



(10) **DE 10 2018 100 727 A1** 2019.07.18

(12) **Offenlegungsschrift**

(21) Aktenzeichen: **10 2018 100 727.2**

(22) Anmeldetag: **15.01.2018**

(43) Offenlegungstag: **18.07.2019**

(51) Int Cl.: **F03D 7/00 (2006.01)**

F03D 17/00 (2016.01)

(71) Anmelder:

Wobben Properties GmbH, 26607 Aurich, DE

(74) Vertreter:

**Eisenführ Speiser Patentanwälte Rechtsanwälte
PartGmbH, 28217 Bremen, DE**

(72) Erfinder:

Messing, Ralf, 26605 Aurich, DE

(56) Ermittelter Stand der Technik:

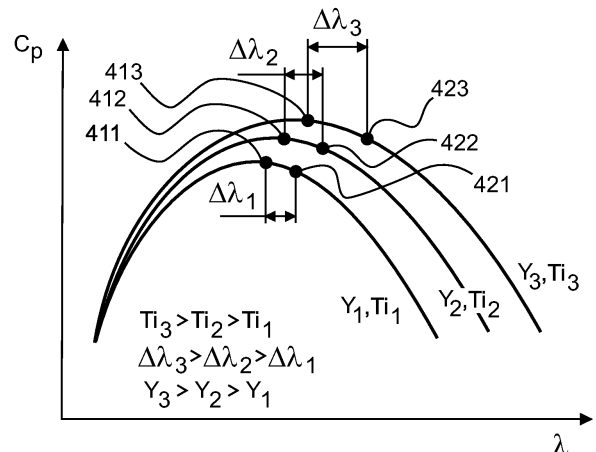
DE	10 2013 100 387	A1
GB	2 542 343	A
US	2009 / 0 295 160	A1
US	2012 / 0 165 996	A1
US	2014 / 0 193 254	A1
US	2015 / 0 176 569	A1
WO	2011/ 157 271	A2
WO	2017/ 000 953	A1

Rechercheantrag gemäß § 43 PatG ist gestellt.

Die folgenden Angaben sind den vom Anmelder eingereichten Unterlagen entnommen.

(54) Bezeichnung: **Verfahren zum Steuern einer Windenergieanlage und Windenergieanlage**

(57) Zusammenfassung: Die Erfindung betrifft ein Verfahren zum Steuern einer Windenergieanlage (100) und eine zugehörige Windenergieanlage (100). Die Windenergieanlage (100) wird gemäß einem Betriebspunkt betrieben, wobei der Betriebspunkt wenigstens durch einen Pitchwinkel (γ) und eine Schnellaufzahl (λ) bestimmt ist, wobei einer der Betriebspunkte (411, 412, 413) einem maximalen Leistungsbeiwert entspricht, wobei die Windenergieanlage (100) in einem Teillastbereich (200) an einem Betriebspunkt (421, 422, 423) betrieben wird, der von dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert abweicht. Der Abstand ($\Delta\lambda$) des Betriebspunktes (421, 422, 423) zu dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert wird in Abhängigkeit von einem gemessenen Turbulenzmaß (T_i) eingestellt.



Beschreibung

[0001] Die vorliegende Erfindung betrifft ein Verfahren zum Steuern einer Windenergieanlage und eine entsprechende Windenergieanlage.

[0002] Insbesondere betrifft die vorliegende Erfindung ein Verfahren zum Steuern einer Windenergieanlage, wobei die Windenergieanlage gemäß einem Betriebspunkt betrieben wird. Der Betriebspunkt ist wenigstens durch einen Pitchwinkel und eine Schnelllaufzahl bestimmt, wobei einer der Betriebspunkte einem maximalen Leistungsbeiwert entspricht. Die Windenergieanlage wird in einem Teillastbereich an einem Betriebspunkt betrieben, der von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert abweicht.

[0003] Der Teillastbereich ist der Betriebsbereich einer Windenergieanlage, in der der Wind insbesondere nicht stark genug weht, um eine Nennleistung der Windenergieleistung zu erreichen. Üblicherweise wird eine Windenergieanlage in einem Teillastbereich derart betrieben, dass eine Schnelllaufzahl λ , das heißt ein Verhältnis zwischen Umfangsgeschwindigkeit des Rotors und Windgeschwindigkeit, über den gesamten Teillastbereich nahezu konstant bleibt, indem die Drehzahl der Anlage flexibel eingestellt wird. Ein Pitchwinkel γ wird im Teillastbereich im Regelfall nicht verändert.

[0004] In **Fig. 2a** und **Fig. 2b** sind schematisch Verläufe der Schnelllaufzahl λ , vergl. **Fig. 2a**, und des Pitchwinkels γ , vergl. **Fig. 2b**, über die Windgeschwindigkeit v aufgetragen. In einem Teillastbereich **200** ist sowohl die Schnelllaufzahl λ als auch der Pitchwinkel γ unabhängig von der Windgeschwindigkeit v . In diesen Beispielen nimmt in einem Vollastbereich **210** die Schnelllaufzahl λ mit steigender Windgeschwindigkeit v ab, während der Pitchwinkel γ mit steigender Windgeschwindigkeit v ansteigt. In dem Vollastbereich **210** erreicht die Windenergieanlage dann letztendlich auch die Nennleistung. Es sollte beachtet werden, dass in den schematischen **Fig. 2a** und **Fig. 2b** keine Extremwinde, die beispielsweise zu einem Abschalten der Windenergieanlage führen, skizziert sind.

[0005] Es ist bekannt, dass für einen bestimmten Wert der Schnelllaufzahl λ bei einem konstanten Pitchwinkel γ ein optimaler Leistungsbeiwert c_p erreichbar ist. Der Verlauf des Leistungsbeiwertes c_p über die Schnelllaufzahl λ bei konstantem Pitchwinkel γ ist schematisch in **Fig. 3** gezeigt. Als Betriebspunkt der Windenergieanlage kann nun ein bestimmter Wert der Schnelllaufzahl λ gewählt werden, wobei im Allgemeinen eine Maximierung der erreichbaren Leistung gewünscht ist. Dennoch wird im Allgemeinen nicht ein Betriebspunkt **310**, bei dem der optimale Leistungsbeiwert c_p erreicht wird, gewählt,

sondern ein um eine Schnelllaufzahl $\Delta\lambda$ rechts, das heißt hin zu größeren Schnelllaufzahlen, verschobene Betriebspunkt **320** gewählt.

[0006] Es sollte beachtet werden, dass diese Wahl des Betriebspunktes von der Rotorblattauslegung und der Betriebsweise der Anlage abhängig ist und insbesondere bei Starkwindanlage mit großen Blatttiefen möglich ist. Auch bei Schwachwindanlagen mit kleinen Blatttiefen kann der Betrieb am Betriebspunkt **320** möglich sein, wenn im Teillastbereich keine Beschränkungen hinsichtlich Lärm existieren, da bei solchen Rotorblättern der maximale Leistungsbeiwert zu höheren Schnelllaufzahlen wandert und daher durch den Betrieb bei Schnelllaufzahlen rechts vom Maximum insgesamt ein höherer Lärm zu erwarten ist.

[0007] Indem der Betrieb der Anlage nicht auf dem Optimum des Leistungsbeiwertes, das heißt dem Betriebspunkt **310**, stattfindet, sondern um die Schnelllaufzahl $\Delta\lambda$ rechts davon bei einer höheren Schnelllaufzahl, wird einer Turbulenz der Anströmung Rechnung getragen. Die Turbulenz bezeichnet Schwankungen der Windgeschwindigkeit um eine mittlere Windgeschwindigkeit in der Anströmung und lässt sich quantitativ als Turbulenzintensität ausdrücken. Solche Variationen der Anströmwindgeschwindigkeit auf einer Zeitskala deutlich unterhalb der Dauer einer Rotorumdrehung, werden aufgrund der Trägheit der Anlagensteuerung durch den Rotor nicht wahrgenommen, sodass die Variationen der Windgeschwindigkeit sich in einer Variation der Schnelllaufzahl niederschlägt, da sich die Drehzahl, beziehungsweise Blattspitzengeschwindigkeit in der Zeitskala der Variationen der Anströmwindgeschwindigkeit nicht ändert. Demnach sinkt die Schnelllaufzahl als Konsequenz aus einer Böe, die zu einer Anhebung der Windgeschwindigkeit führt. Bekannt ist daher, dass die Anlage rechts, das heißt bei größeren Schnelllaufzahlen, betrieben wird, sodass Böen mit daraus folgenden reduzierten Schnelllaufzahlen mit einem verbesserten Leistungsbeiwert nahe dem Optimum einhergehen. Kerngedanke ist, dass der Anströmwinkel durch die Böe nicht derart ansteigt, dass es zu einem Strömungsabriss an dem Rotorblatt kommen kann, was mit erheblich nachteiligen Folgen auf den Energieertrag einhergeht.

[0008] Vor diesem Hintergrund bekannter Regelungsstrategien von Windenergieanlagen war es eine Aufgabe der vorliegenden Erfindung, die Leistungsausbeute im Teillastbereich weiter zu optimieren.

[0009] Gemäß einem ersten Aspekt wird die Aufgabe erfindungsgemäß bei einem Verfahren der eingangs genannten Art dadurch gelöst, dass der Abstand des Betriebspunktes zu dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert in Abhängigkeit von einem gemessenen Turbulenzmaß eingestellt wird.

[0010] Indem der Abstand des Betriebspunktes zu dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert nicht konstant ist, sondern in Abhängigkeit von einem Turbulenzmaß eingestellt wird, kann verhindert werden, dass unnötig viel Abstand zu dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert gewählt wird. Der Abstand zwischen dem gewählten Betriebspunkt und dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert kann demnach so gering wie nötig sein, um einen sicheren Betrieb der Windenergieanlage mit maximaler Leistungsausbeute zu ermöglichen. Zusätzlich handelt es sich nicht um ein lediglich irgendwie simuliertes Turbulenzmaß, sondern spiegelt dadurch, dass es gemessen wird, den tatsächlichen Zustand der Windenergieanlage wieder. Die Anpassung des Abstandes erfolgt demnach unter Berücksichtigung der tatsächlich vorherrschenden Bedingungen.

[0011] Es ist somit Kern der Erfindung, dass der Betriebspunkt im Teillastbereich, insbesondere also die Wahl der Schnelllaufzahl und des Pitchwinkels im Teillastbereich, in Abhängigkeit des gemessenen Turbulenzmaßes angepasst wird. Vorzugsweise weist die Windenergieanlage dafür ein entsprechendes Messsystem auf, das insbesondere in Echtzeit in der Lage ist, das Turbulenzmaß zu bestimmen und die Windenergieanlage dementsprechend in Echtzeit basierend auf dem gemessenen Turbulenzmaß zu regeln.

[0012] Vorzugsweise wird vorgeschlagen, dass als Turbulenzmaß eine Turbulenzintensität betrachtet wird.

[0013] Die Turbulenz des Windes lässt sich beschreiben durch die Turbulenzintensität TI :

$$TI = \frac{\sigma_u}{\bar{U}}. \quad [\text{Gl. 1}]$$

[0014] Die Standardabweichung σ_u ist definiert wie folgt:

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (u - \bar{U})^2 dt}, \quad [\text{Gl. 2}]$$

mit der über den Zeitraum T gemittelten Windgeschwindigkeit \bar{U} :

$$\bar{U} = \frac{1}{T} \int_0^T u dt. \quad [\text{Gl. 3}]$$

[0015] Um instationäre Strömungen u zu beschreiben wird üblicherweise die gemittelte Geschwindigkeit von der Fluktuation \tilde{u} überlagert:

$$u = \bar{U} + \tilde{u} \quad [\text{Gl. 4}]$$

[0016] Die Turbulenzintensität gibt somit die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit in Bezug auf die über einen längeren Zeitraum, beispielsweise 10 Minuten, gemittelte Windgeschwindigkeit wieder. Dadurch wird ein Maß angegeben, wie stark die überlagerte Fluktuation in Bezug auf die Windgeschwindigkeit ist. Diese Turbulenzintensität ist insoweit auch ein Maß für die Stärke der Schwankungen des Windes, die eine zusätzliche Belastung der Windenergieanlage darstellen können.

[0017] Neben der Turbulenzintensität sind natürlich auch andere messbare Turbulenzmaße alternativ oder zusätzlich anwendbar.

[0018] In einer bevorzugten Ausführungsform entspricht ein größeres gemessenes Turbulenzmaß einem größeren Abstand des Betriebspunktes zu dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert.

[0019] Je größer das gemessene Turbulenzmaß, desto stärker sind beispielsweise die Auswirkungen von Böen oder ähnlichem. Entsprechend wird in dieser Ausführungsform bei einem größeren gemessenen Turbulenzmaß ein höherer Abstand, das heißt eine größere Sicherheit, vorgeschlagen. Entsprechend erfordert ein niedrigeres gemessenes Turbulenzmaß keinen derartig großen Abstand, sodass auch kleinere Böen ausreichen, die Schnelllaufzahl nahe an den Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert heranzuführen.

[0020] In anderen Ausführungsformen kann aber auch genau umgekehrt ein größeres gemessenes Turbulenzmaß einen betragsmäßig kleineren Abstand des Betriebspunktes zu dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert bedeuten. Dies bietet sich insbesondere für den Fall an, bei dem die Windenergieanlage links des Betriebspunktes mit maximalem Leistungsbeiwert, d.h. insbesondere bei kleineren Schnelllaufzahlen, betrieben wird. Hierdurch wird bei einem größeren Turbulenzmaß im Ergebnis auch eine höhere Schnelllaufzahl gewählt, mit den oben erwähnten vorteilhaften Aspekten. Dieser Betrieb findet beispielsweise bei schmalen Rotorblättern Anwendung.

[0021] Es sollte beachtet werden, dass der Abstand im Rahmen dieser Offenbarung grundsätzlich als Betrag des Abstandes zu verstehen ist. Wird eine Vorzeichenkonvention ausdrücklich verwendet, so ist ein Abstand dann als positiv zu betrachten, wenn der Betriebspunkt rechts von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert liegt. Entsprechend liegen negative Abstände dann vor, wenn der Betriebspunkt links des Maximums liegt.

[0022] Wird die Windenergieanlage in einer Ausführungsform links von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert, d.h. mit einem negativen

Abstand, betrieben, so kann in dieser Ausführungsform die Erhöhung des Abstandes auch dazu führen, dass die Windenergieanlage bei einem entsprechend großen gemessenen Turbulenzmaß letztlich an dem oder sogar rechts von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert betrieben wird. Die Erfindung ist diesbezüglich nicht auf die Beispiele beschränkt und auch andere Zusammenhänge zwischen dem gewählten Abstand und dem gemessenen Turbulenzmaß sind ausdrücklich zu berücksichtigen.

[0023] In einer bevorzugten Ausführungsform wird der Abstand des Betriebspunktes zu dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert ferner in Abhängigkeit eines Grades der Rotorblattverschmutzung eingestellt.

[0024] Es ist ferner eine Erkenntnis der vorliegenden Erfindung, dass die Lage- und Wanderung des Betriebspunktes mit maximalem Leistungsbeiwert stark vom Grad der Rotorblattverschmutzung abhängt. Demnach ist eine weitere Ertragssteigerung möglich, in dem der Grad der Rotorblattverschmutzung für die Einstellung des Abstandes berücksichtigt wird.

[0025] In einer bevorzugten Ausführungsform sind der Pitchwinkel und/oder die Schnelllaufzahl des Betriebspunktes gegenüber dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert erhöht.

[0026] Demnach wird mit Verweis auf die bereits diskutierte **Fig. 3** der Betriebspunkt rechts von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert eingestellt. Dies ermöglicht, dass das Auftreten einer Böe aufgrund der Trägheit des Rotors zu einer Senkung der Schnelllaufzahl und demnach zu einem Betrieb näher an dem optimalen Betriebspunkt führt, ohne dass die Gefahr eines Strömungsabrisses droht.

[0027] Ebenso ist es in anderen bevorzugten Ausführungsformen vorgesehen, den Pitchwinkel und/oder die Schnelllaufzahl des Betriebspunktes gegenüber dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert zu verringern. Demnach wird die Windenergieanlage in diesen Ausführungsformen links von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert betrieben. Die Wahl wird vorzugsweise in Abhängigkeit der Rotorblattgeometrie getroffen, wobei sich der Betrieb links des Betriebspunktes mit maximalem Leistungsbeiwert insbesondere für schmale Rotorblätter als günstig gezeigt hat. Auch kann beispielsweise aufgrund von Lärmbeschränkungen und/oder allgemein bei Schwachwindanlagen ein Betrieb überhaupt nur links des Betriebspunktes mit maximalem Leistungsbeiwert möglich sein.

[0028] In einer bevorzugten Ausführungsform wird die Schnelllaufzahl über die Steuerung der Drehzahl und/oder des Drehmomentes gesteuert.

[0029] Die Schnelllaufzahl über die Steuerung der Drehzahl und/oder des Drehmoments zu steuern ist natürlich nur eine der möglichen Ausführungen, die Schnelllaufzahl zu steuern. Andere Möglichkeiten die Schnelllaufzahl zu beeinflussen sind ebenso vorteilhaft einsetzbar.

[0030] In einer bevorzugten Ausführungsform verbessert sich der Leistungsbeiwert bei Auftreten einer Böe.

[0031] Indem sich der Leistungsbeiwert bei Auftreten einer Böe verbessert, können der momentane Ertrag und damit im Ergebnis auch der Jahresenergieertrag verbessert werden.

[0032] Gleichzeitig wird dadurch, dass sich der Leistungsbeiwert verbessert und demnach näher an dem optimalen Leistungsbeiwert liegt, die Lasten auf die Windenergieanlage möglichst gering bleiben.

[0033] In einer bevorzugten Ausführungsform wird das Turbulenzmaß im Wesentlichen in Echtzeit gemessen.

[0034] Dadurch, dass das Turbulenzmaß im Wesentlichen in Echtzeit gemessen wird, ist ermöglicht, dass die Windenergieanlage auf das gemessene Turbulenzmaß regelt. Vorzugsweise sind dafür entsprechende Messsysteme wie beispielsweise das System Blade Vision, vorgesehen, obwohl auch andere Systeme, die zum Messen eines Turbulenzmaßes geeignet sind, ebenso einsetzbar sind.

[0035] In einer bevorzugten Ausführungsform werden 15-Sekunden Mittelwerte des Turbulenzmaßes im Wesentlichen in Echtzeit bereitgestellt.

[0036] 15-Sekunden Mittelwerte haben sich als Erfahrungswert herausgestellt, der sowohl hochfrequente und weniger relevante Schwankungen unterdrückt, gleichzeitig aber auch eine Aussage über generelle Veränderungen der Windsituationen, beispielsweise auffrischenden Wind, unberücksichtigt lässt. Insbesondere sind 15-Sekunden Mittelwerte besonders aussagekräftig, um die Stärke von Böen zu bewerten. Genauso können allerdings natürlich auch längere oder kürzere Dauern des Turbulenzmaßes ermittelt werden.

[0037] In einer bevorzugten Ausführungsform umfasst das Verfahren weiter ein Steuern der Windenergieanlage in Abhängigkeit einer gemessenen Windscherung.

[0038] Unter einer Windscherung versteht man unterschiedliche Windrichtungen beziehungsweise Windgeschwindigkeiten an unterschiedlichen Stellen oder Bereichen insbesondere des Rotors. Besonders prominent ist eine vertikale Windscherung, die all-

gemein angibt, dass Wind in der Höhe stärker als in der Nähe und unter dem Einfluss des Bodens ist. Eine hohe Windscherung, d.h stark unterschiedliche Windsituationen an unterschiedlichen Positionen der Rotorblätter über den Rotorumlauf, kann zu hohen Anlagenlasten führen und birgt ferner die Gefahr, dass das Rotorblatt durch zu hohe Anstellwinkel in den Strömungsabriss gelangt. Die Windscherung kann beispielsweise anhand der über den Rotorumfang auftretenden Lasten oder aber auch durch Windsensoren, die den Wind an unterschiedlichen Bereichen der Rotorebene messen, gemessen und bestimmt werden.

[0039] In einer bevorzugten Ausführungsform wird die Windenergieanlage in Abhängigkeit der gemessenen Windscherung und des gemessenen Turbulenzmaßes unter Berücksichtigung einer Tageszeit gesteuert.

[0040] Es ist bekannt, dass Tag und Nacht einen Einfluss auf sowohl die Turbulenz als auch die Windscherung haben. Allerdings ist die Auswirkung diametral, das heißt während die Turbulenzintensität im Regelfall während des Tages größer als während der Nacht ist, so dreht sich dies bei der Scherung im Allgemeinen um. Das heißt, nachts ist eine im Allgemeinen größere Windscherung als tagsüber zu beobachten. Demnach kann die Windenergieanlage, die zusätzlich zu dem Turbulenzmaß und der Windscherung auch in Abhängigkeit der Tageszeit gesteuert wird, die vorherrschende Situation besser einordnen und demnach näher an einen Optimalwert betrieben werden.

[0041] In einer bevorzugten Ausführungsform wird das Turbulenzmaß räumlich über den Rotor aufgelöst gemessen.

[0042] In einer bevorzugten Ausführungsform wird der Betriebspunkt ferner unter Berücksichtigung akustischer Randbedingungen eingestellt.

[0043] Die Aufgabe wird erfindungsgemäß ferner durch eine Windenergieanlage gelöst, wobei die Windenergieanlage eine drehzahlvariable, pitchgesteuerte Windenergieanlage ist. Die Windenergieanlage umfasst: einen Turbulenzsensor zum Messen eines Turbulenzmaßes, insbesondere einer Turbulenzintensität, und eine Steuerung zum Steuern der Windenergieanlage. Die Steuerung ist dazu eingerichtet, die Windenergieanlage gemäß einem Betriebspunkt zu betreiben, wobei der Betriebspunkt wenigstens durch einen Pitchwinkel und eine Schnelllaufzahl bestimmt ist, wobei einer der Betriebspunkte einem maximalen Leistungsbeiwert entspricht. Die Steuerung ist dazu eingerichtet, die Windenergieanlage in einem Teillastbereich an einem Betriebspunkt zu betreiben, der von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert abweicht, und da-

zu, den Abstand des Betriebspunktes zu dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert in Abhängigkeit von dem Turbulenzmaß, das von dem Turbulenzsensor gemessen wird, einzustellen.

[0044] Insbesondere ermöglicht die erfindungsgemäße Windenergieanlage somit sämtliche der Vorteile zu erreichen, die mit Verweis auf das oben beschriebene Verfahren ausgeführt wurden. Ebenso kann die Windenergieanlage gemäß diesem Aspekt mit sämtlichen der bevorzugten Ausführungsformen des erfindungsgemäßen Verfahrens kombiniert werden.

[0045] Der Turbulenzsensor kann als jede Form geeigneter Sensoren ausgebildet sein, die in der Lage sind, ein für die Turbulenz an dem Rotorblatt indikatives Maß anzugeben. Beispielsweise kann der Turbulenzsensor das Turbulenzmaß direkt anhand des gemessenen Windes oder indirekt basierend auf Durchbiegungen oder Lasten des Rotorblattes messen und bereitstellen.

[0046] Nachfolgend wird die Erfindung anhand von Ausführungsformen beispielhaft unter Bezugnahme auf die begleitenden Figuren näher erläutert.

Fig. 1 zeigt eine Windenergieanlage in einer schematischen Darstellung.

Fig. 2a zeigt schematisch den Verlauf zwischen Schnelllaufzahl λ und Windgeschwindigkeit v .

Fig. 2b zeigt schematisch den Verlauf zwischen Pitchwinkel γ und Windgeschwindigkeit v .

Fig. 3 zeigt schematisch den Verlauf zwischen Leistungsbeiwert c_p und Schnelllaufzahl λ bei konstantem Pitchwinkel γ .

Fig. 4 zeigt schematisch verschiedene Leistungsbeiwertverläufe in Abhängigkeit eines Turbulenzmaßes.

Fig. 5a zeigt schematisch den Verlauf zwischen Schnelllaufzahl λ und Windgeschwindigkeit v bei steigendem Turbulenzmaß.

Fig. 5b zeigt schematisch den Verlauf zwischen Pitchwinkel γ und Windgeschwindigkeit v bei steigendem Turbulenzmaß.

Fig. 6a zeigt schematisch den Einfluss einer Blattverschmutzung bei niedriger Anströmturbulenz.

Fig. 6b zeigt schematisch den Einfluss einer Blattverschmutzung bei höherer Anströmturbulenz.

[0047] **Fig. 1** zeigt eine Windenergieanlage **100** mit einem Turm **102** und einer Gondel **104**. An der Gondel **104** ist ein Rotor **106** mit drei Rotorblättern **108** und einem Spinner **110** angeordnet. Der Rotor **106** wird im Betrieb durch den Wind in eine Drehbewe-

gung versetzt und treibt dadurch einen Generator in der Gondel **104** an.

[0048] Die Windenergieanlage **100** weist ein Messsystem auf, das dazu geeignet ist, ein Maß der Anströmturbulenz in Echtzeit zu bestimmen und die Windenergieanlage **100** dementsprechend in Echtzeit nach den gemessenen Werten zu regeln.

[0049] Kern der vorliegenden Erfindung ist, wie bereits erwähnt, die Anpassung des Betriebspunktes im Teillastbereich **200**, also die Wahl der Schnelllaufzahl und des Pitchwinkels im Teillastbereich **200**, in Abhängigkeit der Turbulenzintensität der Anströmung. Im Folgenden wird als Turbulenzmaß die oben definierte Turbulenzintensität T_i beispielhaft beschrieben, wobei dies natürlich nur ein Beispiel darstellt und auch andere Größen, die eine Aussage über das Ausmaß der Turbulenz der Anströmung ermöglichen, ebenso vorstellbar sind.

[0050] In **Fig. 4** sind für drei unterschiedliche Turbulenzintensitäten T_{i1} , T_{i2} und T_{i3} Verläufe des Leistungsbeiwertes c_p über die Schnelllaufzahl λ gezeigt, die jeweils einer unterschiedlichen Wahl des Pitchwinkels γ_1 , γ_2 und γ_3 entsprechen. Wesentlich ist aber, dass sich für jeden der Verläufe mit unterschiedlichen Turbulenzintensitäten unterschiedliche Schnelllaufzahlen λ mit maximalem Leistungsbeiwert c_p **411**, **412** und **413** ergeben. Der Betriebspunkt, an dem die Windenergieanlage **100** bei den unterschiedlichen Turbulenzintensitäten T_{i1} , T_{i2} und T_{i3} betrieben wird, ist der Betriebspunkt **421**, **422** bzw. **423**, die jeweils eine um eine Differenz $\Delta\lambda_1$, $\Delta\lambda_2$, $\Delta\lambda_3$ größere Schnelllaufzahl λ als die zu dem maximalen Leistungsbeiwert gehörenden Schnelllaufzahl betrieben werden.

[0051] Kern der Erfindung ist nun genau, dass die Wahl des Abstandes beziehungsweise der Abweichung zum Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert, in diesem Beispiel $\Delta\lambda_1$, $\Delta\lambda_2$, $\Delta\lambda_3$, in Abhängigkeit des gemessenen Turbulenzmaßes und nicht konstant ist. In diesem Beispiel ist $T_{i1} < T_{i2} < T_{i3}$ und entsprechend $\Delta\lambda_1 < \Delta\lambda_2 < \Delta\lambda_3$. Anders ausgedrückt wird die Abweichung von dem Betriebspunkt mit maximalem Leistungsbeiwert je größer desto größer das gemessene Turbulenzmaß ist.

[0052] Mit Verweis auf **Fig. 4** werden nachfolgend drei bei der Wahl des angepassten Betriebspunktes eine wesentliche Rolle spielende Effekte beschrieben.

[0053] Erstens soll der Abstand des Betriebspunktes zum Optimum des Leistungsbeiwertes $\Delta\lambda$ schon deshalb eine Funktion der Turbulenzintensität sein, da, wenn keinerlei Anströmturbulenz vorläge, der Betriebspunkt direkt auf dem Optimum platziert werden

könnte, sprich $\Delta\lambda=0$, da dann keine Variation in der Schnelllaufzahl λ vorliegen würde.

[0054] Zweitens ist zu berücksichtigen, dass sich das Optimum des Leistungsbeiwertes des Rotorblattes grundsätzlich unter dem Einfluss der Anströmturbulenz zu größeren Schnelllaufzahlen und Pitchwinkeln hin verschiebt. Dies ist in **Fig. 4** dadurch ausgedrückt, dass sich die Punkte mit maximalem Leistungsbeiwert c_p **411**, **412** und **413** mit ansteigender Turbulenzintensität T_i nach rechts verschieben.

[0055] Drittens kann es bei sehr hohen Turbulenzintensitäten T_i vorkommen, dass es auch im Teillastbereich **200** zu Strömungsablösungen kommen kann, da durch die Reduzierung der Schnelllaufzahlen λ die effektiven Anstellwinkel ansteigen. Diese Strömungsablösungen führen zu erheblichen Leistungseinbußen, die daher zu vermeiden sind. Dies geschieht wiederum erfindungsgemäß durch Anhebung des Pitchwinkels und/oder der Schnelllaufzahl.

[0056] Alle die beschriebenen Effekte führen nun dazu, dass eine Anpassung der Schnelllaufzahl und des Pitchwinkels im Teillastbereich in Abhängigkeit der in Echtzeit ermittelten Turbulenzintensität der Anströmung vorzugsweise dergestalt vorgenommen wird, dass die Schnelllaufzahl λ und/oder der Pitchwinkel γ bei Teillast mit zunehmender Turbulenzintensität angepasst, insbesondere, wie in **Fig. 5a** und **Fig. 5b** besonders gut ersichtlich, ansteigt. Dies ist in **Fig. 5a** und **Fig. 5b** durch den nach oben gerichteten Pfeil im Teillastbereich **200** angedeutet, während im Volllastbereich **210** keine von dem bestimmten Turbulenzmaß abhängige Anpassung erfolgt.

[0057] In **Fig. 6a** und **Fig. 6b** sind schematisch und exemplarisch jeweils für verschiedene Pitchwinkel die Verläufe des Leistungsbeiwertes über die Schnelllaufzahl gezeigt, wobei die Werte eines sauberen Rotorblattes mit durchgezogenen Linien und die eines verschmutzten Rotorblattes mit gestrichelten Linien dargestellt sind. In **Fig. 6a** sind die Verläufe für eine niedrige Turbulenzintensität gezeigt, während in **Fig. 6b** im Vergleich dazu die Verläufe für eine höhere Turbulenzintensität gezeigt sind.

[0058] Es kann gesehen werden, dass die maximalen Leistungsbeiwerte für verschmutzte Blätter unabhängig von der Turbulenzintensität natürlich deutlich unterhalb der Werte für nicht verschmutzte Rotorblätter liegen.

[0059] Es hat sich allerdings gezeigt, dass der Abstand der Schnelllaufzahlen, bei denen das Leistungsoptimum erreicht wird, zwischen einem sauberen und einem verschmutzten Rotorblatt von der Turbulenzintensität abhängt. Während dieser Abstand bei einer geringen Turbulenzintensität, vgl. **Fig. 6a**, eher groß ist, so wird er bei einer größeren Turbu-

lenzintensität, vgl. **Fig. 6b**, deutlich geringer. Es hat sich ferner gezeigt, dass das Leistungsoptimum mit zunehmender Anströmturbulenz zu höheren Schnelllaufzahlen und Pitchwinkeln wandert. Vorzugsweise werden sämtliche dieser Erkenntnisse, insbesondere einschließlich der Rotorblattverschmutzung, durch die Windenergieanlage **100** zur Regelung verwendet, um einen optimalen Betrieb der Anlage zu erreichen.

Patentansprüche

1. Verfahren zum Steuern einer Windenergieanlage (100), wobei die Windenergieanlage (100) gemäß einem Betriebspunkt betrieben wird, wobei der Betriebspunkt wenigstens durch einen Pitchwinkel (γ) und eine Schnelllaufzahl (λ) bestimmt ist, wobei einer der Betriebspunkte (411, 412, 413) einem maximalen Leistungsbeiwert entspricht, wobei die Windenergieanlage (100) in einem Teillastbereich (200) an einem Betriebspunkt (421, 422, 423) betrieben wird, der von dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert abweicht, **dadurch gekennzeichnet**, dass der Abstand ($\Delta\lambda$) des Betriebspunktes (421, 422, 423) zu dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert in Abhängigkeit von einem gemessenen Turbulenzmaß (T_i) eingestellt wird.
2. Verfahren nach Anspruch 1, wobei das Turbulenzmaß (T_i) eine Turbulenzintensität umfasst.
3. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei ein größeres gemessenes Turbulenzmaß (T_i) einem größeren Abstand ($\Delta\lambda$) des Betriebspunktes (421, 422, 423) zu dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert entspricht.
4. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei der Abstand ($\Delta\lambda$) des Betriebspunktes (421, 422, 423) zu dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert ferner in Abhängigkeit eines Grades der Rotorblattverschmutzung eingestellt wird.
5. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei der Pitchwinkel (γ) und/oder die Schnelllaufzahl (λ) des Betriebspunktes (421, 422, 423) gegenüber dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert erhöht sind.
6. Verfahren nach Anspruch 5, wobei die Schnelllaufzahl (λ) über die Steuerung der Drehzahl und/oder des Drehmomentes gesteuert wird.
7. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei sich der Leistungsbeiwert bei Auftreffen einer Böe verbessert.
8. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei das Turbulenzmaß im Wesentlichen in Echtzeit gemessen wird.
9. Verfahren nach Anspruch 8, wobei 15-Sekunden Mittelwerte des Turbulenzmaßes im Wesentlichen in Echtzeit bereitgestellt werden.
10. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, das weiter ein Steuern der Windenergieanlage (100) in Abhängigkeit einer gemessenen Windscherung umfasst.
11. Verfahren nach Anspruch 10, wobei die Windenergieanlage (100) in Abhängigkeit der gemessenen Windscherung und des gemessenen Turbulenzmaßes (T_i) unter Berücksichtigung einer Tageszeit gesteuert wird.
12. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei das Turbulenzmaß (T_i) räumlich über den Rotor aufgelöst gemessen wird.
13. Verfahren nach einem der vorstehenden Ansprüche, wobei der Betriebspunkt (421, 422, 423) ferner unter Berücksichtigung akustischer Randbedingungen eingestellt wird.
14. Windenergieanlage, wobei die Windenergieanlage eine drehzahlvariable, pitchgesteuerte Windenergieanlage ist, wobei die Windenergieanlage (100) aufweist:
 - einen Turbulenzsensor zum Messen eines Turbulenzmaßes (T_i), insbesondere einer Turbulenzintensität, und
 - eine Steuerung zum Steuern der Windenergieanlage, wobei die Steuerung dazu eingerichtet ist, die Windenergieanlage (100) gemäß einem Betriebspunkt zu betreiben, wobei der Betriebspunkt wenigstens durch einen Pitchwinkel (γ) und eine Schnelllaufzahl (λ) bestimmt ist, wobei einer der Betriebspunkte (411, 412, 413) einem maximalen Leistungsbeiwert entspricht, wobei die Steuerung dazu eingerichtet ist, die Windenergieanlage (100) in einem Teillastbereich (200) an einem Betriebspunkt (421, 422, 423) zu betreiben, der von dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert abweicht, **dadurch gekennzeichnet**, dass die Steuerung dazu eingerichtet ist, den Abstand ($\Delta\lambda$) des Betriebspunktes (421, 422, 423) zu dem Betriebspunkt (411, 412, 413) mit maximalem Leistungsbeiwert in Abhängigkeit von dem Turbulenzmaß (T_i), das von dem Turbulenzsensor gemessen wird, einzustellen.

Es folgen 6 Seiten Zeichnungen

Anhängende Zeichnungen

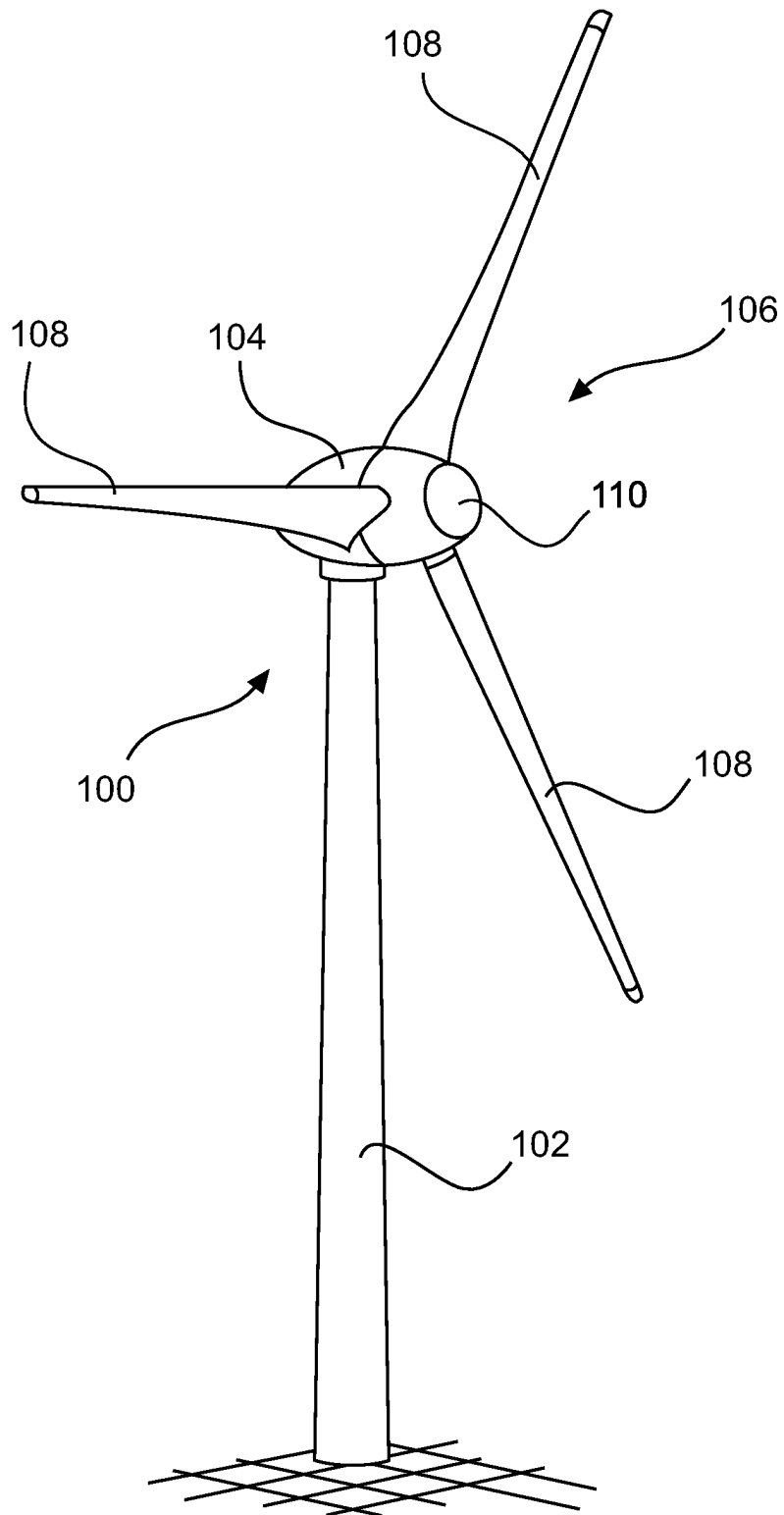


Fig. 1

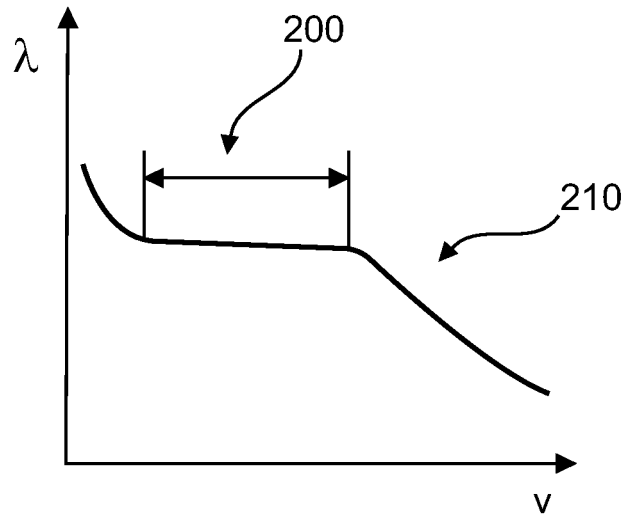


Fig. 2a

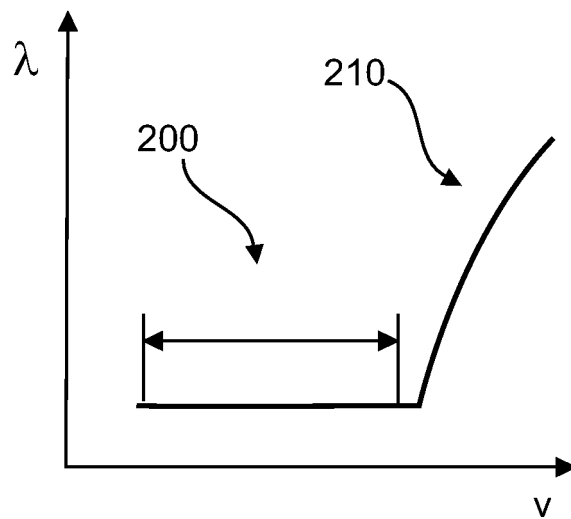


Fig. 2b

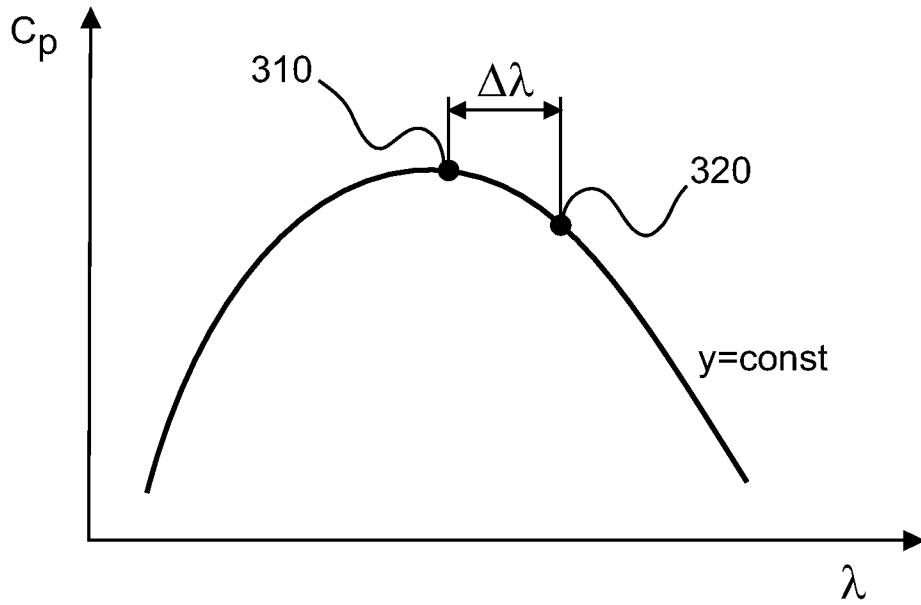


Fig. 3

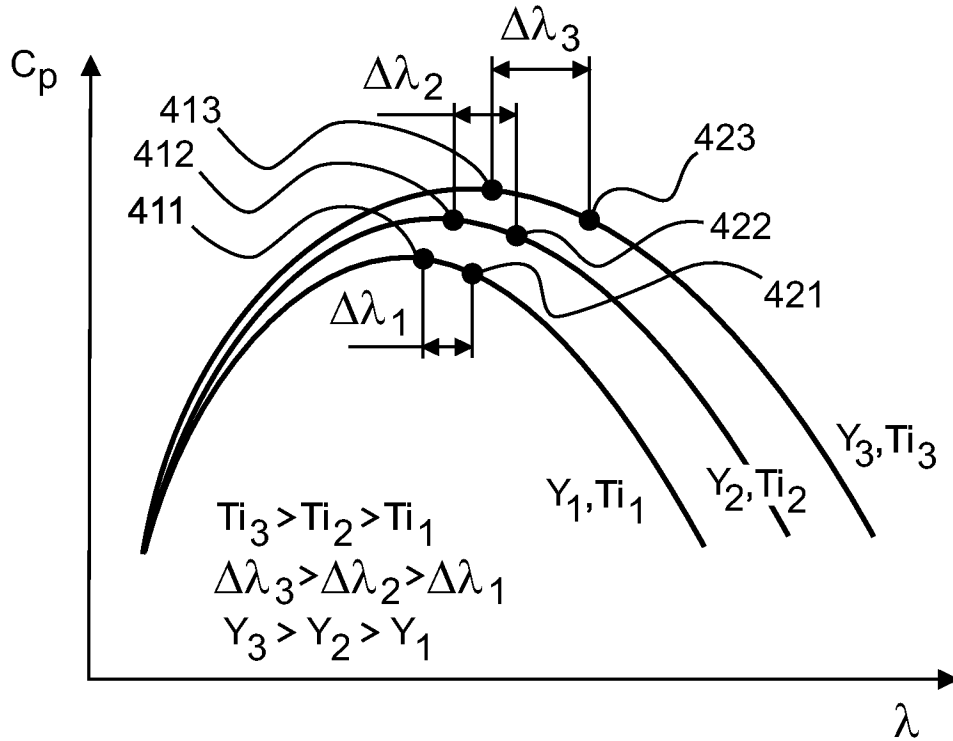


Fig. 4

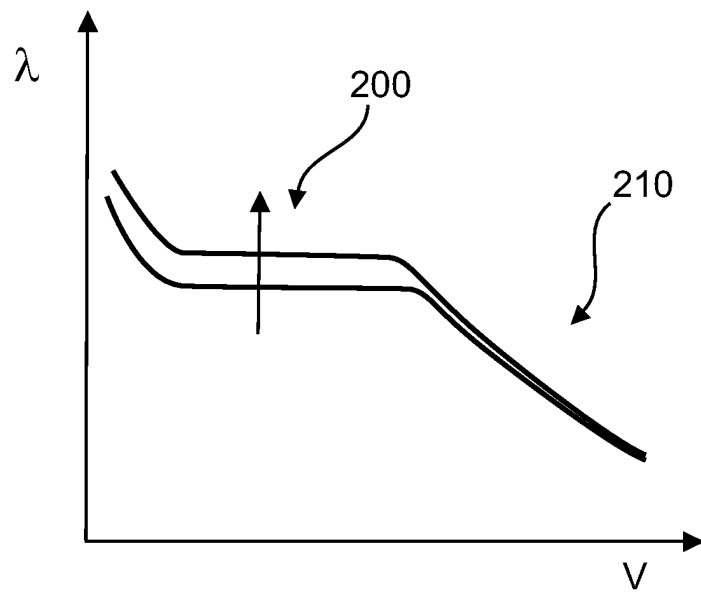


Fig. 5a

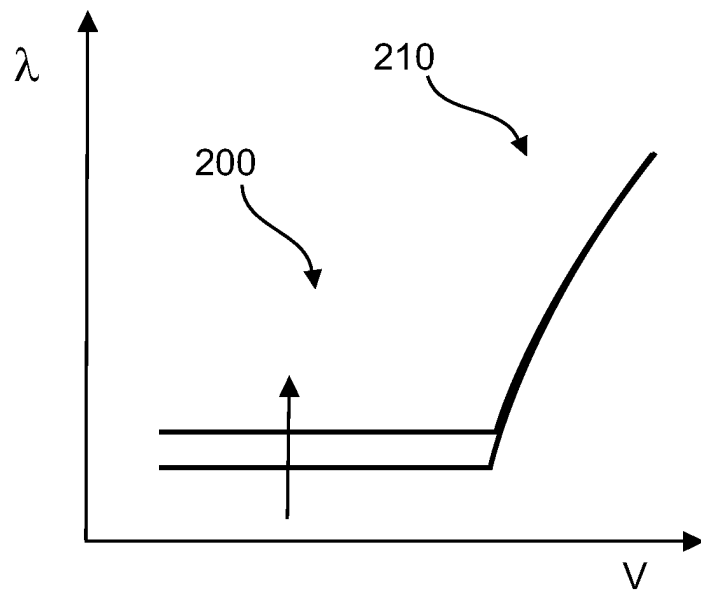


Fig. 5b

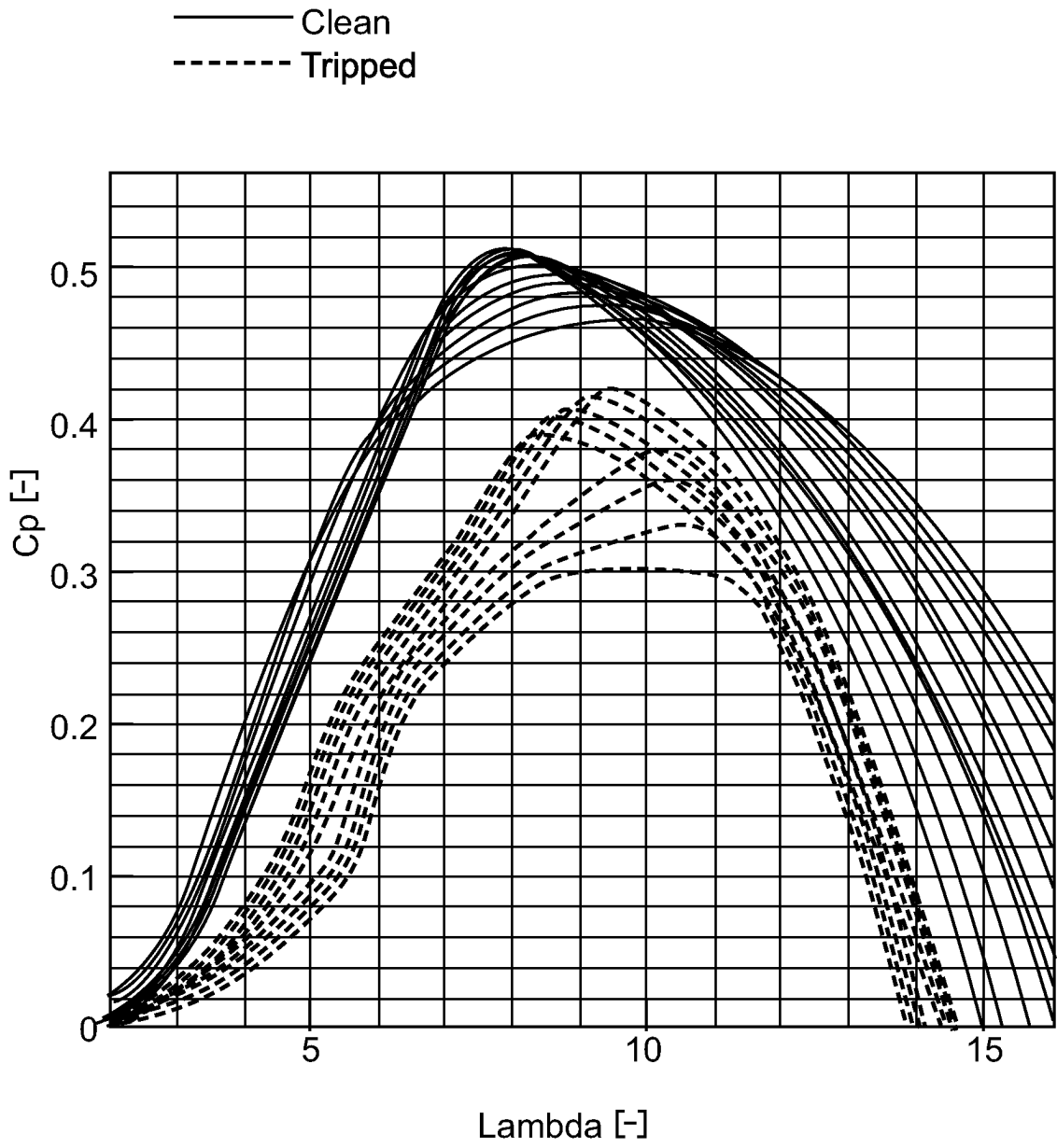


Fig. 6a

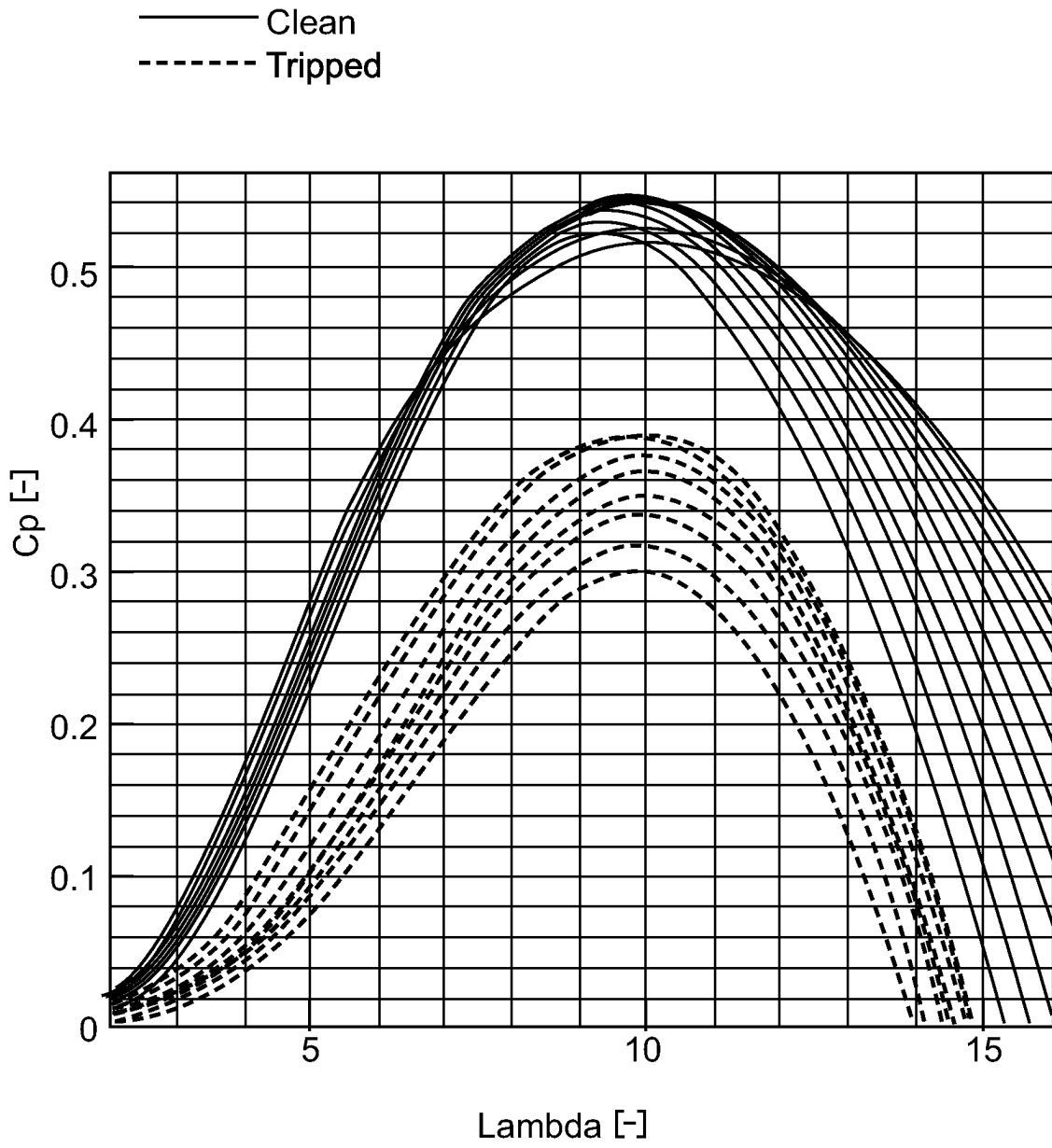


Fig. 6b