

(12) NACH DEM VERTRAG ÜBER DIE INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT AUF DEM GEBIET DES PATENTWESENS (PCT) VERÖFFENTLICHTE INTERNATIONALE ANMELDUNG

(19) Weltorganisation für geistiges Eigentum  
Internationales Büro

(43) Internationales Veröffentlichungsdatum  
17. Januar 2019 (17.01.2019)



(10) Internationale Veröffentlichungsnummer  
**WO 2019/012132 A1**

- (51) Internationale Patentklassifikation: *F03D 1/06* (2006.01) *F03D 17/00* (2016.01)
- (21) Internationales Aktenzeichen: PCT/EP2018/069143
- (22) Internationales Anmeldedatum: 13. Juli 2018 (13.07.2018)
- (25) Einreichungssprache: Deutsch
- (26) Veröffentlichungssprache: Deutsch
- (30) Angaben zur Priorität: 10 2017 115 926.6  
14. Juli 2017 (14.07.2017) DE
- (71) Anmelder: FOS4X GMBH [DE/DE]; Thalkirchner Str. 210, Geb. 6, München, 81371 (DE).
- (72) Erfinder: SCHMID, Markus; Horemansstr. 18, 80636 München (DE). SCHAUSS, Thomas; Laubaner Str. 34, 82205 Gilching (DE).
- (74) Anwalt: ZIMMERMANN & PARTNER PATENTANWÄLTE MBB; Josephspitalstr. 15, 80331 München (DE).
- (81) Bestimmungsstaaten (soweit nicht anders angegeben, für jede verfügbare nationale Schutzrechtsart): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DJ, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JO, JP, KE, KG, KH, KN, KP, KR, KW, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(54) Title: DETERMINING A BLADE BENDING MOMENT WITH TWO LOAD SENSORS PER ROTOR BLADE AND TAKING ROTOR DATA INTO CONSIDERATION

(54) Bezeichnung: BLATTBIEGEMOMENTBESTIMMUNG MIT ZWEI LASTSENSOREN PRO ROTORBLATT UND UNTER EINBEZUG VON ROTORDATEN

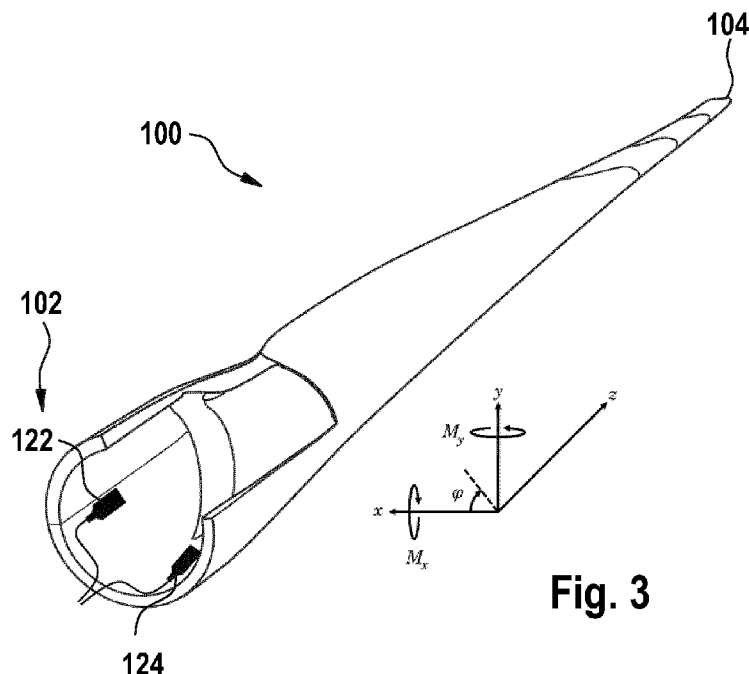


Fig. 3

(57) Abstract: The invention relates to an assembly for monitoring and/or controlling a wind turbine. The assembly includes a first strain sensor for measuring a first blade bending moment of a rotor blade of a wind turbine in a first spatial direction; a second strain sensor for measuring a second blade bending moment of a rotor blade of a wind turbine in a second spatial direction, which differs from the first spatial direction; an arrangement for determining constant components of forces and moments of the rotor blades provided in the wind turbine; and a controller for combining the first blade bending moment, the second blade bending moment and the constant components.



WO 2019/012132 A1

**(84) Bestimmungsstaaten** (soweit nicht anders angegeben, für jede verfügbare regionale Schutzrechtsart): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), eurasisches (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), europäisches (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

**Veröffentlicht:**

— mit internationalem Recherchenbericht (Artikel 21 Absatz 3)

---

**(57) Zusammenfassung:** Eine Anordnung zur Überwachung und/oder Regelung einer Windenergieanlage wird beschrieben. Die Anordnung beinhaltet einen ersten Dehnungssensor zur Messung eines ersten Blattbiegemoments eines Rotorblatts einer Windenergieanlage in einer ersten Raumrichtung; einen zweiten Dehnungssensoren zu Messung eines zweiten Blattbiegemoments eines Rotorblatts einer Windenergieanlage in einer zweiten Raumrichtung, die sich von der ersten Raumrichtung unterscheidet; eine Anordnung zur Bestimmung von Gleichanteilen von Kräften und Momenten der in der Windenergieanlage zur Verfügung gestellten Rotorblätter; und eine Steuerung zur Kombination des ersten Blattbiegemoments, des zweiten Blattbiegemoments und der Gleichanteile.

## BLATTBIEGEMOMENTBESTIMMUNG MIT ZWEI LASTSENSOREN PRO ROTORBLATT UND UNTER EINBEZUG VON ROTORDATEN

5

### TECHNISCHES GEBIET

[0001] Ausführungsformen der vorliegenden Erfindung betreffen im Allgemeinen eine Steuerung und/oder Regelung bzw. Überwachung des Betriebs von Windenergieanlagen. Insbesondere betreffen Ausführungsformen Vorrichtungen und Verfahren mit einem Dehnungs -Messsystemen unter Berücksichtigung bzw. Messung von Rotordaten.

10

### STAND DER TECHNIK

[0002] Windenergieanlagen unterliegen einer komplexen Steuerung bzw. Regelung, die zum Beispiel durch wechselnde Betriebsbedingungen notwendig sein kann. Ferner sind zur Überwachung des Zustands einer Windenergieanlage Messungen notwendig. Durch die mit dem Betrieb einer Windenergieanlage verknüpften Bedingungen, zum Beispiel Temperaturschwankungen, Witterung und Wetterverhältnisse, aber auch insbesondere stark wechselnde Windverhältnisse, sowie durch die Vielzahl von gesetzlich vorgeschriebenen Sicherheitsmaßnahmen sind die Überwachung und die für die Überwachung notwendigen Sensoren einer Vielzahl von Randbedingungen unterworfen.

15

20

[0003] Rotorblätter können mit Dehnungssensoren, Beschleunigungssensoren, oder weiterer Sensorik ausgerüstet sein, um Blattlasten, Beschleunigungen, oder weitere physikalische Messgrößen zu erfassen. Bisher werden Blattbiegemomente über Lastsensoren, die im Rotorblatt zur Verfügung gestellt sind, gemessen. Es werden typischerweise vier Dehnungssensoren in der Blattwurzel in Paaren in einer Halbbrücke miteinander verschaltet. Hierbei ist zu beachten, dass durch zusätzliche Sensoren – über zwei Sensoren hinaus – Messunsicherheiten minimiert werden sollen. Hierfür wird das System mit mehr

25

als zwei Lastsensoren überbestimmt. Zum Beispiel beschreibt US 2009/0246019 ein Messsystem bestehend aus vier Dehnungssensoren in der Blattwurzel zur Eiserkennung. Grundlage für die Messung der Rotorblattbiegemomente in Windenergieanlagen ist die Norm IEC61400-13. Hierin ist beschrieben, wie über die direkte Messung durch Dehnungssensoren in der Blattwurzel und einer entsprechenden Kalibrierung auf die indirekte Messgröße der Blattbiegemomente geschlossen werden kann. Hierfür werden vier Dehnungssensoren in azimuthal gegenüberliegenden Paaren für die Bestimmung der Momente genutzt. Diese Anordnung unterdrückt die ungewollten Gleichanteile (Zentripetalkraft, Temperaturdehnung, et.) des Rotorblatts auf die Messung. Zudem werden die parasitären Empfindlichkeiten der Sensoren, wie zum Beispiel auf Temperatur, durch eine solche Anordnung kompensiert.

[0004] In WO 2017/000960A1 wird ein Messsystem beschrieben, das mit nur drei Dehnungssensoren pro Rotorblatt Blattbiegemomente bestimmen kann. Hierbei betrachten die Erfinder die Sensoren unabhängig voneinander, wobei keine Paarbildung vorgenommen wird, wodurch die Sensoren azimuthal frei positioniert werden können. Die drei Sensoren sind dabei so angeordnet, dass kein Sensorpaar unter einem Winkel von  $0^\circ$  oder  $180^\circ$  zueinander stehen. Damit decken die Sensoren jeweils einen Teil der Biegemomente der benachbarten Sensoren ab.

[0005] Eine Gruppe von Sensoren, die als Erfolg versprechend für zukünftige Applikationen erscheint, sind faseroptische Sensoren. Es ist daher erstrebenswert, Messungen zur Überwachung einer Windenergieanlage mit faseroptischen Sensoren weiter zu verbessern.

[0006] Im Allgemeinen ist es somit erstrebenswert Verbesserungen bei der Regelung und Überwachung, bei den Sensoren für ein Rotorblatt einer Windenergieanlage, bei Rotorblättern für Windenergieanlagen, und Windenergieanlagen selbst zu ermöglichen.

## ZUSAMMENFASSUNG DER ERFINDUNG

[0007] Gemäß einer Ausführungsform wird eine Anordnung zur Überwachung und/oder Regelung einer Windenergieanlage zur Verfügung gestellt. Die Anordnung be-

inhalte einen ersten Dehnungssensor zur Messung eines ersten Blattbiegemoments eines Rotorblatts einer Windenergieanlage in einer ersten Raumrichtung; einen zweiten Dehnungssensoren zu Messung eines zweiten Blattbiegemoments eines Rotorblatts einer Windenergieanlage in einer zweiten Raumrichtung, die sich von der ersten Raumrichtung unterscheidet; eine Anordnung zur Bestimmung von Gleichanteilen von Kräften und Momenten der in der Windenergieanlage zur Verfügung gestellten Rotorblätter; und eine Steuerung zur Kombination des ersten Blattbiegemoments, des zweiten Blattbiegemoments und der Gleichanteile.

[0008] Gemäß einer anderen Ausführungsform wird ein Verfahren zur Überwachung und/oder Regelung einer Windenergieanlage zur Verfügung gestellt. Das Verfahren beinhaltet messen von Biegemomenten eines Rotorblatts der Windenergieanlage in mindestens zwei unterschiedlichen Raumrichtungen; und messen von Gleichanteilen von Kräften und Momenten von an der Windanlage zur Verfügung gestellten Rotorblätter; und überwachen und/oder Steuern der Windenergieanlage durch die Kombination der Blattbiegemoments und der Gleichanteile.

#### KURZE BESCHREIBUNG DER ZEICHNUNGEN

[0009] Ausführungsbeispiele sind in den Zeichnungen dargestellt und in der nachfolgenden Beschreibung näher erläutert. In den Zeichnungen zeigen:

[0010] FIG. 1 zeigt schematisch ein Rotorblatt einer Windenergieanlage mit Sensoren gemäß hier beschriebenen Ausführungsformen;

[0011] FIG. 2 zeigt schematisch einen Teil einer Windenergieanlage mit Rotorblättern und Sensoren gemäß hier beschriebenen Ausführungsformen;

[0012] FIG. 3 zeigt schematisch ein Rotorblatt einer Windenergieanlage mit Sensoren gemäß hier beschriebenen Ausführungsformen;

[0013] FIG. 4A zeigt schematisch einen Teil einer Windenergieanlage mit Rotorblättern und Sensoren gemäß weiteren hier beschriebenen Ausführungsformen;

[0014] FIG. 4B zeigt schematisch einen Querschnitt eines Rotorblattes einer Windenergieanlage mit Dehnungssensoren.

[0015] FIG. 5 zeigt schematisch einen Lichtleiter mit einem Faser-Bragg-Gitter zur Verwendung in Dehnungssensoren gemäß hier beschriebenen Ausführungsformen;

5 [0016] FIG. 6 zeigt schematisch einen Messaufbau für einen faseroptischen Dehnungssensor gemäß hier beschriebenen Ausführungsformen bzw. für Verfahren zur Überwachung und/oder Steuerung und/oder Regelung gemäß hier beschriebenen Ausführungsformen; und

10 [0017] FIG. 7 zeigt ein Ablaufdiagramm eines Verfahrens zur Überwachung und/oder Steuerung und/oder Regelung von Windenergieanlagen gemäß hier beschriebenen Ausführungsformen.

[0018] In den Zeichnungen bezeichnen gleiche Bezugszeichen gleiche oder funktionsgleiche Komponenten oder Schritte.

## 15 WEGE ZUR AUSFÜHRUNG DER ERFINDUNG

[0019] Im Folgenden wird detaillierter Bezug genommen auf verschiedene Ausführungsformen der Erfindung, wobei ein oder mehrere Beispiele in den Zeichnungen veranschaulicht sind.

20 [0020] Blattbiegemomente im Rotorblatt einer Windenergieanlage können für viele Anwendungen genutzt werden. Hierzu zählen unter anderem eine Individuelle Blattanstellung eines Rotorblatts (Individual Pitch Control), eine Lastüberwachung, eine Spitzenlastabschaltung, die Erkennung einer Rotor Imbalance, oder eine Windfeldmessung.

25 [0021] Windenergieanlagen können durch Messtechnik in den Rotorblättern überwacht und geregelt werden. Weiterhin lassen sich eine oder mehrere der folgende Anwendungen umsetzen: Individuelle Blattanstellung eines Rotorblatts, Auftrieboptimierung eines Rotorblatts, Lastregelung eines Rotorblatts bzw. der Windenergieanlage, Lastmessung an einem Rotorblatt bzw. an der Windenergieanlage, Zustandsbestimmung

von Komponenten der Windenergieanlage, zum Beispiel Zustandsbestimmung eines Rotorblatt, Eiserkennung, Lebensdauerschätzung von Komponenten der Windenergieanlage zum Beispiel eines Rotorblattes, Regelung auf Windfelder, Regelung auf Nachlaufeffekte des Rotors, Regelung der Windenergieanlage auf Lasten, Regelung der Windenergieanlage in Bezug auf benachbarte Windenergieanlagen, Prädiktive Wartung, Turmfreigangsmessung, Spitzenlastabschaltung, und Unwuchterkennung.

[0022] Ausführungsformen der vorliegenden Erfindung betreffen eine Kombination von Dehnungs-Sensorik im Rotorblatt einer Windenergieanlage und die Messung bzw. Verwendung von Rotordaten. Gemäß hier beschriebenen Ausführungsformen, können die Blattbiegemomente in zwei Dimensionen geteilt werden: Schlag- und Schwenkrichtung. Über die Kenntnis des Blattstellwinkels (Pitch-Winkel) können die Blattbiegemomente in Rotorebene und normal zur Rotorebene berechnet werden. Darüber hinaus können aus den ermittelten Biegemomenten der Blätter die Biegemomente des Rotors und die Biegemomente des über den Antriebsstrang gekoppelten Turms ermittelt werden.

[0023] Gemäß hier beschriebenen Ausführungsformen, die mit anderen Ausführungsformen kombiniert werden können, wird eine Anordnung zur Überwachung und/oder Regelung einer Windenergieanlage zur Verfügung gestellt. Die Anordnung beinhaltet einen ersten Dehnungssensor zur Messung eines ersten Blattbiegemoments eines Rotorblatts einer Windenergieanlage in einer ersten Raumrichtung; einen zweiten Dehnungssensoren zu Messung eines zweiten Blattbiegemoments eines Rotorblatts einer Windenergieanlage in einer zweiten Raumrichtung, die sich von der ersten Raumrichtung unterscheidet; eine Anordnung zur Bestimmung von Gleichanteilen von Kräften und Momenten der in der Windenergieanlage zur Verfügung gestellten Rotorblätter; und eine Steuerung zur Kombination des ersten Blattbiegemoments, des zweiten Blattbiegemoments und der Gleichanteile.

[0024] Messdaten, welche für eine präzise Blattbiegemomentenbestimmung bisher durch weitere Lastsensoren im Rotorblatt erfasst wurden, werden über Rotordaten abgeleitet. Rotordaten umfassen hierbei unter anderem den Rotorwinkel, die Rotorgeschwindigkeit, die Pitchwinkel, und/oder Rotorvibrationen. Gemäß einigen Ausführungsformen, können ein oder mehrere Rotordaten durch einen oder mehrere Beschleunigungssensoren, einen oder mehrere Gyroskop-Sensoren, durch einen oder mehrere von in der Anlage

verbauten Drehwinkelgeber, oder ähnlichen, oder durch eine Kombination hieraus ermittelt werden. Es kann durch Ausführungsformen der Erfindung auf eine Instrumentierung von mehr als zwei Lastsensoren im Rotorblatt abgesehen werden, unter Beibehaltung der Präzision.

5 [0025] Gemäß weiteren Ausführungsformen, die mit anderen hier beschriebenen Ausführungsformen kombiniert werden können, können für die Dehnungsmessung temperaturkompensierte Dehnungssensoren, zum Beispiel passiv temperaturkompensierte Dehnungssensoren, verwendet, insbesondere faseroptische temperaturkompensierte Dehnungssensoren. Temperaturkompensierte Dehnungssensoren, insbesondere passiv tempera-  
10 turkompensierte Dehnungssensoren, sind temperaturinvariant. Sie werden mit einer Aufnehmerstruktur, die thermische Ausdehnung des Blattmaterials kompensieren kann, zur Verfügung gestellt. Es kann so eine höhere Präzision in der Bestimmung der Blattbiegemomente erreicht werden.

[0026] FIG. 1 zeigt ein Rotorblatt 100 einer Windenergieanlage. Das Rotorblatt 100  
15 hat eine Achse 101 entlang seiner Längserstreckung. Die Länge 105 des Rotorblatts reicht von dem Blattflansch 102, bzw. der Blattwurzel, zu der Blattspitze 104. FIG. 1 zeigt weiterhin eine Anordnung 120 von Dehnungssensoren oder Dehnungsmessstreifen. Die Anordnung 120 enthält einen ersten Dehnungssensor 122, und einen zweiten Dehnungssensor 124. Diese Anordnung wird unter Bezugnahme auf die FIGS. 3, 4A und 4B näher  
20 erläutert. Die Anordnung von zwei Dehnungssensoren kann zwei unterschiedliche Raumrichtungen erfassen, insbesondere die Schwenkrichtung und die Schlagrichtung.

[0027] Die Blattlasten an einer Windenergieanlage werden dominiert von Blattbiegemomenten. Ziel ist es die Blattbiegemomente im Rotorblatt zu bestimmen, um diese Lasten zu überwachen oder darauf zu regeln und diese damit zu minimieren. Blattbiegemomente stellen für die Messtechnik im Allgemeinen eine mittelbare Messgröße dar. Nach  
25 Norm IEC 61400-13 zur Blattlastmessung in Windenergieanlagen werden die Lasten indirekt über die Messung der Blattdehnungen bestimmt. Die gemessenen Dehnungen stellen dabei die unmittelbare Messgröße dar. Über eine Kalibrierung des Messsystems kann die Übertragungsfunktion der Blattbiegemomente in die Dehnungssignale ermittelt werden.  
30 Durch Bildung der Umkehrfunktion kann anschließend aus den gemessenen Dehnungssignalen auf die Blattbiegemomente geschlossen werden.

[0028] Nach Norm IEC 61400-13 werden die Blattdehnungen mittels vier Dehnungssensoren bestimmt. Die Dehnungssensoren werden dabei an einem Blattradius mit Empfindlichkeitsvektor parallel zur Blattachse appliziert. Die vier Dehnungssensoren werden azimuthal in einem Winkelraster von 90° angeordnet, wobei idealerweise jeweils zwei gegenüberliegende Sensoren azimuthal am Rotorblattkoordinatensystem in Schwenk- und Schlagrichtung ausgerichtet sind. Durch die gegenüberliegenden Sensoren wird eine Dehnungshalbbrücke realisiert, welche die Temperatureausdehnung des Substratmaterials in erster Ordnung kompensiert. Zudem werden Temperatursensoren nahe den Dehnungssensoren appliziert, um Temperatureinflüsse am Messobjekt und an der Sensorik kompensieren zu können.

[0029] FIG. 2 zeigt eine Windenergieanlage 200. Die Windenergieanlage 200 beinhaltet einen Turm 40 und eine Gondel 42. An der Gondel 42 ist der Rotor befestigt. Der Rotor beinhaltet eine Nabe 44, an der die Rotorblätter 100 befestigt sind. Gemäß typischen Ausführungsformen hat der Rotor zumindest 2 Rotorblätter, insbesondere drei Rotorblätter. Beim Betrieb der Windenergieanlage bzw. der Windenergieanlage rotiert der Rotor, d.h. die Nabe mit den Rotorblättern um eine Achse. Dabei wird ein Generator zur Stromerzeugung angetrieben. Wie in FIG. 2 dargestellt, enthält ein Rotorblatt eine Anordnung 120 von Dehnungssensoren. Die Auswerteeinheit 114 liefert ein Signal an eine Steuerung und/oder Regelung 50 der Windenergieanlage 200.

[0030] Gemäß einigen Ausführungsformen, die mit anderen Ausführungsformen kombiniert werden können, handelt es sich bei den Dehnungssensoren um faseroptische Dehnungssensoren. Für faseroptische Dehnungssensoren wird ein optisches Signal mittels eines Lichtleiters, zum Beispiel einer optischen Faser, an die Auswerteeinheit 114 übertragen. Bei einem faseroptischen Dehnungssensor wird das eigentliche Sensorelement typischerweise innerhalb einer optischen Faser zur Verfügung gestellt, zum Beispiel in Form eines Faser-Bragg-Gitters. Dies ist im Detail in Bezug auf die FIGS. 5 und 6 beschrieben.

[0031] Die oben genannten Ausführungsformen und Anwendungen können durch eine Kombination aus Dehnungssensoren und Rotordaten ermöglicht werden. Gemäß einigen hier beschriebenen Ausführungsformen, wie es in FIG. 3 dargestellt ist, werden zwei Dehnungssensoren verwendet. Für die Bestimmung der Blattlasten werden die Dehnungs-

sensoren genutzt, welche so angeordnet sind, dass die Blattbiegemomente in Schlag- und Schwenkrichtung optimal abgebildet werden. Ein Gleichanteil der Messung wird zum Beispiel durch einen dritten Sensor im Rotor oder Rotordaten basierend auf anderen Komponenten kompensiert.

5 [0032] Gemäß einigen Ausführungsformen, wie zum Beispiel in FIG. 4B dargestellt ist, kann ein weiterer Dehnungssensor im Rotorblatt zur Verfügung gestellt sein. Durch die Verwendung von drei Dehnungssensoren kann eine Redundanz und damit eine erhöhte Sicherheit gegenüber Ausfällen realisiert. Weiterhin ist es möglich, gemäß hier beschriebenen Ausführungsformen temperaturkompensierte Dehnungssensoren zu verwenden, insbesondere temperaturkompensierte faseroptische Dehnungssensoren. Durch Verwendung temperaturkompensierter Dehnungssensoren kann der Einfluss durch Temperatur auf die Bestimmung der Blattbiegemomente minimiert werden. Faseroptische Dehnungssensoren ermöglichen darüber hinaus durch ihre hohe Spitzen- und Dauerlastfestigkeit eine hohe Zuverlässigkeit der Blattbiegemomentenbestimmung.

10 [0033] Gemäß hier beschriebenen Ausführungsformen, wie exemplarisch in FIG. 3 dargestellt, werden um die Blattbiegemomente in Schlag- und Schwenkrichtung zu bestimmen, zwei Dehnungssensoren in der Blattwurzel 102 verbaut. Ein erster Dehnungssensor 122 kann ein Biegemoment in X-Richtung messen. Ein zweiter Dehnungssensor 124 kann ein Biegemoment in Y-Richtung messen. Die Dehnungssensoren werden so angeordnet, dass sie im Idealfall azimuthal, orthogonal zueinander stehen und somit das Koordinatensystem des Rotorblatts in Schlag- und Schwenkrichtung optimal abdecken.

15 [0034] Durch Sensorik in der Nabe, siehe zum Beispiel Sensor 422 in Figur 4A, kann u. a. die Gravitationskraft und die Zentripetalkraft auf die Rotorblätter abgeleitet werden. Die Messgrößen können zum Beispiel über zusätzliche Sensorik in der Nabe abgeleitet werden. Der Sensor 422 kann zum Beispiel ein Beschleunigungssensor und/oder Gyro-  
20 sensor sein. Alternativ oder zusätzlich können die Messgrößen für den Rotor über vorhandene Sensoren auf der Anlage, zum Beispiel Drehwinkelgeber für Pitch, Antriebsstrang, und Azimut, abgeleitet werden.

[0035] Werden Sensoren, wie zum Beispiel Beschleunigungssensoren, in der Nabe  
30 oder den Rotorblättern verwendet, so kann aus diesen direkt die Gravitationskraft und

Zentripetalkraft ermittelt werden, welche auf die Nabe oder Rotorblätter wirkt. Die Bestimmung von Rotorwinkel und Rotorgeschwindigkeit aus den Beschleunigungssignalen ist demnach nicht erforderlich. Werden Beschleunigungssensoren in den Rotorblättern verwendet, ist auch eine Ermittlung der Pitchwinkel nicht erforderlich

5 [0036] Über die Fusion bzw. Kombination dieser Daten kann präzise auf die Blattbiegemomente des einzelnen Blattes, sowie auf die physikalischen Parameter des ganzen Rotors geschlossen werden. Vor allem bietet die Nutzung der Sensordaten des Rotors die Reduktion der Sensoren im Rotorblatt.

10 [0037] Gemäß hier beschriebene Ausführungsformen, kann eine Anordnung 120 von Dehnungssensoren, zum Beispiel einem ersten Dehnungssensor 122 und einem zweiten Dehnungssensoren 124, in einem Rotorblatt zur Verfügung gestellt sein. Die Anordnung 120 kann in oder nahe der Blattwurzel zur Verfügung gestellt sein. Die Blatt Biegemoment werden zum Beispiel in Schwenkrichtung und in Schlagrichtung gemessen. Eine weitere Anordnung 420 zu Messung von Rotordaten kann, wie exemplarisch in Figur 4A  
15 dargestellt, in der Rotornabe 44 zur Verfügung gestellt sein. Die Anordnung 420 kann einen Sensor 422 beinhalten, zum Beispiel einem Beschleunigungssensor und/oder einen Gyrosensor. Rotordaten können alternativ oder zusätzlich durch in der Windenergieanlage enthaltenen Signale zur Verfügung gestellt werden.

20 [0038] Die Anordnung 420 kann Gleichanteile an Kräften und Momenten der Rotorblätter ermitteln. Die Messung der Gleichanteile an Kräften und Momenten in den Rotorblättern, zum Beispiel drei Rotorblättern, können über eine zentrale Sensorstelle in der Nabe, in der Gondel, oder am Antriebsstrang ermittelt werden. Bei herkömmlichen Lösungen wurden die Gleichanteile für jedes Blatt einzeln mithilfe jeweils zusätzlicher Sensorik im Blatt realisiert. Durch die Verwendung einer zentralen Anordnung 420 zur Erfassung von Rotordaten oder die Verwendung von Rotordaten der Windenergieanlage  
25 kann weniger Sensorik im Rotorblatt instrumentiert werden. Ebenfalls werden weniger Messkanäle am Messverstärker der Messung der Biegemomente benötigt. Somit kann ein günstigeres System zur Messung verwendet werden, da auf Sensorik und aufwändigere Installation im Rotorblatt verzichtet werden kann bzw. die Sensorik und Installation im  
30 Rotorblatt reduziert werden kann. Zudem verkürzt sich die Installationszeit.

[0039] Durch die Anbringung der Sensorik in der Nabe oder in der Gondel kann weiterhin auf aufwändige Blitzschutzeinrichtungen verzichtet werden, da diese sich entsprechend in einer geschlossenen Blitzschutzzone befinden. Durch den Rückgriff auf bereits installierte Sensorik durch den Anlagenhersteller, wie Drehwinkelgeber an Pitch, Antriebsstrang, Azimut, und weitere Sensorik wie Temperatur, kann auf die Installation zusätzlicher Sensorik gänzlich verzichtet werden. Hierdurch werden weitere Kosten und Installationsaufwände eingespart.

[0040] Stehen in den Rotorblättern Beschleunigungssensoren zur Verfügung, können diese Beschleunigungssensorsignale zur Messung der Gleichanteile der Kräfte und Momente verwendet werden. Auf Sensorik in der Nabe oder in der Gondel sowie einen Rückgriff auf weitere Sensorik des Anlagenherstellers, wie Drehwinkelgeber an Pitch, Antriebsstrang, Azimut, kann in diesem Fall verzichtet werden.

[0041] Ausführungsformen der vorliegenden Erfindung zur Bestimmung der Blattbiegemomente reduzieren eine Überbestimmung der Messung Blattbiegemomente, um Gleichanteile der Kräfte und Momente zu kompensieren. Eine Überbestimmung, die durch zusätzliche Sensorik, installiert in allen Rotorblättern, realisiert werden könnte, kann reduziert werden. Durch die Anordnung 420 mit Sensorik in der Nabe bzw. am Antriebsstrang, oder anderweitig in der Gondel, um die Gleichanteile der Kräfte und Momente der Rotorblätter zu kompensieren, kann ein kostengünstigeres System zur Verfügung gestellt werden. Es ist möglich, mit nur zwei Dehnungssensoren pro Rotorblatt die Blattbiegemomente in gleicher Qualität, wie mit mehreren Sensoren pro Rotorblatt, zu bestimmen.

[0042] FIG. 4B zeigt ein Querschnitt eines Rotorblatts 100, sowie eine Anordnung von drei Dehnungssensoren, wobei die Dehnungssensoren zum Beispiel in der Blattwurzel oder nahe der Blattwurzel angebracht sein können. Gemäß einigen hier beschriebenen Ausführungsformen, können die drei Dehnungssensoren in einem Winkelraster von etwa  $120^\circ$  angebracht werden, wobei eine Abweichung von  $\pm 20^\circ$ , insbesondere  $\pm 10^\circ$  möglich ist. Idealerweise wird ein azimutales Winkelraster von  $120^\circ$  verwendet um das Blattkoordinatensystem abzudecken. Der azimutale Winkel kann sich auf die Koordinaten in der Blattwurzel, zum Beispiel mit einer Mittelpunktsachse parallel zur Länge des Rotorblatts beziehen. D.h. der azimutale Winkel bezieht sich auf ein Koordinatensystem des

Rotorblatts. Die Blattbiegemomente werden über eine reduzierte Verschaltung mittels drei Dehnungssensoren realisiert:

[0043] Im Allgemeinen können durch zwei Dehnungssensoren, zum Beispiel in Schlagrichtung und Schwenkrichtung die Blattbiegemomente bestimmt werden. Nach  
5 Norm IEC 61400-13 werden die Blattdehnungen mittels vier Dehnungssensoren bestimmt. Betrachtet man die Überlebenswahrscheinlichkeiten eines Dehnungssensors statistisch, so ergibt sich durch drei Dehnungssensoren eine signifikante Erhöhung der Überlebenswahrscheinlichkeit des Gesamtsystems im Vergleich zu einem System mit zwei  
10 Dehnungssensoren. Eine weitere Erhöhung der Überlebenswahrscheinlichkeit des Gesamtsystems durch vier Sensoren ist jedoch dementsprechend gering. Eine Anordnung 120 aus drei Dehnungssensoren zu Bestimmung von Blattbiegemomenten eines Rotorblatts einer Windenergieanlage bietet somit eine ähnlich hohe Überlebenswahrscheinlichkeit des Gesamtsystems zur Bestimmung von Blattbiegemomenten bei reduzierten Materialaufwand und somit reduzierten Energiegestehungskosten. Zugleich können mit drei  
15 Dehnungssensoren die Zentripetalkräfte und Gleichanteile von Temperatureffekten kompensiert werden. Gemäß typischen Ausführungsformen, können die Dehnungssensoren faseroptische Dehnungssensoren sein. Weiterhin ist es möglich, Temperatur kompensierte faseroptische Sensoren zu verwenden.

[0044] Gemäß hier beschriebenen Ausführungsformen, die mit anderen Aspekten, Details, und Ausführungsformen kombiniert werden können ist eine Anordnung zur Überwachung und/oder Regelung einer Windenergieanlage zur Verfügung gestellt. Die Anordnung beinhaltet einen ersten Dehnungssensor (122) zur Messung eines ersten Blattbiegemoments eines Rotorblatts einer Windenergieanlage in einer ersten Raumrichtung; einen zweiten Dehnungssensoren (124) zu Messung eines zweiten Blattbiegemoments eines  
25 Rotorblatts einer Windenergieanlage in einer zweiten Raumrichtungen, die sich von der ersten Raumrichtung unterscheidet; und einen dritten Dehnungssensor, wobei der erste Dehnungssensor, der zweite Dehnungssensor und der dritte Dehnungssensor in Kombination zwei Biegemomente ermitteln.

[0045] Fig. 5 zeigt einen in einen Lichtwellenleiter integrierten Sensor bzw. einen faseroptischen Sensor 510, welche ein Faser-Bragg-Gitter 506 aufweist. Obwohl in Fig. 5  
30 nur ein einziges Faser-Bragg-Gitter 506 gezeigt ist, ist zu verstehen, dass die vorliegende

Erfindung nicht auf eine Datenerfassung aus einem einzelnen Faser-Bragg-Gitter 506 beschränkt ist, sondern dass längs eines Lichtleiters 212, einer Übertragungsfaser, einer Sensorfaser bzw. einer optischen Faser eine Vielzahl von Faser-Bragg-Gittern 506 angeordnet sein können.

5 [0046] Fig. 5 zeigt somit nur einen Abschnitt eines optischen Wellenleiters, welcher als Sensorfaser, optischer Faser bzw. Lichtleiter 212 ausgebildet ist, wobei diese Sensorfaser empfindlich auf eine Faserdehnung (siehe Pfeil 508) ist. Es sei hier darauf hingewiesen, dass der Ausdruck „optisch“ bzw. „Licht“ auf einen Wellenlängenbereich im elektromagnetischen Spektrum hinweisen soll, welcher sich vom ultravioletten Spektralbereich über den sichtbaren Spektralbereich bis hin zu dem infraroten Spektralbereich erstrecken kann. Eine Mittenwellenlänge des Faser-Bragg-Gitters 506, d.h. eine so genannte Bragg-Wellenlänge  $\lambda_B$ , wird durch die folgende Gleichung erhalten:

10

$$\lambda_B = 2 \cdot n_k \cdot \Lambda.$$

[0047] Hierbei ist  $n_k$  die effektive Brechzahl des Grundmodus des Kerns der optischen Faser und  $\Lambda$  die räumliche Gitterperiode (Modulationsperiode) des Faser-Bragg-Gitters 506.

15

[0048] Eine spektrale Breite, die durch eine Halbwertsbreite der Reflexionsantwort gegeben ist, hängt von der Ausdehnung des Faser-Bragg-Gitters 506 längs der Sensorfaser ab. Die Lichtausbreitung innerhalb der Sensorfaser bzw. des Lichtleiters 212 ist somit durch die Wirkung des Faser-Bragg-Gitters 506 beispielsweise abhängig von Kräften, Momenten und mechanischen Spannungen sowie Temperaturen, mit der die Sensorfaser, d.h. die optische Faser und insbesondere das Faser-Bragg-Gitter 506 innerhalb der Sensorfaser beaufschlagt werden.

20

[0049] Wie in Fig. 5 gezeigt, tritt elektromagnetische Strahlung 14 oder Primärlicht von links in die optische Faser bzw. den Lichtleiter 112 ein, wobei ein Teil der elektromagnetischen Strahlung 14 als ein transmittiertes Licht 16 mit einem im Vergleich zur elektromagnetischen Strahlung 14 veränderten Wellenlängenverlauf austritt. Ferner ist es möglich, reflektiertes Licht 15 am Eingangsende der Faser (d.h. an dem Ende, an welchem auch das elektromagnetische Strahlung 14 eingestrahlt wird) zu empfangen, wobei

25

das reflektierte Licht 15 ebenfalls eine modifizierte Wellenlängenverteilung aufweist. Das optische Signal, das zur Detektion und Auswertung verwendet wird, kann gemäß den hier beschriebenen Ausführungsformen durch das reflektierte Licht, durch das transmittierte Licht, sowie eine Kombination der beiden zur Verfügung gestellt werden.

5 [0050] In einem Fall, in dem die elektromagnetische Strahlung 14 bzw. das Primärlicht in einem breiten Spektralbereich eingestrahlt wird, ergibt sich in dem transmittierten Licht 16 an der Stelle der Bragg-Wellenlänge ein Transmissionsminimum. In dem reflektierten Licht ergibt sich an dieser Stelle ein Reflexionsmaximum. Eine Erfassung und Auswertung der Intensitäten des Transmissionsminimums bzw. des Reflexionsmaximums, oder von Intensitäten in entsprechenden Wellenlängenbereichen erzeugt ein Signal, das im Hinblick auf die Längenänderung der optischen Faser bzw. des Lichtleiters  
10 112 ausgewertet werden kann und somit auf Kräfte bzw. Vibrationen Aufschluss gibt.

[0051] FIG. 6 zeigt ein typisches Messsystem zur Auswertung von faseroptischen u.a. Dehnungssensoren. Das System weist eine Quelle 602 für elektromagnetische Strahlung, zum Beispiel eine Primärlichtquelle, auf. Die Quelle dient zur Bereitstellung von optischer Strahlung mit welcher mindestens ein faseroptisches Sensorelement eines Sensors, zum Beispiel eines Dehnungssensors, bestrahlt werden kann. Zu diesem Zweck ist eine optische Übertragungsfaser bzw. ein Lichtleiter 603 zwischen der Primärlichtquelle 602 und einem ersten Faserkoppler 604 bereitgestellt. Der Faserkoppler koppelt das Primärlicht in die optische Faser bzw. dem Lichtleiter 112. Die Quelle 602 kann zum Beispiel eine Breitbandlichtquelle, ein Laser, eine LED (light emitting diode), eine SLD (Superlumineszenzdiode), eine ASE-Lichtquelle (Amplified Spontaneous Emission-Lichtquelle) oder ein SOA (Semiconductor Optical Amplifier) sein. Es können für hier beschriebene Ausführungsformen auch mehrere Quellen gleichen oder unterschiedlichen Typs (s.o.)  
20 verwendet werden.  
25

[0052] Das faseroptische Sensorelement 610, wie zum Beispiel ein Faser-Bragg-Gitter (FBG) oder ein optischer Resonator, ist in eine Sensorfaser integriert bzw. an die Sensorfaser optisch angekoppelt. Das von den faseroptischen Sensorelementen zurückgeworfene Licht wird wiederum über den Faserkoppler 604 geleitet, welcher das Licht über die Übertragungsfaser 605 einen Strahlteiler 606 leitet. Der Strahlteiler 606 teilt das zurückgeworfene Licht zur Detektion mittels eines ersten Detektors 607 und eines zweiten De-  
30

tektors 608. Hierbei wird das auf dem zweiten Detektor 608 detektierte Signal zunächst mit einem optischen Kantenfilter 609 gefiltert.

[0053] Durch den Kantenfilter 609 kann eine Verschiebung der Braggwellenlänge am FBG bzw. eine Wellenlängenänderung durch den optischen Resonator detektiert werden. Im Allgemeinen kann ein Messsystem, wie es in FIG. 6 dargestellt ist, ohne den Strahlteiler 606 bzw. den Detektor 607 zur Verfügung gestellt sein. Der Detektor 607 ermöglicht jedoch eine Normierung des Messsignals des Dehnungssensors in Bezug auf anderweitige Intensitätsfluktuationen, wie zum Beispiel Schwankungen der Intensität der Quelle 602, Schwankungen durch Reflexionen an Schnittstellen zwischen einzelnen Lichtleitern, oder andere Intensitätsschwankungen. Diese Normierung verbessert die Messgenauigkeit und reduziert die Abhängigkeit von Messsystemen von der Länge der zwischen der Auswerteeinheit und dem faseroptischen Sensor zur Verfügung gestellten Lichtleiter.

[0054] Insbesondere bei der Verwendung von mehreren FBGs können zusätzliche optische Filtereinrichtungen (nicht dargestellt) für die Filterung des optischen Signales bzw. Sekundärlichts verwendet werden. Eine optische Filtereinrichtung 609 bzw. zusätzliche optische Filtereinrichtungen können einen optischen Filter umfassen, der gewählt ist aus der Gruppe, welche besteht aus einem Dünnschichtfilter, einem Faser-Bragg-Gitter, einem LPG, einem Arrayed-Waveguide-Grating (AWG), einem Echelle-Gitter, einer Gitteranordnung, einem Prisma, einem Interferometer, und jedweder Kombination davon.

[0055] Ein weiterer Aspekt bei der Überwachung von Windenergieanlagen, der mit anderen hier beschriebenen Ausführungsformen und Aspekten kombiniert werden kann, der jedoch auch unabhängig von weiteren Ausführungsformen, Aspekte und Details zur Verfügung gestellt ist, ist ein verbessertes Verfahren zur Überwachung und Steuerung und/oder Regelung einer Windenergieanlage mit Vibrationssensoren und Dehnungssensoren, insbesondere faseroptischen Vibrationssensor und faseroptischen Dehnungssensoren. Eine oder mehrere der folgende Anwendungen kann umgesetzt werden: Individuelle Blattanstellung eines Rotorblatts, Auftriebsoptimierung eines Rotorblatts, Lastregelung eines Rotorblatts bzw. der Windenergieanlage, Lastmessung an einem Rotorblatt bzw. an der Windenergieanlage, Zustandsbestimmung von Komponenten der Windenergieanlage, zum Beispiel Zustandsbestimmung eines Rotorblatt, Eiserkennung, Lebensdauerschätzung von Komponenten der Windenergieanlage zum Beispiel eines Rotorblattes, Rege-

lung auf Windfelder, Regelung auf Nachlaufeffekte des Rotors, Regelung der Windenergieanlage auf Lasten, Regelung der Windenergieanlage in Bezug auf benachbarte Windenergieanlagen, Prädiktive Wartung, Turmfreigangsmessung, Spitzenlastabschaltung, und Unwuchterkennung. Gemäß einem solchen Aspekt bzw. einer solchen Ausführungsform wird ein Verfahren zur Überwachung oder Steuerung bzw. Regelung einer Windenergieanlage zur Verfügung gestellt. Das Verfahren beinhaltet Messen von Biegemomenten eines Rotorblatts der Windenergieanlage in mindestens zwei unterschiedlichen Raumrichtungen (siehe Bezugszeichen 702 in FIG. 7); Messen von Gleichanteilen von Kräften und Momenten von an der Windanlage zur Verfügung gestellten Rotorblätter (siehe Bezugszeichen 704 in FIG. 7); und Überwachen und/oder Steuern der Windenergieanlage durch die Kombination der Blattbiegemoments und der Gleichanteile. (siehe Bezugszeichen 706 in FIG. 7)

[0056] Obwohl die vorliegende Erfindung vorstehend anhand typischer Ausführungsbeispiele beschrieben wurde, ist sie darauf nicht beschränkt, sondern auf vielfältige Weise modifizierbar. Auch ist die Erfindung nicht auf die genannten Anwendungsmöglichkeiten beschränkt.

**PATENTANSPRÜCHE**

1. Eine Anordnung zur Überwachung und/oder Regelung einer Windenergieanlage, umfassend:
  - 5 einen ersten Dehnungssensor (122) zur Messung eines ersten Blattbiegemoments eines Rotorblatts einer Windenergieanlage in einer ersten Raumrichtung;
  - einen zweiten Dehnungssensoren (124) zu Messung eines zweiten Blattbiegemoments eines Rotorblatts einer Windenergieanlage in einer zweiten Raumrichtung, die sich von der ersten Raumrichtung unterscheidet;
  - 10 eine Anordnung (420) zur Bestimmung von Gleichanteilen von Kräften und Momenten der in der Windenergieanlage zur Verfügung gestellten Rotorblätter; und
  - eine Steuerung zur Kombination des ersten Blattbiegemoments, des zweiten Blattbiegemoments und der Gleichanteile.
- 15 2. Die Anordnung gemäß Anspruch 1, wobei die Anordnung (420) zur Bestimmung von Gleichanteilen einen Sensor (422) umfasst.
3. Das Rotorblatt gemäß einem der Ansprüche 1-2, wobei die Anordnung (420) in der Nabe oder Gondel der Windenergieanlage zur Verfügung gestellt ist.
- 20 4. Die Anordnung gemäß einem der Ansprüche 1-3, wobei die erste Raumrichtung und die zweite Raumrichtung einen Winkel von 70° bis 110° einschließen.
- 25 5. Die Anordnung gemäß einem der Ansprüche 1-4, wobei der erste Dehnungssensoren und der zweite Dehnungssensoren in einem azimutalen Winkelraaster von etwa 90° angeordnet sind.

6. Die Anordnung gemäß einem der Ansprüche 1-4, weiterhin umfassen:
- 5                   zumindest einen dritten Dehnungssensor, wobei der erste Dehnungssensor, der zweite Dehnungssensor und der dritte Dehnungssensor in Kombination zwei Biegemomente ermitteln.
7. Die Anordnung gemäß einem der Ansprüche 1-6, wobei die Dehnungssensoren faseroptische Dehnungssensoren sind.
- 10 8. Das Rotorblatt gemäß einem der Ansprüche 1-7, wobei die Dehnungssensoren im Bereich einer Blattwurzel des Rotorblatts angeordnet sind.
9. Ein Verfahren zur Überwachung und/oder Regelung einer Windenergieanlage, umfassend:
- 15                   Messen von Biegemomenten eines Rotorblatts der Windenergieanlage in mindestens zwei unterschiedlichen Raumrichtungen; und
- Messen von Gleichanteilen von Kräften und Momenten von an der Windanlage zur Verfügung gestellten Rotorblätter;
- Überwachen und/oder Steuern der Windenergieanlage durch die Kombination
- 20                   der Blattbiegemoments und der Gleichanteile.
10. Das Verfahren gemäß Anspruch 9, wobei die Gleichanteile der Kräfte und Momente von zwei oder mehr Rotorblätter mit einem Sensor gemessen werden.

Fig. 1

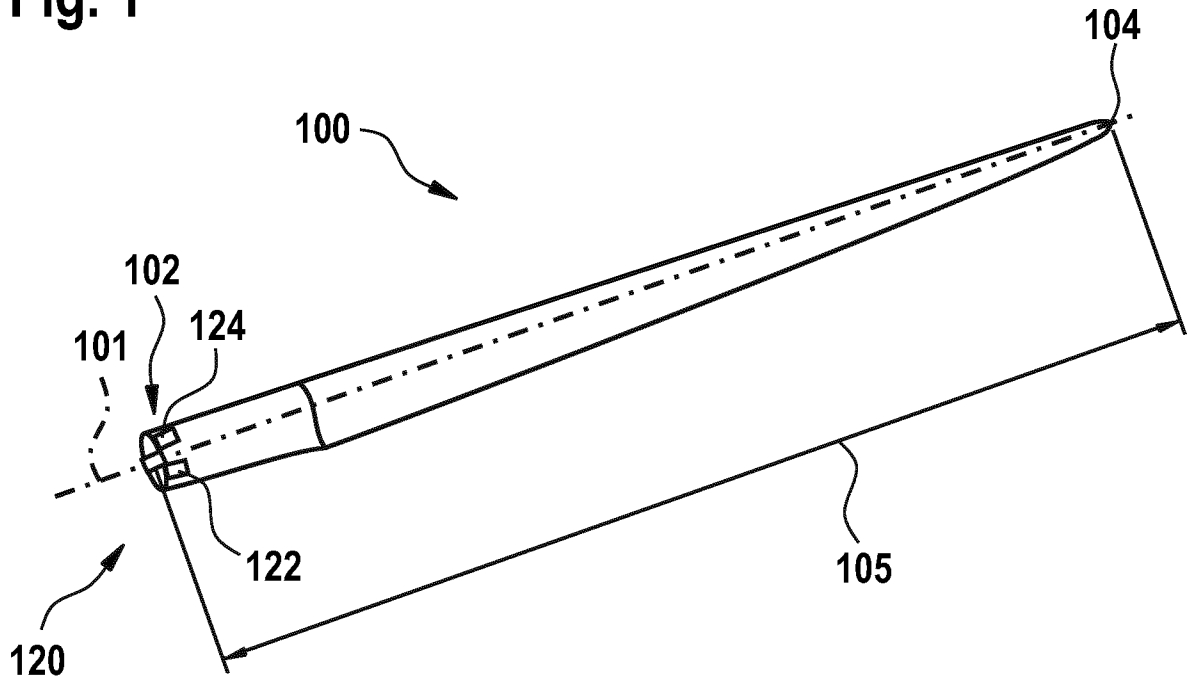
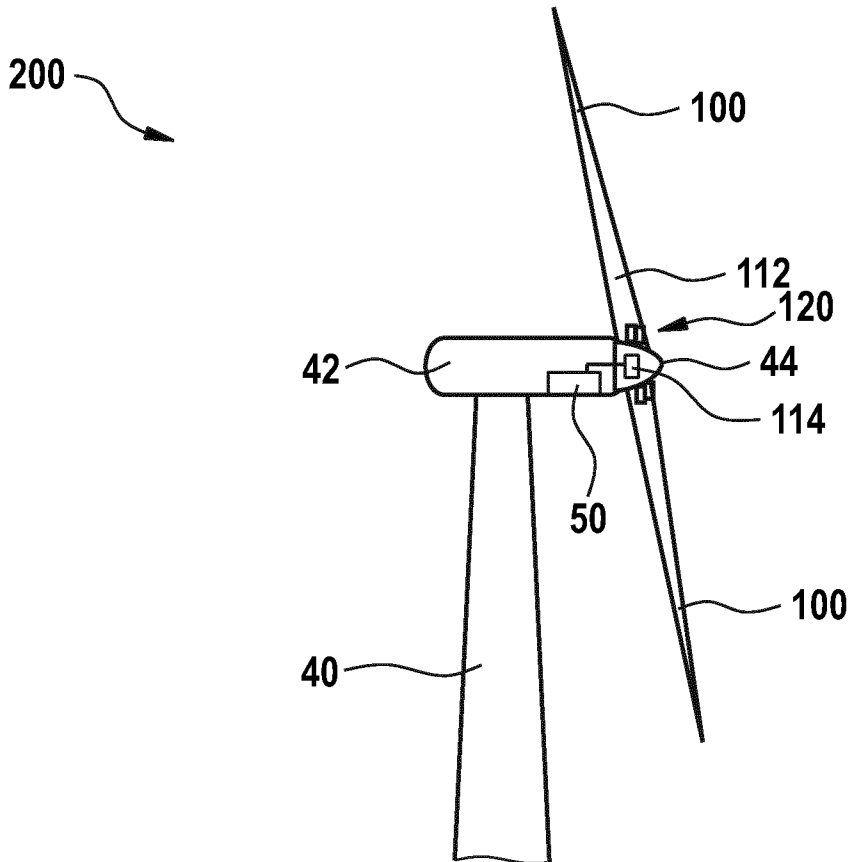


Fig. 2



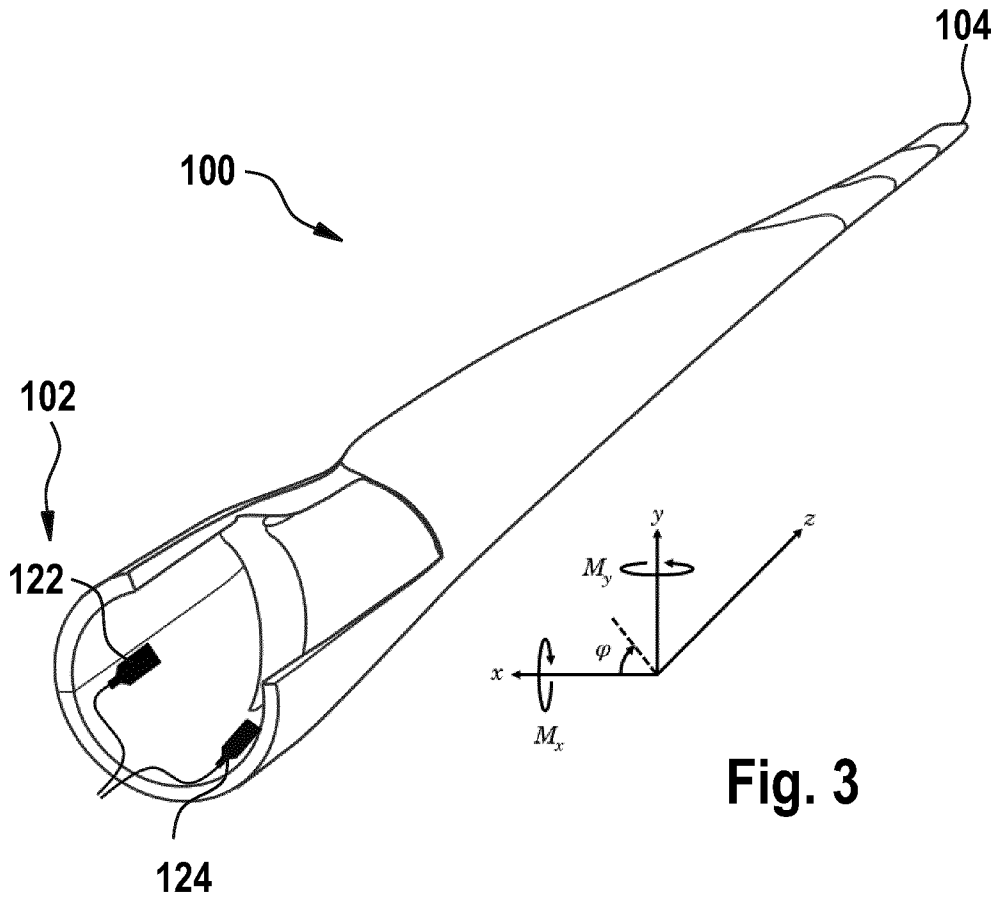


Fig. 3

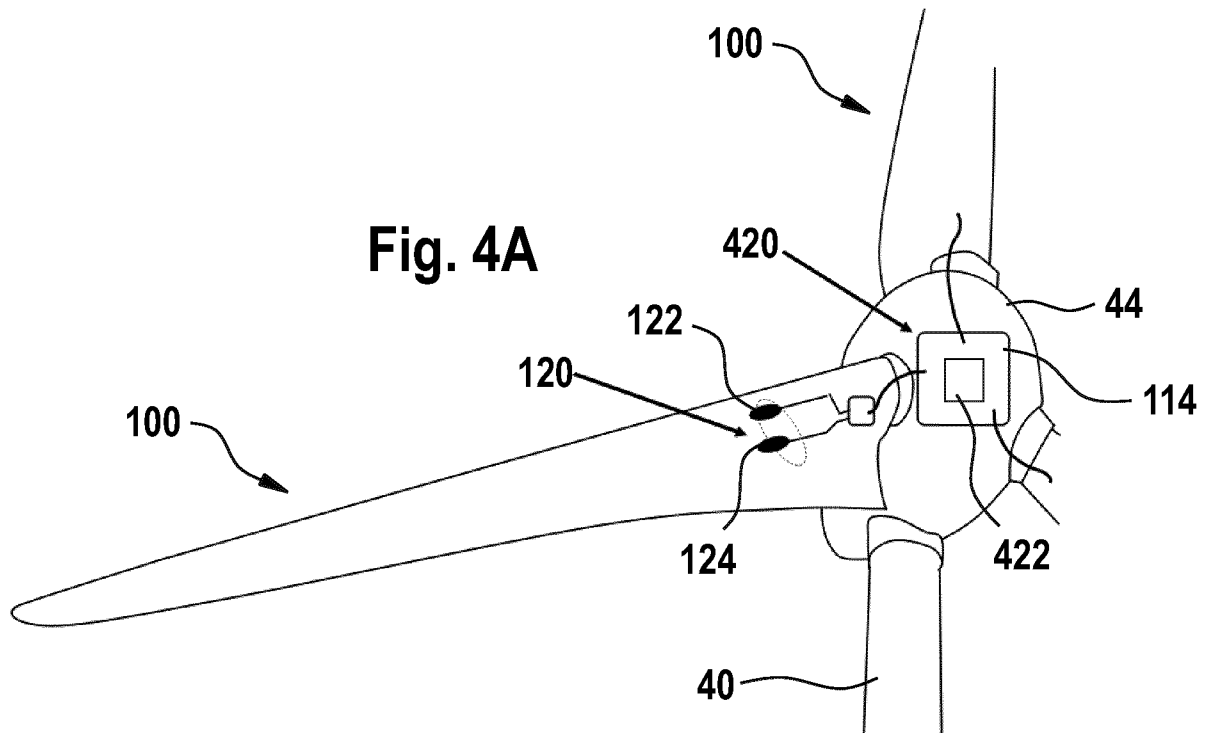


Fig. 4A

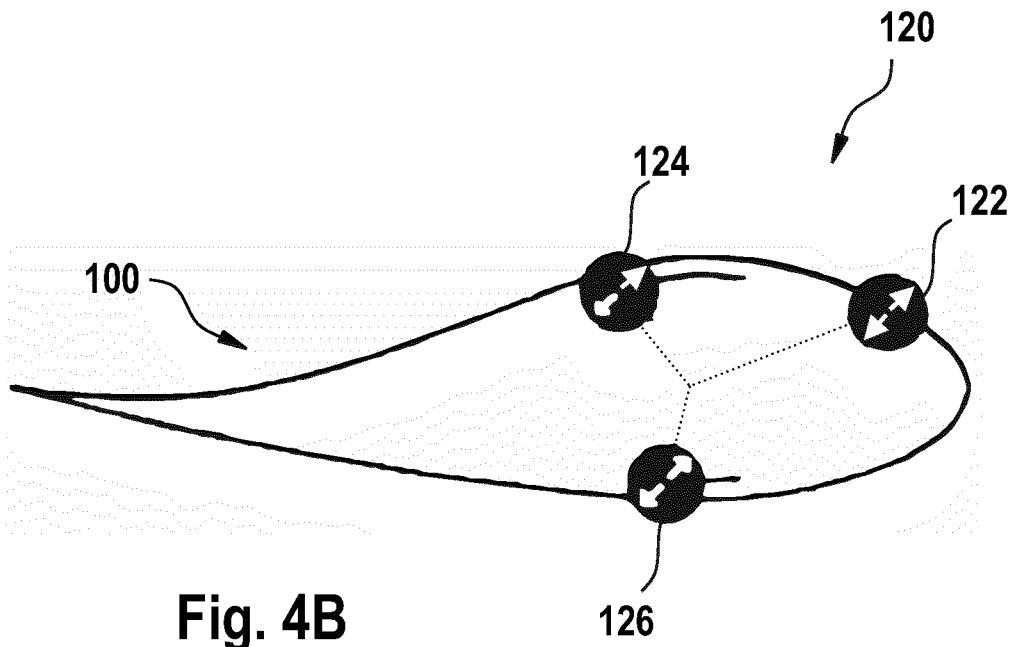


Fig. 4B

Fig. 5

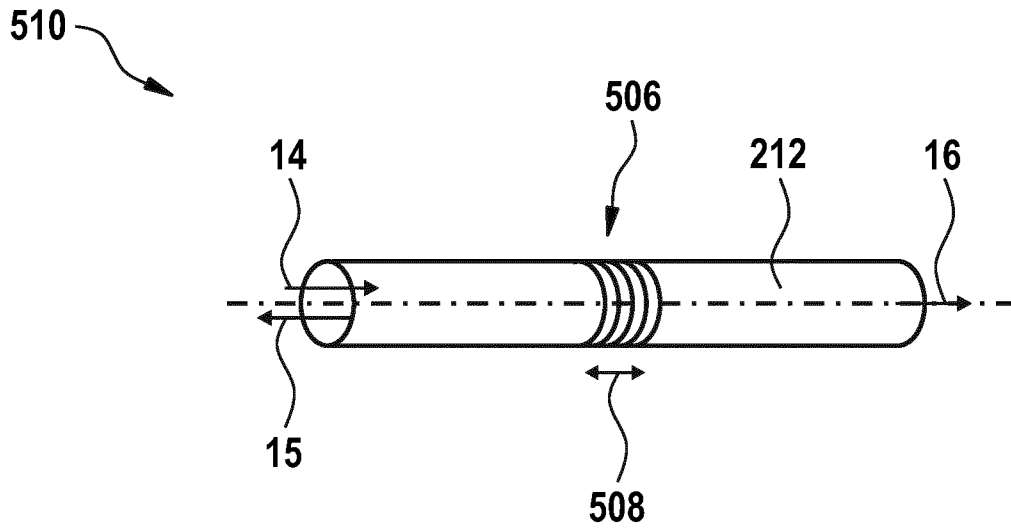
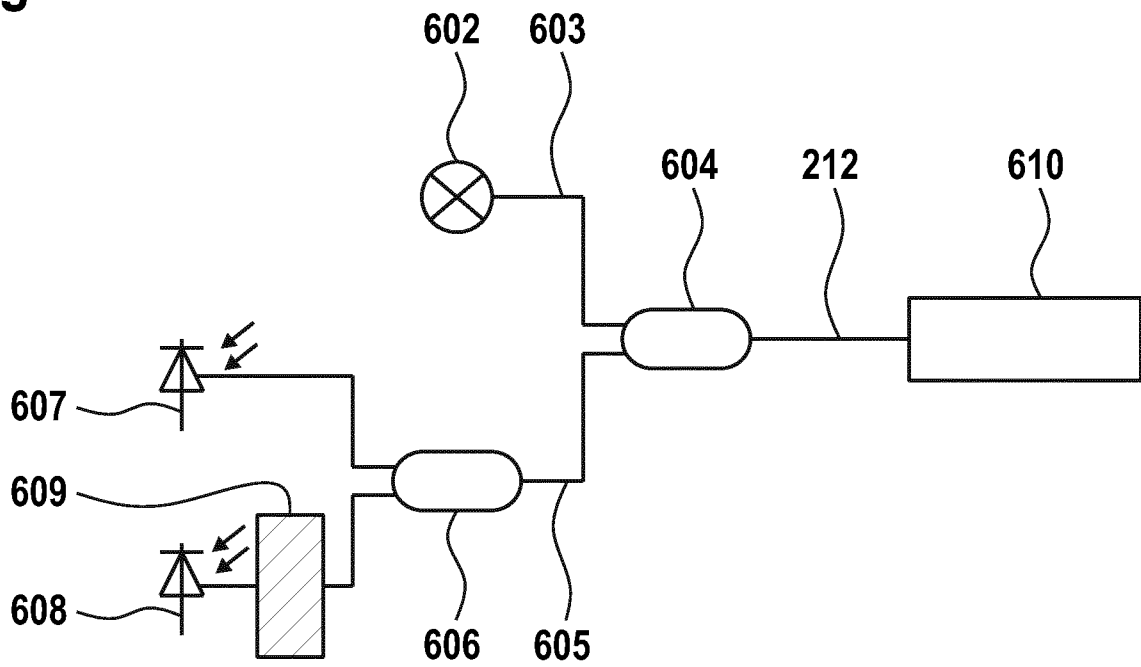
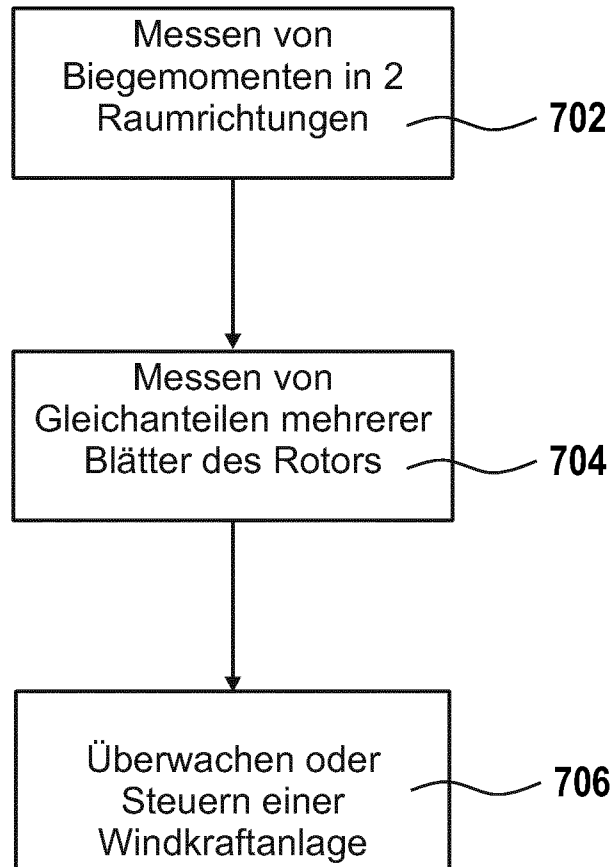


Fig. 6



5 / 5

Fig. 7



## INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

**PCT/EP2018/069143**

<b>A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER</b> <i>F03D 1/06</i> (2006.01)i; <i>F03D 17/00</i> (2016.01)i  According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC		
<b>B. FIELDS SEARCHED</b>  Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols) F03D  Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched  Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used) EPO-Internal, WPI Data		
<b>C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT</b>		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	EP 2354538 A1 (LM GLASFIBER AS [DK]) 10 August 2011 (2011-08-10) abstract paragraph [0008] - paragraph [0009] paragraph [0015] - paragraph [0019] paragraph [0024] - paragraph [0027] paragraph [0032] - paragraph [0037] paragraph [0047] - paragraph [0051] paragraph [0110] - paragraph [0113]; figures 1,2,3,7,8,10,11	1-10
X	WO 2017000947 A1 (VESTAS WIND SYS AS [DK]) 05 January 2017 (2017-01-05) abstract page 1, line 32 - page 3, line 15 page 4, line 1 - page 7, line 20 page 9, line 15 - line 18; figures 1-6	1-10
X	DE 102012108776 A1 (UNIV MUENCHEN TECH [DE]) 20 March 2014 (2014-03-20) abstract paragraph [0024] - paragraph [0030] paragraph [0040]; figures 1-7	1-10
<input checked="" type="checkbox"/> Further documents are listed in the continuation of Box C. <input checked="" type="checkbox"/> See patent family annex.		
* Special categories of cited documents: “A” document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance “E” earlier application or patent but published on or after the international filing date “L” document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) “O” document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means “P” document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed “T” later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention “X” document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone “Y” document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art “&” document member of the same patent family		
Date of the actual completion of the international search <b>11 October 2018</b>		Date of mailing of the international search report <b>18 October 2018</b>
Name and mailing address of the ISA/EP <b>European Patent Office p.b. 5818, Patentlaan 2, 2280 HV Rijswijk Netherlands</b> Telephone No. (+31-70)340-2040 Facsimile No. (+31-70)340-3016		Authorized officer  <b>Westermayer, Philipp</b>  Telephone No.

## INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

**PCT/EP2018/069143**

<b>C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT</b>		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	EP 2112375 A2 (INSENSYS LTD [GB]) 28 October 2009 (2009-10-28) abstract paragraph [0017] - paragraph [0029] paragraph [0039] - paragraph [0040] paragraph [0053] - paragraph [0057] paragraph [0064] - paragraph [0065] paragraph [0072]; figures 1,2,3,4,5	1-10
A	DE 102013007744 A1 (PHOENIX CONTACT GMBH & CO [DE]) 13 November 2014 (2014-11-13) abstract paragraph [0021] - paragraph [0024] paragraph [0035] - paragraph [0036] paragraph [0044] - paragraph [0046] paragraph [0063] - paragraph [0065]; figures 1-5	1-10

**INTERNATIONAL SEARCH REPORT**  
**Information on patent family members**

International application No.

**PCT/EP2018/069143**

Patent document cited in search report			Publication date (day/month/year)	Patent family member(s)			Publication date (day/month/year)
EP	2354538	A1	10 August 2011	CN	102713263	A	03 October 2012
				EP	2354538	A1	10 August 2011
				EP	2531722	A1	12 December 2012
				US	2012292905	A1	22 November 2012
				WO	2011092032	A1	04 August 2011
WO	2017000947	A1	05 January 2017	CN	107820541	A	20 March 2018
				EP	3317531	A1	09 May 2018
				US	2018180029	A1	28 June 2018
				WO	2017000947	A1	05 January 2017
DE	102012108776	A1	20 March 2014	CA	2884973	A1	27 March 2014
				CN	104641107	A	20 May 2015
				DE	102012108776	A1	20 March 2014
				DK	2898216	T3	13 March 2017
				EP	2898216	A1	29 July 2015
				ES	2617903	T3	20 June 2017
				US	2015211969	A1	30 July 2015
				WO	2014044575	A1	27 March 2014
EP	2112375	A2	28 October 2009	CA	2653351	A1	28 September 2009
				EP	2112375	A2	28 October 2009
DE	102013007744	A1	13 November 2014	NONE			

A. KLASSIFIZIERUNG DES ANMELDUNGSGEGENSTANDES  
 INV. F03D1/06 F03D17/00  
 ADD.

Nach der Internationalen Patentklassifikation (IPC) oder nach der nationalen Klassifikation und der IPC

B. RECHERCHIERTE GEBIETE

Recherchierter Mindestprüfstoff (Klassifikationssystem und Klassifikationssymbole)  
 F03D

Recherchierte, aber nicht zum Mindestprüfstoff gehörende Veröffentlichungen, soweit diese unter die recherchierten Gebiete fallen

Während der internationalen Recherche konsultierte elektronische Datenbank (Name der Datenbank und evtl. verwendete Suchbegriffe)

EPO-Internal, WPI Data

C. ALS WESENTLICH ANGESEHENE UNTERLAGEN

Kategorie*	Bezeichnung der Veröffentlichung, soweit erforderlich unter Angabe der in Betracht kommenden Teile	Betr. Anspruch Nr.
X	EP 2 354 538 A1 (LM GLASFIBER AS [DK]) 10. August 2011 (2011-08-10) Zusammenfassung Absatz [0008] - Absatz [0009] Absatz [0015] - Absatz [0019] Absatz [0024] - Absatz [0027] Absatz [0032] - Absatz [0037] Absatz [0047] - Absatz [0051] Absatz [0110] - Absatz [0113]; Abbildungen 1,2,3,7,8,10,11	1-10
X	WO 2017/000947 A1 (VESTAS WIND SYS AS [DK]) 5. Januar 2017 (2017-01-05) Zusammenfassung Seite 1, Zeile 32 - Seite 3, Zeile 15 Seite 4, Zeile 1 - Seite 7, Zeile 20 Seite 9, Zeile 15 - Zeile 18; Abbildungen 1-6	1-10



Weitere Veröffentlichungen sind der Fortsetzung von Feld C zu entnehmen



Siehe Anhang Patentfamilie

\* Besondere Kategorien von angegebenen Veröffentlichungen :

"A" Veröffentlichung, die den allgemeinen Stand der Technik definiert, aber nicht als besonders bedeutsam anzusehen ist

"E" frühere Anmeldung oder Patent, die bzw. das jedoch erst am oder nach dem internationalen Anmeldedatum veröffentlicht worden ist

"L" Veröffentlichung, die geeignet ist, einen Prioritätsanspruch zweifelhaft erscheinen zu lassen, oder durch die das Veröffentlichungsdatum einer anderen im Recherchenbericht genannten Veröffentlichung belegt werden soll oder die aus einem anderen besonderen Grund angegeben ist (wie ausgeführt)

"O" Veröffentlichung, die sich auf eine mündliche Offenbarung, eine Benutzung, eine Ausstellung oder andere Maßnahmen bezieht

"P" Veröffentlichung, die vor dem internationalen Anmeldedatum, aber nach dem beanspruchten Prioritätsdatum veröffentlicht worden ist

"T" Spätere Veröffentlichung, die nach dem internationalen Anmeldedatum oder dem Prioritätsdatum veröffentlicht worden ist und mit der Anmeldung nicht kollidiert, sondern nur zum Verständnis des der Erfindung zugrundeliegenden Prinzips oder der ihr zugrundeliegenden Theorie angegeben ist

"X" Veröffentlichung von besonderer Bedeutung; die beanspruchte Erfindung kann allein aufgrund dieser Veröffentlichung nicht als neu oder auf erfinderischer Tätigkeit beruhend betrachtet werden

"Y" Veröffentlichung von besonderer Bedeutung; die beanspruchte Erfindung kann nicht als auf erfinderischer Tätigkeit beruhend betrachtet werden, wenn die Veröffentlichung mit einer oder mehreren Veröffentlichungen dieser Kategorie in Verbindung gebracht wird und diese Verbindung für einen Fachmann naheliegend ist

"&" Veröffentlichung, die Mitglied derselben Patentfamilie ist

Datum des Abschlusses der internationalen Recherche

11. Oktober 2018

Absenddatum des internationalen Recherchenberichts

18/10/2018

Name und Postanschrift der Internationalen Recherchenbehörde

Europäisches Patentamt, P.B. 5818 Patentlaan 2  
 NL - 2280 HV Rijswijk  
 Tel. (+31-70) 340-2040,  
 Fax: (+31-70) 340-3016

Bevollmächtigter Bediensteter

Westermayer, Philipp

C. (Fortsetzung) ALS WESENTLICH ANGESEHENE UNTERLAGEN		
Kategorie*	Bezeichnung der Veröffentlichung, soweit erforderlich unter Angabe der in Betracht kommenden Teile	Betr. Anspruch Nr.
X	DE 10 2012 108776 A1 (UNIV MUENCHEN TECH [DE]) 20. März 2014 (2014-03-20) Zusammenfassung Absatz [0024] - Absatz [0030] Absatz [0040]; Abbildungen 1-7 -----	1-10
X	EP 2 112 375 A2 (INSENSYS LTD [GB]) 28. Oktober 2009 (2009-10-28) Zusammenfassung Absatz [0017] - Absatz [0029] Absatz [0039] - Absatz [0040] Absatz [0053] - Absatz [0057] Absatz [0064] - Absatz [0065] Absatz [0072]; Abbildungen 1,2,3,4,5 -----	1-10
A	DE 10 2013 007744 A1 (PHOENIX CONTACT GMBH & CO [DE]) 13. November 2014 (2014-11-13) Zusammenfassung Absatz [0021] - Absatz [0024] Absatz [0035] - Absatz [0036] Absatz [0044] - Absatz [0046] Absatz [0063] - Absatz [0065]; Abbildungen 1-5 -----	1-10

**INTERNATIONALER RECHERCHENBERICHT**

Angaben zu Veröffentlichungen, die zur selben Patentfamilie gehören

Internationales Aktenzeichen

PCT/EP2018/069143

Im Recherchenbericht angeführtes Patentdokument	Datum der Veröffentlichung	Mitglied(er) der Patentfamilie	Datum der Veröffentlichung	
EP 2354538	A1	10-08-2011	CN 102713263 A	03-10-2012
			EP 2354538 A1	10-08-2011
			EP 2531722 A1	12-12-2012
			US 2012292905 A1	22-11-2012
			WO 2011092032 A1	04-08-2011
-----				
WO 2017000947	A1	05-01-2017	CN 107820541 A	20-03-2018
			EP 3317531 A1	09-05-2018
			US 2018180029 A1	28-06-2018
			WO 2017000947 A1	05-01-2017
-----				
DE 102012108776	A1	20-03-2014	CA 2884973 A1	27-03-2014
			CN 104641107 A	20-05-2015
			DE 102012108776 A1	20-03-2014
			DK 2898216 T3	13-03-2017
			EP 2898216 A1	29-07-2015
			ES 2617903 T3	20-06-2017
			US 2015211969 A1	30-07-2015
			WO 2014044575 A1	27-03-2014
-----				
EP 2112375	A2	28-10-2009	CA 2653351 A1	28-09-2009
			EP 2112375 A2	28-10-2009
-----				
DE 102013007744	A1	13-11-2014	KEINE	
-----				