

(19) 日本国特許庁(JP)

(12) 特 許 公 報(B2)

(11) 特許番号

特許第5042369号
(P5042369)

(45) 発行日 平成24年10月3日(2012.10.3)

(24) 登録日 平成24年7月20日(2012.7.20)

(51) Int.Cl. F 1
H02J 3/32 (2006.01) H02J 3/32

請求項の数 13 (全 24 頁)

(21) 出願番号	特願2010-528229 (P2010-528229)	(73) 特許権者	000233044
(86) (22) 出願日	平成21年9月10日 (2009.9.10)		株式会社日立エンジニアリング・アンド・サービス
(86) 国際出願番号	PCT/JP2009/004488		茨城県日立市幸町3丁目2番2号
(87) 国際公開番号	W02011/030380	(74) 代理人	110000350
(87) 国際公開日	平成23年3月17日 (2011.3.17)		ポレール特許業務法人
審査請求日	平成23年6月20日 (2011.6.20)	(72) 発明者	大原 伸也
			日本国茨城県日立市大みか町七丁目1番1号 株式会社日立製作所 日立研究所内
		(72) 発明者	星野 直樹
			日本国茨城県日立市幸町三丁目2番2号 株式会社日立エンジニアリング・アンド・サービス内

最終頁に続く

(54) 【発明の名称】 発電システムの電力貯蔵装置およびその電力貯蔵装置の運用方法

(57) 【特許請求の範囲】

【請求項1】

発電電力が時間的に変動する自然エネルギーを利用した発電システムに連携して設置され、充放電を行なうことで発電システムの発電電力変動を緩和する電力貯蔵装置であって、前記電力貯蔵装置は制御装置と複数の蓄電装置によって構成され、前記複数の蓄電装置は変換器と二次電池によって構成され、

前記制御装置は発電所出力の目標値を演算する発電所出力目標値演算器と、この発電所出力目標値演算器で演算した発電所出力の目標値に基いて前記複数の各蓄電装置が充放電すべき変動緩和充放電指令を演算する充放電電力演算器と、前記複数の蓄電装置の充電率目標値を演算する充電率目標値演算器と、前記蓄電装置の二次電池の充電率を検出する充電率演算器と、前記充電率目標値演算器で演算した充電率目標値と充電率演算器で検出した充電率検出値に基いて前記充放電電力演算器で演算した変動緩和充放電指令を補正して各蓄電装置に指令する充放電電力指令の補正值を演算する充電率管理充放電指令演算器を備え、

前記変換器は前記制御器から指令された充放電電力指令に追従するように前記二次電池の充放電電力を制御して前記発電システムから出力する電力と前記電力貯蔵装置から出力する充放電電力とを合算した合成電力の変動を緩和するように構成され、

前記制御装置は前記蓄電装置を構成する複数の二次電池の特性あるいは運用履歴に応じて前記各電力貯蔵装置の充電率目標値の補正值を演算して前記充電率目標値演算器に指令する劣化指数演算器を備えていることを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置。

【請求項 2】

請求項 1 に記載の発電システムの電力貯蔵装置において、

前記充放電電力指令演算器は、前記充電率目標値演算器で演算した充電率目標値と前記充電率演算器で演算した充電率検出値との差分から前記二次電池の充電率を制御するための充電率制御充放電電力指令を演算する充電率制御充放電電力指令演算器を備えており、

前記充放電電力指令の補正値を演算する演算器は、前記充放電電力演算器によって演算した変動緩和充放電指令と前記充電率制御充放電電力指令とを合算した値を、各蓄電装置に指令する前記充放電電力指令の補正値とする演算器であることを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置。

【請求項 3】

請求項 1 に記載の発電システムの電力貯蔵装置において、

前記複数の蓄電装置を構成する前記二次電池は鉛蓄電池であって、前記二次電池の充電率目標値を演算する充電率目標値演算器は、前記劣化状態推定演算器によって推定した二次電池の劣化が進行していると推定した場合に、前記二次電池の充電率目標値を、劣化が進行していない前記二次電池の充電率目標値よりも満充電に近い充電率の値に設定するように構成されていることを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置。

【請求項 4】

請求項 1 に記載の発電システムの電力貯蔵装置において、

前記複数の蓄電装置を構成する二次電池はリチウムイオン電池であって、前記二次電池の充電率目標値を演算する充電率目標値演算器は、前記劣化状態推定演算器によって推定した二次電池の劣化が進行していると推定した場合に、前記二次電池の充電率目標値を、劣化が進行していない前記二次電池の充電率目標値よりも放電状態に近い充電率の値に設定するように構成されていることを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置。

【請求項 5】

発電電力が時間的に変動する自然エネルギーを利用した発電システムに連携して設置され、充放電を行なうことで発電システムの発電電力変動を緩和する電力貯蔵装置であって、前記電力貯蔵装置は制御装置と複数の蓄電装置によって構成され、前記複数の蓄電装置は変換器と二次電池によって構成され、

前記制御装置は発電所出力の目標値を演算する発電所出力目標値演算器と、この発電所出力目標値演算器で演算した発電所出力の目標値に基いて前記複数の各蓄電装置が充放電すべき変動緩和充放電指令を演算する充放電電力演算器と、前記複数の蓄電装置の充電率目標値を外部から入力する外部入力装置と、前記複数の蓄電装置を構成する前記二次電池の充電率を演算する充電率演算器と、外部入力装置から入力した充電率目標値と充電率演算器で検出した充電率検出値に基いて前記充放電電力演算器で演算した変動緩和充放電指令を補正して各蓄電装置に指令する充放電電力指令の補正値を演算する演算器がそれぞれ備えられていることを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置。

【請求項 6】

発電電力が時間的に変動する自然エネルギーを利用した発電システムに連携して設置され、充放電を行なうことで発電システムの発電電力変動を緩和する電力貯蔵装置の運用方法であって、前記電力貯蔵装置は制御装置と複数の蓄電装置によって構成され、前記複数の蓄電装置は変換器と二次電池によって構成されている発電システムの電力貯蔵装置の運用方法において、

前記制御装置に備えた充電率演算器によって前記蓄電装置の二次電池の充電率を検出し、

前記制御装置にそれぞれ備えた発電所出力目標値演算器によって発電所出力の目標値を演算し、充放電電力演算器によって前記発電所出力目標値演算器で演算した発電所出力の目標値に基いて前記複数の各蓄電装置が充放電すべき充放電電力指令を演算して出力し、

前記制御装置に備えた前記充電率管理充放電指令演算器によって前記充電率演算器で検出した蓄電装置の二次電池の充電率検出値と前記充電率目標値演算器で演算した充電率目標値に基いて前記充放電電力演算器で演算した充放電電力指令の補正値を演算し、

10

20

30

40

50

前記制御装置に備えた劣化指数演算器によって前記蓄電装置を構成する二次電池の特性あるいは運用履歴に応じて前記各電力貯蔵装置の充電率目標値の補正値を演算して前記充電率目標値演算器に指令し、

前記変換器によって前記制御器から指令された充放電電力指令に追従するように前記二次電池の充放電電力を制御して前記発電システムから出力する電力と前記電力貯蔵装置から出力する充放電電力とを合算した合成電力の変動を緩和するようにして、発電システムの電力貯蔵装置の運用を行なうことを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置の運用方法。

【請求項 7】

請求項 6 に記載した発電システムの電力貯蔵装置の運用方法において、

前記充電率管理充放電指令演算器は、前記充電率目標演算器で演算した充電率目標値と前記充電率演算器で検出した充電率検出値の差分から前記二次電池の充電率を制御する充放電電力指令の補正値を演算し、前記変動緩和充放電指令と前記充放電電力指令の補正値を合算した値を前記充放電電力指令を補正する補正充放電電力指令とすることを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置の運用方法。

10

【請求項 8】

請求項 6 に記載した発電システムの電力貯蔵装置の運用方法において、

前記複数の蓄電装置を構成する二次電池として鉛蓄電池を使用し、前記充電率目標値は前記劣化指数演算器によって二次電池の劣化が進行していると推定した場合は前記充電率目標値演算器で設定する二次電池の充電率目標値を、劣化が進行していない二次電池の充電率目標値よりも満充電に近い充電率に設定することを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置の運用方法。

20

【請求項 9】

請求項 6 に記載した発電システムの電力貯蔵装置の運用方法において、

前記複数の蓄電装置を構成する二次電池としてリチウムイオン電池を使用し、前記充電率目標値は前記劣化指数演算器によって二次電池の劣化が進行していると推定した場合は前記充電率目標値演算器で設定する二次電池の充電率目標値を、劣化が進行していない前記二次電池の充電率目標値よりも放電状態に近い充電率に設定することを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置の運用方法。

30

【請求項 10】

発電電力が時間的に変動する自然エネルギーを利用した発電システムに連携して設置され、充放電を行なうことで発電システムの発電電力変動を緩和する電力貯蔵装置は制御装置と複数の蓄電装置によって構成され、前記複数の蓄電装置は変換器と二次電池によって構成されて、前記電力貯蔵装置が充放電することで前記発電システムと前記電力貯蔵装置が出力する合成電力の変動を緩和する発電システムの電力貯蔵装置の運用方法において、

前記制御装置に備えた発電所出力目標値演算器によって発電所出力の目標値を演算し、

前記制御装置に備えた充放電電力演算器によって前記発電所出力目標値演算器で演算した発電所出力の目標値に基づいて前記複数の各蓄電装置が充放電すべき変動緩和充放電指令を演算し、

前記制御装置に備えた外部入力装置によって前記複数の蓄電装置の充電率目標値を外部から入力し、

40

前記制御装置に備えた充電率演算器によって前記複数の蓄電装置を構成する前記二次電池の充電率を演算し、

前記制御装置に備えた演算器によって前記外部入力装置から入力した充電率目標値と充電率演算器で検出した充電率検出値に基づいて前記充放電電力演算器で演算した変動緩和充放電指令を補正して充放電電力指令の補正値を演算し、各蓄電装置にこの充放電電力指令の補正値を指令することで、発電システムの電力貯蔵装置の運用を行なうことを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置の運用方法。

【請求項 11】

請求項 10 に記載した発電システムの電力貯蔵装置の運用方法において、

50

前記複数の蓄電装置を構成する二次電池として鉛蓄電池を使用し、前記外部入力装置から入力する前記充電率目標値は前記二次電池の劣化状態から設定して該二次電池の劣化が進行していると推定した場合は前記二次電池の充電率目標値を劣化が進行していない二次電池の充電率目標値よりも満充電に近い充電率に設定することを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置の運用方法。

【請求項 12】

請求項 10 に記載した発電システムの電力貯蔵装置の運用方法において、

前記複数の蓄電装置を構成する二次電池としてリチウムイオン電池を使用し、前記外部入力装置から入力する前記充電率目標値は前記二次電池の劣化状態から決定して該二次電池の劣化が進行していると推定した場合は前記二次電池の充電率目標値を劣化が進行していない前記二次電池の充電率目標値よりも放電状態に近い充電率に設定することを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置の運用方法。

10

【請求項 13】

請求項 11 に記載の発電システムの電力貯蔵装置の運用方法において、

前記外部入力装置から入力する前記充電率目標値を前記二次電池の劣化状態から設定する際に、前記二次電池の劣化状態の推定について、前記二次電池の放電可能 Ah 容量を測定し、この測定した放電可能 Ah 容量が小さいほど劣化が進んでいると推定することを特徴とする発電システムの電力貯蔵装置の運用方法。

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

20

【0001】

本発明は発電電力が時間的に変動する発電システムと並列に電力系統に接続し、発電電力が変動する発電システムの電力変動を緩和するように充放電する発電システムの電力貯蔵装置およびその電力貯蔵装置の運用方法に関する。

【背景技術】

【0002】

自然界に存在する再生可能なエネルギーを電力エネルギーに変換する手段として、風力発電システムや太陽光発電システムが利用されている。風力発電システムや太陽光発電システムのエネルギー源は、時間的に変動する風のエネルギーや太陽光エネルギーであるため、発電システムの発電電力も時間的に変動する。

30

【0003】

電力系統は、電力需要の大きさに応じて火力発電所や水力発電所、揚水発電所等の発電電力を調整することで、電力の需給のバランスを保っている。このため、風力発電システムや太陽光発電システム等の変動の大きな電源が大量に電力系統に連系した場合、需給バランスの調整力不足や、周波数変動の拡大が懸念される。

【0004】

これを回避するため、風力発電システムや太陽光発電システムに電力貯蔵装置を併設し、風力発電システムや太陽光発電システムの変動する発電電力を、電力貯蔵装置が充放電することで、電力系統に出力する電力変動を緩和するなどの手段が必要となる。

【0005】

40

自然エネルギーの電力変動を緩和する電力貯蔵装置として、特開 2007-306670 号公報には、蓄電池貯蔵電力量が長期的に上限値あるいは下限値に偏ることを防止する充放電技術が記載されている。

【0006】

風力発電システムや太陽光発電システム等の発電システムの発電容量が大型化するにつれ、電力貯蔵装置の電力補償容量も大容量化する。電力貯蔵装置の大容量化は一般に二次電池と電力制御装置を備えた蓄電装置を複数個並列接続することで実現される。このため、複数の蓄電装置への充放電電力指令の振り分け方法を決定する必要がある。

【0007】

複数の蓄電装置で構成される電力貯蔵装置の電力指令振り分け方法として、例えば特開

50

2009-044862号公報には、電気自動車の電源制御装置が、二次電池の劣化状態を検出して、劣化の進んだ蓄電装置への電力指令を小さく分配する技術が記載されている。

【0008】

また、電力貯蔵装置を備える風力発電システムにおいて、電力変動を緩和して蓄電地の充放電に伴う電力損失を低減する技術として、一定期間の過去における風力発電装置と電力貯蔵装置の出力電力の最大値と最小値から、次の期間における出力可能範囲を決定して、前記風力発電装置と電力貯蔵装置の出力電力がこの出力可能範囲内に収まるように、電力貯蔵装置の充放電電力量と風力発電装置の電力制限指令を決定するように構成した発電システムが、特開2009-079559号公報に開示されている。

10

【先行技術文献】

【特許文献】

【0009】

【特許文献1】特開2007-306670号公報

【特許文献2】特開2009-044862号公報

【特許文献3】特開2009-079559号公報

【発明の概要】

【発明が解決しようとする課題】

【0010】

電力変動緩和向けの電力貯蔵装置の蓄電装置を構成する二次電池に鉛蓄電池を使用する場合、鉛蓄電池は劣化モードの一つにサルフェーションと呼ばれる劣化モードを持つ。これは鉛蓄電池を放電状態（充電率が低い状態）で長期間放置した際、鉛電池電極に溶解性の低い硫酸鉛の結晶が析出する現象である。

20

【0011】

サルフェーションが発生すると、鉛蓄電池の放電可能容量減少や内部抵抗増大が発生するため、結果的に鉛蓄電池の充放電可能電力範囲が狭まることになり、電力貯蔵装置の変動緩和能力が低下する。サルフェーションと呼ばれる劣化モードを回避するためには、鉛蓄電池の充電率（以下SOC）を高め、保持しておくことが望ましい。

【0012】

例えば特開2007-306670号公報に記載された技術には、変動緩和効果を確実に得るために蓄電池貯蔵電力量あるいはSOCの偏りを抑制する方式は検討されているが、劣化抑制の観点からSOCを積極的に変化させる技術については何等開示されていない。

30

【0013】

複数の蓄電装置で構成される電力貯蔵装置の電力指令振り分け方法として、例えば特開2009-044862号公報には劣化度合に応じて充放電電力指令の分配比を決める技術が存在するが、しかしながら個々の二次電池のSOCを制御する手段は開示されておらず、鉛電池特有の劣化モードであるサルフェーションの進行を遅らせることは困難であった。

【0014】

また、特開2009-079559号公報に記載された技術では二次電池のSOCを制御しているが、二次電池の劣化度合を考慮してSOCを変化させる技術は開示されていないので、二次電池の劣化の進行を遅らせることが困難であるという課題があった。

40

【0015】

本発明の目的は、蓄電装置を構成する複数の二次電池のうち、劣化の進んだ二次電池の更なる劣化の進行を遅らせ、劣化の進んだ二次電池と劣化の進んでいない二次電池の双方を備えた蓄電装置を有する電力貯蔵装置全体の運用期間を延ばすことを可能にした発電システムの電力貯蔵装置および発電システムの電力貯蔵装置の運用方法を提供することにある。

【課題を解決するための手段】

50

【 0 0 1 6 】

本発明の発電システムの電力貯蔵装置は、発電電力が時間的に変動する自然エネルギーを利用した発電システムに連携して設置され、充放電を行なうことで発電システムの発電電力変動を緩和する電力貯蔵装置であって、前記電力貯蔵装置は制御装置と複数の蓄電装置によって構成され、前記複数の蓄電装置は変換器と二次電池によって構成され、前記制御装置は発電所出力の目標値を演算する発電所出力目標値演算器と、この発電所出力目標値演算器で演算した発電所出力の目標値に基いて前記複数の各蓄電装置が充放電すべき変動緩和充放電指令を演算する充放電電力演算器と、前記複数の蓄電装置の充電率目標値を演算する充電率目標値演算器と、前記蓄電装置の二次電池の充電率を検出する充電率演算器と、前記充電率目標値演算器で演算した充電率目標値と充電率演算器で検出した充電率
10
検出値に基いて前記充放電電力演算器で演算した変動緩和充放電指令を補正して各蓄電装置に指令する充放電電力指令の補正値を演算する充電率管理充放電指令演算器を備え、前記変換器は前記制御器から指令された充放電電力指令に追従するように前記二次電池の充放電電力を制御して前記発電システムから出力する電力と前記電力貯蔵装置から出力する充放電電力とを合算した合成電力の変動を緩和するように構成され、前記制御装置は前記蓄電装置を構成する複数の二次電池の特性あるいは運用履歴に応じて前記各電力貯蔵装置の充電率目標値の補正値を演算して前記充電率目標値演算器に指令する劣化指数演算器を備えていることを特徴とする。

【 0 0 1 7 】

また本発明の発電システムの電力貯蔵装置は、発電電力が時間的に変動する自然エネルギーを利用した発電システムに連携して設置され、充放電を行なうことで発電システムの発電電力変動を緩和する電力貯蔵装置であって、前記電力貯蔵装置は制御装置と複数の蓄電装置によって構成され、前記複数の蓄電装置は変換器と二次電池によって構成され、前記制御装置は発電所出力の目標値を演算する発電所出力目標値演算器と、この発電所出力目標値演算器で演算した発電所出力の目標値に基いて前記複数の各蓄電装置が充放電すべき変動緩和充放電指令を演算する充放電電力演算器と、前記複数の蓄電装置の充電率目標値を外部から入力する外部入力装置と、前記複数の蓄電装置を構成する前記二次電池の充電率を演算する充電率演算器と、外部入力装置から入力した充電率目標値と充電率演算器で検出した充電率検出値に基いて前記充放電電力演算器で演算した変動緩和充放電指令を補正して各蓄電装置に指令する充放電電力指令の補正値を演算する演算器がそれぞれ備え
20
30
られていることを特徴とする。

【 0 0 1 8 】

本発明の発電システムの電力貯蔵装置の運用方法は、発電電力が時間的に変動する自然エネルギーを利用した発電システムに連携して設置され、充放電を行なうことで発電システムの発電電力変動を緩和する電力貯蔵装置の運用方法であって、前記電力貯蔵装置は制御装置と複数の蓄電装置によって構成され、前記複数の蓄電装置は変換器と二次電池によって構成されている発電システムの電力貯蔵装置の運用方法において、前記制御装置に備えた充電率演算器によって前記蓄電装置の二次電池の充電率を検出し、前記制御装置にそれぞれ備えた発電所出力目標値演算器によって発電所出力の目標値を演算し、充放電電力演算器によって前記発電所出力目標値演算器で演算した発電所出力の目標値に基いて前記
40
複数の各蓄電装置が充放電すべき充放電電力指令を演算して出力し、前記制御装置に備えた前記充電率管理充放電指令演算器によって前記充電率演算器で検出した蓄電装置の二次電池の充電率検出値と前記充電率目標値演算器で演算した充電率目標値に基いて前記充放電電力演算器で演算した充放電電力指令の補正値を演算し、前記制御装置に備えた劣化指数演算器によって前記蓄電装置を構成する二次電池の特性あるいは運用履歴に応じて前記各電力貯蔵装置の充電率目標値の補正値を演算して前記充電率目標値演算器に指令し、前記変換器によって前記制御器から指令された充放電電力指令に追従するように前記二次電池の充放電電力を制御して前記発電システムから出力する電力と前記電力貯蔵装置から出力する充放電電力とを合算した合成電力の変動を緩和するようにして、発電システムの電力貯蔵装置の運用を行なうことを特徴とする。
50

【 0 0 1 9 】

また本発明の発電システムの電力貯蔵装置の運用方法は、発電電力が時間的に変動する自然エネルギーを利用した発電システムに連携して設置され、充放電を行なうことで発電システムの発電電力変動を緩和する電力貯蔵装置は制御装置と複数の蓄電装置によって構成され、前記複数の蓄電装置は変換器と二次電池によって構成されて、前記電力貯蔵装置が充放電することで前記発電システムと前記電力貯蔵装置が出力する合成電力の変動を緩和する発電システムの電力貯蔵装置の運用方法において、前記制御装置に備えた発電所出力目標値演算器によって発電所出力の目標値を演算し、前記制御装置に備えた充放電電力演算器によって前記発電所出力目標値演算器で演算した発電所出力の目標値に基いて前記複数の各蓄電装置が充放電すべき変動緩和充放電指令を演算し、前記制御装置に備えた外部入力装置によって前記複数の蓄電装置の充電率目標値を外部から入力し、前記制御装置に備えた充電率演算器によって前記複数の蓄電装置を構成する前記二次電池の充電率を演算し、前記制御装置に備えた演算器によって前記外部入力装置から入力した充電率目標値と充電率演算器で検出した充電率検出値に基いて前記充放電電力演算器で演算した変動緩和充放電指令を補正して充放電電力指令の補正值を演算し、各蓄電装置にこの充放電電力指令の補正值を指令することで、発電システムの電力貯蔵装置の運用を行なうことを特徴とする。

10

【 発明の効果 】

【 0 0 2 0 】

本発明によれば、蓄電装置を構成する複数の二次電池のうち、劣化の進んだ二次電池の更なる劣化の進行を遅らせ、劣化の進んだ二次電池と劣化の進んでいない二次電池の双方を備えた蓄電装置を有する電力貯蔵装置全体の運用期間を延ばすことを可能にした発電システムの電力貯蔵装置および発電システムの電力貯蔵装置の運用方法が実現できる。

20

【 図面の簡単な説明 】

【 0 0 2 1 】

【 図 1 】本発明の第 1 実施例である発電システムと電力貯蔵装置を備えた風力発電所の構成を示す概略構成図。

【 図 2 】図 1 に示した第 1 実施例である風力発電所の発電システムを構成する風力発電装置を示す概略構成図。

【 図 3 】図 1 に示した第 1 実施例である風力発電所の電力貯蔵装置を構成する蓄電装置を示す概略構成図。

30

【 図 4 】図 1 に示した第 1 実施例である風力発電所の電力貯蔵装置に設置された統括コントローラを示す概略構成図。

【 図 5 】図 4 に示した電力貯蔵装置の統括コントローラに設置された発電所出力目標値を演算する発電所出力目標値演算部を示す概略構成図。

【 図 6 】図 5 に示した統括コントローラの発電所出力目標値演算部の他の具体例を示す概略構成図。

【 図 7 】図 5 に示した統括コントローラの発電所出力目標値演算部の更に他の具体例を示す概略構成図。

【 図 8 】図 4 に示した電力貯蔵装置の統括コントローラに設置された充放電電力指令を演算する充放電電力指令分配部を示す概略構成図。

40

【 図 9 】図 4 に示した電力貯蔵装置の統括コントローラに設置された蓄電装置の劣化指数を演算する劣化指数演算部を示す概略構成図。

【 図 1 0 】図 4 に示した電力貯蔵装置の統括コントローラに設置された蓄電装置の劣化指数を演算する劣化指数演算部の他の具体例を示す概略構成図。

【 図 1 1 】図 4 に示した電力貯蔵装置の統括コントローラに設置された蓄電装置の SOC 目標値を演算する SOC 目標値演算部を示す概略構成図。

【 図 1 2 】図 4 に示した電力貯蔵装置の統括コントローラに設置された蓄電装置の充放電電力指令を演算する SOC 管理充放電電力指令演算部を示す概略構成図。

【 図 1 3 A 】図 1 に示した第 1 実施例である風力発電所の電力貯蔵装置に設置された統括

50

コントローラによって風力発電所を運転した場合をシミュレーションした動作状況図であり、風力発電所の出力電力の時間変化を表している。

【図13B】図1に示した第1実施例である風力発電所の電力貯蔵装置に設置された統括コントローラによって風力発電所を運転した場合をシミュレーションした動作状況図であり、風力発電所の電力貯蔵装置を構成する蓄電装置6台のそれぞれの充放電電力の時間変化を示している。

【図13C】図1に示した第1実施例である風力発電所の電力貯蔵装置に設置された統括コントローラによって風力発電所を運転した場合をシミュレーションした動作状況図であり、風力発電所の蓄電装置6台のそれぞれの充電率SOC(SOC1、SOC2、SOC3、SOC4、SOC5、SOC6)の時間変化を示している。

【図14】図13に示した第1実施例の風力発電所のシミュレーション条件において電力貯蔵装置に用いられる鉛蓄電池のSOCの滞在率分布図。

【図15】本発明の第2実施例である発電システムと電力貯蔵装置を備えた風力発電所の構成を示す概略構成図。

【図16】図15に示した第2実施例である風力発電所の電力貯蔵装置に設置された統括コントローラを示す概略構成図。

【図17】図15に示した第2実施例の電力貯蔵装置における蓄電装置について放電可能容量から二次電池の劣化状態を推定するステップを示したフローチャート。

【発明を実施するための形態】

【0022】

本発明の実施例である発電電力が変動する自然エネルギーを利用した発電システムと連係して設置される電力貯蔵装置、及びこの電力貯蔵装置の運用方法について、図1から図14を用いて以下に説明する。

【実施例1】

【0023】

図1は本発明の第1実施例である発電電力が変動する自然エネルギーを利用した発電システム1と、この発電システム1と連係して設置される電力貯蔵装置2を備えた風力発電所10の構成を示す実施例である。

【0024】

図1に示した第1実施例の風力発電所10は、風力発電システム1と、発電システム1と連係して設置された電力貯蔵装置2とから構成されている。

【0025】

前記発電システム1は発電電力が時間的に変動する自然エネルギーを利用した風力発電装置によって構成される発電システム1であり、風力発電システム1、及び該発電システム1と連係して設けられた電力貯蔵装置2は同一の電力系統5に送電線を介して電氣的に接続され、風力発電システム1で発電した発電電力及び電力貯蔵装置2で貯蔵した貯蔵電力を電力系統5に送電するように構成されている。

【0026】

風力発電システム1は1台以上の風力発電装置1-1、1-2、1-3で構成しており、図1の実施例では3台の風力発電装置を備えた例を示している。

【0027】

風力発電所10に備えられた電力貯蔵装置2は統括コントローラ3と2台以上の蓄電装置2-1、2-2、2-3で構成されている。電力貯蔵装置2を構成する蓄電装置の台数は2台以上であれば本実施例と同じ効果を発揮できる。

【0028】

風力発電システム1の風力発電装置1-1、1-2、1-3で発電した発電電力は電力計4によって発電電力値PWとして計測され、電力計4で計測した発電電力値PWは電力貯蔵装置2に備えられた統括コントローラ3に入力する。また統括コントローラ3は電力貯蔵装置2に設置した各蓄電装置2-1、2-2、2-3の状態量State1、State2、State3をそれぞれ受信するようになっている。

10

20

30

40

50

【0029】

各蓄電装置2-1、2-2、2-3の状態量State1、State2、State3の具体例については、本文の中で詳細に説明する。

【0030】

統括コントローラ3では、入力した発電電力値PW、および電力貯蔵装置2の状態量State1、State2、State3をもとに、発電電力値PWの変動を緩和するために電力貯蔵装置2に指令する充放電電力指令PBC1、PBC2、PBC3をそれぞれ演算し、統括コントローラ3から各蓄電装置2-1、2-2、2-3に送信する。

【0031】

各蓄電装置2-1、2-2、2-3では統括コントローラ3から送信された充放電電力指令PBC1、PBC2、PBC3に従って充放電を行なうことで、風力発電所10の出力電力変動を緩和する。

10

【0032】

図2を用いて図1に示した第1実施例の風力発電所10に備えられた風力発電システム1を構成する風力発電装置について詳細に説明する。

【0033】

図2において、風力発電システム1を構成する風力発電装置1-1は、ブレード1-1-1、発電機1-1-4、励磁装置1-1-5及び変換器1-1-6を備えたナセル1-1-3と、変換器1-1-7と、連系変圧器1-1-8と、遮断器1-1-9とを備えて構成している。

20

【0034】

そして、ブレード1-1-1で風を受けて風のエネルギーを回転エネルギーに変換する。ブレード1-1-1を回転させる回転エネルギーは発電機1-1-4に伝達される。図2に示した風力発電装置1-1では、発電機1-1-4として直流励磁型同期発電機1-1-4を用いている。

【0035】

直流励磁型同期発電機1-1-4の固定子端子は、交直変換器1-1-6、変換器1-1-7、連系変圧器1-1-8、遮断器1-1-9を介して、電力系統に連系される。

【0036】

また、直流励磁型同期発電機1-1-4の回転子も、励磁装置1-1-5を介して固定子に接続されており、交直変換器1-1-6と励磁装置1-1-5を制御して可変速運転を実現している。

30

【0037】

なお図2に示した風力発電装置1-1の他に、永久磁石発電機を用いた風力発電装置、誘導機を用いた風力発電システム等があるが、風力発電装置1-1、1-2、1-3がこれらの風力発電装置、あるいはこれらの風力発電装置の組み合わせによって構成されても、本実施例と同じ効果を得ることができる。

【0038】

次に図1に示した第1実施例の風力発電所10に備えられた電力貯蔵装置2を構成する蓄電装置2-1、2-2、2-3について、図3を用いて詳細に説明する。

40

【0039】

図3において、電力貯蔵装置2を構成する蓄電装置2-1は、鉛蓄電池2-1-1と、変換器2-1-2、連系変圧器2-1-3、遮断器2-1-4等から構成されている。鉛蓄電池2-1-1は複数の鉛蓄電池単位セルの直列接続、並列接続で構成されている。鉛蓄電池2-1-1の端子は変換器2-1-2の直流部に電氣的に接続されている。

【0040】

変換器2-1-2は、図1に示した統括コントローラ3から出力される充放電電力指令PBC1に従って、鉛蓄電池2-1-1の充放電電力を制御する。変換器2-1-2は鉛蓄電池2-1-1の充電率(SOC1)や、充放電電流、端子電圧等の状態量State1を検出する機能を備えており、これらの状態量を統括コントローラ3に送信する。なお

50

鉛蓄電池 2 - 1 - 1 の充放電電流 I は、図示していないが蓄電装置 2 - 1 を構成する電流検出器によって検出する。

【 0 0 4 1 】

また鉛蓄電池 2 - 1 - 1 の端子電圧は、同じく図示していないが蓄電装置 2 - 1 を構成する直流電圧検出器によって検出する。また鉛蓄電池 2 - 1 - 1 の充電率 $SOC1$ は、鉛蓄電池 2 - 1 - 1 の充放電電流 I から (1) 式に従って演算する。

【 0 0 4 2 】

$$SOC1 = SOC(t=0) - (I dt) \div (\text{蓄電池定格容量}) \cdots (1)$$

なお式 (1) 中の $SOC(t=0)$ は初期の SOC 状態を表し、また充放電電流 I は放電側を正、充電側を負として取り扱うことにする。

【 0 0 4 3 】

ここで電力貯蔵装置 2 を構成する他の蓄電装置 2 - 2、2 - 3 の構成は、図 3 に示した蓄電装置 2 - 1 の構成と同様であるので、詳細な説明は省略する。

【 0 0 4 4 】

次に第 1 実施例の風力発電所 10 を構成する電力貯蔵装置 2 に設置された統括コントローラ 3 の構成とその動作について図 1 及び図 4 から図 14 を用いて説明する。

【 0 0 4 5 】

統括コントローラ 3 はマイクロプロセッサ等で構成され、風力発電システム 1 と電力貯蔵装置 2 の状態量を検出し、電力貯蔵装置 2 の蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 が充放電すべき充放電電力の指令 $PBC1$ 、 $PBC2$ 、 $PBC3$ を演算する役割を担う。以下で統括コントローラ 3 の具体的な動作について詳細に説明する。

【 0 0 4 6 】

図 1 及び図 4 において、統括コントローラ 3 は電力計 4 で計測した風力発電システム 1 の発電電力値 PW から、統括コントローラ 3 を構成する発電所出力目標値演算部 3 - 1 において、発電所が出力すべき発電所出力の目標値 $PSysT$ を演算する。

【 0 0 4 7 】

発電所出力目標値演算部 3 - 1 で演算する発電所出力の目標値 $PSysT$ は、風力発電システム 1 の発電電力値 PW に対して、発電電力値 PW の時間的な変動を緩和した値として決定する。

【 0 0 4 8 】

統括コントローラ 3 を構成する発電所出力目標値演算部 3 - 1 の具体的な動作の 1 例を、図 5 を用いて説明する。

【 0 0 4 9 】

図 5 に示した統括コントローラ 3 を構成する発電所出力目標値演算部 3 - 1 は、風力発電システム 1 の発電電力値 PW に一次遅れ演算 (あるいは一次遅れフィルタ) を施すことで、発電電力値の変動を平滑化した発電所出力目標値 $PSysT$ を演算する。なお図 5 では一次遅れ時定数を Tm にした例を示している。

【 0 0 5 0 】

統括コントローラ 3 を構成する発電所出力目標値演算部 3 - 1 の別の構成例を図 6 に示す。

【 0 0 5 1 】

図 6 に示した統括コントローラ 3 を構成する発電所出力目標値演算部 3 - 1 a は、風力発電システム 1 の発電電力値 PW の時間的な変化率 (dP/dT) を所定値以下に制限することで、発電所出力目標値 $PSysT$ を決定する。

【 0 0 5 2 】

また、統括コントローラ 3 を構成する発電所出力目標値演算部 3 - 1 のさらに別の構成例を図 7 に示す。

【 0 0 5 3 】

図 7 に示した統括コントローラ 3 を構成する発電所出力目標値演算部 3 - 1 b は、風力発電システム 1 の発電電力値 PW に対して出力可能な上限値と下限値を設け、上下限で制

10

20

30

40

50

限した値を発電所出力目標値 $P_{S y s T}$ として演算する。なお発電所出力目標値演算部 3 - 1 b の上限値および下限値の演算方法としては、本発明者等が以前に提案した方式等（特開 2009 - 079559 号公報）により実現可能であり、詳細な説明は省略する。

【0054】

上記した第 1 実施例である風力発電所 10 を構成する電力貯蔵装置 2 に設置された統括コントローラ 3 を構成する発電所出力目標値演算部 3 - 1 として、発電所出力目標値 $P_{S y s T}$ の演算方式が図 5、図 6、図 7 に示した 3 例の構成を挙げたが、いずれの演算方式においても風力発電システム 1 の発電電力値 P_W の時間的な変動を緩和した発電所出力目標値 $P_{S y s T}$ を演算するという効果は達せられており、いずれの手法を用いても本発明の効果は発揮される。

10

【0055】

また同様に風力発電システム 1 の発電電力値 P_W の時間的な変動を緩和する発電所出力目標値 $P_{S y s T}$ を演算する手段であれば、本実施例に示した以外の発電所出力目標値演算方式であっても本発明の効果は発揮できる。

【0056】

次に前記電力貯蔵装置 2 に設置された統括コントローラ 3 において、図 4 に示すように、発電所出力目標値演算部 3 - 1 が演算した発電所出力目標値 $P_{S y s T}$ の変動を緩和するため、減算演算部 3 - 6 によって発電所出力目標値演算部 3 - 1 が演算した発電所出力目標値 $P_{S y s T}$ から風力発電システム 1 の発電電力値 P_W を減算することで、変動緩和のための充放電電力指令 $P_{B M i t i C}$ を決定する。

20

【0057】

変動緩和のための充放電電力指令 $P_{B M i t i C}$ は、風力発電システム 1 の発電電力値 P_W の変動を緩和するために電力貯蔵装置 2 が充放電すべき充放電電力値を表す値である。

【0058】

統括コントローラ 3 を構成する充放電電力指令分配部 3 - 2 は、減算演算部 3 - 6 によって演算された変動緩和のための充放電電力指令 $P_{B M i t i C}$ を各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 が充放電すべき充放電電力指令として分配する。

【0059】

充放電電力指令分配部 3 - 2 の具体的な動作を示したものが図 8 である。図 8 に示すように充放電電力指令分配部 3 - 2 は、各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 に減算演算部 3 - 6 によって演算された充放電電力指令 $P_{B M i t i C}$ を平均的に分配する。

30

【0060】

図 1、図 4 及び図 8 に示した第 1 実施例の風力発電所 10 を構成する電力貯蔵装置 2 では電力貯蔵装置 2 が 3 台の蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 で構成される場合を想定しているため、充放電電力指令分配部 3 - 2 では充放電電力指令 $P_{B M i t i C}$ を 3 で除算して、各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 の変動緩和のための充放電電力指令 $P_{B M i t i C 1}$ 、 $P_{B M i t i C 2}$ 、 $P_{B M i t i C 3}$ を決定する。

【0061】

これまで説明した前記各装置によって、第 1 実施例の風力発電所 10 に設置された風力発電システム 1 の発電電力値 P_W の時間的な変動を緩和するために、前記風力発電所 10 に設置された電力貯蔵装置 2 が充放電すべき充放電電力値が決定される。

40

【0062】

一方、第 1 実施例の風力発電システム 1 に連係して設置された電力貯蔵装置 2 は、風力発電システム 1 の発電電力値 P_W の時間的な変動を緩和するために充放電することに加え、前記電力貯蔵装置 2 を構成する各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 の劣化を防止するために、各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 の劣化抑制を目的とした充電率（以下 $S O C$ ）を制御するための充放電も合わせて実施する。以下に $S O C$ を制御のために各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 の充放電方法について詳細に説明する。

【0063】

50

まず図4に示した統括コントローラ3を構成する劣化指数演算部3-3の具体的な動作について説明する。劣化指数演算部3-3は、電力貯蔵装置2の蓄電装置2-1、2-2、2-3から受信した各蓄電装置2-1、2-2、2-3の状態量State1、State2、State3に基づいて前記蓄電装置2-1、2-2、2-3を構成する鉛蓄電池2-1-1、2-2-1、2-3-1の劣化度合を示す劣化度合指数D1、D2、D3を演算する。

【0064】

劣化指数演算部3-3の具体的な構成を詳細に示したものが図9である。図9に詳細な構成を示した劣化指数演算部3-3は、図1に示した各蓄電装置2-1、2-2、2-3から状態量State1、State2、State3として、二次電池（鉛蓄電池）が設置されてからの二次電池運用年数を受信する。

10

【0065】

劣化指数演算部3-3は内部に二次電池運用年数と劣化指数Dの関係を対応付ける年数劣化指数対応マップ3-3-1、3-3-2、3-3-3をデータとしてそれぞれ保存しており、前記年数劣化指数対応マップ3-3-1、3-3-2、3-3-3では受信した二次電池運用年数から対応する劣化指数D1、D2、D3を選択して出力する。なお劣化指数D1、D2、D3は0から100の数値で表す。

【0066】

劣化指数Dが0のときは劣化が全く進行していない状態を表し、100のときは劣化が進行し、運用できない（寿命に達した）ことを表す。鉛蓄電池は運用期間が長い程、劣化（サルフェーション）が進行するため、運用期間が長いほど対応する劣化指数は大きく設定する。

20

【0067】

図4に示した統括コントローラ3を構成する前記劣化指数演算部3-3の別の構成である劣化指数演算部3-3aについて図10に示す。図10に示した劣化指数演算部3-3aは、電力貯蔵装置2の蓄電装置2-1、2-2、2-3から状態量State1、State2、State3として受信した二次電池（鉛蓄電池）の端子電圧V1、V2、V3および充放電電流I1、I2、I3を利用するように構成されている。

【0068】

前記状態量State1、State2、State3には端子電圧V1、V2、V3および充放電電流I1、I2、I3がそれぞれ含まれている。

30

【0069】

前記劣化指数演算部3-3aには、各鉛蓄電池2-1-1、2-2-1、2-3-1の内部抵抗R1、R2、R3を演算する内部抵抗演算部3-3a-1、3-3a-2、3-3a-3と、劣化指数を対応付ける内部抵抗-劣化指数対応マップ3-3a-4、3-3a-5、3-3a-6とが夫々設置されている。

【0070】

そして前記劣化指数演算部3-3aに設けた内部抵抗演算部3-3a-1、3-3a-2、3-3a-3では、蓄電装置2-1、2-2、2-3から受信した状態量State1、State2、State3に含まれている端子電圧V1、V2、V3および充放電電流I1、I2、I3から、各鉛蓄電池2-1-1、2-2-1、2-3-1の内部抵抗R1、R2、R3を演算する。

40

【0071】

具体的には前記内部抵抗演算部3-3a-1、3-3a-2、3-3a-3にそれぞれ備えられた(2)式、(3)式、及び(4)式の演算式に従って各鉛蓄電池2-1-1、2-2-1、2-3-1の内部抵抗R1、R2、R3を演算する。

【0072】

$$R1 = (V1 - V0) \div I1 \dots (2)$$

$$R2 = (V2 - V0) \div I2 \dots (3)$$

$$R3 = (V3 - V0) \div I3 \dots (4)$$

50

ここでV0は劣化していないときの鉛蓄電池の端子電圧である。

【0073】

次に劣化指数演算部3-3aに設けた内部抵抗-劣化指数対応マップ3-3a-4、3-3a-5、3-3a-6では、図10に示された内部抵抗Rと劣化指数Dとの関係を定めた特性線分に基づいて、前記内部抵抗演算部3-3a-1、3-3a-2、3-3a-3で演算した内部抵抗R1、R2、R3に対応する劣化指数D1、D2、D3をそれぞれ選択して出力する。

【0074】

なお鉛蓄電池は劣化(サルフェーション)が進行すると内部抵抗が大きくなる傾向があるため、内部抵抗-劣化指数対応マップ3-3a-4、3-3a-5、3-3a-6に示したように、内部抵抗R1、R2、R3が大きくなるほど、対応する劣化指数D1、D2、D3の値が大きくなるように設定してある。

10

【0075】

本実施例の風力発電システム1に係して設置された電力貯蔵装置2の統括コントローラ3では、劣化指数演算部3-3として図9に示した劣化指数演算部3-3の構成と、図10に示した劣化指数演算部3-3aの構成との2方式を説明したが、いずれの方式の劣化指数演算部3-3の構成を用いても本発明の効果は発揮できる。

【0076】

また図示していないが、劣化推定手段として二次電池の放電電流の累積積算量を演算して、累積放電電流積算量が大きいかほど劣化が進行していると推定しても良い。これは放電電流量が多いほど、鉛蓄電池の劣化が進行するためである。

20

【0077】

次に図4に示した統括コントローラ3を構成するSOC目標値演算部3-4の具体的な動作について図11を用いて説明する。

【0078】

図11において、SOC目標値演算部3-4は、劣化指数演算部3-3に設けた内部抵抗-劣化指数対応マップ3-3a-4、3-3a-5、3-3a-6から出力される各鉛蓄電池2-1-1、2-2-1、2-3-1の劣化度合D1、D2、D3に応じて、充電率目標値(SOC目標値)SOCT1、SOCT2、SOCT3をそれぞれ演算して出力する劣化度合-SOC目標値対応マップ3-4-1、3-4-2、3-4-3が設置されている。

30

【0079】

なお、本実施例のSOC目標値演算部3-4に設けられた前記劣化度合-SOC目標値対応マップ3-4-1、3-4-2、3-4-3では、鉛蓄電池の満充電状態をSOCが100%の状態と定義し、また鉛蓄電池の完全放電状態をSOCが0%の状態と定義して、図11に示されたSOC目標値と劣化指数Dとの関係を定めた特性線分に基づいて、前記劣化指数演算部3-3又は前記劣化指数演算部3-3aで演算されて出力した各鉛蓄電池2-1-1、2-2-1、2-3-1の劣化指数D1、D2、D3に対応するSOC目標値SOCT1、SOCT2、SOCT3をそれぞれ選択して出力する。

【0080】

鉛蓄電池の劣化(サルフェーション)は満充電に近いほどその進行が抑制される。このため劣化度合-SOC目標値対応マップ3-4-1、3-4-2、3-4-3は劣化指数D1、D2、D3の値が大きいかほど、対応するSOC目標値の値が大きくなるように設定してある。

40

【0081】

次に図4に示した統括コントローラ3を構成するSOC管理充放電指令演算部3-5の具体的な動作について図12を用いて説明する。

【0082】

図12において、SOC管理充放電指令演算部3-5は、SOC目標値演算部3-4に設けた劣化度合-SOC目標値対応マップ3-4-1、3-4-2、3-4-3で演算し

50

て出力された各蓄電装置 2 - 1 - 1、2 - 2 - 1、2 - 3 - 1 の SOC 目標値 SOCT 1、SOCT 2、SOCT 3 と、前記各蓄電装置 2 - 1 - 1、2 - 2 - 1、2 - 3 - 1 で検出された SOC 測定値 SOC 1、SOC 2、SOC 3 との値に基づいて、各蓄電装置 2 - 1 - 1、2 - 2 - 1、2 - 3 - 1 の SOC 管理のための充放電電力指令 P B S O C C 1、P B S O C C 2、P B S O C C 3 を演算する。

【 0 0 8 3 】

具体的には前記 SOC 管理充放電指令演算部 3 - 5 に設置された減算器 3 - 5 - 1、3 - 5 - 2、3 - 5 - 3 が SOC 目標値 SOCT 1、SOCT 2、SOCT 3 からそれぞれ SOC 測定値 SOC 1、SOC 2、SOC 3 を減算し、この減算した値を比例演算器 3 - 5 - 4、3 - 5 - 5、3 - 5 - 6 によって比例演算し、更にこの比例演算した値にリミッタ演算器 3 - 5 - 7、3 - 5 - 8、3 - 5 - 9 によってリミッタを施すことで、SOC 管理のための充放電電力指令 P B S O C C 1、P B S O C C 2、P B S O C C 3 をそれぞれ演算して出力している。

10

【 0 0 8 4 】

前記比例演算器 3 - 5 - 4、3 - 5 - 5、3 - 5 - 6 は、SOC 目標値演算部 3 - 4 から出力された SOC 目標値 SOCT 1、SOCT 2、SOCT 3 と、前記各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 で検出された SOC 測定値 SOC 1、SOC 2、SOC 3 との差分に固定値 K_p を積算することで、前記目標値と前記測定値との差が大きな各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 に対して、大きな充放電電力指令 (P B S O C C 1、P B S O C C 2、P B S O C C 3) を演算する。

20

【 0 0 8 5 】

リミッタ演算器 3 - 5 - 7、3 - 5 - 8、3 - 5 - 9 は SOC 管理のための充放電が変動緩和効果に影響を与えないように、風力発電所 10 の定格電力に対して小さな値以内 (例えば $\pm 1\%$ 以内) に充放電電力指令 P B S O C C 1、P B S O C C 2、P B S O C C 3 を制限する。

【 0 0 8 6 】

図 4 に示した統括コントローラ 3 は、以上に説明した手段を用いて、充放電電力指令分配部 3 - 2 で演算した変動緩和のための充放電電力指令 P B M i t i C 1、P B M i t i C 2、P B M i t i C 3 と、SOC 管理のために前記 SOC 管理充放電指令演算部 3 - 5 で演算した充放電電力指令 P B S O C C 1、P B S O C C 2、P B S O C C 3 とを、該統括コントローラ 3 に設けた加算演算部 3 - 7 - 1、3 - 7 - 2、3 - 7 - 3 によってそれぞれ合算することで、各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 が充放電すべき充放電電力指令 P B C 1、P B C 2、P B C 3 を決定して各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 に対して指令するように構成されている。

30

【 0 0 8 7 】

前記加算演算部 3 - 7 - 1、3 - 7 - 2、3 - 7 - 3 にて合算して決定した充放電電力指令 P B C 1、P B C 2、P B C 3 は、統括コントローラ 3 から指令値として各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 に送信される。

【 0 0 8 8 】

次に図 1 に示した電力貯蔵装置 2 と発電システム 1 を備えた第 1 実施例の風力発電所 10 における動作例について、シミュレーションした動作状況の結果を図 13 A 乃至図 13 C に示す。

40

【 0 0 8 9 】

図 13 A 乃至図 13 C に示した第 1 実施例の風力発電所 10 をシミュレーションした動作状況例は、電力貯蔵装置 2 を構成する蓄電装置が 6 台設置された場合のシミュレーションを示している。

【 0 0 9 0 】

図 13 A は第 1 実施例の風力発電所 10 における風力発電所出力電力の時間変化を表したものであり、縦軸の電力は風力発電システム 1 の定格電力を 100% として表示しており、また符号が正の値が放電方向を、負の値が充電方向を示す。

50

【 0 0 9 1 】

そしてPWは風力発電システム1の発電電力、PBは電力貯蔵装置2の充放電電力、P Sysは風力発電所10の出力電力をそれぞれ示す。

【 0 0 9 2 】

図13Aに示したように、風力発電システム1の発電電力PWは時間とともに変動するが、変動を緩和するように電力貯蔵装置2が充放電電力PBを出力するため、発電電力PWと充放電電力PBとを合成した風力発電所10の出力電力P Sysの変動が緩和される状況を示している。

【 0 0 9 3 】

図13Bは上記シミュレーションにおける電力貯蔵装置2を構成する蓄電装置6台のそれぞれの充放電電力PB1乃至PB6の時間変化を示している。

10

【 0 0 9 4 】

なお図13Bに示したシミュレーションにおいては、6台の蓄電装置のうち第3の蓄電装置を構成する鉛蓄電池の劣化が進行した場合を仮定している。

【 0 0 9 5 】

図13Bに示すように、電力貯蔵装置2を構成する6台の蓄電装置の充放電電力PB1、PB2、PB3、PB4、PB5、PB6のなかで、劣化の進んだ第3の蓄電装置の充放電電力PB3の状況が他の蓄電装置の充放電電力とは異なる動きを示している。

【 0 0 9 6 】

図13Cは上記シミュレーションにおける6台の蓄電装置の充電率SOC(SOC1、SOC2、SOC3、SOC4、SOC5、SOC6)の時間変化を示している。このシミュレーションでは第3の蓄電装置の劣化が進行していると仮定したため、第3の蓄電装置のSOC目標値(SOCT3)は70%に設定されている。一方、その他の5台の蓄電装置のSOC目標値(SOCT1~SOCT2、SOCT4~SOCT6)は50%に設定されている。

20

【 0 0 9 7 】

図13Cに示したように、各蓄電装置の充電率(SOC)がSOC目標値(SOCT)に一致していないが、これは風力発電システム1の発電電力変動を緩和するために、電力貯蔵装置2を構成する電力貯蔵装置6台が全て充放電を行っているためである。

【 0 0 9 8 】

図14は図13A乃至図13Cの風力発電所10のシミュレーション条件において、風力発電所10を1年間に亘って運用した際の電力貯蔵装置2を構成する6台の蓄電装置に用いられる鉛蓄電池のSOC滞在率分布をそれぞれ示したものである。

30

【 0 0 9 9 】

蓄電装置のSOC滞在率分布とは、1年間の運用期間のうち、横軸に示した充電率(SOC)の状態の期間が1年間に対してどれくらいの割合発生したかを年間滞在率として縦軸に示したものである。

【 0 1 0 0 】

図14において、上から3番目に示した劣化の進行した3台目の蓄電装置3のSOC滞在率は、SOC目標値(SOCT3)である70%付近に滞在する期間が最も多くなる状況を示している。

40

【 0 1 0 1 】

一方、劣化の進んでいないその他の5台の蓄電装置は、SOC目標値(SOCT1~SOCT2、SOCT4~SOCT6)がそれぞれ50%であるため、年間を通して運用した場合に、SOC目標値である50%付近に滞在する期間が最も長くなる状況を示している。

【 0 1 0 2 】

このため、年間を通して本実施例の風力発電所10を運用した場合に、電力貯蔵装置2を構成する蓄電装置として6台設置された鉛蓄電池1~鉛蓄電池6のうち、劣化した3台目の鉛蓄電池3の充電率(SOC)が平均的に高い値に維持されるため、劣化した鉛蓄電

50

地 3 の更なる劣化進行を遅らせることができる。

【 0 1 0 3 】

なお、本実施例の発電電力が変動する発電システムとして風力発電システム 1 を用いた場合を示したが、発電電力が変動する発電システムとして太陽光発電システムなどの自然エネルギーを利用した発電システムであっても本実施例と同じ効果を奏することができる。

【 0 1 0 4 】

また発電電力が変動する発電システムとして、風力発電システムと太陽光発電システム、更には前記の自然エネルギーを利用した発電システムにエンジン発電機等の発電システムを組合せた複合発電システムであっても本実施例と同じ効果を奏することができる。

10

【 0 1 0 5 】

本実施例の自然エネルギーを利用した発電システムによれば、電力貯蔵装置 2 を構成する蓄電装置となる複数の鉛蓄電池のうち、劣化の進んだ鉛蓄電池の充電率 (SOC) が時間平均的に満充電に近い値に滞在する割合を多くすることが可能となるので、劣化の進んだ鉛蓄電池の更なる劣化進行を遅らせることができる。

【 0 1 0 6 】

この効果により複数備えられた各鉛蓄電装置の劣化の進行が平均化され、結果的には電力貯蔵装置全体の運用期間を延ばすことが可能となる。

【 0 1 0 7 】

なお本実施例の発電システムにおいては、電力貯蔵装置 2 を構成する二次電池として鉛蓄電池を用いた例を示したが、二次電池としてリチウムイオン電池等を用いても本実施例と同じ効果が得られる。

20

【 0 1 0 8 】

ただし、リチウムイオン電池の場合は、一般的に充電率を放電状態に近い値に制御した方が劣化の進行が抑制されることが知られている。これに対しては、劣化が進行していると推定されたリチウムイオン電池の充電率目標値を、劣化が進行していないリチウムイオン電池に対する充電率目標値よりも小さめに設定して対応すれば良い。

【 0 1 0 9 】

本実施例によれば、蓄電装置を構成する複数の二次電池のうち、劣化の進んだ二次電池の更なる劣化の進行を遅らせ、劣化の進んだ二次電池と劣化の進んでいない二次電池の双方を備えた蓄電装置を有する電力貯蔵装置全体の運用期間を延ばすことを可能にした発電システムの電力貯蔵装置および発電システムの電力貯蔵装置の運用方法が実現できる。

30

【実施例 2】

【 0 1 1 0 】

次に本発明の第 2 の実施例である発電電力が変動する自然エネルギーを利用した発電システム 1 と、この発電システム 1 と連係して設置される電力貯蔵装置 2 を備えた風力発電所 10 の構成について、図 15、図 16 を用いて説明する。

【 0 1 1 1 】

本発明の第 2 実施例の風力発電所 10 は、先に説明した第 1 実施例の風力発電所 10 と基本的な構成は同じであるので、両者に共通した構成及び動作の説明は省略し、先の実施例と相違する構成及び動作の説明についてのみ、以下に説明する。

40

【 0 1 1 2 】

図 15 に示した第 2 実施例の風力発電所 10 の電力貯蔵装置 2 の設置された統括コントローラ 3 b は、外部から SOC 目標値 (SOCT) を入力する外部入力手段 3 - 8 と、この外部入力手段 3 - 8 から SOC 目標値が入力される制御器 3 - 9 を備えた構成となっている。

【 0 1 1 3 】

統括コントローラ 3 b に備えられた SOC 管理充放電指令演算部 3 - 5 を有する制御器 3 - 9 に入力できるように構成されている。

【 0 1 1 4 】

50

また本実施例の統括コントローラ 3 b の詳細構成は、図 1 6 に示すように、SOC 目標値 (SOCT) を出力する外部入力手段 3 - 8 と、マイコンなどで構成され、前記外部入力手段 3 - 8 から入力する SOC 目標値 (SOCT1、SOCT2、SOCT3) から各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 へ送信する充放電電力指令 (PBSOCC1、PBSOCC2、PBSOCC3) を演算する SOC 管理充放電指令演算部 3 - 5 を有する制御器 3 - 9 とを備えている。

【0115】

制御器 3 - 9 に備えた SOC 管理充放電指令演算部 3 - 5 の構成要素の動作については、図 1 2 に示した第 1 実施例の SOC 管理充放電指令演算部 3 - 5 の動作と同じであるので、ここでの説明は省略する。

10

【0116】

本実施例の統括コントローラ 3 b のうち、外部入力手段 3 - 8 は、各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 の SOC 目標値 (SOCT1、SOCT2、SOCT3) を外部から設定する機能をもつ。例えば外部入力手段 3 - 8 はパーソナルコンピュータで構成され、各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 の SOC 目標値 (SOCT1、SOCT2、SOCT3) をパーソナルコンピュータを構成するキーボード等からオペレータが入力するようになっている。

【0117】

また外部入力手段 3 - 8 の別の例としては、目盛りのついたスライドスイッチであったり、目盛りのついた回転型スイッチであっても良い。

20

【0118】

この外部入力手段 3 - 8 を通して、オペレータが手動で各蓄電装置 2 - 1、2 - 2、2 - 3 の SOC 目標値 (SOCT1、SOCT2、SOCT3) を入力する。入力する SOC 目標値は、蓄電装置を構成する鉛蓄電池の劣化の度合に応じて設定し、劣化度合の大きな蓄電装置に対しては、SOC 目標値を劣化の進んでいない蓄電装置に比べて満充電に近い値に設定する点は、第 1 実施例と同じである。

【0119】

また蓄電装置を構成する鉛蓄電池の劣化を推定する手段は先の第 1 実施例に記載した手法を用いることになる。さらに蓄電装置を構成する鉛蓄電池の別の劣化推定手段として、二次電池の分解調査により直接劣化状態を推定し、SOC 目標値を決定してもよい。

30

【0120】

具体的には、蓄電装置を構成する二次電池の直列接続された電池セルの一部分を抜き出し、抜き出した電池セルを分解する。二次電池セルを構成する電解液の比重等を調べることで劣化を推定し、劣化度合から SOC 目標値を決定する。

【0121】

また蓄電装置を構成する二次電池の別の劣化推定方法として、二次電池の放電可能 Ah 容量を利用してもよい。

【0122】

この場合、前記統括コントローラ 3 b に充電率目標値 SOCT を設定する劣化設定器 3 - 10 を設けて、オペレータが図 1 7 に記載した手順によって前記外部入力手段 3 - 8 に充電率目標値 SOCT を入力すれば良い。

40

【0123】

図 1 7 は図 1 5 に示した第 2 実施例の電力貯蔵装置における蓄電装置について放電可能 Ah 容量から蓄電装置を構成する二次電池の劣化状態を推定し、さらに SOC 目標値を決定する方法を示したフローチャートである。

【0124】

図 1 7 に示したように、まず、蓄電装置を構成する二次電池の劣化状態を推定する第一のステップとして、放電可能 Ah 容量を測定したい蓄電装置の二次電池を満充電状態 (SOC = 100%) まで充電する。

【0125】

50

蓄電装置の劣化状態を推定する第2ステップにおいては、対象蓄電装置を一定電流（図17では100A一定）で放電する。

【0126】

放電中において蓄電装置を構成する二次電池単位セルの電圧も同時に測定する。二次電池単位セル電圧が所定値（図17では1.8[V]）に達したら放電を停止し、所定電圧に達するまでに要した時間H[hour]を測定する。

【0127】

蓄電装置を構成する二次電池の劣化状態を推定する第3ステップにおいては、放電時間H[hour]と一定電流値を積算することで、放電可能容量G[Ah]を求める。劣化が進んだ二次電池においては、放電可能容量Gが小さくなることが知られており、放電可能容量Gが劣化状態を推定するパラメータとなる。

10

【0128】

蓄電装置を構成する二次電池の劣化状態を推定する第4のステップにおいて、放電可能容量GからSOC目標値を決定する。具体的には放電可能容量GとSOC目標値の対応関係を示す表あるいはグラフから、SOC目標値を決定する。なお劣化が進んだ二次電池の放電可能容量Gは小さくなることから、放電可能容量Gが小さいほど対応する蓄電装置のSOC目標値は大きな値にする。

【0129】

SOC目標値(SOCT1、SOCT2、SOCT3)を受信した以降の統括コントローラ3bおよび蓄電装置2-1、2-2、2-3の動きは実施例1と同じであるため、説明は省略する。

20

【0130】

本実施例の電力貯蔵装置の運用方法によって、劣化の進んだ鉛蓄電池のSOCが時間平均的に満充電に近い値に滞在する割合が多くなり、劣化の進んだ鉛蓄電池の更なる劣化進行を遅らせることができる。

【0131】

この結果、電力貯蔵装置を構成する複数の鉛蓄電池の劣化進行が平均化され、結果的には電力貯蔵装置全体の運用期間を延ばすことが可能となる。

【0132】

本実施例によれば、蓄電装置を構成する複数の二次電池のうち、劣化の進んだ二次電池の更なる劣化の進行を遅らせ、劣化の進んだ二次電池と劣化の進んでいない二次電池の双方を備えた蓄電装置を有する電力貯蔵装置全体の運用期間を延ばすことを可能にした発電システムの電力貯蔵装置および発電システムの電力貯蔵装置の運用方法が実現できる。

30

【産業上の利用可能性】

【0133】

本発明は、自然エネルギーを利用した発電システムの電力貯蔵装置および電力貯蔵装置の運用方法に適用可能である。

【符号の説明】

【0134】

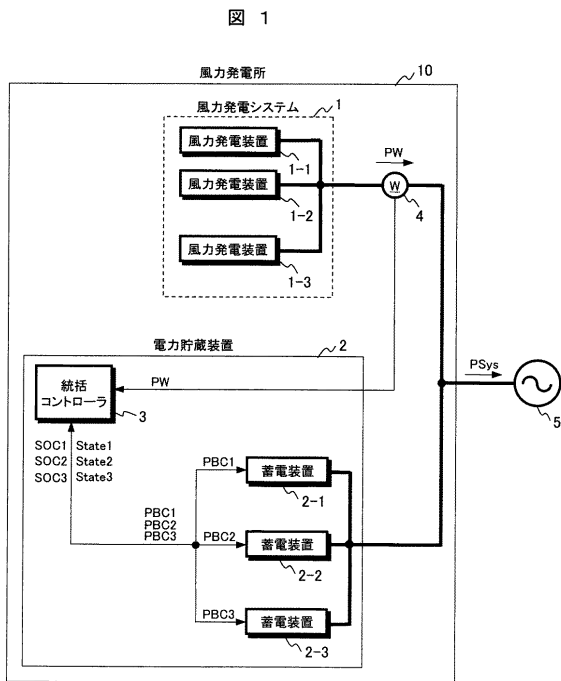
1：風力発電システム、1-1、1-2、1-3：風力発電装置、1-1-1：ブレード、1-1-2：風速計、1-1-3：ナセル、1-1-4：発電機、1-1-5：励磁装置、1-1-6：交直変換器、1-1-7：変換器、1-1-8：連系変圧器、1-1-9：遮断器、2：電力貯蔵装置、2-1、2-2、2-3：蓄電装置、2-1-1、2-2-1、2-3-1：鉛蓄電池、2-1-2、2-2-2、2-3-2：変換器、2-1-3、2-2-3、2-3-3：連系変圧器、2-1-4、2-2-4、2-3-4：遮断器、3、3b：統括コントローラ、3-1、3-1a、3-1b：発電所出力目標値演算部、3-2：充放電電力指令分配部、3-3、3-3a：劣化指数演算部、3-3a-1、3-3a-2、3-3a-3：内部抵抗演算部、3-3a-4、3-3a-5、3-3a-6：内部抵抗-劣化指数対応マップ、3-3-1、3-3-2、3-3-3：年数劣化指数対応マップ、3-4：SOC目標値演算部、3-4-1、3-4-2、3-

40

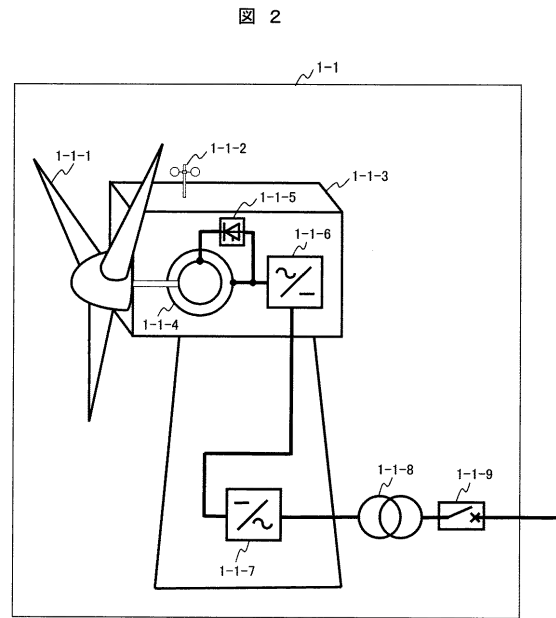
50

4 - 3 : 劣化度合 - SOC 目標値対応マップ、3 - 5 : SOC 管理充放電指令演算部、3 - 5 - 1、3 - 5 - 2、3 - 5 - 3 ; 減算器、3 - 5 - 4、3 - 5 - 5、3 - 5 - 6 : 比例演算器、3 - 5 - 7、3 - 5 - 8、3 - 5 - 9 リミッタ演算、3 - 6 : 減算器、3 - 7 - 1、3 - 7 - 2、3 - 7 - 3 : 加算器、3 - 8 : 外部入力手段、3 - 9 : 制御器、4 : 電力計、5 : 電力系統、10 : 風力発電所。

【図 1】

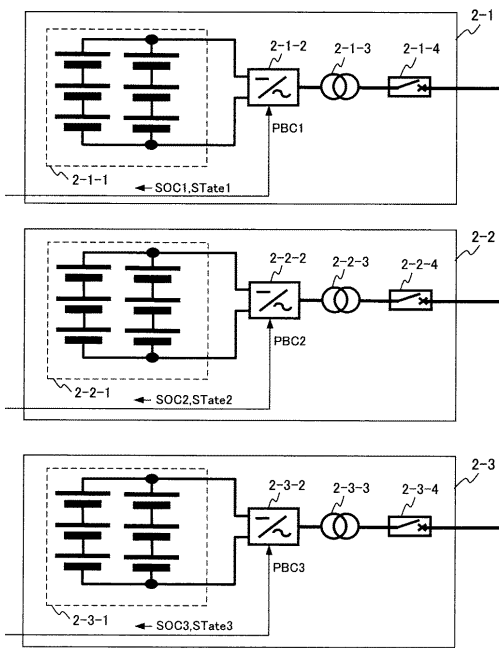


【図 2】



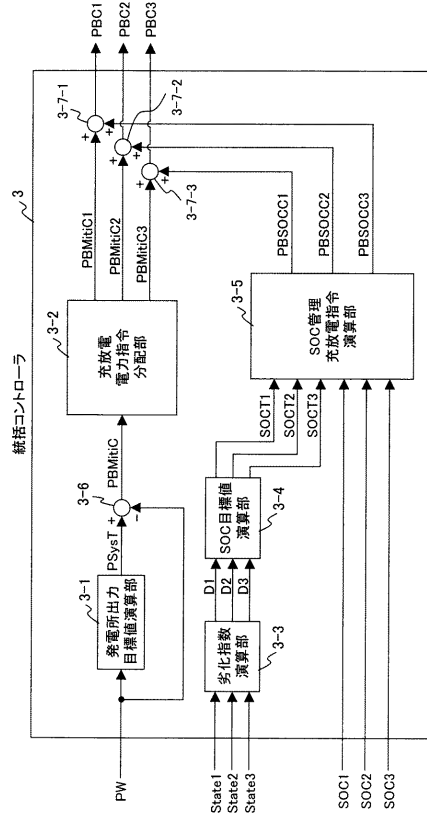
【図3】

図3



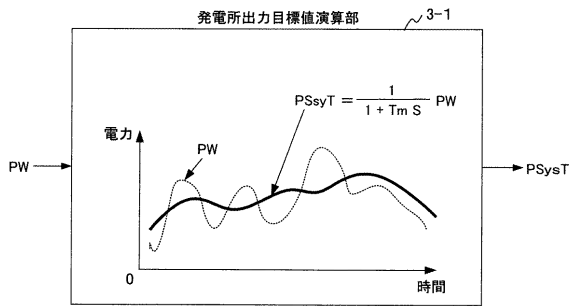
【図4】

図4



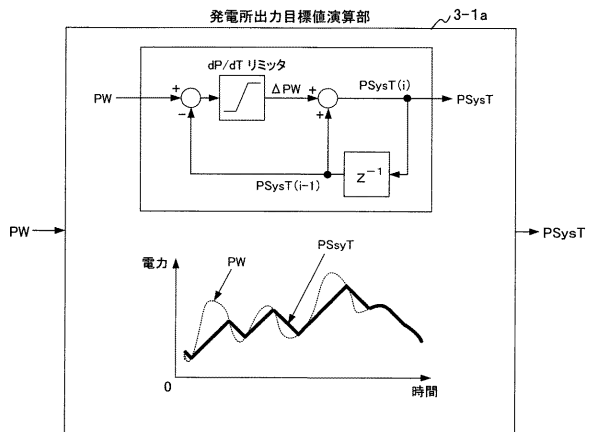
【図5】

図5



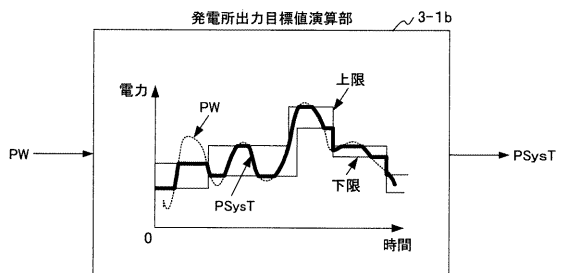
【図6】

図6

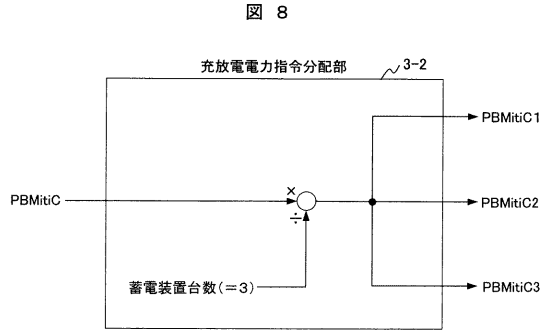


【図7】

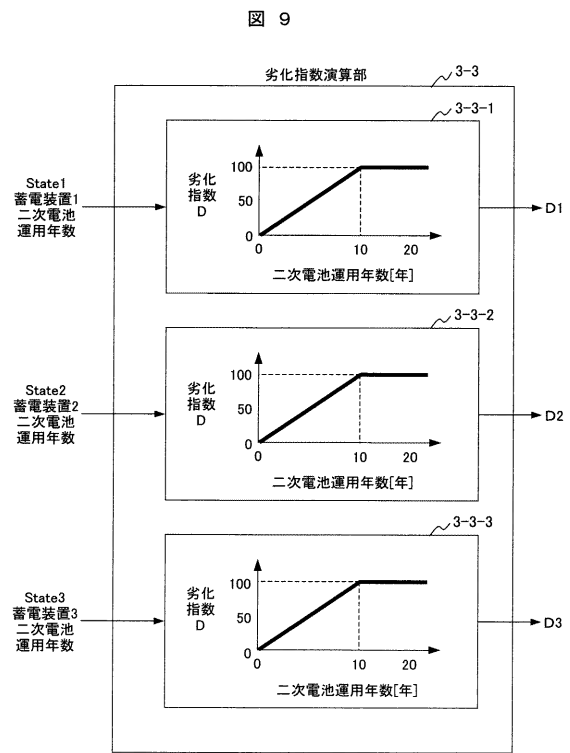
図7



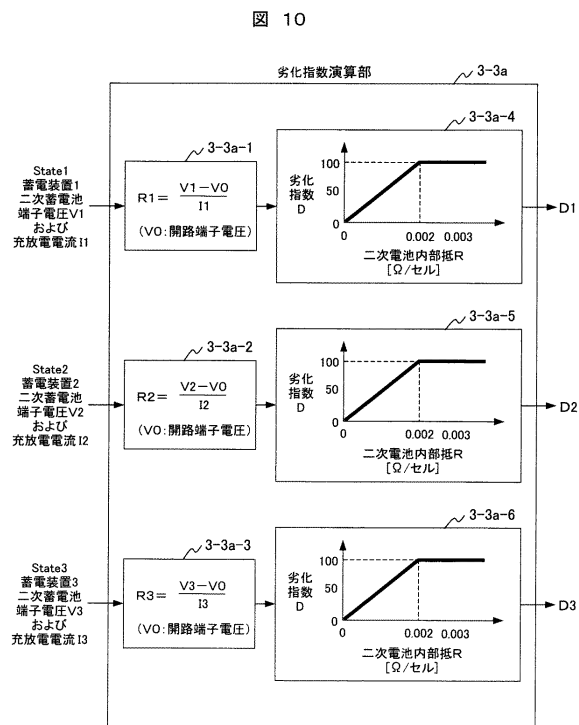
【 図 8 】



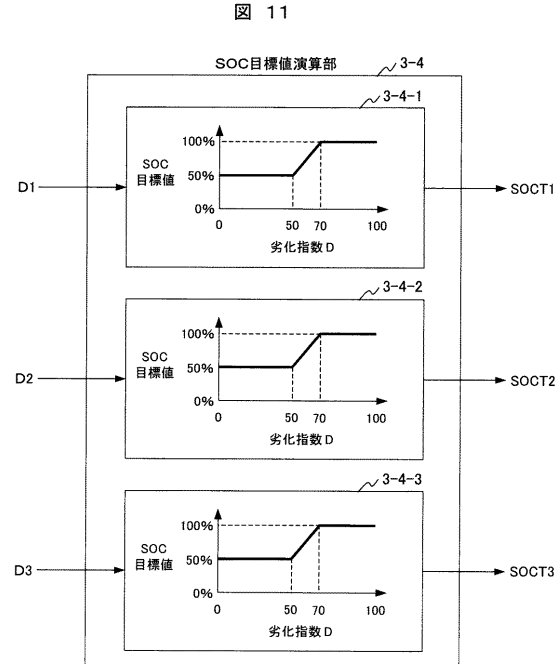
【 図 9 】



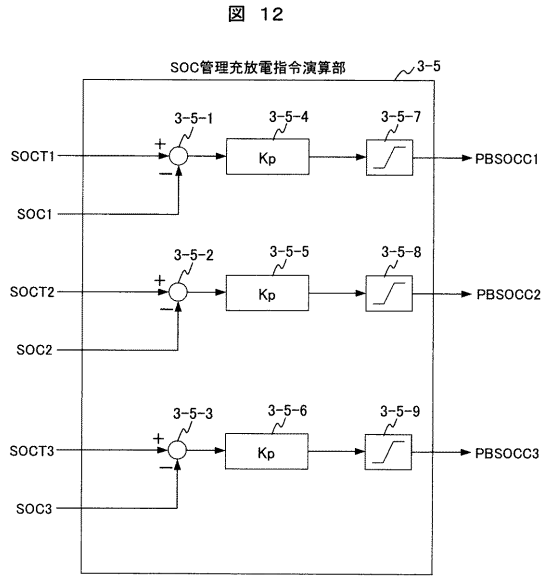
【 図 10 】



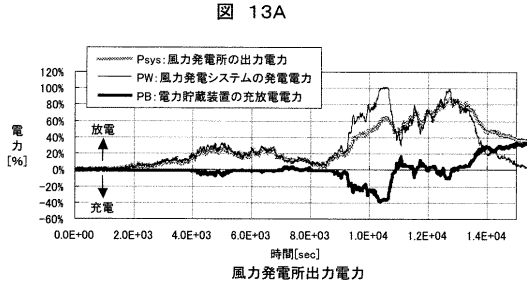
【 図 11 】



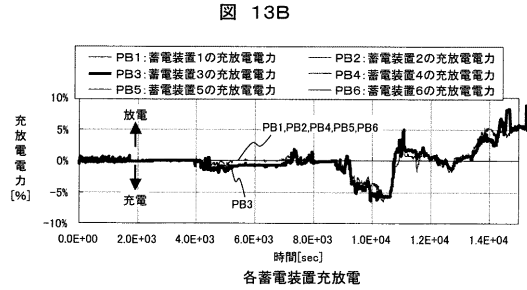
【図 1 2】



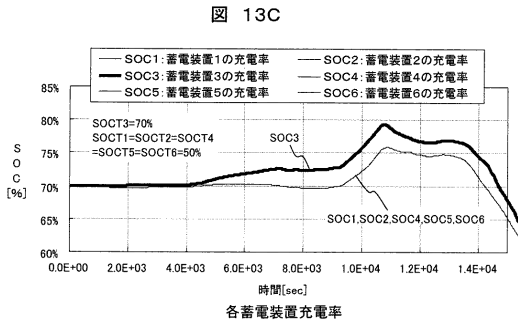
【図 1 3 A】



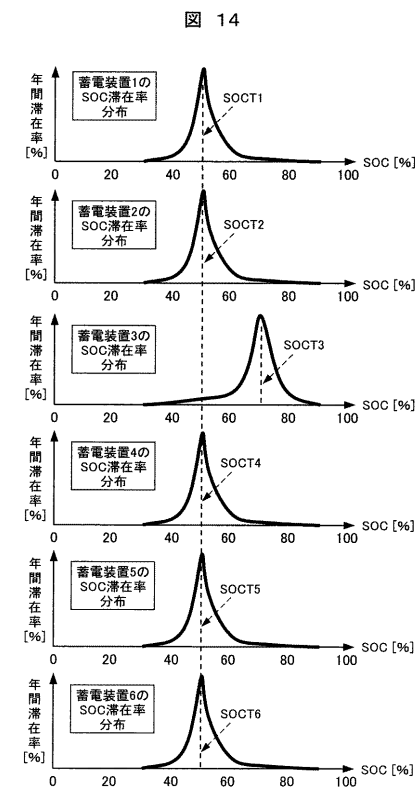
【図 1 3 B】



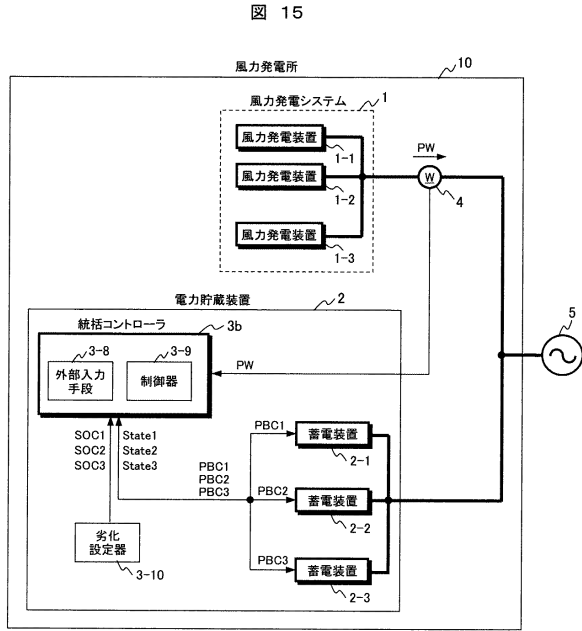
【図 1 3 C】



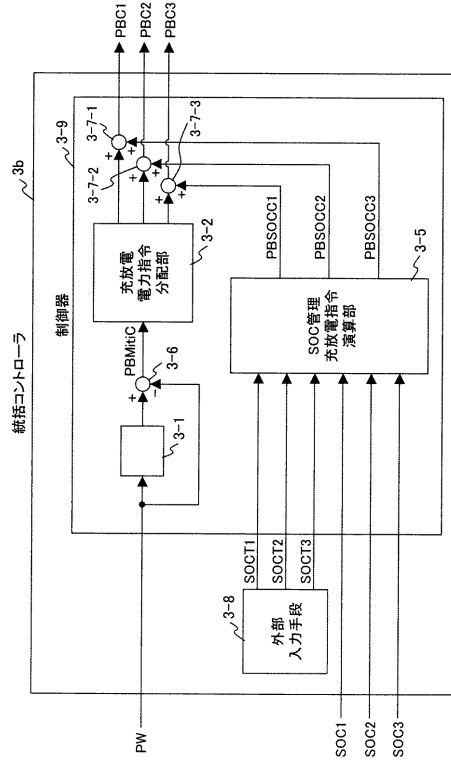
【図 1 4】



【図 15】

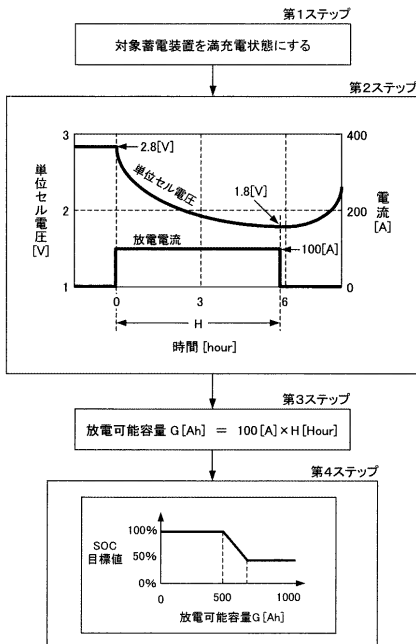


【図 16】



【図 17】

図 17



フロントページの続き

(72)発明者 力武 正樹

日本国茨城県日立市幸町三丁目2番2号 株式会社日立エンジニアリング・アンド・サービス内

審査官 杉田 恵一

(56)参考文献 特開2000-312445(JP,A)
特開2003-189502(JP,A)
特開2006-141093(JP,A)
特開2007-259612(JP,A)
特開2007-306670(JP,A)
特開2008-99461(JP,A)
特開2009-44862(JP,A)
特開2009-79559(JP,A)
特開2009-212020(JP,A)
特開2009-261076(JP,A)
特開2010-159661(JP,A)

(58)調査した分野(Int.Cl., DB名)

H02J 3/32

H02J 7/00