenfalls ein aktueller Wert für einen Blatteinstellwinkel von mindestens einem Rotorblatt an. In einer bevorzugten Weiterführung des erfindungsgemäßen Verfahrens wird zur Reduzierung der elektrischen Größe ausschließlich oder zusätzlich eine Änderung des Blatteinstellwinkels herbeigeführt. Bei Änderung des Blatteinstellwinkels wird mindestens eines der Rotorblätter stärker aus dem Wind gedreht, so daß das aus dem Wind aufgenommene Drehmoment reduziert und damit auch die mechanische Belastung der Windenergieanlage reduziert wird.

[0020] Beispiele für das erfindungsgemäße Verfahren werden nachfolgend näher beschrieben.

[0021] Es zeigt:

[0022] Fig. 1 die Turbulenzintensität in einem Standort in Abhängigkeit von der Windrichtung,

[0023] Fig. 2 ein Ablaufdiagramm für einen windrichtungsabhängigen Eingriff in die Betriebssteuerung der Windenergieanlage,

[0024] Fig. 3 ein Flußdiagramm für eine kontinuierliche Auswertung der Turbulenzintensität, und

[0025] Fig. 4 eine alternative Ausführung für eine Auswertung der Turbulenzintensität.

[0026] Fig. 1 zeigt für einen Standort der Windenergieanlage eine gemessene Turbulenzintensität als Linie **10** abhängig von der Windrichtung. In der gewählten Darstellung gibt der Abstand eines Punktes auf der Linie **10** vom Zentrum die in dieser Windrichtung vorliegende Turbulenzintensität an. In Fig. 1 ist ebenfalls ein Kreis **12** eingezeichnet, der eine maximale Turbulenzintensität vorgibt. Die maximale Turbulenzintensität ist unabhängig von der Windrichtung und führt damit zu einem Kreis, so daß in jeder Richtung der gleiche Abstand vom Zentrum der Darstellung vorliegt. In einem Gebiet **14**, das schraffiert dargestellt ist, ist die an dem Ort vorliegende Turbulenzintensität **10** größer als der Maximalwert **12** der Turbulenzintensität. Die Schnittpunkte der Turbulenzintensität **10** mit dem Maximalwert für die Turbulenzintensität definieren zwei Windrichtungen **16**, **18**, die einen Sektor **20** von kritischen Windrichtungen begrenzen. Grob betrachtet liegt der Sektor der kritischen Windrichtung in östlicher Richtung. Dies bedeutet, daß es bei östlicher Windrichtung größere Schwankungen in der Windgeschwindigkeit gibt, als bei Wind aus den übrigen Richtungen.

[0027] Fig. 2 beschreibt an einem Blockdiagramm den Ablauf des erfindungsgemäßen Verfahrens. In einem Schritt **22** werden der Istwert der Windrichtung  $W_{DIR}$  und der Windgeschwindigkeit  $v$  gemessen. Für die gemessene Windrichtung wird in Schritt **24** überprüft, ob sie innerhalb des Sektors **20** liegt. Hierzu wird in Schritt **24** überprüft, ob die gemessene Windrichtung  $W_{DIR}$  in den kritischen Windrichtungen  $\{W_{KRIT}\}$  enthalten ist. Entgegen dem in Fig. 1 dargestellten Beispiel können auch Standorte auftreten, bei denen die kritischen Windrichtungen nicht nur in einem zusammenhängenden Sektor **20** liegen, sondern bei denen mehrere unterschiedlich große Sektoren von kritischen Windrichtungen vorliegen. Bei dem in Fig. 2 dargestellten Verfahren wird, falls die Windrichtung einer kritischen Windrichtung entspricht, in Schritt **26** überprüft, ob der Istwert der Windgeschwindigkeit  $v$  größer als ein vorbestimmter

kritischer Wert für die Windgeschwindigkeit ist. In diesem Fall wird in einem nachfolgenden Schritt **28** die Sollwertvorgabe für die Leistung reduziert.

[0028] Der Ablauf in Fig. 2 macht deutlich, daß beim Überschreiten einer kritischen Windgeschwindigkeit eine Leistungsreduzierung genau dann vorgenommen wird, wenn der Wind aus einer kritischen Windrichtung kommt. Andersherum ausgedrückt bedeutet dies, daß auch beim Überschreiten der kritischen Windgeschwindigkeit keine Leistungsreduzierung vorgenommen wird, wenn die Windrichtung nicht aus einer kritischen Windrichtung stammt. Die Betrachtung der kritischen Windgeschwindigkeit im Rahmen der Turbulenzintensität darf nicht verwechselt werden mit der kritischen Windgeschwindigkeit, die unabhängig von der Windrichtung ein Herunterfahren der Windenergieanlage auslöst.

[0029] Fig. 3 zeigt eine alternative Ausgestaltung des erfindungsgemäßen Verfahrens, bei der in Schritt **30** erneut die Windrichtung  $W_{DIR}$  und die Windgeschwindigkeit  $v$  bestimmt werden. In einem nachfolgenden Schritt **32** wird die Turbulenzintensität  $T_{INT}$  abhängig von der Windrichtung  $T_{INT}(W_{DIR})$  berechnet. Wie bereits erwähnt, ergibt sich die Turbulenzintensität als Quotient aus der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit und der mittleren Windgeschwindigkeit. In dem dargestellten Rechenschritt **32** wird auch die mittlere Windgeschwindigkeit abhängig von der Windrichtung berücksichtigt. Alternativ ist es auch möglich, eine mittlere Windgeschwindigkeit zu berechnen, bei der nicht nur die in der Vergangenheit aufgetretenen Windgeschwindigkeiten gemittelt werden, sondern ebenfalls über die in der Vergangenheit erfaßten Windrichtungen gemittelt wird. Bei dieser Mittelung ist die Turbulenzintensität dann nur aufgrund der Richtungsabhängigkeit der Standardabweichung von der Windrichtung abhängig.

[0030] In einem nachfolgenden Schritt **34** wird erneut überprüft, ob die aktuelle Windrichtung  $W_{DIR}$  in der Menge der kritischen Windrichtungen enthalten ist.

[0031] Liegt mit der aktuellen Windrichtung eine kritische Windrichtung vor, so werden anschließend in Schritt **36** zwei Bedingungen geprüft. Die erste Bedingung überprüft, ob die für die Windrichtung ermittelte Turbulenzintensität größer ist als eine kritische Turbulenzintensität. Zwar wurde im Prinzip bei der Feststellung, daß die Windrichtung einer kritischen Windrichtung entspricht, bereits überprüft, daß die zugehörige Turbulenzintensität größer als die kritische Turbulenzintensität ist. Jedoch hängt die auftretende Turbulenzintensität nicht nur von der Topologie des Standorts ab, sondern auch von Wetterbedingungen und anderen Umwelteinflüssen. Bei Off-Shore-Anlagen hat beispielsweise auch die Wellenhöhe einen Einfluß auf die Turbulenzintensität. Mit der ersten

Bedingung in der Anfrage **36** wird also erneut überprüft, ob die aktuell berechnete Turbulenzintensität immer noch kritisch ist. Im Prinzip wird hier also noch einmal überprüft, ob die Windrichtung immer noch in einem kritischen Sektor liegt.

**[0032]** Als zweite Bedingung wird überprüft, ob die Windgeschwindigkeit größer als eine kritische Windgeschwindigkeit ist. Sind beide Bedingungen der Anfrage **36** erfüllt, so wird in Schritt **38** eine Reduzierung des Sollwerts ausgelöst.

**[0033]** Fig. 4 zeigt eine weitere alternative Ausgestaltung der Erfindung, bei der in Schritt **40** Windgeschwindigkeit und Windrichtung erfaßt werden. In Schritt **42** erfolgt erneut eine Berechnung der Turbulenzintensität abhängig von der Windrichtung. In Schritt **44** wird eine Kenngröße  $A_{\text{GONDEL}}$  für die Belastung der Windenergieanlage ermittelt. Bei der Kenngröße  $A_{\text{GONDEL}}$  kann es sich beispielsweise um Kenngrößen einer Bewegung der Gondel und/oder einer Bewegung des Turms der Windenergieanlage handeln.

**[0034]** In Schritt **46** wird erneut überprüft, ob die aktuelle Windrichtung zu den kritischen Windrichtungen gehört. In Verfahrensschritt **48** wird anschließend überprüft, ob der aktuell ermittelte Wert für die Turbulenzintensität größer ist als ein kritischer Wert für die Turbulenzintensität. Zusätzlich wird geprüft, ob auch der aktuelle Wert der Kenngröße  $A_{\text{GONDEL}}$  größer als ein vorbestimmter Maximalwert  $A_{\text{KRIT}}$  ist. In diesem Fall, wenn beide Bedingungen erfüllt sind, wird in Verfahrensschritt **50** eine Sollwertabsenkung ausgelöst.

**[0035]** Die vorstehenden Verfahren wurden beispielhaft für die Situation erläutert, in der der Sektor der kritischen Windrichtungen einmal anhand einer aufgezeichneten Turbulenzintensität für den Standort ermittelt wurde. Bei dem erfindungsgemäßen Verfahren ist es auch möglich, aufgrund der berechneten Turbulenzintensität in den Verfahrensschritten **32** und **42** fortlaufend die Sektorengrenzen anzupassen und so dynamisch auch die kritischen Windrichtungen zu verändern. Ebenfalls ist es möglich, durch einen kompletten Meßvorgang in regelmäßigen Abständen die Turbulenzintensität abhängig von der Windrichtung für einen Standort neu zu bestimmen.

### Patentansprüche

1. Verfahren zum Betrieb einer Windenergieanlage, mit  
 – einer Betriebssteuerung, die einen Sollwert für eine zu erzeugende elektrische Größe der Windenergieanlage vorgeben kann,  
 – einer Windmeßeinrichtung, die die Windrichtung und die Windgeschwindigkeit erfassen kann, und

– einer Steuerung, an der die gemessenen Werte für die Windgeschwindigkeit und die Windrichtung anliegen,  
 bei dem Verfahren laufen folgende Verfahrensschritte ab:

– in der Steuerung sind ein oder mehrere Sektoren von kritischen Windrichtungen vorgesehen, wobei die Steuerung aus einer von der Windrichtung abhängigen Turbulenzintensität die einen oder mehreren Sektoren von kritischen Windrichtungen ermittelt oder der oder die Sektoren von kritischen Windrichtungen der Steuerung vorgegeben sind, wobei die Turbulenzintensität einen Maximalwert für die Turbulenzintensität in dem oder den Sektoren überschreitet,

– die Steuerung generiert ein Steuersignal für die Betriebssteuerung, um den Sollwert der zu erzeugenden elektrischen Größe zu reduzieren, wenn die gemessene Windrichtung in einem Sektor der kritischen Windrichtungen liegt und eine ermittelte Kenngröße einen vorbestimmten Maximalwert für die Kenngröße überschreitet.

2. Verfahren nach Anspruch 1, **dadurch gekennzeichnet**, daß die Kenngröße abhängig von der gemessenen Windgeschwindigkeit und/oder von einer Regleraktivität ermittelt wird.

3. Verfahren nach Anspruch 2, **dadurch gekennzeichnet**, daß zur Bestimmung der Kenngröße die Regleraktivität des Pitchreglers ermittelt wird.

4. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 3, **dadurch gekennzeichnet**, daß die Steuerung als Kenngröße die Windgeschwindigkeit auswertet.

5. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 4, **dadurch gekennzeichnet**, daß die Steuerung als Kenngröße die Turbulenzintensität aus den gemessenen Werten der Windgeschwindigkeit und den zugehörigen Windrichtungen berechnet.

6. Verfahren nach Anspruch 5, **dadurch gekennzeichnet**, daß die Steuerung fortlaufend aus den gemessenen Werten für die Windgeschwindigkeit und die Windrichtung die Turbulenzintensität berechnet.

7. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 6, **dadurch gekennzeichnet**, daß die Steuerung bei Überschreiten des Maximalwerts für die Turbulenzintensität das Steuersignal für die Betriebssteuerung nur dann generiert, wenn zusätzlich der Istwert der Windgeschwindigkeit einen Maximalwert überschreitet.

8. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 7, **dadurch gekennzeichnet**, daß die Steuerung bei Überschreiten des Maximalwerts für die Turbulenzintensität das Steuersignal für die Betriebssteuerung nur dann generiert, wenn zusätzlich eine Kenngröße

ße für die Turmkopfbewegung und/oder -beschleunigung einen vorbestimmten kritischen Wert überschreitet.

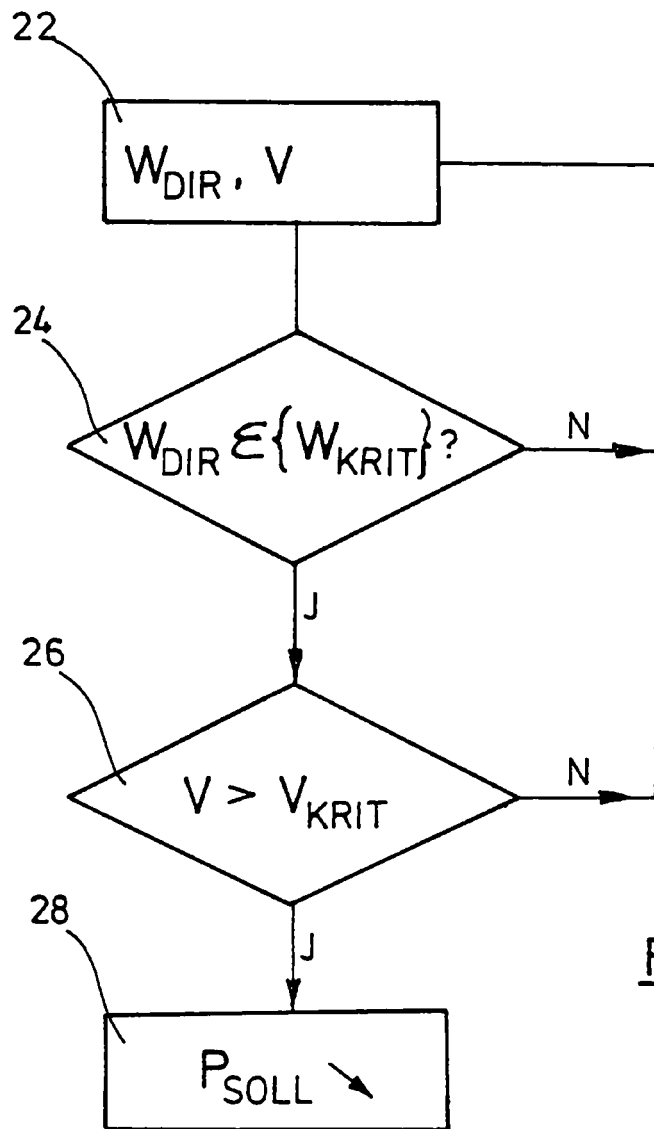
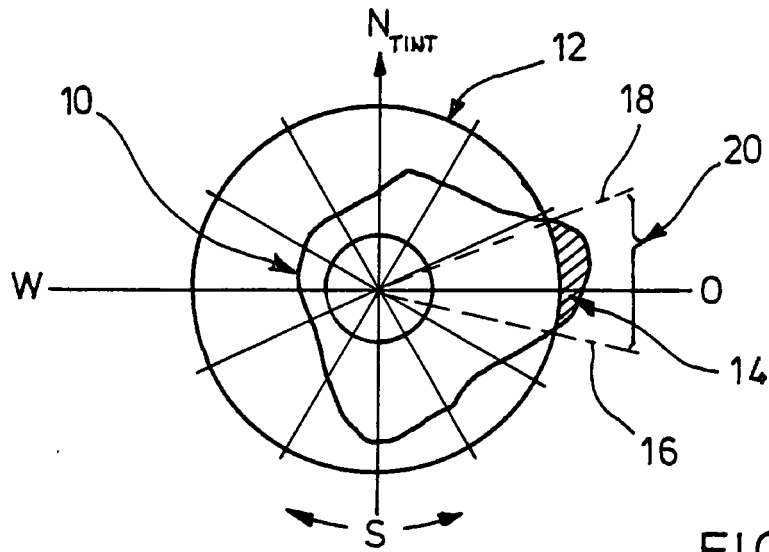
9. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 8, **dadurch gekennzeichnet**, daß als elektrische Größe die Wirkleistung vorgesehen ist.

10. Verfahren nach einem der vorangehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet**, daß an der Steuerung ein aktueller Wert für den Blatteinstellwinkel anliegt.

11. Verfahren nach Anspruch 10, **dadurch gekennzeichnet**, daß die Reduzierung der elektrischen Größe ausschließlich oder zusätzlich durch eine Änderung des Blatteinstellwinkels von mindestens einem Rotorblatt erfolgt.

Es folgen 3 Seiten Zeichnungen

Anhängende Zeichnungen



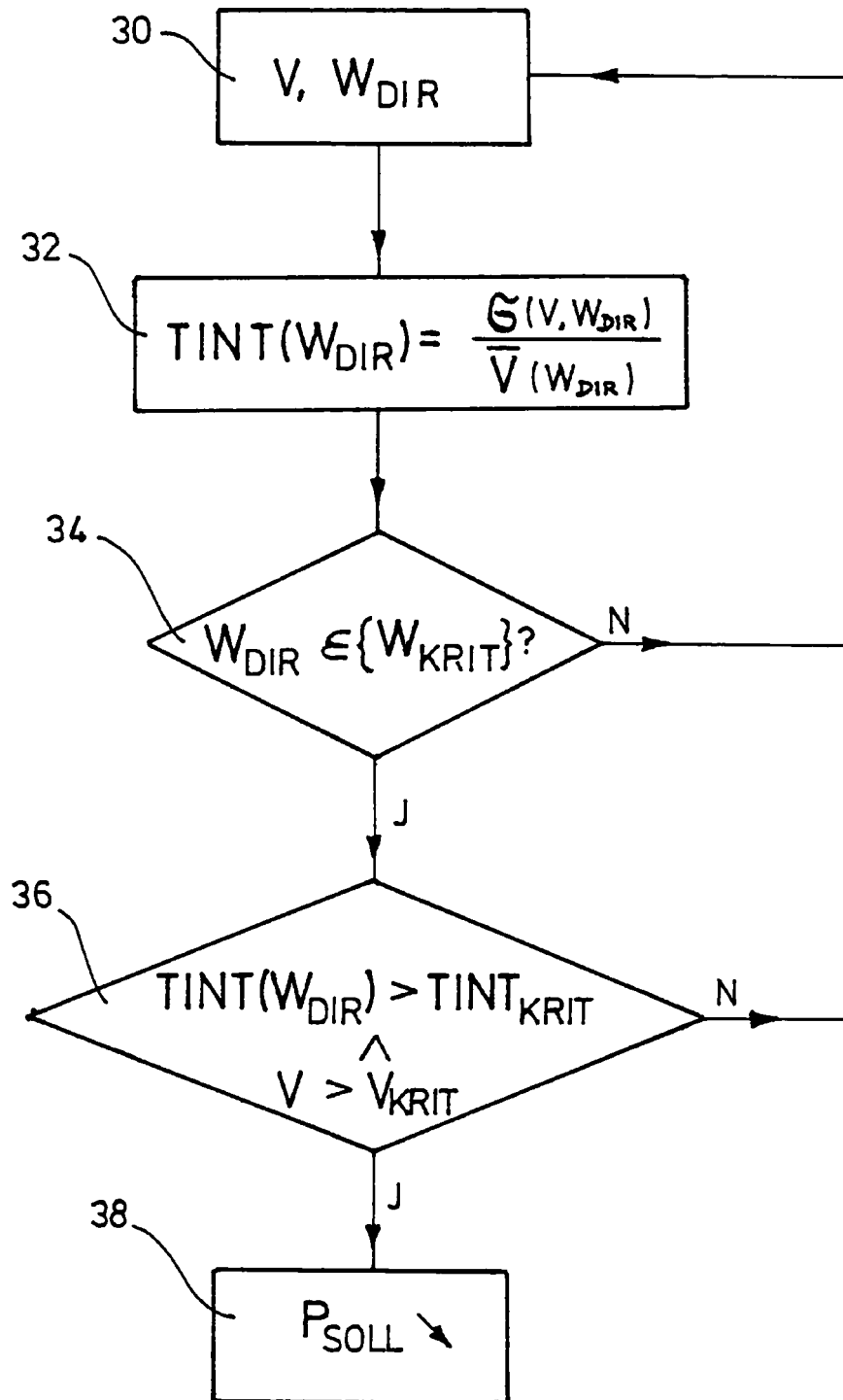


FIG. 3



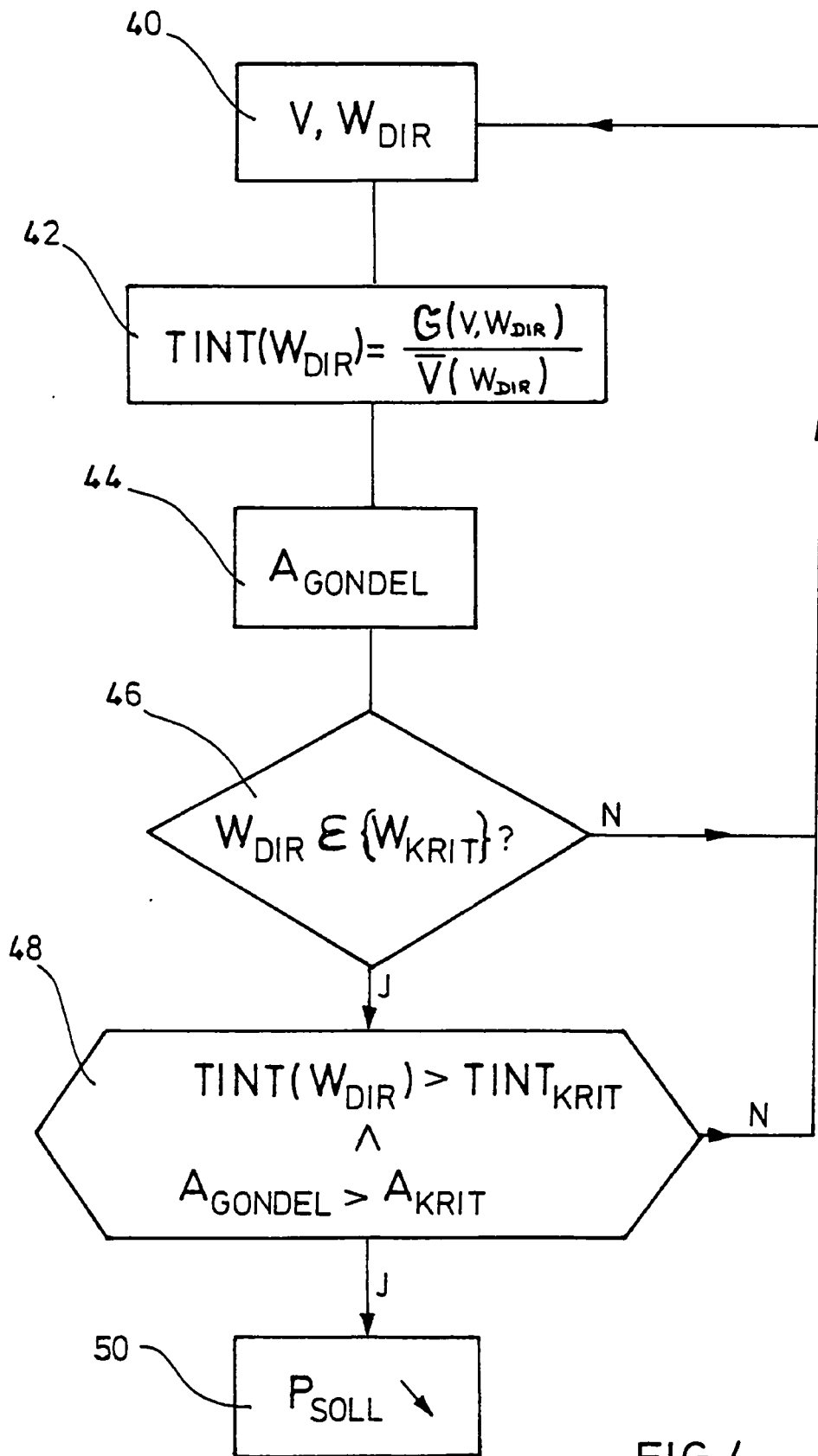


FIG. 4