

(11) 特許出願公開番号

特開2017-22983

(P2017-22983A)

(43) 公開日 平成29年1月26日(2017.1.26)

(51) Int.Cl.
H02P 9/00

F 1
H O 2 P 9/00

テーマコード (参考)
5H590

審査請求 有 請求項の数 14 O L 外国語出願 (全 118 頁)

(21) 出願番号 特願2016-135225 (P2016-135225)
 (22) 出願日 平成28年7月7日 (2016.7.7)
 (31) 優先権主張番号 15175605.3
 (32) 優先日 平成27年7月7日 (2015.7.7)
 (33) 優先権主張国 欧州特許庁 (EP)

(特許庁注：以下のものは登録商標)

1. JAVA

(71) 出願人 390039413
シーメンス アクチエンゲゼルシャフト
Siemens Aktiengesellschaft
ドイツ連邦共和国 D-80333 ミュンヘン
ヴィッテルスバッハープラッツ
2
Wittelsbacherplatz
2, D-80333 Muenchen
, Germany

(74) 代理人 100114890
弁理士 アインゼル・フェリックス＝ライ
ンハルト

(74) 代理人 100116403
弁理士 前川 純一

[最終頁に続く](#)

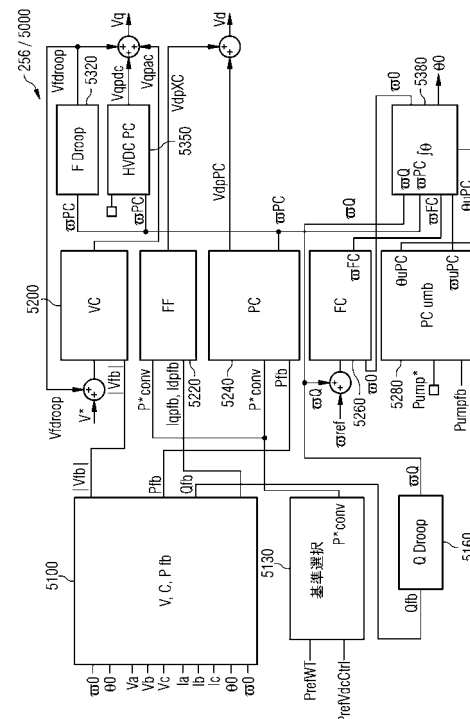
(54) 【発明の名称】 電力および電圧の制御を実施する系統側ブリッジコントローラによる、アンビリカル交流ケーブルのみを介して電力系統に接続されている風力タービンの運転

(57) 【要約】 (修正有)

【課題】電力および電圧の制御を実施する系統側ブリッジコントローラによる、アンビカル交流ケーブルを介して電力系統に接続する風力タービンの運転を行う。

【解決手段】電力コントローラ5240によって、風力タービンによる推定有効電力を表す有効電力基準信号 P^*_{conv} 、 P_{refWT} と、風力タービンが発生する有効電力フィードバック信号 P_{fb} とを、受け取り、電力コントローラによって、有効電力基準信号と有効電力フィードバック信号とに基づき、第1の電圧制御信号 V_d と電力コントローラ周波数信号 ω_{PC} とを求め、電力コントローラ周波数信号に基づき、第2の電圧制御信号 V_q を求め、 θ 積分器ユニット5380によって、回転 dq 基準フレームと静止 abc 基準フレームとの間の実際の角度を表す実際角度信号 θ_0 を求め、第1の電圧制御信号と第2の電圧制御信号と実際角度信号とに基づき、系統側ブリッジの動作を制御する。

【選択図】 図5



【特許請求の範囲】

【請求項 1】

風力タービン (120) の運転を制御する方法であって、

前記風力タービン (120) は、

i) 機械的な駆動トレイン (222, 228) と、

i i) 該駆動トレイン (222, 228) と機械的に接続された発電機 (230) と、

i i i) 該発電機 (230) と電氣的に接続された電力変換器 (240) と

を含み、

前記風力タービン (120) は、1つのウィンドパーク (110) の一部分を成しており、該ウィンドパーク (110) は、

i) 高電圧直流送電系統 (170) を介して、および／または

i i) 交流補助送電系統 (164) を介して、

電力系統 (195) と接続可能であり、

前記ウィンドパーク (110) は第1の運転モードにあり、該第1の運転モード中、前記ウィンドパーク (110) は、前記交流補助送電系統 (164) のみを介して、前記電力系統 (195) と接続されている、

風力タービン (120) の運転を制御する方法において、

該方法は以下のステップを含む、すなわち、

前記風力タービン (120) により発電されると推定される有効電力を表す有効電力基準信号 (P^*_{conv} , $Pre fWT$) と、前記風力タービン (120) により実際に発電された有効電力を表す有効電力フィードバック信号 (Pfb) とを、電力コントローラ (5240) によって受け取るステップと、

前記有効電力基準信号 (P^*_{conv} , $Pre fWT$) と前記有効電力フィードバック信号 (Pfb) とに基づき、第1の電圧制御信号 (Vd) と電力コントローラ周波数信号 (ωPC) とを、前記電力コントローラ (5240) によって求めるステップと、

周波数ドループゲインユニット (5320) によって、前記電力コントローラ周波数信号 (ωPC) に基づき、第2の電圧制御信号 (Vq) を求めるステップと、

θ 積分器ユニット (5380) によって、前記電力コントローラ周波数信号 (ωPC) に基づき、回転 dq 基準フレームと静止 abc 基準フレームとの間の実際の角度を表す実際角度信号 ($\theta 0$) を求めるステップと、

前記第1の電圧制御信号 (Vd) と前記第2の電圧制御信号 (Vq) と前記実際角度信号 ($\theta 0$) とに基づき、前記電力変換器 (240) の系統側ブリッジ (246) の動作を制御するステップと

を含む、風力タービン (120) の運転を制御する方法。

【請求項 2】

前記系統側ブリッジ (246) により供給されると推定される交流電圧 (Va , Vb , Vc) を表す基準電圧信号 (V^*) と、前記系統側ブリッジ (246) により実際に供給された交流電圧 (Va , Vb , Vc) を表すフィードバック電圧の振幅値 ($|Vfb|$) とを、電圧コントローラ (5200) によって受け取るステップと、

前記電圧コントローラ (5200) によって、前記振幅値 ($|Vfb|$) と前記基準電圧信号 (V^*) とに基づき、電圧コントローラ信号 ($Vqpac$) を求めるステップとをさらに含む、

なお、前記第2の電圧制御信号 (Vq) は、該電圧コントローラ信号 ($Vqpac$) にも基づいて求められる、

請求項 1 記載の方法。

【請求項 3】

前記基準電圧信号は2つの成分すなわち第1の成分 (V^*) と第2の成分 ($Vfdrop$) とから成り、

前記第1の成分 (V^*) を、風力タービンコントローラ (250) により供給し、前記第2の成分を、前記電力コントローラ周波数信号 (ωPC) から導出し、

10

20

30

40

50

前記第 2 の成分 (V f d r o o p) を、前記周波数ドループゲインユニット (5 3 2 0) により供給する、

請求項 2 記載の方法。

【請求項 4】

前記第 2 の電圧制御信号 (V q) を、前記周波数ドループゲインユニット (5 3 2 0) により供給される周波数ドループ電圧信号 (V f d r o o p) と、前記電圧コントローラ信号 (V q p a c) との和により定める、

請求項 2 または 3 のいずれか 1 項記載の方法。

【請求項 5】

前記実際角度信号 (θ 0) は、前記風力タービン (1 2 0) により、および前記ウィンドパーク (1 1 0) の他の各風力タービン (1 2 0) により発電された交流電力を集める交流系統 (1 6 0) の公称周波数を表す周波数基準信号 (ω N o m) にも依存する、

請求項 1 から 4 のいずれか 1 項記載の方法。

【請求項 6】

前記 θ 積分器ユニット (5 3 8 0) は、

前記電力コントローラ周波数信号 (ω P C) と、

前記周波数基準信号 (ω N o m) と

の和から成る入力信号を受け取る、

請求項 5 記載の方法。

【請求項 7】

前 θ 積分器ユニット (5 3 8 0) のための入力信号は、

前記電力コントローラ周波数信号 (ω P C) と、

前記周波数基準信号 (ω N o m) と、

無効電力フィードバック信号 (Q f b) に基づく周波数修正信号 (ω Q) と

の和から成る、

請求項 6 記載の方法。

【請求項 8】

電力フィードフォワードユニット (5 2 2 0) によって、前記有効電力基準信号 (P^* c o n v, P r e f W T) を受け取るステップと、

前記電力フィードフォワードユニット (5 2 2 0) によって、電力フィードフォワード電圧信号 (V d p X C) を発生するステップと
をさらに含み、

該電力フィードフォワード電圧信号 (V d p X C) にも基づいて、前記第 1 の電圧制御信号 (V d) を求める、

請求項 1 から 7 のいずれか 1 項記載の方法。

【請求項 9】

前記第 1 の電圧制御信号 (V d) を、

該第 1 の電圧制御信号 (V d) に関連づけられた前記電力コントローラ (5 2 4 0) の出力信号と、

前記電力フィードフォワード電圧信号 (V d p X C) と

の和により定める、

請求項 8 記載の方法。

【請求項 10】

風力タービン (1 2 0) における電力変換器 (2 4 0) の系統側ブリッジ (2 4 6) の動作を制御するための系統側ブリッジコントローラ (2 5 6, 5 0 0 0) であって、

当該系統側ブリッジコントローラ (2 5 6, 5 0 0 0) は、アクティブ状態で、

電力コントローラ (5 2 4 0) と、

θ 積分器ユニット (5 3 8 0) と、

周波数ドループゲインユニット (5 3 2 0) と

を含むコンフィギュレーション (6 0 0 0, 7 0 0 0) をとることが可能であり、

10

20

30

40

50

当該系統側ブリッジコントローラ（２５６，５０００）が、請求項１から９のいずれか１項記載の方法を実施することにより、前記風力タービン（１２０）の運転制御を実行するように構成されている、

系統側ブリッジコントローラ（２５６，５０００）。

【請求項１１】

電圧コントローラ（５２００）をさらに含み、該電圧コントローラ（５２００）は、

i) 前記系統側ブリッジ（２４６）により供給されると推定される交流電圧（ V_a ， V_b ， V_c ）を表す基準電圧信号（ V^* ）と、

ii) 前記系統側ブリッジ（２４６）により実際に供給された交流電圧（ V_a ， V_b ， V_c ）を表すフィードバック電圧のレベル（ $|V_{fb}|$ ）と

10

を受け取り、

前記レベル（ $|V_{fb}|$ ）と前記基準電圧信号（ V^* ）とに基づき、電圧コントローラ信号（ V_{qpac} ）を求め、

前記第２の電圧制御信号（ V_q ）は、前記電圧コントローラ信号（ V_{qpac} ）にも基づいて求められる、

請求項１０記載の系統側ブリッジコントローラ（２５６，５０００）。

【請求項１２】

風力タービン（１２０）において、該風力タービン（１２０）は、

少なくとも２つのロータブレード（２２４）を備えた風車ロータ（２２２）を含む機械的な駆動トレイン（２２２，２２８）と、

20

該駆動トレイン（２２２，２２８）と機械的に接続された発電機（２３０）と、

該発電機（２３０）と電氣的に接続された電力変換器（２４０）と、

請求項１０または１１記載の系統側ブリッジコントローラ（２５６，５０００）とを含み、

前記電力変換器（２４０）は、

i) 前記発電機（２３０）により供給される交流電力入力を整流する交流／直流発電機側ブリッジ（２４２）と、

ii) 整流された交流電力入力を受け取る直流リンク（２４４）と、

iii) 該直流リンク（２４４）の直流電力を交流電力出力に変換する直流／交流系統側ブリッジ（２４６）と、

30

を含む、

風力タービン（１２０）。

【請求項１３】

発電および送電システム（１００）であって、該発電および送電システム（１００）は、

複数の風力タービン（１２０）を含むウィンドパーク（１１０）と、

前記複数の風力タービン（１２０）により発電された各交流電力を集める交流系統（１６０）と、

該交流系統（１６０）から電力系統（１９５）へ直流電力を送電するために、前記交流系統（１６０）および／または前記電力系統（１９５）と接続可能であり、かつ、高電圧直流ダイオード整流器（１８０）と高電圧直流送電ケーブル（１７５）と直流／交流変換器（１７６）とを含む、高電圧直流送電系統（１７０）と、

40

前記電力系統（１９５）と前記交流系統（１６０）との間で、特に前記電力系統（１９５）から前記交流系統（１６０）へ、交流電力を送電するために、前記交流系統（１６０）および／または前記電力系統（１９５）と接続可能な交流補助送電系統（１６４）とを含み、

前記風力タービンの少なくとも一部は、請求項１２記載の風力タービンである、

発電および送電システム（１００）。

【請求項１４】

風力タービン（１２０）の運転を制御するコンピュータプログラムであって、

50

該コンピュータプログラムは、データプロセッサにより実行される場合、特に風力タービンコントローラ（２５０）および／または系統側ブリッジコントローラ（２５６，５００）のデータプロセッサにより実行される場合、請求項１から９のいずれか１項記載の方法を制御および／または実施するために適合されている、

コンピュータプログラム。

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【０００１】

本発明は全般的には、複数の風力タービンを含むウィンドパークによって発電された電力を、ウィンドパークから電力系統へ送電する技術分野に関する。特に本発明は、ウィンドパークの風力タービンの運転を制御する制御方法に関する。この場合、風力タービンは、（選択的に高電圧直流送電系統および／または交流補助送電系統を介して）電力系統に接続可能であり、ここではウィンドパークは、交流補助送電系統のみを介して、電力系統に接続されている。さらに本発明は、系統側ブリッジコントローラ、風力タービン、および発電および送電システムに関し、これらはすべて上述の制御方法を実施可能である。さらに本発明は、上述の制御方法による風力タービンの運転を制御するためのコンピュータプログラムに関する。

【０００２】

背景技術

風力タービンは、クリーンかつ効率的な手法で、機械的な風力エネルギーを電気エネルギーに変換するために用いられる。風力タービンの場合、複数のロータブレードを備えたロータを有する機械的な駆動トレインによって、発電機が直接、またはギアボックスを介して、駆動される。発電機のステータ端子に結果として発生する交流（ＡＣ）周波数は、ロータの回転速度に正比例する。ステータ端子における電圧も、発電機の回転速度と無効電力要求の関数として変化する。最適なエネルギー取得のために、この回転速度は、ロータブレードを駆動する利用可能な風の速度に応じて変化する。速い風速のときにはエネルギー取得を制限し、ロータが場合によっては破損してしまうのを避けるために、ロータブレードのピッチ角を変化させることで、発電機の回転速度を制御することができる。

【０００３】

発電機の可変の電圧および周波数を、公称的には一定である電力系統の電圧および周波数に整合させることは、一般に電力変換器によって行われる。電力変換器には一般に発電機側ブリッジが含まれており、これは通常動作中は、直流（ＤＣ）リンクに電力を供給する能動的な整流器として動作する。発電機側ブリッジは、パルス幅変調（ＰＷＭ）ストラテジを利用して完全に開ループ制御および閉ループ制御される一連の半導体電力スイッチングデバイスにより、任意の適切なトポロジーを有することができる。さらに電力変換器は一般的に系統側ブリッジを有しており、この系統側ブリッジは、直流リンクの直流電力を、電圧と周波数と位相角に関して電力系統の個々の電流量に整合された交流電力出力に変換する。系統側ブリッジから、または（たとえばそれぞれ１つのトランスを介して）複数の系統側ブリッジに接続されたバスバーから、電力を伝達または送電する場合、電圧の振幅のほか、系統側ブリッジの出力における、またはバスバーにおける電圧信号の、電力系統の位相に対する相対的な位相も、どれだけの電力量が送電可能であるかに関して重要な値である。

【０００４】

この点に関して述べておくと、このような位相角は、所定の逆起電力（back EMF）と関連づけられており、電力伝達について説明するための別のアプローチによれば、このような逆起電力は、電力を電力系統に送電するために必要とされるものである。このアプローチによれば、逆起電力は電力系統によって形成される。

【０００５】

ただし、交流電力接続とは対照的に、特に、１つのウィンドパークに属する複数の風力タービンにより発電された電力を、いわゆる高電圧直流（ＨＤＶＣ）電力接続を介して、

電力系統または送電網に伝達することも可能である。このような解決策は特に、オフショアウィンドパークまたはいわゆる洋上着床型ウィンドパークに適しており、このようなウィンドパークの場合、a) ウィンドパークの共通のバスバー（これは共通結合点Point of Common Coupling, PCCと呼ばれることも多い）と、b) 個々の受電（オンショア）電力系統との間の距離が長い（たとえば数100 km）。距離が長い場合、高電圧直流送電系統における電力損失は、交流送電系統における相応の損失よりも著しく小さくなり、交流送電系統の場合には、特に個々のケーブルの寄生インダクタンスに起因する誘導電力損失が著しく大きくなる。

【0006】

以下では、高電圧直流送電系統を介したオフショアウィンドパークからオンショア電力系統への送電について説明する：

1) 複数のオフショア風力タービンの各々は、

a) 発電機側（交流／直流）ブリッジと直流リンクと三相系統側（直流／交流）ブリッジとを備えた三相電力変換器と、

b) 電力トランスを介した中電圧交流系統へのインタフェースとを有している。各風力タービンは、系統側ブリッジから中電圧交流集電システムへ交流電力を送出し、その際、系統側ブリッジにより変調された電圧が、中電圧交流集電システムに対し適正な位相角とレベル（振幅）とを有することが保証されるようにする。

2) 中電圧交流集電システムは、変電所においてオフショアに構築されたトランスを介して、高電圧（HV）交流集電システムに接続されている。

3) 高電圧交流電力出力と、他の変電所からの他の高電圧直流電力出力は、第2のバスバーにおいて集電され、共通の高電圧交流電力出力として、高電圧直流施設へ供給され、そこにおいて、この共通の高電圧交流電力出力が直流電力出力に変換される。

4) 直流電力出力は、100 kmをいくらか超える長さとすることができる（低損失の）高電圧直流ケーブルを介して、オンショアで送電される。

5) オンショアで、直流電力出力は（直流／交流）変換器ステーションへ供給され、この変換器ステーションは、変調された交流電圧出力を発生する。変調されたこの交流電圧出力は、要求された電力をオンショア交流電力系統に送出できるように、適切な電圧と周波数ないしは位相角で制御されて、オンショア交流電力系統に供給される。

【0007】

高電圧直流施設において、共通の高電圧交流電力出力を直流電力出力に変換するために（上述の項目3を参照）、大電力交流／直流変換器を用いることができ、この変換器には全部で6つの電力用半導体スイッチが含まれており、この場合、それぞれ2つの電力用半導体スイッチは、大電力交流／直流変換器の2つの直流出力端子間にそれぞれ延在する（3つのうち）1つのハーフブリッジ経路内で、直列に接続されている。電力用半導体スイッチは、公知のようにパルス幅変調（PWM）によって駆動することができる。このような交流／直流変換の利点は、適切なスイッチングパターンを設定することによって、双方向の電力潮流が可能なことである。ただしこのような交流／直流変換の欠点として、大電力交流／直流変換器が複雑で大きく、しかも極端に重量がある物体であることが挙げられる。また、信頼性のある動作のためには、空気絶縁を行わなければならない。

【0008】

高電圧直流施設における交流／直流電力変換のための別のアプローチとして最近、提案されているのは、6つの受動的な大電力用ダイオードを備えた整流器を含む高電圧直流系統をオフショア末端にするコンセプトに基づくアプローチである。この場合も、対応する電力用整流器の2つの直流出力端子間にそれぞれ延在する（3つのうち）1つのハーフブリッジ経路内で、それぞれ2つの大電力用ダイオードが直列に接続されている。このアプローチの利点は、整流器をカプセル化されたデバイスとしてシンプルかつロバストな手法で実現できることである。整流器内の電力損失は小さく、整流器の動作のために比較的僅かなメンテナンスコストしか必要とされない。

【0009】

しかしながら、このような「整流器によるアプローチ」の欠点は、一方向の電力潮流しか可能でないことである。電力をオンショア電力系統からウィンドパークに送電しなければならない場合、オンショア電力系統とウィンドパークとの間に、高電圧直流電力ケーブルに並列に延在するいわゆるアンビリカル交流ケーブルを、対応する高電圧直流送電系統に装備しなければならない。アンビリカル交流ケーブルを介した送電は、たとえばウィンドパークの少なくともいくつかの風力タービンのスタートアップフェーズ中、信頼性のあるスタートアップを可能にするには他の風力タービンの発電が不十分であるときに、必要とされる場合がある。

【0010】

(受動的な) 整流器を使用した場合のさらに別の試みとして挙げられるのは、整流されることになるオフショア高電圧交流電力出力の振幅と周波数と位相とを、もっぱら個々の風力タービン各々の直流／交流系統側ブリッジによって制御するものとする、ということである。

【0011】

ウィンドパークを運転するにあたり、複数の運転モード(OM)を使用することができ、高度な運転制御を可能にする目的で、それらの運転モードはすべて、注意深い風力タービン制御を必要とする。特に第1の運転モード(OM1)の場合、ウィンドパークは、交流補助送電系統のみを介して電力系統と接続される。第2の運転モード(OM2)の場合、ウィンドパークは、高電圧直流送電系統のみを介して、交流電力系統と接続される。第3の運転モード(OM3)の場合、ウィンドパークは、高電圧直流送電系統とアンビリカル送電系統の双方を介して、交流電力系統と接続される。

【0012】

発明の概要

交流補助送電系統のみを介して、電力系統と接続されたウィンドパークに含まれる風力タービンのために、制御手順を提供する必要があると考えられる。

【0013】

この課題は、独立請求項に記載の発明によって解決することができる。従属請求項には、本発明の有利な実施形態が記載されている。

【0014】

本発明の第1の観点によれば、風力タービンの運転を制御する方法が提供される。この場合、風力タービンには、i) 機械的な駆動トレインと、ii) この駆動トレインと機械的に接続された発電機と、iii) この発電機と電氣的に接続された電力変換器とが含まれている。風力タービンは、1つのウィンドパークの一部分を成しており、このウィンドパークは、i) 高電圧直流送電系統を介して、および／またはii) 交流補助送電系統を介して、電力系統と接続可能である。この場合、ウィンドパークは第1の運転モードにあり、この第1の運転モード中、ウィンドパークは、交流補助送電系統のみを介して、電力系統と接続されている。ここで提供される方法には、以下のステップが含まれている。すなわち、

a) 電力コントローラによって、風力タービンにより発電されると推定される有効電力を表す有効電力基準信号と、風力タービンによって実際に発電された有効電力を表す有効電力フィードバック信号とを受け取るステップと、

b) 電力コントローラによって、有効電力基準信号と有効電力フィードバック信号とに基づき、第1の電圧制御信号および電力コントローラ周波数信号を求めるステップと、

c) 周波数ドループゲインユニットによって、電力コントローラ周波数信号に基づき、第2の電圧制御信号を求めるステップと、

d) θ 積分器ユニットによって、電力コントローラ周波数信号に基づき、回転dq基準フレームと静止abc基準フレームとの間の実際の角度を表す実際角度信号を求めるステップと、

e) 第1の電圧制御信号と第2の電圧制御信号と実際角度信号とに基づき、電力変換器の系統側ブリッジの動作を制御するステップと

10

20

30

40

50

が含まれている。

【0015】

本発明により提供される制御方法は、既述の制御信号すなわち第1の電圧制御信号と第2の電圧制御信号と実際角度信号とを求めることによって、発電および送電システム全体の包括的な制御を実現できる、という着想を基礎としている。この場合、発電および送電システム全体は、複数の風力タービンを備えた1つのウィンドパークから成り、このウィンドパークには、既述の風力タービンと、複数の風力タービンが発電した交流電力を収集する交流系統と、高電圧直流送電系統と、交流補助送電系統とが含まれている。これによれば有利な手法で、既述の風力タービンは（さらにウィンドパークの他の風力タービンも）、自律的な方式で、すなわち隣り合う風力タービンとの通信による何らかのインタラクションに拠らずに、動作可能である。

10

【0016】

特に既述の制御方法によれば、ハイパフォーマンス・パーク・パイロット (High Performance Park Pilot, HPPP) ・コントローラと呼ばれることが多く、比較的緩慢な制御でしか可能でない上位のウィンドパークコントローラを用いて、コーディネートを要求したりコーディネート状態に戻したりすることなく、自動的にコーディネートされる手法で、ウィンドパーク全体の発電をコーディネート可能にすることができる。特に、ウィンドパーク全体のコーディネートされた制御を、個々の風力タービン間で何らかの制御情報交換を必要とすることなく、効果的に実現することができる。このコンセプトによれば各風力タービンは、個々の独立体として動作するが、交流系統の標準化周波数により表される電力バランス調整を少なくとも部分的に達成する目的に関して役割を担うかたちで動作する。

20

【0017】

つまりこれについて説明しておく、風力タービンは、通常の条件においては、慣用の風力タービン制御手順のように、自身の有効電力出力を自律的に制御することができるのである。そして本発明の1つの実施形態によれば、風力タービンは、局所的な測定および／または導出に基づき、自律的な判断を下すことができ、同様に自律的な判断を下すウィンドパークの残りの風力タービンとコーディネートされた所定の手法で、リアクションを行う。

【0018】

既述の制御方法の1つの重要な技術的特徴として挙げられるのは、第1の電圧制御信号、第2の電圧制御信号、および実際角度信号を求めるために、周波数コントローラはアクティブな状態では存在せず、もしくは使用されない、ということである。

30

【0019】

系統側ブリッジの出力における実際の電流もしくは実際の電圧を表す電流フィードバック信号と電圧フィードバック信号とに基づき、有効電力フィードバック信号を求めることができる。適用できるのであれば、中央集中型のウィンドパークコントローラ（たとえば HPPP）により与えられる要求を考慮しながら、風力タービンコントローラにより、有効電力基準信号を供給することができる。

【0020】

既述の制御方法によれば特に、ウィンドパークが交流補助送電系統のみを介して電力系統と接続されている、既述の第1の運転モード (OM1) にすべて関連する複数の技術的課題 (T1) を実現することができる。

40

技術的課題1：局所的な風力タービン電力要求を満たす目的で、いずれの個々の風力タービン内の電力潮流であっても制御可能である。

技術的課題2：複数の自律的な風力タービンから交流系統のところで収集されてまとめられた交流電圧を制御可能である。

技術的課題3：アンビリカル送電系統を介した電力潮流を制御可能である。

【0021】

本明細書において用語「ウィンドパーク」とは、電力系統に共通に供給される電力を発

50

電する少なくとも2つの風力タービンを含む任意の配置構成のことである。「ウィンドパーク」は、「ウィンドファーム」と呼ばれることもあるし、もっとわかりやすく表現すれば「風力発電所」と呼ばれることもある。ウィンドパークをオフショアに配置してもよいし、オンショアに配置してもよい。

【0022】

さらに述べておくと、本明細書では交流補助送電系統は、アンビリカル送電系統とも呼ばれる。さらに送電網は電力系統とも呼ばれる。

【0023】

さらに公知の制御ストラテジによれば、制御信号 V_d と V_q は、回転 $d-q$ 基準フレームにおける信号である。さらにやはり公知の制御ストラテジによれば、第1の電圧制御信号、第2の電圧制御信号および実際角度信号は、系統側ブリッジにダイレクトには供給されない。これらの信号は公知の手法のように、系統側ブリッジの電力スイッチング素子を駆動するパルス幅変調(PWM)発生器へ供給される。

【0024】

電力変換器の構造設計に関してここで述べておくと、公知のように電力変換器は、系統側ブリッジに加えて、直流リンクと発電機側ブリッジとを含んでいる。この場合、発電機側ブリッジは、発電機と直流リンクとの間に接続されており、系統側ブリッジは、直流リンクと風力タービントランスとの間に接続されている。

【0025】

本明細書の文脈において、機械的な駆動トレインという用語は、発電機のロータを機械的に駆動するために設けられた、風力タービンのすべての機械的なコンポーネントに対して用いられる。特に駆動トレインには、ハブに取り付けられた好ましくは3つのロータブレードを有する風車ロータと、ハブを直接的またはたとえばギアボックスを介して間接的な手法で発電機のロータに接続する回転可能な駆動軸と、を含めることができる。

【0026】

本発明の1つの実施形態によれば、この方法は、

a) 電圧コントローラによって、系統側ブリッジにより供給されると推定される交流電圧を表す基準電圧信号と、系統側ブリッジにより実際に供給された交流電圧を表すフィードバック電圧のレベル(振幅)とを受け取るステップと、

b) 電圧コントローラによって、このレベル(振幅)と基準電圧信号とに基づき、電圧コントローラ信号を求めるステップと

を含む。この場合、第2の電圧制御信号は、この電圧コントローラ信号にも基づいて求められる。

【0027】

既述の電圧コントローラ信号を考慮することにより、以下の利点をもたらすことができる。すなわち既述の制御方法によって、高度に信頼性のある手法で系統側ブリッジの動作を制御できるように、パルス幅変調発生器に供給される電圧制御信号に対し、発生された電圧によっても少なくとも部分的に作用が及ぼされるのである。しかもこの場合、上述の技術的課題1、2および3を、いっそう正確に実現することができる。

【0028】

本発明のさらに別の実施形態によれば、基準電圧信号は2つの成分すなわち第1の成分と第2の成分から成る。この場合、第1の成分は、風力タービンコントローラにより供給され、第2の成分は、電力コントローラ周波数信号から導出され、この第2の成分は、周波数ドループゲインユニットにより供給される。

【0029】

つまりこれについて説明しておく、ここで述べた実施形態によれば、電圧コントローラの動作は、電力コントローラの動作に部分的に依存するのである。特に、電圧コントローラの動作は、電力コントローラ周波数信号に依存する。

【0030】

好ましくは、電圧コントローラのための基準電圧信号を、上述の2つの成分の和によ

10

20

30

40

50

て簡単に定めることができる。このことによって、極めて精度の高い基準電圧信号を、単純な加算ユニットを用いることにより、簡単にかつ信頼性の高い手法で発生させることができる、という利点をもたらされる。

【0031】

本発明のさらに別の実施形態によれば、第2の電圧制御信号は、周波数ドループゲインユニットにより供給される周波数ドループ電圧信号と、電圧コントローラ信号との和によって定められる。これによって、高度に正確でありかつ所望の制御アクションに対し信頼性の高い第2の電圧制御信号が発生される、という利点をもたらすことができる。

【0032】

本発明のさらに別の実施形態によれば、実際角度信号はさらに、風力タービンおよびウィンドパークの他の風力タービンにより発電された交流電力を収集する交流系統の公称周波数を表す周波数基準信号に依存する。

【0033】

実際角度信号を計算するために、交流系統の公称周波数も考慮することによって、系統側ブリッジもしくは風力タービン全体の動作を、周波数コントローラを使用することなく、交流系統の実際の電氣的な動作状態に対しても最適化可能である、という利点を得ることができる。その結果、周波数に関して、すべての風力タービンがそれぞれ発電する電力を効果的に収集できるように、複数の風力タービンの発電が自動的にコーディネートされるようになる。

【0034】

好ましくは、交流系統の公称周波数は、ウィンドパークの通常運転中、発電されたすべての電力を受け取る電力系統の周波数によって定められる。つまりこれについて説明しておく、公称周波数の値は「直流成分」を表すものであるとみなすことができ、電力コントローラにより供給される上述の電力コントローラ周波数信号は、最後には所定の公称周波数になるようにするための補正量を表すとみなすことができるのである。

【0035】

本発明のさらに別の実施形態によれば、 θ 積分器ユニットは、電力コントローラ周波数信号と周波数基準信号との和から成る入力信号を受け取る。これによって、高度に正確でありかつ所望の制御アクションに対し信頼性の高い実際角度信号が、系統側ブリッジを駆動するパルス幅変調発生器に供給される、という利点をもたらすことができる。

【0036】

好ましくは θ 積分器ユニットはもっぱら、電力コントローラ周波数信号と周波数基準信号との和から成るこの入力信号のみを受け取る。 θ 積分器ユニットのためのこの入力信号を、電力コントローラ周波数信号と周波数基準信号との和によって与えることができる。つまりこの場合、実際角度信号を求めるために、 θ 積分器ユニットにより用いられる他の信号は関与しない。

【0037】

本発明のさらに別の実施形態によれば、 θ 積分器ユニットのための入力信号は、

- a) 電力コントローラ周波数信号と、
- b) 周波数基準信号と、
- c) 周波数修正信号と

との和から成る。この周波数修正信号は、無効電力フィードバック信号に基づくものである。特に無効電力フィードバック信号のみに基づき、周波数修正信号を求めるために、無効電力ドループゲインユニットのブロックを用いることができる。

【0038】

無効電力フィードバック信号を、電圧、電流および／または電力のフィードバックユニットによって供給することができる。このフィードバックユニットは個々の風力タービンから、電圧フィードバック信号および電流フィードバック信号、実際角速度、もしくは双方ともに静止 a b c 基準フレームに対する回転 d q 基準フレームの実際の回転周波数と回転 d q 基準フレームの実際の回転角度、を収集する。

【0039】

本発明のさらに別の実施形態によれば、この方法にはさらに、a) 電力フィードフォワードユニットによって、有効電力基準信号を受け取るステップと、b) 電力フィードフォワードユニットによって、電力フィードフォワード電圧信号を発生するステップとが含まれる。この場合、第1の電圧制御信号は、電力フィードフォワード電圧信号にも基づき求められる。

【0040】

既述の電力フィードフォワードユニットによって供給される電力フィードフォワード電圧信号を、第1の電圧制御信号の一部として、または第1の電圧制御信号に対する寄与成分として用いることにより、第1の電圧制御信号は正確で信頼性のあるパルス幅変調発生器の制御に適した値をもつことになる、という利点をもたらすことができる。その結果、上述の技術的課題1、2、3をいっそう正確に実現することすらできるように、系統側ブリッジが駆動されることになる。

10

【0041】

本発明のさらに別の実施形態によれば、第1の電圧制御信号は、この第1の電圧制御信号に関連づけられた電力コントローラの出力信号と、電力フィードフォワード電圧信号との和により定められる。これによって、高度に正確でありかつ所望の制御アクションに対し信頼性の高い第1の電圧制御信号が発生される、という利点をもたらすことができる。

【0042】

本発明のさらに別の観点によれば、風力タービンにおける電力変換器の系統側ブリッジの動作を制御するために、系統側ブリッジコントローラが設けられている。この場合、系統側ブリッジコントローラは、電力コントローラと θ 積分器ユニットと周波数ドループゲインユニットとを、アクティブ状態で有するコンフィギュレーションを採用することができる。系統側ブリッジコントローラは、上述の制御方法を実施することにより、風力タービンの動作制御を実施するように構成されている。

20

【0043】

この系統側ブリッジコントローラも、既述の制御信号すなわち第1の電圧制御信号、第2の電圧制御信号および実際角度信号を上述の制御方法に従い求めることによって、発電および送電システム全体の包括的な制御を実現できる、という着想を基礎としている。これによれば有利な手法で、ウィンドパークに接続されているすべての風力タービンが自律的な方式で、すなわち少なくとも1つの他の風力タービンとの通信による何らかのインタラクションに拠らずに、動作することができ、それによって、a) 各風力タービンごとに局所的な電力要求を満たすこと、およびb) 交流系統と高電圧直流整流器を介して送出される電力との電力バランスを達成すること、という2つの目標を達成することができる。

30

【0044】

ここで述べておくと、系統側ブリッジコントローラの既述のコンフィギュレーションは、上述の制御方法を実行するのに適切かつ十分であるようにアクティブ状態にされたコントローラコンポーネントから成り、このようなコンフィギュレーションにおいて、周波数コントローラは不要であるし使用されることもない。つまり発電および送電システム全体は、複数の風力タービンを備えた1つのウィンドパークから成り、このウィンドパークには、既述の風力タービン、複数の風力タービンが発電した交流電力を収集する交流系統、高電圧直流送電系統、および交流補助送電系統が含まれており、この発電および送電システムが、所定の運転モードすなわちウィンドパークが交流補助送電系統のみを介して電力系統に接続されている運転モードにある場合、発電および送電システム全体を、高度に正確にかつ信頼性のある手法で制御可能である。

40

【0045】

本発明の1つの実施形態によれば、系統側ブリッジコントローラはさらに電圧コントローラも含んでおり、この電圧コントローラは、

a) 以下の信号すなわち、

50

i) 系統側ブリッジにより供給されると推定される交流電圧を表す基準電圧信号と、
i i) 系統側ブリッジにより実際に供給された交流電圧を表すフィードバック電圧のレベル（振幅）と
を受け取り、

b) このレベルと基準電圧信号とに基づき、電圧コントローラ信号を求める。この場合、第2の電圧制御信号は、この電圧コントローラ信号にも基づいて求められる。

【0046】

すでに述べたように、上述の電圧コントローラ信号を考慮する、ということは、既述の制御方法によって、高度に信頼性のある手法で系統側ブリッジの動作を制御できるように、パルス幅変調発生器の動作に対し、発生された電圧によって少なくとも部分的に作用がもたらされる、ということを意味し、この場合、特に上述の技術的課題1、2および3を、正確に実現することができる。

【0047】

本発明のさらに別の観点によれば、以下のような風力タービンが提供される。すなわちこの風力タービンは、

a) 少なくとも2つのロータブレードを備えた風車ロータを含む機械的な駆動トレインと、

b) この駆動トレインと機械的に接続された発電機と、

c) この発電機と電氣的に接続された電力変換器と、

d) 上述の系統側ブリッジコントローラと

を含む。この場合、電力変換器は、i) 発電機により供給される交流電力入力を整流する交流／直流発電機側ブリッジと、i i) 整流された交流電力入力を受け取る直流リンクと、i i i) この直流リンクの直流電力を交流電力出力に変換する直流／交流系統側ブリッジとを含む。

【0048】

この風力タービンが基礎とする着想とは、上述の系統側ブリッジコントローラによって風力タービンを、複数の他の（隣り合う）風力タービンも含むウィンドパークにおいて、自律的な方式で運転できる、というものである。つまり、それぞれ異なる風力タービン間において、もしくはそれぞれ異なる風力タービンの風力タービンコントローラ間において、コーディネートされた発電を可能にするために、相互間の通信は不要である。これによれば特に、上述の技術的課題3を効果的に実現することができる。

【0049】

本発明のさらに別の観点によれば、発電および送電システムが提供される。この発電および送電システムは、

a) 複数の風力タービンを含むウィンドパークと、

b) 複数の風力タービンにより発電された交流電力を収集する交流系統と、

c) 交流系統から電力系統へ直流電力を送電するために、交流系統および／または電力系統と接続可能であって、高電圧直流ダイオード整流器と高電圧直流送電ケーブルと直流／交流変換器とを含む、高電圧直流送電系統と、

d) 電力系統と交流系統との間で、特に電力系統から交流系統へ、交流電力を送電するために、交流系統および／または電力系統と接続可能な交流補助送電系統とを含む。この場合、風力タービンのうちの少なくともいくつかは、上述の風力タービンである。

【0050】

この発電および送電システムが基礎とする着想は、複数の既述の風力タービンが、たとえ自律的な方式で運転されていても、技術的な観点から、高電圧直流送電系統を介した効率的高かつ信頼性の高い高電圧直流送電に重要な寄与をもたらすことができる、というものである。本明細書で説明する複数の風力タービンを備えたウィンドパークによる発電の場合、公知の高電圧直流送電系統と対比すると、本明細書で説明する高電圧直流送電系統は、たとえばフルブリッジ電圧源変換器のために使用されるアクティブ制御型スイッチとは

異なり、受動素子（ダイオード）であることから複雑さが低減された電力デバイスによって、実現することができる。つまり、既述の高電圧直流送電システムのために、特に大電力の交流／直流変換器を、公知の高電圧直流送電システムに使用される大電力の交流／直流変換器の設計と比べて、複雑さが抑えられ、小さくかつ軽量な設計で実現することができる。

【0051】

本発明のさらに別の観点によれば、風力タービンの運転を制御するコンピュータプログラムが提供される。このコンピュータプログラムは、データプロセッサにより実行される場合、特に風力タービンコントローラおよび／または系統側ブリッジコントローラのデータプロセッサにより実行される場合、既述の制御方法を制御および／または実施するために適合されている。

【0052】

本明細書においてコンピュータプログラムについての言及は、上述の方法の実行をコーディネートするためにコンピュータシステムを制御する命令を含むプログラムエレメントおよび／またはコンピュータ読み取り可能な媒体についての言及と等価であるものとする。

【0053】

また、コンピュータプログラムを、任意の適切なプログラミング言語たとえばJAVA、C++などによりコンピュータ読み取り可能な命令コードとしてインプリメントすることができる。コンピュータ読み取り可能な媒体（リムーバブルディスク、揮発性または不揮発性のメモリ、埋め込み型メモリ／プロセッサ等）に記憶しておくことができる。この命令コードは、コンピュータまたは他の任意のプログラミング可能なデバイスをプログラミングして、意図する機能を実行させるように動作可能である。さらにコンピュータプログラムを、ワールド・ワイド・ウェブなどのようなネットワークから入手可能であり、そのようなネットワークからダウンロードしてもよい。

【0054】

本発明を、コンピュータプログラムもしくはソフトウェアによって実現してもよい。ただし本発明を、1つまたは複数の特定の電子回路もしくはハードウェアによって実現してもよい。さらに本発明をハイブリッド形式として実現してもよく、すなわちソフトウェアモジュールとハードウェアモジュールの組み合わせとして実現してもよい。

【0055】

ここで述べておくと、これまで本発明の実施形態を、それぞれ異なる主題を参照しながら説明してきた。特に、いくつかの実施形態については、方法の形式の請求項を参照しながら説明したのに対し、他の実施形態については、装置の形式の請求項を参照しながら説明した。ただし、当業者であれば上述の説明および以下の説明から読み取れるように、特段の記載がないかぎり、1つの形式の主題に属する複数の特徴の任意の組み合わせに加え、それぞれ異なる主題に関連する複数の特徴の任意の組み合わせ、特に方法の形式の請求項の特徴と装置の形式の請求項の特徴との任意の組み合わせも、本明細書に開示されているものとみなされる。

【0056】

本発明の上述の観点およびさらに別の観点は、以下で説明する実施例から明らかにされ、それらについて実施例を参照しながら説明する。次に、実施例を参照しながら本発明についていっそう詳しく説明するが、本発明はそれらの実施例に限定されるものではない。

【図面の簡単な説明】

【0057】

【図1】本発明の1つの実施形態による複数の風力タービンを備えたウィンドパークを含む発電および送電システムを示す図

【図2】電力変換器と、この電力変換器の動作を制御するコントローラ装置とを備えた、図1に示したウィンドパークの風力タービンを示す図

【図3】回転d q基準フレームにおいて、a) 変調された電圧 V_{pwm} と電圧制御信号 V_d および V_q との関係を示す図

10

20

30

40

50

【図 4】図 1 に示した高電圧直流送電システムの整流器を示す図

【図 5】本発明の 1 つの実施形態に従い、図 2 に示した系統側ブリッジの動作を制御する系統側ブリッジコントローラを示す図

【図 6】本発明の 1 つの実施形態に従い、発電および送電システムの第 1 の運転モードにおいて用いられる、アクティブにされたコンポーネントを含む系統側ブリッジコントローラの第 1 のコンフィギュレーションを示す図

【図 7】本発明のさらに別の実施形態に従い、発電および送電システムの第 1 の運転モードにおいて用いられる、アクティブにされたコンポーネントを含む系統側ブリッジコントローラの第 2 のコンフィギュレーションを示す図

【図 8】発電および送電システムの第 2 の運転モードにおいて用いられる、アクティブにされたコンポーネントを含む系統側ブリッジコントローラの第 3 のコンフィギュレーションを示す図

【図 9】発電および送電システムの第 2 の運転モードにおいて用いられる、アクティブにされたコンポーネントを含む系統側ブリッジコントローラの第 4 のコンフィギュレーションを示す図

【図 10】発電および送電システムの第 2 の運転モードにおいて用いられる、アクティブにされたコンポーネントを含む系統側ブリッジコントローラの第 5 のコンフィギュレーションを示す図

【図 11】発電および送電システムの第 3 の運転モードにおいて用いられる、アクティブにされたコンポーネントを備えた系統側ブリッジコントローラの第 6 のコンフィギュレーションを示す図

【図 12】2 つの風力タービンの集団的挙動を示す図

【0058】

詳細な説明

図面に描かれた例示は概略的なものである。なお、ここで述べておくと、種々の図中、同様のまたは同一の要素または特徴には、同じ参照符号が付されているか、または最初の数字だけが対応する参照符号とは異なる参照符号が付されている。以前に説明した実施形態に関して説明済みの要素または特徴については、不必要な繰り返しを避けるため、以降の記載箇所では再び説明しない。

【0059】

図 1 には、複数の風力タービン 120 を備えたウィンドパーク 110 を含む発電および送電システム 100 が示されている。ここで述べる実施形態ではオフショアに配置されているウィンドパーク 110 により発生された電気エネルギーは、高電圧直流送電システム 170 を介して、オンショアに配置された電力系統 195 へ送電される。

【0060】

風力タービン 120 はグループで配置されており、各グループには 1 つのバスバー 112 が割り当てられている。ウィンドパーク 110 を例示した図の左側に矢印で示されているように、1 つのバスバー 112 に接続される風力タービン 120 の個数は制限されていない。集電ストリングと呼ばれる場合もあるバスバー 112 各々は、回路遮断器 114 を介して交流送電系統 160 と接続されている。

【0061】

ウィンドパーク 110 は、中央集中型のウィンドパークコントローラ (WPC) 118 を有しており、これは制御ラインを介して、風力タービン 120 の各々 1 つと通信可能に接続されている。図 1 の場合、それらの制御ラインは、ウィンドパーク 110 内において破線で表されている。図 1 を不明確にしないようにする目的で、ウィンドパークコントローラ 118 と、最上段の分岐に属していない風力タービン 120 とを結ぶ破線は、途切れたかたちで示されている。途切れた部分の個々の終端点は、黒丸で表されている。なお、制御ラインもしくはそれらの制御ラインを介した相応のデータ転送は、有線のデータコネクションによって、またはワイヤレスのデータコネクションによって、実現することができる。

10

20

30

40

50

【0062】

ウィンドパークコントローラ118は、ハイパフォーマンス・パーク・パイロット (High Performance Park Pilot, HPPP) ・コントローラと呼ばれることもあり、このコントローラは、(図1には示されていない) 個々の風力タービンコントローラすべての上位に位置するコントローラとして動作する。ウィンドパークコントローラ118は、個々の風力タービンコントローラを管理することによって、個々の風力タービン120の運転をコーディネートされたかたちで制御することができる。さらに、個々の風力タービン120への制御ラインを介して、ウィンドパークコントローラ118は、個々の風力タービン120に関する運転情報を収集することができ、適切な制御信号をそれぞれ固有の風力タービンコントローラへ伝送することができる。

10

【0063】

発電および送電システム100にはさらに、バスバー161と電力スイッチ162とを含む交流系統160が設けられている。バスバー161のところで、バスバー112により収集された電力がまとめられる。電力スイッチ162が閉じられていると、交流系統160は、以下で詳しく説明する高電圧直流送電系統170に接続される。

【0064】

図1からわかるように、交流系統160にはさらにスイッチ163も含まれている。スイッチ163が閉じられると、オフショアの交流系統160は交流補助送電系統164と接続される。さらに図1からわかるように、交流補助送電系統164は、交流補助送電線またはアンビリカル交流ケーブル165を有しており、これによって、電力系統195と交流系統160ないしはウィンドパーク110との交流電力接続を、必要に応じて確立することができる。すでに述べたように、アンビリカル交流ケーブル165を介した送電は、ウィンドパーク110の少なくともいくつかの風力タービン120のスタートアップフェーズのために、信頼性のあるスタートアップ手順を可能にするには他の風力タービン120の発電が不十分である場合に、必要とされる可能性がある。

20

【0065】

ここで示す実施形態によれば、交流補助送電系統164は、三相アンビリカル電力トランス167とスイッチ168とを備えており、このスイッチ168はスイッチ163と共に、交流補助送電系統164を介して、オフショア交流系統160をオンショア交流系統195と接続するために用いることができる。

30

【0066】

さらに図1からわかるように、交流補助送電系統164は、特にウィンドパーク110から電力系統195へ送られる電力を測定する電力測定装置166を備えている。図1に示されているように、電力測定装置166をアンビリカル交流ケーブル165と接続する2つのラインを用いて、電圧測定と電流測定を行うことにより、それ相応の電力測定が公知の手法で実施される。電力測定値はウィンドパークコントローラ118へ転送され、ウィンドパークコントローラ118は、複数の風力タービン120の運転をコーディネートする際に、アンビリカル交流ケーブル165を介して送られる電力の実際のレベルを考慮する。

【0067】

高電圧直流送電系統170は、複数の(本発明による図示の実施形態では3つの)ダイオード整流器電力用モジュール172を有しており、これらのモジュール172には各々、三相整流器180と個々の三相トランス174とが含まれている。ダイオード整流器電力用モジュール172は、供給された交流電力を直流電力に変換するために用いられる。これらのダイオード整流器電力用モジュール172は、上方のダイオード整流器電力用モジュール172における三相整流器180の1つの出力端子と、下方のダイオード整流器電力用モジュール172における三相整流器180の1つの出力端子との間で、電圧 U_{dc} を有する直流電力が生じるように、接続されている。

40

【0068】

すでに述べたように、ここで述べる実施形態によれば、ウィンドパーク110はオフシ

50

ョアに配置されている。同じことは、ダイオード整流器電力用モジュール 172 および電力スイッチ 162, 163 についてもあてはまる。発電された電力をオフショアからオンショアに送電するために、高電圧直流送電ケーブル 175 が用いられる。オンショアにおいて高電圧直流送電システム 170 は、オンショア直流／交流変換器 176 およびトランス 178 を有しており、このトランス 178 は（電力スイッチ 179 が閉じられているときに）、結果として生じた交流電力を適切な位相および適切な振幅で、電力システム 195 へ供給する。

【0069】

次に、図 2 を参照しながら、1 つの風力タービン 120 の実現可能な構造設計について説明する。

10

【0070】

例示した風力タービン 120 は、駆動軸 228 に取り付けられた風車ロータ 222 を有している。風車ロータ 222 は図示されていないハブを有しており、このハブのところに所定数のロータブレード、好ましくは 3 つのロータブレード 224 が取り付けられている。各ロータブレード 224 は、個々のロータブレード 224 のピッチ角を調節する目的で、その長手軸を中心にロータブレード調節システム 226 によって回転させることができる。風力タービンの基本原理によれば、ピッチ角は、全体として得られる風力から抽出される機械的なパワーに対する重要なパラメータである。

【0071】

風力タービン 120 はさらに発電機 230 を含み、この発電機 230 は、駆動軸 228 によって駆動される発電機ロータ 232 を備えている。これに関連して述べておくと、ここに図示されている風力タービン 120 は、いわゆるダイレクトドライブ風力タービン 120 であり、風車ロータ 222 と発電機 230 との間に、発電機ロータ 232 と機械的に接続された別の駆動軸の回転速度を高めるために利用可能なギアボックスは、接続されていない。もちろん、ギアボックスを備えたコンフィギュレーションを有する風力タービンを使用してもよい。

20

【0072】

発電機 230 は、巻線システムを備えたステータ 234 を有しており、このステータ 234 によって電力一般には三相電力が発生する。ステータ 234 の後段には、電力変換器 240 が接続されている。電力変換器 240 は、発電機側（交流／直流）ブリッジ 242 を有しており、これは通常運転中は、直流（DC）リンク 244 に電力を供給する能動的な整流器として動作する。電力変換器 240 はさらに、系統側ブリッジ 246 を有しており、これは直流リンク 244 の直流電力を交流電力出力に変換する。ここに示す実施形態によれば、この交流電力は三相電流から成り、線路リアクトル 247 を介して昇圧トランス 248 へ供給される。昇圧トランス 248 の（電力）出力は、図 1 に示した個々のバスバー 112 へ供給される。

30

【0073】

風力タービン 120 は、風力タービンコントローラ（WTC）250 を有しており、このコントローラによって制御される。風力タービンコントローラ 250 自体は、図 1 に示したウィンドパークコントローラ（WPC）118 によって制御される。有線またはワイヤレスの個々のデータコネクションは、図 1 に示されており、ブロック 250 から右に向かって延びた破線によって表されている。

40

【0074】

図 2 に示されているように、風力タービン 120 のピッチコントローラ 254 は、風力タービンコントローラ 250 によって制御される。ピッチコントローラ 254 は、公知の手法でピッチ調節システム 226 の動作を制御し、このピッチ調節システム 226 は、風力タービン 120 の実際の運転状態に応じて、各ロータブレード 224 のブレードピッチ角を設定する役割を担っている。

【0075】

さらに風力タービン 120 は、発電機側ブリッジコントローラ（GBC）252 と、系

50

統側ブリッジコントローラ（NBC）256とを有している。ここに示す実施形態によれば、系統側ブリッジコントローラ256は、風力タービンコントローラ250とダイレクトに通信可能に接続されているのに対し、発電機側ブリッジコントローラ252は、系統側ブリッジコントローラ256を介して、風力タービンコントローラ250と間接的に接続されている。さらに図2に示されているように、発電機側ブリッジコントローラ252は、パルス幅変調（PWM）発生器（PWG）251の動作を制御し、このパルス幅変調発生器251自体は、発電機230により供給される交流電力入力が入力電力に変換され、直流リンク244に供給されるように、6つのセットの発電機側ブリッジ242の半導体電力スイッチを駆動する。同様に、系統側ブリッジコントローラ256は、パルス幅変調発生器255の動作を制御し、このパルス幅変調発生器255自体は、直流リンク244により供給される直流電力出力が交流電力出力に変換され、トランス248へ供給されるように、系統側ブリッジ246の6つのセットの半導体電力スイッチを駆動する。オプションとしてパルス幅変調フィルタ249が設けられており、その目的は、パルス幅変調系統側ブリッジ246のスイッチング周波数の高調波成分を低減することである。

【0076】

ここで述べておくと、本明細書全体を通して、d軸の量（すなわち電圧および電流）とq軸の量をしばしば参照する。本明細書において説明するコントローラは、いわゆる同期回転dq基準フレーム内で制御信号を送出する。この場合、dq基準フレームは、電圧のq軸成分が交流電圧と同相となり、d軸成分がq軸成分に対し垂直であるように、整列されている。

【0077】

公知の制御パターンまたは制御アルゴリズムによれば、発電機側ブリッジコントローラ252によるパルス幅変調発生器251の制御、および特に系統側ブリッジコントローラ256によるパルス幅変調発生器255の制御は、同期回転dq基準フレーム内で実行される制御信号の信号処理に基づく。一般的に知られているように、このdq基準フレームはdq変換の結果により得られるものであり、つまりいわゆる静止abc基準フレームのパーク変換またはクラーク変換である。静止abc基準フレームに対する回転dq基準フレームの角速度ないしは回転周波数は、 ω_0 によって与えられる。

【0078】

バランス調整された三相の電氣的な量（たとえば電圧 V_a 、 V_b 、 V_c および／または電流 I_a 、 I_b 、 I_c ）の場合、dq変換を適用することによって、3つの交流の量が定常状態の2つの直流の量（たとえば V_d 、 V_q および／または I_d 、 I_q ）に低減される。したがって、パルス幅変調発生器255のための実際の三相交流変調信号を取り出すために逆変換を実施する前に、ゼロ定常状態誤差を達成するために、dqフレーム内で単純なPIコントローラを用いることができる。

【0079】

図2に示されているように、2つの電圧量 V_d および V_q と角度 θ_0 が、系統側ブリッジコントローラ256の出力制御信号であり、この出力制御信号によって、系統側（直流／交流）ブリッジ246を駆動するパルス幅変調発生器255の動作が制御される。さらに図2に示されているように、これらの出力制御信号 V_d 、 V_q 、 θ_0 は、以下の入力信号に基づき、系統側ブリッジコントローラ256によって計算され、もしくは求められる：

1) 電力基準信号 $PreWT$ 。この信号は、風力タービンコントローラ250によって供給され、風力タービン120により発電されると推定される電力を表す。

2) 3つの電流フィードバック信号 I_a 、 I_b 、 I_c 。これらの信号は、系統側ブリッジ246の三相出力において適切な電流測定を行うことによって得られる。これらの信号 I_a 、 I_b 、 I_c は、系統側ブリッジ246の出力と線路リアクトル247とを相互に結線するノードにおける三相の低電圧（LV）の実際の電流を表している。

3) 3つの電圧フィードバック信号 V_a 、 V_b 、 V_c 。これらの信号は、系統側ブリッジ246の三相出力において適切な電圧測定を行うことによって得られる。ここに示す実

施形態によれば、フィードバック信号 V_a , V_b , V_c は、風力タービンの線路リアクトル 247 と昇圧トランス 248 との間のノードのところで取得される。

【0080】

これらの電流および電圧は、トランスデューサを介して測定され、この場合、トランスデューサの出力は、アナログ／デジタル変換器 (ADC) によってサンプリングされる。つまり、この個所および本明細書の他の個所でも用いられる用語「電流フィードバック信号」および「電圧フィードバック信号」とは、これらの電力用ハードウェアの変量を表すソフトウェア信号のことを指す。

【0081】

これに関連して述べておくと、ここに示す実施形態によれば、発電機側ブリッジコントローラ 252 も、発電機 230 により供給される電圧と電流を表す相応のフィードバック信号を受け取る。ただし、図 2 を簡単にするため、個々のフィードバックループは描かれていない。

【0082】

パルス幅変調発生器 255 は、a) 系統側ブリッジ 246 の電圧出力において必要とされる電圧のレベル (振幅) と位相を表す制御信号 V_d , V_q と、b) 系統側ブリッジ 246 の電圧出力において必要とされる周波数を表す角度 θ_0 とを受け取る。パルス幅変調発生器 255 は、受け取ったこれらの入力変量に基づき、(IGBT) 半導体スイッチのために必要とされるスイッチングパターンを計算し、これによって、平方根 ($V_q^2 + V_d^2$) の大きさと、系統側ブリッジ出力電圧 V_a , V_b , V_c に対し相対的な角度 θ_d とを有する、バランス調整された基本周波数の電圧から成る三相のセットが実現される。本明細書では、この角度 θ_d のことを負荷角と称する。この負荷角 θ_d は、系統側ブリッジによりパルス幅変調された出力電圧 V_a , V_b , V_c と、回転 dq 基準フレーム (これはバスバー 112 における実際の電圧に合わせて整列されている) との間の角度差を表す。定常状態運転中、負荷角 θ_d は一定のまま留まることになる。

【0083】

系統側ブリッジ 246 の 6 つの電力用半導体スイッチのパルス幅変調スイッチング時間を計算するために、サインの三角比または空間ベクトル変調などのような標準的な工業技術を利用することができる。この種のパルス幅変調は当業者によく知られているので、本明細書ではこれ以上詳しくは説明しない。なお、系統側ブリッジ 246 とは独立して動作する発電機側ブリッジ 242 のためにも、それ相応のパルス幅変調が必要とされる。このため、発電機側ブリッジコントローラ 252 により制御される独立したパルス幅変調発生器 251 が設けられている。ここに示す実施形態によれば、発電機側ブリッジコントローラ 252 自体は、系統側ブリッジコントローラ 256 を介して風力タービンコントローラ 250 により間接的に制御される。

【0084】

さらに述べておくと、交流 (電力) 系統 160 に入る電力潮流は、系統側ブリッジ 256 の出力ノードにおける送電端電圧と、バスバー 161 における受電端電圧との間の関係によって定義される。電気的には、各風力タービン 120 は並列に接続されており、このことでまさに実現できるのは (おおいに可能性が高く、かつ必要であるのは)、各風力タービン 120 を、隣り合う風力タービン 120 の系統側ブリッジ 256 の負荷角 θ_d との差である負荷角 θ_d によって動作可能にすることである。

【0085】

公知の制御手順によれば、パルス幅変調発生器 255 は、バランス調整された三相の電圧セットを変調する。この場合、 q 軸電圧成分 V_q は、バスバー 112 における交流電圧 (たとえば 66 kV) と公称的には同相であり、 d 軸電圧成分 V_d は、バスバー 112 における交流電圧に対し直角位相である、この交流電圧の成分を規定する。 θ_0 は、周波数 ω_0 における実際の回転角度である。したがって、回転 dq 基準フレームにおいて V_d と V_q のベクトル和により規定される変調された電圧 V_{pwm} と、バスバー 112 における交流電圧との間の負荷角 θ_d は、上述のように逆正接 (V_d / V_q) により規定される。

図 3 には、この関係が示されている。

【0086】

以上、要約すると、風力タービン 120 からバスバー 112 への交流電力潮流は、 V_p w_m とバスバー 112 における交流電圧との間の電圧角度 θ_d の変調により制御される。図 3 からわかるように、量 V_d によってこの角度 θ_d が規定されている。

【0087】

図 4 には、整流器 180 の詳細が示されている。一般に 6 つの制御可能な大電力用半導体スイッチを備えている交流／直流電力変換器とは対照的に、整流器 180 は、受動的な電力用コンポーネントである電力用ダイオード 482 を備えているだけである。図 4 からわかるように、整流器 180 は 3 つのハーフブリッジを有しており、これらのハーフブリ 10
ッジ各々は、2 つの直流出力端子の間に接続されている。これら 2 つの出力端子の間に、出力電圧 U_{dc} が生じる。各ハーフブリッジはそれぞれ、2 つの電力用ダイオード 482 の直列接続を含んでいる。各ハーフブリッジの 2 つの電力用ダイオード 482 の間の中間ノード（これには参照符号が付されていない）のところに、整流器 180 に供給される三相交流電力の 1 つの相が加わる。

【0088】

図 5 には、本発明の 1 つの有利な実施形態による系統側ブリッジコントローラ（NBC） 256 が示されている。この系統側ブリッジコントローラ 256 は、図 2 ですでに示したものである。ただし、以下の説明において参照符号の割り当てを容易にする目的で、こ 20
こでは系統側ブリッジコントローラ 256 を、参照符号 5000 でも表すことにする。

【0089】

この個所で改めて述べておくと、本明細書で説明する系統側ブリッジコントローラ 5000 は、以下で挙げる複数の技術的課題を解決する能力がある。それらの技術的課題は、オフショアの整流器をベースとする高電圧直流送電系統 170 によって引き起こされるものであり、この場合、電力は、オフショアウィンドパーク 110 からオンショア交流電力系統へ、（複数の直列接続された）非制御型の受動的なオフショア高電圧直流ダイオード整流器 180 によって送電される。特に、いわゆる高電圧直流整流器モード（すなわちアンビリカル交流ケーブル 165 は接続されていない）のみで運転が行われるとき、唯一の 30
オフショア電圧源は、各風力タービン 120 の系統（直流／交流）ブリッジ 246 であり、したがってオフショア交流系統 160 の電圧と周波数を、複数の自律的な風力タービン 120 のアクションによって定義し、制御しなければならず、この場合には特に、それらの系統（直流／交流）ブリッジ 246 は、コーディネートされて動作する。

【0090】

したがって無風状態の場合には、たとえば次のスタートアップフェーズにおいて適正な運転を可能にする目的で、たとえば周囲環境コントロールシステム、航空機警告灯、監視コンピュータなど風力タービン 120 内部の補助システムに、電力を給電する必要がある。ダイオード整流器 180 では双方向の電力潮流が不可能なので、この電力は、アンビリカル送電系統 164 のアンビリカル交流ケーブル 165 を介して給電する必要がある。この交流ケーブル 165 は、ウィンドパーク 110 全体の電力定格のたとえば 3 % の電力定格を有している。 40

【0091】

これに関連して述べておくと、以下ではウィンドパーク 110 はオフショアに配置されているものとする。ただし、これは本明細書で説明する技術的な解決手段の唯一の用途ではない。同様に考えられるのは、遠隔地のオンショアウィンドパークのためにも、および／またはオンショアウィンドファームを含む島と本土との相互接続としても、この解決手段を利用できる、ということである。

【0092】

以下では特に、非制御型の受動的なオフショアダイオード整流器 180 の使用に起因する技術的課題（TI）について述べる。これらの技術的課題は、システム 100 全体の種々の運転モード（OM）に関連するものである。詳細には、以下の手段が必要とされる。 50

すなわち、

技術的課題 1 :

ウィンドパーク 1 1 0 がアンビリカル送電系統 1 6 4 のみを介して交流電力系統 1 9 5 と接続されているとき (第 1 の運転モード)、局所的な風力タービンの電力要求を満たす目的で、個々の風力タービン 1 2 0 内の電力潮流を制御する手段。

技術的課題 2 :

第 1 の運転モードにおいて、交流系統 1 6 0 における複数の自律的な風力タービン 1 2 0 から集められた電圧を制御する手段。

技術的課題 3 :

第 1 の運転モードにおいて、アンビリカル送電系統 1 6 4 を介した電力潮流を制御する手段。

10

技術的課題 4 :

ウィンドパーク 1 1 0 が、高電圧直流送電系統 1 7 0 のみを介して交流電力系統 1 9 5 と接続されているとき (第 2 の運転モード)、複数の自律的な風力タービン 1 2 0 から高電圧直流ダイオード整流器 1 8 0 へ流れる電力潮流を制御する手段。

技術的課題 5 :

ウィンドパーク 1 1 0 が、高電圧直流送電系統 1 7 0 とアンビリカル送電系統 1 6 4 の両方を介して、交流電力系統 1 9 5 と接続されているとき (第 3 の運転モード)、複数の自律的な風力タービン 1 2 0 からアンビリカル送電系統 1 6 4 へ流れる電力潮流を制御する手段。

20

技術的課題 6 :

アンビリカル送電系統 1 6 4 の状態 (すなわちアクティブか非アクティブか) にかかわらず、ウィンドパーク 1 1 0 が、高電圧直流送電系統 1 7 0 を介して交流電力系統 1 9 5 と接続されているとき (第 2 の運転モード、第 3 の運転モード)、交流系統 1 6 0 において、自律的であるがコーディネートされている複数の風力タービン 1 2 0 から集められた総電圧を制御する手段。

技術的課題 7 :

a) オフショアシステム 1 1 0, 1 1 4, 1 6 0 全体のすべての誘導素子および容量素子によって、および b) ダイオード整流器電力用モジュール 1 7 2 によって、必要とされる無効電力全体を、すべての風力タービン 1 2 0 を用いて等しく第 2 の運転モードのために供給する手段。

30

技術的課題 8 :

オフショアシステム 1 1 0, 1 1 4, 1 6 0 全体のすべての誘導素子および容量素子によって必要とされる無効電力全体を、アンビリカル交流送電系統 1 6 4 および／またはすべての風力タービン 1 2 0 から、等しく第 1 の運転モードのために供給する手段。これに関連して述べておくと、第 1 の運転モード中、アンビリカル交流送電系統 1 6 4 は、無効電力バランス調整を提供することができ、つまり無効電力のシンク／ソースとして動作可能である。

技術的課題 9 :

ウィンドパーク 1 1 0 と高電圧直流ダイオード整流器 1 8 0 とから成るシステムの周波数を、第 2 の運転モードのための基準値に合わせて制御する手段。

40

【0093】

図 5 からわかるように、系統側ブリッジコントローラ 5 0 0 0 は、複数のサブユニット (すなわちコントローラユニット、信号処理ユニット、計算ユニット等) を有しており、これらのサブユニットを、上述の技術的課題 1、技術的課題 2 および技術的課題 3 を解決するために、実際の運転モードに応じてそれぞれ選択的にアクティブにすることができる。

【0094】

特に系統側ブリッジコントローラ 5 0 0 0 は、電圧、電流および／または電力のフィードバックユニット 5 1 0 0 を有しており、このユニット 5 1 0 0 は、図 2 からわかるよ

50

うに、i) 電流フィードバック信号 I_a , I_b , I_c および／または ii) 電圧フィードバック信号 V_a , V_b , V_c を受け取る。さらにフィードバックユニット 5100 の入力信号は、iii) 回転 dq 基準フレームの角速度ないしは回転周波数 ω_0 、および iv) dq 基準フレームの回転角度 θ_0 である。これらの入力信号の適切な選択に基づき、電圧、電流および／または電力のフィードバックユニット 5100 は、以下を計算する。すなわち、

- a) 電圧フィードバック信号 V_a , V_b , V_c によって表されるフィードバック電圧のレベル（振幅） $|V_{fb}|$ 、
- b) 有効電力フィードバック信号 P_{fb} 、
- c) 無効電力フィードバック信号 Q_{fb} 、および
- d) 電流フィードバック信号 I_{qpfb} および I_{dpfb} 。

電流フィードバック信号 I_{qpfb} は、電流の正相実数成分を表す。電流フィードバック信号 I_{dpfb} は、電流の正相無効電力成分を表す。

【0095】

系統側ブリッジコントローラ 5000 はさらに、電力基準選択ブロック 5130 を有している。このブロック 5130 は、i) 図 2 に示した風力タービンコントローラ 250 から電力基準信号 $PrefWT$ を受け取り、ii) 直流リンク電圧コントローラから別の電力基準信号 $PrefVdcCtrl$ を受け取る。直流リンク電圧コントローラは、風力タービン 120 が、いわゆる電圧制御モード（Vモード）で運転しているときに使用されることになる。このモード中、発電機側ブリッジ 242 はディスエーブル状態にあり、風力タービン 120 は電力を発生せず、むしろ風力タービン 120 は、交流電圧コントローラとして動作する。そのように動作させる目的で、電力変換器 240 の直流リンク 244 にエネルギーを供給し、基準に合わせて制御する必要がある、これは既述の直流リンク電圧コントローラによって行われ、このコントローラは信号 $PrefVdcCtrl$ を出力する。

【0096】

$PrefWT$ または $PrefVdcCtrl$ に基づき、電力基準選択ユニット 5130 は、修正された電力基準信号 P^*conv を求める。この信号は、たとえばフィルタアクション、ランプ制限などの適切な信号処理手順によって修正された電力基準を表している。

【0097】

さらに系統側ブリッジコントローラ 5000 は、無効電力ドループゲインユニット（ Q_{droop} ）5160 を有しており、図 5 に示されているようにこのユニット 5160 は、無効電力フィードバック信号 Q_{fb} を受け取り、周波数修正信号 ω_Q を出力する。以下で説明するように、この周波数修正信号 ω_Q によって、ここで述べる制御手順に使われる周波数基準信号 ω_{ref} が効果的に修正され、特に低減される。周波数基準信号 ω_{ref} をたとえば、風力タービンコントローラ 250 によって供給することができ（図 2 参照）、および／またはウィンドパークコントローラ 118 によって供給することができる（図 1 参照）。

【0098】

さらに図 5 に示されているように、系統側ブリッジコントローラ 5000 は、電圧コントローラ（VC）5200、電力フィードフォワード（FF）ユニット 5220、電力コントローラ（PC）5240、周波数コントローラ（FC）5260、および図 1 に示したアンビカル送電系統 164 のためのアンビカル電力コントローラ（ PC_{umb} ）5280 を有している。電圧コントローラ 5200、電力コントローラ 5240、周波数コントローラ 5260、および／またはアンビカル電力コントローラ 5280 を、たとえば比例積分（PI）コントローラとしてもよい。

【0099】

次に、これらのブロックの動作について説明する。

【0100】

ここに示す実施形態によれば、電圧コントローラ5200は2つの信号を受け取る。第1の信号は、電圧、電流および／または電力のフィードバックユニット5100により供給されるフィードバック電圧のレベル $|Vfb|$ である。第2の信号は、i) 風力タービンコントローラ250により供給可能な基準電圧(信号)または目標電圧 V^* と、ii) 以下で説明する周波数ドループ電圧信号 $Vfdroop$ との和である。信号 $|Vfb|$ と、 V^* と $Vfdroop$ の和とに基づき、電圧コントローラ5200は、電圧コントローラ(VC)信号 $Vqpac$ を導出し、この信号 $Vqpac$ は dq 基準フレームにおいて、パルス幅変調発生器255のための Q 軸電圧制御信号 Vq の一部分を成す。

【0101】

電力フィードフォワードユニット5220は、信号 P^*conv および $Iqpfb$, I
 $d pfb$ に基づき、電力フィードフォワード電圧信号 $VdpXC$ を求め、この信号 $VdpXC$ は dq 基準フレームにおいて、パルス幅変調発生器255のための D 軸電圧制御信号 Vd の一部分を成す。 $VdpXC$ の技術的な意義については、あとで説明する。

【0102】

電力コントローラ5240は、信号 P^*conv と Pfb とに応答して、電力コントローラ(PC)周波数信号 ωPC を求め、この信号 ωPC は(高電圧直流電力コントローラ5350を介して間接的に)、パルス幅変調発生器255のための Q 軸電圧制御信号 Vq に寄与する。電力コントローラ5240はさらに、やはり信号 P^*conv と Pfb とに応答して、電力コントローラ(PC)電圧信号 $VdpPC$ を求める。この信号 $VdpPC$ は、上述の電力フィードフォワード電圧信号 $VdpXC$ に加算され、その結果として得られた相応の和は、パルス幅変調発生器255のための D 軸電圧制御信号 Vd を表す。この信号の技術的な意義について述べると、 $VdpPC$ は、電力誤差の導関数を表す D 軸電圧制御信号 Vd の1つの成分である。 $VdpPC$ は、電力コントローラの動的応答を改善するように動作し、これによって風力タービン120の制御応答全体に対する有利な減衰がもたらされる。

【0103】

周波数コントローラ5260は、上述の周波数信号 $\omega 0$ (すなわち回転 dq 基準フレームの角速度もしくは回転周波数)と、周波数修正信号 ωQ と周波数基準信号 ωref との和とに基づき、周波数コントローラ周波数信号 ωFC を求める。この信号の技術的な意義について述べると、 ωFC は、オフショアシステムをその周波数基準に戻す目的で、緩慢な時定数で動作しかつすべての風力タービン120内で同時に動作する周波数の1つの成分である。周波数コントローラ周波数信号 ωFC は、オフショアシステムの電力潮流全体を修正することなく、周波数 $\omega 0$ 全体を所望の基準に合わせて制御するように動作する。

【0104】

アンビリカル電力コントローラ5280は、2つの入力信号を受け取る。第1の入力信号は、アンビリカル送電系統164を介した所望の電力潮流に対応する電力基準信号 $Pumb^*$ である。第2の入力信号は、アンビリカル送電系統164を介した実際の電力潮流に対応する電力フィードバック信号 $Pumbfb$ である。これら2つの入力信号 $Pumbfb$ および $Pumb^*$ に基づき、アンビリカル電力コントローラ5280は2つの出力信号を求める。第1の出力信号は、アンビリカル送電系統164における実際の電力誤差を表す周波数信号 ωuPC である。特に、周波数信号 ωuPC は、2つの入力信号 $Pumbfb$ と $Pumb^*$ との差を表す。第2の出力信号は、アンビリカル負荷角信号 θuPC である。

【0105】

2つの制御信号 ωuPC と θuPC との結合作用は、オフショアの電気系統全体すなわちオフショア交流系統160とウィンドパーク110の位相角を、オンショアの電気系統すなわち交流電力系統195に関連させて変化させることである。このようにすることで、アンビリカル送電系統164もしくはアンビリカルケーブル165を介した電力潮流が制御される。第3の運転モード中、このコントローラはアクティブであり、すべての風力タービン120において同時に動作する。 θuPC は実質的に、アンビリカル送電系統内

10

20

30

40

50

の電力誤差の導関数であり、アンビリカル電力コントローラ 5280 の動的応答を改善するように動作する。

【0106】

さらに図 5 に示されているように、系統側ブリッジコントローラ 5000 は周波数ドロップゲインユニット (F Droop) 5320 を有しており、このユニットは、電力コントローラの信号 ωPC を受け取り、周波数ドロップ電圧信号 $Vfdrop$ を出力する。

【0107】

信号 $Vfdrop$ の技術的な意義は、発電および送電システム 100 全体が第 1 の運転モードで動作しているとき、すなわちウィンドパーク 110 が、アンビリカル送電システム 164 のみを介して交流電力システム 195 と接続されているとき、関連するすべての風力タービン 120 の間で無効電力の共有を達成することである。無効電力フィードバック信号 Qfb が上昇すると (無効電力ドロップゲインユニット 5160 を介した) 周波数修正信号 ωQ が上昇し、さらにそのことによって電力コントローラ周波数信号 ωPC が減少し、周波数ドロップゲインユニット 5320 を介して、Q 軸電圧制御信号 Vq が減少する。したがって、Q 軸電圧制御信号 Vq が減少したことから、無効電力が減少する。

【0108】

この点で考慮しなければならないのは、 ωQ の上昇によりバスバー 112 における電圧の周波数が上昇することである。その結果、負荷角 θd が大きくなり、さらにこれによって (個々の風力タービン 120 からバスバー 112 へ向かう) 電力潮流が増加する。電力コントローラ 5240 は、その出力 ωPC を低減することで、この作用に対抗するように動作する (ωPC は負になってもよい)。 ωPC がこのように減少することによって、周波数ドロップゲインユニット 5320 によって形成される $Vfdrop$ が減少することになり、この信号は Q 軸電圧制御信号 Vq の成分を表す。したがって、無効電力フィードバック信号 Qfb の上昇にตอบสนองして、出力電圧を低減させた風力タービン 120 が、局所的に生じるようになる。このメカニズムによって、風力タービン 120 は定常状態で無効電力の共有を達成する。

【0109】

さらに系統側ブリッジコントローラ 5000 は、高電圧直流送電システム 170 のために高電圧直流電力コントローラ (HVDC PC) 5350 を備えている。高電圧直流電力コントローラ 5350 は、電力コントローラ周波数信号 ωPC を受け取り、高電圧直流電力コントローラ電圧信号 $Vqpdc$ を出力する。オプションとして、高電圧直流電力コントローラ 5350 は、電力コントローラ周波数信号 ωPC を適切な基準信号と比較し、この比較の結果から出力電圧信号 $Vqpdc$ を発生させる。好ましくはこの比較において、適切な基準信号と電力コントローラ周波数信号 ωPC との差が求められる。

【0110】

出力電圧信号 $Vqpdc$ は、電力コントローラ 5240 の出力 ωPC に比例する電圧の項である。換言すれば、図 5 からわかるように、高電圧直流電力コントローラ 5350 は、この電圧成分 $Vqpdc$ を加えて Q 軸電圧制御信号 Vq を修正し、それによって図 1 に示したオフショア交流システム 160 の電圧レベルを上昇または低下させるように動作する。高電圧直流電力コントローラ 5350 は、第 2 の運転モードおよび第 3 の運転モードにおいて作動し、電力コントローラ 5240 の出力 ωPC に基づき動作して、オフショア交流システム 160 の電圧を修正し、そのようにして高電圧直流ダイオード整流器 180 へ流れる電力潮流を制御する。電力誤差と電圧レベルとのこのような連携によって、風力タービン 120 全体が集団的手法で、a) 風力タービン 120 からオフショア交流システム 160 へ流れる電力潮流と、b) 高電圧直流送電システム 170 の高電圧直流ダイオード整流器 180 へ流れる電力潮流とを、バランス調整できるようになる。

【0111】

ここに示す実施形態によれば、電圧制御信号 Vq は、信号 $Vfdrop$ 、 $Vqpdc$ および $Vqpac$ の和から得られる。

【0112】

さらに電圧制御信号 V_d は、信号 V_{dpXC} と V_{dpPC} の和から得られる。これに関連して述べておくと、D 軸電圧制御信号 V_d は、図 2 に示した系統側ブリッジ 246 と図 1 に示したバスバー 112 もしくはオフショア交流系統 160 との間で必要とされる電力潮流を形成するために、図 2 に示した風力タービン 120 の線路リアクトル 247 とトランス 248 の両端において必要とされる電圧降下を表す。したがって、線路リアクトル 247 とトランス 248 の電気的な特性が既知であれば、この電力潮流を形成するためにこれらのコンポーネント両端において必要とされる定常状態電圧を計算することができる。これが電力フィードフォワード (FF) ユニット 5220 の目的である。信号 V_{dpXC} は、定常状態中、D 軸電圧制御信号 V_d に主として寄与することになる。

10

【0113】

最後に重要なことを述べておくと、系統側ブリッジコントローラ 5000 は、 θ 積分器ユニット (I_θ) 5380 を有しており、このユニット 5380 は、上述の角度 θ_0 (すなわち回転 dq 基準フレームの実際の角度) を表す信号を計算する。

【0114】

厳密に述べると、ここで述べる θ_0 は、静止 abc 基準フレームに対する回転 dq 基準フレームの角度の回転部分であり、これは、変調された電圧と静止 abc フレームとの間の角度を規定する逆正接 V_d/V_q によって定められる負荷角 θ_d である (図 3 参照)。ただし、測定/コンポーネントの公差等に起因してシステム内に生じる何らかの誤差が、 ω_{PC} の過渡的な成分によって最後には補償される可能性もある。

20

【0115】

図 5 からわかるように、ここに示す実施形態によれば、信号「 θ_0 」は、上述の入力信号 ω_Q 、 ω_{PC} 、 ω_{FC} および θ_{uPC} に応答して求められる。さらにここに示す実施形態によれば、 θ 積分器ユニット 5380 は、上述の入力信号の少なくともいくつかに応答して、既述の信号 ω_0 (すなわち回転 dq 基準フレームの角速度ないしは回転周波数) を出力する。

【0116】

この個所で述べておくと、上述の信号の少なくともいくつかと、以下で述べる信号の少なくともいくつかは、アナログ (電圧) 信号であってもよいし、別の選択肢として、相応の制御量のデジタル表現を成すデジタル信号であってもよい。

30

【0117】

上述の通り、系統側ブリッジコントローラ 5000 を、種々の運転モード (OM) および/または上述の種々の技術的課題 (TI) に対し、適切な手法でパルス幅変調発生器 255 を制御するために、用いることができる。これら種々の運転モードおよび/または技術的課題に関連する要件を満たす目的で、系統側ブリッジコントローラ 5000 内部の所定のコンポーネントおよび/または信号コネクションを、アクティブもしくは非アクティブにすることができる。

【0118】

次に、系統側ブリッジコントローラ 5000 の様々なコンフィギュレーションについて、図 6 ~ 図 10 を参照しながら、上述の技術的課題のいくつかに関連させて説明する。

40

【0119】

図 6 には、本発明の 1 つの実施形態に従い、系統側ブリッジコントローラ 5000 の第 1 のコンフィギュレーション 6000 が示されている。この図には、発電および送電システム 100 の第 1 の運転モード OM1 において、電力および電圧の制御要件を満たす目的で用いられる場合にアクティブにされる、系統側ブリッジコントローラ 5000 のコンポーネントないしはブロックが描かれている。換言すれば、図 6 には、第 1 の運転モード中、アクティブであるコントローラコンポーネントが示されており、それらのコンポーネントは、局所的な電力要求がその基準を満たすようにし (その基準に合わせて制御し)、技術的課題 1 および技術的課題 2 として先に挙げた基準に合わせて電圧が制御されることを

50

保証する。

【0120】

既述のように、この運転モードOM1中、ウィンドパーク110は、アンビリカル送電系統164を介してのみ、交流電力系統195と接続されている。つまり、高電圧直流送電系統170を介した電力潮流はない。

【0121】

技術的課題1, 2, 3の解決に必要とされる第1のコンフィギュレーション6000のアクティブにされたコンポーネント／ブロックには、電力コントローラ(PC)5240、電圧コントローラ(VC)5200、電力フィードフォワード(FF)ユニット5220、周波数ドループゲインユニット(F Droop)5320、および θ 積分器ユニット($I\theta$)5380が含まれている。図5のところすでに挙げた制御信号に加えて、このコンフィギュレーション6000では制御信号 ωNom が用いられる。この制御信号 ωNom は、交流系統160の公称周波数である。発電および送電システム100全体のロケーションに応じて、 ωNom をたとえば50Hz（たとえばヨーロッパ、アジアなど）としてもよいし、60Hz（たとえば北アメリカ）としてもよい。

【0122】

この個所で述べておくと、コンフィギュレーション6000は、周波数コントローラ(FC)5260もアンビリカル電力コントローラ(PC umb)5280も使用しない。高電圧直流送電系統170を介した電力潮流がないことから、アンビリカル送電系統164を介した電力潮流を制御する必要がない。なぜならば交流系統160は、（一般の電力需要者のように）電力系統195に接続されているにすぎないからである。

【0123】

次に、上述の技術的課題1, 2, 3を、系統側ブリッジコントローラ5000の図6に示されているコンフィギュレーション6000を用いて、どのようにして有利な手法で取り扱うことができるのか、について説明する。

【0124】

技術的課題1：個々の風力タービン120各々の電力制御

第1の運転モード中、電力コントローラ(PC)5240によって、風力タービン各々において電力が制御される。電力コントローラ5240は、図2に示した風力タービンコントローラ(WTC)250から（図5に示した電力基準選択ブロック5130を介して）、修正された電力基準信号 P^*conv を受け取る。さらに電力コントローラ5240は、有効電力フィードバック信号 Pfb を受け取る。入力信号 P^*conv および Pfb に応答して、電力コントローラ5240は、パルス幅変調発生器255のための電圧制御信号のD軸成分 Vd の一部分を求めて出力する。この部分は、上述の（図5の説明参照）電力コントローラ電圧信号($VdpPC$)であり、これは電力誤差の導関数を表している。 Vd の他の部分は、上述の電力フィードフォワード電圧信号 $VdpXC$ によって定められ、これは電力フィードフォワード(FF)ブロック5220によって供給される。電力コントローラ5240は、電力コントローラ周波数信号 ωPC も出力し、この信号 ωPC は、周波数ドループゲインユニット(F Droop)5320を介して、パルス幅変調発生器255の電圧制御信号のQ軸成分 Vq の一部分に寄与する。図6に示されているように、この部分は電圧コントローラ5200の出力 $Vqpac$ に加算され、Q軸電圧要求 Vq 全体がパルス幅変調発生器255に供給される。さらに電力コントローラ5240から出力された電力コントローラ周波数信号 ωPC は、（電力系統195の周波数に相当する）交流系統160の公称周波数 ωNom に加えられる。電力コントローラ周波数信号 ωPC と ωNom との和が、 θ 積分器ユニット($I\theta$)5380へ供給され、このユニットは、コントローラ周波数を積分して、パルス幅変調発生器255のための角度基準 θ_0 を生成する。パルス幅変調発生器255は、系統側（直流／交流）ブリッジ246のために、適切なパルス幅変調パルスパターンを生成する。交流系統160内において、各風力タービン(WT)120は、自身の固有の局所的な電力基準 $PrefWT$ を満たそうと試みる。この電力基準 $PrefWT$ によって、交流系統160のバスバー161における電圧

(たとえば66kV)に対し、その系統側ブリッジ246の出力電圧の電圧および角度が制御される。ここに示す実施形態によれば、電力コントローラ5240は比例積分(PI)コントローラであって、このコントローラは以下のように動作することができる。すなわち、

i) 風力タービン120からの電力潮流を増加する目的で、交流系統160の周波数を上昇させ、つまりはバスバー161の電圧と、系統側ブリッジ246の出力電圧との間の角度を大きくする。または、

ii) 電力潮流を低減する目的で、交流系統160の周波数を低下させ、つまりはバスバー161の電圧と、系統側ブリッジ246の出力電圧との間の角度を小さくする。

【0125】

ウィンドパークないしはオフショアシステム110は實際上、複数の制御された電圧源から成るので(すなわち各風力タービンは1つの制御された電圧源として動作するので)、いずれか1つの風力タービン120が自身の電力潮流を変化させるように動作すると、バスバー161における電圧の実際の角度が変化し、したがってウィンドパーク110の風力タービン120へ流れる電力潮流が変化することになり、それらの風力タービンの局所的な電力コントローラはこれに応答して、それらの局所的な電力基準を再び満たすようにする。

【0126】

このような集団的挙動を理解できるようにするため、この個所では図12を参照する。図12で考察されているのは、2つの風力タービンWT1およびWT2から成るシステムであって、これら両方の風力タービンは、同じアンビリカル送電系統を介して交流電力系統と接続されている。風力タービンWT1が、たとえば時点 $t = T1$ のときに3MWで動作している場合、バスバーの角度(バスバー161における電圧 V_{bb} と、アンビリカル送電系統164の電圧 V_{umb} との間の角度)は β_1 で示されている。風力タービンWT2が $t = T1$ のときに0MWで動作しているならば、そのパルス幅変調電圧は、 $V_{bb} @ T1$ と一致していなければならない、これは $WT2 @ T1$ として示されている。ついで $t = T2$ のとき、風力タービンWT1が自身の電力発生を1.5MWに低減させたならば、バスバー電圧 V_{bb} は、 V_{umb} に対する位相を β_2 に変化させ、したがって風力タービンWT2は、この電圧ベクトル角度の変化に応答して、ゼロ電力を小さく維持しなければならない。これは、個々のタービン各々の電力コントローラ5240の動的な制御応答である。この場合、電力コントローラ5240は、a) オフショア交流系統160に向かう個々の電力潮流を制御し、b) ウィンドパーク110全体の定常状態運転条件を確立し、これによって各風力タービン120の個々の電力要求が満たされる。コントローラ5000のコンフィギュレーション6000によって、風力タービンWT1の電力変化に対して必要とされる風力タービンWT2の動的応答を、実現することができる。

【0127】

この点に関して考慮しなければならないのは、個々の風力タービンは自身の固有のマイクロプロセッサとクロックを有しており、これはいずれにせよ、ウィンドパークの他の風力タービンとは同期していない、ということである。したがって電力コントローラ5240に要求されるのは、 V_{umb} ないしはアンビリカルトランス1次電圧のバスバー(これはこの説明の趣旨では無限大のバスバーとみなせる)に対する絶対的な電圧角度を修正する目的で、(電力コントローラ周波数信号 ω_{PC} を介して)局所的な任意の基準周波数を修正することである。

【0128】

つまりこれについて説明しておく、コンフィギュレーション6000において電力コントローラ5240は、局所的な電力基準を満たすために用いられるのである。さらにコントローラ5000は、著しく脆弱な交流電気系統において動作する。システム周波数の測定もないし、コントローラ5000は、電流制御パターンのように、その内部的なdq基準フレームを交流電圧と同期させようとはしない。これは、系統側ブリッジ246の出力電圧を交流系統160の電圧信号に適正に合わせて保持する、という電力コントローラ

10

20

30

40

50

5240のアクションである。これにより得られる利点は、同じ電力コントローラ5240がアンビリカル交流モードと高電圧直流ダイオード整流器モードの両方の動作のために用いられる、ということから、コントローラが「単純になる」ということである。

【0129】

技術的課題2：交流系統160の電圧制御

第1の運転モード中、ウィンドパーク110が、アンビリカル送電系統164のみを介して電力系統195と接続されているとき、a) 交流系統160の電圧も、実質的にb) ウィンドパーク110内のバスバー112の電圧も、電圧コントローラ5200のアクションによって制御される。風力タービン120の風力タービンコントローラ250は、i) ウィンドパークコントローラ(WPC)118から電圧基準信号を受け取るか、または適切な一定の局所的電圧基準を有しており、さらにii) 局所的な電圧フィードバックを表す信号Va, Vb, Vcを受け取る。これらの局所的な電圧フィードバックは、図2に示されているように、線路リアクトル247と昇圧トランス248との間に延在するいわゆる「低電圧バスバー」における局所的な電圧測定から得られる。この場合、電圧コントローラ5200は、パルス幅変調発生器255に供給されるQ軸電圧制御信号Vqの一部を成す電圧コントローラ(VC)信号Vqpacを導出する。ここに示す実施形態によれば、電圧コントローラ5200は、図5および図6に示されているように、2つの入力信号すなわちi) V^* とVfdroopとの和と、ii) フィードバック電圧のレベル|Vfb|とに基づき、PI制御を実行する。

【0130】

つまりこれについて説明しておく、コンフィギュレーション6000において電圧コントローラ5200は、電力コントローラ5240と共働して、i) ウィンドパーク110がアンビリカル送電系統164のみを介して電力系統195と接続されているとき、交流系統160の電圧を制御し、さらにii) 風力タービン120全体により発生する電力潮流を制御するのである。電圧コントローラ5200と電力コントローラ5240とがこのように共働することから、発電および送電システム100を第1の運転モードで運転するとき、このシステム100の運転のために、コントローラ5000の単純な構造で十分である。

【0131】

技術的課題3：アンビリカル送電系統164を介した電力潮流全体の制御

第1の運転モード中、ウィンドパーク110が、アンビリカル送電系統164のみを介して電力系統195と接続されているとき、アンビリカル送電系統164を介した電力潮流が制御され、または複数の電力制限値の和を設定することにより、最大値に制限される。アンビリカル送電系統164を介した所望の電力潮流を達成する目的で、これらの電力制限値は、ウィンドパークコントローラ118により個々の風力タービン120もしくは個々の風力タービン120の風力タービンコントローラ250へブロードキャストされ、風力タービン全体の所望の電力潮流に等しい。

【0132】

このことは実際の運転において、システム損失を補うためにも、接続されているすべての風力タービン120にとって、もしくはそれぞれ接続されている風力タービン120にとって、望まれる可能性がある。これを達成するために、ウィンドパークコントローラ118は、アンビリカル送電系統164を介した電力潮流を測定することができ、ついで適切な電力制限値を、接続されている風力タービン120にブロードキャストして、アンビリカル電力潮流を所望の値に合わせて調節することができる。このようにして、システム損失を考慮することができる。これによれば、個々の風力タービン120各々は、i) 風力から利用できる電力の最小値と、ii) ウィンドパークコントローラ118から受け取った個々の電力制限最小値とに合わせて、自身の電力潮流を制御する。

【0133】

図7には、本発明のさらに別の実施形態に従い、系統側ブリッジコントローラ5000の第2のコンフィギュレーション7000が示されている。この図の場合も同様に、先に

挙げた技術的課題 8 を解決するために、第 1 の運転モード OM 1 において使用される、系統側ブリッジコントローラ 5 0 0 0 のアクティブにされたコンポーネントもしくはブロックだけが描かれている。

【0134】

既述のように、第 1 の運転モード OM 1 中、ウィンドパーク 1 1 0 は、アンビリカル送電系統 1 6 4 のみを介して、交流電力系統 1 9 5 と接続されている。

【0135】

技術的課題 8 の解決に必要とされる第 2 のコンフィギュレーション 7 0 0 0 のアクティブにされたコンポーネント／ブロックには、電圧コントローラ (VC) 5 2 0 0、電力フィードフォワード (FF) ユニット 5 2 2 0、電力コントローラ (PC) 5 2 4 0、周波数ドループゲインユニット (F Droop)、および θ 積分器ユニット ($I\theta$) 5 3 8 0 が含まれている。さらにここに示す実施形態によれば、無効電力ドループゲインユニット (Q Droop) 5 1 6 0 もアクティブである。

【0136】

次に、上述の技術的課題 9 を、系統側ブリッジコントローラコンフィギュレーション 1 0 0 0 0 を用いて、どのようにして有利な手法で取り扱うことができるのか、について説明する。この場合、この技術的課題 8 は、発電および送電システム 1 0 0 の第 1 の運転モード OM 1 に係わるものである。

【0137】

技術的課題 8：複数の風力タービン 1 2 0 間での無効電力の共有

ウィンドパーク 1 1 0 は、アンビリカル送電系統 1 6 4 のみを介して交流電力系統 1 9 5 と接続されている間（第 1 の運転モード）、ウィンドパークコントローラ (WPC) 1 1 8 から種々の風力タービン 1 2 0 へブロードキャストされる電圧要求を満たすために必要とされる無効電力を、無効電力ドループゲインユニット 5 1 6 0 と電力コントローラ 5 2 4 0 の集団的アクションによって共有することができる。この「無効電力の共有」は、技術的課題 7 に関する上述の個所ですでに述べたのと同様の機能を有している。しかしながらこのケースでは、周波数コントローラ (FC) は用いられない。技術的課題 7 に関する上述の個所で述べたのと同様の手法で、電圧コントローラ 5 2 0 0 は、その通常の入力 V^* に加えて、周波数ドループゲインユニット 5 3 2 0 により供給される周波数ドループ電圧信号 V_{fdroop} を受け取る。その結果、電圧コントローラ 5 2 0 0 は、電力コントローラ 5 2 4 0 のアクションによって引き起こされる Q 軸電圧制御信号 V_q の要求の変化には応答しない。この場合も「無効電力の共有」は、無効電力ドループゲインユニット 5 1 6 0、電力コントローラ 5 2 4 0、および周波数ドループゲインユニット 5 3 2 0 の相互作用によって達成される。

【0138】

無効電力ドループゲインユニット 5 1 6 0 を介して、無効電力フィードバック Q_{fb} に比例する項である周波数 ω_Q が加えられる。この周波数 ω_Q によって、交流系統 1 6 0 の公称周波数であり同様に加算される制御信号 ω_{Nom} と共に、電力コントローラ 5 2 4 0 の出力 ω_{PC} を強制的に低減させ、この出力により、周波数ドループゲインユニット 5 3 2 0 の項を介して、Q 軸電圧制御信号 V_q が低減されるようになる。したがって、この特定の風力タービン 1 2 0 からの出力電圧は、オフショア交流系統 1 6 0 の電圧ひいては隣接する風力タービン 1 2 0 の電圧に対し、低減されることになる。

【0139】

周波数ドループゲインユニット 5 3 2 0 の項の出力は、電圧コントローラ 5 2 0 0 へ供給される基準電圧信号 V^* に加算され、これによって電圧コントローラ 5 2 0 0 が、複数の風力タービン 1 2 0 間での無効電力共有を達成するのに必要とされる電圧の変化に対し補償しようとするのが回避される。これに関連して述べておくと、定常状態において測定許容差がないとしたならば、無効電力の完璧な共有が達成される。

【0140】

つまりこれについて説明しておく、ここに示す実施形態によれば、無効電力ドループ

10

20

30

40

50

ゲインユニット 5 1 6 0、電圧コントローラ 5 2 0 0、および電力コントローラ 5 2 4 0 というコンポーネントもしくはブロックを組み合わせることによって、接続されている風力タービン 1 2 0 間で無効電力負荷全体が確実に共有されるようになるのである。

【0 1 4 1】

なお、図 6 に示した第 1 のコントローラコンフィギュレーション 6 0 0 0 と対比すると、この場合には無効電力ドループゲインユニットのブロック 5 1 6 0 が追加されている。つまりコントローラコンフィギュレーション 7 0 0 0 は実質的に、コントローラコンフィギュレーション 6 0 0 0 の上位集合である。実際、コントローラブロックである無効電力ドループゲインユニット 5 1 6 0 は、上述の技術的課題 8 が解決されるよう、接続されているすべての風力タービン間で無効電力が確実に共有されるように動作する。

10

【0 1 4 2】

図 8 には、系統側ブリッジコントローラ 5 0 0 0 の第 3 のコンフィギュレーション 8 0 0 0 が示されている。この図には、系統側ブリッジコントローラ 5 0 0 0 のアクティブにされたコンポーネントないしはブロックが描かれており、それらは発電および送電システム 1 0 0 の第 2 の運転モード OM 2 において、上述の技術的課題 4 を解決するために使用され、もしくはアクティブにされる。

【0 1 4 3】

既述のように、運転モード OM 2 中、ウィンドパーク 1 1 0 は、高電圧直流送電系統 1 7 0 のみを介して、交流電力系統 1 9 5 と接続されている。つまり、アンビリアル送電系統 1 6 4 を介した電力潮流はない。

20

【0 1 4 4】

技術的課題 4 の解決に必要とされる、第 3 のコントローラコンフィギュレーション 8 0 0 0 においてアクティブにされたコンポーネント／ブロックには、電力コントローラ (P C) 5 2 4 0、周波数コントローラ (F C) 5 2 6 0、電力フィードフォワード (F F) ユニット 5 2 2 0、高電圧直流送電系統 1 7 0 のための高電圧直流電力コントローラ (H V D C P C) 5 3 5 0、および θ 積分器ユニット ($I \theta$) 5 3 8 0 が含まれている。系統側ブリッジコントローラコンフィギュレーション 6 0 0 0 と対比すると、電圧コントローラ 5 2 0 0 が周波数コントローラ 5 2 6 0 に置き換えられており、周波数ドループゲインユニット (F D r o o p) 5 3 2 0 が高電圧直流電力コントローラ 5 3 5 0 に置き換えられている。

30

【0 1 4 5】

図 5 のところですでに挙げた制御信号に加えて、この第 3 のコンフィギュレーション 8 0 0 0 では、交流系統の公称電圧を表す制御信号 V_{nom} が用いられる。発電および送電システム 1 0 0 全体のロケーションに応じて、 V_{nom} をたとえば 2 3 0 V (たとえばヨーロッパ) としてもよいし、または 1 2 0 V (たとえば北アメリカ) としてもよい。一般に交流系統の公称電圧は、いわゆる低電圧 (L V) バスバーの電圧であり、これは典型的には 6 9 0 V である。この低電圧は、たとえば工業用途に利用され、またはポンプ、コンベヤ等を駆動する比較的大型の電動機に、1 0 0 k W ～数 MW までの範囲の電力需要に応じるための発電所に利用される。

【0 1 4 6】

次に、第 2 の運転モードに関連する上述の技術的課題 4 を、系統側ブリッジコントローラコンフィギュレーション 8 0 0 0 を用いて、どのようにして有利な手法で取り扱うのか、について説明する。

40

【0 1 4 7】

技術的課題 4：高電圧直流送電系統 1 7 0 を介した電力潮流の制御

第 2 の運転モード中、ウィンドパーク 1 1 0 が高電圧直流送電系統 1 7 0 のみを介して電力系統 1 9 5 と接続されているとき、高電圧直流送電系統 1 7 0 を介した電力潮流は、図 8 に示した系統側ブリッジコントローラコンフィギュレーション 8 0 0 0 のみにより制御される。各風力タービン 1 2 0 において、(卓越風の状況に応じて、ウィンドパークコントローラ 1 1 8 からブロードキャストされる電力制限値によりクランプされて) 局所的

50

に導出された電力基準 P_{refWT} ないしは P_{conv}^* と、局所的電力フィードバック P_{fb} とが、電力コントローラ 5240 に入力される。電力コントローラ 5240 の出力は、電力コントローラ周波数信号 ω_{PC} であり、所望の局所的周波数 ω_0 を生じさせるために、この信号 ω_{PC} が周波数コントローラ 5260 の出力および交流系統 160 の公称周波数 ω_{nom} に加算される。静止 abc 基準フレームに対する回転 dq 基準フレームの角速度ないしは回転周波数である、この所望の周波数 ω_0 が、 θ 積分器ユニット (I_θ) 5380 により積分され、それによって角度基準 θ_0 が発生し、これがパルス幅変調発生器 255 に供給される。したがって、1つの風力タービン内の局所的電力フィードバック P_{fb} が電力基準よりも小さければ、制御アクションは、局所的周波数 ω_0 を（過渡的に）高める、というものである。この制御アクションによって、バスバー 161 へ流れる局所的な風力タービン電力潮流が変化ようになる。電力フィードフォワードユニット 5220 によって供給される電力フィードフォワード電圧信号 V_{dpXC} と、電力コントローラ 5240 から出力される電力コントローラ電圧信号 V_{dpPC} とが加算されて、D 軸制御電圧要求 V_d がパルス幅変調発生器 255 に供給される。この D 軸成分 V_d によって、バスバー 161 における電圧に対する、変調されたパルス幅変調電圧の角度が規定され、つまりは電力潮流が制御される。高電圧直流ダイオード整流器 180 が導通状態にあるとき、その電力潮流は、バスバー 161 における交流電圧に厳密に比例する。したがって、いずれかの単一の風力タービン 120 が（上述のようにその系統側ブリッジ出力電圧角度の修正により）その電力潮流を変化させても、高電圧直流ダイオード整流器 180 を介した電力潮流は（大きくは）変化しない。これによっても、その特定の風力タービン 120 から交流系統 160 へ向かう電力潮流が変化するだけである。

【0148】

ここで述べておくと、高電圧直流ダイオード整流器 180 における交流電圧は、ウィンドパーク 110 におけるすべての風力タービン 120 のパルス幅変調電圧のベクトル和である。したがって、いずれか 1つの風力タービン 120 における D 軸制御電圧 V_d を変化させたところで、高電圧直流ダイオード整流器 180 の入力における交流電圧には、ごく僅かな影響しか及ぼされない。ただし、電圧に対する集団的アクションであると、高電圧直流ダイオード整流器 180 を介した電力潮流に大きな影響を与える。つまり、いずれか 1つの風力タービン 120 内における D 軸制御電圧 V_d の変化によって電力変化が発生すると、それをウィンドパーク 110 の残りの風力タービン 120 が吸収しようとし、それら残りの風力タービン 120 は、自身の所望の動作ポイントを維持しようとするために、既述の手法と同様の手法で（技術的課題 1 の説明を参照）、自身の電力潮流を修正する。

【0149】

このような集団的挙動について理解できるようにするために、ウィンドパーク 110 内の N 個の風力タービン 120 が、定常状態において 100% の電力で動作している例を考察することができる。このような状況において第 1 の風力タービン WT_1 はその後、自身の電力を 0% まで低減する（たとえば第 1 の風力タービン WT_1 の制御アクションによって、バスバー 161 における電圧信号に対し系統側ブリッジ電圧の角度 θ_0 を修正することにより、この風力タービン WT_1 から交流系統 160 へ向かう電力潮流が急速に減少する）。つまり、 $N-1$ 個の風力タービンは一時的に、 $100 * N / (N-1)$ % の電力を供給しなければならない。これは、 $N-1$ 個の風力タービンの各々 1つが、100% を超える電力を供給しなければならない、ということを意味する。このことは、各風力タービン 120 内の電力誤差として現れ、 $N-1$ 個のすべての風力タービン 120 における電力コントローラ 5240 は、電力コントローラ周波数信号 ω_{PC} を低減するように動作する。これによって交流系統 160 の周波数が低減されることになる。ただし、すべての風力タービン 120 が自身の電圧角度 θ_d を変化させるので、これによっても、 $N-1$ 個の風力タービン 120 における局所的な電力潮流が修正されることはない。しかしながら、交流系統 160 の周波数が減少するので、直流電力制御を実施する高電圧直流電力コントローラ 5350 を介して、各風力タービン 120 は、自身の系統側ブリッジのパルス幅変調発生器 255 のための自身の Q 軸制御電圧 V_q を低減する。ウィンドパーク 110 内にお

けるすべての風力タービン120のこのような組み合わせアクションは、バスバー161における電圧を効果的に低減する作用を有する。このため、高電圧直流ダイオード整流器180へ向かう電力潮流は、このケースでは、 $((N-1)/N) \times 100\%$ の電力に低減される。このようにして、交流系統160と高電圧直流ダイオード整流器180との間の電力バランスが取り戻される。

【0150】

ここでのキーポイントは、いずれの単一の風力タービン120によっても、交流系統160の電圧レベル（振幅）に重大な影響を及ぼす可能性がない、ということである。ここで述べておきたいのはむしろ、ウィンドパーク110のすべての風力タービン120の集団的アクションが、交流系統160の電圧を変化させるようにはたらく、ということである。このようにして、高電圧直流ダイオード整流器180を介した電力潮流を、閉ループ制御または開ループ制御することができる。

10

【0151】

これに関連して述べておきたいのは、電力コントローラ5240のアクションの結果、高電圧直流ダイオード整流器180へ向かう電力潮流を調節しようとするために、周波数基準 ω_{ref} 付近に小さい周波数偏移が生じることである。この周波数偏移は、周波数コントローラ5260のアクションを介して補正される。このアクションについては、あとで詳しく説明する。

【0152】

つまりこれについて説明しておく、第3の系統側ブリッジコントローラコンフィギュレーション8000において、電力コントローラ5240は同時に以下のように動作するのである。すなわち、

20

i) 局所的周波数 ω_0 （つまりは系統側ブリッジ電圧角度 θ_0 ）の修正により、局所的な風力タービンの電力基準 P^*_{conv} もしくは P_{refWT} が満たされるように、かつ

ii) 他の自律的な風力タービンコントローラ250とともに集団的アクションが行われるようにして、交流系統160の電圧レベル（振幅）が修正され、ひいては高電圧直流ダイオード整流器180を介した電力潮流が制御されるように、

動作する。このようにして、高電圧直流ダイオード整流器180を介して接続されている発電および送電システム100に、慣用の交流系統と同様の特性が与えられ、これによれば、システムの一部に過剰に電力が発生すると、電力系統の他の部分に対し、強制的に局所的周波数が高められ、角度が大きくなり、したがって電力潮流が増大する。この場合、この特性は、交流系統160における電圧レベルの連携によって再現され、これによればこの電圧レベルによって、高電圧直流ダイオード整流器180へ流れる電力潮流が制御される。交流電力潮流のために必要とされる条件は、バスバー161における電圧信号に対し、適正な系統側ブリッジ電圧角度を生じさせることによって達成される。ウィンドパーク110のすべての風力タービン120により発電される電力と、高電圧直流ダイオード整流器180を介して送出される電力とのバランス調整に必要とされる条件は、交流系統160もしくはバスバー161において、適正な交流電圧レベルを生じさせることによって達成される。したがって、交流系統160の周波数 ω_{PC} と電圧レベルとの間に、所定の関係が存在する。いずれか1つの風力タービン120は、自身の局所的な電力潮流要求を満たす目的で、電力コントローラ5240のアクションを介して、自身の出力電圧ベクトルを他のタービンの出力電圧ベクトルに対し修正することができる。

30

40

【0153】

つまりこれについて説明しておく、すべての風力タービン120は、局所的な電力潮流を増加させる目的で、自身の電圧ベクトルを「動かす」ように試み、その場合、風力タービン120のいずれも、実際には自身の電力潮流を変化させることはなく、 ω_{PC} は上昇し続けるのである。 ω_{PC} が上昇し続けると、高電圧直流電力コントローラ5350を介した電圧レベルを上昇させる作用があり、ひいては高電圧直流ダイオード整流器180を介した電力潮流が増加することになる。オフショア交流系統160の周波数が高い場合

50

、このことは、風力タービン120がより多くの電力をオフショア交流系統160に送電しようと試みていること、高電圧直流送電系統170が十分な電力を送出していないこと、を表している。これが、高電圧直流電力コントローラ5350を介して、オフショア交流系統160の電圧レベルが上昇する理由であり、これによって高電圧直流ダイオード整流器180を介して電力潮流が増加し、その結果、風力タービン120がオフショア交流系統160に送電したいものと、高電圧直流ダイオード整流器180がオフショア交流系統160から高電圧直流ケーブル175へ、さらにその先のオンショア交流電力系統195へ、オンショア直流／交流変換器を介して送電しているものとの、「電力バランス」が取り戻される。ただしやはりこれは、ウィンドパーク110のすべての風力タービン120の集団的アクションにすぎず、それらの風力タービン120は、オフショア交流系統160の全体的な電圧を上昇させることができ、ひいては高電圧直流ダイオード整流器180を介した電力潮流を増加させることができる。

10

【0154】

このような方式の利点は、中央集中型のコントローラを設ける必要なく制御目標が達成される、ということである。各風力タービン120は、自律的に動作することができ、運転中の他の風力タービン120の電力基準または個数に関するいかなる情報も必要としない。

【0155】

図9には、系統側ブリッジコントローラ5000の第4のコンフィギュレーション9000が示されている。この図の場合も、先に挙げた技術的課題6および7の両方を解決するために、第2の運転モードOM2において使用される、系統側ブリッジコントローラ5000のアクティブにされたコンポーネントもしくはブロックだけが描かれている。

20

【0156】

既述のように、運転モードOM2中、ウィンドパーク110は、高電圧直流送電系統170のみを介して、交流電力系統195と接続されており、アンビリカル送電系統164を介した電力潮流はない。

【0157】

技術的課題6および7の解決に必要とされる、第4のコンフィギュレーション9000においてアクティブにされたコンポーネント／ブロックには、電力コントローラ(PC)5240、周波数コントローラ(FC)5260、高電圧直流送電系統170のための高電圧直流電力コントローラ(HVDC PC)5350、およびθ積分器ユニット(Iθ)5380が含まれている。さらにここに示す実施形態によれば、無効電力ドループゲインユニット(Q Droop)5160もアクティブである。さらにローパスフィルタ(LPF)9400が用いられる。

30

【0158】

次に、上述の技術的課題6および7を、系統側ブリッジコントローラコンフィギュレーション9000を用いて、どのようにして有利な手法で取り扱うことができるのか、について説明する。この場合、技術的課題6は、第2および第3の運転モードに係る。

【0159】

技術的課題6：交流系統160の電圧の制御

40

第2の運転モードおよび第3の運転モードにおいて、高電圧直流送電系統170を介した電力潮流を調節するために、交流系統160の電圧が制御される。この場合、各風力タービン120は、自身の固有の電力要求 P^*_{conv} もしくは P_{refWT} を満たすように試みている（この電力要求は、その特定の風力タービン120における卓越風からのエネルギー取得を最適化するために、各風力タービン120ごとに局所的に設定される）。したがってこの場合も、種々の風力タービン120（または交流系統160）から高電圧直流ダイオード整流器180へ流れる電力潮流をバランス調整する、中央集中型のコントローラは存在しない。ここに示す実施形態によれば、交流系統160の周波数と電圧との間に所定の関係が形成される。

【0160】

50

たとえば、交流系統 160 の周波数が上昇したならば、このことは、交流系統 160 から高電圧直流ダイオード整流器 180 へ流れる有効電力潮流が、風力タービン 120 が集団で送出したものよりも小さい、ということの指標である。したがってこの場合、高電圧直流ダイオード整流器 180 を介して、いっそう大きな電力潮流が必要とされ、これは、コントローラコンフィギュレーション 8000 の制御アクションが、電力コントローラ周波数信号 ωPC と、高電圧直流電力コントローラ 5350 により形成される Q 軸電圧制御信号 Vq との間の関係もしくは連携を介して、交流系統 160 の交流電圧を増加させることの理由である。

【0161】

逆に、交流系統 160 の周波数が低い状況は、（電力コントローラ 5240 内での）負の電力誤差に対する指標である。換言すれば、交流系統 160 から高電圧直流ダイオード整流器 180 へ流れる有効電力潮流が、複数の風力タービン 120 が送出を望む電力全体よりも大きい。各風力タービン 120 について電力送出は、個々の電力基準 P^*_{conv} もしくは P_{refWT} よりも大きく、したがって高電圧直流ダイオード整流器 180 を介した電力潮流を低減する必要がある。このため、各風力タービン 120 における制御アクションは、高電圧直流電力コントローラ 5350 を介した系統側（直流／交流）ブリッジ 246 の出力における電圧レベルを低減することである。複数の自律的なコントローラによるコーディネートされたこのような制御アクションは、特に技術的課題 6 に対する解決手段を提供する技術的特徴である。

【0162】

つまりこれについて説明しておく、交流系統 160 もしくはバスバー 161 における全体的な交流電圧によって、高電圧直流ダイオード整流器 180 を介した電力潮流が規定されるのである。交流系統 160 の周波数と（高電圧直流電力コントローラ 5350 を介した）電圧レベル Vd との関係は、交流系統 160 の全体的な電圧を、（各風力タービン 120 内の）複数の自律的なコントローラ 5000 により調節することができるメカニズムである。

【0163】

換言すれば、ここに示す実施形態によれば、電力コントローラ 5240 が出力した電力コントローラ周波数信号 ωPC と、高電圧直流電力コントローラ 5350 を介した Q 軸電圧制御信号 Vq との間に、連携が行われる。さらに、ウィンドパーク 110 のすべての風力タービン 120 が、自身の電力コントローラ周波数信号 ωPC を同時に増加させようとするならば、1 つの風力タービン 120 内またはいくつかの風力タービン 120 においてのみ、電力コントローラ周波数信号 ωPC を増加させる場合とは、交流系統 160 は異なるように動作する。この場合、交流系統 160 の交流電圧の角度が変化したとき、各風力タービン 120 からの局所的な交流電力潮流は変化しない。その結果、 ωPC の項が増大する状態または定常状態が発生し、さらにこの状態により、高電圧直流電力コントローラ 5350 が交流系統 160 の交流電圧のレベル（振幅）を増加させて、高電圧直流ダイオード整流器 180 へ流れる電力潮流が増大するようになる。

【0164】

この個所でもう一度述べておくと、第 3 の運転モード中、アンビリカル送電系統 164 が接続されているならば、周波数基準をオンショア交流電力系統 195 から取得することができる。その結果、ここに示す実施形態によれば、図 9 に示した周波数コントローラ 5260 はアクティブではなくなり、コントローラコンフィギュレーションは図 11 に示したものとなる。

【0165】

技術的課題 7：複数の風力タービン 120 間での無効電力の共有

複数の風力タービン間の無効電力共有は、第 1、第 2 および第 3 の運転モードすべてにとって実際には重要であるけれども、この無効電力共有は、第 2 の運転モードにとって特に重要である。第 2 の運転モード中、交流系統 160 が、高電圧直流送電系統 170 のみを介して接続されているとき、交流系統 160 によって必要とされる無効電力は、接続さ

れているすべての風力タービン120間でバランス調整されなければならない。なぜならば、高電圧直流送電系統170は無効電力を送電できないからである。この点に関連して述べておくと、必要とされる無効電力は、交流系統160の動作点と、交流系統160を介した電力潮流と、交流系統160の電圧とに依存する。交流系統160によって必要とされる無効電力は、独立して制御することができない。これは以下の関数である。すなわち、

i) 高電圧直流ダイオード整流器180の無効電力要求と、交流系統160における直流誘導素子（たとえばケーブル、トランスなど）の関数、および

ii) ケーブル容量およびフィルタにより発生する無効電力を規定するそれぞれ供給される電圧の関数。

10

【0166】

ただし、定格出力という観点から望ましいのは、各風力タービン120により供給される無効電力を、以下の目的で等しくバランス調整することである。すなわち、

i) 種々の風力タービン120のすべての系統側ブリッジ電力ハードウェアコンポーネントが、ほぼ等しい寿命になるようにするため、および、

ii) いずれかの風力タービン120が「飽和状態」になって、場合によっては集団的な制御アクションに寄与しなくなることを回避するため。ここで「飽和状態」とは、個々の風力タービン120が無効電流限界で動作することである。

【0167】

さらにここで述べておくと、系統側ブリッジ246と交流系統160との間で交換される無効電力は、交流系統160のバスバー161と系統側ブリッジのパルス幅変調電圧との間における電圧レベル（振幅）の差の関数である。

20

【0168】

すべての無効電力負荷のこの共有を達成するために、第4のコントローラコンフィギュレーション9000に無効電力ドループゲインユニット5160が組み込まれている。既述の無効電力共有は、「ドループ」特性を介して達成される。無効電力ドループゲインユニット5160に供給される無効電力フィードバック Qfb は、電流フィードバック信号 Ia , Ib , Ic と電圧フィードバック信号 Va , Vb , Vc とから導出され、この無効電力フィードバック信号 Qfb により、 ωQ の項を介して周波数 ω_0 が低減される。その結果、系統側ブリッジのパルス幅変調電圧の角度が修正されると、電力が修正されることになる。その際に電力コントローラ5240が応答して、このコントローラからの電力コントローラ周波数信号 ωPC を修正し、さらに決定的には高電圧直流電力コントローラ5350を介して、 Q 軸電圧成分 Vq を修正し、ひいては個々の風力タービン120からの無効電力を修正する。この Q ドループ特性によって、このシステムで動作するすべての風力タービン120間の無効電力の許容可能な共有が達成される。これに関連して述べておくと、定常状態において測定許容差がないとしたならば、無効電力の完璧な共有が達成される。

30

【0169】

ωQ を周波数コントローラ5260の入力に加える目的は、このアクションから周波数コントローラ5260を切り離すためである。 ωQ は、周波数コントローラ5260の入力と出力の双方に加えられるので、周波数コントローラ5260は応答しない。つまり、コントローラコンフィギュレーション9000において周波数コントローラ5260は、無効負荷共有という特徴の既述のアクションのために、実質的には非アクティブ状態である。

40

【0170】

なお、無効電力フィードバックが、2つ以上の風力タービン120において同じでなければ、個々の周波数基準 ωref も、それらの風力タービン120において異なることになる。周波数誤差がゼロでなければ、周波数コントローラ5260における積分項は、 ωFC 項を修正し続け、したがって電力コントローラ5240は、ゼロ電力誤差を維持するために、自身の電力コントローラ周波数信号 ωPC を修正しなければならない。電力コン

50

トローラ周波数信号 ωPC が修正されると、単一の風力タービン120における電圧レベルが修正され、ひいてはこの風力タービン120から隣り合う風力タービン120の少なくとも1つへ流れる無効電力潮流も修正される。周波数コントローラ5260の積分動作ゆえに、接続されているすべての風力タービン120において、無効電力フィードバック Qfb が同じである場合のみ、これらの制御信号は定常状態に到達する。

【0171】

接続されている風力タービン120間の「無効電力潮流共有」は、第2の運転モードで動作している場合に、コントローラコンフィギュレーション9000の極めて重要な特性である。適切な「無効電力潮流共有」によって特に、系統側ブリッジ246の寿命を格段に延ばすことができる、という利点が得られる。

10

【0172】

つまりこれについて説明しておく、コントローラコンフィギュレーション9000によれば、交流系統160の電圧をいっそう均一にすることができ、つまりはそれぞれ異なる風力タービン120間での無効電力負荷の適切な共有を達成できるのである。無効電力潮流を表す信号 ωQ に基づき、系統側ブリッジ246の電力出力の周波数を変化させることによって、電力コントローラ5240によるリアクションが引き起こされて、電力コントローラ5240は、修正された系統側ブリッジの交流電圧と角度において、局所的な電力潮流を満たそうとする。このように修正された交流電圧によって、高電圧直流ダイオード整流器180が受け取る電力と、接続されている風力タービン120が発電する電力との間に、電力の不均衡状態が生じる可能性がある。これによって、接続されている複数の風力タービン120は、個々の系統側ブリッジ246から出力される自身の電圧を集団として変化することによって、応答することになる。これに関連してもう一度述べておくと、「無効電力共有」は、ウィンドパーク110全体にわたって、個々の系統側ブリッジ246の出力における各電圧レベル間の差を、最小限に抑えることにより達成される。この制御において利用しているのは、いずれかの単一の風力タービン120が局所的に制御アクションを行う可能性があり、この制御アクションによって、接続されている他のすべての風力タービン120から集団的な応答が引き起こされることになる、ということである。これによって、系統側ブリッジの電圧レベルが、種々の風力タービン120間の個々の差を収束して最小化に向かう、という作用が得られる。その結果、ウィンドパーク110に接続されている風力タービン120は、無効電力負荷全体を共有するように動作する。

20

30

【0173】

図10には、系統側ブリッジコントローラ5000の第5のコンフィギュレーション10000が示されている。この図の場合も同様に、先に挙げた技術的課題9を解決するために、第2の運転モードOM2において使用される、系統側ブリッジコントローラ5000のアクティブにされたコンポーネントもしくはブロックだけが描かれている。

【0174】

既述のように、第2の運転モードOM2中、ウィンドパーク110は、高電圧直流送電系統170のみを介して、交流電力系統195と接続されている。

【0175】

技術的課題9の解決に必要とされる、第5のコンフィギュレーション10000においてアクティブにされたコンポーネント／ブロックには、電力コントローラ(PC)5240、周波数コントローラ(FC)5260、高電圧直流電力コントローラ(HVDC PC)5350、 θ 積分器ユニット(I θ)5380、およびローパスフィルタ(LPF)8400が含まれている。

40

【0176】

次に、上述の技術的課題9を、系統側ブリッジコントローラコンフィギュレーション10000を用いて、どのようにして有利な手法で取り扱うのか、について説明する。この場合、この技術的課題9は、発電および送電システム100の第2の運転モードOM2に係わるものである。

【0177】

50

技術的課題 9：交流系統 160 の周波数制御

第 2 の運転モード中、アンビリアル送電系統 164 は非アクティブ状態であるので、交流系統 160 のための基準周波数として、交流電力系統 195 の周波数を用いることはできない。

【0178】

ここに示す実施形態によれば、周波数コントローラ 5260 が存在するということが、交流系統 160 の周波数の信頼性のある制御を実現できる主な理由である。ただし図 10 に示されているように、電力潮流、無効電力バランスおよび交流系統 160 の電圧を制御する目的で、制御信号 ω_0 に寄与する他の様々なコントローラも存在する。これらのコントローラはすべて、交流系統 160 の公称もしくは所望の周波数 ω_{Nom} に加えられる小さい成分を供給する。「ゆっくりと」動作する、もしくは（電力コントローラ 5240 と比べて）「狭い帯域幅」の周波数コントローラ 5260 の役割は、定常状態の周波数を所望の周波数 ω_{ref} に戻し、その間、他のコントローラに最小の作用しか及ぼされないようにすることである（つまりこれが「ゆっくりと」動作するコントローラである理由である）。

【0179】

ここに示す実施形態によれば、周波数コントローラ 5260 は PI コントローラから成り、これは第 1 の入力として ω_{ref} を有する（これは個々のウィンドパークコントローラ 118 から個々の風力タービンコントローラ 250 を介してすべての風力タービン 120 へブロードキャストされ、ローパスフィルタ 8400 によってフィルタリングされる）。別の選択肢として、局所的な定数値を周波数コントローラ 5260 へ供給してもよい。周波数コントローラ 5260 の第 2 の入力を実際の周波数 ω_0 であり、これは静止 abc 基準フレームに対する回転 dq 基準フレームの角速度ないしは回転周波数である。信号 ω_0 は、周波数コントローラ 5260 の出力 ω_{FC} に依存するので、信号 ω_0 を、周波数コントローラ 5260 の、およびそのためのフィードバック信号とみなすことができる。図 10 に示されているように ω_0 を発生させる目的で、この周波数 ω_{FC} は、周波数信号 $i_1 \omega_{Nom}$ 、 $i_1 \omega_Q$ 、および $i_1 i_1$ 電力コントローラ 5240 により供給される ω_{PC} と、加算される。このケースではこの周波数 ω_0 は、 θ 積分器ユニット (I_θ) 5380 に対する局所的な「総計の」周波数基準である。周波数コントローラ 5260 の目的は、 ω_0 が所望の周波数 ω_{ref} と等しくなるように、周波数コントローラの周波数信号 ω_{FC} を修正することである。パルス幅変調発生器 255 に対し角度基準を形成する目的で、 θ 積分器ユニット (I_θ) 5380 により周波数信号 ω_0 が用いられる。

【0180】

周波数コントローラ 5260 は、（交流系統 160 の周波数がすべての風力タービン 120 に共通であるので）ウィンドパーク 110 に接続されているすべての風力タービン 120 内で同時に発生するアクションを有しており、したがって個々の風力タービン 120 各々と交流系統 160 の交流バスバー 161 との間の定常状態の交流電力潮流を変化させるようには動作しない。つまり電力コントローラ 5240 は、その電力コントローラ周波数信号 ω_{PC} を修正するように動作せず、したがってバスバー 262 における電圧レベルは一定に維持されて、高電圧直流ダイオード整流器 180 を介した所要電力潮流が維持される。

【0181】

この個所で述べておくと、現実には副次的な作用が発生することになり、それによればウィンドパーク 110 において、トランス、ケーブルの直列インピーダンス、および線路リアクトルなどのような誘導性のコンポーネントにおける電圧降下に、周波数の小さい偏移が作用を及ぼすようにはたらく。これによって電力潮流に作用が及ぼされ、したがってこのケースでは電力コントローラ 5240 は、二次補正を行う必要がある。

【0182】

既述のコントローラコンフィギュレーション 10000 によれば、定常状態の周波数偏移を最小化することによって、交流系統 160 およびウィンドパーク 110 における交流

10

20

30

40

50

電気素子の設計を、有利な手法で最適化することができる。接続されている風力タービン 120 の周波数コントローラ 5260 は、個々の電力コントローラ 5240 および高電圧直流電力コントローラ 5350 と組み合わせられて、周波数基準 ω_{ref} が確実に達成されるように動作する。この場合にもコントローラコンフィギュレーション 10000 は、以下のような特性を備えている。すなわち、交流系統 160 の周波数を調節する目的で、コントローラ 5000 は自律的に動作可能であるけれども、局所的な電力コントローラ 5240 と組み合わせられて、接続されているすべての風力タービン 120 全体にわたって同期した手法で、動作可能である。これによって、ウィンドパークの電力バランスと局所的な風力タービンの電力バランスとの間において、定常状態の「分離」が行われる。

【0183】

図 11 には、系統側ブリッジコントローラ 5000 の第 6 のコンフィギュレーション 11000 が示されている。この図には、系統側ブリッジコントローラ 5000 のアクティブにされたコンポーネントないしはブロックが描かれており、それらは発電および送電システム 100 の第 3 の運転モード OM3 において、上述の技術的課題 5 を解決するために使用される。

【0184】

第 3 の運転モードの場合、ウィンドパーク 110 は、高電圧直流送電系統 170 とアンビリカル送電系統 164 の双方を介して、交流電力系統 195 と接続される。

【0185】

技術的課題 5 の解決に必要とされる、第 6 のコンフィギュレーション 11000 においてアクティブにされたコンポーネント／ブロックには、電力コントローラ (PC) 5240、電力フィードフォワード (FF) ユニット 5220、高電圧直流送電系統 170 のための高電圧直流電力コントローラ (HVDC PC) 5350、 θ 積分器ユニット (I_{θ}) 5380、およびアンビリカル送電系統 164 のための電力コントローラ (PC_{umb}) 5280 が含まれている。既述の第 3 の系統側ブリッジコントローラコンフィギュレーション 8000 と対比すると、周波数コントローラ 5260 は、アンビリカル電力コントローラ 5280 に置き換えられており、したがって異なる入力信号を受け取るもののほか、アンビリカル電力コントローラ 5280 の出力と、系統側ブリッジ電圧の角度 θ_0 を供給する付加的な加算ユニットとの間に、付加的な制御ラインが延在している。

【0186】

技術的課題 5：アンビリカル送電系統 164 を介した電力潮流全体の制御

これに関連して述べておくと、第 3 の運転モード中、ウィンドパーク 110 により発電された電力が、第 1 の閾値 (閾値 1) を超えて、高電圧直流ダイオード整流器 180 を作動させるのに十分である場合、アンビリカル送電系統 164 を介した電力潮流全体は、理想的にはゼロになるように制御すべきである。ウィンドパーク 110 により発電された電力が、第 2 の閾値 (閾値 2) を超えた場合には、アンビリカル交流ケーブル 165 が切り離され、システムは第 2 の運転モードで運転される。つまりこれについて説明しておくと、種々の運転モード間の「チャタリング」を回避するために、各閾値間にいくらかのヒステリシスが設けられているのである。

【0187】

高電圧直流送電系統 170 と交流補助送電系統 164 の双方による運転の場合、アンビリカル交流ケーブル 165 を介した電力潮流は、アンビリカル電力コントローラ (PC_{umb}) 5280 を追加することにより制御される。技術的課題 4 を解決するために第 2 の運転モードにおいて用いられる第 3 のコントローラコンフィギュレーション 8000 とは対照的に、この場合には周波数コントローラ 5260 はディスエーブル状態であり、(オンショア) の交流電力系統 195 がシステム周波数を規定したままである。

【0188】

アンビリカル交流ケーブル 165 を介した電力潮流は、アンビリカル交流ケーブル 165 における電圧の角度によって制御される。アンビリカル電力コントローラ 5280 は、電力コントローラ 5240 に比べると、比較的「ゆっくりな」もしくは「狭い帯域幅の」

10

20

30

40

50

コントローラであり、このコントローラは、アンビリカル電力基準 P_{umb}^* と、アンビリカル交流ケーブル 165 を介した実際の電力潮流を表す電力フィードバック信号 P_{umbfb} とを受け取る。ここに示す実施形態によれば、電力フィードバック信号 P_{umbfb} は、ウィンドパークコントローラ 118 からすべての風力タービン 120 へブロードキャストされる（図 1 参照）。自律的な風力タービン 120 各々におけるアンビリカル電力コントローラ 5280 の出力側は、同じ周波数 ω_{UPC} （オフセット）を出力することになり、したがって θ 積分器ユニット（ I_θ ）5380 は、ウィンドパーク 110 におけるすべての風力タービン 120 において、同じ大きさだけ系統側ブリッジ電圧角度 θ_0 を変化させることになる。このため、電力系統 195 の電圧角度に対し、バスバー 161 における電圧角度が変化する、という作用が得られるようになり、つまりはアンビリカル交流ケーブル 165 を介した電力潮流が制御されるようになり、ただし、個々のいずれの風力タービン 120 から交流系統 160 へ流れる電力潮流も変化させない。

10

【0189】

つまりこれについて説明しておく、

i) 風力タービン 120 の局所的な電力要求 P_{conv}^* もしくは P_{prefWT} を満たすように動作する電力コントローラ 5240 と、

ii) アンビリカル電力コントローラ 5280 と

の組み合わせによって、有利であり信頼性のある手法で、アンビリカル送電系統 164 を介した電力潮流全体の適切な制御を実現することができるのである。この場合、アンビリカル電力コントローラ 5280 は、ウィンドパーク 110 のすべての風力タービン 120 に同じ ω_{UPC} 成分を加えることによって、電力系統 195 の交流電圧角度に対し、交流系統 160 もしくはバスバー 161 の電圧の角度を修正する。アンビリカル電力コントローラ 5280 が、アンビリカル交流ケーブル 165 を介した電力潮流を調節するように動作すると、電力コントローラ 5240 は、すべての風力タービン 120 が発電する電力と、高電圧直流送電系統 170 を介した電力潮流との電力バランスを達成するように動作する。このようにして発電および送電システム 100 全体によって、定常状態を達成することができ、アンビリカル電力コントローラ 5280 と電力コントローラ 5240 の両方が同時に動作しないかぎり、1つの適切な動作点の制御目標（つまり風力タービン 120 とアンビリカル送電系統 164 双方の電力基準）を満たすことができる。なお、アンビリカル電力コントローラ 5280 と電力コントローラ 5240 とは、互いに独立して動作するけれども、既述の制御目標を達成するためには、これらは同時に動作することになる。この「局所的」および「集団的」アクションは基本的に、電力コントローラ 5240 とアンビリカル電力コントローラ 5280 の相対的な「応答時間」もしくは「帯域幅」における差によって達成される。

20

30

【0190】

種々のコントローラコンフィギュレーション 6000, 7000, 8000, 9000, 10000, 11000 について要約して述べておくと、系統側ブリッジコントローラ 5000 は、以下のような制御アルゴリズムを実行することができる。すなわちこの制御アルゴリズムによれば、ウィンドパーク 110 に接続されている風力タービン 120 と高電圧直流ダイオード整流器 180 との間の電力潮流がバランス調整されるように、各風力タービン 120 を動作させることができる。これは、公知の風力タービンの電流制御アルゴリズムとは異なっており、ここで説明してきた実施形態によれば、系統側ブリッジ電流 I_a , I_b , I_c の制御は、いっそう広い帯域幅のアルゴリズムであり、したがって、系統側ブリッジ 246 内の双方向の電力潮流に対抗する方向に向かうことになる。ここで示したアルゴリズムは、この挙動を効果的に実現させるものであり、よって、接続されている風力タービン 120 は、アンビリカル送電系統 164 を介して運転されているときに（第 1 の運転モード）、または高電圧直流送電系統 170 を介して運転されているときに（第 2 の運転モード）、またはこれら両方の系統を介して運転されているときに（第 3 の運転モード）、「動的応答の提供」を共有することができる。アンビリカル送電系統 164 は、比較的弱い交流系統であるので、この動的応答を提供するために電氣的に「密接した

40

50

」「強い」電圧源は存在せず、したがって風力タービン１２０は上述のように動作しなければならない。このような動的応答は、高電圧直流ダイオード整流器の構成に基づく送電のための必要条件である。その理由は、双方向の他の動的エネルギーストレージを利用できないからである。交流系統が、アンビリカル送電系統１６４を介して電力系統１９５と接続されている場合、ここで説明したアルゴリズムは、ウィンドパーク１１０内の「動的負荷」を共有することによって、個々の交流接続に対するこの「動的負荷」の要求を軽減する。既述のアルゴリズムによれば、風力タービン１２０との動的な双方向エネルギー交換が可能になり、オフショアウィンドファーム１１０と高電圧直流送電系統１７０との間の電力潮流がバランス調整されるように動作し、アンビリカル交流ケーブル１６５を介した電力潮流が制御される。

10

【０１９１】

これに関連して述べておくと、コントローラコンフィギュレーション６０００，７０００，８０００において電力フィードフォワード（ＦＦ）ユニット５２２０を使用することによって、この動的エネルギー交換の帯域幅が広がるようになり、帯域幅が、発電機側ブリッジ２５２の動作を制御する発電機側ブリッジコントローラ２５２の帯域幅に制限されないようになる。

【０１９２】

なお、ここで言及しておく、と、「～を有する」という表記は、それ以外の要素またはステップを除外するものではなく、また「１つの」という冠詞を使用しても、複数設けられることを除外するものではない。それぞれ異なる実施形態に関して説明した要素を組み合わせてもよい。さらに、特許請求の範囲に記載した参照符号は、各請求項の権利範囲の限定を意図したものではない。

20

【符号の説明】

【０１９３】

- １００ 発電および送電システム
- １１０ ウィンドパーク
- １１２ バスバー
- １１４ 回路遮断器
- １１８ ウィンドパークコントローラ（ＷＰＣ）／ハイパフォーマンス・パーク・パイロット（High Performance Park Pilot, HPPP）・コントローラ
- １２０ 風力タービン（ＷＴ）
- １６０ オフショア交流系統
- １６１ バスバー
- １６２ 電力スイッチ
- １６３ 電力スイッチ
- １６４ 交流補助送電系統／アンビリカル送電系統
- １６５ 交流補助送電線／アンビリカル送電ケーブル
- １６６ 電力測定装置
- １６７ 三相アンビリカル電力トランス
- １６８ 電力スイッチ
- １７０ 高電圧直流送電系統
- １７２ ダイオード整流器電力用モジュール
- １７４ 三相トランス
- １７５ 高電圧直流送電ケーブル
- １７６ （オンショア）直流／交流変換器
- １７８ トランス
- １７９ 電力スイッチ
- １８０ 三相整流器／高電圧直流ダイオード整流器
- １９５ 交流電力系統／送電網
- Ｕｄｃ 高電圧直流電圧

30

40

50

2 2 2	風車ロータ	
2 2 4	ロータブレード	
2 2 6	ロータブレード調節システム／ピッチ調節システム	
2 2 8	駆動軸	
2 3 0	発電機	
2 3 2	発電機ロータ	
2 3 4	ステータ	
2 4 0	電力変換器	
2 4 2	発電機側（交流／直流）ブリッジ	
2 4 4	直流リンク	10
2 4 6	系統側（直流／交流）ブリッジ	
2 4 7	線路リアクトル	
2 4 8	風力タービン（昇圧）トランス	
2 4 9	パルス幅変調フィルタ	
2 5 0	風力タービンコントローラ（W T C）	
2 5 1	パルス幅変調発生器	
2 5 2	発電機側ブリッジコントローラ	
2 5 4	ピッチコントローラ（一部分）	
2 5 5	パルス幅変調発生器	
2 5 6	系統側ブリッジコントローラ	20
P r e f W T	（風力タービンコントローラからの）電力基準信号	
I a, I b, I c	電流フィードバック信号	
V a, V b, V c	電圧フィードバック信号	
V d, V q	回転 d q 基準フレームにおけるパルス幅変調発生器のための電圧制御信号	
θ_0	静止 a b c 基準フレームに対する回転 d q 基準フレームの実際の回転角度／系統側ブリッジ電圧の角度	
θ_d	負荷角	
V p w m	変調された三相電圧	
4 8 2	電力用ダイオード	
5 0 0 0 / 2 5 6	系統側ブリッジコントローラ	30
5 1 0 0	電圧、電流および／または電力のフィードバックユニット	
5 1 3 0	電力基準選択ブロック	
5 1 6 0	無効電力ドループゲインユニット（Q D r o o p）	
5 2 0 0	電圧コントローラ	
5 2 2 0	電力フィードフォワード（F F）ユニット	
5 2 4 0	電力コントローラ（P C）	
5 2 6 0	周波数コントローラ（F C）	
5 2 8 0	アンビリアル電力コントローラ（P C u m b）	
5 3 2 0	周波数ドループゲインユニット（F D r o o p）	
5 3 5 0	高電圧直流送電系統 1 7 0 のための高電圧直流電力コントローラ（H V D C P C）	40
5 3 8 0	θ 積分器ユニット（I θ ）	
ω_0	角速度／回転 d q 基準フレームの回転周波数	
V f b	フィードバック電圧のレベル（振幅）	
P f b	有効電力フィードバック信号	
Q f b	無効電力フィードバック信号	
I q d f b	電流フィードバック信号	
I q p f b	電流フィードバック信号	
P r e f W T	風力タービンコントローラ 2 5 0 からの電力基準信号	
P r e f V d c C t r l	直流リンク電圧コントローラからの電力基準信号	50

P^*_{conv} 修正された電力基準信号

ω_Q 周波数修正信号

ω_{ref} 周波数基準信号

V^* 基準電圧信号／目標電圧

V_{fdroop} 周波数ドループ電圧信号

V_{qpac} 電圧コントローラ (VC) 信号

V_{qpdc} 高電圧直流電力コントローラ信号

V_{dpXC} 電力フィードフォワード電圧信号

ω_{PC} 電力コントローラ (PC) 周波数信号

V_{dpPC} 電力コントローラ (PC) 電圧信号

10

ω_{FC} 周波数コントローラ (FC) 周波数信号

P_{umb}^* アンビリカル送電系統 164 のための電力基準信号

P_{umbfb} アンビリカル送電系統 164 のための電力フィードバック信号

ω_{uPC} アンビリカル送電系統 164 の実際の電力オフセットを表す周波数信号

θ_{uPC} アンビリカル負荷角信号

ω_{Nom} 交流系統 160 の公称の／所望の周波数

V_{nom} 交流系統 160 の公称の／所望の電圧

6000 系統側ブリッジコントローラ 5000 の第 1 のコンフィギュレーション

7000 系統側ブリッジコントローラ 5000 の第 2 のコンフィギュレーション

8000 系統側ブリッジコントローラ 5000 の第 3 のコンフィギュレーション

20

9000 系統側ブリッジコントローラ 5000 の第 4 のコンフィギュレーション

9400 ローパスフィルタ (LPF)

10000 系統側ブリッジコントローラ 5000 の第 5 のコンフィギュレーション

11000 系統側ブリッジコントローラ 5000 の第 6 のコンフィギュレーション

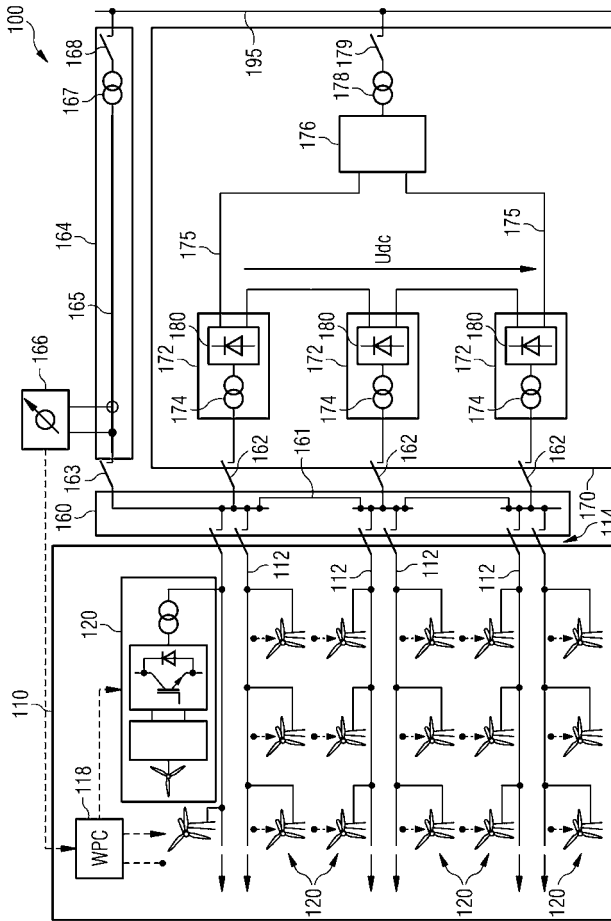
V_{umb} アンビリカル交流ケーブル 165 における電圧

V_{bb} バスバーにおける電圧

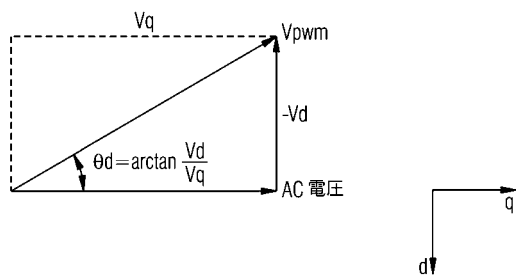
β_1 $t = T_1$ におけるバスバーの角度

β_2 $t = T_2$ におけるバスバーの角度

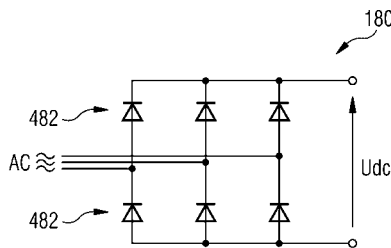
【図 1】



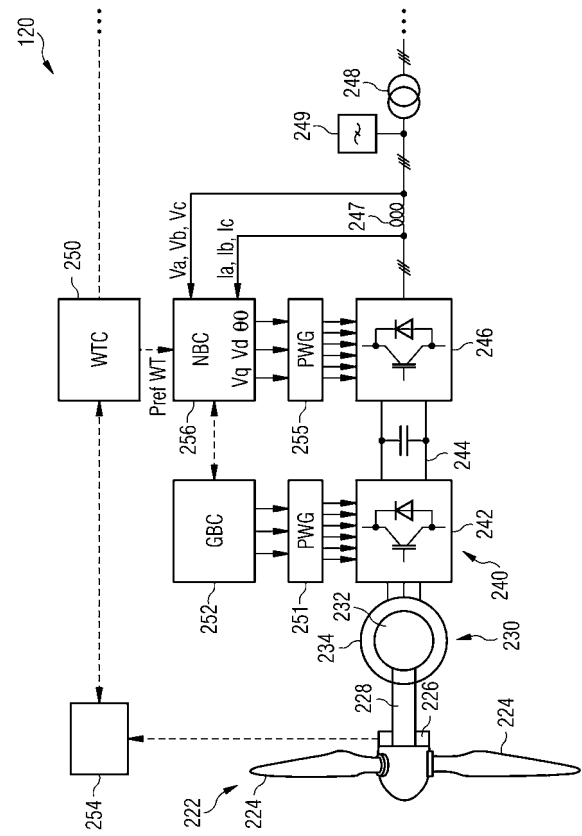
【図 3】



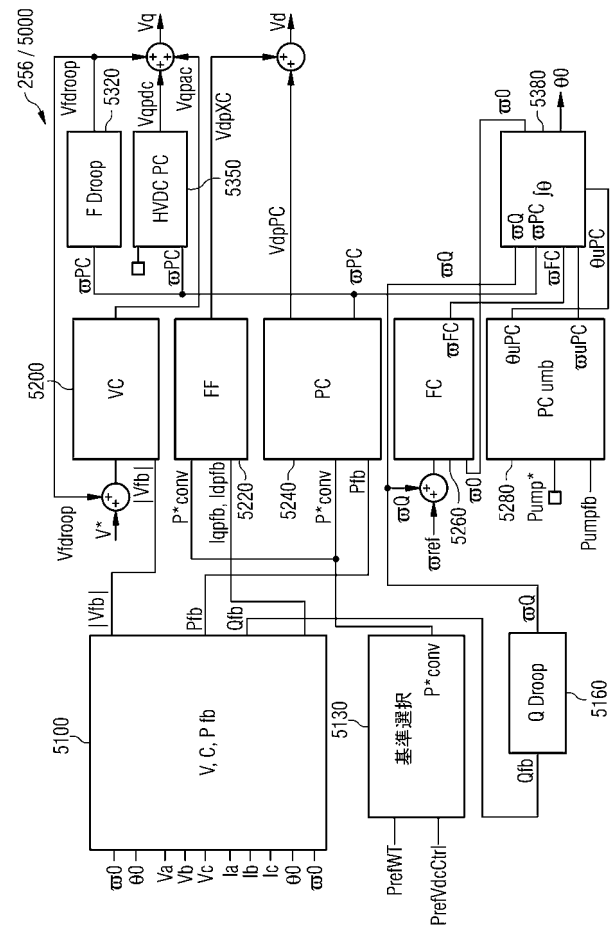
【図 4】



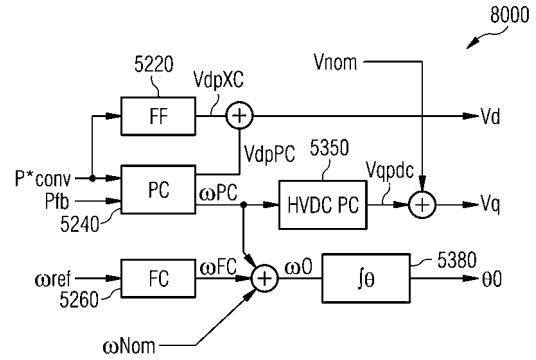
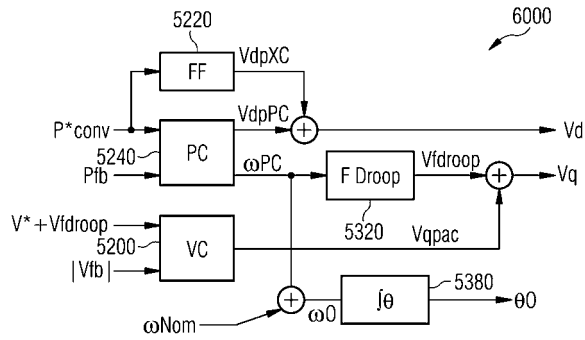
【図 2】



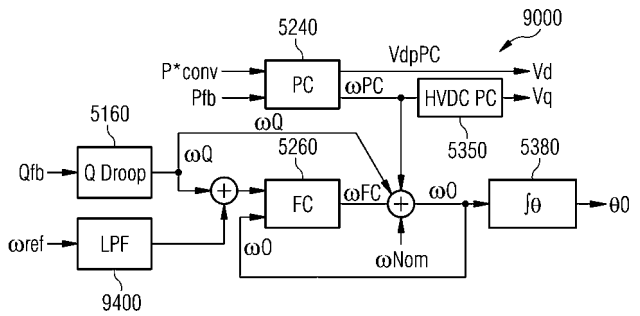
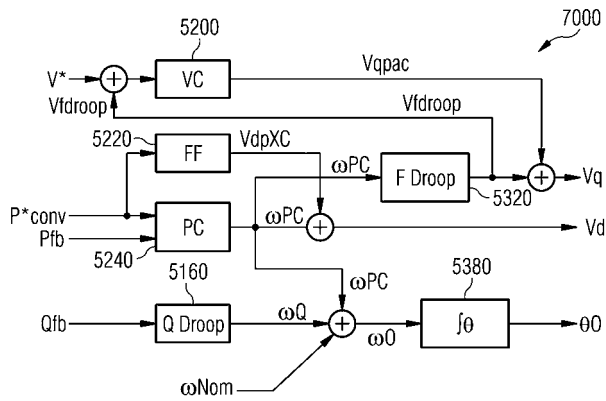
【図 5】



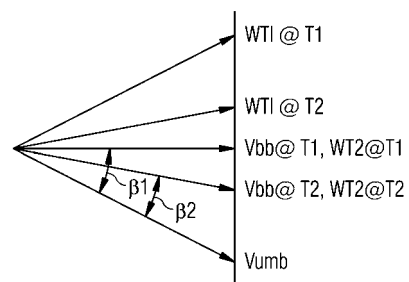
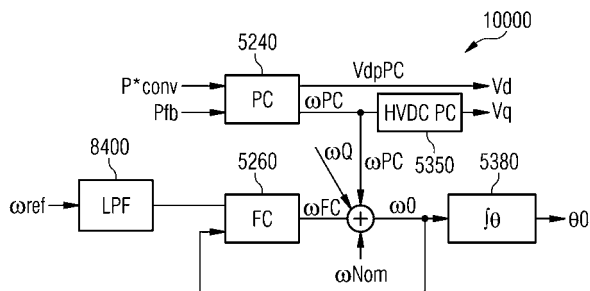
【图 8】



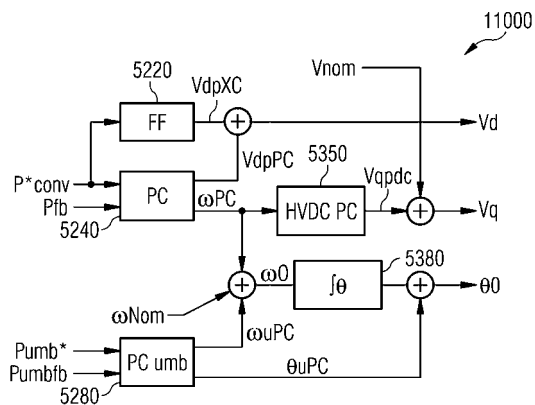
【圖 9】



【図 1 2】



【 図 1 1 】



フロントページの続き

(74)代理人 100135633

弁理士 二宮 浩康

(74)代理人 100162880

弁理士 上島 類

(72)発明者 ポール ブライアン ブロウガン

イギリス国 グラスゴー キラーン ドランベック ローン リトル モス

(72)発明者 ニコレーウス ゴレンバウム

デンマーク国 リュー スコウスローズヴァイ 2 6

(72)発明者 ジャクリーン ウィルキー

イギリス国 グラスゴー キャンバスラング スチュアートン ドライブ 6 7

(72)発明者 ライナー ズロフスキー

ドイツ連邦共和国 フォアヒハイム ラングガッセ 2 6 アー

F ターム(参考) 5H590 AA11 CA14 CB01 CC24 CD03 CE01 EB21 EB23 FA08 FB02

FB07 FC11 FC17 FC25 FC27 GA07 GA09 HA07 HA09 JA02

JA12 JA13 JA19 JB04

【外国語明細書】

DESCRIPTION

Operating a wind turbine being connected to a utility grid
solely via an umbilical AC cable with a network bridge con-
5 troller performing a power and a voltage control

Field of invention

The present invention generally relates to the technical
10 field of transmitting electrical power, which has been gener-
ated by a wind park comprising a plurality of wind turbines,
from the wind park to a power grid. Specifically, the present
invention relates to a control method for controlling the op-
eration of a wind turbine of a wind park which is connectable
15 to a utility grid (selectively via a HVDC power transmission
system and/or via an AC auxiliary power transmission system),
wherein the wind park is connected to the utility grid solely
via the AC auxiliary power transmission system. Further, the
present invention relates to a network bridge controller, to
20 a wind turbine and to a power generating and forwarding sys-
tem which are all capable of carrying out the described con-
trol method. Furthermore, the present invention relates to a
computer program for controlling the operation of a wind tur-
bine in accordance with the described control method.

25

Art Background

Wind turbines are used to convert mechanical wind energy to
electrical energy in a clean and efficient way. In a wind
30 turbine a mechanical drive train comprising a rotor with sev-
eral rotor blades drives an electric generator, either di-
rectly or by means of a gearbox. The resulting alternating
current (AC) frequency that is developed at stator terminals
of the electric generator is directly proportional to the
35 speed of rotation of the rotor. The voltage at the stator
terminals also varies as a function of the rotational speed
and the reactive power requirements of the generator. For an

optimum energy capture, this rotational speed varies according to the speed of the available wind driving the rotor blades. To limit the energy capture at high wind speeds and to avoid a potential damage of the rotor, the rotational
5 speed of the generator may be controlled by altering the pitch angles of the rotor blades.

An adaptation of the variable voltage and frequency of the electric generator to a nominally fixed voltage and frequency
10 of a power grid is typically achieved by a power converter. A power converter typically includes a generator bridge, which in normal operation operates as an active rectifier to supply power to a direct current (DC) link. The generator bridge can have any suitable topology with a series of semiconductor
15 power switching devices fully controlled and regulated using a pulse width modulation (PWM) strategy. A power converter typically further comprises a network bridge which converts the DC power of the DC link to an AC power output, which in voltage, frequency, and phase angle is matched to the respective
20 electric quantities of the power grid. When transferring or shipping power from the network bridge or from a bus bar being connected to a plurality of network bridges (e.g. via respectively one transformer), apart from the amplitude also the relative phase of the voltage signal at the output of the
25 network bridge or at the bus bar with respect to the phase of the power grid is an important quantity for the amount of power which can be transferred.

In this respect it is mentioned that this phase angle is associated with a certain back Electro Motive Force (back EMF),
30 which in another approach for explaining an electric power transfer is necessary for shipping electric power to the power grid. In this approach the back EMF is generated by the power grid.

35

By contrast to an AC power connection it is however also possible to transfer the electric power being generated in particular by a plurality of wind turbines being assigned to a

wind park to a power or utility grid via a so called High Voltage Direct Current (HVDC) power connection. Such a solution may be in particular appropriate for an offshore wind park or an so called islanded wind park, where the distance
5 between (a) a common bus bar, often also called Point of Common Coupling (PCC), of the wind park, and (b) the respective power receiving (onshore) power grid is large (e.g. hundreds of kilometers). With long distances the electric power losses within an HVDC power transmission system are much smaller
10 than the corresponding losses within an AC power transmission system, in which the inductive power losses caused in particular by the parasitic inductance of the respective cable are much larger.

15 In the following a power transmission from an offshore wind park via a HVDC power transmission system to an onshore power grid is described:

(1) Each one of a plurality of offshore wind turbines comprises (a) a three phase power converter with a generator
20 (AC-DC) bridge, a DC link, and a three phase network (DC-AC) bridge, and (b) an interface to a medium voltage AC system via a power transformer. Each wind turbine exports AC electrical power from the network bridge into the medium voltage AC power collector system by ensuring that
25 the network bridge modulated voltage has a correct phase angle and magnitude with respect to the medium voltage AC power collector system.

(2) The medium voltage AC power collector system is connected to a high voltage (HV) AC power collector system via a
30 transformer being erected offshore at a substation platform.

(3) The HVAC power output and other HVDC power outputs from other substation platforms are collected at a second bus bar and fed, as a common HVAC power output, to a HVDC
35 platform wherein the common HVAC power output is converted to a DC power output.

(4) The DC power output is transmitted onshore via a (low loss) HVDC cable which may have a length of some more than 100 km.

(5) Onshore the DC power output is fed to a (DC-AC) converter station which generates a modulated AC voltage output. This modulated AC voltage output is controlled with an appropriate voltage and frequency respectively phase angle into the onshore AC power grid so as to export the required power into the onshore AC power grid.

For converting the common HVAC power output into the DC power output at the HVDC platform (see item (3) above), a high power AC-DC converter may be used, which comprises altogether six power semiconductor switches, wherein respectively two power semiconductor switches are connected in series within one (out of three) half bridge paths each extending between the two DC output terminals of the high power AC-DC converter. The power semiconductor switches may be driven in a known manner by means of a Pulse Width Modulation (PWM). Such an AC-DC conversion has the advantage that by providing appropriate switching patterns a bi-directional power flow is possible. However, disadvantages of such an AC-DC conversion are that the high power AC-DC converter is a complex, large and extremely heavy entity. For a reliable operation an air insulation must be provided.

Recently there has been proposed another approach for a AC-DC power conversion at the HVDC platform, which approach is based on the concept of the offshore end of the HVDC system comprising a rectifier having six passive high power diodes. Again, respectively two high power diodes are connected in series within one (out of three) half bridge paths each extending between the two DC output terminals of the corresponding power rectifier. This approach has the advantage that the rectifier can be realized as an encapsulated device and in a simple and robust manner. Power losses within the rectifier are small and the operation of the rectifier does only require comparatively low maintenance costs.

However, a disadvantage of the "rectifier approach" may be that only a one way power flow is possible. In case power has to be transferred from the onshore power grid to the wind park a corresponding HVDC power transmission system must be equipped with a so called umbilical AC cable extending between the onshore power grid and the wind park parallel with respect to the HVDC power cable. A power transfer via the umbilical AC cable may be necessary e.g. during a start-up phase of at least some wind turbines of the wind park when the power generation of the other wind turbines is not sufficient in order to allow for a reliable start-up.

A further challenge when using a (passive) rectifier is that the amplitude, the frequency, and the phase of the offshore HVAC power output which is supposed to be rectified must be controlled exclusively by the DC-AC network bridges of each individual wind turbine.

When operating a wind park several operational modes (OM) may be used, which all required a careful wind turbine control in order to allow for a high operational control. Specifically, in a first operational mode (OM1) the wind park is connected to the utility grid solely via the AC auxiliary power transmission system. In a second operational mode (OM2) the wind park is connected to the AC power grid only via the HVDC power transmission system. In a third operational mode (OM3) the wind park is connected to the AC power grid via both the HVDC power transmission system and umbilical power transmission system.

Summary of the Invention

There may be a need for providing a control procedure for a wind turbine which is comprised by a wind park, wherein the wind park is connected to the utility grid solely via the AC auxiliary power transmission system.

This need may be met by the subject matter according to the independent claims. Advantageous embodiments of the present invention are described by the dependent claims.

5 According to a first aspect of the invention there is provided a method for controlling the operation of a wind turbine, wherein the wind turbine comprises (i) a mechanical drive train, (ii) an electric generator being mechanically connected to the drive train, and (iii) a power converter being electrically connected to the generator, wherein the wind turbine forms a part of a wind park which is connectable to a utility grid (i) via a HVDC power transmission system and/or (ii) via an AC auxiliary power transmission system, and wherein the wind park is in a first operational mode (OM1) in which the wind park is connected to the utility grid solely via the AC auxiliary power transmission system. The provided method comprises (a) receiving, by means of a power controller, an active power reference signal being indicative for the active power which is supposed to be generated by the wind turbine and an active power feedback signal being indicative for the active power which is actually generated by the wind turbine; (b) determining, by means of the power controller and based on the active power reference signal and on the active power feedback signal, a first voltage control signal and a power controller frequency signal; (c) determining, by means of a frequency droop gain unit and based on the power controller frequency signal, a second voltage control signal; (d) determining, by means of a theta integrator unit and based on the power controller frequency signal, an actual angle signal being indicative for an actual angle between a rotating dq reference frame and a stationary abc reference frame; and (e) controlling the operation of a network bridge of the power converter based on the first voltage control signal, the second voltage control signal, and the actual angle signal.

The provided control method is based on the idea that by determining the described control signals, i.e. the first voltage control signal, the second voltage control signal, and the actual angle signal, a comprehensive control of a whole power generating and forwarding system comprising a wind park with a plurality of wind turbines including the described wind turbine, an AC system with which the AC power being produced by the plurality of wind turbines is collected, the HVDC power transmission system, and the AC auxiliary power transmission system can be realized. Thereby, in a beneficial manner, the described wind turbine (and also the other wind turbines of the wind park) can operate in an autonomous manner, i.e. without relying on any communicational interaction with adjacent wind turbines.

Specifically, with the described control method it may be possible to coordinate the power production of a whole wind park automatically in a coordinated manner without requiring or reverting to a coordination by means of a superordinate wind park controller which is often called a High Performance Park Pilot (HPPP) controller and which only allows for a comparatively slow control. Specifically, a coordinated control of the whole wind park can be effectively realized without the need of any exchange of control information between the individual wind turbines. In this concept each wind turbine acts as an individual entity but in a responsible manner with respect to the aim of achieving at least partially a power balance which is indicated by a stabilized frequency of the AC system.

Descriptive speaking, the wind turbine may autonomously control its own active power output under normal conditions as it would be in a conventional wind turbine control procedure. In accordance with an embodiment of the invention the wind turbine can then, based on local measurements and/or derivations, make an autonomous decision to react in a certain way which is coordinated with the remainder wind turbines of a wind park, which are also making autonomous decisions.

An important technical characteristic of the described control method may be that there is no frequency controller active respectively being used in order to determine the first
5 voltage control signal, the second voltage control signal, and the actual angle signal.

The active power feedback signal may be determined based on current feedback signals and voltage feedback signals which
10 are indicative for the actual current respectively the actual voltage at the output of the network bridge. The active power reference signal may be provided, if applicable under consideration of a request given by a central wind park controller (e.g. a HPPP), by a wind turbine controller.

15

With the described control method several technical issues (TI) can realized, which are all related to the above defined first operational mode (OM1) in which the wind park is connected to the utility grid solely via the AC auxiliary power
20 transmission system.

TI1: The power flow within any individual wind turbine can be controlled in order to satisfy the local wind turbine power demand.

TI2: The aggregated AC voltage collected at the AC system
25 from the multiple autonomous wind turbines can be controlled.

TI3: The power flow via the umbilical power transmission system can be controlled.

In this document the term "wind park" may be any arrangement
30 comprising at least two wind turbines which generate electric power which is commonly provided to a utility grid. A "wind park" may also be denoted a "wind farm" or even more descriptive a "wind power plant". The wind park can be located off-shore or onshore.

35

It is mentioned that in this document the AC auxiliary power transmission system is also referred to as a umbilical power

transmission system. Further, the utility grid may also referred to as a power grid.

Further, in accordance with known control strategies, the control signals V_d and V_q are signals in the rotating dq reference frame. Furthermore, also in accordance with known control strategies, the first voltage control signal, the second voltage control signal, and the actual angle signal are not directly fed into the network bridge. These signals are provided in a known manner to a pulse width modulation (PWM) generator, which is driving power switching elements of the network bridge.

With regard to the structural design of the power converter it is mentioned that in a known manner the power converter comprises, in addition to the network bridge, a DC link and a generator bridge. Thereby, the generator bridge is connected between the electric generator and the DC link and the network bridge is connected between the DC link and a wind turbine transformer.

In the context of this document the term mechanical drive train is used for all mechanical components of the wind turbine which are provided for mechanically driving a rotor of the generator. Specifically, the drive train may include a wind rotor having preferably three rotor blades being mounted at a hub, a rotatable drive shaft connecting the hub with the rotor of the generator either in a direct manner or in an indirect manner via e.g. gear box.

According to an embodiment of the invention the method further comprises (a) receiving, by means of a voltage controller, a reference voltage signal being indicative for an AC voltage which is supposed to be provided by the network bridge and a magnitude of a feedback voltage being indicative for the AC voltage which is actually provided by the network bridge; and (b) determining, by means of the voltage controller and based on the magnitude and on the reference voltage

signal, a voltage controller signal. Thereby, the second voltage control signal is further determined based on the voltage controller signal.

5 Taking into account the described voltage controller signal may provide the advantage that the voltage control signal provided to the PWM generator is at least partially also influenced by the generated voltage such that the described control method allows for controlling the operation of the
10 network bridge in a highly reliable manner, wherein the above mentioned TI1, TI2, and TI3 can be realized even more precisely.

According to a further embodiment of the invention the reference voltage signal comprises two components, a first component and a second component. Thereby, the first component is provided by a wind turbine controller and the second component is derived from the power controller frequency signal, and the second component is provided by the frequency droop
15 gain unit.
20

Descriptive speaking, according to the embodiment described here the operation of the voltage controller depends partially on the operation of the power controller. Specifically, the operation of the voltage controller depends on the
25 power controller frequency signal.

Preferably, the reference voltage signal for the voltage controller may be given simply by the sum of the two components.
30 This may provide the advantage that a very sensitive reference voltage signal can be generated in an easy and reliable manner by using a simple adding unit.

According to a further embodiment of the invention the second
35 voltage control signal is given by the sum of a frequency droop voltage signal provided by the frequency droop gain unit and the voltage controller signal. This may provide the advantage that a highly precise and for the desired control

actions highly reliable second voltage control signal will be produced.

5 According to a further embodiment of the invention the actual angle signal further depends on a frequency reference signal being indicative for the nominal frequency of an AC system which collects AC power generated by the wind turbine and by other wind turbines of the wind park.

10 Taking into account also the nominal frequency of the AC system for calculating the actual angle signal may provide the advantage that, without using a frequency controller the operation of the network bridge respectively of the whole wind turbine can be optimized also towards the actual electric operational state of the AC system. As a consequence, the power
15 generation of a plurality of wind turbines will be coordinated automatically in such a manner that with regard to the frequency the respectively generated electric power of all wind turbines can be collected effectively.

20 Preferably, the nominal frequency of the AC system is given by the frequency of the utility grid which in normal operation of the wind park receives all the generated power. Descriptive speaking, the value of the nominal frequency may be
25 seen as to represent a "DC-component" and the above described power controller frequency signal provided by the power controller may be seen as to represent a correcting quantity in order to end up with the given nominal frequency.

30 According to a further embodiment of the invention the theta integrator unit receives an input signal which comprises the sum of the power controller frequency signal and the frequency reference signal. This may provide the advantage that a highly precise and for the desired control actions highly
35 reliable actual angle signal will be provided to the PWM generator driving the network bridge.

Preferably, the theta integrator unit receives only or solely this input signal which comprises the sum of the power controller frequency signal and the frequency reference signal. This input signal for the theta integrator unit may be given
5 by the sum power controller frequency signal and the frequency reference signal. This means that there are no other signals involved which are used by the theta integrator unit in order to determine the actual angle signal.

10 According to a further embodiment of the invention the input signal for the theta integrator unit comprises the sum of (a) the power controller frequency signal, (b) the frequency reference signal, and (c) a frequency modification signal. This frequency modification signal is based on an reactive power
15 feedback signal. A QDroop block may be used for determining the frequency modification signal based in particular solely on the reactive power feedback signal.

The reactive power feedback signal may be provided by a voltage, current and/or power feedback unit, which collects from
20 the respective wind turbine voltage and current feedback signals as well as the actual angular speed respectively the actual rotational frequency of rotating dq reference frame and the actual rotating angle of the rotating dq reference frame
25 both with respect to the stationary abc reference frame.

According to a further embodiment of the invention the method further comprises (a) receiving, by means of a power feedforward unit, the active power reference signal; and (b) generating, by means of the power feedforward unit, a power feedforward voltage signal. Thereby, the first voltage control
30 signal is further determined based on the power feedforward voltage signal.

35 Using the power feedforward voltage signal provided by the described power feedforward unit as a part of or a contribution to the first voltage control signal may provide the advantage that the first voltage control signal will have a

value which is appropriate for a precise and reliable control of the PWM generator. As a consequence the network bridge will be driven in such a manner that the above mentioned TI1, TI2, and TI3 can be realized even more precisely.

5

According to a further embodiment of the invention the first voltage control signal is given by the sum of an output signal of the power controller, which output signal is associated with the first voltage control signal, and the power
10 feedforward voltage signal. This may provide the advantage that a highly precise and for the desired control actions highly reliable first voltage control signal will be produced.

15

According to a further aspect of the invention there is provided a network bridge controller for controlling the operation of a network bridge of a power converter of a wind turbine, wherein the network bridge controller is capable of adopting a configuration having in an activated state a power
20 controller, a theta integrator unit, and a frequency droop gain unit. The network bridge controller is configured for performing an operational control of the wind turbine by carrying out the control method as defined above.

25

Also this network bridge controller is based on the idea that by determining the described control signals, i.e. the first voltage control signal, the second voltage control signal, and the actual angle signal in accordance with the control method described above, a comprehensive control of a whole
30 power generating and forwarding system can be realized.

30

Thereby, in a beneficial manner, all connected wind turbines of the wind park can operate in an autonomous manner, i.e. without relying on any communicational interaction with at least one other wind turbine in order to achieve the dual objectives of (a) satisfying a local power demand for each wind
35 turbine and (b) achieving a power balance between the AC system and the power exported via the HVDC rectifiers.

It is pointed out that in the described configuration of the network bridge controller, which configuration comprises appropriate and sufficient activated controller components for carrying out the above described control method, a frequency controller is neither necessary nor used. This means that a whole power generating and forwarding system comprising a wind park with a plurality of wind turbines including the mentioned wind turbine, an AC system with which the AC power being produced by the plurality of wind turbines is collected, a HVDC power transmission system, and a AC auxiliary power transmission system can be controlled in a highly precise and reliable manner, if this power generating and forwarding system is in an operational mode, in which the wind park is connected to an utility grid solely via the AC auxiliary power transmission system.

According to an embodiment of the invention the network bridge controller further comprises a voltage controller (a) for receiving (i) a reference voltage signal being indicative for an AC voltage which is supposed to be provided by the network bridge and (ii) a magnitude of a feedback voltage being indicative for the AC voltage which is actually provided by the network bridge and (b) for determining a voltage controller signal based on the magnitude and on the reference voltage signal. Thereby, the second voltage control signal is further determined based on the voltage controller signal.

As has already been mentioned above taking into account the described voltage controller signal means that the operation of the PWM generator is at least partially influenced by the generated voltage such that the described control method allows for controlling the operation of the network bridge in a highly reliable manner, wherein the in particular above mentioned TI1, TI2, and TI3 can be realized precisely.

According to a further aspect of the invention there is provided a wind turbine comprising (a) a mechanical drive train having a wind rotor with at least two rotor blades; (b) an

electric generator being mechanically connected to the drive train; (c) a power converter being electrically connected to the generator, wherein the power converter comprises (i) an AC-DC generator bridge for rectifying an AC power input provided by the generator, (ii) a direct current link receiving the rectified an AC power input, and (iii) a DC-AC network bridge which converts a DC power of the DC link into an AC output power output; and (d) a network bridge controller as specified above.

This wind turbine is based on the idea that the above described network bridge controller allows the wind turbine to be operated within a wind park comprising also a plurality of other (adjacent) wind turbines in an autonomous manner. This means that there is no communication necessary between the different wind turbines respectively between wind turbine controllers of different wind turbines in order to allow for coordinated electric power production, wherein in particular the above mentioned TI3 can be realized effectively.

According to a further aspect of the invention there is provided a power generating and forwarding system comprising (a) a wind park comprising a plurality of wind turbines; (b) an AC system for collecting the AC power being generated by the plurality of wind turbines; (c) a HVDC power transmission system being connectable to the AC system and/or to a utility grid for transferring DC power from the AC system to the utility grid, wherein the HVDC power transmission system comprises a HVDC diode rectifier, a HVDC power transmission cable, and a DC-AC converter; (c) an AC auxiliary power transmission system being connectable to the AC system and/or to the utility grid for transferring AC power between the utility grid and the AC system and in particular from the utility grid to the AC system. Thereby, at least some of the wind turbines are a wind turbine as specified above.

This power generating and forwarding system is based on the idea that a plurality of the above described wind turbines,

even when being operated in an autonomous manner, can make from a technical point of view an important contribution to an effective and reliable HVDC power transfer via the HVDC power transmission system. When generating electric power with a wind park having a plurality of wind turbines as described in this document, compared to known HVDC power transmission systems, the HVDC power transmission system described in this document can be realized with electric power devices, which compared to actively controlled switches being used e.g. for a full bridge voltage source converter are less complex devices since they are passive components (diodes). This means that for the described HVDC power transmission system in particular the high power AC-DC converter can be realized in a less complex, smaller and lighter design as compared to the design of a high power AC-DC converter being used for a known HVDC power transmission system.

According to a further aspect of the invention there is provided a computer program for controlling the operation of a wind turbine. The computer program, when being executed by a data processor and in particular by a data processor of a wind turbine controller and/or of a network bridge controller, is adapted for controlling and/or for carrying out the above specified control method.

As used herein, reference to a computer program is intended to be equivalent to a reference to a program element and/or to a computer readable medium containing instructions for controlling a computer system to coordinate the performance of the above described method.

The computer program may be implemented as computer readable instruction code in any suitable programming language, such as, for example, JAVA, C++, and may be stored on a computer-readable medium (removable disk, volatile or non-volatile memory, embedded memory/processor, etc.). The instruction code is operable to program a computer or any other program-

mable device to carry out the intended functions. The computer program may be available from a network, such as the World Wide Web, from which it may be downloaded.

5 The invention may be realized by means of a computer program respectively software. However, the invention may also be realized by means of one or more specific electronic circuits respectively hardware. Furthermore, the invention may also be realized in a hybrid form, i.e. in a combination of software
10 modules and hardware modules.

It has to be noted that embodiments of the invention have been described with reference to different subject matters. In particular, some embodiments have been described with reference to method type claims whereas other embodiments have
15 been described with reference to apparatus type claims. However, a person skilled in the art will gather from the above and the following description that, unless other notified, in addition to any combination of features belonging to one type
20 of subject matter also any combination between features relating to different subject matters, in particular between features of the method type claims and features of the apparatus type claims is considered as to be disclosed with this document.

25 The aspects defined above and further aspects of the present invention are apparent from the examples of embodiment to be described hereinafter and are explained with reference to the examples of embodiment. The invention will be described in
30 more detail hereinafter with reference to examples of embodiment but to which the invention is not limited.

Brief Description of the Drawing

35 Figure 1 shows a power generating and forwarding system comprising a wind park with a plurality of wind turbines in accordance with an embodiment of the invention.

Figure 2 shows a wind turbine of the wind park depicted in Figure 1, wherein the wind turbine is equipped with a power converter and controller devices for controlling the operation of the power converter.

5 Figure 3 illustrates, in a rotating dq reference frame, the relationship between (a) a modulated voltage V_{pwm} and voltage control signals V_d and V_q .

Figure 4 shows a rectifier of the HVDC power transmission system depicted in Figure 1.

10 Figure 5 shows in accordance with an embodiment of the invention a network bridge controller for controlling the operation of the network bridge depicted in Figure 2.

Figure 6 shows in accordance with an embodiment of the invention a first configuration of the network bridge controller with the activated components being employed in a first operational mode of the power generating and forwarding system.

15 Figure 7 shows in accordance with a further embodiment of the invention a second configuration of the network bridge controller with the activated components being employed in a first operational mode of the power generating and forwarding system.

20 Figure 8 shows a third configuration of the network bridge controller with the activated components being employed in a second operational mode of the power generating and forwarding system.

25 Figure 9 shows a fourth configuration of the network bridge controller with the activated components being employed in a second operational mode of the power generating and forwarding system.

30 Figure 10 shows a fifth configuration of the network bridge controller with the activated components being employed in a second operational mode of the power generating and forwarding system.

35

Figure 11 shows a sixth configuration of the network bridge controller with the activated components being employed in a third operational mode of the power generating and forwarding system.

- 5 Figure 12 illustrates a collective behavior of two wind turbines.

Detailed Description

10 The illustration in the drawing is schematically. It is noted that in different figures, similar or identical elements or features are provided with the same reference signs or with reference signs, which are different from the corresponding reference signs only within the first digit. In order to
15 avoid unnecessary repetitions elements or features which have already been elucidated with respect to a previously described embodiment are not elucidated again at a later position of the description.

20 **Figure 1** shows a power generating and forwarding system 100 comprising a wind park 110 with a plurality of wind turbines 120. The electric energy generated by the wind park 110, which according to the embodiment described here is located offshore, is forwarded via a HVDC power transmission system
25 170 to the power grid 195, which is located onshore.

The wind turbines 120 are arranged in groups, wherein each group is assigned to a bus bar 112. As indicated by the arrows at the left side of the illustration of the wind park
30 110, the number of wind turbines 120 being connected to one bus bar 112 is not restricted. Each bus bar 112, which may also be called a collector string, is connected via a circuit breaker 114 to an AC power transmission system 160.

35 The wind park 110 comprises a central wind park controller (WPC) 118 which is communicatively connected to each one of the wind turbines 120 by means of control lines. In Figure 1, within the wind park 110, these control lines are indicted by

dashed lines. In order not to obscure Figure 1 the dashed lines connecting the WPC 118 with the wind turbines 120 not being assigned to the upper most branch are depicted in an interrupted manner. The respective end points of the interruption are indicated as filled circles. It is pointed out the control lines respectively the corresponding data transfer via these control lines may be realized by means of a wired or a wireless data connection.

10 The WPC 118 may be a so called High Performance Park Pilot (HPPP) controller which acts as a superordinate controller for all individual wind turbine controllers (not depicted in Figure 1). By supervising the individual wind turbine controllers the WPC 118 may control the operation of the individual wind turbines 120 in a coordinated manner. Further, via the control lines to the individual wind turbines 120, the WPC 118 can collect operational information regarding the individual wind turbines 120 and can transmit appropriate control signals to the respective individual wind turbine controllers.

The power generating and forwarding system 100 further comprises an AC system 160 which comprises a bus bar 161 and power switches 162. At the bus bar 161 the electric power collected by the bus bars 112 is summed up. When the power switches 162 are closed, the AC system 160 is connected to a HVDC power transmission system 170, which is described below in more detail.

30 As can be seen from Figure 1, the AC system 160 further comprises a switch 163. When the switch 163 is closed, the offshore AC system 160 is connected to an AC auxiliary power transmission system 164. As can be seen from Figure 1, the AC auxiliary power transmission system 164 comprises an AC auxiliary power transmission line or umbilical AC cable 165, by means of which an AC power connection between the power grid 195 and the AC system 160 respectively the wind park 110 can be established, if necessary. As has already been mentioned

above, a power transfer via the umbilical AC cable 165 may be required for a start-up phase of at least some wind turbines 120 of the wind park 110 when the power generation of the other wind turbines 120 is not sufficient in order to allow
5 for a reliable start-up procedure.

According to the embodiment described here, the AC auxiliary power transmission system 164 comprises a 3 phase umbilical power transformer 167 and a switch 168, which, together with
10 the switch 163 can be used to connect the offshore AC system 160 to the onshore AC system 195 via the AC auxiliary power transmission system 164.

As can be further seen from Figure 1, the AC auxiliary power transmission system 164 comprises a power measurement device 166 for measuring the power being shipped in particular from wind park 110 to the power grid 195. The corresponding power measurement is carried out in a known manner via a voltage measurement and a current measurement as indicated in Fig-
15 ure 1 with the two lines connecting the power measurement device 166 with the umbilical AC cable 165. The measured power value is forwarded to the WPC 118 which, when coordinating the operation of the wind turbines 120, takes into account the actual level of power being shipped via the umbilical AC
20 cable 165.
25

The HVDC power transmission system 170 comprises a plurality of (in the depicted embodiment of the invention three) diode rectifier power modules 172, each comprising a three phase
30 rectifier 180 and a respective three phase transformer 174. The diode rectifier power modules 172 are used for converting the provided AC power into a DC power. The diode rectifier power modules 172 are connected in such a manner that between one output terminal of the three phase rectifier 180 of the
35 upper diode rectifier power module 172 and one output terminal of the three phase rectifier 180 of the lower diode rectifier power module 172 the DC power having a voltage U_{dc} is provided.

As has already been mentioned above, according to the embodiment described here the wind park 110 is located offshore. The same holds for the diode rectifier power modules 172 and the power switches 162 and 163. For shipping the generated power from offshore to onshore a HVDC power transmission cable 175 is used. Onshore the HVDC power transmission system 170 comprises an onshore DC-AC converter 176 and a transformer 178, which deliver the resulting AC power with a proper phase and a proper amplitude to the power grid 195 (in case a power switch 179 is closed).

In the following a possible structural design of one wind turbine 120 will be described with reference to **Figure 2**.

The exemplary wind turbine 120 comprises wind rotor 222, which is mounted to a drive shaft 228. The wind rotor 222 comprises a non-depicted hub, at which a certain number and preferably three rotor blades 224 are attached. Each rotor blade 224 can be rotated around its longitudinal axis by means of a rotor blade adjustment system 226 in order to adjust a pitch angle of the respective rotor blade 224. In accordance with basic principles of wind turbines, the pitch angle is an important parameter for the mechanical power, which will be extracted from the wind power being available in total.

The wind turbine 120 further comprises an electric generator 230, which includes a generator rotor 232, which is driven by the drive shaft 228. In this respect it is mentioned that the wind turbine 120 depicted here is a so called direct drive wind turbine 120, which does not comprise a gear box being connected between the wind rotor 222 and the generator 230 and which may be used for increasing the rotational speed of a further drive shaft being mechanically connected to the generator rotor 232. Of course, also a wind turbine having a configuration with a gear box can be used.

The electric generator 230 comprises a stator 234 having a winding system with which the electric power, typically a three phase power, is generated. Downstream with respect to the stator 234 there is connected a power converter 240. The power converter 240 comprises a generator (AC-DC) bridge 242, which in normal operation operates as an active rectifier to supply power to a direct current (DC) link 244. The power converter 240 further comprises a network bridge 246 which converts the DC power of the DC link 244 to an AC power output. According to the embodiment described here this AC power output comprises a three phase current and is fed via a line reactor 247 to a step-up transformer 248. The (power) output of the step-up transformer 248 is fed to the respective bus bar 112 shown in Figure 1.

The wind turbine 120 comprises and is controlled by a wind turbine controller (WTC) 250. The WTC 250 itself is controlled by the wind park controller (WPC) 118 shown in Figure 1. The respective wired or wireless data connection is indicated in Figure 1 by means of a dashed line extending from the box 250 towards the right.

As can be seen from Figure 2, a pitch controller 254 of the wind turbine 120 is controlled by the WTC 250. The pitch controller 254 controls, in a known manner, the operation of a pitch adjustment system 226, which is responsible for setting, depending on the actual operational state of the wind turbine 120, the blade pitch angle of each rotor blade 224.

The wind turbine 120 further comprises a generator bridge controller (GBC) 252 and a network bridge controller (NBC) 256. According to the embodiment described here, the NBC 256 is communicatively directly connected to the WTC 250 whereas the GBC 252 is connected indirectly to the WTC 250 via the NBC 256. As can be seen from Figure 2, the GBC 252 controls the operation of a Pulse Width Modulation (PWM) generator (PWG) 251, which itself drives the six sets of semiconductor power switches of the generator bridge 242 such that the AC

power input provided by the electric generator 230 is converted to a DC power being fed to the DC bridge 244. Correspondingly, the NBC 256 controls the operation of a PWM generator 255, which itself drives the six sets of semiconductor power switches of the network bridge 246 such that the DC power output provided by the DC bridge 244 is converted to an AC power output being fed to the transformer 248. An optional PWM filter 249 is provided in order to reduce harmonic components of the switching frequency of the PWM network bridge 246.

At this point it is mentioned that throughout this document reference is often made to d axis quantities (i.e. voltages and currents) and q axis quantities. The controller described within this document exits control signals within the so called synchronously rotating dq reference frame which is aligned such that the q axis component of voltage is in phase with the AC voltage and the d axis component is perpendicular to the q axis component.

In accordance with known control schemes or control algorithms the control of the PWM generator 252 by means of the GBC 252 and in particular the control of the PWM generator 255 by means of the NBC 256 is based on a signal processing of control signals which is carried out within the synchronously rotating dq reference frame. As is commonly known, this dq reference frame results from a dq transformation, i.e. a so called Park or Clarke transformation, of the so called stationary abc reference frame. The angular speed respectively the rotational frequency of the rotating dq reference frame with respect to the stationary abc reference frame is given by ω_0 .

In the case of balanced three phase electric quantities (e.g. voltages V_a , V_b , V_c and/or currents I_a , I_b , I_c), applying the dq transformation reduces the three AC quantities to two DC quantities in the steady state (e.g. V_d , V_q and/or I_d , I_q). As a consequence, simple PI controllers can be used within

the dq frame to achieve zero steady state error before performing the inverse transformation to recover the actual three phase AC modulation signals for the PWM generator 255.

- 5 As can be seen from Figure 2, the two voltage quantities V_d and V_q and the angle θ_0 are output control signals of the NBC 256 which output control signals control the operation of the PWM generator 255 driving the network (DC-AC) bridge 246. As can be further seen from Figure 2, these output control signals V_d , V_q , and θ_0 are calculated respectively determined by
- 10 the NBC 256 based in the following input signals:
- (1) A power reference signal P_{refWT} which is provided by the WTC 250 and which indicates the electric power which is supposed to be generated by the wind turbine 120.
 - 15 (2) Three current feedback signals I_a , I_b , and I_c obtained by means of appropriate current measurements at the three phase output of the network bridge 246. These signals I_a , I_b , I_c , which are representative of the actual current of the 3 phase Low Voltage (LV) at the node interconnecting
 - 20 the output of the network bridge 246 and the line reactor 247.
 - (3) Three voltage feedback signals V_a , V_b , and V_c obtained by means of appropriate voltage measurements at the three phase output of the network bridge 246. According to the
 - 25 exemplary embodiment described here the feedback signals V_a , V_b , and V_c are obtained at a node between the line reactor 247 and the step-up transformer 248 of the wind turbine.
- 30 These currents and voltages are measured via transducers, and then the output of the transducers sampled by Analog to Digital Converters (ADC). This means that the terms "current feedback signal" and "voltage feedback signal" used here and also in the rest of this documents may refer to software signals
- 35 nals representing these power hardware variables.

In this respect it is mentioned that according to the exemplary embodiment described here also the generator bridge

controller 252 receives corresponding feedback signals being indicative for voltage and the current provided by the generator 232. However, for the sake of conciseness of Figure 2 the respective feedback loops are not depicted.

5

The PWM generator 255 receives (a) the control signals V_d , V_q being indicative for the required voltage magnitude and phase at the voltage output of the network bridge 246 and (b) the angle θ_0 being indicative for the required frequency of the voltage output of the network bridge 246. The PWM generator 255 calculates, based on these received input variables, the required switching pattern for the (IGBT) semiconductor switches to realize a three phase set of balanced fundamental frequency voltages with a magnitude of $\sqrt{V_q^2 + V_d^2}$ and an angle θ_d relative to the network bridge output voltages V_a , V_b , and V_c . In this document this angle θ_d will be referred to as power angle. This power angle θ_d represents the angle difference between the network bridge PWM modulated output voltages V_a , V_b , and V_c and the rotating dq reference frame (which is aligned with the actual voltage at the bus bar 112). During a steady state operation the power angle θ_d will stay constant.

10

15

20

Industry standard techniques such as sine triangular comparison or Space Vector Modulation can be used to calculate the PWM switching times of the six power semiconductor switches of the network bridge 246. Since this type PWM modulation is well known by persons skilled in the art, in this document a further elucidation will be omitted. It is mentioned that a corresponding PWM modulation is also needed for the generator bridge 242 operating independent from the network bridge 246. Therefore, the independent PWM generator 251 being controlled by the GBC 252 are provided. According to the exemplary embodiment described here the GBC 252 itself is controlled directly by the WTC 250 via the NBC 256.

25

30

35

It is further mentioned that the power flow into the AC (power) system 160 is defined by the relationship between the

sending end voltage at the output node of the network bridge 256 and the receiving end voltage at the bus bar 161. Electrically, the wind turbines 120 are connected in parallel thus it is quite possible (highly likely, and a requirement) that each wind turbine 120 can operate with a power angle θ_d being different to the power angle θ_d of the network bridge 256 of an adjacent wind turbine 120.

In accordance with known control procedures the PWM generator 255 modulates a three phase balanced set of voltages where the q axis voltage component V_q is nominally in phase with the AC voltage (e.g. 66 kV) at the bus bar 112 and the d axis voltage component V_d defines the component of this AC voltage that is in quadrature to the AC voltage at the bus bar 112. θ_0 is the actual rotational angle at frequency ω_0 . Thus the power angle θ_d between a modulated voltage V_{pwm} , which in the rotating dq reference frame is defined by the vector sum of V_d and V_q , and the AC voltage at the bus bar 112 is defined by $\arctan(V_d/V_q)$ as stated above. This relationship is illustrated with **Figure 3**.

To summarize, the AC Power flow from the wind turbine 120 to the bus bar 112 is controlled by a modification of the voltage angle θ_d between V_{pwm} and the AC voltage at the bus bar 112. As can be seen from Figure 3, the quantity V_d defines this angle θ_d .

Figure 4 shows the rectifier 180 in more detail. By contrast to a power AC-DC converter having typically six controllable high power semiconductor switches, the rectifier 180 has only passive power electric components which are power diodes 482. As can be seen from Figure 3, the rectifier 180 comprises three half bridges each of which connect between two DC output terminals. Between these two output terminals the output Voltage U_{dc} is provided. Each half bridge comprises a series connection of two power diodes 482. At an intermediate node between the two power diodes 482 of each half bridge, which intermediate node is not provided with a reference numeral,

there is applied one phase of a three phase AC power signal being fed into the rectifier 180.

Figure 5 shows the network bridge controller (NBC) 256 in accordance with a preferred embodiment of the invention, which NBC 256 is already depicted in Figure 2. In order to facilitate the assignment of reference numerals in the following description the NBC 256 will also be denominated with reference numeral 5000.

At this point it is recalled that the NBC 5000 described in this document is capable of resolving several technical issues which are listed below. These technical issues are caused by the offshore rectifier based HVDC power transmission system 170, whereby power is transferred from the offshore wind park 110 to the onshore AC power grid by means of (a plurality of series connected) uncontrolled passive offshore HVDC diode rectifiers 180. Specifically, when operating in the so called HVDC rectifier mode only (i.e. the umbilical AC cable 165 is disconnected), the only offshore voltage source is the network (DC-AC) bridge 246 of the wind turbines 120 and therefore the voltage and the frequency of the offshore AC system 160 need to be defined by and controlled by the action of multiple autonomous wind turbines 120, wherein in particular their network (DC-AC) bridges 246 act in a coordinated manner.

In the event of a no-wind condition then the auxiliary systems within the wind turbines 120, such as an environmental control system, aircraft warning lights, supervisor computers, etc. need to be provided with power in order to allow a proper operation e.g. in a subsequent start-up phase. Since the diode rectifier 180 does not permit a bi-directional power flow, this power needs to be provided via the umbilical AC cable 165 of the umbilical power transmission system 164. This AC cable 165 may have a power rating which is for example 3% of the total wind park 110 power rating.

In this context it is pointed out that in the following the wind park 110 is located offshore. However, this may not be the only application of the technical solution described in this document. It is also possible that this solution could
5 be used for a remote onshore wind park and/or as an interconnection between an island containing an onshore windfarm with the mainland.

In the following the Technical Issues (TI) which are caused
10 in particular by the use of the uncontrolled passive offshore diode rectifier 180. These TI are related to different Operational Modes (OM) of the whole system 100. In detail, there is required a means for ...

15 TI1: ... controlling the power flow within any individual wind turbine 120 in order to satisfy the local wind turbine power demand when
the wind park 110 is connected to the AC power grid 195 only via the umbilical power transmission system 164
20 (**OM1**).

TI2: ... controlling the aggregated voltage from the multiple autonomous wind turbines 120 at the AC system 160 for OM1.

25 TI3: ... controlling the power flow via the umbilical power transmission system 164 for OM1.

TI4: ... controlling the power flow from multiple autonomous wind turbines 120 into the HVDC Diode rectifier 180 when
the wind park 110 is connected to the AC power grid 195 only via the HVDC power transmission system 170 (**OM2**).

30 TI5: ... controlling the power flow from multiple autonomous wind turbines 120 into the umbilical power transmission system 164 when
the wind park 110 is connected to the AC power grid 195 via both the HVDC power transmission system 170 and umbilical power transmission system 164 (**OM3**).

35 TI6: ... controlling the aggregated voltage collected from the multiple autonomous but coordinated wind turbines

120 at the AC system 160 when the wind park 110 is connected to the AC power grid 195 via the HVDC power transmission system 170 irrespective of the status (i.e. activated or deactivated) of the umbilical power transmission system 164 (OM2, OM3).

5

TI7: ... providing the total reactive power required (a) by all inductive and the capacitive elements of the entire offshore system 110, 114, 160 and (b) by the diode rectifier power modules 172 by means of all wind turbines 120 equally for OM2.

10

TI8: ... providing the total reactive power required by all inductive and the capacitive elements of the entire offshore system 110, 114, 160 from the AC umbilical power transmission system 164 and/or from all wind turbines 120 equally for OM1. In this respect it is pointed out that in OM1 the AC umbilical power transmission system 164 can provide a reactive power balancing, i.e. it can act as a sink/source of reactive power.

15

TI9: ... controlling the frequency of the system consisting of the wind park 110 and the HVDC diode rectifier 180 to a reference value for OM2.

20

As can be seen from Figure 5, the network bridge controller 5000 comprises a plurality of subunits (i.e. controller units, signal processing units, calculation units etc.), which can be selectively activated respectively used for, depending on the actual operational mode, solving the above specified TI1, TI2, and TI3.

25

Specifically, the network bridge controller 5000 comprises a voltage, current and/or power feedback unit 5100 which receives, as can be taken also from Figure 2, (i) the current feedback signals I_a , I_b , I_c and/or (ii) the voltage feedback signals V_a , V_b , V_c . Further input signals for the feedback unit 5100 are (iii) the angular speed respectively the rotational frequency of the rotating dq reference frame ω_0 and (iv) the rotation angle of the dq reference frame θ_0 . Based

30

35

on an appropriate selection of these input signals the voltage, current and/or power feedback unit 5100 calculates
 (a) a magnitude $|V_{fb}|$ of the feedback voltage being characterized by the voltage feedback signals V_a , V_b , V_c ,

- 5 (b) an active power feedback signal P_{fb} ,
- (c) a reactive power feedback signal Q_{fb} , and
- (d) current feedback signals I_{qpfb} and I_{dpfb} .

The current feedback signals I_{qpfb} is indicative of the positive sequence real component of the current. The current
 10 feedback signal I_{dpfb} is indicative of the positive sequence reactive component of current.

The network bridge controller 5000 further comprises a power reference selection block 5130 which receives (i) a power
 15 reference signal P_{refWT} from the wind turbine controller 250 depicted in Figure 2 and (ii) a further power reference signal $P_{refVdcCtrl}$ from a DC link voltage controller, which will be utilized when the wind turbine 120 is running in a so called voltage control mode (V mode). In this mode the generator
 20 bridge 242 is disabled, and the wind turbine 120 does not produce power. The wind turbine 120 is rather acting as an AC voltage controller. In order to do so the DC link 244 of the power converter 240 must be energized and controlled to a reference, and this is done by the mentioned DC link
 25 voltage controller, which outputs the signal $P_{refVdcCtrl}$.

Based on P_{refWT} or $P_{refVdcCtrl}$ the power reference selection unit 5130 determines a modified power reference signal P^*_{conv} representing a power reference which has been modified by appropriate
 30 signal processing procedures such as e.g. filter actions, ramp limitations, etc.

Further, the network bridge controller 5000 comprises a reactive power droop gain unit (Q Droop) 5160 which, as can be
 35 taken from Figure 5, receives the reactive power feedback signal Q_{fb} and provides a frequency modification signal ω_Q which, as can be seen from the elucidation given below,

causes an effective modification and in particular a reduction of a frequency reference signal ω_{ref} which is used for the control procedure described here. The frequency reference signal ω_{ref} can be provided e.g. by the wind turbine controller 250 (see Figure 2) and/or by the wind park controller 118 (see Figure 1).

As can be seen from Figure 5, the network bridge controller 5000 further comprises a voltage controller (VC) 5200, a power feedforward (FF) unit 5220, a power controller (PC) 5240, a frequency controller (FC) 5260, and an umbilical power controller (PC umb) 5280 for the umbilical power transmission system 164 depicted in Figure 1. The VC controller 5200, the PC 5240, the FC 5260, and/or the PC umb 5280 may be e.g. a proportional-integral (PI) controller.

In the following the operation of these blocks will be described:

According to the embodiment described here the VC 5200 receives two signals. A first signal is the magnitude of feedback voltage $|V_{\text{fb}}|$ being provided by the voltage, current and/or power feedback unit 5100. The other signal is the sum of (i) a reference voltage (signal) or set point voltage V^* , which may be provided by the wind turbine controller 250, and (ii) a frequency droop voltage signal V_{fdroop} which will be described below. Based on the signals $|V_{\text{fb}}|$ and the sum of V^* and V_{fdroop} the VC 5200 derives a voltage controller (VC) signal V_{qpac} that forms, in the dq reference frame, a part of the Q axis voltage control signal V_q for the PWM 255.

The power FF unit 5220 determines, based on the signals P^*_{conv} and I_{qpfb} , I_{dpfb} , a power feedforward voltage signal V_{dpXC} that forms, in the dq reference frame, a part of the D axis voltage control signal V_d for the PWM 255. The technical meaning of V_{dpXC} will be explained below.

The PC 5240 determines, in response to the signals P^*_{conv} and P_{fb} , a power controller (PC) frequency signal ω_{PC} which (indirectly, via the HVDC PC 5350) contributes to the Q axis voltage control signal V_q for the PWM 255. The PC 5240 further determines, also in response to the signals P^*_{conv} and P_{fb} , a power controller (PC) voltage signal V_{dpPC} . This signal V_{dpPC} is added to the above described power feedforward voltage signal V_{dpXC} and the result of the corresponding summation represents the D axis voltage control signal V_d for the PWM 255. With regard to its technical meaning V_{dpPC} is a component of the D axis voltage control signal V_d , which is indicative for the derivative of the power error. V_{dpPC} acts to improve the dynamic response of the power controller and also provides beneficial damping to the overall control response of the wind turbine 120.

The FC 5260 determines, based on the frequency signal ω_0 (i.e. the angular speed respectively the rotational frequency of rotating dq reference frame) mentioned above and the sum of the frequency modification signal ω_Q and a frequency reference signal ω_{ref} , a frequency controller frequency signal ω_{FC} . With regard to its technical meaning ω_{FC} is a component of frequency which acts with a slow time constant, and acts simultaneously within all wind turbines 120, in order to return the offshore system to its frequency reference. The frequency controller frequency signal ω_{FC} acts to control the overall frequency ω_0 to the desired reference, without modifying the overall power flow in the offshore system.

The PC umb 5280 receives two input signals. A first input signal is a power reference signal P_{umb}^* corresponding to a desired power flow through the umbilical power transmission system 164. The second input signal is a power feedback signal P_{umbfb} corresponding to the actual power flowing via the umbilical power transmission system 164. Based on these two input signals P_{umbfb} and P_{umb}^* the PC umb 5280 determines two output signals. A first output signal is a frequency signal ω_{uPC} being indicative for the actual power error within the

umbilical power transmission system 164. Specifically, the frequency signal ω_{uPC} is indicative for the difference between the two input signals P_{umbfb} and P_{umb*} . The second output signal in an umbilical power angle signal θ_{uPC} .

5

The combined effect of the two control signals ω_{uPC} and θ_{uPC} is to change the phase angle of the entire offshore electrical system, i.e. the offshore AC system 160 and the wind park 110 with respect to the onshore electrical system, i.e. the AC power grid 195. In doing so, the power flow via the umbilical power transmission system 164 respectively the umbilical cable 165 is controlled. This controller is active in OM3, and acts simultaneously in all wind turbines 120. θ_{uPC} is in effect a derivative of the power error within the umbilical power transmission system and acts to improve the dynamic response of the umbilical power controller 5280.

As can be further seen from Figure 5, the network bridge controller 5000 further comprises a frequency droop gain unit (F Droop) 5320 receiving the PC signal ω_{PC} and outputting the frequency droop voltage signal V_{fdroop} .

The technical meaning of the signal V_{fdroop} is to achieve a reactive power sharing between all involved wind turbines 120 when the whole power generating and forwarding system 100 operates in OM1, i.e. when the wind park 110 is connected to the AC power grid 195 only via the umbilical power transmission system 164. An increased reactive power feedback signal Q_{fb} causes an increase in the frequency modification signal ω_Q (via Q Droop 5160), which in turn causes the PC frequency signal ω_{PC} to reduce and the Q axis voltage control signal V_q to reduce via the F Droop V 5320. This causes a reduction in the reactive power since the Q axis voltage control signal V_q has reduced.

35

In this respect one has to consider that an increase in ω_Q increases the frequency of the voltage at the bus bar 112. As a consequence, the power angle θ_d will increase which again

will cause an increase of the power flow (from the respective wind turbine 120 to the bus bar 112). The power controller 5240 will act against this effect by reducing its output ω_{PC} (ω_{PC} can even go negative). This reduction in ω_{PC} causes a
5 reduction of Vfdroop produced by F Droop V 5320 and representing the component of Q axis voltage control signal V_q . So locally one has now a wind turbine 120 reducing its output voltage in response to an increase of the reactive power feedback signal Q_{fb} . By this mechanism the wind turbines 120
10 arrive at steady state reactive power sharing.

Further, the network bridge controller 5000 comprises a HVDC power controller (HVDC PC) 5350 for the HVDC power transmission system 170. The HVDC PC 5350 receives the PC frequency
15 signal ω_{PC} and outputs a HVDC PC voltage signal V_{qpc} . Optionally, the HVDC PC 5350 compares the PC frequency signal ω_{PC} with a proper reference signal and the output voltage signal V_{qpc} results from the result of the comparing. Preferably, the comparing comprises determining the difference
20 between this proper reference signal and the PC frequency signal ω_{PC} .

The output voltage signal V_{qpc} is a voltage term which is proportional to the output ω_{PC} of the PC 5240. In other
25 words and as can be seen from Figure 5, the HVDC PC 5350 acts to add this voltage component V_{qpc} modify the Q axis voltage control signal V_q , hence increasing or decreasing the magnitude of the voltage of the offshore AC system 160 shown in Figure 1. The HVDC PC 5350 operates in OM2 and OM3, and acts
30 on the output of the Power Controller 5240 ω_{PC} to modify the voltage in the offshore AC system 160, and in doing so controls the power flow into the HVDC diode rectifiers 180. It is this link between the power error and the voltage magnitude that allows the entirety of the wind turbines 120 to
35 balance in a collective manner (a) the power flow from the wind turbines 120 into the offshore AC system 160 with (b) the power flow into the HVDC diode rectifiers 180 of the HVDC power transmission system 170.

According to the embodiment described here the voltage control signal V_q results from a summation of the signals V_{fdroop} , V_{qpdc} , and V_{qpac} .

5

Further, the voltage control signal V_d results from a summation of the signals V_{dpXC} and V_{dpPC} . In this respect it is mentioned that the D axis voltage control signal V_d represents the required voltage drop across the line reactor 247 and the transformer 248 of the wind turbine 120 shown in Figure 2 in order to establish a required power flow between the network bridge 246 shown in Figure 2 and the bus bar 112 respectively the offshore AC system 160 shown in Figure 1. Given that the electrical characteristics of the line reactor 247 and the transformer 248 are known it is thus possible to calculate the required steady state voltage across these components to establish this power flow. This is the purpose of the power feedforward (FF) unit 5220. The signal V_{dpXC} will dominate the contribution to the D axis voltage control signal V_d in the steady state.

20

Last but not least the network bridge controller 5000 comprises a theta integrator unit (I θ) 5380 calculating a signal representing the above described angle θ_0 (i.e. the actual angle of the rotating dq reference frame).

25

Strictly speaking, θ_0 mentioned here is the rotating part of the angle of the rotating dq reference frame with respect to the stationary abc reference frame, and it is the power angle θ_d defined by $\arctan V_d/V_q$ (see Figure 3) that defines the angle between the modulated voltage and the stationary abc frame. However it is likely that any errors in the system due to measurements/tolerances of components etc. end up being compensated for by transient components of ω_{PC} .

30

As can be seen from Figure 5, according to the embodiment described here, the signal " θ_0 " is determined in response to the above described input signals ω_Q , ω_{PC} , ω_{FC} , and θ_{uPC} .

35

Further, according to the embodiment described here, the outputs of I0 5380, in response to at least some of the mentioned input signals, the above defined signal ω_0 (i.e. the angular speed respectively the rotational frequency of the rotating dq reference frame).

At this point it is mentioned that at least some of the signals described above and at least some of the signals which will be described below may be analog (voltage) signals or alternatively digital signals representing a digital representation for the corresponding control quantity.

As has already been mentioned above the network bridge controller 5000 can be used for controlling the PWM 255 in an appropriate manner for different Operational Modes (OM) and/or for different Technical Issues (TI) mentioned above. In order to meet the requirements being associated with the different OM and/or TI certain components and/or signal connections within the network bridge controller 5000 can be activated respectively deactivated.

In the following various configurations of the network bridge controller 5000 will be described with reference to Figures 6 to 10 and in relation to respectively some of the above mentioned TI.

Figure 6 shows in accordance with an embodiment of the invention a first configuration 6000 of the network bridge controller 5000, wherein there are illustrated the activated components respectively blocks of the network bridge controller 5000 when being used for the first operational mode OM1 of the power generating and forwarding system 100, in order to satisfy the Power and Voltage control requirements. In other words, Figure 6 describes the controllers components which in OM1 are active to satisfy (or control) the local power demand to its reference and to ensure that the voltage

is controlled to its reference as specified above with TI1 and TI2.

As has already been defined above, in this mode OM1 the wind park 110 is connected to the AC power grid 195 only via the umbilical power transmission system 164. This means that there is no power flow via the HVDC power transmission system 170.

10 The activated components/blocks of the first configuration 6000, required to resolve TI1, TI2, and TI3, include the power controller (PC) 5240, the voltage controller (VC) 5200, the power feedforward (FF) unit 5220, the frequency droop gain unit (F Droop) 5320, and the theta integrator unit (I θ) 15 5380. In addition to the control signals introduced already in Figure 5, in this configuration 6000 a control signal ω_{Nom} is used. This control signal ω_{Nom} is the nominal frequency of the AC system 160. Depending on the location of the whole power generating and forwarding system 100 ω_{Nom} may be 20 e.g. 50 Hz (e.g. in Europe, Asia, etc.) or 60 HZ (e.g. North America).

At this point it is mentioned that the configuration 6000 does neither employ the frequency controller (FC) 5260 nor 25 the umbilical power controller (PC umb) 5280. Since there is no power flow via the HVDC power transmission system 170 there is no need to control the power flow via the umbilical power transmission system 164, because the AC system 160 is simply connected (as a usual power consumer) to the utility 30 grid 195.

In the following it will be elucidated how the above mentioned technical issues TI1, TI2, and TI3 can be handled in a beneficial manner with the configuration 6000 shown in Figure 35 6 of the network bridge controller 5000.

TI1: Power control for each individual WT 120

In the OM1 the power is controlled within each WTG by means of the power controller (PC) 5240. The PC 5240 receives the modified power reference signal P^*_{conv} (via the power reference selection block 5130 shown in Figure 5) from the wind turbine controller (WTC) 250 shown in Figure 2. Further, the PC 5240 receives the active power feedback signal P_{fb} . In response to the input signals P^*_{conv} and P_{fb} the PC 5240 determines and outputs a part of the D axis component V_d of the voltage control signal for the PWM generator 255. This part is the above mentioned (see description of Figure 5) power controller voltage signal (V_{dpPC}), which is indicative for the derivative of the power error. Another part of V_d is given by the above mentioned power feedforward voltage signal V_{dpXC} which is provided by the power feedforward (FF) block 5220. The PC 5240 also outputs the PC frequency signal ω_{PC} , which via the frequency droop gain unit (F Droop) 5320 contributes a part of the Q axis component V_q of the voltage control signal for the PWM generator 255. As can be seen from Figure 6, this part is added to the output V_{qpac} of the VC 5200 to give the total Q axis voltage demand V_q to the PWM generator 255. The PC frequency signal ω_{PC} output of the PC 5240 is further added to the nominal frequency ω_{Nom} of the AC system 160 (corresponding to the frequency of the utility grid 195). The sum of the PC frequency signal ω_{PC} and ω_{Nom} is fed into the theta integrator unit (I θ) 5380 which integrates the controller frequency to create the angle reference θ_0 for the PWM generator 255. The PWM generator 255 creates a proper PWM pulse pattern for the network (DC-AC) bridge 246. Within the AC system 160 each wind turbine (WT) 120 is attempting to satisfy its own local power reference P_{refWT} controlling the voltage and the angle of the output voltage of its network bridge 246 with respect to the voltage power signal (e.g. 66kV) of the bus bar 161 of the AC system 160. According to the embodiment described here the PC 5240 is a proportional integral (PI) controller which may act to (i) increase the frequency of the AC system 160, and hence

the angle between the voltage power signal of the bus bar 161 and the output voltage of the network bridge 246 in order to increase the power flow from the WT 120 or

(ii) decrease the frequency of the AC system 160, and hence
5 the angle between the voltage power signal of the bus bar 161 and the output voltage of the network bridge 246 in order to reduce the power flow.

Since the wind park respectively the offshore system 110 effectively consists of multiple controlled voltage sources
10 (i.e. each WT acts as one controlled voltage source), when any one WT 120 acts to change its power flow, then the effective angle of the voltage power signal at the bus bar 161 changes and thus the power flow to the WT 120 of the wind
15 park 110 will change and their local power controllers respond to this, again to satisfy their local power reference.

In order to understand this collective behavior at this point reference is made to **Figure 12** wherein there is considered a
20 system consisting of two wind turbines WT1 and WT2 both being connected via the same umbilical power transmission system to an AC utility grid. When the WT1 is operated e.g. at 3MW at a time $t = T1$, then the bus bar angle (between the voltage V_{bb} at the bus bar 161) with respect to the voltage power signal
25 V_{umb} of the umbilical power transmission system 164) is shown with β_1 . If WT2 is operated at 0MW at $t = T1$, then its PWM voltage must be co-incident with $V_{bb@T1}$, which is shown as $WT2@T1$. If now at $t = T2$, WTG1 reduces its power production to 1.5MW, then the bus bar voltage power signal V_{bb} changes
30 phase with respect to V_{umb} to β_2 , and thus WT2 must respond to change its voltage vector angle to maintain a zero power flow. It is this dynamic control response of the PC 5240 of each individual turbine, which PC 5240 (a) controls the respective power flow towards the offshore AC system 160 and
35 (b) establishes a steady state operating condition of the entire wind park 110 that satisfies the individual power demand of each WT 120. With the configuration 6000 of the controller

5000 the required dynamic response of WT2 to a power change of WT1 can be realized.

In this respect it needs to be considered that each individual WT has its own microprocessor and clock, which is not in any way synchronized with the other WT of the wind park. Thus the power controller 5240 is required to modify the local arbitrary reference frequency (via the PC frequency signal ω_{PC}) in order to modify the absolute voltage angle with respect to Vumb respectively with respect to an umbilical transformer primary voltage bus bar (which for the purposes of this description can be considered as an infinite bus bar).

Descriptive speaking, within the configuration 6000 the PC 5240 is used to satisfy a local power reference. Further, the controller 5000 will operate on very weak AC electrical systems. There is no measure of a system frequency, nor does the controller 5000 seek to synchronize its internal dq reference frame with the AC voltage as a current control scheme does. It is the action of the PC 5240 which keeps the output voltage of the network bridge 246 correctly aligned with the voltage signal of the AC system 160. This has the advantage of "simplifying" the controller in that the same PC 5240 is used for an operation in both an AC umbilical mode and a HVDC diode rectifier mode.

TI2: Voltage control of AC system 160

When in OM1 the wind park 110 is connected to the utility grid 195 via the umbilical power transmission system 164 only, (a) the voltage of the AC system 160 as well as actually (b) the voltage of the bus bar 112 within the wind park 110 is controlled by the action of the VC 5200. The WTC 250 of each WT 120 receives (i) a voltage reference signal from the wind park controller

(WPC) 118 or has an appropriate local constant voltage reference and

(ii) a signal V_a , V_b , V_c representing the local voltage feedback from a local measurement of the voltage at the so called

5 "Low Voltage bus bar" which, as can be seen from Figure 2, extends between the line reactor 247 and the step-up transformer 248. The VC 5200 then derives a voltage controller

(VC) signal V_{qpac} that forms part of the Q axis voltage control signal V_q being fed to the PWM generator 255. According

10 to the embodiment described here, the VC 5200 performs a PI control based on the two input signals (i) the sum of V^* and V_{fdroop} and (ii) the magnitude $|V_{fb}|$ of the feedback voltage as shown in Figure 5 and also in Figure 6.

15 Descriptive speaking, in the configuration 6000 the VC 5200 cooperates with the PC 5240 in order to control (i) the voltage of the AC system 160, when the wind park 110 is connected to the utility grid 195 via the umbilical power transmission system 164 only, as well as (ii) the power flow generated by
20 the entirety of the WT's 120. Due to this cooperation of the VC 5200 with the PC 5240 a simple structure of the controller 5000 is sufficient for operating the power generating and forwarding system 100 when operating in OM1.

25

TI3: Control of total power flow via
umbilical power transmission system 164

In the OM1 when the wind park 110 is connected to the utility
30 grid 195 via the umbilical power transmission system 164 only, the power flow via the umbilical power transmission system 164 is controlled, or limited to a maximum value, by setting the sum of the power limits, which are broadcasted by the WPC 118 to the individual WT 120 respectively to the WTC
35 250 of the individual WT 120, equal to the desired overall WT power flow in order to achieve a desired power flow via the umbilical power transmission system 164.

In practice it may be desirable for all connected respectively connected WT 120 to supply also the system losses. In order to achieve this, the WPC 118 may measure the power flow via the umbilical power transmission system 164 and then
5 broadcast an appropriate power limit to the connected WT 120 in order to regulate the umbilical power flow to the desired value. In this way, system losses can be taken into account. Thereby, each individual WT 120 controls its power flow to the minimum of (i) the available power from the wind and (ii)
10 the respective power limit received from the WPC 118.

Figure 7 shows in accordance with a further embodiment of the invention a second configuration 7000 of the network bridge controller 5000, wherein there are again illustrated only
15 those activated components respectively blocks of the network bridge controller 5000 which are used in the first operational mode OM1 in order to solve the above specified TI8.

As has already been defined above, in the first operational
20 mode OM1 the wind park 110 is connected to the AC power grid 195 only via the umbilical power transmission system 164.

The activated components/blocks of the second configuration 7000, required to resolve TI8, include the voltage controller
25 (VC) 5200, the power feedforward (FF) unit 5220, the power controller (PC) 5240, frequency droop gain unit (F Droop), and the theta integrator unit (I θ) 5380. Further, according to the embodiment described here, also the reactive power droop gain unit (Q Droop) 5160 is active.

30
In the following it will be elucidated how the above mentioned technical issues TI8 can be handled in a beneficial manner with the network bridge controller configuration 7000. Thereby, this TI8 is related to the first operational mode
35 OM1 of the power generating and forwarding system 100.

TI8: Sharing reactive power among the wind turbines 120

Whilst the wind park 110 is connected to the AC utility grid 195 via the umbilical power transmission system 164 only
 5 (OM1), the reactive power required to satisfy the voltage demand being broadcast from the wind park controller (WPC) 118 to the various WT 120 can be shared by the collective action of the Q Droop 5160 and of the PC 5240. This "reactive power sharing" has a similar functionality as defined in the section above related to the TI7. However in this case there is
 10 no frequency controller (FC). In a similar manner to the above given section being related to TI7 the VC 5200 receives the frequency droop voltage signal Vfdroop provided by the F Droop 5320, which is added to its usual input V^* . As a consequence, the VC 5200 does not respond to changes in V_q demand caused by the action of the PC 5240. Again, the "reactive power sharing" is achieved by the interaction of the Q Droop 5160, the Power Controller 5240 and the F Droop 5320.

20 Via the Q Droop 5160 term a frequency ω_Q is added which is proportional to the reactive power feedback Q_{fb} . This, together with the also added control signal ω_{Nom} which is the nominal frequency of the AC system 160 forces the PC 5240 to reduce its output ω_{PC} , and via the F Droop term 5320 this
 25 will reduce the Q axis voltage control signal V_q . Hence, the output voltage from this particular WT 120, with respect to the voltage of the offshore AC system 160 and hence voltage of the adjacent WT's 120 will be reduced.

30 The output of the F Droop term 5320 is added to the reference voltage signal V^* provided to the voltage controller 5200 in order to prevent the voltage controller 5200 from compensating for the change in voltage needed to achieve reactive power sharing between the WT's 120. In this respect it is
 35 mentioned that in a steady state and with no measurement tolerances a perfect sharing of reactive power would be achieved.

Descriptive speaking, according to the embodiment described here the combination of the components respectively blocks Q Droop 5160, VC 5200, and PC 5240 ensures that the total reactive power load is shared among the connected WT 120.

5

It is mentioned that compared to the first controller configuration 6000 shown in Figure 6 here the QDroop block 5160 has been added. This means that the controller configuration 7000 is in effect a superset of the controller configuration 6000.

10

It is in fact the controller block QDroop 5160 which acts to ensure that reactive power is shared between all connected wind turbines such that the above specified TI8 is solved.

Figure 8 shows a third configuration 8000 of the network

15

bridge controller 5000, wherein there are illustrated the activated components respectively blocks of the network bridge controller 5000 which in the second operational mode OM2 of the power generating and forwarding system 100 are used respectively are active for solving above specified TI4.

20

As has already been defined above, in the operational mode OM2 the wind park 110 is connected to the AC power grid 195 only via the HVDC power transmission system 170. This means that there is no power flow via the umbilical power transmission system 164.

25

The activated components/blocks in the third controller configuration 8000, required to resolve TI4, include the power controller (PC) 5240, the frequency controller (FC) 5260, the power feedforward (FF) unit 5220, the HVDC power controller (HVDC PC) 5350 for the HVDC power transmission system 170, and the theta integrator unit (I θ) 5380. Compared to the network bridge controller configuration 6000, the VC 5200 is replaced by the FC 5260, the frequency droop gain unit (F Droop) 5320 is replaced by the HVDC PC 5350.

30

35

It is pointed out that in addition to the control signals introduced already in Figure 5, in this third configuration

8000 a control signal V_{nom} is used which is indicative for the nominal voltage of the AC system. Depending on the location of the whole power generating and forwarding system 100 V_{nom} may be e.g. 230 V (e.g. in Europe) or 120 V (e.g. North America). Normally, the nominal voltage of the AC system is the voltage of the so called low voltage (LV) bus bar, which is typically 690 V. This low voltage is used e.g. for industrial applications or power plants for supplying larger electric motors for driving pumps, conveyors etc. with a power demand in the range between several 100 kW up to several MW.

In the following it will be elucidated how the above mentioned technical issues TI4 being related to OM2 can be handled in a beneficial manner with the network bridge controller configuration 8000.

TI4: Control of power flow via HVDC power transmission system 170

When in OM2 the wind park 110 is connected to the utility grid 195 only via the HVDC power transmission system 170 the power flow through the HVDC power transmission system 170 is controlled only by means of the network bridge controller configuration 8000 shown in Figure 8. Within each WT 120 the locally derived power reference P_{refWT} respectively P_{*conv} (dependent on prevailing wind conditions and then clamped by a power limit value broadcast from the WPC 118) and the local power feedback P_{fb} are inputs to the PC 5240. An output of the PC 5240 is the PC frequency signal ω_{PC} , which is added to the output of the FC 5260 and to the nominal frequency ω_{Nom} of the AC system 160 in order to give the desired local frequency ω_0 . This desired frequency ω_0 , which is the angular speed respectively the rotational frequency of the rotating dq reference frame with respect to the stationary abc reference frame, is integrated by the theta integrator unit (I0) 5380 in order to give the angle reference θ_0 which is provided to the PWM generator 255. Thus the control action, if the local power feedback P_{fb} within a WT is lower than the

power reference, is to increase (transiently) the local frequency ω_0 . This control action acts to change the local WT power flow into the bus bar 161. The power feedforward voltage signal V_{dpXC} provided by the power FF unit 5220 and the
5 power controller voltage signal V_{dpPC} output of the PC 5240 sum up to give the D axis control voltage demand V_d to the PWM generator 255. This D axis component V_d defines the angle of the modulated PWM voltage with respect to the voltage at the bus bar 161, and hence controls the power flow. When the
10 HVDC diode rectifier 180 is conducting, its power flow is strictly proportional to the AC voltage at the bus bar 161. Thus, when any single WT 120 changes its power flow (by modifying its network bridge output voltage angle as described above), this does not (significantly) change the power flow
15 via the HVDC diode rectifier 180. This does only change the power flow from this particular WT 120 into the AC system 160.

It is mentioned that the AC voltage at the HVDC diode rectifier 180 is the vector sum of the PWM voltages of all WT 120
20 of the wind park 110. Therefore, changing the D axis control voltage V_d within any one WT 120 will have a very small influence on the AC voltage at the input of the HVDC Diode rectifier 180. However, it is the collective action of the voltage that strongly influences the power flow via the HVDC diode rectifier 180. Thus, a change of the D axis control voltage V_d within any one WT 120 yields a power change which will
25 be absorbed by the remaining WT 120 of the wind park 110, which modify their individual power flow in a similar manner as described above (see elucidation of TI1) in order to retain their desired operating point.
30

In order to understand this collective behavior one can consider an example where a number N of WT 120 in a wind park
35 110 are operating at 100% power in a steady state. Then, a first wind turbine WT1 reduces its power to 0% (e.g. the control action of WT1 quickly reduces the power flow from WT1

into the AC system 160 by modifying the network bridge voltage angle θ_0 with respect to the voltage signal at the bus bar 161. This means that transiently a number of $N-1$ WT must provide $100 * N / (N-1) \%$ power. This means that each one of the $N-1$ WT needs to provide more than 100% power. This will appear as a power error within each WT 120 and the power controllers 5240 in all $N-1$ WT 120 act in order to reduce the PC frequency signal ω_{PC} . This will reduce the frequency of the AC system 160. However, since all WT 120 will change their voltage angles θ_d this will not modify the local power flow in the $N-1$ WT 120. However, since the frequency of the AC system 160 has reduced, then via the HVDC PC 5350 performing a DC power control, each WT 120 will reduce its Q axis control voltage V_q for its network bridge PWM generator 255. This combined action of all WT 120 within the wind park 110 has the effect of effectively reducing the voltage at the bus bar 161. Hence, the power flow into the HVDC diode rectifier 180 will be reduced, in this case to $((N-1) / N) * 100\%$ Power. In this way the power balance between the AC system 160 and the HVDC diode rectifier 180 will be restored.

The key point here is that any single WT 120 cannot significantly influence the voltage magnitude of the AC system 160. It is rather the collective action of all WT 120 of the wind park 110 that act to change the voltage of the AC system 160. In this way the power flow via the HVDC diode rectifier 180 can be regulated or controlled.

In this respect it should be noted that the action of the PC 5240 does result in small frequency deviations around the frequency reference ω_{ref} in order to regulate the power flow into the HVDC Diode rectifier 180. This frequency deviation is corrected via the action of the FC 5260. This action will be described below in detail.

35

Descriptive speaking, in the third network bridge controller configuration 8000 the PC 5240 simultaneously acts

(i) to satisfy the local WT power reference P^*_{conv} respectively P_{refWT} by a modification of the local frequency ω_0 (and hence network bridge voltage angle θ_0) and also

(ii) to collectively act with other autonomous WTC 250 in order to modify the magnitude of the voltage of the AC system 160 and hence to control the power flow via the HVDC diode rectifier 180. This gives the power generating and forwarding system 100 which is connected via the HVDC diode rectifier 180 similar properties as a conventional AC system in that too much power production in one part of the system forces the local frequency up and increases the angle with respect to another part of the power system and thus increases the power flow. Here, this characteristic is replicated by linking the voltage magnitude at the AC system 160, whereby this voltage magnitude controls the power flow into the HVDC Diode rectifier 180. The required conditions for the AC power flow are achieved by establishing the correct network bridge voltage angle with respect to the voltage signal at the bus bar 161. The required conditions for balancing the power produced by all the WT 120 of the wind park 110 with the power exported via the HVDC diode rectifier 180 is achieved by establishing the correct AC voltage magnitude of the AC system 160 respectively at the bus bar 161. Thus, there is a relationship between the frequency ω_{PC} and the voltage magnitude of the AC system 160. Any one WT 120 can modify its output voltage vector with respect to the output voltage vectors of other turbines, via the action of the PC 5240 in order to satisfy its local power flow requirements.

Descriptive speaking, if all WT's 120 are trying to "move" their voltage vectors to increase local power flow, then none of the WT's 120 will actually change its power flow, and ω_{PC} will continue to rise. As ω_{PC} continues to rise then this has the effect of increasing the voltage magnitude via the HVDC PC 5350 and hence the power flow via the HVDC diode rectifiers 180 will be increased. If the frequency of the offshore AC system 160 is high then this indicates that the WT's 120 are trying to ship more power into the offshore AC

system 160, and that the HVDC power transmission system 170 is not exporting enough power. This is why the voltage magnitude of the offshore AC system 160 increases via the HVDC PC 5350, to increase the power flow via the HVDC diode rectifiers 180 and, as a consequence, restore the "power balance" between what the WT's 120 want to export to the offshore AC system 160 and what the HVDC diode rectifiers 180 are exporting from the offshore AC system 160 to the HVDC cable 175 and then onwards to the onshore AC power grid 195 via the onshore DC-AC converter. However, again it is only the collective action of all the WT's 120 of the wind park 110 that can raise the aggregate voltage of the offshore AC system 160 and that can hence increase the power flow via the HVDC diode rectifier 180.

The advantage of this scheme is that the control objectives are achieved without the need for a centralized controller. Each WT 120 can act autonomously and does not require any knowledge of the power references or the number of other WT 120 which are in operation.

Figure 9 shows a fourth configuration 9000 of the network bridge controller 5000, wherein there are again illustrated only the activated components respectively blocks of the network bridge controller 5000 which are used in the second operational mode OM2 for solving both above specified TI6 and above specified TI7.

As has already been defined above, in the operational mode OM2 the wind park 110 is connected to the AC power grid 195 only via the HVDC power transmission system 170 and there is no power flow via the umbilical power transmission system 164.

The activated components/blocks of the fourth configuration 9000, required to resolve TI6 and TI7, include the power controller (PC) 5240, the frequency controller (FC) 5260, the HVDC power controller (HVDC PC) 5350 for the HVDC power

transmission system 170, and the theta integrator unit (I0) 5380. Further, according to the embodiment described here also the reactive power droop gain unit (Q Droop) 5160 is active. Furthermore, a Low Pass filter (LPF) 9400 is used.

5

In the following it will be elucidated how the above mentioned technical issues TI6 and TI7 can be handled in a beneficial manner with the network bridge controller configuration 9000. Thereby, the TI6 is related to the operational

10

mode OM2 and OM3.

TI6: Control of voltage of AC system 160

In OM2 and OM3 the voltage of the AC system 160 is controlled in order to regulate the power flow via the HVDC power transmission system 170. Thereby, each WT 120 is attempting to satisfy its own individual power demand P_{conv} respectively P_{refWT} (which is set locally within each WT 120 in order to optimize the energy capture from the prevailing wind at that particular WT 120). Thus, there is again no centralized controller balancing the power flow from the various WT 120 (or the AC system 160) into the HVDC diode rectifier 180. In accordance with the embodiment described here a relationship between the frequency and the voltage of the AC system 160 is created.

15

20

25

If, for example, the frequency of the AC system 160 increases then this indicates that the active power flow into the HVDC diode rectifier 180 from the AC system 160 is less than the WT 120 would collectively like to export. Thus, a greater power flow is required via the HVDC diode rectifier 180, which is why the control action of the controller configuration 8000 is to increase the AC voltage of the AC system 160 via a relationship respectively a link between the PC frequency signal ω_{PC} and the Q axis voltage control signal V_q created by the HVDC PC 5350.

30

35

Conversely, a situation in which the frequency of the AC system 160 is low is indicative for a negative power error (within the PC 5240). In other words, the active power flow into the HVDC diode rectifier 180 from the AC system 160 is greater than the overall power which the plurality of WT 120 would like to export. For each WT 120 the power export is greater than the respective power reference P^*_{conv} respectively P_{refWT} , and thus the power flow via the HVDC diode rectifier 180 needs to be reduced. Hence, the control action within each WT 120 is to reduce the voltage magnitude at the output of the network (DC-AC) bridge 246 via the HVDC PC 5350. It is this coordinated control action by autonomous controllers that is the technical feature that provides the solution in particular to the TI16.

Descriptive speaking, the aggregated AC voltage of the AC system 160 respectively at the bus bar 161 defines the power flow via the HVDC diode rectifier 180. The relationship between the frequency of the AC system 160 and the voltage magnitude V_d (via the HVDC PC 5350) is the mechanism which allows the aggregated voltage of the AC system 160 to be regulated by multiple autonomous controllers 5000 (within each WT 120).

Put in other words, according to the embodiment described here there is a link between the PC 5240 output the PC frequency signal ω_{PC} and the Q axis voltage control signal V_q via the HVDC PC 5350. Further, compared to an increase of the PC frequency signal ω_{PC} within one WT 120 or within a few WT 120 only, the AC system 160 will behave in a different manner if all WT 120 of the wind park 110 are simultaneously trying to increase their PC frequency signal ω_{PC} . Then, the local AC power flow from each WT 120 will not change as the angle of the AC voltage of the AC system 160 changes. This leads to an increase or steady state ω_{PC} term which in turn acts to increase the power flow into the HVDC diode rectifier 180 by increasing the magnitude of the AC voltage of the AC system 160 by means of the HVDC PC 5350.

At this point it is recalled that if in OM3 the umbilical power transmission system 164 is connected, then the frequency reference can be taken from the onshore AC power grid 195. As a consequence, according to the exemplary embodiment described here the frequency controller 5260 shown in Figure 9 is not active, and the controller configuration is as Figure 11.

10 TI7: Sharing reactive power among the wind turbines 120

Although the reactive power sharing between wind turbines is actually important for all operational modes, OM1, OM2, OM3, this reactive power sharing is in particular critical for OM2. In OM2, when the AC system 160 is connected via the HVDC power transmission system 170 only, the reactive power required by the AC system 160 must be balanced among all connected WT 120 because the HVDC power transmission system 170 cannot ship reactive power. In this respect it is noted that the required reactive power depends on the operating point of the AC system 160, on the power flow via the AC system 160, and on the voltage of the AC system 160. The reactive power required by the AC system 160 cannot be independently controlled. It is a function

25 (i) of the reactive power requirements of the HVDC diode rectifier 180, and the series inductive elements in the AC system 160 (e.g. cables, transformers, etc.) and

30 (ii) of the respectively applied voltage which defines the reactive power produced by the cable capacitances and filters.

However from a rating perspective it is desirable to balance the reactive power provided by each WT 120 equally in order

35 (i) to achieve approximately equal lifetime from all the network bridge power hardware components of the various WT 120 and

 (ii) to prevent any WT 120 to become "saturated" and potentially not contributing to the collective control actions.

"Saturated" in this context means that the respective WT 120G is operating at a reactive current limit.

It has to be noted that the reactive power exchanged between the network bridge 246 and the AC system 160 is a function of the difference in the voltage magnitude between the bus bar 161 of the AC system 160 and the network bridge PWM voltage.

In order to achieve this sharing of the total reactive power load, the reactive power droop gain unit 5160 is introduced in the fourth controller configuration 9000. The described reactive power sharing is achieved via a "droop" characteristic. The reactive power feedback Q_{fb} which is fed into the reactive power droop gain unit 5160 and which is derived from the current feedback signals I_a , I_b , I_c and the voltage feedback signals V_a , V_b , V_c causes a reduction to the frequency ω_0 via the ω_Q term. The consequence of this is that the power will be modified as the angle of the network bridge PWM voltage will be modified. Then the PC 5240 will respond by modifying its PC frequency signal ω_{PC} , and crucially via the HVDC PC 5350, the Q axis voltage component V_q , and hence the reactive power from the respective WT 120. This Q droop characteristic achieves acceptable sharing of the reactive power between all the WT 120 operating on this system. In this respect it is mentioned that in a steady state and with no measurement tolerances a perfect sharing of reactive power would be achieved.

The purpose of adding ω_Q to the input of the FC 5260 is to decouple the FC 5260 from this action. Since ω_Q is added to both the input and output of the FC 5260 then the FC 5260 will not respond. This means that in the controller configuration 9000 the FC 5260 is effectively inactive for the purposes of the describing the action of the reactive load sharing feature.

It is pointed out that if the reactive power feedback is not the same on two or more WT 120, then the respective frequency

reference ω_{ref} will also be different on those WT 120. With a non-zero frequency error, the integral term in the FC 5260 will keep on modifying the ω_{FC} term and thus the PC 5240 must modify its PC frequency signal ω_{PC} to maintain a zero power error. When the PC frequency signal ω_{PC} is modified the voltage magnitude on the single WT 120 is modified and thus also the reactive power flow from this WT 120 into at least one of the adjacent WT 120. The control signals can only reach a steady state when the reactive power feedback Q_{fb} is the same on all the connected WT 120 because of the integral action of the FC 5260.

The "reactive power flow sharing" among the connected WT 120, when operating in OM2, is a very important characteristic of the controller configuration 9000. A suitable "reactive power flow sharing" may provide in particular the advantage that the lifetime of the network bridge 246 can be significantly increased.

Descriptive speaking, with the controller configuration 9000 a more uniform voltage of the AC system 160 and thus a proper share of the reactive power load among different WT 120 can be achieved. The change of the frequency of the power output of the network bridge 246 based on a signal ω_Q representing the reactive power flow causes a reaction by the PC 5240 than will attempt to satisfy the local power flow at a modified network bridge AC voltage and angle. This modified AC voltage may result in a power imbalance between the power received by the HVDC diode rectifier 180 and the power produced by the connected WT 120. This will cause the connected plurality of WT 120 to respond by collectively changing their voltage output from the respective network bridge 246. In this respect it has to be recalled that the "reactive power sharing" is achieved by minimizing, across the wind park 110, the differences between the voltage magnitude's at the outputs of the respective network bridges 246. This control exploits the fact that any single WT 120 can take a control action locally

that will provoke a collective response from all other connected WT 120. This has the effect that the voltage magnitudes of the network bridges tend to converge and minimize the respective differences between difference WT 120. As a
5 consequence, the connected WT 120 of the wind park 110 act to share the total reactive power load.

Figure 10 shows a fifth configuration 10000 of the network bridge controller 5000, wherein there are again illustrated
10 only those activated components respectively blocks of the network bridge controller 5000 which are used for the second operational mode OM2 in order to solve above specified TI9.

As has already been defined above, in the second operational
15 mode OM2 the wind park 110 is connected to the AC power grid 195 only via the HVDC power transmission system 170.

The activated components/blocks of the fifth configuration 10000, required to resolve TI9, include the power controller
20 (PC) 5240, the frequency controller (FC) 5260, the HVDC power controller (HVDC PC) 5350, and the theta integrator unit (I θ) 5380 and the low pass filter (LPF) 8400.

In the following it will be elucidated how the above mentioned technical issues TI9 can be handled in a beneficial
25 manner with the network bridge controller configuration 10000. Thereby, this TI9 is related to the second operational mode OM2 of the power generating and forwarding system 100.

30 TI9: Frequency Control of the AC system 160

Since in OM2 the umbilical power transmission system 164 is deactivated, there is no possibility to use the frequency of
35 the AC utility grid 195 as a reference frequency for the AC system 160.

According to the embodiment described here the presence of the FC 5260 is the main reason for enabling a reliable control of the frequency of the AC system 160. However, as can be seen from Figure 10, in order to control the power flow, the reactive power balance, and the voltage of the AC system 160, there are various other controllers which make a contribution to the control signal ω_0 . These controllers all provide small components which are added to the nominal or desired frequency ω_{Nom} of the AC system 160. It is the task of the "slow" acting respectively "low bandwidth" (as compared to the PC 5240 controller) FC 5260 to return the steady state frequency to the desired frequency ω_{ref} while having only a minimal influence on the other controllers (hence why this is a "slow" acting controller).

According to the embodiment described here the FC 5260 consists of a PI controller which has a first input of ω_{ref} (broadcast from the WPC 118 via the respective WTC 250 to all the WT 120 and filtered by the LPF 8400). Alternatively, a local constant value can be fed into the FC 5260. A second input for the FC 5260 is the actual frequency ω_0 , which is the angular speed respectively the rotational frequency of the rotating dq reference frame with respect to the stationary abc reference frame. Since the signal ω_0 depends on the output ω_{FC} of the FC 5260, the signal ω_0 can be considered as to be a feedback signal of and for the FC 5260. As can be seen from Figure 10, this frequency ω_{FC} is summed together with the frequency signals (i) ω_{Nom} , (ii) ω_Q and (iii) ω_{PC} provided by the PC 5240 in order to create ω_0 . In this case this frequency ω_0 is the local "total" frequency reference to the theta integrator unit (I0) 5380. The purpose of the FC 5260 is to modify the frequency controller frequency signal ω_{FC} in such a way that ω_0 is equal to the desired frequency ω_{ref} . The frequency signal ω_0 is used by the theta integrator unit (I0) 5380 in order to generate the angle reference with respect to the PWM generator 255.

The FC 5260 has a simultaneous action within all connected WT 120 of the wind park 110 (as the frequency of the AC system 160 is common to all WT 120) and therefore will not act to change the steady state AC power flow between each individual
 5 WT 120 and the AC bus bar 161 of the AC system 160. This means that the PC 5240 will not act to modify its PC frequency signal ω_{PC} and thus the voltage magnitude at the bus bar 262 will remain constant to retain the required power flow via the HVDC diode rectifier 180.

10

At this point it is mentioned that in reality there will be a secondary effect where small deviations in frequency act to influence the voltage drop across inductive components such as transformers, cable series impedance and line reactors
 15 within the wind park 110. This will have an influence on the power flow, so the PC 5240 will have to make secondary order corrections for this case.

20

The described controller configuration 10000 allows in an advantageous manner for an optimization of the design of the AC electrical components within the AC system 160 and the wind park 110 by minimizing a steady state frequency deviation. The FC 5260 of the connected WT 120 act in combination with the respective PC 5240 and the HVDC PC 5350 in order to ensure that the frequency reference ω_{ref} is achieved. Again,
 25 also the controller configuration 10000 exhibits the characteristic according to which the controller 5000 can act autonomously but in a synchronous manner across all connected WT 120, in combination with a local PC 5240, in order to regulate the frequency of the AC system 160. This gives a steady
 30 state "decoupling" between the wind park power balance and the local WT power balance.

35

Figure 11 shows a sixth configuration 11000 of the network bridge controller 5000, wherein there are illustrated the activated components respectively blocks of the network bridge controller 5000 which in the third operational mode OM3 of

the power generating and forwarding system 100 are used to solve above specified TI5.

5 In the operational mode OM3 the wind park 110 is connected to the AC power grid 195 via both the HVDC power transmission system 170 and umbilical power transmission system 164.

10 The activated components/blocks in the sixth configuration 11000, required to resolve TI5, include the power controller (PC) 5240, the power feedforward (FF) unit 5220, the HVDC power controller (HVDC PC) 5350 for the HVDC power transmission system 170, the theta integrator unit (I θ) 5380, and the power controller (PC umb) 5280 for the umbilical power transmission system 164. Compared to the third network bridge controller configuration 8000 described above, the FC 5260 is
15 replaced by the PC umb 5280 and apart from receiving accordingly different input signals an additional control line extends between the output of the PC umb 5280 and an additional summation unit providing the network bridge voltage angle θ_0 .

20

TI5: Control of total power flow via
umbilical power transmission system 164

25 In this respect it is mentioned that in OM3 the total power flow via the umbilical power transmission system 164 should ideally be controlled to zero when the power produced by the wind park 110 exceeds a first threshold (threshold1) and is sufficient to operate the HVDC diode rectifiers 180. When the power produced by the wind park 110 exceeds a second threshold (threshold2) then the umbilical AC cable 165 is disconnected, and the system is operated in OM2. Descriptive speaking, in order to avoid a "chattering" between different operational modes, some hysteresis is provided between the
30 thresholds.

35

When operating with both the HVDC power transmission system 170 and the AC auxiliary power transmission system 164 the power flow via the umbilical AC cable 165 is controlled by

the addition of the umbilical power controller (PC umb) 5280. By contrast to the third controller configuration 8000 being used in OM2 for solving TI4 here the FC 5260 is disabled as it is the (onshore) AC power grid 195 that defines the system
 5 frequency.

The power flow through the umbilical AC cable 165 is controlled by the voltage angle across the umbilical AC cable 165. The PC umb 5280, which is a relatively "slow" respec-
 10 tively "low bandwidth" controller compared to the PC 5240, receives an umbilical power reference P_{umb}^* and a power feedback signal P_{umbfb} indicating the actual power flow via the umbilical AC cable 165. According to the embodiment described here the power feedback signal P_{umbfb} is broadcasted from the
 15 WPC 118 to all WT 120 (see Figure 1). The output of the PC umb 5280, within each autonomous WT 120, will output the same frequency ω_{uPC} (offset), and thus the theta integrator unit (I0) 5380 will change the network bridge voltage angle θ_0 in all WT 120 of the wind park 110 by the same amount.
 20 This will thus have the effect of changing the voltage angle at the bus bar 161 with respect to the voltage angle of the utility grid 195 and hence regulate the power flow via the umbilical AC cable 165, but will not alter the power flow from any individual WT 120 into the AC system 160.

25

Descriptive speaking, the combination of

- (i) the PC 5240 acting to satisfy the local power demand P^*_{conv} respectively P_{prefWT} of the WT 120 and
- (ii) the PC umb 5280

30 allows in a beneficial and reliable manner to realize an appropriate control of the total power flow via the umbilical power transmission system 164. Thereby, the PC umb 5280 modifies the angle of the voltage of the AC system 160 respectively the bus bar 161 with respect to the AC voltage angle
 35 of the utility grid 195 by adding an identical ω_{uPC} component to all WT 120 of the wind park 110. As the PC umb 5280 acts to regulate the power flow via the umbilical AC cable 165 the PC 5240 acts to achieve a power balance between the

power produced by all WT 120 and the power flowing via the HVDC power transmission system 170. Thereby, the whole power generating and forwarding system 100 can achieve a steady state and satisfy the control objectives of a proper operating point (i.e. the power references of both the WT's 120 and the umbilical power transmission system 164) unless both controllers PC umb 5280 and PC 5240 act simultaneously. It is noted that although the PC umb 5280 and the PC 5240 act independently, they will act simultaneously in order to achieve the mentioned control objectives. This "local" and "collective" action is basically achieved by means of the difference in the relative "response time" respectively the "bandwidth" of the PC 5240 and the PC umb 5280.

In order to summarize the various controller configuration 6000, 7000, 8000, 9000, 1000, 11000 one can state that the network bridge controller 5000 allows to accomplish a control algorithm which allows each WT 120 to act in such a way as to try and balance the power flow between the connected WT 120 of the wind park 110 and the HVDC diode rectifier 180. This is different to a known wind turbine current control algorithm in that according to the embodiment described here the control of the network bridge current I_a , I_b , I_c is a much higher bandwidth algorithm and therefore will tend to resist a bi-directional power flow within the network bridge 246. The algorithm presented here effectively permits this behavior and thus enables the connected WT 120 to share the "provision of a dynamic response" when operating either via the umbilical power transmission system 164 (OM1) or via the HVDC power transmission system 170 (OM2) or both (OM3). Since the umbilical power transmission system 164 is a comparatively weak AC system there is no "strong" voltage source electrically "close" with which to provide this dynamic response, and thus the WT's 120 must act in such a manner. Such a dynamic response is a requirement for a power transmission based on a HVDC diode rectifier scheme because there is no other bi-directional dynamic energy storage available. When the AC system is connected to the utility grid 195 via the

umbilical power transmission system 164, the algorithm described here reduces the "dynamic load" requirements on the respective AC connection, by sharing this "dynamic load" within the wind park 110. The described algorithm does permit
5 a dynamic bi-directional energy exchange with the WT 120, and acts to balance the power flow between the offshore windfarm 110 and the HVDC power transmission system 170, and control the power flow via the umbilical AC cable 165.

10 In this respect it is mentioned that the use of the power feedforward (FF) unit 5220 in the controller configuration 6000, 7000, and 8000 will extend the bandwidth of this dynamic energy exchange, and will not limit the bandwidth to a bandwidth of the generator bridge controller 252 controlling
15 the operation of the generator bridge 252.

It should be noted that the term "comprising" does not exclude other elements or steps and the use of articles "a" or "an" does not exclude a plurality. Also elements described in
20 association with different embodiments may be combined. It should also be noted that reference signs in the claims should not be construed as limiting the scope of the claims.

List of reference signs:

	100	power generating and forwarding system
	110	wind park
5	112	bus bar
	114	circuit breaker
	118	wind park controller (WPC) / High Performance Park Pilot (HPPP) controller
	120	wind turbines (WT)
10	160	offshore AC system
	161	bus bar
	162	power switch
	163	power switch
	164	AC auxiliary power transmission system / umbili-
15		cal power transmission system
	165	AC auxiliary power transmission line / umbilical AC cable
	166	power measurement device
	167	three phase umbilical power transformer
20	168	power switch
	170	HVDC power transmission system
	172	diode rectifier power module
	174	three phase transformer
	175	HVDC power transmission cable
25	176	(onshore) DC-AC converter
	178	transformer
	179	power switch
	180	three phase rectifier / HVDC diode rectifier
	195	AC power grid / utility grid
30	Udc	HVDC voltage
	222	wind rotor
	224	rotor blade
	226	rotor blade adjustment system / pitch adjustment
35		system
	228	drive shaft
	230	electric generator
	232	generator rotor

	234	stator
	240	power converter
	242	generator (AC-DC) bridge
	244	DC link
5	246	network (DC-AC) bridge
	247	line reactor
	248	wind Turbine (step-up) transformer
	249	PWM filter
	250	wind turbine controller (WTC)
10	251	PWM generator
	252	generator bridge controller
	254	pitch controller (portion)
	255	PWM generator
	256	network bridge controller
15	PrefWT	power reference signal (from WTC)
	Ia, Ib, Ic	current feedback signals
	Va, Vb, Vc	voltage feedback signals
	Vd, Vq	voltage control signals for PWM generator in ro-
20		tating dq reference frame
	θ_0	actual rotating angle of the rotating dq refer-
		ence frame with respect to the stationary abc
		reference frame / network bridge voltage angle
25	θ_d	power angle
	V _{pwm}	three phase modulated voltage
	482	power diodes
30	5000/256	network bridge controller
	5100	voltage, current and/or power feedback unit
	5130	power reference selection block
	5160	reactive power droop gain unit (Q Droop)
	5200	voltage controller
35	5220	power feedforward (FF) unit
	5240	power controller (PC)
	5260	frequency controller (FC)
	5280	umbilical power controller (PC umb)

5320	frequency droop gain unit (F Droop)
5350	HVDC power controller (HVDC PC) for HVDC power transmission system 170
5380	theta integrator unit (I θ)
5	
ω_0	angular speed / rotational frequency of rotating dq reference frame
Vfb	magnitude of feedback voltage
Pfb	active power feedback signal
10 Qfb	reactive power feedback signal
Idpfb	current feedback signal
Iqpfb	current feedback signal
PrefWT	power reference signal from wind turbine controller 250
15 PrefVdcCtrl	power reference signal from a DC link voltage controller
P*conv	modified power reference signal
ω_Q	frequency modification signal
ω_{ref}	frequency reference signal
20 V*	reference voltage signal / set point voltage
Vfdroop	frequency droop voltage signal
Vqpac	voltage controller (VC) signal
Vqpdc	HVDC PC signal
VdpXC	power feedforward voltage signal
25 ω_{PC}	power controller (PC) frequency signal
VdpPC	power controller (PC) voltage signal
ω_{FC}	frequency controller (FC) frequency signal
Pumb*	power reference signal for umbilical power transmission system 164
30 Pumbfb	power feedback signal for umbilical power transmission system 164
ω_{uPC}	frequency signal being indicative for actual power offset of umbilical power transmission system 164
35 θ_{uPC}	umbilical power angle signal
ω_{Nom}	nominal / desired frequency of AC system 160
Vnom	nominal / desired voltage of AC system 160

6000	first configuration of network bridge controller
5000	
7000	second configuration of network bridge controller
5	5000
8000	third configuration of network bridge controller
5000	
9000	fourth configuration of network bridge controller
5000	
10	9400 low pass filter (LPF)
10000	fifth configuration of network bridge controller
5000	
11000	sixth configuration of network bridge controller
5000	
15	
Vumb	voltage power signal at umbilical AC cable 165
Vbb	voltage power signal at bus bar
$\beta 1$	bus bar angle at $t = T1$
$\beta 2$	bus bar angle at $t = T2$
20	

CLAIMS

1. A method for controlling the operation of a wind turbine (120),
- 5 wherein the wind turbine (120) comprises (i) a mechanical drive train (222, 228), (ii) an electric generator (230) being mechanically connected to the drive train (111, 228), and (iii) a power converter (240) being electrically connected to the generator (230),
- 10 wherein the wind turbine (120) forms a part of a wind park (110) which is connectable to a utility grid (195) (i) via a HVDC power transmission system (170) and/or (ii) via an AC auxiliary power transmission system (164), and wherein the wind park (110) is in a first operational mode in
- 15 which the wind park (110) is connected to the utility grid (195) solely via the AC auxiliary power transmission system (164), the method comprising
- receiving, by means of a power controller (5240), an active power reference signal (P^*_{conv} , P_{refWT}) being indicative for the active power which is supposed to be generated by the wind turbine (120) and
- 20 an active power feedback signal (P_{fb}) being indicative for the active power which is actually generated by the wind turbine (120);
- 25 determining, by means of the power controller (5240) and based on the active power reference signal (P^*_{conv} , P_{refWT}) and on the active power feedback signal (P_{fb}), a first voltage control signal (V_d) and a power controller frequency signal (ω_{PC});
- 30 determining, by means of a frequency droop gain unit (5320) and based on the power controller frequency signal (ω_{PC}), a second voltage control signal (V_q);
- determining, by means of a theta integrator unit (5380) and based on the power controller frequency signal (ω_{PC}), an
- 35 actual angle signal (θ_0) being indicative for an actual angle between a rotating dq reference frame and a stationary abc reference frame; and

controlling the operation of a network bridge (246) of the power converter (240) based on the first voltage control signal (V_d), the second voltage control signal (V_q), and the actual angle signal (θ_0).

5

2. The method as set forth in the preceding claim, further comprising

receiving, by means of a voltage controller (5200), a reference voltage signal (V^*) being indicative for an AC voltage (V_a , V_b , V_c) which is supposed to be provided by the network bridge (246) and
a magnitude ($|V_{fb}|$) of a feedback voltage being indicative for the AC voltage (V_a , V_b , V_c) which is actually provided by the network bridge (246); and

10

determining, by means of the voltage controller (5200) and based on the magnitude ($|V_{fb}|$) and on the reference voltage signal (V^*), a voltage controller signal (V_{qpac}); wherein the second voltage control signal (V_q) is further determined based on the voltage controller signal (V_{qpac}).

15

3. The method as set forth in the preceding claim, wherein the reference voltage signal comprises two components, a first component (V^*) and a second component (V_{fdroop}), wherein

20

the first component (V^*) is provided by a wind turbine controller (250) and the second component is derived from the power controller frequency signal (ω_{PC}), and the second component (V_{fdroop}) is provided by the frequency droop gain unit (5320).

25

4. The method as set forth in any one of the two preceding claims, wherein

30

the second voltage control signal (V_q) is given by the sum of a frequency droop voltage signal (V_{fdroop}) provided by the frequency droop gain unit (5320) and
the voltage controller signal (V_{qpac}).

35

5. The method as set forth in any one of the preceding claims, wherein

the actual angle signal (θ) further depends on a frequency reference signal (ω_{Nom}) being indicative for the nominal

5 frequency of an AC system (160) which collects AC power generated by the wind turbine (120) and by other wind turbines (120) of the wind park (110).

6. The method as set forth in the preceding claim, wherein

10 the theta integrator unit (5380) receives an input signal which comprises the sum of

the power controller frequency signal (ω_{PC}) and the frequency reference signal (ω_{Nom}).

15 7. The method as set forth in the preceding claim, wherein the input signal for the theta integrator unit (5380) comprises the sum of

the power controller frequency signal (ω_{PC}),

the frequency reference signal (ω_{Nom}), and

20 a frequency modification signal (ω_Q), wherein the frequency modification signal (ω_Q) is based on an reactive power feedback signal (Q_{fb}).

8. The method as set forth in any one of the preceding

25 claims, further comprising

receiving, by means of a power feedforward unit (5220), the active power reference signal (P^*_{conv} , P_{refWT}); and

generating, by means of the power feedforward unit (5220), a power feedforward voltage signal (V_{dpXC});

30 wherein the first voltage control signal (V_d) is further determined based on the power feedforward voltage signal (V_{dpXC}).

9. The method as set forth in the preceding claim, wherein

35 the first voltage control signal (V_d) is given by the sum of an output signal of the power controller (5240), which output signal is associated with the first voltage control signal

(Vd), and

the power feedforward voltage signal (VdpXC).

10. A network bridge controller (256, 5000) for controlling
5 the operation of a network bridge (246) of a power converter
(240) of a wind turbine (120), wherein the network bridge
controller (256, 5000) is capable of adopting a configuration
(6000, 7000) having in an activated state

a power controller (5240),

10 a theta integrator unit (5380), and

a frequency droop gain unit (5320),

wherein the network bridge controller (256, 5000) is config-
ured for performing an operational control of the wind tur-
bine (120) by carrying out the method as set forth in any one
15 of the preceding claims.

11. The network bridge controller (256, 5000) as set forth in
the preceding claim, further comprising

a voltage controller (5200) for

20 receiving (i) a reference voltage signal (V^*) being indica-
tive for an AC voltage (V_a , V_b , V_c) which is supposed to be
provided by the network bridge (246) and (ii) a magnitude

($|V_{fb}|$) of a feedback voltage being indicative for the AC
voltage (V_a , V_b , V_c) which is actually provided by the net-
25 work bridge (246) and for

determining a voltage controller signal (V_{qpac}) based on the
magnitude ($|V_{fb}|$) and on the reference voltage signal (V^*);
wherein the second voltage control signal (V_q) is further de-
termined based on the voltage controller signal (V_{qpac}).

30

12. A wind turbine (120) comprising

a mechanical drive train (222, 228) having a wind rotor
(222) with at least two rotor blades (224);

35 an electric generator (230) being mechanically connected
to the drive train (222, 228);

a power converter (240) being electrically connected to
the generator (230), wherein the power converter (240) com-
prises

(i) an AC-DC generator bridge (242) for rectifying an AC power input provided by the generator (230),
(ii) a direct current link (244) receiving the rectified an AC power input, and

5 (iii) a DC-AC network bridge (246) which converts a DC power of the DC link (244) into an AC power output; and

a network bridge controller (256, 5000) as set forth in any one of the two preceding claims.

10 13. A power generating and forwarding system (100) comprising a wind park (110) comprising a plurality of wind turbines (120);

an AC system (160) for collecting the AC power being generated by the plurality of wind turbines (120);

15 a HVDC power transmission system (170) being connectable to the AC system (160) and/or to a utility grid (195) for transferring DC power from the AC system (160) to the utility grid (195), wherein the HVDC power transmission system (170) comprises a HVDC diode rectifier (180), a HVDC power transmission cable (175), and a DC-AC converter (176);

20 an AC auxiliary power transmission system (170) being connectable to the AC system (160) and/or to the utility grid (195) for transferring AC power between the utility grid (195) and the AC system (160) and in particular from the
25 utility grid (195) to the AC system (160);
wherein at least some of the wind turbines are a wind turbine as set forth in the preceding claim.

14. A computer program for controlling the operation of a
30 wind turbine (120), the computer program, when being executed by a data processor and in particular by a data processor of a wind turbine controller (250) and/or of a network bridge controller (256, 5000), is adapted for controlling and/or for carrying out the method as set forth in any one of the claims
35 1 to 8.

ABSTRACT

Operating a wind turbine being connected to a utility grid
solely via an umbilical AC cable with a network bridge con-
5 troller performing a power and a voltage control

It is described a method for controlling the operation of a
wind turbine (120). The method comprises (a) receiving, by
means of a power controller (5240), an active power reference
10 signal (P^*_{conv} , P_{refWT}) being indicative for the active power
which is supposed to be generated by the wind turbine (120)
and an active power feedback signal (P_{fb}) being indicative
for the active power which is actually generated by the wind
turbine (120); (b) determining, by means of the power con-
15 troller (5240) and based on the active power reference signal
(P^*_{conv} , P_{refWT}) and on the active power feedback signal
(P_{fb}), a first voltage control signal (V_d) and a power con-
troller frequency signal (ω_{PC}); (c) determining, by means of
a frequency droop gain unit (5320) and based on the power
20 controller frequency signal (ω_{PC}), a second voltage control
signal (V_q); (d) determining, by means of a theta integrator
unit (5380) and based on the power controller frequency sig-
nal (ω_{PC}), an actual angle signal (θ_0) being indicative for
an actual angle between a rotating dq reference frame and a
25 stationary abc reference frame; and (e) controlling the oper-
ation of a network bridge (246) based on the first voltage
control signal (V_d), the second voltage control signal (V_q),
and the actual angle signal (θ_0). It is further described a
network bridge controller, a wind turbine, a power generating
30 and forwarding system, and a computer program which are all
capable of carrying out or controlling the described control
method.

35 (Figure 6)



FIG 6

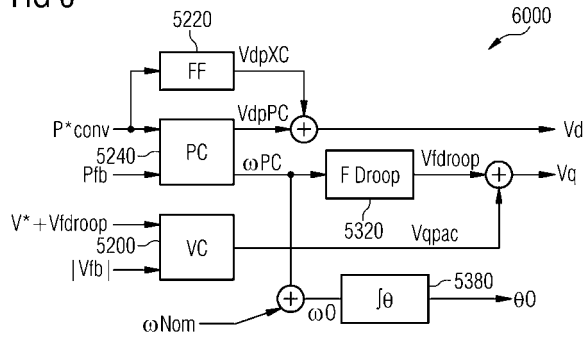


FIG 8

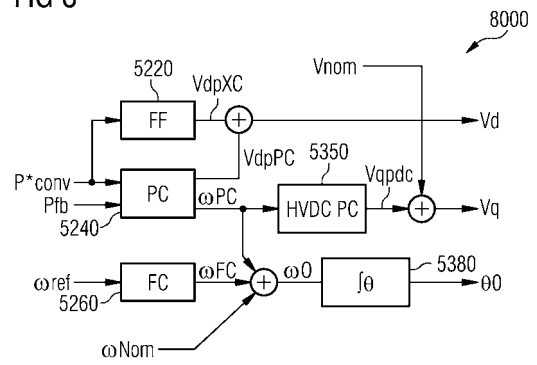


FIG 7

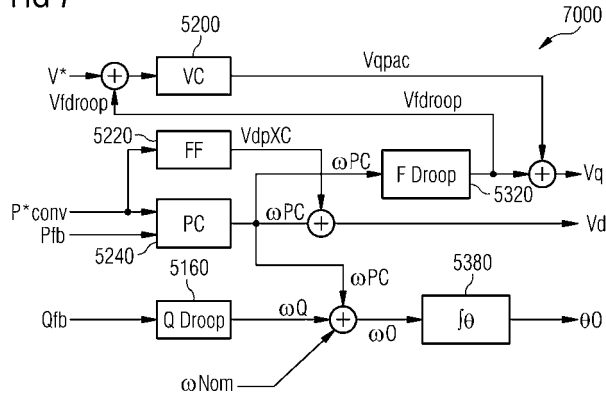


FIG 9

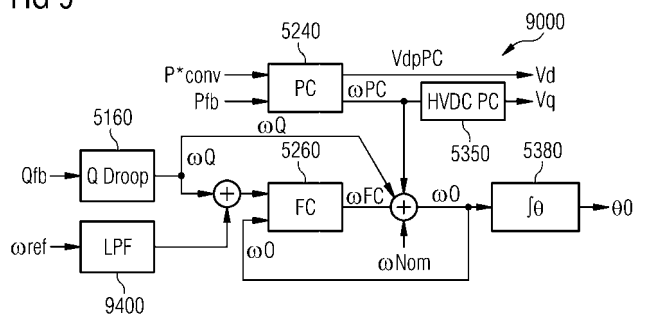


FIG 10

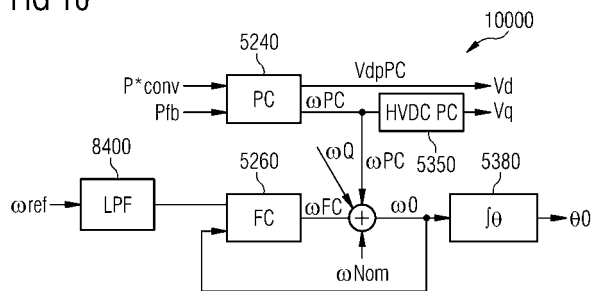


FIG 12

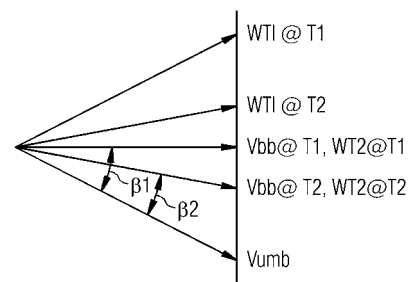


FIG 11

