

(19) 日本国特許庁(JP)

(12) 特許公報(B1)

(11) 特許番号

特許第5719081号
(P5719081)

(45) 発行日 平成27年5月13日(2015.5.13)

(24) 登録日 平成27年3月27日(2015.3.27)

(51) Int.Cl. F 1
H02J 3/16 (2006.01) H02J 3/16

請求項の数 9 (全 15 頁)

| | | | |
|--------------|------------------------------|-----------|--|
| (21) 出願番号 | 特願2014-257483 (P2014-257483) | (73) 特許権者 | 507263715 |
| (22) 出願日 | 平成26年12月19日(2014.12.19) | | 全北大学校 産学協力▲団▼ |
| 審査請求日 | 平成26年12月19日(2014.12.19) | | 大韓民国 全羅北道 全州市 徳津區 徳津洞 1-街 664-14 |
| (31) 優先権主張番号 | 10-2014-0061454 | (74) 代理人 | 110000051 |
| (32) 優先日 | 平成26年5月22日(2014.5.22) | | 特許業務法人共生国際特許事務所 |
| (33) 優先権主張国 | 韓国 (KR) | (72) 発明者 | ガン・ヨンチョル |
| 早期審査対象出願 | | | 大韓民国 全羅北道 全州市 徳津區 湖城路132、107棟1206号 |
| | | (72) 発明者 | キム・ジンホ |
| | | | 大韓民国 全羅北道 全州市 徳津區 ベッセ大路567、工科大学7号館306号 |
| | | (72) 発明者 | パク・ゴン |
| | | | 大韓民国 全羅北道 全州市 徳津區 ベッセ大路567、工科大学7号館306号 |
| | | | 最終頁に続く |

(54) 【発明の名称】 風力発電団地の系統連系点電圧の制御システム及び方法

(57) 【特許請求の範囲】

【請求項1】

複数の風力発電機を有する風力発電団地の系統連携点電圧を制御する方法において、
 発電団地制御装置の第1の演算部が、連携点基準電圧値 (u_{ref}) と実際の連携点電圧値 (u_{pcc}) との間の差分である第1の電圧誤差値を計算するステップと、
 発電団地制御装置の第1の制御部が、前記第1の電圧誤差値に基づいて補償基準電圧値を算出するステップと、
 風力発電機の制御装置の第2の演算部が、発電機の基準電圧値及び前記補償基準電圧値の和から風力発電機の出力端の電圧値を差し引いて第2の電圧誤差値を算出するステップと、
 風力発電機の制御装置の補償制御部が、前記第2の電圧誤差値に対応する無効電力の補償値を算出するステップと、
 風力発電機の制御装置の第3の演算部が、前記無効電力の補償値から風力発電機の現在の無効電力値を差し引いて無効電力の誤差値を算出するステップと、
 風力発電機の制御装置の第2の制御部が、前記無効電力の誤差値に基づいて無効電流の補償値を算出するステップと、
 風力発電機のコンバーターが、前記無効電流の補償値に対応する無効電流を系統側に注入するステップと、
 を含むことを特徴とする風力発電団地の系統連系点電圧の制御方法。

【請求項2】

前記無効電流の補償値を算出するステップにおいては、
前記無効電力の誤差値を風力発電機の出力端の電圧値で除算することを特徴とする請求項
1に記載の風力発電団地の系統連系点電圧の制御方法。

【請求項3】

前記風力発電機の制御装置は、
複数の風力発電機ごとに別設されることを特徴とする請求項1に記載の風力発電団地の系
統連系点電圧の制御方法。

【請求項4】

前記無効電力の補償値を算出するステップは、
前記風力発電機から前記系統側に注入される有効電力の値を測定するステップと、
前記風力発電機に対して予め格納された有効電力 - 無効電力のダイアグラムから、前記測
定された有効電力値に対応する可用の無効電力の最大値及び可用の無効電力の最小値を取
得するステップと、
前記可用の無効電力の最大値及び可用の無効電力の最小値を下記の数式1に代入して変換
利得を算出するステップと、
前記第2の電圧誤差値に前記変換利得を乗算して前記無効電力の補償値を算出するステッ
プと、
を含むことを特徴とする請求項1に記載の風力発電団地の系統連系点電圧の制御方法。

[数1]

$$k_{Q_i} = (Q^{WGi}_{max} - Q^{WGi}_{min}) / w$$

(式中、 k_{Q_i} は変換利得を示し、 Q^{WGi}_{max} は可用の無効電力の最大値を示し、 Q^{WGi}_{min} は可用の無効電力の最小値を示し、 i は各風力発電機の番号を示し、 w は第
1の電圧誤差値に対して予め設定された許容範囲を示す。)

【請求項5】

前記風力発電機は、
二重励磁誘導発電機(DFIG)であることを特徴とする請求項1に記載の風力発電団地
の系統連系点電圧の制御方法。

【請求項6】

前記風力発電機は、
永久磁石同期発電機であることを特徴とする請求項1に記載の風力発電団地の系統連系点
電圧の制御方法。

【請求項7】

連携点基準電圧値(u_{ref})と実際の連携点電圧値(u_{pcc})との間の差分である第
1の電圧誤差値を計算し、前記第1の電圧誤差値に基づいて補償基準電圧値を算出する風
力発電団地の制御装置と、
風力発電機の基準電圧値及び前記補償基準電圧値の和から風力発電機の出力端の電圧値を
差し引いて第2の電圧誤差値を算出し、前記第2の電圧誤差値に対応する無効電力の補償
値を算出し、前記無効電力の補償値から風力発電機の現在の無効電力値を差し引いて無効
電力の誤差値を算出し、前記無効電力の誤差値に基づいて無効電流の補償値を算出する複
数の風力発電機の制御装置と、
前記無効電流の補償値に対応する無効電流を系統側に注入する複数の風力発電機と、
を備え、
前記複数の風力発電機の制御装置は、前記複数の風力発電機と一対一で接続されて各風力
発電機をそれぞれ別々に制御することを特徴とする風力発電団地の系統連系点電圧の制御
システム。

【請求項8】

前記各風力発電機の制御装置は、
前記系統側に注入される有効電力の値を測定し、予め格納された有効電力 - 無効電力のダ

10

20

30

40

50

イアグラムから前記測定された有効電力値に対応する可用の無効電力の最大値及び可用の無効電力の最小値を取得し、前記可用の無効電力の最大値及び可用の無効電力の最小値を下記の数式 1 に代入して変換利得を算出し、前記第 2 の電圧誤差値に前記変換利得を乗算して前記無効電力の補償値を算出することを特徴とする請求項 7 に記載の風力発電団地の系統連系点電圧の制御システム。

[数 1]

$$k_{Q_i} = (Q^{W G i}_{m a x} - Q^{W G i}_{m i n}) / w$$

(式中、 k_{Q_i} は変換利得を示し、 $Q^{W G i}_{m a x}$ は可用の無効電力の最大値を示し、 $Q^{W G i}_{m i n}$ は可用の無効電力の最小値を示し、 i は各風力発電機の番号を示し、 w は第 1 の電圧誤差値に対して予め設定された許容範囲を示す。)

10

【請求項 9】

前記各風力発電機は、風環境に応じて他の風力発電機とは異なる有効電力を系統側に注入し、

前記風力発電機の制御装置は、一対一で接続された風力発電機の有効電力値に基づいて、他の風力発電機の制御装置とは異なる無効電力の補償値を算出することを特徴とする請求項 8 に記載の風力発電団地の系統連系点電圧の制御システム。

【発明の詳細な説明】

20

【技術分野】

【0001】

本発明は、風力発電団地 (Wind Power Plant、WPP) の系統連系点 (Point of Common Coupling、PCC) 電圧を維持するための制御方法に係り、さらに詳しくは、系統連系点近くの母線において電圧降下などの外乱が発生する場合、電圧の修復に必要な無効電力量を各風力発電機別に使用可能なく (以下、「可用の」という) 無効電力量に比例するようにその無効電力量の一部を供給することにより、系統連系点電圧を速やかに修復する方法に関する。

【背景技術】

【0002】

30

電力系統が安定的な運営を持続するためには、系統に負荷変動などの相対的に小さな外乱が発生したときに、系統の母線の電圧は許容範囲内に維持されなければならない。また、電力系統の短絡事故などの相対的に大きな外乱が発生したときに、系統の母線の電圧は、事故が持続する間はもちろん、事故が除去された後にも許容範囲内に速やかに修復されなければならない。外乱により系統の母線の電圧が許容範囲を外れた場合に、当該母線の近くに配設される無効電力の補償装置又は同期発電機による無効電力の補償を通じて当該母線の電圧は許容範囲内に維持される。風力エネルギーの収容率が高い電力系統の場合、電力系統に電圧降下を招く外乱が発生したときに、風力発電団地内の風力発電機は系統と連係される個所の電圧を定格電圧に修復するために、系統連系点に無効電力を供給可能な能力を備える必要がある。

40

【0003】

現在、主として風力発電用に使用される可変速度の風力発電機はコンバーターを備えており、系統の事情に応じて、無効電力を供給又は消費する無効電力発生源として利用可能である。二重励磁誘導発電機 (Doubly - Fed Induction Generator) はコンバーターを備える。

図 1 を参照すると、二重励磁誘導発電機 (DFIG) は、ローター側のコンバーター (Rotor Side Converter、RSC) 及び系統側のコンバーター (Grid Side Converter、GSC) を備える。

【0004】

ローター側のコンバーター (RSC) は、固定子巻線 (stator winding)

50

の有効電力及び無効電力を制御し、固定子の有効電力を最大化させるために、最大出力追従制御 (maximum power point tracking、MPPT) を行い、固定子ターミナルの電圧を定格電圧に維持し、且つ系統側に無効電力を注入する電圧の制御機能を行う。一方、系統側のコンバーター (GSC) は、DCリンク電圧を一定に維持し、系統事故が発生したときに電圧を修復するために系統側に無効電力を注入する。なお、二重励磁誘導発電機 (DFIG) は、系統事故により発生する過電流から二重励磁誘導発電機 (DFIG) のコンバーターを保護するために、抵抗を用いて回転子巻線 (rotor windings) を短絡させるクローバー (crow bar) をさらに備える。

【0005】

図2は、第1の従来技術による電圧の制御方法を概略的に示すものである。図2の(a)を参照すると、風力発電団地の制御装置 (WPP controller) は、比例積分制御器 (PI controller) を用いて、系統連系点 (PCC) において測定された電圧 u_{pcc} と連携点基準電圧 u_{ref} との間の差分、即ち、電圧誤差 (voltage error) u を無効電力の補償値 Q_{ref} に変換した後、風力発電団地内の各風力発電機 WG_i に下記の数式2を用いて異なる重み付け値 (P_{avg} / P^{WG_i}) を乗算した無効電力設定値 $Q^{WG_i}_{ref}$ を算出する。

【0006】

[数2]

$$Q^{WG_i}_{ref} = (P_{avg} / P^{WG_i}) \times Q_{ref}$$

【0007】

ここで、 i は風力発電団地内の各風力発電機の順番を示し、 P_{avg} は風力発電団地内の全ての風力発電機に対する平均有効電力を示し、 P^{WG_i} は i 番目の風力発電機 WG_i の有効電力出力を示す。図2の(b)を参照すると、風力発電機の制御装置 (WG controller) は、風力発電団地の制御装置から受信される前記無効電力設定値 $Q^{WG_i}_{ref}$ に基づいて最終的に無効電流 I_{dr_ref} を出力する。しかしながら、図2に示す第1の従来技術による電圧制御方法を活用する場合、系統連系点 PCC の電圧 u_{pcc} を基準電圧 u_{ref} に速やかに修復できるというメリットがあるが、高い重み付け値が乗算される場合に過剰な無効電力が系統側に注入されるが故に大きなオーバーシュート (overshoot) が不可避であるという問題がある。

【0008】

図3は、系統連係要件 (grid code) による電圧誤差 (u) 対無効電力の補償値 (Q_{ref}) の関係の一例を示すものであり、図4は、第2の従来技術による電圧制御方法を概略的に示すものである。

【0009】

図3を参照すると、系統連系点の基準電圧値 u_{ref} に対する $\pm 5\%$ の電圧誤差の許容範囲を有し、且つ、力率を 0.95 以上にするという系統連係要件により、電圧誤差 u が、系統連系点の基準電圧値に比べて、 $(-0.05 pu) \sim u \sim (+0.05 pu)$ の区間において、「約、 $+0.33 pu$ の最大の無効電力」と、「約、 $-0.33 pu$ の最小の無効電力」との間の差分により 6.6 の大きさの所定の傾き k_Q の制御スロップ (control slope) が形成されることが確認される。

【0010】

図4の(a)を参照すると、発電団地制御装置は、系統連系点 (PCC) における実際の測定電圧 u_{pcc} と連携点基準電圧 u_{ref} との間の差分、即ち、電圧誤差 u に制御スロップの傾き k_Q を乗算して無効電力の補償値 Q_{ref} を算出する。前記無効電力の補償値 Q_{ref} から系統連系点において測定された無効電力値 Q_{pcc} を差し引いて無効電力の誤差値 Q_{pcc} を算出し、前記無効電力の誤差値を比例積分して補償基準電圧の誤差値 $u^{WG_i}_{ref}$ を算出する。

10

20

30

40

50

【0011】

図4の(b)を参照すると、各風力発電機の制御装置は、各風力発電機の基準電圧値 $u^{W G i}_{r e f}$ 及び前記補償基準電圧の誤差値 $u^{W G i}_{r e f}$ の和から風力発電機の出力端の電圧値 $u^{W G i}$ を差し引いて電圧誤差値を算出し、前記電圧誤差値に変換利得 $k_{Q i}$ を乗算して無効電流の補償値 $I_{d r_r e f}$ を算出する。前記電圧誤差値から前記無効電流の補償値を算出する過程において乗算される変換利得 $k_{Q i}$ は、例えば、2であり、他の風力発電機に一律に適用される。

【0012】

しかしながら、上述した第2の従来技術により系統連系点の電圧を制御する場合、風速などにより経時的に変化する風力発電機ごとの有効電力量は考慮せず、図4に示すように、同じ傾き $k_{Q i}$ のみを一律に乗算して無効電流の補償値 $I_{d r_r e f}$ を算出しているため、風力発電機ごとに風速により異なる有効電力とともに変化する可用の無効電力を十分に活用できないという限界があり、その結果、外乱後の定常状態 (steady state) で系統連系点の基準電圧 $u_{r e f}$ 近くで誤差の発生が不可避であるという問題がある。

10

【先行技術文献】

【特許文献】

【0013】

【特許文献1】大韓民国特許公報第10-2013-0067675号

【発明の開示】

20

【発明が解決しようとする課題】

【0014】

本発明は上述した第1、第2の従来技術の問題を解消するために案出されたものであり、その目的は、系統に外乱が発生して系統連系点 (PCC) において測定される電圧の値が予め設定された基準電圧を満たさない場合、これを速やかに修復するように制御するシステム及び方法を提供することにある。

【0015】

本発明が解消しようとする技術的課題は上述した技術的課題に何ら制限されるものではなく、未言及の技術的課題又は他の技術的課題は下記の記載から本発明が属する技術分野において通常の知識を有する者にとって明確に理解できる筈である。

30

【課題を解決するための手段】

【0016】

上述した目的を達成するために、本発明の一側面による、複数の風力発電機を有する風力発電団地の系統連携点電圧の制御方法は、発電団地制御装置の第1の演算部が、連携点基準電圧値 ($u_{r e f}$) と実際の連携点電圧値 ($u_{p c c}$) との間の差分である第1の電圧誤差値を計算するステップと、発電団地制御装置の第1の制御部が、前記第1の電圧誤差値に基づいて補償基準電圧値を算出するステップと、風力発電機の制御装置の第2の演算部が、発電機の基準電圧値及び前記補償基準電圧値の和から風力発電機の出力端の電圧値を差し引いて第2の電圧誤差値を算出するステップと、各風力発電機の制御装置の補償制御部が、前記第2の電圧誤差値に対応する無効電力の補償値を算出するステップと、を含むことを特徴とする。

40

【0017】

また、前記風力発電団地の系統連系点電圧の制御方法は、風力発電機の制御装置の第3の演算部が、前記無効電力の補償値から風力発電機の現在の無効電力値を差し引いて無効電力の誤差値を算出するステップと、風力発電機の制御装置の第2の制御部が、前記無効電力の誤差値に基づいて無効電流の補償値を算出するステップと、風力発電機のコンバーターが、前記無効電流の補償値に対応する無効電流を系統側に注入するステップと、をさらに含む。

【0018】

また、好ましくは、前記無効電流の補償値を算出するステップにおいては、前記無効電力

50

の誤差値を風力発電機の出力端の電圧値で除算する。

【0019】

さらに、好ましくは、前記風力発電機の制御装置は、複数の風力発電機ごとに別設される。

【0020】

さらに、好ましくは、前記無効電力の補償値を算出するステップは、前記風力発電機から前記系統側に注入される有効電力の値を測定するステップと、前記風力発電機に対して予め格納された有効電力 - 無効電力のダイアグラムから、前記測定された有効電力値に対応する可用の無効電力の最大値及び可用の無効電力の最小値を取得するステップと、前記可用の無効電力の最大値及び可用の無効電力の最小値を下記の数式1に代入して変換利得を算出するステップと、前記第2の電圧誤差値に前記変換利得を乗算して前記無効電力の補償値を算出するステップと、を含む。

10

【0021】

[数1]

$$k_{Q_i} = (Q^{WG i}_{max} - Q^{WG i}_{min}) / w$$

(式中、 k_{Q_i} は変換利得を示し、 $Q^{WG i}_{max}$ は可用の無効電力の最大値を示し、 $Q^{WG i}_{min}$ は可用の無効電力の最小値を示し、 i は各風力発電機の番号を示し、 w は第1の電圧誤差値に対して予め設定された許容範囲を示す。)

20

【0022】

さらに、好ましくは、前記風力発電機は、二重励磁誘導発電機(DFIG)である。

【0023】

さらに、好ましくは、前記風力発電機は、永久磁石同期発電機である。

【0024】

上述した目的を達成するために、本発明の他の側面によれば、連携点基準電圧値(u_{ref})と実際の連携点電圧値(u_{pcc})との間の差分である第1の電圧誤差値を計算し、前記第1の電圧誤差値に基づいて補償基準電圧値を算出する風力発電団地の制御装置と、風力発電機の基準電圧値及び前記補償基準電圧値の和から風力発電機の出力端の電圧値を差し引いて第2の電圧誤差値を算出し、前記第2の電圧誤差値に対応する無効電力の補償値を算出し、前記無効電力の補償値から風力発電機の現在の無効電力値を差し引いて無効電力の誤差値を算出し、前記無効電力の誤差値に基づいて無効電流の補償値を算出する複数の風力発電機の制御装置と、前記無効電流の補償値に対応する無効電流を系統側に注入する複数の風力発電機と、を備え、前記複数の風力発電機の制御装置は、前記複数の風力発電機と一対一で接続されて各風力発電機をそれぞれ別々に制御することを特徴とする風力発電団地の系統連系点電圧の制御システムが提供される。

30

【0025】

また、好ましくは、前記各風力発電機の制御装置は、前記系統側に注入される有効電力の値を測定し、予め格納された有効電力 - 無効電力のダイアグラムから前記測定された有効電力値に対応する可用の無効電力の最大値及び可用の無効電力の最小値を取得し、前記可用の無効電力の最大値及び可用の無効電力の最小値を下記の数式1に代入して変換利得を算出し、前記第2の電圧誤差値に前記変換利得を乗算して前記無効電力の補償値を算出する。

40

【0026】

[数1]

$$k_{Q_i} = (Q^{WG i}_{max} - Q^{WG i}_{min}) / w$$

(式中、 k_{Q_i} は変換利得を示し、 $Q^{WG i}_{max}$ は可用の無効電力の最大値を示し、 $Q^{WG i}_{min}$ は可用の無効電力の最小値を示し、 i は各風力発電機の番号を示し、 w は第

50

1の電圧誤差値に対して予め設定された許容範囲を示す。))

【0027】

さらに、好ましくは、前記各風力発電機は、風環境に応じて他の風力発電機とは異なる有効電力を系統側に注入し、前記風力発電機の制御装置は、一対一で接続された風力発電機の有効電力値に基づいて、他の風力発電機の制御装置とは異なる無効電力の補償値を算出する。

【発明の効果】

【0028】

本発明の一実施形態によれば、系統に外乱が発生して系統連系点(PCC)において測定される電圧の値が予め設定された基準電圧を満たさない場合、これを速やかに修復するように制御するシステム及び方法を提供することができる。

10

【0029】

また、風に応じて変化する有効電力に依存する無効電力の可用最大値及び可用最小値を取得して風力発電機の制御装置の制御スロープの大きさを調節することにより、たとえ風の変動に起因して風力発電団地の運転条件が変化しても、系統連系点(PCC)において測定される電圧を適応的に制御することができる。

【0030】

さらに、連携点(PCC)において測定された単一の電圧値を用いて風力発電団地内の全ての風力発電機をそれぞれ別々に制御することができる。具体的に、大規模の風力発電団地に配設される風力発電機は、後流効果(wake effect)により異なる有効電力を生産し、その結果、各風力発電機ごとに可用の無効電力も異なってくるが、本発明によれば、風力発電機ごとに異なる無効電力を補償するように制御することができる。

20

【図面の簡単な説明】

【0031】

【図1】通常二重励磁誘導発電機(DFIG)の概略的な構成を示す図である。

【図2】第1の従来技術による電圧制御方法を概略的に示す図である。

【図3】系統連係要件による無効電力の補償値(Q_{ref})対電圧誤差(u)の関係の一例を示す図である。

【図4】第2の従来技術による電圧制御方法を概略的に示す図である。

【図5】本発明の実施形態による風力発電団地の系統連系点電圧の制御システムを概略的に示す図である。

30

【図6】本発明の実施形態による各風力発電機の有効電力-無効電力の関係を示すダイアグラムである。

【図7】本発明の実施形態による風力発電機の制御装置が変換利得を算出するための制御スロープを示す図である。

【図8】本発明の実施形態による風力発電団地の系統連系点電圧の制御方法の各ステップを順次に示すフローチャートである。

【図9】本発明の実施形態をシミュレーションするための風力発電団地及び系統を備えるシステムの模型を示す模式図である。

【図10】図9によるシミュレーション結果を示すグラフである。

40

【発明を実施するための形態】

【0032】

この明細書に開示される実施形態は本発明の範囲を限定するものと解釈又は利用されてはならない。この分野における通常の技術者にとってこの明細書に記載の実施形態をはじめとする説明は様々な応用を有するということはいうまでもない。よって、特許請求の範囲により限定されない限り、任意の実施形態は本発明をより上手に説明するための例示的なものであり、本発明の範囲が実施形態に限定されることを意図しない。なお、本発明を説明するに当たって、関連する公知の構成又は機能についての具体的な説明が本発明の要旨を曖昧にする虞があると認められる場合にはその詳細な説明を省略する。

【0033】

50

以下、添付図面に基づき、本発明の実施形態による風力発電団地の系統連系点電圧の制御システム及び方法についてさらに詳細に説明する。

【0034】

図5は、本発明の実施形態による風力発電団地の系統連系点電圧の制御システムを概略的に示す図であり、図6は、本発明の実施形態による各風力発電機の有効電力 - 無効電力の関係を示すダイアグラムであり、図7は、本発明の実施形態による風力発電機の制御装置が変換利得を算出するための制御スロープを示す図である。

【0035】

まず、風力発電団地の制御装置100は、第1の演算部110を介して、予め設定された連携点基準電圧値 u_{ref} と実際の連携点電圧値 u_{pcc} との間の差分である第1の電圧誤差値 u_1 を計算し、第1の制御部120を介して、算出された第1の電圧誤差値 u_1 を制御（例えば、比例積分）して補償基準電圧値 u^{WG}_{ref} を算出するようになっている。

10

また、風力発電機の制御装置200は、第2の演算部210を介して、発電機の基準電圧値 u^{WGi}_{ref} 及び補償基準電圧値 u^{WGi}_{ref} の和から風力発電機の出力端の電圧値 u^{WGi} を差し引いて第2の電圧誤差値 u_2 を算出し、補償制御部220を介して、第2の電圧誤差値 u_2 に対応する無効電力の補償値 Q_{ref} を算出する。次に第3の演算部230を介して、算出された無効電力の補償値 Q_{ref} から風力発電機の現在の無効電力値 Q^{WGi} を差し引いて無効電力の誤差値 Q を算出し、第2の制御部240を介して、前記算出された無効電力の誤差値 Q に基づいて無効電流の補償値 I_{dr_ref} を算出するようになっている。

20

【0036】

このような風力発電機の制御装置200は、風力発電団地内の全ての風力発電機10と一対一で接続された状態で風力発電団地の制御装置100から引き渡される補償基準電圧値 u^{WG}_{ref} に基づいて各風力発電機10をそれぞれ別々に制御する。これにより、各風力発電機10は、後流効果により風に応じて異なる有効電力を系統側に注入し、風力発電機の制御装置200は、これと一対一で接続された風力発電機10において生成される有効電力値に基づいて他の風力発電機の制御装置とは異なる無効電力の補償値を算出する。

【0037】

具体的に、図5の(a)を参照すると、風力発電団地の制御装置100は、第1の演算部110及び第1の制御部120を備える。第1の演算部110は、系統連系点(PCC)に対して予め設定された連携点基準電圧値 u_{ref} と実際の連携点電圧値 u_{pcc} との間の差分を計算して第1の電圧誤差値 u_1 を算出するようになっている。

30

【0038】

第1の制御部120は、第1の演算部110から転送される第1の電圧誤差値 u_1 に対する積分、比例積分又は比例積分微分の制御を行って補償基準電圧値 u^{WG}_{ref} を算出する。このような補償基準電圧値 u^{WG}_{ref} は、系統連系点(PCC)の電圧の変動を抑えるのに必要な無効電力の補償値 Q_{ref} を算出するために風力発電団地内の全ての風力発電機に対して同様に提供される。

40

【0039】

次いで、図5の(b)を参照すると、各風力発電機の制御装置200は、第2の演算部210と、補償制御部220と、第3の演算部230及び第2の制御部240を備える。一方、本発明の実施形態による風力発電機の制御装置200は風力発電機10に組み込まれてもよいが、場合によっては、別途に外付けされた状態で有線又は無線ネットワークを介して風力発電機と接続されて運営されるものと理解されるべきである。

【0040】

第2の演算部210は、各風力発電機の基準電圧値 u^{WGi}_{ref} 及び補償基準電圧値 u^{WG}_{ref} の和 $u^{WGi}_{ref} + u^{WG}_{ref}$ から該風力発電機の出力端の電圧値 u^{WGi} を差し引いて第2の電圧誤差値 u_2 を算出する。ここで、風力発電機の基準電圧

50

値 $u^{W G i}_{r e f}$ とは、各風力発電機の出力端に対して予め設定された基準電圧値のことをいい、風力発電機の出力端の電圧値 $u^{W G i}$ とは、各風力発電機出力端において測定された電圧値のことをいい、各パラメータ名内の「 i 」とは、風力発電機の順番のことをいう。

【0041】

一方、図6を参照すると、各風力発電機10において生成される有効電力に対して可用の無効電力の範囲を取得するために別途格納された有効電力対無効電力のダイアグラムデータが確認できる。具体例を挙げると、補償制御部220は、特定の時点において測定される第1の風力発電機 $W G_1$ の有効電力出力 $P^{W G 1}$ を前記有効電力対無効電力のダイアグラムに適用して可用の無効電力の最大値 $Q^{W G 1}_{m a x}$ 及び最小値 $Q^{W G 1}_{m i n}$ を取得し、同様に第2の風力発電機 $W G_2$ の有効電力の出力 $P^{W G 2}$ に対する可用の無効電力の最大値 $Q^{W G 2}_{m a x}$ 及び最小値 $Q^{W G 2}_{m i n}$ を取得する。この場合、例えば、図6に示すように、第1の風力発電機 $W G_1$ に対する可用の無効電力の最大値 $Q^{W G 1}_{m a x}$ 及び最小値 $Q^{W G 1}_{m i n}$ がそれぞれ $0.55 pu$ 及び $-0.93 pu$ として取得され、第2の風力発電機 $W G_2$ に対する可用の無効電力の最大値 $Q^{W G 2}_{m a x}$ 及び最小値 $Q^{W G 2}_{m i n}$ がそれぞれ $0.47 pu$ 及び $-0.84 pu$ として取得される。補償制御部220は、取得された最大値及び最小値を下記の数式1に適用して変換利得 $k_{Q i}$ を算出する。

【0042】

[数1]

$$k_{Q i} = (Q^{W G i}_{m a x} - Q^{W G i}_{m i n}) / w$$

ここで、数式1の「 i 」は各風力発電機の順番を示し、 $k_{Q i}$ は変換利得を示し、 $Q^{W G i}_{m a x}$ は可用の無効電力の最大値を示し、 $Q^{W G i}_{m i n}$ は可用の無効電力の最小値を示し、 w は第1の電圧誤差値 u_1 に対して予め設定された許容範囲を示す。

【0043】

例えば、系統連係要件に系統連系点(PCC)に対する電圧誤差の許容範囲が基準電圧値 $u_{r e f}$ に比べて $(-0.05 pu) \sim (+0.05 pu)$ であることを提示する場合に、前記 w は $0.1 pu$ に設定されて第1の変換利得 $k_{Q 1}$ は 14.8 として算出され、第2の変換利得 $k_{Q 2}$ は 13.1 として算出される。

【0044】

補償制御部220は、各風力発電機10における第2の電圧誤差値 u_2 に上述した演算制御により取得した変換利得 $k_{Q i}$ を乗算して無効電力の補償値 $Q_{r e f}$ を算出する。

【0045】

このような第1の変換利得 $k_{Q 1}$ 及び第2の変換利得 $k_{Q 2}$ の大きさは何れも、図4を参照して上述した第1、第2の従来の技術における傾き k_Q である 6.6 よりも大きな値であることが確認でき、その結果、本発明の実施形態が従来の技術に比べて一層速やかに系統連系点(PCC)の電圧の変動を抑制できる。

【0046】

第3の演算部230は、補償制御部220により算出された無効電力の補償値 $Q_{r e f}$ から風力発電機の現在の無効電力値 $Q^{W G i}$ を差し引いて無効電力の誤差値 Q を算出する。また、第2の制御部240は、第3の演算部230により算出された無効電力の誤差値 Q に対する積分、比例積分又は比例積分微分の制御を行って無効電流の補償値 $I_{d r}_{r e f}$ を算出する。

【0047】

図8は、本発明の実施形態による風力発電団地の系統連系点電圧の制御方法の各ステップを順次に示すフローチャートである。

【0048】

図8を参照すると、本発明の実施形態による制御方法は、まず、風力発電団地の制御装置

10

20

30

40

50

100の第1の演算部110が、連携点基準電圧値 u_{ref} と実際の連携点電圧値 u_{pc} との間の差分である第1の電圧誤差値 u_1 を計算する(ステップS510)。

【0049】

次いで、風力発電団地の制御装置100の第1の制御部120が、第1の電圧誤差値 u_1 に対する積分、比例積分、比例積分微分の制御を行って補償基準電圧値 u^{WG}_{ref} を算出する(ステップS520)。このような補償基準電圧値 u^{WG}_{ref} は、風力発電団地内の全ての風力発電機に対して共通して提供される。

【0050】

次いで、第*i*番目の風力発電機の制御装置200の第2の演算部210が、発電機の基準電圧値 u^{WG}_i 及び補償基準電圧値 u^{WG}_{ref} の和 $u^{WG}_i + u^{WG}_{ref}$ から風力発電機の出力端の電圧値 u^{WG}_i を差し引いて第2の電圧誤差値 u_2 を算出する(ステップS530)。

10

【0051】

次いで、風力発電機の制御装置200の補償制御部220が、第2の電圧誤差値 u_2 に対応する無効電力の補償値 Q_{ref} を算出する(ステップS540)。このとき、無効電力の補償値 Q_{ref} を算出するステップS540は、具体的に、風力発電機から系統側に注入される有効電力値を測定(ステップS541)した後、風力発電機に対して別途格納された有効電力対無効電力のダイアグラム(図6参照)から前記測定された有効電力値に対応する可用の無効電力の最大値 Q^{WG}_{imax} 及び可用の無効電力の最小値 Q^{WG}_{im} を取得し(ステップS542)、次いで、可用の無効電力の最大値 Q^{WG}_{imax} 及び可用の無効電力の最小値 Q^{WG}_{im} を上述した数式1に代入して変換利得 k_{Qi} を算出(ステップS543)した後、第2の電圧誤差値 u_2 に変換利得 k_{Qi} を乗算して無効電力の補償値 Q_{ref} を算出(ステップS544)する過程を含む。

20

【0052】

次いで、風力発電機の制御装置200の第3の演算部230が、無効電力の補償値 Q_{ref} から風力発電機の現在の無効電力値 Q^{WG}_i を差し引いて無効電力の誤差値 Q を算出する(ステップS550)。

【0053】

次いで、風力発電機の制御装置200の第2の制御部240が、無効電力の誤差値 Q に対する積分、比例積分又は比例積分微分の制御を行って無効電流の補償値 I_{dr_ref} を算出する(ステップS560)。又は、第2の制御部240が、無効電力の誤差値 Q を風力発電機の出力端の電圧値 u^{WG}_i で除算して無効電流の補償値 I_{dr_ref} を算出する。

30

【0054】

無効電流の補償値を算出するステップ(ステップS560)が終わると、風力発電機のコンバーターが無効電流の補償値 I_{dr_ref} に対応する無効電流を系統側に注入する過程が続く(ステップS570)。

【0055】

図9は、本発明の実施形態をシミュレーションするための風力発電団地及び系統を備えるシステムの模型を示す模式図であり、図10は、図9によるシミュレーション結果を示すグラフである。

40

【0056】

まず、図9を参照すると、風力発電団地は、合計20台の5MW級の二重励磁誘導発電機(DFIG)により構成されている。二重励磁誘導発電機(DFIG)は4台ずつ一本の給電線に接続され、5本の給電線は33kV/154kV変電所の変圧器と接続され、この変圧器は、10kmの長さを有する154kV用の海底ケーブルを介して系統連系点(PPCC)と接続されるシミュレーション模擬システムのモデルであることを確認することができる。なお、隣り合う2台の二重励磁誘導発電機(DFIG)間の距離は1kmに設定され、系統の短絡比は6に設定される。

【0057】

50

図10は、図9に示すシミュレーションモデルに対して7秒の時点から0.3秒間系統に3相短絡事故を模擬して系統連系点電圧 u_{pcc} の修復性能をテストした結果を示すグラフである。風力発電団地の制御装置100から風力発電機の制御装置200へと転送される補償基準電圧値 u^{WG}_{ref} は、所定の周期（例えば、0.1秒当たり1回）を有する。このとき、電圧の制御に際して後流効果を反映するために風力発電団地に吹いてくる風の風速及び風向は、それぞれ秒速12m及び 0° （deg）に設定されている。

【0058】

図10を参照すると、赤色の実線（イ）は本発明の実施形態による制御方法に対するシミュレーション結果を示すものであり、青色の実線（ロ）は第1の従来技術に対するシミュレーション結果を示すものであり（図2参照）、緑色の実線（ハ）は第2の従来技術に対するシミュレーション結果を示すもの（図4参照）である。

10

【0059】

図10の（a）を参照すると、3種類の制御方法の何れの場合でも、系統3相短絡事故が模擬的に発生した7秒時点の直後に系統連系点（PCC）において測定された連携点電圧値 u_{pcc} が約0.45puまで低下したことが確認できる。また、図10の（b）を参照すると、7秒時点の直後に、本発明の実施形態及び第2の従来技術による制御方法が第1の従来技術による制御方法に比べてより多くの無効電力が系統側に提供されていることが確認できる。このような結果は、風力発電機が、本発明及び第2の従来技術では電圧制御モードを利用するのに対して、第1の従来技術では無効電力制御モードを利用することに起因する。

20

【0060】

一方、7.3秒後の結果について、図10の（a）を参照すると、第1の従来技術は、本発明及び第2の従来技術に比べて、連携点電圧値 u_{pcc} が連携点基準電圧値 u_{ref} まで修復されるのにより長い時間がかかることが確認できるが、これは、有効電力値に依存する重み付け値（図2参照）が過剰に大きな値を有するためである。即ち、本発明の実施形態及び第2の従来技術による方が第1の従来技術による方に比べてより速やかに連携点電圧値 u_{pcc} が連携点基準電圧値 u_{ref} に修復されることが確認できる。

【0061】

上述した「備える」「含む」などの用語は、特に断りのない限り、単に当該構成要素が組み込まれることを意味するものであって、他の構成要素が組み込まれることを排除するわけではなく、他の構成要素がさらに組み込まれ得るものと解釈されなければならない。

30

【0062】

上述した本発明の実施形態は単に例示のために開示されるものであり、これらによって本発明が限定されない。また、本発明に対する技術分野において通常の知識を有する者であれば、本発明の思想及び範囲内において様々に修正及び変更できる筈であり、このような修正及び変更は本発明の範囲に属するものと理解されるべきである。

【符号の説明】

【0063】

| | | |
|-----|-------------|----|
| 10 | 風力発電機 | |
| 100 | 風力発電団地の制御装置 | 40 |
| 110 | 第1の演算部 | |
| 120 | 第1の制御部 | |
| 200 | 風力発電機の制御装置 | |
| 210 | 第2の演算部 | |
| 220 | 補償制御部 | |
| 230 | 第3の演算部 | |
| 240 | 第2の制御部 | |

【要約】

【課題】系統に外乱が発生して複数の風力発電機を有する風力発電団地の系統連携点電圧が予め設定された基準電圧を満たさない場合、これを速やかに修復する制御方法を提供す

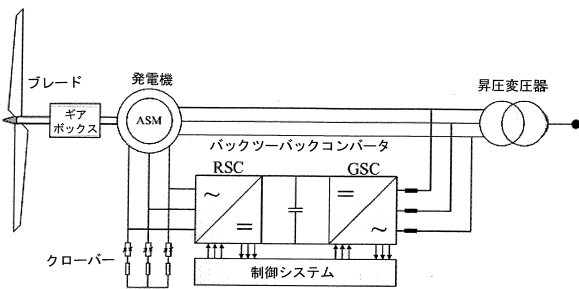
50

る。

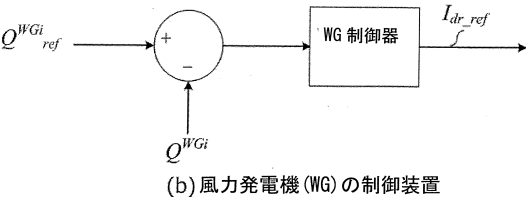
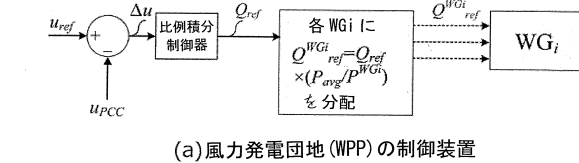
【解決手段】発電団地制御装置第1演算部が連携点の基準電圧から実際電圧を差引いて第1電圧誤差値を計算し、発電団地制御装置第1制御部が第1電圧誤差値に基づき補償基準電圧値を算出し、発電機制御装置第2演算部が、発電機及び補償基準電圧の和から発電機出力端の電圧を差引いて第2電圧誤差値を算出し、発電機制御装置補償制御部が第2電圧誤差値に対応する無効電力補償値を算出し、発電機制御装置第3演算部が無効電力補償値から発電機の現在の無効電力値を差引いて無効電力誤差値を算出し、発電機制御装置第2制御部が無効電力誤差値に基づき無効電流補償値を算出し、発電機コンバータが無効電流補償値に対応する無効電流を系統側に注入する、各段階を含む。

【選択図】図5

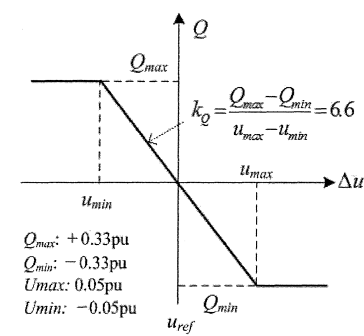
【図1】



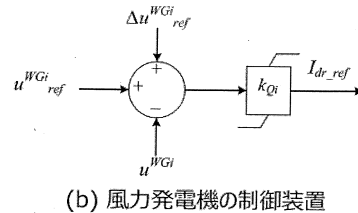
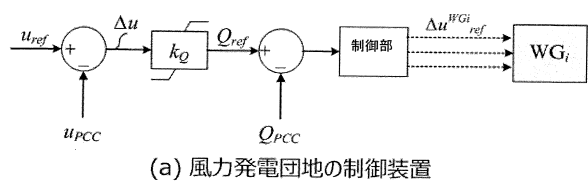
【図2】



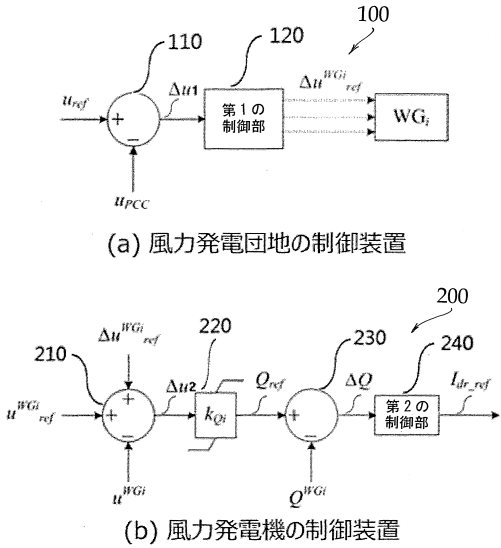
【図3】



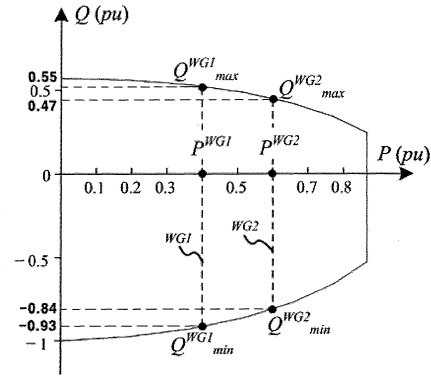
【図4】



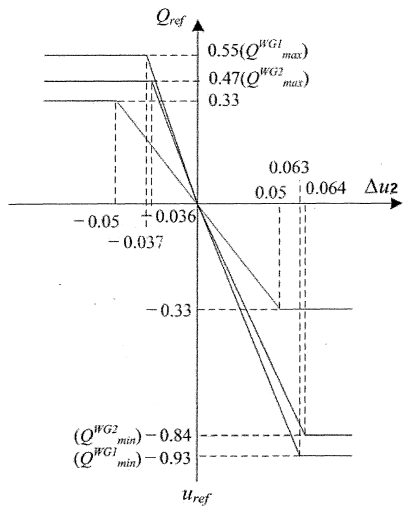
【図5】



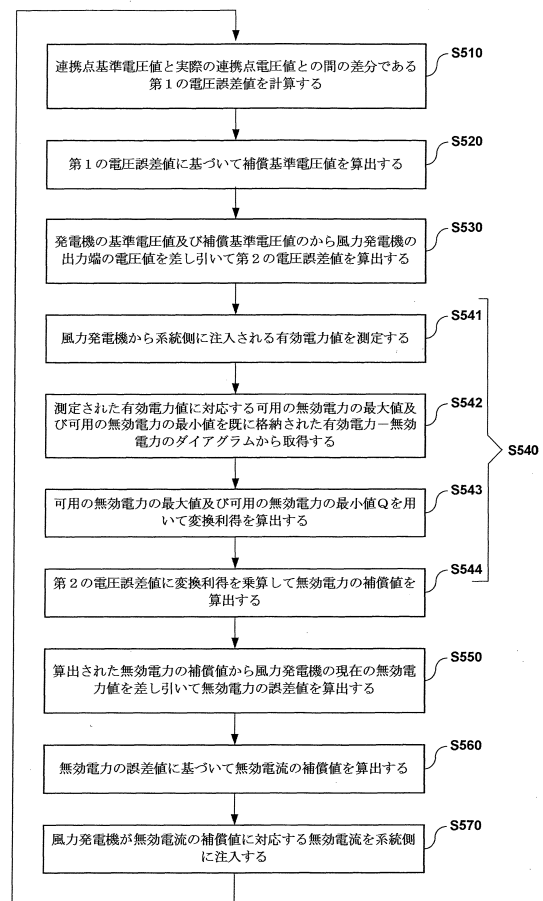
【図6】



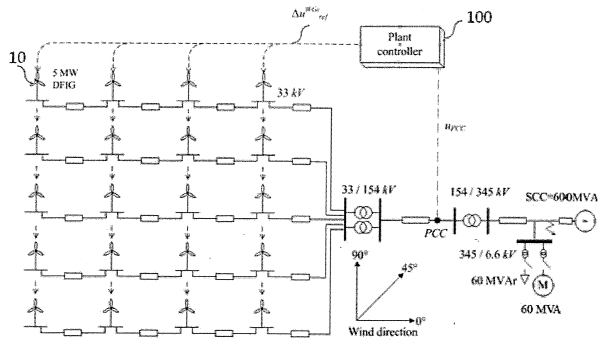
【図7】



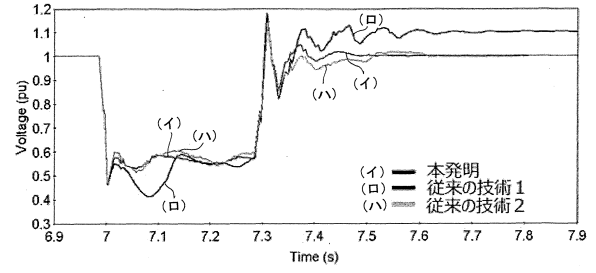
【図8】



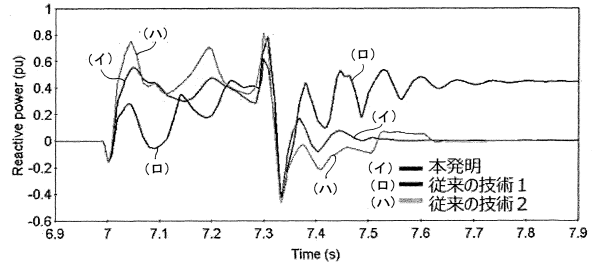
【図9】



【図10】



(a) 系統連係点において測定された電圧



(b) 系統連係点において測定された無効電力

フロントページの続き

審査官 関口 明紀

(56)参考文献 特開2012-44863(JP,A)
特開平2-159930(JP,A)
特開2012-200111(JP,A)
国際公開第2013/179470(WO,A1)

(58)調査した分野(Int.Cl.,DB名)
H02J 3/00 - 5/00