

(19)日本国特許庁(JP)

(12)特許公報(B2)

(11)特許番号
特許第7483037号
(P7483037)

(45)発行日 令和6年5月14日(2024.5.14)

(24)登録日 令和6年5月2日(2024.5.2)

(51)国際特許分類		F I		
H 0 2 M	7/48 (2007.01)	H 0 2 M	7/48	R
H 0 2 J	3/38 (2006.01)	H 0 2 J	3/38	1 2 0
H 0 2 J	3/24 (2006.01)	H 0 2 J	3/24	
		H 0 2 M	7/48	E
請求項の数 11 (全80頁)				
(21)出願番号	特願2022-560599(P2022-560599)	(73)特許権者	000006013 三菱電機株式会社 東京都千代田区丸の内二丁目 7 番 3 号	
(86)(22)出願日	令和2年11月6日(2020.11.6)	(74)代理人	110001195 弁理士法人深見特許事務所	
(86)国際出願番号	PCT/JP2020/041518	(72)発明者	井上 禎之 東京都千代田区丸の内二丁目 7 番 3 号 三菱電機株式会社内	
(87)国際公開番号	WO2022/097269	審査官	栗栖 正和	
(87)国際公開日	令和4年5月12日(2022.5.12)			
審査請求日	令和5年4月17日(2023.4.17)			
最終頁に続く				

(54)【発明の名称】 電力変換装置

(57)【特許請求の範囲】

【請求項1】

分散電源から出力される電力を交流電力に変換して交流系統に出力するインバータと、
前記インバータを制御する制御回路とを備え、
前記制御回路は、
前記インバータに同期発電機の過渡特性を持たせる仮想同期発電機制御回路と、
前記仮想同期発電機制御回路を制御するための制御パラメータを生成する制御パラメータ生成回路と、
前記仮想同期発電機制御回路から入力される交流系統電圧情報に基づいて、前記インバータを電圧源として制御するインバータ電圧制御回路と、
前記分散電源を管理する管理装置から、前記分散電源の電力目標値および、前記制御パラメータの生成に必要な情報を受信する通信回路とを含み、
前記制御パラメータ生成回路は、前記通信回路が受信した前記電力目標値および前記制御パラメータの生成に必要な情報に基づいて、前記仮想同期発電機制御回路で使用する速度調整率および制動係数の少なくとも一方を生成する、電力変換装置。

【請求項2】

前記仮想同期発電機制御回路は、
前記同期発電機のガバナー機能を模擬したガバナー制御回路と、
前記同期発電機の動揺方程式を模擬した質点系演算回路とを含み、
前記ガバナー制御回路を制御するための前記制御パラメータは、前記同期発電機の応答

性能を決定するガバナー時定数と、前記速度調整率とを含み、

前記質点系演算回路を制御するための前記制御パラメータは、機械的回転子の慣性を模擬した慣性定数と、前記機械的回転子に制動力を加える前記制動係数とを含む、請求項 1 に記載の電力変換装置。

【請求項 3】

前記交流系統の交流系統電圧を計測する電圧計をさらに備え、

前記インバータ電圧制御回路は、前記仮想同期発電機制御回路から入力される前記交流系統電圧情報に基づいて交流電圧目標値を生成し、生成した前記交流電圧目標値および前記電圧計の計測値に基づいて前記インバータを前記電圧源として制御する、請求項 1 に記載の電力変換装置。

【請求項 4】

前記交流系統の交流系統電圧を計測する電圧計をさらに備え、

前記インバータ電圧制御回路は、前記仮想同期発電機制御回路から入力される前記交流系統電圧情報に基づいて交流電圧目標値を生成し、生成した前記交流電圧目標値および前記電圧計の計測値に基づいて前記インバータを前記電圧源として制御する、請求項 2 に記載の電力変換装置。

【請求項 5】

前記交流系統の交流系統電圧を計測する電圧計と、

前記交流系統の交流電流を計測する電流計と、

前記電圧計および前記電流計の計測値に基づいて交流実効電力を算出する実効電力算出回路と、

前記電圧計の計測値に基づいて、前記交流系統電圧の周波数と、ゼロクロス点または位相とを検出する交流周波数検出回路とをさらに備え、

前記ガバナー制御回路は、前記交流系統電圧の基準周波数および、前記交流周波数検出回路により検出される前記交流系統電圧の周波数に基づいて、前記電力目標値に加えるオフセット値を算出し、当該算出結果を前記質点系演算回路に出力し、

前記質点系演算回路は、前記電力目標値および前記オフセット値の加算結果と前記交流実効電力とに基づいて、前記インバータ電圧制御回路に前記交流系統電圧情報として出力する、前記交流系統電圧の周波数および位相を生成する、請求項 2 に記載の電力変換装置。

【請求項 6】

前記交流系統の交流電流を計測する電流計と、

前記電圧計および前記電流計の計測値に基づいて交流実効電力を算出する実効電力算出回路と、

前記電圧計の計測値に基づいて、前記交流系統電圧の周波数と、ゼロクロス点または位相とを検出する交流周波数検出回路とをさらに備え、

前記ガバナー制御回路は、前記交流系統電圧の基準周波数および、前記交流周波数検出回路により検出される前記交流系統電圧の周波数に基づいて、前記電力目標値に加えるオフセット値を算出し、当該算出結果を前記質点系演算回路に出力し、

前記質点系演算回路は、前記電力目標値および前記オフセット値の加算結果と前記交流実効電力とに基づいて、前記インバータ電圧制御回路に前記交流系統電圧情報として出力する、前記交流系統電圧の周波数および位相を生成する、請求項 4 に記載の電力変換装置。

【請求項 7】

前記インバータ電圧制御回路は、前記インバータが出力する交流電流を制限する電流制限回路を含み、

前記電流制限回路は、前記電流計の計測値が予め設定された電流範囲を逸脱した場合に、前記インバータが出力する交流電流に制限を加える、請求項 5 または 6 に記載の電力変換装置。

【請求項 8】

前記制御パラメータ生成回路は、前記インバータの容量と、前記交流系統に接続するための規定情報と、前記通信回路が受信した前記電力目標値および前記制御パラメータの生

10

20

30

40

50

成に必要な情報とに基づいて、前記制御パラメータを生成する、請求項 1 から 7 のいずれか 1 項に記載の電力変換装置。

【請求項 9】

前記制御パラメータ生成回路は、

前記インバータの容量に予め定められた比を乗算した乗算値を前記電力目標値としたときの、前記交流系統の交流系統電圧の基準周波数に対する系統周波数の偏差である差分周波数と、当該電力目標値に対する前記インバータの出力電力の偏差である差分電力との関係を示す基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成し、

生成した前記基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性および、前記管理装置から通知される前記電力目標値に基づいて、前記インバータを制御するための $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成し、

生成した前記 $\Delta F / \Delta P$ 特性を用いて前記制御パラメータを生成する、請求項 8 に記載の電力変換装置。

【請求項 10】

前記制御パラメータの生成に必要な情報は、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性または前記基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成するために必要な情報、もしくは、 $\Delta F / \Delta P$ 特性または前記 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成するために必要な情報を含み、

前記基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性は、前記インバータの容量に予め定められた比を乗算した乗算値を前記電力目標値としたときの、前記交流系統の交流系統電圧の基準周波数に対する系統周波数の偏差である差分周波数と、前記電力目標値に対する前記インバータの出力電力の偏差である差分電力との関係を示し、

前記 $\Delta F / \Delta P$ 特性は、前記基準周波数に対する系統周波数の偏差である差分周波数と、前記管理装置から通知される前記電力目標値に対する前記インバータの出力電力の偏差である差分電力との関係を示し、

前記制御パラメータ生成回路は、前記管理装置から通知される前記電力目標値および前記制御パラメータの生成に必要な情報と、前記インバータの容量とに基づいて、前記制御パラメータを生成する、請求項 1 から 8 のいずれか 1 項に記載の電力変換装置。

【請求項 11】

前記制御パラメータ生成回路は、

前記管理装置から通知される前記電力目標値に対する前記インバータの出力電力の前記差分電力を算出し、

前記 $\Delta F / \Delta P$ 特性または前記 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成するために必要な情報に基づいて、前記基準周波数に対する前記差分周波数を算出し、

算出した前記差分電力および前記差分周波数に基づいて、前記制御パラメータを生成する、請求項 9 または 10 に記載の電力変換装置

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

本開示は、電力変換装置に関する。

【背景技術】

【0002】

近年、環境負荷の低減に向け、太陽電池などの再生可能エネルギーを利用した創エネルギー機器（以下、「創エネ機器」とも称する）の導入が加速している。また、東日本大震災以降の電力不足などに対応するため、蓄電池等の蓄エネルギー機器（以下、「蓄エネ機器」とも称する）を具備したシステム、または、創エネ機器および蓄エネ機器を組み合わせたシステムなどの製品化が進められている。これらのシステムには、創エネ機器および蓄エネ機器を交流系統に連系するために、静止型インバータが採用されている。

【0003】

一方、電力系統において、需要の変動に対する発電量の調整力としての火力発電所は、再生可能エネルギーによる発電量の増加に伴い、管理コストを含む発電コストの軽減の観点から、今後閉鎖が進むことが予測される。ただし、火力発電所における同期発電機は、

10

20

30

40

50

系統周波数が変動したときに当該変動を抑制する作用（慣性力、同期化力など）を潜在的に有している。そのため、火力発電所の閉鎖が進むと、同期発電機の減数が進むために、電力システムの安定性の確保が困難となることが懸念される。

【0004】

上記課題を解決するため、静止型インバータに対して同期発電機の機能を持たせた仮想同期発電機の制御技術の開発が進んでいる。例えば、特開2019-176584号公報（特許文献1）には、仮想同期発電機制御を実装した分散電源（静止型インバータ）の制御パラメータの設定方法が開示されている。具体的には、特許文献1には、系統運用者から要求される要求慣性値と、分散電源の仕様および動作状態に基づいて算出した仮想慣性値とのいずれか一方に基づいて、分散電源における仮想慣性を設定するための制御パラメータを生成する方法が開示されている。

10

【先行技術文献】

【特許文献】

【0005】

【文献】特開2019-176584号公報

【発明の概要】

【発明が解決しようとする課題】

【0006】

上記特許文献1に記載されている制御パラメータの生成方法によれば、系統管理者が意図とした系統の慣性力は担保されるが、負荷の変動または創エネ機器の発電量の変化により、各分散電源が分担する電力の案分までは担保することができない。

20

【0007】

例えば、分散電源として仮想同期発電機制御が実装されている蓄電池が2台系統に連系している場合を考える。蓄電池の容量および静止型インバータの容量が同じで、現時点での充電電力量（SOC：State Of Charge）の比が2：1とする。この場合、蓄電池の運転計画（充放電計画）において、各蓄電池の放電電力目標値の比はSOCの比と同様、2：1に割り当てられるとする。

【0008】

ここで、系統全体の負荷が増加すると、各蓄電池では仮想同期発電機制御が実行され、増加した電力を2台の蓄電池が案分して出力することになる。その際、2台の蓄電池の仮想同期発電機制御の制御パラメータが同一であった場合、各蓄電池は同量の電力を追加で出力することになる。

30

【0009】

しかしながら、上述した蓄電池の運転計画では、2台の蓄電池が双方のSOCの比に従って電力を出力するよう計画されており、増加した電力もこの運転計画の比で案分されることが望ましい。

【0010】

上記の特許文献1では、系統事業者の要求する系統の慣性力のみで制御パラメータが決定されるため、負荷の変動または創エネ機器の発電電力が変動したときの過不足電力を複数の分散電源で案分する場合、各分散電源の仮想慣性に基づいて案分されることになる。そのため、元々の運転計画で想定していた案分比とは異なる比で過不足電力が案分されるといった問題点があった。

40

【0011】

一般に、複数の電力変換装置（説明を簡単にするため系統用蓄電池システムの静止型インバータに仮想同期発電機制御を実装した場合を想定する）に割り振る電力目標値（運転計画）は、各蓄電池の容量およびSOCならびに静止型インバータ容量などに基づいて案分される。具体的には、放電の場合は、複数の蓄電池の間で蓄電池容量および静止型インバータの容量が同じ場合は、SOCが高い蓄電池に多くの電力が割り当てられる。これは、例えば2台の蓄電池のうちの1台の蓄電池の充電電力がゼロ（SOC=0）となった場合、以降、系統の慣性力は残りの1台の蓄電池で維持するため、実質的に静止型インバー

50

タによる疑似慣性力は半分になってしまうためである。そのため、複数の蓄電池の電力案分を決定する場合、各蓄電池のSOCがほぼ同時にゼロ（充電の場合は満充電）になるように電力を案分する必要がある。

【0012】

特に、仮想同期発電機制御を実装した蓄電池などの複数の分散電源を用いてマイクログリッド等を構成する場合には、負荷の急変や日射量の急変により系統に供給される電力が急変したときに、各分散電源での電力の案分が想定通りに行なえないといった問題があった。

【0013】

本開示は、上記したような問題点を解決するためになされたものであり、その目的は、仮想同期発電機制御を実装した静止型インバータを有する複数の電力変換装置が連系された電力系統において、負荷の消費電力の変動または創エネ機器の発電電力の変動が発生した場合でも、各電力変換装置が上位のEMS（Energy Management System）から通知された電力目標値の比と等しくなるように過不足電力を案分することができる仮想同期発電機制御の制御パラメータを生成することである。

【課題を解決するための手段】

【0014】

本開示のある局面では、電力変換装置は、分散電源から出力される電力を交流電力に変換して交流系統に出力するインバータと、インバータを制御する制御回路とを備える。制御回路は、インバータに同期発電機の過渡特性を持たせる仮想同期発電機制御回路と、仮想同期発電機制御回路を制御するための制御パラメータを生成する制御パラメータ生成回路と、仮想同期発電機制御回路から入力される交流系統電圧情報に基づいて、インバータを電圧源として制御するインバータ電圧制御回路と、分散電源を管理する管理装置から、分散電源の電力目標値および制御パラメータの生成に必要な情報を受信する通信回路とを含む。制御パラメータ生成回路は、通信回路が受信した電力目標値および制御パラメータの生成に必要な情報に基づいて、仮想同期発電機制御回路で使用する速度調整率および制動係数の少なくとも一方を生成する。

【発明の効果】

【0015】

本開示によれば、仮想同期発電機制御を実装した静止型インバータを有する複数の電力変換装置が連系された電力系統において、負荷の消費電力の変動または創エネ機器の発電電力の変動が発生した場合でも、各電力変換装置が通知された電力目標値の比と等しくなるように過不足電力を案分することができる。

【図面の簡単な説明】

【0016】

【図1】配電システムの構成例を示すブロック図である。

【図2】図1に示す配電システムの構成をさらに説明するためのブロック図である。

【図3】図1に示したCEMSの構成を示すブロック図である。

【図4】図3に示した運転計画作成回路の構成を示すブロック図である。

【図5】図3に示した制御パラメータ生成回路の構成を示すブロック図である。

【図6】図1に示したメガソーラー用電力変換装置の構成を示すブロック図である。

【図7】図1に示した蓄電池用電力変換装置の構成を説明するブロック図である。

【図8】図6に示した第1の制御回路の構成を説明するブロック図である。

【図9】図6に示した第2の制御回路の構成を説明するブロック図である。

【図10】図7に示した第3の制御回路の構成を説明するブロック図である。

【図11】図7に示した第4の制御回路の構成を説明するブロック図である。

【図12】図11に示した交流周波数検出回路の構成を説明するブロック図である。

【図13】図11に示したインバータ電圧制御回路の構成を説明するブロック図である。

【図14】図11に示した仮想同期発電機制御回路の構成を説明するブロック図である。

【図15】図14に示したガバナー制御回路の構成を説明するブロック図である。

10

20

30

40

50

【図 1 6】図 1 4 に示した質点系演算回路の構成を説明するブロック図である。

【図 1 7】電力変換装置に実装される仮想同期発電機制御によりカバーされる領域を示す図である。

【図 1 8】実施の形態 1 に係る電力変換装置に実装される仮想同期発電機制御を説明するための図である。

【図 1 9】実施の形態 1 に係る電力変換装置に実装される仮想同期発電機制御を説明するための図である。

【図 2 0】 $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。

【図 2 1】実施の形態 1 に係る電力変換装置に実装される仮想同期発電機制御において負荷を急変させたときに静止型インバータから出力される交流電圧の周波数の応答波形を示す図である。

10

【図 2 2】従来の仮想同期発電機制御を実装した 2 台の電力変換装置の各々の静止型インバータから出力される交流電力の実効値の応答波形を示す図である。

【図 2 3】従来の仮想同期発電機制御を実装した 2 台の電力変換装置を動作させたときの各静止型インバータから出力される交流電圧の周波数の応答波形を示す。

【図 2 4】従来の仮想同期発電機制御を実装した第 1 の電力変換装置の $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。

【図 2 5】従来の仮想同期発電機制御を実装した第 2 の電力変換装置の $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。

【図 2 6】実施の形態 1 に係る仮想発電機制御を実装した第 2 の電力変換装置の $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。

20

【図 2 7】実施の形態 1 に係る仮想同期発電機制御を実装した電力変換装置における基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。

【図 2 8】図 2 7 に示す基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を使用した、各電力変換装置の $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法を説明するための図である。

【図 2 9】容量が 4 kW の静止型インバータの基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法を説明するための図である。

【図 3 0】静止型インバータの容量が異なる 2 台の電力変換装置の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性および $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。

【図 3 1】図 3 0 に示す 2 台の電力変換装置から出力される交流電力の実効値の波形を示す図である。

30

【図 3 2】図 1 に示した分散電源システムの通常動作を説明するためのシーケンス図である。

【図 3 3】CEMS の制御処理を示すフローチャートである。

【図 3 4】蓄電池の運転計画を作成する処理（図 3 3 の S 0 5）を示すフローチャートである。

【図 3 5】仮想同期発電機制御の制御パラメータの生成に必要な情報を生成する処理（図 3 4 の S 0 5 6）を示すフローチャートである。

【図 3 6】基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する処理（図 3 5 の S 0 5 6 2）を示すフローチャートである。

40

【図 3 7】 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する処理（図 3 5 の S 0 5 6 3）を示すフローチャートである。

【図 3 8】蓄電池の運転計画を修正する処理（図 3 3 の S 0 9）を示すフローチャートである。

【図 3 9】電力変換装置の動作を説明するためのフローチャートである。

【図 4 0】第 2 の DC / AC 変換器の制御処理の詳細（図 3 9 の S 2 0 4）を説明するためのフローチャートである。

【図 4 1】制御パラメータを生成する処理（図 3 9 の S 2 1 6）を示すフローチャートである。

【図 4 2 A】実施の形態 1 で生成した仮想同期発電機制御用の制御パラメータに従って電

50

力変換装置を制御した場合の課題を説明するための図である。

【図 4 2 B】実施の形態 1 で生成した仮想同期発電機制御用の制御パラメータに従って電力変換装置を制御した場合の課題を説明するための図である。

【図 4 3 A】第 1 の電力変換装置の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを変更して生成した $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。

【図 4 3 B】第 2 の電力変換装置の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを変更して生成した $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。

【図 4 4】CEMS により実行される基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の生成処理を説明するためのフローチャートである。

【図 4 5 A】実施の形態 2 による第 1 の電力変換装置の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性および $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。

【図 4 5 B】実施の形態 2 による第 2 の電力変換装置の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性および $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。

【図 4 6】第 4 の制御回路の動作を説明するためのフローチャートである。

【図 4 7】制御パラメータを生成する処理（図 4 6 の S 2 2 0）を示すフローチャートである。

【図 4 8】基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する処理（図 4 7 の S 2 2 0 1）を示すフローチャートである。

【図 4 9】 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する処理（図 4 7 の S 2 2 0 2）を示すフローチャートである。

【図 5 0 A】実施の形態 3 に係る第 1 の電力変換装置の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性および $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法を説明するための図である。

【図 5 0 B】実施の形態 3 に係る第 2 の電力変換装置の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性および $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法を説明するための図である。

【図 5 1】CEMS 内での基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の生成処理を説明するためのフローチャートである。

【図 5 2 A】実施の形態 4 に係る第 1 の電力変換装置の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性および $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法を説明するための図である。

【図 5 2 B】実施の形態 4 に係る第 2 の電力変換装置の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性および $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法を説明するための図である。

【図 5 3】CEMS 内での実行される基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の生成処理を説明するためのフローチャートである。

【図 5 4】仮想同期発電機制御技術の概念を説明するための図である。

【発明を実施するための形態】

【0017】

以下、本開示の実施の形態について図面を参照して詳細に説明する。なお、以下では、図中の同一または相当部分について同一符号を付して、その説明は原則的に繰返さないものとする。

【0018】

実施の形態 1.

（配電システムの構成例）

最初に、実施の形態 1 に係る電力変換装置が接続される配電システムの構成例を説明する。なお、実施の形態 1 では、三相システムを例示するが、配電システムは単相システムであってもよい。

【0019】

図 1 は、配電システム 2 4 の構成例を示すブロック図である。図 1 に示すように、配電システム 2 4 は、変電所 2 0 から電力の供給を受ける。配電システム 2 4 には、複数の自動電圧調整器（SVR：Step Voltage Regulator）2 3 a～2 3 c が設けられている。複数の SVR 2 3 a～2 3 c は、電力の流れに対して直列に接続されている。複数の SVR 2 3 a～2 3 c には、ビル 1 1 2、マンション 1 1 3、タウン A 1 0 0 a～タウン D 1 0 0 d、工場 1 1 0、メガソーラー用の電力変換装置 2 7、系統用蓄電池用の電力変換装置 4 1 a～

10

20

30

40

50

41c、同期発電機30a、30bが接続されている。以下の説明では、SVR23a～23cを総称して「SVR23」とも称する。また、電力変換装置41a～41cを総称して「電力変換装置41」とも称する。

【0020】

配電系統24には複数の電圧計22a、22e、22f、22i、22j、22xが配置されている。以下においては、電圧計22a、22e、22f、22i、22j、22xを総称して「電圧計22」とも称する。各電圧計22の計測値は予め定められた周期で配電自動化システム21（以下、「DSO21」とも称する）に送信される。DSO21は、配電系統24を管理する「系統管理装置」の一実施例に対応する。

【0021】

SVR23のタップ位置情報、一次側電圧および二次側電圧の情報は、DSO21に送られる。実施の形態1では、SVR23は、予め定められた周期でタップ位置情報、一次側電圧および二次側電圧情報を通知するとともに、タップ切換時にタップ位置情報、一次側電圧および二次側電圧の情報を非定期に通知する。

【0022】

CEMS（Community Energy Management System）31は、予め定められた周期で各需要家（タウン100a～100d、工場110、ビル112、マンション113）、電力変換装置27、同期発電機30a、30bおよび電力変換装置41a～41cから各種計測値などの情報を収集する。CEMS31は、収集したデータをDSO21からの要求に応じてDSO21に通知する。なお、タウン100a～100d内の需要家の消費電力、創エネ機器の発電電力は、各需要家に設置されたスマートメータ（図示せず）により計測される。CEMS31は、スマートメータの計測値を予め定められた周期（例えば30分周期）で収集する。CEMS31は「管理装置」の一実施例に対応する。

【0023】

電力変換装置27にはメガソーラー26が接続されている。電力変換装置41a～41cには系統用蓄電池40a～40cがそれぞれ接続されている。蓄電池40a～40cは、配電系統24に接続することができる大容量の蓄電池である。以下の説明では、蓄電池40a～40cを総称する場合には「蓄電池40」とも表記する。

【0024】

図2は、図1に示す配電系統24の構成をさらに説明するためのブロック図である。

図2に示すように、配電系統24には、負荷600、電力変換装置41および蓄電池40が接続されている。なお、説明を簡単にするために、図2では、配電系統24のインピーダンス29を集中系で表わしている。配電系統24のインピーダンス29は、リアクトル成分および抵抗成分より構成されるものとする。

【0025】

（1）CEMS31

図3は、図1に示したCEMS31の構成を示すブロック図である。

【0026】

図3に示すように、CEMS31は、通信回路11、記憶回路12、制御パラメータ生成回路13、運転計画作成回路14、送信データ生成回路15、および制御回路16を有する。

【0027】

通信回路11は、通信線25を介してDSO21、各需要家（タウン100a～100d、工場110、ビル112、マンション113）、電力変換装置27、同期発電機30a、30bおよび電力変換装置41a～41cとの間で通信を行なう。

【0028】

記憶回路12は、通信回路11を介して取得した各種情報を記憶する。各種情報には、計測結果および各分散電源のステータス情報等が含まれる。

【0029】

制御パラメータ生成回路13は、電力変換装置41a～41cの各々に実装される仮想

10

20

30

40

50

同期発電機制御の制御パラメータを生成する。

【0030】

運転計画作成回路14は、DSO21からの制御指令に基づいて、電力変換装置41a～41cの運転計画を作成する。電力変換装置41a～41cの運転計画は、対応する蓄電池40a～40cの充放電計画（電力目標値）を含む。実施の形態1では、運転計画作成回路14は、30分間隔で24時間分の運転計画を作成する。

【0031】

さらに、運転計画作成回路14は、5分単位で収集する電力変換装置41a～41cの計測結果および、蓄電池40a～40cのSOC情報などに基づいて、運転計画の修正が必要であるか否かを判定する。運転計画の修正が必要と判定した場合、運転計画作成回路14は、次回にDSO21からの制御指令が通知されるまでの期間の運転計画を修正する。

10

【0032】

送信データ生成回路15は、制御パラメータ生成回路13により生成された、仮想同期発電機制御の制御パラメータおよび、運転計画作成回路14から出力される運転計画を記憶する。送信データ生成回路15は、制御回路16からの送信指令に応答して、記憶したデータを通信回路11に出力する。通信回路11は、送信データ生成回路15から出力されるデータを、制御回路16から出力される制御信号に従って、通信線25に送信する。

【0033】

制御回路16は、配電系統24に接続される分散電源を管理するための制御回路である。制御回路16は、通信回路11、記憶回路12、制御パラメータ生成回路13、運転計画作成回路14および送信データ生成回路15の動作を管理する。

20

【0034】

(1-1) 運転計画作成回路14

図4は、図3に示した運転計画作成回路14の構成を示すブロック図である。

【0035】

図4に示すように、運転計画作成回路14は、蓄電池運転計画作成回路141と、発電電力予測回路142と、消費電力予測回路143と、蓄電池運転計画補正回路144と、第1の管理回路145と、第2の管理回路146とを含む。

【0036】

蓄電池運転計画作成回路141は、DSO21から通知される制御指令に関する情報、発電電力予測回路142により予測されたメガソーラー26の発電量の予測結果、および消費電力予測回路143により予測された需要家の消費電力の予測結果に関する情報に基づいて、電力変換装置41a、41b、41cの運転計画（電力目標値）を作成する。なお、DSO21から蓄電池運転計画作成回路141に通知される制御指令は、変電所20の下流側で消費される電力（配電系統24への供給電力）の計画値を含む。供給電力の計画値は、30分毎、24時間分の計画値から構成される。

30

【0037】

発電電力予測回路142は、図示しない天気予報サーバから24時間分の天気予報情報を、通信回路11を介して取得する。発電電力予測回路142は、取得した天気予報情報および、発電電力を予測するために準備したデータベース（図示せず）の情報に基づいて、メガソーラー26の発電電力を予測する。

40

【0038】

消費電力予測回路143は、CEMS31内部の時計情報（年月日、曜日、時刻）および、消費電力を予測するために準備したデータベース（図示せず）の情報に基づいて、各需要家の消費電力の合計値を予測する。

【0039】

蓄電池運転計画補正回路144は、通信回路11を介して電力変換装置41a～41cの充放電電力量、および電力目標値情報に基づいて、運転計画の修正が必要か否かを判定する。修正が必要と判定した場合、蓄電池運転計画補正回路144は、運転計画の修正値を生成する。

50

【0040】

第1の管理回路145は、配電系統24に接続される分散電源の運転計画の作成を管理する。第1の管理回路145は、蓄電池運転計画作成回路141および蓄電池運転計画補正回路144で生成した各蓄電池40の電力目標値（充電電力目標値および放電電力目標値）を記憶する。第1の管理回路145は、第2の管理回路146から出力される制御信号に基づいて、電力目標値を制御パラメータ生成回路13および送信データ生成回路15に出力する。

【0041】

第2の管理回路146は、蓄電池運転計画作成回路141、発電電力予測回路142、消費電力予測回路143、蓄電池運転計画補正回路144および第1の管理回路145の動作を管理する。

10

【0042】

（1-2）制御パラメータ生成回路13

図5は、図3に示した制御パラメータ生成回路13の構成を示すブロック図である。

【0043】

図5に示すように、制御パラメータ生成回路13は、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131、 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路132、第3の管理回路135、および制御回路136を含む。

【0044】

基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131は、電力変換装置41a～41cの静止型インバータ（第2のDC/AC変換器408）の容量情報に基づいて、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を算出する。

20

【0045】

$\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路132は、上記基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性、および運転計画作成回路14（図4）で作成された電力目標値情報に基づいて、 $\Delta F/\Delta P$ 特性を算出する。

【0046】

第3の管理回路135は、同期発電機制御の制御パラメータを管理する。第3の管理回路135は、 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路132により算出された $\Delta F/\Delta P$ 特性、および電力目標値Prefなどの情報を図示しないメモリに格納し、管理する。

【0047】

制御回路136は、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131、 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路132、および第3の管理回路135の動作を管理する。

30

【0048】

（2）電力変換装置27

図6は、図1に示した電力変換装置27の構成を示すブロック図である。

【0049】

図6に示すように、電力変換装置27は、電圧計201、206、210、電流計202、207、211、第1のDC/DC変換器203、第1の制御回路204、直流母線205、第1のDC/AC変換器208、第2の制御回路209および、通信インターフェイス（I/F）212を有する。

40

【0050】

電圧計201は、メガソーラー26から出力される直流電圧を計測する。電流計202は、メガソーラー26から出力される直流電流を計測する。

【0051】

第1のDC/DC変換器203は、メガソーラー26から出力される第1の直流電圧を第2の直流電圧に変換する。第1の制御回路204は、第1のDC/DC変換器203を制御する。

【0052】

直流母線205は、第1のDC/DC変換器203から出力される第2の直流電圧を第1のDC/AC変換器208に供給する。電圧計206は、直流母線205の電圧を計測

50

する。電流計 207 は、第 1 の DC / DC 変換器 203 から出力される直流電流を計測する。

【0053】

第 1 の DC / AC 変換器 208 は、第 1 の DC / DC 変換器 203 から出力される直流電力を交流電力に変換する。第 2 の制御回路 209 は、第 1 の DC / AC 変換器 208 を制御する。

【0054】

電圧計 210 は、第 1 の DC / AC 変換器 208 から出力される交流電圧を計測する。電流計 211 は、第 1 の DC / AC 変換器 208 から出力される交流電流を計測する。通信 I / F 212 は、電力変換装置 27 と CEMS 31 との間で通信を行なう。

【0055】

(3) 電力変換装置 41

図 7 は、図 1 に示した電力変換装置 41 の構成を説明するブロック図である。

【0056】

図 7 に示すように、電力変換装置 41 は、電圧計 401、406、410、電流計 402、407、411、第 2 の DC / DC 変換器 403、第 3 の制御回路 404、直流母線 405、第 2 の DC / AC 変換器 408、第 4 の制御回路 409 および、通信 I / F 412 を有する。

【0057】

電圧計 401 は、蓄電池 40 から出力される直流電圧を計測する。電流計 402 は、蓄電池 40 から出力される直流電流を計測する。

【0058】

第 2 の DC / DC 変換器 403 は、蓄電池 40 から出力される第 3 の直流電圧を第 4 の直流電圧に変換する。第 3 の制御回路 404 は、第 2 の DC / DC 変換器 403 を制御する。

【0059】

直流母線 405 は、第 2 の DC / DC 変換器 403 から出力される直流電圧を第 2 の DC / AC 変換器 408 に供給する。電圧計 406 は、直流母線 405 の電圧を計測する。電流計 407 は、第 2 の DC / DC 変換器 403 から出力される直流電流を計測する。

【0060】

第 2 の DC / AC 変換器 408 は、第 2 の DC / DC 変換器 403 から出力される直流電力を交流電力に変換する。第 4 の制御回路 409 は、第 2 の DC / AC 変換器 408 を制御する。

【0061】

電圧計 410 は、第 2 の DC / AC 変換器 408 から出力される交流電圧を計測する。電流計 411 は、第 2 の DC / AC 変換器 408 から出力される交流電流を計測する。通信 I / F 412 は、電力変換装置 41 と CEMS 31 との間で通信を行なう。

【0062】

なお、第 1 の DC / DC 変換器 203 (図 6) および第 2 の DC / DC 変換器 403 (図 7) には、公知の DC / DC コンバータを適宜用いることができる。第 1 の DC / AC 変換器 208 (図 6) および第 2 の DC / AC 変換器 408 (図 7) には、公知のインバータを用いることができる。第 1 の DC / AC 変換器 208 および第 2 の DC / AC 変換器 408 の各々は「静止型インバータ」の一実施例に対応する。第 2 の制御回路 209 および第 4 の制御回路 409 は「制御回路」の一実施例に対応する。

【0063】

(2-1) 第 1 の制御回路 204

図 8 は、図 6 に示した第 1 の制御回路 204 の構成を説明するブロック図である。

【0064】

図 8 に示すように、第 1 の制御回路 204 は、MPPPT (Maximum Power Point Tracking) 制御回路 51、電圧制御回路 52、第 1 の切換回路 53、および第 5 の制御回

10

20

30

40

50

路 5 4 を有する。

【 0 0 6 5 】

M P P T 制御回路 5 1 は、電圧計 2 0 1 および電流計 2 0 2 の計測値に基づいて、いわゆる最大電力点追従 (M P P T) 制御を実行する。M P P T 制御回路 5 1 は、メガソーラー 2 6 の発電電力を最大限に取り出すために、メガソーラー 2 6 の最大電力点をサーチする。具体的には、M P P T 制御回路 5 1 は、電圧計 2 0 1 により計測される直流電圧を、最大電力点に対応する電圧に制御するために、第 1 の D C / D C 変換器 2 0 3 の制御指令値を生成する。

【 0 0 6 6 】

電圧制御回路 5 2 は、電圧計 2 0 6 の計測値に基づいて、直流母線 2 0 5 の直流電圧 (第 2 の直流電圧) を予め定められた目標電圧に維持するための第 1 の D C / D C 変換器 2 0 3 の制御指令値を生成する。

【 0 0 6 7 】

第 5 の制御回路 5 4 は、M P P T 制御回路 5 1 および電圧制御回路 5 2 の制御パラメータおよび制御目標値などを出力するとともに、メガソーラー 2 6 の発電状態などを管理する。第 5 の制御回路 5 4 は、第 1 の切換回路 5 3 の制御信号をさらに出力する。

【 0 0 6 8 】

第 1 の切換回路 5 3 は、第 5 の制御回路 5 4 からの制御信号に従って、M P P T 制御回路 5 1 および電圧制御回路 5 2 の出力のうちのいずれか一方を、第 1 の D C / D C 変換器 2 0 3 の制御指令値として選択的に出力する。

【 0 0 6 9 】

第 1 の D C / D C 変換器 2 0 3 は、M P P T モードまたは電圧制御モードで制御される。第 1 の切換回路 5 3 は、M P P T モードでは、M P P T 制御回路 5 1 で生成した制御指令値を出力する。第 1 の切換回路 5 3 は、電圧制御モードでは、電圧制御回路 5 2 が生成した制御指令値を出力する。

【 0 0 7 0 】

(2 - 2) 第 2 の制御回路 2 0 9

図 9 は、図 6 に示した第 2 の制御回路 2 0 9 の構成を説明するブロック図である。

【 0 0 7 1 】

図 9 に示すように、第 2 の制御回路 2 0 9 は、位相検出回路 6 1、第 1 の正弦波生成回路 6 2、電流制御回路 6 0、および第 6 の制御回路 6 7 を有する。

【 0 0 7 2 】

電流制御回路 6 0 は、減算器 6 3、第 1 の P I 制御回路 6 4、乗算器 6 5、減算器 6 6、第 2 の P I 制御回路 6 8 および第 1 の P W M 変換器 6 9 を有する。電流制御回路 6 0 は、系統電圧に同期して電力を出力する制御モードを実行する。この制御モードは、家庭に設置されている一般的な太陽光発電用の電力変換器の制御方式である。

【 0 0 7 3 】

位相検出回路 6 1 は、電圧計 2 1 0 (図 6) で計測した交流電圧の波形から交流電圧の位相を検出する。

【 0 0 7 4 】

第 1 の正弦波生成回路 6 2 は、電圧計 2 1 0 で計測した交流電圧の振幅および、位相検出回路 6 1 により検出した位相情報に基づいて、交流電圧の波形に同期した正弦波を生成する。なお、実施の形態 1 では、位相検出回路 6 1 は、交流電圧の波形のゼロクロス点を検出するとともに、ゼロクロス点の検出結果から交流電圧の周波数を検出する。位相検出回路 6 1 は、検出した交流電圧の周波数を、ゼロクロス点情報とともに第 1 の正弦波生成回路 6 2 に出力する。

【 0 0 7 5 】

電流制御回路 6 0 は、電圧計 2 0 6 (図 6) より計測される直流母線 2 0 5 の直流電圧に基づいて、第 1 の D C / D C 変換器 2 0 3 を制御するための制御指令値を生成する。減算器 6 3 は、第 6 の制御回路 6 7 より出力される直流母線電圧の目標値から、電圧計 2 0

10

20

30

40

50

6により計測される直流母線205の直流電圧を減算する。減算器63による減算値は第1のPI制御回路64に inputs される。

【0076】

乗算器65は、第1のPI制御回路64から出力される制御指令値と、第1の正弦波生成回路62から出力される正弦波とを乗算することにより、電流指令値を生成する。

【0077】

減算器66は、乗算器65から出力される電流指令値と、電流計211（図6）により計測された交流系統の電流値との偏差を算出し、算出した偏差を第2のPI制御回路68に出力する。

【0078】

第2のPI制御回路68は、第6の制御回路67から与えられる制御パラメータ（比例ゲインおよび積分時間）に基づいて、減算器66から出力される偏差がゼロになるように制御指令値を生成する。第2のPI制御回路68は、生成した制御指令値を第1のPWM変換器69に出力する。

【0079】

第1のPWM変換器69は、第2のPI制御回路68から入力される制御指令値に対してPWM制御を実行することにより制御指令値を生成し、生成した制御指令値を第1のDC/AC変換器208へ出力する。

【0080】

第6の制御回路67は、電圧計206および電流計207から出力される直流母線205に関する計測結果、電圧計210および電流計211から出力される交流系統に関する計測結果、ならびに第1の制御回路204から出力される第1のDC/DC変換器203のステータス情報などを収集し、収集した情報を、通信I/F212を介してCEMS31などに通知する。

【0081】

また、第6の制御回路67は、第1のPI制御回路64および第2のPI制御回路68に対して制御パラメータを通知する。第6の制御回路67は、交流系統の実効電圧計測部（図示せず）が計測した有効電力および無効電力に関する情報を、通信I/F212を介してCEMS31に通知する。第6の制御回路67は、交流系統の実効電圧および有効電力などの計測値を第5の制御回路54に通知する。第5の制御回路54、例えば、系統電圧の実効値が所定値を超えた場合、メガソーラー26の制御をMPPT制御から電圧制御に切り換えることにより、系統電圧の上昇を抑制する。

【0082】

（3-1）第3の制御回路404

図10は、図7に示した第3の制御回路404の構成を説明するブロック図である。

【0083】

図10に示すように、第3の制御回路404は、充電制御回路71、放電制御回路72、第2の切換回路73および、第7の制御回路74を有する。

【0084】

充電制御回路71は、蓄電池40の充電制御を行なうときに、第2のDC/DC変換器403の制御指令値を生成する。

【0085】

放電制御回路72は、蓄電池40の放電制御を行なうときに、第2のDC/DC変換器403の制御指令値を生成する。

【0086】

第7の制御回路74は、充電制御回路71および放電制御回路72に対して、制御パラメータおよび制御目標値などを出力する。第7の制御回路74は、蓄電池40の充電電力量（SOC）、充電電力（充電電流）および放電電力（放電電流）などを管理する。第7の制御回路74は、第2の切換回路73の制御信号を出力する。

【0087】

10

20

30

40

50

第2の切換回路73は、第7の制御回路74からの制御信号に従って、充電制御回路71および放電制御回路72の出力のうちのいずれか一方を、第2のDC/DC変換器403の制御指令値として選択的に出力する。具体的には、第2の切換回路73は、蓄電池40の充電が指示されたときには、充電制御回路71が生成した制御指令値を出力する。一方、第2の切換回路73は、蓄電池40の放電が指示されたときには、放電制御回路72が生成した制御指令値を出力する。

【0088】

(3-2) 第4の制御回路409

図11は、図7に示した第4の制御回路409の構成を説明するブロック図である。

【0089】

図11に示すように、第4の制御回路409は、交流周波数検出回路81、実効電力算出回路82、仮想同期発電機制御回路83、インバータ電流制御回路84、インバータ電圧制御回路85、第3の切換回路86、第8の制御回路87、および制御パラメータ生成回路88を有する。

【0090】

交流周波数検出回路81は、電圧計410(図7)で計測した交流電圧の波形から、交流電圧の位相を検出する。実施の形態1では、交流電圧の波形からゼロクロス点を検出し、検出したゼロクロス点の時間間隔から周波数を検出するものとする。なお、交流電圧の周波数の検出方法は、ゼロクロス点の検出結果を用いる方法に限定されるものではない。

【0091】

実効電力算出回路82は、電圧計410および電流計411(図7)により計測した交流電圧および交流電流の情報を用いて実効電力を算出する。実施の形態1では、交流周波数検出回路81から出力されるゼロクロス点検出情報および交流周波数情報に基づいて、交流電圧波形の1周期分の電力を積算することにより、実効電力を算出する。なお、実効電力の算出方法は、上記方法に限定されるものではなく、例えば、交流系統が三相交流の場合にはDQ変換などを用いて実効電力を算出してもよい。

【0092】

仮想同期発電機制御回路83は、交流周波数検出回路81から出力される交流電圧の周波数情報および、実効電力算出回路82から出力される交流実効電力情報に基づいて、第2のDC/AC変換器408(静止型インバータ)に対し、同期発電機が有する慣性力、同期化力および制動力を持たせる。

【0093】

[仮想同期発電機制御技術]

以下、仮想同期発電機制御技術について簡単に説明する。

【0094】

火力発電に代表的に用いられる同期発電機は、周波数に応じて出力電力を調整する機能(ガバナー機能)、角速度を維持する機能(慣性力)、系統電圧と同期をとる機能(同期化力)、基幹系統の電圧調整機能(AVR機能: Automatic Voltage Regulation機能)、系統事故時の交流系統電圧の瞬時低下の際にも運転を継続する機能などを有する。

【0095】

仮想同期発電機制御技術では、静止型インバータの過渡応答を制御することにより、静止型インバータに同期発電機の持つ機能を模擬させる。具体的には、ガバナー機能、動揺方程式に基づく質点系モデル(回転機の動特性)を模擬した機能、およびAVR機能の3つの機能を模擬する。

【0096】

実施の形態1では、特にガバナー機能および、動揺方程式に基づく質点系モデルを模擬した機能を第2のDC/AC変換器408に実装した場合について説明する。図54に、仮想同期発電機制御技術を説明するための概念図を示す。なお、同期発電機の持つAVR機能については、主に上位システム(実施の形態1ではCEMS31)から通知される出力電圧指令または無効電力指令値に基づいて制御される機能であるため、実施の形態1で

10

20

30

40

50

は実装しない。以下、ガバナー機能、および動揺方程式に基づく質点系モデルを模擬した機能について具体的に説明する。

【0097】

最初に、ガバナー機能について説明する。

発電プラントにおけるガバナーは、火力発電および原子力発電におけるガスタービンまたは蒸気タービンの出力および、または、水力発電における水車のガイドベーンなどを制御することにより、発電機の出力電力を制御する機能を有する。交流電力系統において需要電力が供給電力を超えると、系統電圧の周波数が低下する。出力制御が可能な火力発電機または水力発電機ではガバナーにドループ特性を持たせることにより、系統電圧の周波数が低下すると、発電電力を増やすように発電機を制御する。一方、供給電力が需要電力を超えてことによって系統電圧の周波数が上昇すると、発電電力を減らすように発電機を制御する。

【0098】

図54は、ガバナー機能を模式的に表した図である。図54に示すように、同期発電機の角速度 ω が増大すると、エネルギーの流入を調整する弁が右側に移動することにより、同期発電機に供給されるエネルギーが減少する。一方、同期発電機の角速度 ω が減少すると、上記弁が左側に移動することにより、同期発電機に供給されるエネルギーが増加する。これにより、同期発電機から出力されるエネルギーを、自端の系統電圧の周波数（すなわち、同期発電機の角速度 ω ）により単独で制御することができる。上記の動作を同期発電機が個別に行なった場合でも、系統電圧の周波数に基づいて動作が管理されているため、複数の同期発電機間で負荷を分担することが可能となる。ガバナーは、電気学会より、標準モデルとして一次遅れ系で構成したモデルなどが提供されている。

【0099】

実施の形態1では、次式(1)に示すように、ガバナーを、上述した一次遅れ系で構成したモデルで近似した場合の動作について説明する。

$$-1 / \{K g d \times (1 + s \times T g)\} \quad \cdots (1)$$

ただし、式(1)中の $-1 / K g d$ はガバナーの比例ゲイン($K g d$:速度調整率)であり、 $T g$ は一次遅れ系の時定数($T g$:ガバナー時定数)である。

【0100】

次に、動揺方程式に基づく質点系モデルを模擬した機能について説明する。

図54に示すように、同期発電機は、単位慣性定数 M を持つ回転子を有する。例えば、日射量の急変によりメガソーラー26の発電電力が急減した場合、上記ガバナー制御では、不足する電力を瞬時に賄うことができない。同期発電機は、回転子に蓄積された回転エネルギーを電力に変換し、交流系統に出力する。その際、回転子の角速度(回転速度)が減少すると、ガバナー制御により供給されるエネルギーが増加することにより、需要電力と供給電力とをバランスさせる。次式(2)に、質点系モデル(発電機回転子)を模擬する動揺方程式を示す。動揺方程式はエネルギー P を角速度 ω で除算し、トルク T に変換したものである。

$$T_{in} - T_{out} = M \times d\omega / dt + D g \times \omega \quad \cdots (2)$$

ただし、 $D g$ は制動係数であり、 M は慣性定数である。

【0101】

実施の形態1では、式(1)および式(2)を静止型インバータ(第2のDC/AC変換器408)の制御に組み入れることにより、同期発電機が持つ慣性力、同期化力および制動力を模擬する場合について説明する。

【0102】

図11に戻って、インバータ電流制御回路84は、第2のDC/AC変換器408を電流制御するための制御指令値を生成する。なお、インバータ電流制御回路84は、図9に示す電流制御回路60とは制御パラメータのみが異なり、回路構成および動作が同一であるため、詳細な説明は省略する。

【0103】

インバータ電圧制御回路 85 は、第 2 の DC / AC 変換器 408 を電圧制御するための制御指令値を生成する。

【0104】

第 3 の切換回路 86 は、インバータ電流制御回路 84 からの制御指令値と、インバータ電圧制御回路 85 からの制御指令値とを、第 8 の制御回路 87 の出力に基づいて切り換える。

【0105】

第 8 の制御回路 87 は、電圧計 406 および電流計 407 による直流母線 405 に関する計測結果および、第 3 の制御回路 404 から出力される第 2 の DC / DC 変換器 403 のステータス情報などを収集し、収集した情報を、通信 I / F 412 を介して CEMS31 などに通知する。

10

【0106】

また、第 8 の制御回路 87 は、仮想同期発電機制御回路 83、インバータ電流制御回路 84 およびインバータ電圧制御回路 85 の各々の制御パラメータを通知する。

【0107】

さらに第 8 の制御回路 87 は、図示しない交流系統の実効電圧計測部で計測した交流系統の実効電圧、または図示しない交流系統の有効・無効電力計測部で計測した有効電力および無効電力の情報を、通信 I / F 412 を介して CEMS31 に通知する。第 8 の制御回路 87 は、交流系統の実効電圧、有効電力などの計測結果を第 7 の制御回路 74 に通知する。

20

【0108】

(3-2-1) 交流周波数検出回路 81

図 12 は、図 11 に示した交流周波数検出回路 81 の構成を説明するブロック図である。

【0109】

図 12 に示すように、交流周波数検出回路 81 は、位相検出回路 810、周波数検出回路 811、および第 2 の正弦波生成回路 812 を有する。

【0110】

位相検出回路 810 は、電圧計 410 から出力される系統電圧の波形からゼロクロス点を検出する。位相検出回路 810 における位相検出方法は、ゼロクロス点の検出に限るものではない。実機でのゼロクロス点の検出については、電圧計 410 のゼロクロス点の検出誤差（主にオフセット誤差）、電圧計 410 の振幅検出誤差（主にリニアリティ誤差）、系統電圧波形をサンプリングするときのサンプリング周期の誤差などにより誤差が発生する。なお、サンプリング周期の誤差は、マイコンなどを利用してサンプリングを行なうとき、キャリア割り込みから実際にサンプリングを行なうまでの時間のばらつきにより発生し得る。

30

【0111】

周波数検出回路 811 は、位相検出回路 810 から出力されるゼロクロス点の周期から、系統周波数を検出する。なお、系統周波数を検出する方法は、ゼロクロス点の周期から検出する方法に限定されるものではない。

【0112】

第 2 の正弦波生成回路 812 は、位相検出回路 810 におけるゼロクロス点の検出結果、周波数検出回路 811 における周波数の検出結果、および CEMS31 から出力される系統電圧の振幅に基づいて、系統電圧に同期した正弦波を発生する。交流周波数検出回路 81 は、ゼロクロス点の検出結果（ゼロクロス点の検出時刻）、周波数の検出結果および正弦波情報を出力する。

40

【0113】

(3-2-2) インバータ電圧制御回路 85

図 13 は、図 11 に示したインバータ電圧制御回路 85 の構成を説明するブロック図である。

【0114】

50

図 1 3 に示すように、インバータ電圧制御回路 8 5 は、第 3 の正弦波生成回路 8 5 1、減算器 8 5 2、第 3 の P I 制御回路 8 5 3、第 1 の電流制限回路 8 5 5、および第 2 の P W M 変換器 8 5 4 を有する。

【 0 1 1 5 】

インバータ電圧制御回路 8 5 は、仮想同期発電機制御回路 8 3（図 1 1）から出力される周波数および位相の情報および、第 8 の制御回路 8 7（図 1 1）から出力される系統電圧の振幅情報に基づいて、第 2 の D C / A C 変換器 4 0 8 を制御するための制御指令値を生成する。なお、第 8 の制御回路 8 7 からの系統電圧の振幅情報は、第 2 の正弦波生成回路 8 1 2 を経由してインバータ電圧制御回路 8 5 に入力される。

【 0 1 1 6 】

交流周波数検出回路 8 1（図 1 1）からの正弦波情報（周波数、位相および振幅の情報）は第 3 の正弦波生成回路 8 5 1 に入力される。ただし、実施の形態 1 では、仮想同期発電機制御回路 8 3 では Q V 制御を行わないため、振幅情報は制御しないものとする。

【 0 1 1 7 】

第 3 の正弦波生成回路 8 5 1 は、入力された正弦波情報に基づいて、第 2 の D C / A C 変換器 4 0 8 から出力する交流電圧の目標値を生成する。

【 0 1 1 8 】

減算器 8 5 2 は、第 3 の正弦波生成回路 8 5 1 からの交流電圧の目標値と、電圧計 4 1 0 で計測された電圧との偏差を算出し、算出した偏差を第 3 の P I 制御回路 8 5 3 に出力する。

【 0 1 1 9 】

第 3 の P I 制御回路 8 5 3 は、入力された偏差がゼロになるように P I（比例積分）演算を行なうことにより、電圧指令値を生成する。第 3 の P I 制御回路 8 5 3 は、生成した電圧指令値を第 1 の電流制限回路 8 5 5 に出力する。

【 0 1 2 0 】

第 1 の電流制限回路 8 5 5 は、第 3 の P I 制御回路 8 5 3 から出力される電圧指令値に対し、第 8 の制御回路 8 7 を経由して入力される電流計 4 1 1 の計測結果に基づいて制限を加える。具体的には、第 1 の電流制限回路 8 5 5 は、第 2 の D C / A C 変換器 4 0 8 の電流容量を超える電流が流れる場合に、電圧指令値を制限することにより、第 2 の D C / A C 変換器 4 0 8 を流れる電流を予め定められた電流値（例えば、第 2 の D C / A C 変換器 4 0 8 の電流容量）以下になるように制御する。第 1 の電流制限回路 8 5 5 の出力は、第 2 の P W M 変換器 8 5 4 に入力される。なお、第 3 の P I 制御回路 8 5 3 および第 1 の電流制限回路 8 5 5 における制御パラメータ（制御ゲインおよび積分時間）は、第 8 の制御回路 8 7 から与えられるものとする。

【 0 1 2 1 】

第 2 の P W M 変換器 8 5 4 は、第 1 の電流制限回路 8 5 5 から出力される電圧指令値を用いて P W M（Pulse Width Modulation）制御を実行することにより、制御信号を生成する。第 2 の P W M 変換器 8 5 4 は、生成した制御信号を第 2 の D C / A C 変換器 4 0 8 に出力する。

【 0 1 2 2 】

（ 3 - 2 - 3 ）仮想同期発電機制御回路 8 3

図 1 4 は、図 1 1 に示した仮想同期発電機制御回路 8 3 の構成を説明するブロック図である。

【 0 1 2 3 】

図 1 4 に示すように、仮想同期発電機制御回路 8 3 は、減算器 8 3 2、ガバナー制御回路 8 3 3、加算器 8 3 5、減算器 8 3 6 および、質点系演算回路 8 3 7 を有する。

【 0 1 2 4 】

減算器 8 3 2 は、周波数の実測結果と、第 8 の制御回路 8 7 から出力される基準周波数 F_{ref} との偏差を算出する。減算器 8 3 2 の出力はガバナー制御回路 8 3 3 に入力される。ガバナー制御回路 8 3 3 は、減算器 8 3 2 の出力に基づいて、電力目標値に加えるオ

10

20

30

40

50

フセット値を生成する。ガバナー制御回路 833 の詳細な動作は後述する。

【0125】

加算器 835 は、ガバナー制御回路 833 から出力されるオフセット値と、第 8 の制御回路 87 から入力される電力目標値 P_{ref} とを加算することにより、質点系演算回路 837 の制御電力目標値を生成する。

【0126】

減算器 836 は、実効電力算出回路 82 から入力される実効電力と、加算器 835 から入力される制御電力目標値との偏差を算出する。減算器 836 の出力は質点系演算回路 837 に入力される。

【0127】

質点系演算回路 837 は、減算器 836 から出力される偏差がゼロになるように、電力変換装置 41 から出力される系統電圧の周波数および位相を算出する。なお、実施の形態 1 では、ガバナー制御回路 833 および質点系演算回路 837 の制御パラメータ（速度調整率 K_{gd} 、ガバナー時定数 T_g 、慣性定数 M および制動係数 D_g ）は、制御パラメータ生成回路 88 から第 8 の制御回路 87 を介して通知されるものとする。

【0128】

（3-2-3-1）ガバナー制御回路 833

図 15 は、図 14 に示したガバナー制御回路 833 の構成を説明するブロック図である。

【0129】

図 15 に示すように、ガバナー制御回路 833 は、乗算器 91、一次遅れ系モデル 92、およびリミッタ回路 93 を有する。

【0130】

乗算器 91 は、減算器 832 の出力と、第 8 の制御回路 87 から出力される比例ゲイン $(-1/K_{gd})$ とを乗算する。乗算器 91 の出力は一次遅れ系モデル 92 に入力される。実施の形態 1 では、一次遅れ系モデル 92 は、電気学会が提示している一次遅れ系の標準モデル $(1/(1+s \times T_g))$ を実装する。リミッタ回路 93 は、一次遅れ系モデル 92 の出力に対してリミッタ処理を施す。

【0131】

（3-2-3-2）質点系演算回路 837

図 16 は、図 14 に示した質点系演算回路 837 の構成を説明するブロック図である。

【0132】

図 16 に示すように、質点系演算回路 837 は、減算器 101、積分器 102、乗算器 103、除算器 104、加算器 105、および位相計算回路 106 を有する。

【0133】

減算器 101 は、減算器 836 の出力と、乗算器 103 の出力との偏差を算出する。減算器 101 の出力は積分器 102 に入力される。

【0134】

積分器 102 は、減算器 101 の出力を $1/M$ 倍して積分することにより、図 54 に示した発電機回転子の目標角速度 $(2 \times \pi \times \text{目標周波数 (例えば } 60 \text{ Hz)})$ と、発電機回転子の角速度との差分値 $\Delta \omega$ を生成する。積分器 102 の出力は乗算器 103 に入力される。

【0135】

乗算器 103 は、積分器 102 の出力と、第 8 の制御回路 87 から入力される制動係数 D_g とを乗算する。

【0136】

質点系演算回路 837 は、減算器 836 の出力と乗算器 103 の出力との偏差に基づいて、第 2 の DC/AC 変換器 408 を制御により、同期発電機が持つ制動力を模擬するように構成される。

【0137】

除算器 104 は、積分器 102 の出力 $\Delta \omega$ を $2 \times \pi$ で除算することにより、周波数の差

10

20

30

40

50

分値 Δf に変換する。加算器 105 は、周波数差分情報 Δf に目標周波数（60 Hz）を加算することにより、周波数差分情報 Δf を発電機回転子の周波数（回転周波数）に変換する。加算器 105 の出力は位相計算回路 106 に入力される。位相計算回路 106 は、発電機回転子の位相を算出する。

【0138】

次に、質点系演算回路 837 の動揺方程式の伝達関数について説明する。動揺方程式の伝達関数は次式（3）に示すように、一次遅れ系の比例ゲイン（ $1/Dg$ ）および時定数（ M/Dg ）を用いて表すことができる。

$$\begin{aligned} & (1/M \times s) / \{1 + Dg/M \times (1/s)\} \\ = & (1/Dg) \times [1 / \{1 + (M/Dg) \times s\}] \quad \dots (3) \end{aligned}$$

10

なお、仮想同期発電機制御におけるガバナー時定数 Tg 、質点系演算部の時定数 M/Dg はシステムに要求される応答速度に基づき決定する。

【0139】

（電力変換装置の動作概要）

次に、実施の形態 1 に係る電力変換装置の動作の概要について説明する。

【0140】

図 17 は、電力変換装置 41 に実装される仮想同期発電機制御によりカバーされる領域を示す図である。図 17 の横軸は応答時間を示し、縦軸は需要変動幅を示す。

【0141】

図 17 に示すように、静止型インバータに実装される仮想同期発電機制御は、数十 m 秒～数分程度の微小変動および短周期変動をカバーする。数分以上の変動については、負荷周波数制御（LFC）または経済負荷配分制御（EDC）によって対応することができる。よって、実施の形態 1 では、仮想同期発電機制御の応答性能を 1 秒以下として説明する。

20

【0142】

以下の説明では、図 2 に示す配電系統 24 に接続された蓄電池 40、電力変換装置 41、配電系統のインピーダンス 29 および負荷 600 で構成されているモデルを使用する。説明を簡単にするため、電力変換装置 41 のインバータ容量を 4 kW とし、負荷 600 の容量を最大 4 kW とする。

【0143】

図 18 は、実施の形態 1 に係る電力変換装置 41 に実装される仮想同期発電機制御を説明するための図である。図 18 には、電力目標値は変えずに、負荷 600 の消費電力を変化させたときの速度調整率 Kgd と系統周波数との関係の一例が示されている。図 18 は、図 2 において、CEMS 31 から電力目標値が 2 kW として通知されている状態において、負荷 600 が 2 kW から 4 kW に変動したときの、定常状態における各速度調整率 Kgd における系統周波数を示す。なお、ガバナー時定数 Tg 、慣性定数 M および制動係数 Dg の各々は一定値に固定されている。

30

【0144】

図 18 の例では、 Kgd が 0.343 になるまでは、 Kgd の数値が大きくなるに従って系統周波数が低下する。一方、 Kgd が 0.343 を超えると、系統周波数が収束することが確認される。

40

【0145】

図 19 は、実施の形態 1 に係る電力変換装置 41 に実装される仮想同期発電機制御を説明するための図である。図 19 には、負荷を急変させたときの制動係数 Dg と系統周波数との関係の一例が示されている。図 19 は、図 2 において、CEMS 31 から電力目標値が 2 kW として通知されている状態とし、負荷を 2 kW から 4 kW に変動したときの、各制動係数 Dg における系統周波数を示す。なお、ガバナー時定数 Tg 、慣性定数 M および速度調整率 Kgd （= 0.343）の各々は一定値に固定されている。図 19 の例では、制動係数 Dg が小さくなるに従って、系統周波数の低下が大きくなることを確認される。

【0146】

一般に、系統周波数の限界値（上限値および下限値）は、基準周波数（以下、 $Fref$

50

とも称する) $\pm 1 \sim 2\%$ 程度となる。よって、基準周波数 F_{ref} が 60Hz である場合、系統周波数の上限値は $61.2 \sim 60.6\text{Hz}$ 程度となり、系統周波数の下限値は $59.4 \sim 58.8\text{Hz}$ 程度となる。したがって、ガバナー制御の速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g を、系統周波数が上記限界値により定まる周波数範囲に収まるように設定する必要がある。

【0147】

次に、 $\Delta F / \Delta P$ 特性について説明する。

図20は、 $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。図20の横軸は、電力目標値に対する実際の電力変換装置41の出力電力の偏差である差分電力 ΔP である。差分電力 ΔP は、電力変換装置41の出力電力が電力目標値よりも大きい場合を正とする。

10

【0148】

図20の縦軸は、交流系統の基準周波数 F_{ref} (例えば 60Hz) に対する電力変換装置41が出力する交流電圧の周波数の偏差である差分周波数 ΔF である。差分周波数 ΔF は、電力変換装置41が出力する交流電圧の周波数が基準周波数 F_{ref} よりも高い場合を正とする。 ΔF_{max} は、差分周波数 ΔF の最大値である。

【0149】

実施の形態1に係る仮想同期発電機制御回路83 (図8) において、図20に示す $\Delta F / \Delta P$ 特性は、静止型インバータ (第2のDC/AC変換器408) の容量、速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g で決まる。なお、図20では、蓄電池40の充電については考慮せず、電力目標値を静止型インバータ (第2のDC/AC変換器408) の容量の半分とする。図20は、図2において負荷600の消費電力が静止型インバータ (第2のDC/AC変換器408) の容量と同じになったときの系統周波数を上限値 ($F_{ref} + \Delta F_{max}$) とし、負荷600の消費電力がゼロになったときの系統周波数を下限値 ($F_{ref} - \Delta F_{max}$) とした場合の $\Delta F / \Delta P$ 特性を示している。

20

【0150】

実施の形態1では、図20に示す $\Delta F / \Delta P$ 特性を「基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性」と呼ぶこととする。上述したように、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性は、蓄電池40の放電モードにおいて、静止型インバータの容量の半分の電力目標値とし、静止型インバータの出力が容量と一致した場合に系統周波数が上限値 ($F_{ref} + \Delta F_{max}$) となり、静止型インバータの出力がゼロになった場合に系統周波数が下限値 ($F_{ref} - \Delta F_{max}$) となる条件での $\Delta F / \Delta P$ 特性である。なお、放電モードの詳細は後述する。

30

【0151】

図21は、実施の形態1に係る電力変換装置41に実装される仮想同期発電機制御において負荷を急変させたときに静止型インバータから出力される交流電圧の周波数の応答波形を示す図である。

【0152】

図17で説明したように、静止型インバータに実装した仮想同期発電機制御は、数十m秒～数分程度の微小振動および短周期変動をカバーする。そのため、仮想同期発電機制御には1秒以下の応答性能が求められる。一般に、時定数を小さくすると、応答性能が上がるが、応答波形に振動が発生する。また、複数台の分散電源が連携して動作する場合には、不必要な横流が発生するなどの問題が発生し得る。そのため実施の形態1では、図21に示すように、1秒程度で系統周波数が収束するように、ガバナー制御回路833 (図15) および質点系演算回路837 (図16) における時定数を決定した。

40

【0153】

(従来の仮想同期発電機制御およびその問題点)

次に、従来の仮想同期発電機制御を実装した2台の電力変換装置41を配電系統24に配置した場合の問題点を説明する。

【0154】

図22は、従来の仮想同期発電機制御を実装した2台の電力変換装置41の各々の静止型インバータから出力される交流電力の実効値の応答波形を示す図である。図22に示す

50

応答波形は、2 台の電力変換装置 4 1 を用いて自立系統を構成し、負荷を急変させたときに各静止型インバータから出力される交流電力の実効値の波形を示している。

【0155】

図 2 2 では、各電力変換装置 4 1 のインバータ容量を 4 kW とし、負荷の消費電力を 3.3 kW とする。第 1 の電力変換装置 4 1 に対応する第 1 の蓄電池（図中では「BAT1」と表記）の電力目標値を 2.2 kW とし、第 2 の電力変換装置 4 1 に対応する第 2 の蓄電池（図中では「BAT2」と表記）の電力目標値を 1.1 kW として、第 1 および第 2 の電力変換装置 4 1 を制御する。このような状態において、5 秒付近で負荷の消費電力が約半分（1.65 kW）に急変した場合を想定している。

【0156】

図 2 2 に示すように、負荷が急変する前までは、第 1 の電力変換装置 4 1 からは電力目標値（2.2 kW）付近の電力が出力され、第 2 の電力変換装置 4 1 からは電力目標値（1.1 kW）付近の電力が出力されており、両者の電力比は 2 : 1 となっている。

【0157】

一方、負荷が急変した後において、第 1 の電力変換装置 4 1 の出力電力は 1.35 kW となり、第 2 の電力変換装置 4 1 の出力電力は 0.3 kW となっており、両者の電力比は 9 : 2 となっている。このように負荷が急変した後は、2 台の電力変換装置 4 1 からは、想定していた電力案分比（2 : 1）とは異なる比（9 : 2）で電力が出力されていることが分かる。

【0158】

図 2 3 は、上記条件で従来の仮想同期発電機制御を実装した 2 台の電力変換装置 4 1 を動作させたときの各静止型インバータから出力される交流電圧の周波数の応答波形を示す。図 2 3 に示すように、交流電圧の周波数は、負荷が急変した後においても、仮想同期発電機制御によってほぼ同一の周波数に収束していることが分かる。

【0159】

次に、図 2 4 および図 2 5 を用いて、負荷の急変時に電力案分比の変化が起こる理由について説明する。

【0160】

図 2 4 は、従来の仮想同期発電機制御を実装した第 1 の電力変換装置 4 1 の $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。図 2 5 は、従来の仮想同期発電機制御を実装した第 2 の電力変換装置 4 1 の $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。

【0161】

従来の仮想同期発電機制御では、電力目標値および静止型インバータの容量に応じて、 $\Delta F / \Delta P$ 特性は切り替えられない。図 2 4 および図 2 5 の例では、2 台の電力変換装置 4 1 の静止型インバータの容量が同じ（4 kW）であるため、同一の $\Delta F / \Delta P$ 特性が与えられたものとする。

【0162】

図 2 2 に示すように負荷が急変した場合、各電力変換装置 4 1 に実装されている仮想同期発電機制御は、過不足電力を 2 台の電力変換装置 4 1 が分担するように動作する。このとき、図 2 3 に示したように、静止型インバータから出力される交流電圧の周波数が互いに等しくなるように、2 台の電力変換装置 4 1 が制御される。

【0163】

一方、各電力変換装置 4 1 から出力される電力と電力目標値との差分電力 ΔP は、図 2 4 および図 2 5 に示す $\Delta F / \Delta P$ 特性によって決まる。したがって、2 台の電力変換装置 4 1 の $\Delta F / \Delta P$ 特性が同一である場合、差分周波数 ΔF が同じであるため、差分電力 ΔP も同じ値となる。その結果、図 2 2 に示したように、負荷の急変後、2 台の電力変換装置 4 1 からは、想定していた電力案分比とは異なる案分比で電力が出力されることになる。

【0164】

（実施の形態 1 に係る仮想同期発電機制御）

図 2 6 は、実施の形態 1 に係る仮想同期発電機制御を実装した第 2 の電力変換装置 4 1 の Δ

10

20

30

40

50

F / ΔP 特性の一例を示す図である。図中の実線は第 2 の電力変換装置 4 1 の $\Delta F / \Delta P$ 特性を示し、破線は第 1 の電力変換装置 4 1 の $\Delta F / \Delta P$ 特性（図 2 4）を示している。

【0165】

図 2 2 で示したように、第 2 の電力変換装置 4 1 の電力目標値（1.1 kW）が、第 1 の電力変換装置 4 1 の電力目標値（2.2 kW）の半分である場合（すなわち、電力案分比が 2 : 1）、図 2 6 に示すように、同一の差分周波数 ΔF において、第 1 の電力変換装置 4 1 の差分電力 ΔP （図中の $\Delta P 1$ ）と第 2 の電力変換装置 4 1 の差分電力 ΔP （図中の $\Delta P 2$ ）との比が、電力目標値の比（2 : 1）に等しくなるように、第 2 の電力変換装置 4 1 の $\Delta F / \Delta P$ 特性を決定する。

【0166】

図 2 6 に示すように 2 台の電力変換装置 4 1 の $\Delta F / \Delta P$ 特性を決定することにより、負荷が変化した場合においても、各電力変換装置 4 1 が分担する電力の比は、CEMS 3 1 から通知される電力目標値の比（2 : 1）と等しくなることがわかる。

【0167】

（ $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法）

次に、CEMS 3 1 における各電力変換装置 4 1 の $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法について説明する。

【0168】

実施の形態 1 では、各電力変換装置 4 1 の $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成する場合、CEMS 3 1 は、最初に、電力変換装置 4 1 毎に基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成する。以下の説明では、蓄電池 4 0 の放電に限定して基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法を説明する。

【0169】

蓄電池 4 0 の動作モードには、蓄電池 4 0 の放電を行なう放電モード、蓄電池 4 0 の充電を行なう充電モードおよび、蓄電池 4 0 の充放電を行なう充放電モードがある。蓄電池 4 0 を放電モードまたは充電モードで動作させる場合には、差分周波数 ΔF の限界値である ΔF_{max} に対応する差分電力 ΔP が、静止型インバータの容量の半分となるように、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成する。

【0170】

一方、蓄電池 4 0 を充放電モードで動作させる場合（特に、電力目標値がゼロ付近となる場合）には、 ΔF_{max} に対応する差分電力 ΔP が、静止型インバータの容量と等しくなるように、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成する。

【0171】

なお、CEMS 3 1 は、管理する複数の電力変換装置 4 1 の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を同一のポリシーで作成する必要がある。したがって、CEMS 3 1 は、第 1 の電力変換装置 4 1 では充放電モードを考慮して基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成する一方で、第 2 の電力変換装置 4 1 では、充電モードまたは放電モードを考慮して基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成することは行なわない。

【0172】

図 2 7 は、実施の形態 1 に係る仮想同期発電機制御を実装した電力変換装置 4 1 における基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の一例を示す図である。

【0173】

実施の形態 1 では、CEMS 3 1 は、DSO 2 1 から通知される、系統周波数の限界値（ $F_{ref} \pm \Delta F_{max}$ ）に関する情報、ならびに静止型インバータの容量に関する情報に基づいて、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成する。

【0174】

具体的には、放電モードのみを考慮した場合には、電力目標値 P_{ref} を静止型インバータの容量の半分とし、電力変換装置 4 1 が静止型インバータの容量と等しい電力を出力するときに系統周波数が下限値（ $F_{ref} - \Delta F_{max}$ ）となり、静止型インバータの出力がゼロとなるときに系統周波数が上限値（ $F_{ref} + \Delta F_{max}$ ）となるように、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成する。

10

20

30

40

50

【0175】

なお、充電モードのみを考慮した場合には、充電電力を負の値として扱い、充電電力がゼロとなるとときに系統周波数が下限値 ($F_{ref} - \Delta F_{max}$) となり、充電電力が静止型インバータの容量と等しくなるとときに系統周波数が上限値 ($F_{ref} + \Delta f_{max}$) となるように、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成すれば同様の効果が得られる。

【0176】

また、充放電モードを考慮する場合には、電力目標値 P_{ref} をゼロとし、静止型インバータの容量と等しい電力を放電するときに系統周波数が下限値 ($F_{ref} - \Delta F_{max}$) となり、静止型インバータの容量と等しい電力を充電するときに系統周波数が上限値 ($F_{ref} + \Delta F_{max}$) となるように、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成すれば同様の効果が得られる。

10

【0177】

次に、図27に示す基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を使用した、各電力変換装置41の $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法について図28を用いて説明する。

【0178】

なお、以下の説明では、各電力変換装置41の静止型インバータの容量は同一であるものとする。図28では、図27に示した基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を利用し、電力目標値が基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性における電力目標値 (静止型インバータ容量の半分) とは異なる場合の $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成する方法を説明する。図中の破線は基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性 (図27) を示し、実線は $\Delta F / \Delta P$ 特性を示している。

20

【0179】

静止型インバータの容量が同一である場合、実施の形態1では、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性 (図中の破線) の傾きに対し、静止型インバータ容量の半分 (0.5倍) を、電力変換装置41の電力目標値 P_{ref} で除算した結果を乗算することにより、 $\Delta F / \Delta P$ 特性 (図中の実線) の傾きを求める。例えば、電力目標値 P_{ref} が静止型インバータ容量の0.25倍であった場合、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きに、 $0.5 / 0.25 (= 2)$ を乗算することにより、 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを求める。

【0180】

次に、各電力変換装置41の静止型インバータの容量が異なる場合について説明する。この場合、各電力変換装置41の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法が上述した作成方法とは異なる。

30

【0181】

複数の電力変換装置41間で静止型インバータの容量が異なる場合には、基準となる静止型インバータ容量を予め決めておく。例えば、3台の静止型インバータの容量を10kW、8kW、4kWとした場合には、8kWを基準とする。なお、基本的にはどの容量を基準に選択しても問題がないことは言うまでもない。そして、図27で述べた作成方法を用いて、基準容量 (8kW) を有する静止型インバータの基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成する。

【0182】

次に、基準容量 (8kW) を有する静止型インバータの基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を用いて、容量が4kWの静止型インバータの基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を作成する。図29は、容量が4kWの静止型インバータの基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法を説明するための図である。図中の破線は基準容量を有する静止型インバータの基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性 (図27) を示し、実線は容量が4kWの静止型インバータの基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を示している。

40

【0183】

図29に示すように、基準容量 (8kW) に対する基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きに対し、基準容量 (今回は8kW) を、自己の静止型インバータの容量 (今回は4kW) で除算した値を乗算することにより、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを求める。具体的には、容量が4kWの静止型インバータの基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きは、基準容量 (8kW) の静止型インバータの基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きに $8 / 4 (= 2)$ を乗算することにより算出される。同様に、容量が10kWの静止型インバータの基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の直線の傾きは、基

50

準容量（８ｋＷ）の静止型インバータの基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きに $8/10 (=0.8)$ を乗算することにより算出される。

【０１８４】

図３０は、静止型インバータの容量が異なる２台の電力変換装置４１の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性および $\Delta F/\Delta P$ 特性の一例を示す図である。図３０において、破線Ｌ１は第１の電力変換装置４１の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を示し、実線Ｌ２は第１の電力変換装置４１の $\Delta F/\Delta P$ 特性を示す。破線Ｌ３は第２の電力変換装置４１の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を示し、実線Ｌ４は第２の電力変換装置４１の $\Delta F/\Delta P$ 特性を示す。

【０１８５】

図３０の例では、第１の電力変換装置４１は、静止型インバータの容量が８ｋＷであり、電力目標値が６ｋＷである。第２の電力変換装置４１は、静止型インバータの容量が４ｋＷであり、電力目標値が１ｋＷである。

【０１８６】

図３１は、図３０に示す２台の電力変換装置４１から出力される交流電力の実効値の波形を示す図である。図３１の波形は、図３０に示した２台の電力変換装置４１の $\Delta F/\Delta P$ 特性（図中の実線Ｌ２，Ｌ４）に基づいて仮想同期発電機制御回路８３が生成した制御パラメータ（ T_g ， K_{gd} ， M および D_g ）を用いて、第１および第２の電力変換装置４１を動作させたものである。

【０１８７】

図３１には、負荷が３ｋＷから５．２５ｋＷに急変した場合において、各電力変換装置４１から出力される交流電力の実効値の波形が示されている。図３１に示すように、負荷が急変する前および負荷が急変した後のいずれにおいても、第１および第２の電力変換装置４１の電力案分比は２：１となっており、想定通りの動作をしていることが分かる。

【０１８８】

以上説明したように、仮想同期発電機制御を実装した静止型インバータを有する、複数の電力変換装置４１が配電系統２４に接続されている場合、電力変換装置４１毎に、静止型インバータの容量および電力目標値に基づいて $\Delta F/\Delta P$ 特性が作成される。そして、電力変換装置４１毎に、 $\Delta F/\Delta P$ 特性を用いて仮想同期発電機制御回路８３（図１１）の制御パラメータが生成される。

【０１８９】

このような構成としたことにより、負荷６００の消費電力またはメガソーラー２６の発電電力が急変した場合においても、各電力変換装置４１から出力される電力の比を、ＣＥＭＳ３１から通知された電力目標値の比と等しくすることができる。これによると、例えばＳＯＣが少ないために放電電力を少なく設定した蓄電池４０の放電電力の、放電電力全体に占める割合が大きくなるといったことを防ぐことができる。

【０１９０】

なお、実施の形態１では、 $\Delta F/\Delta P$ 特性の作成方法として、各電力変換装置４１の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を作成し、作成した基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を用いて、電力目標値に応じて $\Delta F/\Delta P$ 特性を作成する方法を説明したが、これに限るものではない。例えば、静止型インバータの容量、電力目標値および、蓄電池４０のＳＯＣ情報に基づいて、仮想同期発電機制御回路８３の制御パラメータ（ T_g ， K_{gd} ， M ， D_g ）を直接的に生成する構成としてもよい。

【０１９１】

（電力変換装置の動作）

次に、図１から図４１を用いて、実施の形態１に係る電力変換装置の動作を詳細に説明する。

【０１９２】

最初に図１を参照して、実施の形態１に係る電力変換装置が適用される配電系統２４について説明する。

【０１９３】

10

20

30

40

50

実施の形態 1 では、配電系統 24 は、変電所 20 から供給される系統電圧を所定の電圧範囲内に制御するために、変電所 20 と電力変換装置 27（または、電力変換装置 41a またはタウン 100a）との間に、複数の SVR 23 が直列に接続されている。

【0194】

電力変換装置 27 は電流源として動作する。電力変換装置 27 の近くには電力変換装置 41a が設置されている。実施の形態 1 では、電力変換装置 41a は電圧源として動作する。電力変換装置 41a は、仮想同期発電機制御を実行することにより、メガソーラー 26 の発電電力を平滑化させることもできる。

【0195】

負荷としては、タウン 100a～100d、工場 110 ならびに、ビル 112 およびマンション 113 がある。負荷には、変電所 20 から供給される電力、メガソーラー 26 の発電電力および蓄電池 40 の放電電力が供給される。工場には非常用の同期発電機が配置されており、ビルには非常用の同期発電機が配置されている。

【0196】

ここで、変電所 20 から供給される電力、メガソーラー 26 の発電電力および、蓄電池 40 の放電電力を受ける配電系統 24 における、分散電源システムの動作を説明する。

【0197】

図 32 は、図 1 に示した CEMS 31 を中心とした分散電源システムの通常動作を説明するためのシーケンス図である。

【0198】

図 32 に示すように、定常時の処理は、30 分周期で実施される処理（以下、「第 1 の処理」とも称する）と、5 分周期で実施される処理（以下、「第 2 の処理」とも称する）とで構成されている。

【0199】

第 1 の処理（30 分周期処理）が開始されると、DSO 21 は、CEMS 31 に対し、通信線 25 を介して、収集した計測データの出力を要求する。CEMS 31 は、DSO 21 からの要求を受信すると、直近の 30 分間で収集した各需要家の消費電力量、メガソーラー 26 の発電電力量、ならびに蓄電池 40 の充放電電力量および SOC を含む計測データを DSO 21 に送信する。

【0200】

計測データを受信すると、DSO 21 は、計測データに基づいて配電系統 24 の運転計画を作成し、作成した運転計画を CEMS 31 に通知する。配電系統 24 の運転計画は、変電所 20 から配電系統 24 への電力供給計画を含み、蓄電池 40 の運転計画（充放電計画）を作成するために必要となる。DSO 21 は、30 分周期の電力供給計画を 24 時間分作成する。30 分周期の電力供給計画は、30 分間に変電所 20 から配電系統 24 に供給される総電力量を示す。

【0201】

CEMS 31 は、DSO 21 から運転計画（電力供給計画）を受信すると、電力変換装置 41 に対して計測データを送信するように要求する。計測データは、直近の 5 分間の蓄電池 40 の充放電電力量および SOC 情報を含む。電力変換装置 41 は、CEMS 31 からの要求を受信すると、計測データを CEMS 31 に通知する。

【0202】

CEMS 31 は、配電系統 24 に接続されているすべての電力変換装置 41a～41c から計測データを受信する。このとき、CEMS 31 は、各需要家の 30 分間の消費電力量およびメガソーラー 26 の発電電力量などの計測データも収集する。

【0203】

計測データの収集が完了すると、CEMS 31 は、蓄電池 40 の運転計画および制御パラメータを作成する。蓄電池 40 の運転計画は、蓄電池 40 の充放電計画であり、蓄電池 40 の充放電電力の目標値（電力目標値）を含む。蓄電池 40 の運転計画および制御パラメータの作成方法については後述する。

10

20

30

40

50

【0204】

蓄電池40の運転計画および制御パラメータの作成が完了すると、CEMS31は、各電力変換装置41に対し、対応する蓄電池40の運転計画および制御パラメータを通知して、第1の処理を終了する。

【0205】

続いてCEMS31は、第2の処理（5分周期処理）を実施する。CEMS31は、5分周期で各電力変換装置41から計測データを収集する。CEMS31は、収集した計測データに基づいて、電力目標値と実際の充放電電力との偏差を検出する。偏差が予め定められた閾値以上である場合には、CEMS31は、蓄電池40の運転計画（電力目標値）を再計算し、再計算結果を各電力変換装置41に通知する。なお、具体的な再計算の方法については後述する。

10

【0206】

（CEMS31の動作）

次に、図33を用いてCEMS31の詳細な動作を説明する。

【0207】

図33は、図1に示したCEMS31の制御処理を示すフローチャートである。図33に示すように、処理が開始されると、CEMS31は、ステップ（以下、Sと略す）01にて、DSO21からの計測データの出力要求を受信したかを確認する。出力要求を受信した場合（S01にてYES）、CEMS31は、S02により、複数の電力変換装置41から計測データを収集する。CEMS31は、S03により、記憶回路12に格納した計測データを、通信回路11を介してDSO21に通知する。

20

【0208】

一方、DSO21からの出力要求を受信していない場合（S01にてNO）またはS03にてDSO21に計測データを送信した場合には、CEMS31は、S04に進み、DSO21から運転計画（電力供給計画）を受信したかどうかを確認する。運転計画を受信した場合（S04にてYES）、CEMS31はS05に進み、蓄電池40の運転計画（充放電計画）を作成する。

【0209】

図34は、蓄電池40の運転計画を作成する処理（図33のS05）を示すフローチャートである。

30

【0210】

図34に示すように、処理が開始されると、S051により、CEMS31は、メガソーラー26の発電電力量を予測する。具体的には、図3および図4に戻って、DSO21から運転計画を受信すると、制御回路16（図3）は、運転計画作成回路14内の第2の管理回路146（図4）に対し、運転計画を作成するように指示する。第2の管理回路146は、制御回路16から指示を受けると、蓄電池運転計画作成回路141を経由して発電電力予測回路142に対し、メガソーラー26の発電電力量を予測するように指示する。

【0211】

発電電力予測回路142は、第2の管理回路146からの指示を受けると、図示しないインターネット上に配置された天気予報サーバにアクセスすることにより、現在から24時間後までの24時間分の天気予報を取得する。発電電力予測回路142は、取得した24時間分の天気予報および、発電電力予測回路142が管理する発電電力量予測用のデータベース（図示せず）に格納されているデータを用いて、現在から24時間後までの24時間分の発電電力量を予測する。なお、発電電力量予測用のデータベースは、30分周期で収集したメガソーラー26の発電電力量の実績および天気実績情報に基づいて構築される。データベースの構築方法の説明は省略する。

40

【0212】

S051にて発電電力量を予測すると、CEMS31は、S052により、需要家の消費電力を予測する。具体的には、図4に戻って、第2の管理回路146は、発電電力予測回路142からメガソーラー26の発電電力量の予測結果を受けると、蓄電池運転計画作

50

成回路 1 4 1 を経由して、消費電力予測回路 1 4 3 に対し、需要家の消費電力を予測するように指示する。

【0 2 1 3】

消費電力予測回路 1 4 3 は、第 2 の管理回路 1 4 6 からの指示を受けると、消費電力予測回路 1 4 3 が管理する消費電力予測用のデータベース（図示せず）に格納されているデータを用いて、現在から 2 4 時間後までの 2 4 時間分の需要家の消費電力量を予測する。なお、消費電力予測用のデータベースは、3 0 分周期で収集した需要家の消費電力を、年月日、時刻情報および天気情報に基づいて処理することにより構築される。データベースの構築方法の説明は省略する。

【0 2 1 4】

S 0 5 2 にて需要家の消費電力量を予測すると、C E M S 3 1 は、S 0 5 3 により、需要計画を作成する。具体的には、図 4 に戻って、消費電力予測回路 1 4 3 から需要家の消費電力量の予測結果を受けると、蓄電池運転計画作成回路 1 4 1 は、発電電力予測回路 1 4 2 によるメガソーラー 2 6 の発電電力量の予測結果、消費電力予測回路 1 4 3 による需要家の消費電力量の予測結果、および D S O 2 1 から通知された運転計画（3 0 分毎の電力供給計画）に基づいて、蓄電池 4 0 a ~ 4 0 c の 3 0 分毎の充放電電力量の合計値を算出する。

【0 2 1 5】

S 0 5 3 にて需要計画を作成すると、C E M S 3 1 は、S 0 5 4 により、蓄電池 4 0 a ~ 4 0 c の充放電電力（電力目標値）を策定する。具体的には、図 3 および図 4 に戻って、蓄電池運転計画作成回路 1 4 1 は、通信回路 1 1 を介して記憶回路 1 2 に収集された蓄電池 4 0 a ~ 4 0 c の S O C 情報および蓄電池容量に基づいて、各蓄電池 4 0 の 3 0 分毎の充放電電力を案分する。

【0 2 1 6】

実施の形態 1 では、2 4 時間分の蓄電池 4 0 の運転計画を作成する際、C E M S 3 1 は、蓄電池 4 0 a ~ 4 0 c の S O C が同時にゼロとなる、あるいは、蓄電池 4 0 a ~ 4 0 c が充電モードである場合、ともにほぼ同時に満充電状態となるように、各蓄電池 4 0 の充放電電力を策定する。

【0 2 1 7】

これは、以下の理由による。例えば、メガソーラー 2 6 の上方を雲が横切ることによって 5 分間程度、メガソーラー 2 6 の発電電力が 1 0 MW から 4 MW に低下した場合を想定する。なお、電力変換装置 4 1 a ~ 4 1 c の静止型インバータの容量をそれぞれ 8 MW, 4 MW, 2 MW とする。

【0 2 1 8】

ここで、蓄電池 4 0 a の S O C が最初にゼロとなり放電を停止することにより、残りの蓄電池 4 0 b, 4 0 c から 1 MW, 0.5 MW をそれぞれ放電するように、電力変換装置 4 1 b, 4 1 c に対して蓄電池の運転計画が通知されていたとする。日射量の急変によってメガソーラー 2 6 の発電電力が 6 MW 減少した場合、蓄電池 4 0 b, 4 0 c の放電電力は、仮想同期発電機制御によって、それぞれ 3 MW, 1.5 MW を追加で出力することしかできないため、不足分の 6 MW を補償することができない。

【0 2 1 9】

一方、蓄電池 4 0 a ~ 4 0 c が動作していた場合には、最大 1 4 MW (= 8 MW + 4 MW + 2 MW) まで放電が可能となるため、仮想同期発電機制御によって補償できる電力範囲が広がる。よって、C E M S 3 1 において蓄電池 4 0 の運転計画（充放電計画）を作成する場合には、蓄電池 4 0 a ~ 4 0 c がほぼ同時に S O C がゼロ、または満充電状態になるように運転計画を作成する必要がある。

【0 2 2 0】

S 0 5 4 にて蓄電池 4 0 a ~ 4 0 c の充放電電力（電力目標値）を策定すると、C E M S 3 1 は、S 0 5 5 により、全ての蓄電池 4 0 a ~ 4 0 c について、仮想発電機制御の制御パラメータの生成に必要な情報を生成したかを確認する。全ての蓄電池 4 0 a ~ 4 0 c

10

20

30

40

50

について情報の生成が終了していない場合（S 0 5 5 にてNO）、C E M S 3 1 は、S 0 5 6 に進み、仮想発電機制御の制御パラメータの生成に必要な情報を生成する。

【0 2 2 1】

図 3 5 は、仮想同期発電機制御の制御パラメータの生成に必要な情報を生成する処理（図 3 4 の S 0 5 6）を示すフローチャートである。図 3 5 に示す処理は、C E M S 3 1 内の制御パラメータ生成回路 1 3（図 5）により実行される。

【0 2 2 2】

図 3 5 に示すように、処理が開始されると、制御回路 1 3 6（図 5）は、S 0 5 6 1 により、図 3 4 の S 0 5 4 にて蓄電池運転計画作成回路 1 4 1 により生成された、次の 3 0 分間の蓄電池 4 0 の電力目標値、電力変換装置 4 1 内の第 2 の D C / A C 変換器 4 0 8（
10
静止型インバータ）の容量、および配電系統 2 4 に関する情報を収集する。なお、配電系統 2 4 に関する情報には、系統周波数の上限値および下限値ならびに、仮想同期発電機制御回路 8 3（図 1 1）の応答性能などが含まれる。系統周波数の上限値は基準周波数 F_{ref} （例えば 60 Hz）+ ΔF_{max} であり、系統周波数の下限値は $F_{ref} - \Delta F_{max}$ である。

【0 2 2 3】

S 0 5 6 1 において情報収集が完了すると、S 0 5 6 2 により、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路 1 3 1 は、電力変換装置 4 1 ごとに基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を算出する。以下、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性について説明する。

【0 2 2 4】

仮想同期発電機制御を実装した電力変換装置 4 1 の制御パラメータを生成する場合、最初に、静止型インバータの基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を算出する。なお、実施の形態 1 では、電力変換装置 4 1 のための制御パラメータを生成する構成について説明するが、風力発電装置など出力を調整可能な電力変換装置に仮想同期発電機制御を実装したものについても、同じ方法を用いて制御パラメータを生成することができる。

【0 2 2 5】

具体的には、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路 1 3 1（図 5）は、図 2 7 に示すように、蓄電池 4 0 の放電モード時、静止型インバータの容量の半分を電力目標値とし、静止型インバータが最大電力を放電したときの交流電圧の周波数が下限周波数と等しくなり（図 2 7 では差分周波数 $\Delta F = -\Delta F_{max}$ ）かつ、静止型インバータの放電電力がゼロのときの交流電圧の周波数が上限周波数と等しくなるように（図 2 7 では $\Delta F = \Delta F_{max}$ ）、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を決定する。
30

【0 2 2 6】

一方、蓄電池 4 0 の充電モード時には、静止型インバータの容量の半分を電力目標値とし、静止型インバータが最大電力を充電したときの交流電圧の周波数が上限周波数となり（ $\Delta F = \Delta F_{max}$ ）、かつ、静止型インバータの充電電力がゼロのときの交流電圧の周波数が下限周波数と等しくなるように（ $\Delta F = -\Delta F_{max}$ ）、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を決定する。

【0 2 2 7】

また、蓄電池 4 0 の充放電モード時には、静止型インバータの電力目標値をゼロとし、静止型インバータが最大電力を放電したときの交流電圧の周波数が下限周波数と等しくなり（ $\Delta F = -\Delta F_{max}$ ）、かつ、静止型インバータが最大電力を充電したときの交流電圧の周波数が上限周波数と等しくなるように（ $\Delta F = \Delta F_{max}$ ）、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を決定する。
40

【0 2 2 8】

図 3 6 は、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する処理（図 3 5 の S 0 5 6 2）を示すフローチャートである。

【0 2 2 9】

図 3 6 に示すように、処理を開始すると、S 0 5 6 2 1 により、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路 1 3 1（図 5）は、制御回路 1 3 6 から、対象となる静止型インバータの容量情報
50

(C i n v) を収集する。

【0230】

静止型インバータの容量情報を収集すると、S05622により、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路131は、系統情報(ΔF_{max})を収集する。次に、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路131は、S05623により、インバータ容量C i n vおよび ΔF_{max} を用いて、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを求める。

【0231】

具体的には、蓄電池40が充電モードまたは放電モードである場合、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路131は、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを、 $-\Delta F_{max} / (C i n v \times 0.5)$ とする。一方、蓄電池40が充放電モードである場合には、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを、 $-\Delta F_{max} / C i n v$ とする。

10

【0232】

なお、放電モード（または充電モード）および充放電モードのいずれの基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を採用するかについては、図34のS053で作成した需要計画における蓄電池40の充放電電力の策定結果に基づいて、蓄電池運転計画作成回路141（図4）が判断する。具体的には、策定した充放電電力の絶対値が予め定められた値未満である場合には、蓄電池運転計画作成回路141は、充放電モードを採用する。なお、採用されたモードは、配電系統24に接続されている全ての電力変換装置41に適用される。

【0233】

図35に戻って、S0562において基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性が算出されると、S0563により、 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路132（図5）は、 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する。具体的には、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路131は、生成した基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを、制御回路136および $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路132に出力する。

20

【0234】

$\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路132は、制御回路136から与えられる電力目標値に基づいて、 $\Delta F / \Delta P$ 特性を算出する。図37は、 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する処理（図35のS0563）を示すフローチャートである。図37に示すように、処理を開始すると、 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路132は、S05631により、制御回路136から電力目標値P r e fを収集する。 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路132は、S05632により、収集した電力目標値P r e fの大きさが静止型インバータ容量C i n vを超えていないかを判定する。

30

【0235】

電力目標値P r e fの大きさが静止型インバータ容量C i n vを超えていた場合（S05632にてNO）、 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路132は、S05633にて、リミッタにより電力目標値P r e fを静止型インバータ容量C i n vに制限する。

【0236】

$\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路132は、S05634により、電力目標値P r e fを用いて $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを求める。具体的には、蓄電池40が放電モードまたは充電モードである場合には、 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾き $\times (C i n v \times 0.5) / P r e f$ とする。一方、蓄電池40が充放電モードである場合には、メガソーラー26または風力発電などの再生可能エネルギーの発電電力の変動を吸収することを想定し（電力目標値がゼロ）、静止型インバータ容量のみに依存する $\Delta F / \Delta P$ 特性、すなわち図35のS0562で求めた基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性をそのまま使用する。実施の形態1では、仮想同期発電機制御の制御パラメータの生成に必要な情報として、 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾き、系統情報（ $\pm \Delta F_{max}$ 等）、および電力目標値P r e fを使用する場合について説明する。

40

【0237】

図35のS0563により $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成すると、図34のS055に戻り、制御パラメータ生成回路13は、配電系統24に接続されている全ての電力変換装置41について、制御パラメータの生成に必要な情報の算出を完了したかを確認する。全ての電力変換装置41についての当該情報の算出が完了していない場合（S055にてNO）、次

50

の電力変換装置 4 1 の制御パラメータの生成に必要な情報が算出される。全ての電力変換装置 4 1 について当該情報の算出が完了すると（S 0 5 5 にて Y E S）、制御パラメータ生成回路 1 3 は、蓄電池 4 0 の運転計画を作成する処理（図 3 3 の S 0 5）を終了する。

【0 2 3 8】

図 3 3 の S 0 5 により、蓄電池 4 0 の運転計画の作成処理が終了すると、蓄電池運転計画作成回路 1 4 1（図 4）は、作成した運転計画（電力目標値）を第 2 の管理回路 1 4 6 を経由して第 1 の管理回路 1 4 5（図 4）に通知する。第 1 の管理回路 1 4 5 は、運転計画を受信すると、受信した運転計画をメモリに記憶するとともに、送信データ生成回路 1 5（図 3）に通知する。制御パラメータ生成回路 1 3 は、生成した情報を送信データ生成回路 1 5 に通知する。

【0 2 3 9】

送信データ生成回路 1 5 は、蓄電池 4 0 の運転計画（電力目標値）、および制御パラメータの生成に必要な情報を取得すると、これらを送信用フォーマットに加工して通信回路 1 1（図 3）に出力する。通信回路 1 1 は、送信データ生成回路 1 5 から送信データを受けると、通信線 2 5 を介して、対応する電力変換装置 4 1 に送信データを送信する。

【0 2 4 0】

図 3 3 の S 1 0 において、全ての電力変換装置 4 1 への運転計画および制御パラメータの生成に必要な情報の送信が完了すると、S 1 1 において、C E M S 3 1 を停止させるかを確認する。C E M S 3 1 を停止させる場合（S 1 1 にて Y E S）、処理を終了する。一方、C E M S 3 1 を停止させない場合（S 1 1 にて N O）、処理は S 0 1 に戻る。

【0 2 4 1】

これに対して、図 3 3 の S 0 4 にて D S O 2 1 から運転計画（電力供給計画）を受信していない場合（S 0 4 にて N O）、C E M S 3 1 は、S 0 6 に進み、各種計測データの収集時刻が到来したかを確認する。実施の形態 1 では、上述したように、C E M S 3 1 は、5 分周期で計測データを収集する。計測データの収集時刻が到来していない場合（S 0 6 にて N O）、処理は S 0 1 に戻る。一方、計測データの収集時刻が到来した場合（S 0 6 にて Y E S）、C E M S 3 1 は、S 0 7 により計測データを収集する。実施の形態 1 では、C E M S 3 1 は、電力変換装置 4 1 a ~ 4 1 c の各々から、5 分間の蓄電池 4 0 の充放電電力量、現在の充放電電力および S O C 情報を、計測データとして収集する。

【0 2 4 2】

S 0 7 にて計測データを収集すると、C E M S 3 1 は、S 0 8 により、蓄電池 4 0 の運転計画の修正が必要であるか否かを確認する。S 0 7 では、C E M S 3 1 は、複数の蓄電池 4 0 の各々について、現在の充放電電力と運転計画（電力目標値）とを比較する。具体的には、C E M S 3 1 は、現在の充放電電力と電力目標値との電力差が所定範囲を超えているか、および、蓄電池 4 0 の S O C が予め定められている許容範囲を超えているかを確認する。複数の蓄電池 4 0 のうちのいずれか 1 つの蓄電池 4 0 において電力差が所定範囲を超えている場合、および／または S O C が許容範囲を超えている場合には、C E M S 3 1 は、全ての蓄電池 4 0 の運転計画を見直す。なお、電力差が所定範囲を超えている、および／または S O C が許容範囲を超えている蓄電池 4 0 の運転計画を見直すようにしてもよい。

【0 2 4 3】

C E M S 3 1 は、上記の要領で蓄電池 4 0 の運転計画の修正が必要かを確認し、蓄電池 4 0 の運転計画の修正が不要と判断した場合（S 0 8 にて N O）、S 0 1 に戻り処理を継続する。一方、蓄電池 4 0 の運転計画の修正が必要と判断した場合（S 0 8 にて Y E S）、C E M S 3 1 は、S 0 9 に進み、全ての蓄電池 4 0 の運転計画を修正する。

【0 2 4 4】

図 3 8 は、蓄電池 4 0 の運転計画を修正する処理（図 3 3 の S 0 9）を示すフローチャートである。図 3 8 に示す処理は、C E M S 3 1 内の運転計画作成回路 1 4（図 3）により実行される。

【0 2 4 5】

10

20

30

40

50

図38に示すように、処理が開始されると、第2の管理回路146（図4）は、S091により、蓄電池運転計画補正回路144（図4）に対し、運転計画の修正を指示するとともに、各電力変換装置41から収集した充放電電力およびSOC情報を転送する。

【0246】

S092では、第2の管理回路146は、蓄電池運転計画補正回路144に対し、第1の管理回路145（図4）に記憶されている蓄電池40の運転計画（電力目標値）、および記憶回路12に記憶されている電力変換装置41の静止型インバータの容量も出力する。

【0247】

蓄電池運転計画補正回路144は、第2の管理回路146から与えられる情報に基づいて、蓄電池40の運転計画の見直しを行なう。例えば、メガソーラー26の発電電力量の予測値および各需要家の消費電力量の予測値のいずれかが実績値から外れていたために、電力変換装置41の出力電力が電力目標値の2倍となっている場合を想定する。

【0248】

このような場合において、系統周波数が下限値（ $F_{ref} - \Delta F_{max}$ ）付近にまで低下しているものとする。これ以上の電力不足が生じると、系統周波数が下限値になってしまい、これ以上電力変換装置41から電力を供給できない状況が発生し得る。

【0249】

そこで、実施の形態1では、電力目標値と充放電電力との比が所定の範囲内でない場合、蓄電池運転計画補正回路144は、5分周期で収集した計測データに基づいて、蓄電池40の運転計画（電力目標値）を修正する。具体的には、蓄電池運転計画補正回路144は、現在の充放電電力およびSOC情報に基づいて、蓄電池40の運転計画を修正する。

【0250】

ここで、蓄電池40の運転計画の修正にSOCを用いる理由は、蓄電池40としてリチウムイオンバッテリーを使用した場合、過充電または過放電によって蓄電池40が故障または、急激に劣化してしまう場合がある。そのため、通常の蓄電池の制御では、SOCが例えば90%を超えると、蓄電池の充電モードを、定電流充電モードから定電圧充電モードに切り替える。定電圧充電モードでは、充電電力を大きくとることができないため、仮想同期発電機制御において電力目標値を小さくする必要が生じる。同様に、過放電となった場合においても蓄電池40の劣化が進むため、SOCが例えば5%を下回った時点で放電電力を絞る必要がある。よって、SOCを蓄電池40の運転計画の作成および修正に使用する。

【0251】

なお、蓄電池40として鉛蓄電池を使用する場合、過充電には強いが、過放電によって劣化が進行する傾向がある。そのため、鉛蓄電池の場合には、例えばSOCが20%を下回った時点で放電電力を絞る必要がある。上述したように、使用する蓄電池の劣化の進行を抑制するために、SOCを用いて電力目標値を修正する。

【0252】

具体的には、蓄電池運転計画補正回路144は、現在の充放電電力に基づいて蓄電池40の運転計画を作成するが、SOCが上限値付近となるときの充電および、SOCが下限値付近となる放電においては、現在の充放電電力およびSOCに基づいて蓄電池40の運転計画を作成する。具体的には、SOCが上限値に近い場合には充電電力目標値を絞り、SOCが下限値に近い場合には放電電力目標値を絞る。

【0253】

S093にて蓄電池40の運転計画（電力目標値）を修正すると、S094により、制御パラメータ生成回路13（図3）は、全ての蓄電池40について制御パラメータの生成に必要な情報の算出が完了したかを確認する。全ての蓄電池40について制御パラメータの生成に必要な情報の算出が完了していれば（S094にてYES）、蓄電池運転計画補正回路144は、蓄電池40の運転計画の修正処理を終了する。一方、全ての蓄電池40の運転計画の修正が完了していなければ（S094にてNO）、S095により、制御パラメータ生成回路13は、仮想同期発電機制御の制御パラメータの生成に必要な情報を生

10

20

30

40

50

成する。なお、仮想同期発電機制御の制御パラメータに必要な情報の生成方法は、上述した蓄電池40の運転計画の作成処理（図34のS056および図35）で用いた生成方法と同様であるため説明を省略する。

【0254】

S095において制御パラメータの生成に必要な情報を生成すると、S094に戻り、制御パラメータ生成回路13は、全ての電力変換装置41の制御パラメータの生成に必要な情報の算出が完了したか否かを確認する。全ての電力変換装置41の制御パラメータの生成に必要な情報の算出が完了していない場合（S094にてNO）、S095により、制御パラメータ生成回路13は、次の電力変換装置41の制御パラメータの生成に必要な情報を生成する。

10

【0255】

一方、全ての電力変換装置41の制御パラメータの生成に必要な情報の算出が完了すると（S094にてYES）、蓄電池運転計画補正回路144は、S096にて、蓄電池40の運転計画の修正処理を終了する。

【0256】

図33に戻って、S09において蓄電池40の運転計画を修正すると、運転計画の作成時と同様に、蓄電池運転計画作成回路141は、修正した運転計画（電力目標値）を、第2の管理回路146を経由して第1の管理回路145に通知する。

【0257】

第1の管理回路145は、蓄電池運転計画作成回路141から蓄電池40の運転計画を取得すると、取得した運転計画を図示しないメモリに記憶するとともに、送信データ生成回路15に通知する。同様に、制御パラメータ生成回路13は、蓄電池40の運転計画および制御パラメータの生成に必要な情報を送信データ生成回路15に通知する。

20

【0258】

送信データ生成回路15は、蓄電池40の運転計画および制御パラメータの生成に必要な情報を受けると、これらを送信用のフォーマットに加工し、通信回路11に出力する。

【0259】

通信回路11は、送信データ生成回路15から送信データを受けると、通信線25を介して、対応する電力変換装置41に送信データを送信する（図33のS10）。

【0260】

図33のS10において、全ての電力変換装置41に対して蓄電池40の運転計画の送信が完了すると、S11により、CEMS31を停止するかを確認する。CEMS31を停止する場合（S11にてYES）には、処理を終了する。一方、CEMS31を停止させない場合には、S01に戻り、処理を継続する。

30

【0261】

以上説明したように、実施の形態1では、電力変換装置41に向けて蓄電池40の運転計画（電力目標値）を作成する際、各電力変換装置41の静止型インバータの容量および電力目標値に基づいて、当該静止型インバータに実装される仮想同期発電機制御の制御パラメータに必要な情報を生成する。これによると、次の運転計画がCEMS31から通知されるまでの期間中に、負荷600の消費電力またはメガソーラー26などの創エネ機器の発電電力が変動した場合においても蓄電池40の運転計画（電力目標値）と同じ案分比で、過不足電力を分担することができる。

40

【0262】

したがって、例えば全ての電力変換装置41に運転計画を通知した直後に日射量が変わることによって、メガソーラー26の発電電力が50%減少した場合、不足する50%の電力は、運転計画の作成時に算出した電力目標値の比に基づいて案分される。例えば運転計画の作成時に、電力目標値がその比に従って制御された場合に、全ての蓄電池40のSOCがほぼ同時にゼロになるように、各蓄電池40の充放電電力が策定されていた場合には、メガソーラー26の発電電力が50%減少しても、電力目標値の比に基づいて過不足電力が案分されるため、全ての蓄電池40のSOCがほぼ同時にゼロになるように制御

50

することができる。

【0263】

なお、実施の形態1では、電力変換装置41の静止型インバータに向けて仮想同期発電機制御の制御パラメータの生成に必要な情報を生成するときに、インバータ容量および電力目標値を用いて算出する構成について説明したが、これに限るものではなく、例えば、電力変換装置41aのインバータ容量に対して蓄電池40aの容量が2倍、電力変換装置41bのインバータ容量に対して蓄電池40bの容量が3倍など、インバータ容量に対する蓄電池40の容量の比が電力変換装置41間で異なる場合には、容量の比を考慮して各蓄電池40の運転計画（電力目標値）を生成する。あるいは、制御パラメータを生成するときに上記容量比を考慮することによっても、同様の効果を得ることができる。

10

【0264】

（電力変換装置27および電力変換装置41の動作）

次に、図6から図41を用いて、メガソーラー用の電力変換装置27および蓄電池用の電力変換装置41の動作を説明する。

【0265】

〔電力変換装置27の動作〕

図6を用いて、メガソーラー用の電力変換装置27の動作を説明する。

【0266】

メガソーラー26が発電を開始すると、メガソーラー26から電力変換装置27内の第1のDC/DC変換器203に入力される直流電圧が上昇する。第1の制御回路204は、電圧計201により計測される直流電圧を監視する。第1の制御回路204は、直流電圧が所定の電圧値を超えた場合に、電力変換装置27を待機状態から通常動作に移行させる。

20

【0267】

通常動作に移行すると、電力変換装置27内の第2の制御回路209は、第1のDC/AC変換器208を制御する。以下、通常動作時の電力変換装置27の制御を説明する。

【0268】

図6を参照して、第1の制御回路204は、メガソーラー26が発電しているかを確認する。具体的には、第1の制御回路204は、電圧計201により計測されるメガソーラー26の出力電圧が所定電圧を超えているかを確認する。出力電圧が所定電圧を超えている場合、第1の制御回路204は、メガソーラー26が発電可能であることを、第2の制御回路209に通知する。

30

【0269】

第2の制御回路209は、第1の制御回路204からの通知を受信すると、電圧計10により計測される配電系統24の交流電圧に基づいて、変電所20から配電系統24に電力が供給されているか（配電系統24が停電していないか）を確認する。

【0270】

電圧計210により計測される交流電圧が所定電圧以上であって、配電系統24が停電していないことが確認されると、第2の制御回路209は、DC/AC変換器208を起動するとともに、第1の制御回路204に対し、メガソーラー26の発電を開始するように指示する。

40

【0271】

なお、実施の形態1では、通常運転時に、直流母線205の直流母線電圧を第1のDC/AC変換器208によって管理する場合について説明する。また、実施の形態1では、電力変換装置27から配電系統24に回生される電力を、第1のDC/AC変換器208による電流制御によって管理することにより、分散電源管理装置全体を動作させるものとする。

【0272】

第2の制御回路209によってメガソーラー26の発電開始が指示されると、第1の制御回路204の第5の制御回路54（図8）は、MPPT制御回路51（図8）に対し、

50

メガソーラー 26 の最大電力点追従制御を開始するように指示する。

【0273】

最大電力点追従制御について簡単に説明する。最大電力点追従制御では、前回の指令値を前々回の電力指令値よりも大きくしたか、小さくしたかを管理する。そして、今回計測したメガソーラー 26 の発電電力と、前回計測したメガソーラー 26 の発電電力とを比較し、発電電力が増加していた場合には、前回と同じ方向（増加方向または減少方向）に指令値を変更する。

【0274】

具体的には、今回計測したメガソーラー 26 の発電電力が前回計測した発電電力よりも増加した場合、前々回の指令値よりも前回の指令値が大きいときには、今回の指令値を増加させる。一方、前々回の指令値よりも前回の指令値が小さいときには、今回の指令値を減少させる。反対に、今回計測したメガソーラー 26 の発電電力が前回計測した発電電力よりも減少した場合、前々回の指令値よりも前回の指令値が大きいときには、今回の指令値を減少させる。一方、前々回の指令値よりも前回の指令値が小さいときには、今回の指令値を増加させる。このように今回の指令値を制御することにより、メガソーラー 26 は出力電力が最大となるように制御される。

【0275】

第 1 の DC / DC 変換器 203 は、第 1 の制御回路 204 から出力される指令値に従って、内蔵されている昇圧回路を動作させることにより、メガソーラー 26 から出力される第 1 の直流電圧を、第 2 の直流電圧（直流母線 205 の直流母線電圧）に変換して出力する。

【0276】

第 1 の DC / DC 変換器 203 からメガソーラー 26 の発電電力の供給が開始されると、第 2 の制御回路 209 は、第 1 の DC / AC 変換器 208 を制御することにより、配電系統 24 にメガソーラー 26 の発電電力を出力（回生）する。具体的には、直流母線 205 の直流母線電圧を監視しておき、直流母線電圧が制御目標値を超えた場合には、配電系統 24 より供給される交流電圧に同期して発電電力を出力する。

【0277】

次に、図 9 を用いて第 2 の制御回路 209 の動作を説明する。

第 2 の制御回路 209 において、位相検出回路 61 は、電圧計 210（図 1）により計測される配電系統 24 の交流電圧の波形のゼロクロス点を検出する。

【0278】

第 1 の正弦波生成回路 62 は、位相検出回路 61 により検出されたゼロクロス点を示す情報および、電圧計 210 により計測される交流電圧の波形に基づいて、配電系統 24 の交流電圧の波形に同期した基準正弦波を生成する。第 1 の正弦波生成回路 62 は、生成した基準正弦波を乗算器 65 に出力する。

【0279】

電圧計 206 は、直流母線 205 の電圧を計測し、計測値を電流制御回路 60 内の減算器 63 および第 6 の制御回路 67 に出力する。なお、電流制御回路 60 は、交流系統電圧に同期して電力を出力する制御方式（電流制御）を用いる。この制御方式は、家庭に設置されている一般的な太陽光発電用の電力変換装置の制御方式である。

【0280】

第 6 の制御回路 67 は、直流母線 205 の目標電圧を記憶しており、当該目標電圧を減算器 63 に出力する。

【0281】

電流制御回路 60 は、電圧計 206 により計測される直流母線電圧が目標電圧になるように、第 1 の DC / AC 変換器 208 が出力する電流を制御する。減算器 63 の出力は、第 1 の PI 制御回路 64 に入力される。第 1 の PI 制御回路 64 は、減算器 63 の出力がゼロになるように PI 制御を行なう。第 1 の PI 制御回路 64 の出力は、乗算器 65 に入力され、第 1 の正弦波生成回路 62 からの基準正弦波と乗算されることにより、電流指令

10

20

30

40

50

値に変換される。

【0282】

乗算器65から出力される電流指令値は減算器66に入力される。減算器66は、電流指令値と、電流計211により計測される配電系統24の交流電流値との偏差を算出し、算出した偏差を第2のPI制御回路68に入力する。

【0283】

第2のPI制御回路68は、減算器66から出力される偏差がゼロとなるようにPI制御を行なう。第1のPWM変換器69は、第2のPI制御回路68の出力に対してPWM制御を実行することにより、第1のDC/AC変換器208の指令値を生成する。第1のDC/AC変換器208は、第1のPWM変換器69から与えられる指令値に従って交流電流を出力する。

10

【0284】

また、電圧計210により計測される交流電圧（交流実効電圧）が所定の電圧値を超えた場合、あるいは、CEMS31からメガソーラー26の発電電力を抑制する要求が通知された場合には、第1の制御回路204内の第5の制御回路54（図8）は、メガソーラー26の制御をMPPT制御から電圧制御に切り替える。具体的には、第5の制御回路54は、電圧計210により計測される交流電圧（交流実効電圧）が所定の電圧範囲に収まるように、メガソーラー26から出力される直流電圧を制御する。あるいは、第5の制御回路54は、メガソーラー26の発電電力がCEMS31から通知される電力範囲内に収まるように、メガソーラー26の出力電圧を制御する。

20

【0285】

なお、第1の切換回路53（図8）は、第5の制御回路54から与えられる切換制御信号に従って、MPPT制御回路51の出力と、電圧制御回路52の出力とを切り換える。

【0286】

第6の制御回路67は、電圧計206および電流計207により計測される直流母線205に関する計測結果、電圧計210および電流計211により計測される配電系統24に関する計測結果、第1の制御回路204から出力される第1のDC/DC変換器203のステータス情報などを収集し、収集した情報を通信I/F212を介してCEMS31などに通知する。

【0287】

また、第6の制御回路67は、図示しない実効電圧計測部により計測した配電系統24の実効電圧あるいは、図示しない有効・無効電力計測部により計測した交流系統の有効電力および無効電力に関する情報についても、通信I/F212を介してCEMS31に通知するとともに、交流系統の実効電圧、有効電力等の計測結果は第5の制御回路54にも通知する。

30

【0288】

第5の制御回路54は、上述したように、交流系統電圧の実効値が所定値を超えた場合、メガソーラー26の制御をMPPT制御から電圧制御に切り替えることにより、交流系統電圧の上昇を抑制する。

【0289】

〔電力変換装置41の動作〕

次に、図7から図41を用いて、蓄電池用の電力変換装置41の動作を説明する。

40

【0290】

実施の形態1では、電力変換装置41には仮想同期発電機制御が実装されるため、第2のDC/AC変換器408は電圧制御を実行することにより、電圧源として動作する。すなわち、第3の制御回路404（図7）は、直流母線405の電圧が一定値になるように制御する。以下、図10を用いて第3の制御回路404の動作を説明する。

【0291】

直流母線405の電圧は電圧計406により計測される。電圧計406の計測値は、充電制御回路71、放電制御回路72および第7の制御回路74に入力される。

50

【0292】

充電制御回路71は、直流母線405の電圧が第7の制御回路74から出力される目標電圧よりも大きいときに、直流母線405の電圧が目標電圧になるように蓄電池40の充電電力を制御する。一方、直流母線405の電圧が目標電圧よりも小さい場合には、放電制御回路72は、蓄電池40の放電電力を増加させる。

【0293】

なお、充電制御回路71の出力と、放電制御回路72の出力との切り換えは、第2の切換回路73により行なわれる。第7の制御回路74は、電圧計406により計測した直流母線405の電圧値に基づいて、第2の切換回路73への切換制御信号を出力する。

【0294】

次に、第4の制御回路409（図7）の動作を説明する。

図39は、電力変換装置41の動作を説明するためのフローチャートである。

【0295】

図39に示すように、処理が開始されると、S200により、第4の制御回路409は、各種制御パラメータを初期化する。続いてS201により、第4の制御回路409は、電圧計401、406、410により計測した電圧値、電流計402、407、411により計測した電流値および、蓄電池40のステータス情報を収集する。なお、電圧計410の計測値は交流電圧であるため、第8の制御回路87（図11）において交流電圧の実効値を算出し、当該実効値を電圧値とする。電流計411の計測値は交流電流であるため、第8の制御回路87において交流電流の実効値を算出し、当該実効値を電流値とする。第7の制御回路74内の充放電電力計算回路（図示せず）は、収集したデータに基づいて、蓄電池の充放電電力および充放電電力量を算出する。

【0296】

電圧計410により計測した配電系統24の交流電圧は交流周波数検出回路81（図11）に入力される。交流周波数検出回路81は、S202により、交流電圧の波形のゼロクロス点を検出する。

【0297】

図12は、図11に示した交流周波数検出回路81の構成を示すブロック図である。図12に示すように、電圧計410の計測値は位相検出回路810に入力される。図39のS202により、位相検出回路810は、交流電圧のゼロクロス点を検出する。なお、実施の形態1では、ゼロクロス点は、電圧計410により計測される交流電圧の波形が負から正に切り替わる点および時刻を示している。位相検出回路810は、検出したゼロクロス点を示す情報を周波数検出回路811に出力する。

【0298】

周波数検出回路811は、位相検出回路810が前回検出したゼロクロス点の時刻と、今回検出したゼロクロス点の時刻とに基づいて交流電圧の周期を算出する。周波数検出回路811は、算出した周期に基づいて、交流電圧の周波数を算出する。

【0299】

第2の正弦波生成回路812は、位相検出回路810により検出されたゼロクロス点情報および、および周波数検出回路811により検出された交流電圧の周波数情報を、正弦波情報として出力する。ゼロクロス点情報および周波数情報は、インバータ電流制御回路84、インバータ電圧制御回路85、仮想同期発電機制御回路83および、第8の制御回路87に出力される。

【0300】

図39に戻って、S202にてゼロクロス点を検出した場合（S202にてYES）、位相検出回路810は、S203により、ゼロクロス点検出フラグをセットする。S203の処理を終了した場合、あるいはS202にてゼロクロス点を検出しない場合（S202にてNO）、第4の制御回路409は、S204により、第2のDC／AC変換器408を制御する。

【0301】

以下、図 11 および図 40 を用いて、第 2 の DC / AC 変換器 408 の制御について説明する。

【0302】

上述したように、電力変換装置 41 は仮想同期発電機制御を実装しているため、第 2 の DC / AC 変換器 408 は、電圧源として制御される。すなわち、第 2 の DC / AC 変換器 408 は電圧制御される。したがって、配電系統 24 に供給される電力が不足する場合には、第 2 の DC / AC 変換器 408 は、出力電力を増加するように制御される。一方、配電系統 24 に供給される電力が過剰となる場合には、第 2 の DC / AC 変換器 408 は、出力電力を減少させるように制御される。

【0303】

図 40 は、第 2 の DC / AC 変換器 408 の制御処理の詳細を説明するためのフローチャートである。

【0304】

図 40 に示すように、S2041 により、実効電力算出回路 82（図 11）は、電圧計 410 および電流計 411 の計測値に基づいて電力値を算出すると、S2042 により、算出した電力値を積分する。ゼロクロス点検出フラグがセットされている場合（S2043 にて YES）、実効電力算出回路 82 は、S2044 に進み、交流電圧 1 周期分の実効電力値の積分値を第 8 の制御回路 87 内の記憶回路（図示せず）に記憶するとともに、S2045 により積分値をゼロに初期化する。

【0305】

S2045 の処理を終えた場合、あるいは、ゼロクロス点検出フラグがセットされていない場合（S2043 にて NO）、S2046 により、インバータ電圧制御回路 85 は、第 2 の DC / AC 変換器 408 の指令値を生成する。

【0306】

次に、図 13 を参照して、インバータ電圧制御回路 85 の動作を説明する。

図 13 に示すように、インバータ電圧制御回路 85 は、仮想同期発電機制御回路 83（図 11）から出力される周波数および位相情報（第 2 の正弦波生成回路 812 を経由して入力）、第 8 の制御回路 87 から第 2 の正弦波生成回路 812 を経由して入力される交流系統電圧の振幅情報に基づいて、第 2 の DC / AC 変換器 408 を制御するための制御指令値を生成する。

【0307】

具体的には、第 3 の正弦波生成回路 851 には、交流周波数検出回路 81 からの正弦波情報（周波数、位相および振幅情報、ならびに仮想同期発電機制御回路 83 で算出された周波数および位相情報）が入力される。第 3 の正弦波生成回路 851 は、入力された情報に基づいて、第 2 の DC / AC 変換器 408 から出力する交流系統電圧の目標値を生成する。

【0308】

減算器 852 は、第 3 の正弦波生成回路 851 の出力から電圧計 410 により計測された電圧を減算し、減算結果を第 3 の PI 制御回路 853 に出力する。

【0309】

第 3 の PI 制御回路 853 は、入力された減算結果をゼロにするための PI 制御を実行することによって電圧指令値を生成し、生成した電圧指令値を第 1 の電流制限回路 855 に出力する。

【0310】

第 1 の電流制限回路 855 は、第 3 の PI 制御回路 853 から与えられる電圧指令値に対し、第 8 の制御回路 87 経由で入力される電流計 411 での計測結果をもとに制限を加える。例えば、CEMS31 から通知される電力目標値がインバータ容量の 90% であって、負荷消費電力が上昇した場合を考える。この場合、実施の形態 1 で説明した $\Delta F / \Delta P$ 特性では、交流系統電圧の周波数の偏差（差分周波数 ΔF ）が $-\Delta F_{max}$ に達する前に、電力変換装置 41 内のインバータ容量を超える電力の出力が求められる。そのため、

10

20

30

40

50

インバータ容量を超えないように、電力変換装置 41 の出力電力（出力電流）に制限をかける必要がある。よって、実施の形態 1 では、第 2 の DC / AC 変換器 408 の電流量を超える電流が流れる場合、電流制限を施し、第 2 の DC / AC 変換器 408 を流れる電流を予め定められた電流値（例えば、第 2 の DC / AC 変換器 408 の電流容量）になるように制御する。

【0311】

具体的には、第 1 の電流制限回路 855 は、第 2 の DC / AC 変換器 408 を流れる電流を監視し、当該電流が第 2 の DC / AC 変換器 408 の電流容量を超えないよう電流値を制御（制限）する。第 1 の電流制限回路 855 の出力は、第 2 の PWM 変換器 854 に入力される。なお、第 3 の PI 制御回路 853、および第 1 の電流制限回路 855 の制御パラメータ（制御ゲイン、および積分時間）は、第 8 の制御回路 87 から出力されるものとする。

【0312】

第 2 の PWM 変換器 854 は、第 1 の電流制限回路 855 から出力される電圧指令値を用いて PWM 制御を実行することにより、制御指令値を生成する。第 2 の PWM 変換器 854 は、生成した制御指令値を第 2 の DC / AC 変換器 408 に出力する。

【0313】

図 39 に戻って、S204 にて第 2 の DC / AC 変換器 408 の制御指令値を生成すると、S205 により、仮想同期発電機制御回路 83（図 11）は、仮想同期発電機制御を実行する。実施の形態 1 では、交流電圧の 1 周期を制御周期とする。なお、制御周期については、交流電圧の 1 周期の整数倍または、1 秒周期などの予め定められた周期としてもよい。

【0314】

図 14 は、仮想同期発電機制御回路 83 の構成を示すブロック図である。

第 8 の制御回路 87（図 11）は、制御タイミングに到来したと判断すると、仮想同期発電機制御回路 83 に対し、電圧制御に使用する周波数および位相に関する情報を生成するように指示する。実施の形態 1 では、ゼロクロス点において、インバータ電圧制御回路 85 内の第 3 の正弦波生成回路 851（図 13）により生成する正弦波の周波数および位相を更新する。よって、実施の形態 1 では、上記制御周期は、交流周波数検出回路 81 により検出したゼロクロス点の周期となる。

【0315】

図 14 に示すように、仮想同期発電機制御回路 83 において、減算器 832 は、交流周波数検出回路 81（図 11）から入力される交流電圧の周波数の実測値から、第 8 の制御回路 87 から入力される基準周波数 F_{ref} （例えば 60 Hz）を減算し、減算結果をガバナー制御回路 833 に出力する。図 15 は、図 14 に示したガバナー制御回路 833 の詳細な構成を示すブロック図である。

【0316】

図 15 に示すように、ガバナー制御回路 833 において、乗算器 91 は、減算器 832（図 14）の出力と、第 8 の制御回路 87 から通知される制御パラメータ（ $-1 / K_g d$ ）とを乗算する。乗算器 91 は、乗算結果を一次遅れ系モデル 92 に入力する。

【0317】

なお、ガバナー制御回路 833 で使用する速度調整率 $K_g d$ およびガバナー時定数 T_g は、CEMS31 から通知されたもの、および制御パラメータ生成回路 88 で生成したものを第 8 の制御回路 87 を経由してレジスタ（図示せず）にセットし、使用するものとする。

【0318】

一次遅れ系モデル 92 は、上述したように、第 8 の制御回路 87 から通知される時定数 T_g を用いて、一次遅れ系（ $1 / (1 + s \times T_g)$ ）を模擬する演算を行ない、演算結果をリミッタ回路 93 に出力する。

【0319】

10

20

30

40

50

リミッタ回路 93 は、入力されたデータに制限を加える。具体的には、リミッタ回路 93 は、第 2 の DC / AC 変換器 408 の電力容量を超えないように、第 2 の DC / AC 変換器 408 の出力電力に制限を加える。

【0320】

図 14 に戻って、加算器 835 は、ガバナー制御回路 833 の出力と、第 8 の制御回路 87 から出力される電力目標値 P_{ref} とを加算する。なお、電力目標値 P_{ref} は、CEMS31 から通知されたものが第 8 の制御回路 87 から出力される。

【0321】

減算器 836 は、加算器 835 の出力から実効電力算出回路 82 (図 11) から出力される実効電力の実績値を減算し、減算結果を質点系演算回路 837 に出力する。図 16 は、図 14 に示した質点系演算回路 837 の詳細な構成を示すブロック図である。

10

【0322】

図 16 に示すように、減算器 101 は、減算器 836 (図 14) の出力から乗算器 103 の出力を減算し、減算値を積分器 102 に出力する。

【0323】

積分器 102 は、減算器 101 の減算結果を第 8 の制御回路 87 から出力される慣性定数 M によって除算し、除算結果を積分する。積分器 102 の出力 $\Delta \omega$ は、交流電圧の周波数の角速度 ($2 \times \pi \times 60 \text{ Hz}$) に対する差分値に相当する。積分器 102 の出力 $\Delta \omega$ は、乗算器 103 および除算器 104 に入力される。

【0324】

乗算器 103 は、積分器 102 の出力 $\Delta \omega$ と、第 8 の制御回路 87 から与えられる制動係数 D_g とを乗算し、乗算結果を減算器 101 に出力する。

20

【0325】

除算器 104 は、積分器 102 の出力 $\Delta \omega$ を $2 \times \pi$ で除算することにより、 $\Delta \omega$ を基準周波数 F_{ref} (60 Hz) からの差分値 Δf に変換する。加算器 105 は、除算器 104 の出力 Δf と、基準周波数 F_{ref} (60 Hz) とを加算することにより、インバータ電圧制御回路 85 (図 11) において電圧制御を行なうための周波数 ($F_{ref} + \Delta f$) を生成する。

【0326】

なお、質点系演算回路 837 で使用する慣性定数 M および制動係数 D_g については、CEMS31 により生成されて通知された仮想同期発電機制御パラメータを生成するために必要な情報を用いて制御パラメータ生成回路 88 で生成したものを第 8 の制御回路 87 を経由して、図示しないレジスタにセットし、レジスタにセットされたものを使用する。

30

【0327】

加算器 105 から出力される周波数情報 ($F_{ref} + \Delta f$) は、位相計算回路 106 に入力される。以下、位相計算回路 106 の動作を説明する。

【0328】

実施の形態 1 では、加算器 105 (図 16) から出力される周波数情報は、位相計算回路 106 によって積分され、インバータ電圧制御回路 85 が電圧制御を行なうときの位相情報として出力される。

40

【0329】

質点系演算回路 837 (図 16) から出力される位相情報および周波数情報は、交流周波数検出回路 81 内の第 2 の正弦波生成回路 812 (図 12) を経由して、インバータ電圧制御回路 85 内の第 3 の正弦波生成回路 851 (図 13) に入力される。第 3 の正弦波生成回路 851 は、入力された情報に基づいて、電力変換装置 41 から出力される交流電圧の目標値を生成する。

【0330】

図 39 に戻って、S205 にて仮想同期発電機制御の処理が終了すると、第 4 の制御回路 409 は、S206 により、CEMS31 から計測データの送信要求を受けたかを確認する。CEMS31 から送信要求を受けた場合 (S206 にて YES)、第 8 の制御回路

50

87 (図11)は、S207により、計測データを通信I/F412 (図7)を介してCEMS31に通知する。

【0331】

一方、S207にて計測データを通知した場合、または、CEMS31からの送信要求がなかった場合 (S206にてNO)、第8の制御回路87は、S208に進み、CEMS31から制御情報を受信したかを確認する。

【0332】

CEMS31から制御情報を受信した場合 (S208にてYES)、第8の制御回路87は、S209により、制御情報の受信フラグをセットする。S209の処理が終了した場合、またはCEMS31から制御情報を受信していない場合 (S208にてNO)には、第8の制御回路87は、S210により、ゼロクロス点検出フラグがセットされているか否かを確認する。ゼロクロス点検出フラグがセットされていない場合 (S210にてNO)、処理はS201に戻る。

【0333】

一方、ゼロクロス点検出フラグがセットされている場合 (S210にてYES)、S211により、第2の正弦波生成回路812 (図12)は、系統電圧の周波数および位相の情報を取り込むとともに、S212にて、ゼロクロス点検出フラグをリセットする。

【0334】

S212にてゼロクロス点検出フラグをリセットすると、S213により、第2の正弦波生成回路812は、系統電圧の周波数および位相の情報 (実施の形態1ではゼロクロス点時刻情報)を、S211にて取り込んだ情報に更新する。

【0335】

S213の処理が完了すると、第8の制御回路87は、S214により、CEMS31から制御情報を受信したか (制御情報受信フラグがセットされているか)を確認する。受信フラグがセットされていない場合 (S214にてNO)、処理をS201に戻す。

【0336】

一方、受信フラグがセットされている場合には (S214にてYES)、第8の制御回路87は、S215により、周波数目標値 (基準周波数Fref)および電力目標値Prefの各々を受信したデータに置き換える。

【0337】

制御パラメータ生成回路88は、S216により、仮想同期発電機制御の制御パラメータ (速度調整率Kgd、制動係数Dgおよび慣性定数M)を生成する。図41は、制御パラメータを生成する処理 (図39のS216)を示すフローチャートである。実施の形態1では、CEMS31から、仮想同期発電機制御の制御パラメータの生成に必要な情報として、 $\Delta F/\Delta P$ 特性が入力される場合について説明する。制御パラメータ生成回路88は、 $\Delta F/\Delta P$ 特性に加えて、系統情報 (基準周波数Fref、電力目標値Pref、 ΔF_{max} 情報)およびインバータ容量Cinvを用いて、制御パラメータを生成する。

【0338】

図41に示すように、制御パラメータの生成を開始すると、制御パラメータ生成回路88は、S2161により、速度調整率Kgdおよび制動係数Dgの各々を予め定められた初期値に設定することにより、速度調整率Kgdおよび制動係数Dgを初期化する。

【0339】

S2161にて速度調整率Kgdおよび制動係数Dgを初期化すると、制御パラメータ生成回路88は、S2162に進み、速度調整率Kgdおよび制動係数Dgを用いて $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを算出する。実施の形態1では、制御パラメータ生成回路88 (図11)内に仮想同期発電機制御回路83 (図11)の動作を模擬する仮想同期発電機モデルを実装し、このモデルを用いて制御パラメータを生成する場合について説明する。

【0340】

なお、制御パラメータの生成方法はこれに限るものではなく、例えば、図18に示した速度調整率Kgdと系統周波数との関係を、制動係数Dgごとに対応するテーブルデータ

10

20

30

40

50

として記憶しておくとともに、図 19 に示した制動係数 D_g と系統周波数との関係を、速度調整率 K_{gd} ごとに対応するテーブルデータとして記憶しておき、これらのテーブルデータを用いて、適切な速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g を決定するように構成してもよい。

【0341】

実施の形態 1 では、仮想同期発電機モデルとして、図 14 から図 16 に示すブロック図を数式モデル化したものを使用するが、これに限るものではない。例えば、上記式 (1) に示すガバナー制御部の伝達関数、および上記式 (2) に示す動揺方程式から仮想同期発電機制御回路 83 (図 11) の伝達関数を生成し、生成した伝達関数から制御パラメータを生成する構成としてもよい。

【0342】

S2162 では、セットされた速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g を仮想同期発電機モデルに入力することにより、例えばインバータ容量の 25% 程度の負荷変動を入力したときに質点系演算回路 837 (図 14) から出力される系統周波数を算出する。この算出結果から基準周波数 F_{ref} を減算することにより、差分周波数 ΔF を算出する。そして、算出した差分周波数 ΔF を負荷変動量 (本例ではインバータ容量 $\times 0.25$) で除算することにより、 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出する。

【0343】

S2162 にて $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出すると、制御パラメータ生成回路 88 は、S2163 により、算出された $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きと、図 35 の S0563 (図 37) により生成した $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きとを比較する。具体的には、制御パラメータ生成回路 88 は、これら 2 つの $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きの偏差が予め定められた許容範囲内に入っているかを確認する。

【0344】

傾きの偏差が上記許容範囲内に入っている場合には、制御パラメータ生成回路 88 は、2 つの $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きが一致していると判定し (S2163 にて YES)、処理を S2169 に進める。

【0345】

一方、傾きの偏差が上記許容範囲内に入っていない場合には、制御パラメータ生成回路 88 は、2 つの $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きが一致しないと判定する (S2163 にて NO)。この場合、制御パラメータ生成回路 88 は、S2164 に進み、制動係数 D_g を変更する。実施の形態 1 では、制御パラメータ生成回路 88 は、現在の制動係数 D_g に所定値を加算する。

【0346】

S2164 にて制動係数 D_g を変更すると、制御パラメータ生成回路 88 は、S2165 により、制動係数 D_g が予め定められた所定範囲内に入っているかを確認する。制動係数 D_g が当該所定範囲内に入っていれば (S2165 にて YES)、制御パラメータ生成回路 88 は、S2162 に戻り、変更された制動係数 D_g を用いて $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出する。

【0347】

一方、制動係数 D_g が当該所定範囲を超えている場合 (S2165 にて NO)、制御パラメータ生成回路 88 は、現状の速度調整率 K_{gd} では適切な特性が得られないと判断し、S2166 により、制動係数 D_g を初期値に戻すとともに、速度調整率 K_{gd} を変更する。具体的には、制御パラメータ生成回路 88 は、現在の速度調整率 K_{gd} (初期値) に所定値を加算する。

【0348】

S2166 にて速度調整率 K_{gd} を変更すると、制御パラメータ生成回路 88 は、S2167 により、速度調整率 K_{gd} が予め定められた所定範囲内に入っているかを確認する。速度調整率 K_{gd} が当該所定範囲から外れている場合 (S2167 にて NO)、制御パラメータ生成回路 88 は、S2168 に進み、適切な速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g

10

20

30

40

50

が求められなかったとして、速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g を予め準備していたそれぞれのデフォルト値に設定し、処理を S 2 1 6 9 に進める。

【0349】

一方、S 2 1 6 7 にて速度調整率 K_{gd} が所定範囲内にある場合（S 2 1 6 7 にて Y E S）、制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 1 6 2 に戻り、変更された速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g を用いて $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出する。制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 1 6 2 ～ S 2 1 6 7 の処理を、S 2 1 6 3 にて Y E S と判定されるまで、または、S 2 1 6 7 にて N O と判定されるまで繰り返し実行する。

【0350】

なお、S 2 1 6 8 で速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g がデフォルト値に設定された場合には、負荷変動が発生しても運転計画に基づく電力比に従って過不足電力を案分することができない。

【0351】

実施の形態 1 では、図 1 9 に示す制動係数 D_g と交流系統電圧の周波数との関係から、制動係数 D_g および速度調整率 K_{gd} を算出する。図 1 8 に示す速度調整率 K_{gd} と交流系統電圧の周波数との関係から、制動係数 D_g および速度調整率 K_{gd} を算出してもよい。

【0352】

速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g が設定されると、制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 1 6 9 により、慣性定数 M を算出する。実施の形態 1 では、慣性定数 M は、仮想同期発電機制御に求められる応答時間に基づいて算出される。具体的には、仮想同期発電機制御の応答性能は、ガバナー制御回路 8 3 3（図 1 4）のガバナー時定数 T_g および、動揺方程式で求められる質点系演算回路 8 3 7（図 1 4）の時定数 M / D_g によって決まる。実施の形態 1 では、ガバナー時定数 T_g のデフォルト値を使用し、ガバナー時定数 T_g を生成しないことから、質点系演算回路 8 3 7 の時定数のみを制御する。質点系演算回路 8 3 7 の時定数は、上記式（3）から M / D_g により求められる。よって、実施の形態 1 では、デフォルト値で定められた質点系演算回路 8 3 7 の時定数に制動係数 D_g に乗算することにより、慣性定数 M を算出する。

【0353】

図 3 9 に戻って、S 2 1 6 にて制御パラメータ（速度調整率 K_{gd} 、制動係数 D_g および慣性定数 M ）の算出が完了すると、制御パラメータ生成回路 8 8 は、その旨を第 8 の制御回路 8 7 に通知するとともに、算出した制御パラメータを出力する。

【0354】

第 8 の制御回路 8 7 は、算出された制御パラメータを受け取ると、仮想同期発電機制御回路 8 3 に、当該制御パラメータを出力して更新する。制御パラメータの更新が完了すると、第 8 の制御回路 8 7 は、S 2 1 7 により、受信フラグをセットしているレジスタ（図示せず）をクリア（リセット）して、処理を S 2 0 1 に戻す。

【0355】

以上説明したように、実施の形態 1 に係る分散電源システムによれば、C E M S 3 1 が作成した蓄電池 4 0 a ～ 4 0 c の運転計画（電力目標値）を、対応する電力変換装置 4 1 a ～ 4 1 c にそれぞれに通知した直後に需要バランスが大きく変化した場合であっても、電力変換装置 4 1 a ～ 4 1 c の出力電力の案分比を、運転計画作成時の電力目標値の比とほぼ等しくすることができる。

【0356】

これによると、数時間後に蓄電池 4 0 a ～ 4 0 c の S O C がほぼ同時にゼロとなるように運転計画（放電計画）が作成されていた場合、もしくは、蓄電池 4 0 a ～ 4 0 c がほぼ同時に満充電になるように運転計画（充電計画）が作成されていた場合において、負荷 6 0 0 の消費電力またはメガソーラー 2 6 の発電電力が運転計画作成時の想定電力から大きく変化したときにおいても、想定した時刻からずれるものの、蓄電池 4 0 a ～ 4 0 c の S O C をほぼ同時にゼロ、または蓄電池 4 0 a ～ 4 0 c をほぼ同時に満充電とすることができ、想定した運転計画を遵守することができる。

10

20

30

40

50

【0357】

また、従来の仮想同期発電機制御技術では、過不足電力を電力変換装置41a～41cが均等に分担していたため、電力目標値が相対的に小さい電力変換装置41の電力の案分比が高くなってしまい、対応する蓄電池40が他の蓄電池40に先立ってSOCがゼロになってしまう場合があった。これに対し、実施の形態1によれば、過不足電力を、運転計画にて設定された電力目標値の比に案分することができるため、SOCが低い（すなわち、電力目標値が小さい）蓄電池40の電力の案分比を低く抑えることができる。

【0358】

実施の形態2.

実施の形態1では、CEMS31にて実行される、電力変換装置41に実装された仮想同期発電機制御回路83（図11）の制御パラメータを生成するために必要な情報の生成方法と、電力変換装置41内の制御パラメータ生成回路88（図11）にて実行される制御パラメータの生成方法について説明した。

10

【0359】

実施の形態2では、実施の形態1で生成した制御パラメータの課題、およびその解決手段について説明する。実施の形態2ではさらに、CEMS31で生成する、制御パラメータを生成するために必要な情報を、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きまでとした場合の動作について説明する。

【0360】

よって、実施の形態2に係るCEMS31の構成は、実施の形態1に係るCEMS31と同一の構成であり、制御パラメータ生成回路13（図5）および制御パラメータ生成回路88（図11）の処理のみ異なる。以下、異なる部分の動作を中心に実施の形態2に係る分散電源管理装置について説明する。

20

【0361】

図42Aおよび図42Bは、上述した実施の形態1で説明した、仮想同期発電機制御用の制御パラメータに従って電力変換装置41を制御した場合の課題を説明するための図である。

【0362】

以下では、図42Aおよび図42Bを用いて、実施の形態1で生成した制御パラメータの課題について説明する。説明を簡単にするため、インバータ容量 C_{inv} が等しい2台の電力変換装置41を使用する場合を想定する。

30

【0363】

第1の電力変換装置41に対してインバータ容量の12.5%に相当する電力目標値がCEMS31から与えられ、第2の電力変換装置41に対してインバータ容量の25%に相当する電力目標値がCEMS31から与えられたものとする。

【0364】

なお、実施の形態1では、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性および $\Delta F/\Delta P$ 特性の横軸を実際の電力(kW)として説明したが、以降の説明では、横軸は電力変換装置41より出力する充放電電力を当該電力変換装置41のインバータ容量（すなわち、第2のDC/AC変換器408の容量）で正規化したものを使用する。

40

【0365】

図42Aおよび図42Bは、上記条件で作成した電力変換装置41の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性および $\Delta F/\Delta P$ 特性である。各図において、破線は基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を示し、実線は $\Delta F/\Delta P$ 特性を示す。

【0366】

図42Aには、電力目標値がインバータ容量の12.5%のときの第1の電力変換装置41の $\Delta F/\Delta P$ 特性が示される。図42Bには、電力目標値がインバータ容量の25%のときの第2の電力変換装置41の $\Delta F/\Delta P$ 特性が示される。

【0367】

図42Aでは、負荷が変動して仮想同期発電機制御により系統周波数が F_{ref} （基準

50

周波数) $-\Delta F_{\max}$ まで低下した場合、第1の電力変換装置41により増加させることができる電力はインバータ容量の12.5%となる。すなわち、第1の電力変換装置41によりカバーできる電力はインバータ容量の25%までとなる。

【0368】

同様に、図42Bにおいては、第2の電力変換装置41により増加させることができる電力はインバータ容量の25%までとなる。すなわち、第2の電力変換装置41によりカバーできる電力はインバータ容量の50%までとなる。

【0369】

上述のように、各電力変換装置41に通知される電力目標値が小さい場合、負荷変動または発電量の変動をカバーすることができる電力範囲が狭くなってしまう。図42Aおよび図42Bの例では、第1および第2の電力変換装置41の $\Delta F/\Delta P$ 特性を変更することによって、負荷変動または発電量変動が発生した場合の電力案分を、実施の形態1と同じように2:1に案分しつつ、変動をカバーすることができる電力範囲を拡大することができる。図43Aおよび図43Bにその一例を示す。

【0370】

図43Aおよび図43Bは、各電力変換装置41の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを変更して $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成した場合を例示する。図43Aにおいて、破線は変更された第1の電力変換装置41の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を示す。図43Bにおいて、破線は変更された第2の電力変換装置41の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を示す。図43Aおよび図43Bはそれぞれ、図42Aおよび図42Bと比較して、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きが1/2倍となっている。

【0371】

このように設定すると、系統周波数が $F_{ref}-\Delta F_{\max}$ まで低下した場合に、仮想同期発電機制御により第1の電力変換装置41が増加させることができる電力は、インバータ容量の25%となる。第2の電力変換装置41により増加させることができる電力は、インバータ容量の50%までとなる。これによると、2倍の負荷変動あるいは発電量の変動まで対応できるようになる。

【0372】

以上の概念に基づいて、実施の形態2に係る分散電源システムの動作を説明する。実施の形態2では、仮想同期発電機制御用の制御パラメータの生成に必要な情報として、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを使用する場合について説明する。

【0373】

図44は、CEMS31により実行される基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の生成処理を説明するためのフローチャートである。なお、実施の形態2では、CEMS31では、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131(図5)のみが動作し、 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路132は動作しない。そのため、送信データ生成回路15(図3)に通知される情報は、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾き、および当該傾きを生成する際に使用した基準電力指令値を示す情報となる。これを除くCEMS31の動作は、実施の形態1に係るCEMS31の動作と同じであるため、以下では基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の生成処理のみを説明する。

【0374】

図44に示すように、処理を開始すると、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131(図5)は、S056201により、初期値をセットする。具体的には、配電系統24に接続され、運転している電力変換装置41に出力する電力目標値 P_{ref} の最大値 P_{ref_max} を記憶するレジスタの値をゼロにクリアする($P_{ref_max}=0$)。また、配電系統24に接続され、運転している電力変換装置41の番号 i をゼロにセットする($i=0$)。

【0375】

図44のフローでは、 n 台($n \geq 2$)の電力変換装置41が配電系統24に接続されて運転しているものとする。また、電力目標値の最大値 P_{ref_max} がセットされた電力変換装置41の番号を記憶する Pcs_no を0にセットする($Pcs_no=0$)。

10

20

30

40

50

【0376】

S056201にて初期化が完了すると、S056202により、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131は、 i 番目の電力変換装置41のインバータ容量 C_{inv_i} および電力目標値 P_{ref_i} を取得する。

【0377】

S056203では、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131は、S056202で取得したインバータ容量 C_{inv} と電力目標値 P_{ref_i} の絶対値とを比較する。電力目標値 P_{ref_i} の絶対値がインバータ容量 C_{inv_i} より大きい場合（S056203にてYES）、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131は、S056204により、電力目標値 P_{ref_i} をインバータ容量 C_{inv_i} に変更する。

10

【0378】

電力目標値 P_{ref_i} の絶対値がインバータ容量 C_{inv} 以下の場合（S056203にてYES）、または電力目標値 P_{ref_i} をインバータ容量 C_{inv} に変更すると、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131は、S056205により、電力目標値 P_{ref_i} をインバータ容量 C_{inv} で除算することにより、電力目標値 P_{ref_i} をインバータ容量 C_{inv} で正規化する。以下の説明では、正規化された電力目標値 P_{ref_i} を P_{ref_temp} と表記する。

【0379】

S056205による正規化処理が完了すると、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131は、S056206により、正規化された電力目標値 P_{ref_temp} の絶対値と、電力目標値の最大値 P_{ref_max} とを比較する。 P_{ref_temp} の絶対値が P_{ref_max} 以上である場合（S056206にてNO）、S056207にて、 P_{ref_max} は、 P_{ref_temp} の絶対値に設定される。さらに、 P_{cs_no} は、現在の電力変換装置41の番号 i に設定される。

20

【0380】

P_{ref_temp} の絶対値が P_{ref_max} より小さい場合（S056206にてYES）または、S056207の処理が行なわれると、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131は、S056208により、電力変換装置41の番号 i を1つインクリメントする（ $i = i + 1$ ）。

【0381】

基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131は、S056209では、全ての分散電源の電力変換装置41に対するS056202～S056207による確認が完了したかを判定する。S056209では、 $i \geq n$ であるかが確認される。全ての分散電源の電力変換装置41についての確認が完了していない場合（S056209にてNO）、処理はS056202に戻される。

30

【0382】

一方、全ての分散電源の電力変換装置41についての確認が完了していれば（S056209にてYES）、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131は、S056210では、 P_{ref_max} が0.5未満であるか否かを判定する。

【0383】

$P_{ref_max} \geq 0.5$ の場合（S056210にてNO）、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131は、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際に使用する電力目標値（インバータ容量で正規化された指令値）を0.5に設定する。これによると、仮想同期発電機制御回路83にて使用される制御パラメータは、実質的に、実施の形態1で説明したものと同一のものとなる。

40

【0384】

一方、 $P_{ref_max} < 0.5$ の場合（S056210にてYES）、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131は、S056212により、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際に使用する電力目標値（インバータ容量で正規化された指令値）を P_{ref_max} に設定する。

50

【0385】

次に、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際に使用する電力目標値（インバータ容量で正規化された指令値）を P_{ref_max} に設定した場合（図44のS056212）における基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の生成方法について説明する。

【0386】

以下では、図45Aおよび図45Bを用いて、実施の形態2に係る基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性および $\Delta F/\Delta P$ 特性の生成方法について説明する。図45Aおよび図45Bでは、第1の電力変換装置41および第2の電力変換装置41が配電系統24に連系している場合を想定する。

【0387】

第1の電力変換装置41は、 $C_{inv}=8\text{ kW}$ であり、 $P_{ref}=2\text{ kW}$ （インバータ容量で正規化された指令値 $=0.25$ ）である。第2の電力変換装置41は、 $C_{inv}=4\text{ kW}$ であり、 $P_{ref}=0.5\text{ kW}$ （インバータ容量で正規化された指令値 $=0.125$ ）である。したがって、図44に示すフローに従うと、 P_{ref_max} （インバータ容量で正規化された指令値の最大値）は、第1の電力変換装置41における指令値 0.25 となる。

【0388】

上述した実施の形態1では、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際の指令値を 0.5 としたため、系統周波数が ΔF_{max} 低下したときに、電力変換装置41の出力電力はインバータ容量 $C_{inv}\times 0.5$ となる。これに対し、実施の形態2では、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際の指令値は 0.25 となる。

【0389】

図45Aには、実施の形態2による第1の電力変換装置41の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性（破線）および $\Delta F/\Delta P$ 特性（実線）が示される。図45Aにはさらに、実施の形態1による $\Delta F/\Delta P$ 特性（一点鎖線）が示される。図45Aの横軸はインバータ容量で正規化したものを示し、縦軸は基準周波数 F_{ref} からの差分周波数 ΔF を示す。

【0390】

図45Aの例では、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成するときの指令値を 0.25 とする。これは、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを、実施の形態1の場合と比較して、 0.5 倍（ 0.25 （基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際の指令値） $/0.5$ （元々の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際の指令値（実施の形態1））倍）とすることを意味している。よって、図45Aでは、系統周波数が ΔF_{max} 低下した場合に、第1の電力変換装置41の出力電力がインバータ容量 C_{inv} となるように基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を決める。

【0391】

次に、 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きの決定方法を説明する。

$\Delta F/\Delta P$ 特性の生成方法はいろいろとあるが、例えば、仮想同期発電機制御の制御パラメータとして、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾き（あるいは基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際に使用した指令値（今回の例では 0.25 ））と、インバータ容量 C_{inv} と、系統関連情報（系統周波数、 ΔF_{max} ）と、電力目標値 P_{ref} とを用いた、 $\Delta F/\Delta P$ 特性の生成方法を説明する。

【0392】

制御パラメータとして基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを受信した場合には、最初に、実施の形態1で説明した、指令値が 0.5 の場合の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを算出する。そして、受信した基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを、指令値が 0.5 の場合の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きで除算し、その除算結果に基づいて、CEMS31で基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を決定する際に使用した指令値（今回の例では 0.25 ）を算出する。

【0393】

次に、指令値を 0.5 としたときの基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性に基づいて、実施の形態1に係る生成方法を用いて $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを算出する。例えば、図45Aの例では、指令値を 0.5 としたときの基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の2倍の傾きとなる。この傾きは、 0.5 （

10

20

30

40

50

基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際の指令値) $/0.25$ (CEMS31から通知される電力目標値をインバータ容量で除算し正規化したもの)に相当する。そして、この傾きを $1/2$ 倍(0.25 (基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際に使用した指令値) $/0.5$ (基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際の指令値))することにより、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを算出する。この算出結果から求められる $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きは、系統周波数が ΔF_{max} 低下した場合に、インバータ容量 C_{inv} の半分(4 kW)を出力することになる。なお、実施の形態1の生成方法では、第1の電力変換装置41の出力は 2 kW となる。

【0394】

図45Bには、第2の電力変換装置41の基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性(破線)および $\Delta F/\Delta P$ 特性(実線)が示される。図45Bにはさらに、実施の形態1による $\Delta F/\Delta P$ 特性(一点鎖線)が示される。図45Bの横軸はインバータ容量で正規化したものを示し、縦軸は基準周波数 F_{ref} からの差分周波数 ΔF を示す。

10

【0395】

図45Bの例では、CEMS31から通知される電力目標値 P_{ref} をインバータ容量 C_{inv} で除算し正規化した値 0.25 を用いて、第2の電力変換装置41の $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する。具体的には、図45Aの例と同様に、指令値を 0.5 として生成された基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性に基づいて、実施の形態1に係る生成方法を用いて $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを算出する。

【0396】

より具体的には、指令値を 0.5 としたときの基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の4倍(0.5 (基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際に使用した指令値) $/0.125$ (CEMS31から通知される電力目標値をインバータ容量で除算し正規化したもの))の傾きとなる。そして、この傾きを、 $1/2$ 倍(0.25 (基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を決定する際に使用した指令値) $/0.5$ (基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際の指令値))することにより、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを算出する。

20

【0397】

当該算出結果から求めた $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きは、系統周波数が ΔF_{max} 低下した場合に、インバータ容量(4 kW)の $1/4$ (1 kW)を出力することになる。なお、実施の形態1に係る生成方法では、第2の電力変換装置41の出力電力は 0.5 kW となる。よって、実施の形態2に係る生成方法により基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成することにより、負荷変動または発電電力の変動に対して、第2の電力変換装置41の出力電力を2倍(2.5 kW から 5.0 kW)に拡大することができる効果がある。

30

【0398】

次に、図46および図47を用いて、実施の形態2に係る基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の生成方法を用いた、第4の制御回路409の動作を説明する。

【0399】

図46は、第4の制御回路409の動作を中心としたフローチャートである。

図46に示すように、電力変換装置41の動作が開始すると、第4の制御回路409は、S200では、各種制御パラメータを予め定められた初期値に設定することにより、各種制御パラメータを初期化する。

40

【0400】

S200による初期化が完了すると、第8の制御回路87は、S201では、実施の形態1と同様に、電圧計401, 406, 410の計測電圧、電流計402, 407, 411の計測電流および、蓄電池40のステータス情報(SOCなど)を収集する。収集したデータに基づいて、第7の制御回路74(図10)内の充放電電力計算回路(図示せず)において、蓄電池40の充放電電力および充放電電力量が算出される。電圧計410により計測された配電系統24の交流系統電圧の波形は、交流周波数検出回路81に入力される。

【0401】

交流周波数検出回路81は、S202では、交流系統電圧のゼロクロス点を検出する。

50

ゼロクロス点の検出方法は、実施の形態1で説明した方法と同様であるため省略する。交流系統電圧のゼロクロス点が検出された場合（S202にてYES）、交流周波数検出回路81は、S203によりゼロクロス点検出フラグをセットする。

【0402】

ゼロクロス点が検出されない場合（S202にてNO）またはゼロクロス点検出フラグをセットした場合（S203）、第4の制御回路409は、S204により、第2のDC／AC変換器408を制御する。なお、第2のDC／AC変換器408の制御動作は、実施の形態1における制御動作（図40参照）と同一であるため説明を省略する。

【0403】

次に、図13を参照して、インバータ電圧制御回路85の動作を説明する。

10

インバータ電圧制御回路85は、仮想同期発電機制御回路83（図11）から出力される周波数および位相の情報および、第8の制御回路87（図11）から出力される系統電圧の振幅情報に基づいて、第2のDC／AC変換器408を制御するための制御指令値を生成する。なお、第8の制御回路87からの交流系統電圧の振幅情報は、第2の正弦波生成回路812を経由してインバータ電圧制御回路85に入力される。

【0404】

交流周波数検出回路81（図11）からの正弦波情報（周波数、位相および振幅の情報）は第3の正弦波生成回路851に入力される。ただし、実施の形態2では、制御回路83ではQV制御を行なわないため、振幅情報は制御しないものとする。

【0405】

20

第3の正弦波生成回路851は、入力された正弦波情報に基づいて、第2のDC／AC変換器408から出力する交流電圧の目標値を生成する。

【0406】

減算器852は、第3の正弦波生成回路851からの交流電圧の目標値と、電圧計410で計測された電圧との偏差を算出し、算出した偏差を第3のPI制御回路853に出力する。

【0407】

第3のPI制御回路853は、入力された偏差がゼロになるようにPI（比例積分）演算を行なうことにより、電圧指令値を生成する。第3のPI制御回路853は、生成した電圧指令値を第1の電流制限回路855に出力する。

30

【0408】

第1の電流制限回路855は、実施の形態1で説明したように、第3のPI制御回路853から出力される電圧指令値に対し、第8の制御回路87を経由して入力される電流計411の計測結果に基づいて制限を加える。具体的には、第1の電流制限回路855は、第2のDC／AC変換器408の電流容量を超える電流が流れる場合に、電圧指令値を制限することにより、第2のDC／AC変換器408を流れる電流を予め定められた電流値（例えば、第2のDC／AC変換器408の電流容量）以下になるように制御する。第1の電流制限回路855の出力は、第2のPWM変換器854に入力される。

【0409】

第2のPWM変換器854は、第1の電流制限回路855から出力される電圧指令値を用いてPWM制御を実行することにより、制御信号を生成する。第2のPWM変換器854は、生成した制御信号を第2のDC／AC変換器408に出力する。

40

【0410】

図46に戻って、S204が終了すると、S205では、仮想同期発電機制御が行なわれる。実施の形態2では、実施の形態1と同様に、交流系統電圧の1周期を制御周期とする。なお、制御周期については、交流系統電圧の周期の整数倍あるいは1秒周期など予め定められた周期であってもよい。

【0411】

図14に示す仮想同期発電機制御回路83のブロック構成図を用いて、仮想同期発電機制御（図46のS205）を説明する。

50

【0412】

第8の制御回路87（図11）は、制御タイミングに到来したと判断すると、仮想同期発電機制御回路83に対し、電圧制御に使用する周波数および位相に関する情報を生成するように指示する。実施の形態2では、ゼロクロス点において、インバータ電圧制御回路85内の第3の正弦波生成回路851（図13）により生成する正弦波の周波数および位相を更新する。よって、実施の形態2では、上記制御周期は、交流周波数検出回路81により検出したゼロクロス点の周期となる。

【0413】

減算器832は、交流周波数検出回路81（図11）から入力される交流系統電圧の周波数の実測値から、第8の制御回路87から入力される基準周波数 F_{ref} （例えば60Hz）を減算し、減算結果をガバナー制御回路833（図15）に出力する。

10

【0414】

ガバナー制御回路833において、乗算器91は、減算器832（図14）の出力と、第8の制御回路87から通知される制御パラメータ（ $-1/K_{gd}$ ）とを乗算する。乗算器91は、乗算結果を一次遅れ系モデル92に入力する。

【0415】

なお、ガバナー制御回路833で使用する速度調整率 K_{gd} およびガバナー時定数 T_g は、CEMS31から通知された制御パラメータの生成に必要な情報（基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾き）、インバータ容量、電力目標値および系統情報などに基づいて制御パラメータ生成回路88で生成したものを第8の制御回路87を経由してレジスタ（図示せず）にセットし、使用するものとする。

20

【0416】

一次遅れ系モデル92は、上述したように、第8の制御回路87から通知される時定数 T_g を用いて、一次遅れ系（ $1/(1+s \times T_g)$ ）を模擬する演算を行ない、演算結果をリミッタ回路93に出力する。リミッタ回路93は、入力されたデータに制限を加える。

【0417】

加算器835（図14）は、ガバナー制御回路833の出力と、第8の制御回路87から出力される電力目標値 P_{ref} とを加算する。なお、電力目標値 P_{ref} は、CEMS31から通知されたものが第8の制御回路87から出力される。

【0418】

減算器836は、加算器835の出力から実効電力算出回路82（図11）から出力される実効電力の実績値を減算し、減算結果を質点系演算回路837（図16）に出力する。

30

【0419】

質点系演算回路837（図16）において、減算器101は、減算器836（図14）の出力から乗算器103の出力を減算し、減算値を積分器102に出力する。

【0420】

積分器102は、減算器101の減算結果を第8の制御回路87から出力される慣性定数 M によって除算し、除算結果を積分する。積分器102の出力 $\Delta \omega$ は、交流電圧の周波数の角速度（ $2 \times \pi \times 60 \text{ Hz}$ ）に対する差分値に相当する。積分器102の出力 $\Delta \omega$ は、乗算器103および除算器104に入力される。

40

【0421】

乗算器103は、積分器102の出力 $\Delta \omega$ と、第8の制御回路87から与えられる制動係数 D_g とを乗算し、乗算結果を減算器101に出力する。

【0422】

除算器104は、積分器102の出力 $\Delta \omega$ を $2 \times \pi$ で除算することにより、 $\Delta \omega$ を基準周波数 F_{ref} （60Hz）からの差分周波数 Δf に変換する。加算器105は、除算器104の出力 Δf と、基準周波数 F_{ref} （60Hz）とを加算することにより、インバータ電圧制御回路85（図11）において電圧制御を行なうための周波数（ $F_{ref} + \Delta f$ ）を生成する。

【0423】

50

なお、質点系演算回路 837 で使用する慣性定数 M および制動係数 D_g については、上述の要領で $C E M S 3 1$ により生成された制御パラメータの生成に必要な情報（基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾き）に基づいて制御パラメータ生成回路 88 が生成したものを第 8 の制御回路 87 を経由して、図示しないレジスタにセットし、レジスタにセットされたものを使用する。

【0424】

加算器 105 から出力される周波数情報 ($F_{ref} + \Delta f$) は、位相計算回路 106 に入力される。当該周波数情報は、位相計算回路 106 によって積分され、インバータ電圧制御回路 85 が電圧制御を行なうときの位相情報として出力される。

【0425】

質点系演算回路 837（図 16）から出力される位相情報および周波数情報は、交流周波数検出回路 81 内の第 2 の正弦波生成回路 812（図 12）を経由して、インバータ電圧制御回路 85 内の第 3 の正弦波生成回路 851（図 13）に入力される。第 3 の正弦波生成回路 851 は、入力された情報に基づいて、電力変換装置 41 から出力される交流電圧の目標値を生成する。

【0426】

図 46 に戻って、 $S 205$ にて仮想同期発電機制御の処理が終了すると、第 4 の制御回路 409 は、 $S 206$ により、 $C E M S 3 1$ から計測データの送信要求を受けたかを確認する。 $C E M S 3 1$ から送信要求を受けた場合（ $S 206$ にて $Y E S$ ）、第 8 の制御回路 87（図 11）は、 $S 207$ により、計測データを通信 $I / F 412$ （図 7）を介して $C E M S 3 1$ に通知する。

【0427】

一方、 $S 207$ にて計測データを通知した場合、または、 $C E M S 3 1$ からの送信要求がなかった場合（ $S 206$ にて $N O$ ）、第 8 の制御回路 87 は、 $S 208$ に進み、 $C E M S 3 1$ から制御情報を受信したかを確認する。

【0428】

$C E M S 3 1$ から制御情報を受信した場合（ $S 208$ にて $Y E S$ ）、第 8 の制御回路 87 は、 $S 209$ により、制御情報の受信フラグをセットする。 $S 209$ の処理が終了した場合、または $C E M S 3 1$ から制御情報を受信していない場合（ $S 208$ にて $N O$ ）には、第 8 の制御回路 87 は、 $S 210$ により、ゼロクロス点検出フラグがセットされているか否かを確認する。ゼロクロス点検出フラグがセットされていない場合（ $S 210$ にて $N O$ ）、処理は $S 201$ に戻る。

【0429】

一方、ゼロクロス点検出フラグがセットされている場合（ $S 210$ にて $Y E S$ ）、 $S 211$ により、第 2 の正弦波生成回路 812（図 12）は、交流系統電圧の周波数および位相の情報を取り込むとともに、 $S 212$ にて、ゼロクロス点検出フラグをリセットする。

【0430】

$S 212$ にてゼロクロス点検出フラグをリセットすると、 $S 213$ により、第 2 の正弦波生成回路 812 は、交流系統電圧の周波数および位相の情報（実施の形態 2 ではゼロクロス点時刻情報）を、 $S 211$ にて取り込んだ情報に更新する。

【0431】

$S 213$ の処理が完了すると、第 8 の制御回路 87 は、 $S 214$ により、 $C E M S 3 1$ から制御情報を受信したか（制御情報受信フラグがセットされているか）を確認する。受信フラグがセットされていない場合（ $S 214$ にて $N O$ ）、処理を $S 201$ に戻す。

【0432】

一方、受信フラグがセットされている場合には（ $S 214$ にて $Y E S$ ）、第 8 の制御回路 87 は、 $S 215$ により、周波数目標値（基準周波数 F_{ref} ）および電力目標値 P_{ref} の各々を受信したデータに置き換える。制御パラメータ生成回路 88 は、 $S 220$ により、仮想同期発電機制御の制御パラメータ（速度調整率 $K_g d$ 、制動係数 D_g および慣性定数 M ）を生成する。

10

20

30

40

50

【0433】

図47は、制御パラメータを生成する処理（図46のS220）を示すフローチャートである。実施の形態2では、CEMS31から、仮想同期発電機制御の制御パラメータの生成に必要な情報として、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きが入力される場合について説明する。なお、実施の形態2では、制御パラメータの生成に必要な情報として、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きに加えて、系統情報（基準周波数 F_{ref} 、電力目標値 P_{ref} 、 ΔF_{max} 情報）およびインバータ容量 C_{inv} を用いて、制御パラメータを生成する。

【0434】

処理が開始されると、第4の制御回路409内の制御パラメータ生成回路88は、S2201にて、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する。図48は、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する処理（図47のS2201）を示すフローチャートである。

10

【0435】

図48に示すように、処理を開始すると、S05621により、制御パラメータ生成回路88は、第8の制御回路87から、第2のDC/AC変換器408の静止型インバータの容量情報（ C_{inv} ）を収集する。

【0436】

静止型インバータの容量情報（ C_{inv} ）を収集すると、S05622により、制御パラメータ生成回路88は、第8の制御回路87から系統情報（ ΔF_{max} ）を収集する。次に、制御パラメータ生成回路88は、S05623により、実施の形態1に係る生成方法を用いて、インバータ容量 C_{inv} および ΔF_{max} に基づいて、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを求める。実施の形態2では、実施の形態1による方法を用いて生成された基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを、「基準となる基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾き」と称する。

20

【0437】

具体的には、蓄電池40が充電モードまたは放電モードである場合、基準となる基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを、 $-\Delta F_{max}/(C_{inv} \times 0.5)$ とする。一方、蓄電池40が充放電モードである場合には、基準となる基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを、 $-\Delta F_{max}/C_{inv}$ とする。

【0438】

なお、放電モード（または充電モード）および充放電モードのいずれの基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を採用するかについては、CEMS31から通知される電力目標値に基づいて第8の制御回路87が判断し、制御パラメータ生成回路88に通知する。具体的には、策定した電力目標値の絶対値が予め定められた値未満である場合には、第8の制御回路87は、充放電モードを採用する。

30

【0439】

S05623で基準となる基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きが算出されると、制御パラメータ生成回路88は、S056231により、第8の制御回路87からCEMS31から通知された基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを取得する。

【0440】

制御パラメータ生成回路88は、S056232により、取得した基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きと、S05623で生成した基準となる基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きとに基づいて、上述した要領でCEMS31が基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際に使用した指令値を算出する。具体的には、 $(CEMS31が基準\Delta F/\Delta P特性を生成する際に使用した指令値) = (CEMS31から受信した基準\Delta F/\Delta P特性の傾き) / (S05623で算出した基準となる基準\Delta F/\Delta P特性の傾き) \times (基準となる基準\Delta F/\Delta P特性の傾きを算出する際に使用した指令値(実施の形態2では0.5))$ により算出する。

40

【0441】

図47に戻って、S2201にて基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の生成（CEMS31から基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際に使用した指令値の生成）が完了すると、制御パラメータ生成回路88は、S2202により、 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する。図49は、 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する処理（図47のS2202）を示すフローチャートである。

50

【0442】

図49に示すように、処理を開始すると、制御パラメータ生成回路88は、S05630では、図47のS2201で算出した、CEMS31が基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際に使用した指令値を取得する。

【0443】

制御パラメータ生成回路88は、S05631では、CEMS31から通知された制御指令値（電力目標値）を第8の制御回路87を介して取得する。制御パラメータ生成回路88は、S05632により、収集した電力目標値の大きさがインバータ容量 C_{inv} を超えていないかを判定する。電力目標値の大きさがインバータ容量 C_{inv} を超えていた場合（S05632にてNO）、 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路132は、S05633にて、リミッタにより電力目標値をインバータ容量 C_{inv} に制限する。

10

【0444】

制御パラメータ生成回路88は、S05634により、 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを求める。具体的には、最初に、基準となる基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾き（基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際の指令値が0.5）に基づいて、実施の形態1と同一の $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを算出する。以下の説明では、実施の形態1と同一の $\Delta F/\Delta P$ 特性を、便宜上「中間 $\Delta F/\Delta P$ 特性」と称する。

【0445】

次に、S05631で取得したCEMS31が基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成する際に使用した指令値と、基準となる基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性を算出する際に使用した指令値（実施の形態2では0.5）と、中間 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きとを用いて、 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを算出する。

20

【0446】

$(\Delta F/\Delta P \text{ 特性の傾き}) = (\text{中間} \Delta F/\Delta P \text{ 特性の傾き}) \times (\text{CEMS31が基準} \Delta F/\Delta P \text{ 特性を生成する際に使用した指令値}) / (\text{基準となる基準} \Delta F/\Delta P \text{ 特性を算出する際に使用した指令値（実施の形態2では0.5）})$ により算出する。

【0447】

図47に戻って、S2202にて $\Delta F/\Delta P$ 特性を生成すると、S2203にて、速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g に初期値をセットする。そして、S2204では、速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g に基づいて、 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを算出する。実施の形態2では、実施の形態1と同様に、制御パラメータ生成回路88（図11）内に仮想同期発電機制御回路83（図11）の動作を模擬する仮想同期発電機モデルを実装し、このモデルを用いて制御パラメータを生成する場合について説明する。なお、制御パラメータの生成方法はこれに限るものではない。

30

【0448】

S2204では、 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを決定する速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g を、仮想同期発電機モデルを用いて生成する。具体的には、セットされた速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g を仮想同期発電機モデルに入力することにより、例えばインバータ容量の25%程度の負荷変動を入力したときに質点系演算回路837（図14）から出力される系統周波数を算出する。この算出結果から基準周波数 F_{ref} を減算することにより、差分周波数 ΔF を算出する。そして、算出した ΔF を負荷変動量で除算することにより、 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを算出する。

40

【0449】

S2204にて $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを算出すると、制御パラメータ生成回路88は、S2205により、算出された $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きと、S2202により生成した $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きとを比較する。具体的には、制御パラメータ生成回路88は、これら2つの $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きの偏差が予め定められた許容範囲内に入っているかを確認する。

【0450】

傾きの偏差が上記許容範囲内に入っている場合には、制御パラメータ生成回路88は、2つの $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きが一致していると判定し（S2205にてYES）、処理を

50

S 2 2 1 1に進める。

【0 4 5 1】

一方、傾きの偏差が上記許容範囲内に入っていない場合には、制御パラメータ生成回路 8 8 は、2つの $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きが一致しないと判定する（S 2 2 0 5にてNO）。この場合、制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 2 0 6に進み、制動係数D gを変更する。実施の形態 2では、制御パラメータ生成回路 8 8 は、現在の制動係数D gに所定値を加算する。

【0 4 5 2】

S 2 2 0 6にて制動係数D gを変更すると、制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 2 0 7により、制動係数D gが予め定められた所定範囲内に入っているかを確認する。制動係数D gが当該所定範囲内に入っていれば（S 2 2 0 7にてYES）、制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 2 0 4に戻り、変更された制動係数D gを用いて $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出する。

【0 4 5 3】

一方、制動係数D gが当該所定範囲を超えている場合（S 2 2 0 8にてNO）、制御パラメータ生成回路 8 8 は、現状の速度調整率K g dでは適切な特性が得られないと判断し、S 2 2 0 8により、制動係数D gを初期値に戻すとともに、速度調整率K g dを変更する。具体的には、制御パラメータ生成回路 8 8 は、現在の速度調整率K g d（初期値）に所定値を加算する。

【0 4 5 4】

S 2 2 0 8にて速度調整率K g dを変更すると、制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 2 0 9により、速度調整率K g dが予め定められた所定範囲内に入っているかを確認する。速度調整率K g dが当該所定範囲から外れている場合（S 2 2 0 9にてNO）、制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 2 1 0に進み、適切な速度調整率K g dおよび制動係数D gが求められなかったとして、速度調整率K g dおよび制動係数D gを予め準備していたそれぞれのデフォルト値に設定し、処理をS 2 2 1 1に進める。

【0 4 5 5】

一方、S 2 2 0 9にて速度調整率K g dが所定範囲内にある場合（S 2 2 0 9にてYES）、制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 2 0 4に戻り、変更された速度調整率K g dおよび制動係数D gを用いて $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出する。制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 2 0 4～S 2 2 0 9の処理を、S 2 2 0 5にてYESと判定されるまで、または、S 2 2 0 9にてNOと判定されるまで繰り返し実行する。

【0 4 5 6】

なお、S 2 2 1 0で速度調整率K g dおよび制動係数D gがデフォルト値に設定された場合には、負荷変動が発生しても運転計画に基づく電力比に従って過不足電力を案分することができない。

【0 4 5 7】

実施の形態 2においても、実施の形態 1と同様に、図 1 9に示す制動係数D gと交流系統電圧の周波数との関係から、制動係数D gおよび速度調整率K g dを算出する。図 1 8に示す速度調整率K g dと交流系統電圧の周波数との関係から、制動係数D gおよび速度調整率K g dを算出してもよい。

【0 4 5 8】

速度調整率K g dおよび制動係数D gが設定されると、制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 2 1 1により、慣性定数Mを算出する。慣性定数Mは、仮想同期発電機制御に求められる応答時間に基づいて算出される。具体的には、仮想同期発電機制御の応答性能は、ガバナー制御回路 8 3 3（図 1 4）のガバナー時定数T gおよび、動揺方程式で求められる質点系演算回路 8 3 7（図 1 4）の時定数M/D gによって決まる。実施の形態 1では、ガバナー時定数T gのデフォルト値を使用し、ガバナー時定数T gを生成しないことから、質点系演算回路 8 3 7の時定数のみを制御する。質点系演算回路 8 3 7の時定数は、上記式（3）からM/D gにより求められる。よって、実施の形態 1では、デフォルト値

10

20

30

40

50

で定められた質点系演算回路 8 3 7 の時定数に制動係数 D_g に乗算することにより、慣性定数 M を算出する。

【0 4 5 9】

図 4 6 に戻って、S 2 2 0 にて制御パラメータ（速度調整率 K_{gd} 、制動係数 D_g および慣性定数 M ）の算出が完了すると、制御パラメータ生成回路 8 8 は、その旨を第 8 の制御回路 8 7 に通知するとともに、算出した制御パラメータを出力する。

【0 4 6 0】

第 8 の制御回路 8 7 は、算出された制御パラメータを受け取ると、S 2 1 6 により、仮想同期発電機制御回路 8 3 に、当該制御パラメータを出力して更新する。制御パラメータの更新が完了すると、第 8 の制御回路 8 7 は、S 2 1 7 により、受信フラグをセットしているレジスタ（図示せず）をクリア（リセット）して、処理を S 2 0 1 に戻す。

【0 4 6 1】

以上説明したように、実施の形態 2 に係る分散電源システムによれば、C E M S 3 1 で作成した運転計画を電力変換装置 4 1 a ~ 4 1 c に通知した直後に需要バランスが大きく変化した場合（例えば、負荷の消費電力が大きく変化、あるいはメガソーラー 2 6 の発電電力が大きく変化し、運転計画を作成した際に想定した電力と比較して需要と供給に大きな変化が生じた場合）でも、各電力変換装置 4 1 a ~ 4 1 c が出力する電力の案分比は、運転計画作成の際の電力目標値の比とほぼ等しくすることができる効果がある。

【0 4 6 2】

例えば、数時間後に運転計画が蓄電池 4 0 a ~ 4 0 c の S O C がほぼ同時にゼロ（放電計画時）、あるいは、ほぼ同時に満充電になるように運転計画がなされていた場合は、時刻は変わるが、ほぼ同時に S O C がゼロ、あるいは満充電にすることができ、想定していた運転計画を維持できる効果がある。

【0 4 6 3】

また、言うまでもないが、各電力変換装置 4 1 が差分電力を等分に分担していたため、電力目標値が小さい電力変換装置 4 1 の電力案分比率が高くなってしまい、蓄電池 4 0 が先に S O C がゼロになってしまうようなことが発生したが、本方式を適用することで過不足分の電力をもととの電力目標値の比に案分できるので例えば、S O C の低い（電力目標値の小さい）蓄電池 4 0 については、電力の案分が低く抑えることができる効果がある。

【0 4 6 4】

さらに、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を C E M S 3 1 で各電力変換装置 4 1 に通知する電力目標値に基づき制御するように構成するので、例えば、各電力変換装置 4 1 に通知する電力目標値が小さい場合、実施の形態 1 では、大きな負荷変動や発電電力の変動が発生した場合、系統周波数の偏差が $-\Delta F_{max}$ になっても第 2 の D C / A C 変換器 4 0 8 のインバータ容量的にはまだ過不足電力を供給できるにもかかわらず出力できなかったが、上述のように制御することで、第 2 の D C / A C 変換器 4 0 8 から出力できる電力を拡大することができる効果がある（図 4 5 参照）。

【0 4 6 5】

実施の形態 3 .

実施の形態 2 では、実施の形態 1 で生成した仮想同期発電機制御用の制御パラメータの課題、および当該課題の解決手段について説明した。解決手段として、C E M S 3 1 で生成する、仮想同期発電機制御用の制御パラメータを生成するために必要な情報である基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出する方法について説明した。

【0 4 6 6】

実施の形態 3 では、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出する際の他の判断方法、およびそれに基づく基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出する方法について説明する。よって、実施の形態 3 における C E M S 3 1 の構成は、実施の形態 2 における C E M S 3 1 と基本的に同一の構成であり、制御パラメータ生成回路 1 3（図 5）および制御パラメータ生成回路 8 8（図 1 1）における処理のみが異なる。以下、異なる部分の動作を中心に実施の形態 3 について説明する。

10

20

30

40

50

【0467】

実施の形態3は、実施の形態2に対して、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを実施の形態1とは異なる数値で算出するかを判断する点、および基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを生成する際に使用する指令値の生成方法が異なる。

【0468】

具体的には、実施の形態3では、運転計画作成回路14（図3）から出力される各電力変換装置41に通知される電力目標値を、対応する電力変換装置41のインバータ容量で除算することにより正規化した指令値の平均値を算出する。そして、算出した平均値が予め定められた値以下である場合には、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出する際の指令値を、電力目標値を各電力変換装置41のインバータ容量で除算することにより正規化した指令値の平均値として生成する。

10

【0469】

図50Aおよび図50Bは、実施の形態3に係る、仮想同期発電機制御を実装した2台の電力変換装置41の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性および $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成方法を説明するための図である。以下、図50を用いて実施の形態3に係る仮想同期発電機制御用の制御パラメータの作成方法を説明する。

【0470】

図50Aにおいて、第1の電力変換装置41は、インバータ容量が8kWであり、インバータ容量で正規化した電力目標値が0.6である。図50Bにおいて、第2の電力変換装置41は、インバータ容量が4kWであり、インバータ容量で正規化した電力目標値が0.1である。図50Aには、実施の形態1に係る作成方法で作成した $\Delta F / \Delta P$ 特性が一点鎖線で示されている。図50Bには、実施の形態1に係る作成方法で作成した $\Delta F / \Delta P$ 特性が一点鎖線で示されている。

20

【0471】

次に、第1および第2の電力変換装置41の電力目標値を、各々のインバータ容量で除算して正規化した指令値の平均値は、 $(0.6 + 0.1) / 2 = 0.35$ となる。よって、実施の形態3では、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出する際の指令値を0.35として生成する。なお、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きの算出方法は、実施の形態2と同一であるので説明は省略する。

【0472】

図50Aには、第1の電力変換装置41の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性が破線で示されている。図50Bには、第2の電力変換装置41の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性が破線で示されている。また、各図には、仮想同期発電機制御回路83の制御パラメータを生成する際の $\Delta F / \Delta P$ 特性が実線で示されている。

30

【0473】

なお、図50Aに示す $\Delta F / \Delta P$ 特性は、差分電力 ΔP がインバータ容量の0.4倍以上になると制限がかかる。これは、元々の指令値が0.6であったため、インバータ容量の0.4倍の不足電力を出力した時点で出力電力（出力電流）がこれ以上出せなくなるために発生する。

【0474】

なお、実施の形態3では、便宜上、実線で示すように $\Delta P = 0.4$ で出力を制限するように $\Delta F / \Delta P$ 特性を示しているが、実際の制御では、インバータ電圧制御回路85内の第1の電流制限回路855（図11および図14参照）で出力制限が実施される。よって、CEMS31からは図50A中に実線で示した特性ではなく、 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを生成するために必要な情報である、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きあるいは当該傾きを生成するための情報が出力される。

40

【0475】

ここで、簡単に図14に示す第1の電流制限回路855の動作を説明する。

第1の電流制限回路855は、第8の制御回路87を介して入力される電流計411の

50

出力を監視する。第2のDC/AC変換器408より出力される交流電流が電流容量を超えた場合、第1の電流制限回路855は、第2のPWM変換器854に出力する電流指令値に制限を加えることにより、出力電流を絞る。このように制御することで、電力変換装置41から出力される電力は、図50Aに実線で記載したような $\Delta F/\Delta P$ 特性のようになる。

【0476】

以上に基づいて、実施の形態3に係る分散電源システムの動作、すなわち、CEMS31における仮想同期発電機制御用の制御パラメータの生成に必要な情報の生成方法を説明する。実施の形態3では、実施の形態2と同様に、制御パラメータの生成に必要な情報として、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の傾きを使用する場合について説明する。

10

【0477】

図51は、CEMS31内での基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の生成処理を説明するためのフローチャートである。なお、CEMS31の動作は基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の算出以外は実施の形態2と同一であるため、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性の生成処理のみを説明する。

【0478】

図51に示すように、処理を開始すると、基準 $\Delta F/\Delta P$ 特性算出回路131（図5）は、S056221にて、生成の際の初期値をセットする。具体的には、配電系統24に接続され運転している電力変換装置41に出力する電力目標値を、各々の第2のDC/AC変換器408のインバータ容量で正規化した指令値の平均値を算出する際に使用するPref_avgをゼロに初期化する。さらに、配電系統24に接続され運転している電力変換装置41の番号iをゼロにセットする。図51のフローはn台（ $n \geq 2$ ）の電力変換装置41が配電系統24に接続され運転しているものとする。

20

【0479】

S056221で初期化が完了すると、S056202では、i番目の電力変換装置41のインバータ容量Cinv_iおよび電力目標値Pref_iが取得される。

【0480】

S056203では、S056202で取得したインバータ容量Cinv_iと電力目標値Pref_iの絶対値とが比較される。比較の結果、電力目標値Pref_iの絶対値がインバータ容量Cinv_iを超えていた場合には、S056204にて、電力目標値Pref_iはインバータ容量Cinv_iに変更される。

30

【0481】

電力目標値Pref_iの絶対値がインバータ容量Cinv_i以下の場合（S056203にてYES）またはS056204の処理が終了すると、S056222では、電力目標値Pref_iをインバータ容量Cinv_iで除算することにより、電力目標値Pref_iをインバータ容量Cinv_iで正規化する。以下、正規化された電力目標値（ $Pref_i/Cinv_i$ ）を「正規化した指令値」と称する。そして、正規化した指令値の絶対値を、Pref_avgに加算（積分）する。

【0482】

S056222で正規化した指令値の絶対値の加算（積分）処理が完了すると、S056208では、電力変換装置41の番号iが1つインクリメントされる（ $i = i + 1$ ）。

40

【0483】

S056209では、全ての動作している分散電源の電力変換装置41について確認したか（ $i \geq n$ ）を確認し、全ての分散電源の電力変換装置41の確認が終了していない場合（S056209にてNO）、S056202に戻りフローを継続する。

【0484】

一方、S056209にて全ての分散電源の電力変換装置41についての確認が完了していた場合（S056209にてYES）、S056223では、積分結果（Pref_avg）を電力変換装置41の接続台数nで除算し、除算結果を0.5と比較する。なお、実施の形態3では、除算結果を0.5と比較する場合について説明するがこれに限るものではなく、他の値であってもよいことは言うまでもない。また、この数値（0.5）は

50

、電力変換装置 4 1 の接続台数 n によって変更するように制御してもよいことは言うまでもない。

【0485】

S 0 5 6 2 2 3 にて N O の場合、S 0 5 6 2 2 4 にて、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する際に使用する指令値を、実施の形態 1 と同様に 0 . 5 として、電力変換装置 4 1 の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成しフローを終了する。

【0486】

一方、S 0 5 6 2 2 3 にて Y E S の場合、S 0 5 6 2 2 5 にて、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する際に使用する指令値を $P r e f_a v g / n$ として、電力変換装置 4 1 の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成しフローを終了する。

10

【0487】

以上説明したように、実施の形態 3 に係る分散電源管理装置によれば、C E M S 3 1 で作成した運転計画を電力変換装置 4 1 a ~ 4 1 c に通知した直後に需要バランスが大きく変化した場合（例えば、負荷の消費電力が大きく変化、あるいはメガソーラー 2 6 の発電電力が大きく変化し、運転計画を作成した際に想定した電力と比較して需要と供給に大きな変化が生じた場合）でも、各電力変換装置 4 1 a ~ 4 1 c が出力する電力の案分比は、運転計画作成の際の電力目標値の比とほぼ等しくすることができる効果がある。例えば、数時間後に運転計画が蓄電池 4 0 a ~ 4 0 c の S O C がほぼ同時にゼロ（放電計画時）、あるいは、ほぼ同時に満充電になるように運転計画がなされていた場合は、時刻は変わるが、ほぼ同時に S O C がゼロ、あるいは満充電にすることができ、想定していた運転計画を維持できる効果がある。

20

【0488】

また、言うまでもないが、各電力変換装置 4 1 が差分電力を等分に分担していたため、電力目標値が小さい電力変換装置 4 1 の電力案分比率が高くなってしまい、蓄電池 4 0 が先に S O C がゼロになってしまうようなことが発生したが、本方式を適用することで過不足分の電力をもととの電力目標値の比に案分できるので例えば、S O C の低い（電力目標値の小さい）蓄電池 4 0 については、電力の案分が低く抑えることができる効果がある。

【0489】

さらに、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を C E M S 3 1 で各電力変換装置 4 1 に通知する各々のインバータ容量で正規化した電力目標値の平均値に基づき制御するように構成するので、例えば、各電力変換装置 4 1 に通知する電力目標値が小さい場合、実施の形態 1 では、大きな負荷変動や発電電力の変動が発生した場合、差分周波数 ΔF が $-\Delta F_{max}$ になっても第 2 の D C / A C 変換器 4 0 8 のインバータ容量的にはまだ過不足電力を供給できるにもかかわらず出力できなかったが、上述のように制御することで、第 2 の D C / A C 変換器 4 0 8 から出力できる電力を拡大することができる効果がある。

30

【0490】

なお、実施の形態 3 の効果は、配電系統 2 4 で運転する電力変換装置 4 1 の数が多いほど効果が出ることは言うまでもない。例えば、正規化した電力目標値が、0 . 6、0 . 2、0 . 1、0 . 1 5、0 . 2 5、0 . 3 の場合、平均値 $P r e f_a v g$ は 0 . 2 7 となり、全ての電力変換装置 4 1 のインバータ容量が同一である場合は負荷変動などに対応できる電力範囲が約 2 倍（0 . 5 / 0 . 2 7 倍）程度拡大することができる。

40

【0491】

実施の形態 4 .

実施の形態 2 および 3 では、実施の形態 1 で生成した仮想同期発電機制御用の制御パラメータの課題およびその解決手段として、C E M S 3 1 で生成する仮想同期発電機制御用の制御パラメータを生成するための情報である基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きの算出方法について説明した。

【0492】

実施の形態 4 では、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きの算出する際の他の判断方法と、それに基づく基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きの算出方法について説明する。よって、実施の形態 4 に

50

係る C E M S 3 1 の構成は、実施の形態 3 に係る C E M S 3 1 と基本的に同一の構成であり、制御パラメータ生成回路 1 3（図 5）の処理および制御パラメータ生成回路 8 8（図 1 1）の処理のみが異なる。以下、異なる部分の動作を中心に実施の形態 4 について説明する。

【0493】

実施の形態 4 は、実施の形態 2 および 3 と比較して、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを実施の形態 1 とは異なる数値で算出するかを判断するための条件、および、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを生成する際に使用する指令値の生成方法が異なる。

【0494】

具体的には、実施の形態 4 では、運転計画作成回路 1 4（図 3）から出力される各電力変換装置 4 1 に通知される電力目標値に基づいて、実施の形態 1 の要領で仮想同期発電機制御回路 8 3 の制御パラメータを生成した場合にカバーできる電力変動幅を算出し、算出結果に基づき、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する。より具体的には、C E M S 3 1 で想定したカバーできる電力変動幅が確保できるように、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を決定する。以下、図 5 2 A および図 5 2 B を用いて実施の形態 4 の概要を説明する。

【0495】

図 5 2 A および図 5 2 B は、実施の形態 4 に係る仮想同期発電機制御を実装した 2 台の電力変換装置 4 1 の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性および $\Delta F / \Delta P$ 特性の作成動作を説明するための図である。以下、図 5 2 A および図 5 2 B を用いて実施の形態 4 で生成する仮想同期発電機制御用の制御パラメータの作成方法について説明する。

【0496】

図 5 2 A において、第 1 の電力変換装置 4 1 は、インバータ容量が 8 kW であり、インバータ容量で正規化した電力目標値が 0.25 である。図 5 2 B において、第 2 の電力変換装置 4 1 は、インバータ容量が 4 kW であり、インバータ容量で正規化した電力目標値が 0.125 である。図 5 2 A には、実施の形態 1 に係る作成方法で作成した $\Delta F / \Delta P$ 特性が一点鎖線で示されている。図 5 2 B には、実施の形態 1 に係る作成方法で作成した $\Delta F / \Delta P$ 特性が一点鎖線で示されている。

【0497】

次に、2 台の電力変換装置 4 1 の電力目標値から実施の形態 1 に基づき算出した $\Delta F / \Delta P$ 特性に基づいて、実施の形態 4 の基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する。図 5 2 A に示すように、第 1 の電力変換装置 4 1 は、負荷変動および創エネ機器の発電電力の変動に対して、2.0 kW（8.0 kW（インバータ容量） $\times$ 0.25（電力目標値））の不足電力を供給できる。図 5 2 B において、第 2 の電力変換装置 4 1 は、0.5 kW（4.0 kW（インバータ容量） $\times$ 0.125（電力目標値））の不足電力を供給できる。よって、最大 2.5 kW までの不足電力の供給が可能となる。

【0498】

すなわち、第 1 および第 2 の電力変換装置 4 1 は、4 kW および 1 kW をそれぞれ放電したことによって系統周波数が 60 Hz $-\Delta F_{max}$ となり、これ以上系統周波数を下げることができない。よって、実施の形態 4 では、負荷変動および創エネ機器の発電電力の変動に対して、仮想同期発電機制御でカバーを必要とする電力量を、運転計画作成の際に C E M S 3 1 内の運転計画作成回路 1 4（図 3 参照）で算出する。そして、その算出結果に基づき、仮想同期発電機制御回路 8 3 の制御パラメータを作成するよう制御する。より具体的には、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を決定するよう構成する。

【0499】

例えば、2 台の電力変換装置 4 1 で最大 4.0 kW までの変動に対処できるよう運転計画作成回路 1 4 より指示が出された場合について説明する。

【0500】

この場合、実施の形態 1 の方式で算出した場合の電力のカバー範囲に対して 1.6 倍（4.0 / 2.5 倍）に拡大する。よって、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きは、1 / 1.6 倍となる。これにより、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を算出する際の指令値は、0.3125（= 0.

10

20

30

40

50

5 / 1. 6) となる。

【0501】

図52Aおよび図52Bに、実施の形態4による基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を破線で示す。なお、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きの算出方法は実施の形態2における算出方法と同一であるので説明は省略する。また、各図において、実線は、仮想同期発電機制御回路83の制御パラメータを生成する際の $\Delta F / \Delta P$ 特性である。

【0502】

以上をもとに、実施の形態4における分散電源システムの動作を説明する。以下では、CEMS31で生成する仮想同期発電機制御用の制御パラメータの生成に必要な情報の生成方法を説明する。

【0503】

実施の形態4では、実施の形態2および3と同様に、制御パラメータの生成に必要な情報として、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを使用する場合について説明する。

【0504】

図53は、CEMS31内での実行される基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の生成処理を説明するためのフローチャートである。なお、CEMS31の動作は、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の算出以外は実施の形態2および3と同一なので、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の生成処理のみを説明する。

【0505】

図53に示すように、処理を開始すると、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路131（図5）は、生成の際の初期値をセットする（S056241）。具体的には、配電系統24に接続され運転している電力変換装置41に出力する電力目標値の和を算出する際に使用する W_conver_sum をゼロに初期化する。基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性算出回路131は、また、配電系統24に接続され運転している電力変換装置41の番号 i をゼロにセットする。本フローでは n 台（ $n \geq 2$ ）の電力変換装置41が配電系統24に接続され運転しているものとする。

【0506】

S056241で初期化が完了すると、S056202では、 i 番目の電力変換装置41のインバータ容量 C_{inv_i} 、および電力目標値 P_{ref_i} を取得する。

【0507】

S056242ではS056202で取得した電力目標値 P_{ref_i} の絶対値をインバータ容量 C_{inv_i} で除算し、当該除算結果と0.5とを比較する。比較の結果、除算結果が0.5を超えていた場合は（S056242にてNO）、S056243により、 $Temp$ をインバータ容量 $C_{inv_i} - |P_{ref_i}|$ に設定する。

【0508】

一方、除算結果が0.5以下の場合（S056242にてYES）、S056244により、 $Temp$ に電力目標値 P_{ref_i} の絶対値を代入する。これは、実施の形態1で生成した基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を使用した場合、電力目標値が0.5を超えているときには、左記電力目標値を元に生成した $\Delta F / \Delta P$ 特性により仮想同期発電機制御回路83が電力変換装置41を制御すると、差分周波数 ΔF が $-\Delta F_{max}$ になる前に不足分として出力する電力がインバータ容量の半分以上を超えてしまうためである。そのため、 $|P_{ref_i}|$ との和が電力変換装置41より出力できる電力の最大値（すなわち、インバータ容量）になるように $Temp$ を代入する。

【0509】

S056245では、 $W_conver_sum = W_conver_sum + Temp$ を算出する。さらに、S056208では、電力変換装置41の番号 i を1つインクリメントする（ $i = i + 1$ ）。

【0510】

S056208を完了すると、S056209により、全ての動作している分散電源の電力変換装置41について確認したかを確認する（ $i \geq n$ ）。全て分散電源の電力変換装置41の確認が終了していない場合（S056209にてNO）、S056202に戻り

10

20

30

40

50

フローを継続する。

【0511】

S056209で全ての動作している分散電源の電力変換装置41について確認が完了していた場合(S056209にてYES)、S056246には、加算結果(W_{cover}__sum)と、運転計画作成回路14(図3参照)より通知された所定値と比較する。なお、運転計画作成回路14での所定値の作成方法については詳細を説明しないが、例えば、発電電力予測回路142(図4参照)内の図示していないデータベースに日射変動によるメガソーラー26の電力変動幅の予測値を記憶しておくとともに、消費電力予測回路143(図4参照)についても図示していないデータベース内に負荷変動幅の予測値を記憶していき、この2つの予測値をもとに、上記所定値を生成するよう構成すればよい。

10

【0512】

W_{cover}__sumが所定値以上である場合(S056246にてNO)、運転計画作成回路14で予測した電力変動の範囲をカバーできると判断し、S056247において、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出する際の指令値を、実施の形態1と同様に0.5にセットして基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の生成処理を終了する。

【0513】

一方、W_{cover}__sumが所定値未満である場合(S056246にてYES)、運転計画作成回路14で予測した電力変動の範囲をカバーできないため、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する際に使用する指令値を生成する(S056248)。実施の形態4では、図52Aおよび図52Bの例で説明したように、下記式に基づき指令値を算出して基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の生成処理を終了する。

20

指令値 = $0.5 / (\text{運転計画作成回路14より通知された所定値} / W_{\text{cover}}_sum)$

以上説明したように、実施の形態4に係る分散電源管理装置によれば、CEMS31で作成した運転計画を電力変換装置41a~41cに通知した直後に需要バランスが大きく変化した場合(例えば、負荷の消費電力が大きく変化、あるいはメガソーラー26の発電電力が大きく変化し運転計画を作成した際に想定した電力と比較して需要と供給に大きな変化が生じた場合)でも、各電力変換装置41a~41cが出力する電力の案分比は、運転計画作成の際の電力目標値の比とほぼ等しくすることができる効果がある。

30

【0514】

例えば、数時間後に運転計画が蓄電池40a~40cのSOCがほぼ同時にゼロ(放電計画時)、あるいは、ほぼ同時に満充電になるように運転計画がなされていた場合は、時刻は変わるが、ほぼ同時にSOCがゼロ、あるいは満充電にすることができ、想定していた運転計画を維持できる効果がある。

【0515】

また、言うまでもないが、各電力変換装置41が差分電力を等分に分担していたため、電力目標値が小さい電力変換装置41の電力案分比率が高くなってしまい、蓄電池40が先にSOCがゼロになってしまうようなことが発生したが、本方式を適用することで過不足分の電力をもととの電力目標値の比に案分できるので例えば、SOCの低い(電力目標値の小さい)蓄電池40については、電力の案分が低く抑えることができる効果がある。

40

【0516】

さらに、CEMS31で各電力変換装置41に通知する電力目標値から差分周波数 ΔF が $-\Delta F_{max}$ になった際の過不足電力に基づき、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成するよう制御するので、負荷変動や発電電力の変動をカバーできる電力範囲を運転計画作成回路14より指定できる。これにより、発電量予測結果や消費電力予測結果より予測される変動範囲をカバーできるように仮想同期発電機制御回路83内の制御パラメータを生成できる効果がある。図52Aおよび図52Bの例では、約1.6倍程度の負荷変動までカバーすることができる。

【0517】

50

以上説明したように、実施の形態 1～4 に係る分散電源システムによれば、仮想同期発電機制御を実装した電力変換装置 4 1 を複数台配置した配電系統 2 4 において、負荷消費電力の変動やメガソーラー 2 6 等の創エネ機器の発電電力の変動が発生しても、C E M S 3 1 で作成した電力の案分比で過不足電力を分担することができる。例えば、負荷の消費電力が増加した場合、運転計画の際の電力目標値の比が崩れ、電力目標値の小さな電力変換装置 4 1 が出力する電力が他の電力変換装置 4 1 と比較して電力の案分比が大きくなるといったことを抑制できる効果がある。

【0518】

また、実施の形態 1～4 では、C E M S 3 1 に実装した機能の一部を電力変換装置 4 1 側に持たせるよう構成したので、例えば、一般需要家が設置した家庭用蓄電池に仮想同期発電機制御を実装した場合、実施の形態 1 では C E M S 3 1 で数百から数千の家庭用蓄電池の仮想同期発電機制御用の制御パラメータを生成する必要があったが、一部機能を家庭用蓄電池側に実装することで C E M S 3 1 側の処理負荷を軽減できる効果がある。

10

【0519】

また、電力変換装置 4 1 や家庭用蓄電池に実装されている仮想同期発電機制御部の構成が異なる場合、C E M S 3 1 側で制御パラメータを生成するよう構成する場合は、例えば、図 5 に示す仮想同期発電機モデルを複数種類、あるいは実施の形態 2 に示すテーブルデータを使用する場合は複数種類のテーブルデータを持つ必要があるとともに、生成する制御パラメータの数も違う場合がある。このような場合でも、電力変換装置 4 1、あるいは家庭用蓄電池側で制御パラメータを生成するよう構成することで、C E M S 3 1 側での処理が単純化できるといった効果がある。

20

【0520】

また、実施の形態 1～4 では、電力変換装置 4 1 内の仮想同期発電機制御回路 8 3 の制御パラメータ生成に必要な情報として、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成するのに必要な情報（基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾き情報、基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成する際に使用した指令値情報、電力目標値など）、 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成するために必要な情報（ $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾き、電力目標値）、系統情報（基準周波数、 ΔF_{max} 値、仮想同期発電機制御に要求する応答時間など）等について説明したがこれに限るものではなく、例えば、電力変換装置 4 1 の出力が予め定められた値変化（ ΔP_{fix} ）した際の系統周波数の偏差（ ΔF_{calc} ）の値、あるいは系統周波数の偏差が所定値（ ΔF_{fix} ）に変化した際に、電力変換装置 4 1 から出力される電力の過不足分（ ΔP_{calc} ）を通知し、通知された上記情報をもとに $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを算出し、算出結果をもとに仮想同期発電機制御回路 8 3 の制御パラメータを生成するよう構成しても同様の効果を奏する。

30

【0521】

また、実施の形態 1～4 では、電力変換装置 4 1 向けに運転計画（電力目標値）を作成する際、各電力変換装置 4 1 内の静止型インバータの容量、および該電力目標値から該静止型インバータ用に実装した仮想同期発電機制御用の制御パラメータを生成するように構成するので、次の運転計画が C E M S 3 1 から通知されるまでの期間に負荷の消費電力が変動（あるいは急変）やメガソーラー 2 6 等の創エネ機器の発電電力が変動（あるいは急変）した場合も、運転計画（電力目標値）とほぼ同じ分担比で過不足電力を分担することができる。

40

【0522】

これにより、例えば運転計画通知直後、日射量が変化し、メガソーラー 2 6 の発電電力が 50% 減少した場合も、不足する 50% の電力は、運転計画作成の際に算出した目標電力値の比に基づき分担される。したがって、例えば、運転計画を作成する際の電力目標値がその比で制御されることによってほぼ同時に SOC がゼロになるように計画されていた場合、例えば、日射量が増加しメガソーラー 2 6 の発電電力が 50% 減少した場合でも、電力目標値の比に基づき過不足電力が案分されるので、ほぼ同時に SOC がゼロになるよう制御される効果がある。

【0523】

50

なお、実施の形態 1～4 では、電力変換装置 4 1 に仮想同期発電機制御を実装した場合について説明したがこれに限るものではなく、例えば風力発電機などの創エネ機器に仮想同期発電機制御を実装した場合でも同様の効果を奏することは言うまでもない。特に、風力発電機はプロペラでモータを回すので発電機側で慣性力を持っているので同様の効果を奏することは言うまでもない。

【0524】

また、実施の形態 1～4 では、蓄電池 4 0 のような大容量の蓄電池を配電系統 2 4 に数台実装する場合について説明したが、家庭用蓄電池の電力変換装置や電気自動車用の電力変換装置に仮想同期発電機制御を実装し、CEMS 3 1 同様の制御を実施してもよいことは言うまでもない。この場合、配電系統 2 4 に接続される対象の電力変換装置は数百台規模になる。さらに、蓄電池容量としては蓄電池 4 0 のような大容量（例えば数百 kW から数 MW）と家庭用蓄電池（数 kW）が配置されていても同様の効果を奏することは言うまでもない。

【0525】

また、実施の形態 1～4 では電力変換装置 4 1 について説明したがこれに限るものではなく、静止型インバータを電圧源として制御する、例えば太陽電池（メガソーラーに限らず家庭用の太陽電池でもよい）、風力発電機、燃料電池から発電電力を系統に供給するようなシステムに仮想同期発電機制御を実装した場合についても、同様に仮想同期発電機制御用の制御パラメータを生成するよう構成すれば同様の効果が得られることは言うまでもない。さらに、電気自動車（EV：Electric Vehicle）、プラグインタイプのハイブリッド自動車（PHEV：Plug-in Hybrid Electric Vehicle）、または、燃料電池自動車（FCV：Fuel Cell Vehicle）等の車載蓄電池を用いることも可能である。

【0526】

なお、実施の形態 1～4 では、説明を簡単にするため数 kW の電力変換装置 4 1 を用いて動作を説明したがこれに限るものではない。また、配電系統 2 4 に適用した場合について説明したがこれに限るものではなく、送電系統や自立系のマイクログリッドに対して本技術を適用しても同様の効果を奏することは言うまでもない。

【0527】

さらに、三相交流を例に実施の形態 1～4 は説明したがこれに限るものではなく、単相交流、あるいは単相三線交流であってもよいことは言うまでもない。

【0528】

さらに、系統用蓄電池用電力変換装置（三相交流）と家庭用蓄電池システム（単相交流）が混在する場合でも、同様に仮想同期発電機制御用の制御パラメータを生成するよう構成すれば同様の効果が得られることは言うまでもない。

【0529】

なお、実施の形態 1～4 では、電力変換装置 4 1 内の静止型インバータ向けに仮想同期発電機制御用の制御パラメータを生成する際、静止型インバータの容量、および電力目標値を用いて算出する場合について説明したがこれに限るものではなく、例えば、電力変換装置 4 1 a 内の静止型インバータの容量に対して蓄電池 4 0 a の蓄電池容量が 2 倍、電力変換装置 4 1 b 内の静止型インバータの容量に対して蓄電池 4 0 b の蓄電池容量が 3 倍など、静止型インバータの容量に対する蓄電池の蓄電容量の比が異なる場合は、左記容量比を考慮し、運転計画（電力目標値）を生成する、あるいは仮想同期発電機制御用の制御パラメータ生成に必要な情報を生成する際に上記容量比を考慮するように構成することで同様の効果が得られることは言うまでもない。

【0530】

実施の形態 1～4 では、CEMS 3 1 で仮想同期発電機制御用の制御パラメータを生成する際に、制御パラメータを CEMS 3 1 で生成し送付する情報を電力目標値に加え、系統情報、 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを生成する際に必要な情報、および基準 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きを生成する際に必要な情報を送付する場合の 2 ケースについて説明したが、これに限るものではなく、少なくとも配電系統 2 4 に接続された、仮想同期発電機制御部を実装し

た電力変換装置内で制御パラメータを生成できる情報を C E M S 3 1 から送付するよう構成すれば同様の効果が得られることは言うまでもない。

【 0 5 3 1 】

実施の形態 1 ～ 4 では、仮想同期発電機制御部の制御パラメータを決定する際、仮想同期発電機モデルを内蔵する場合、あるいは、図 1 9 に示す制動係数 D_g と周波数の関係を複数の速度調整率 K_{gd} の値でテーブルデータとして記憶して置き、 ΔF_{max} 情報をもとに、 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きとほぼ一致する速度調整率 K_{gd} と制動係数 D_g の組み合わせを検索する、あるいは図 1 8 に示す速度調整率 K_{gd} と周波数の関係を複数の制動係数 D_g の値でテーブルデータとして記憶して置き、 ΔF_{max} 情報をもとに、 $\Delta F / \Delta P$ 特性の傾きとほぼ一致する速度調整率 K_{gd} と制動係数 D_g の組み合わせを検索する場合について説明したが、これに限るものではなく、例えば、仮想同期発電機制御部を数式モデルで内蔵するなど他の方式でもよいことは言うまでもない。

10

【 0 5 3 2 】

さらに、実施の形態 1 ～ 4 では、仮想同期発電機制御部の制御パラメータを決定する際、 $\Delta F / \Delta P$ 特性を生成し求める場合について説明したが、これに限るものではなく、例えば、C E M S 3 1 内に変電所 2 0 以下の配電システムモデル（デジタルツイン）を実装し、該配電システムモデルを用いて想定されるユースケースで最適に動作するよう各制御パラメータを算出するのに必要な情報を生成するよう構成してもよい。さらに、A I などを実装し、制御パラメータを算出するよう構成してもよいことは言うまでもない。

【 0 5 3 3 】

実施の形態 1 ～ 4 では、C E M S 3 1 と D S O 2 1 との間の通信周期を 3 0 分、C E M S 3 1 と各電力変換装置 4 1 との間の通信周期を 5 分としたがこれに限るものではなく、例えば、C E M S 3 1 と各電力変換装置 4 1 との間の通信周期を 1 分、あるいはさらに短くしてもよいことは言うまでもない。

20

【 0 5 3 4 】

また、実施の形態 1 ～ 4 ではガバナー制御回路 8 3 3 内のガバナーモデルを一次遅れ系としてモデル化したがこれに限るものではなく、2 次遅れ系や L P F (Low Pass Filter: 低域通過フィルタ) で構成しても同様の効果を奏することは言うまでもない。

【 0 5 3 5 】

さらに、実施の形態 1 ～ 4 では、質点系演算回路を図 1 6 に示す積分器とフィードバックループでモデリングしたがこれに限るものではなく、例えば、1 次遅れ系、2 次遅れ系、L P F などモデル化しても良い事は言うまでもない。

30

【 0 5 3 6 】

さらに、実施の形態 1 ～ 4 では仮想同期発電機制御でよく実施されている V Q 制御については説明を簡単にするために省略していたが、仮想同期発電機制御として V Q 制御についても実装されている電力変換装置に本方式を採用しても同様の効果が得られることは言うまでもない。さらに、質点系演算回路 8 3 7 の構成も図 1 6 に示す構成に限るものではない。

【 0 5 3 7 】

変形例の説明。

40

なお、実施の形態 1 ～ 4 では、説明を分かりやすくするためにメガソーラー用電力変換装置 2 7 および蓄電池用電力変換装置 4 1 の制御回路を図 6 ～ 図 1 6 に示す構成とし、C E M S 3 1 の構成を図 3 ～ 5 に示すようにハードウェア (H/W) で構成する場合について説明したが、各ブロックに記載された、各ブロック或いは一部のブロックの機能を、C P U (Central Processing Unit) 上に実装したソフトウェア (S/W) で実現しても同様の制御機能を実現することが可能である。あるいは、少なくとも一部のブロックについて、ソフトウェア及びハードウェアの機能分割によって、同様の制御機能を実現することも可能である。

【 0 5 3 8 】

今回開示された実施の形態はすべての点で例示であって制限的なものではないと考えら

50

れるべきである。本開示の範囲は上記した説明ではなくて請求の範囲によって示され、請求の範囲と均等の意味及び範囲内でのすべての変更が含まれることが意図される。

【符号の説明】

【0539】

11 通信回路、12 記憶回路、13 制御パラメータ生成回路、14 運転計画作成回路、15 送信データ生成回路、16 制御回路、20 変電所、21 配電自動化システム(DSO)、22, 201, 206, 210, 401, 406, 410 電圧計、23 自動電圧調整器(SVR)、24 配電系統、25 通信線、26 メガソーラー、27 メガソーラー用電力変換装置、28 開閉器、29 インピーダンス、30 同期発電機、31 CEMS、40, 40a~40c 系統用蓄電池、41, 41a~40c 蓄電池用電力変換装置、51 MPPT制御回路、52 電圧制御回路、53 第1の切換回路、54 第5の制御回路、61 位相検出回路、62 第1の正弦波生成回路、63, 66, 101, 832, 836, 852 減算器、64 第1のPI制御回路、65, 91, 103 乗算器、67 第6の制御回路、68 第2のPI制御回路、69 第1のPWM変換器、71 充電制御回路、72 放電制御回路、73 第2の切換回路、74 第7の制御回路、81 交流周波数検出回路、82 実効電力算出回路、83 仮想同期発電機制御回路、84 インバータ電流制御回路、85 インバータ電圧制御回路、86 第3の切換回路、87 第8の制御回路、88 制御パラメータ生成回路、92 一次遅れ系モデル、93 リミッタ回路、102 積分器、104 除算器、105, 835 加算器、106 位相計算回路、100a~100d タウン、110 工場、141 蓄電池運転計画作成回路、142 発電電力予測回路、143 消費電力予測回路、144 蓄電池運転計画補正回路、135 第3の管理回路、145 第1の管理回路、146 第2の管理回路、131 基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性算出回路、132 $\Delta P/\Delta F$ 特性算出回路、137 制御回路、202, 207, 211, 402, 407, 411 電流計、203 第1のDC/DC変換器、204 第1の制御回路、205, 405 直流母線、208 第1のDC/AC変換器、209 第2の制御回路、212, 412 通信I/F、403 第2のDC/DC変換器、404 第3の制御回路、408 第2のDC/AC変換器、409 第4の制御回路、810 位相検出回路、811 周波数検出回路、812 第2の正弦波生成回路、833 ガバナー制御回路、837 質点系演算回路、851 第3の正弦波生成回路、853 第3のPI制御回路、854 第2のPWM変換器、855 第1の電流制限回路、600 負荷。

10

20

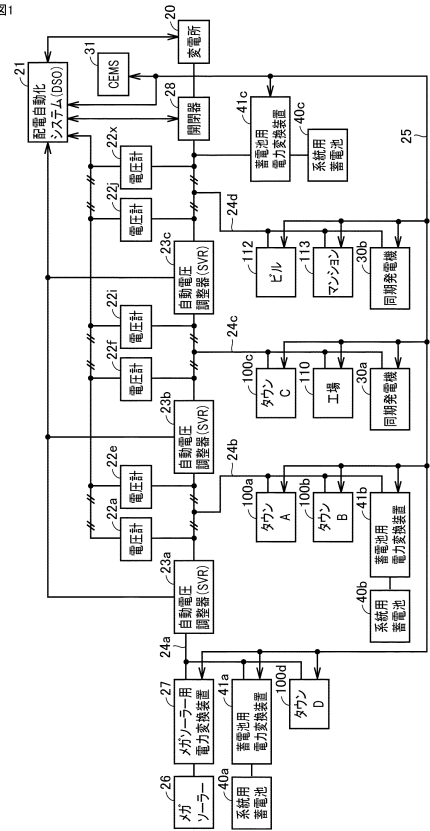
30

40

50

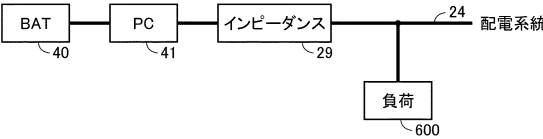
【図面】
【図 1】

図 1



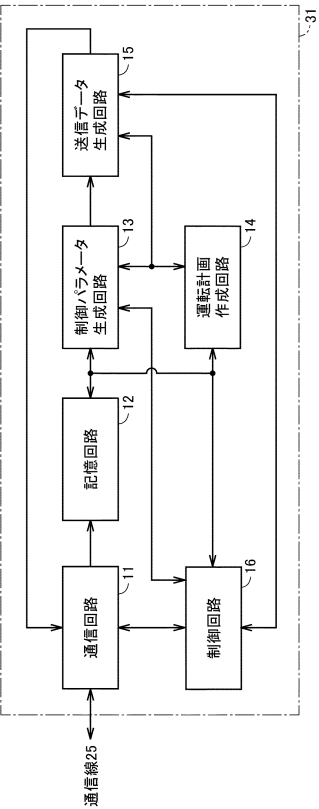
【図 2】

図 2



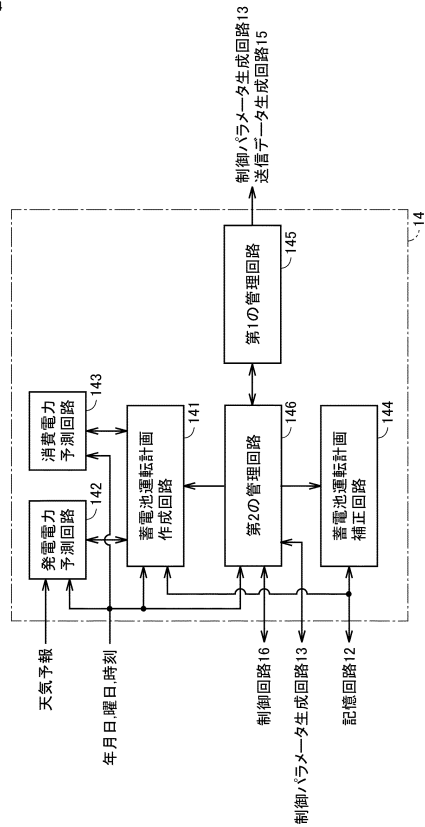
【図 3】

図 3

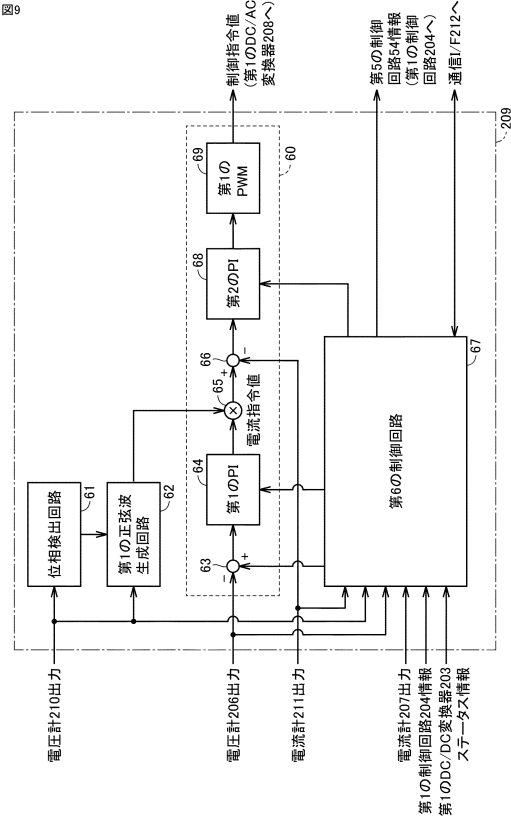


【図 4】

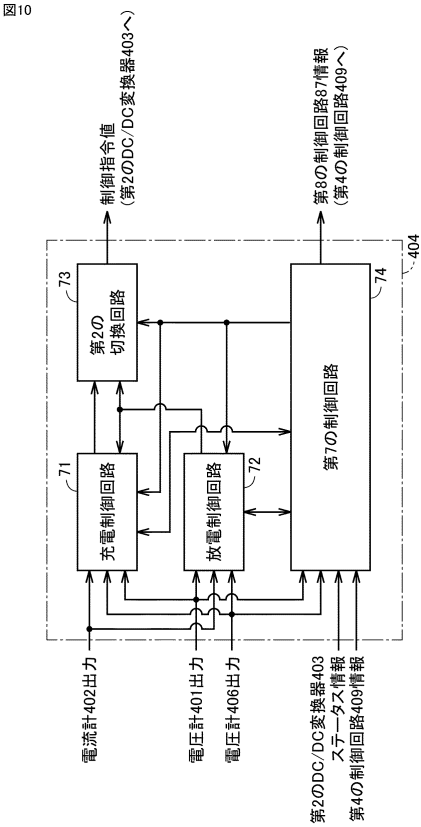
図 4



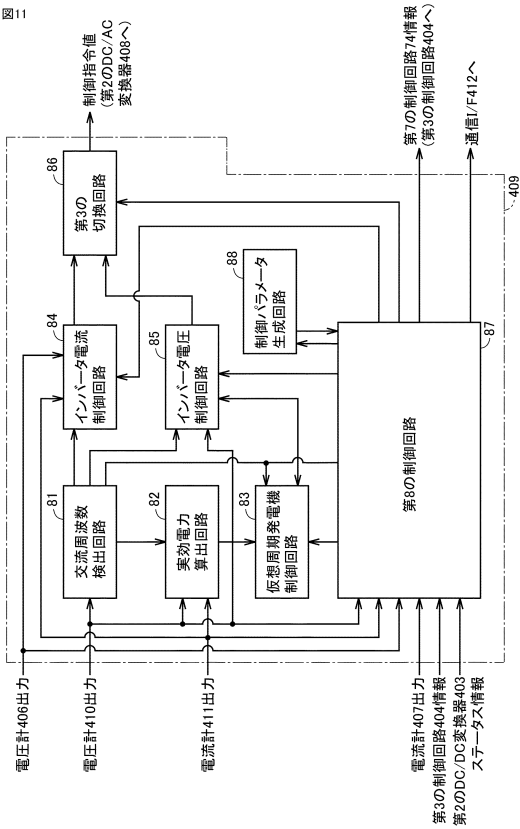
【図 9】



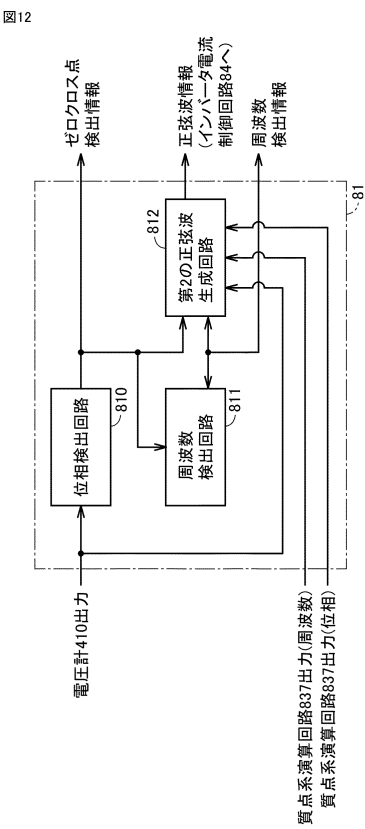
【図 10】



【図 11】

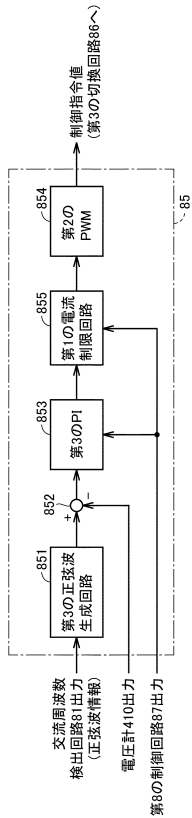


【図 12】



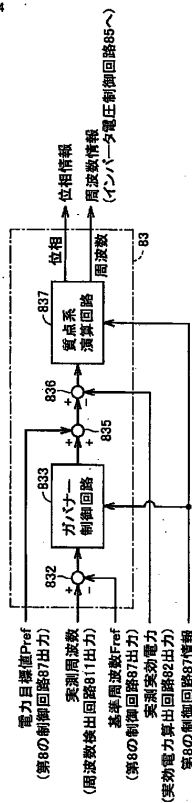
【図 13】

図13



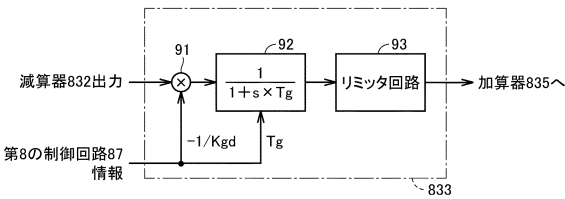
【図 14】

図14



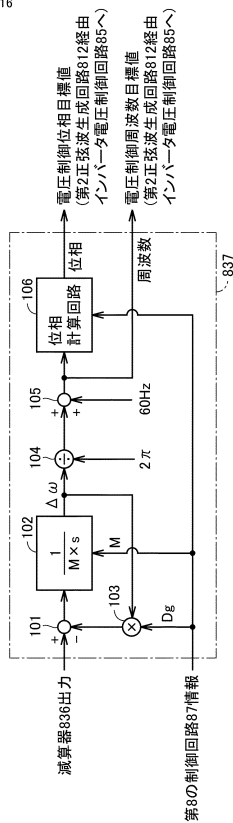
【図 15】

図15



【図 16】

図16



10

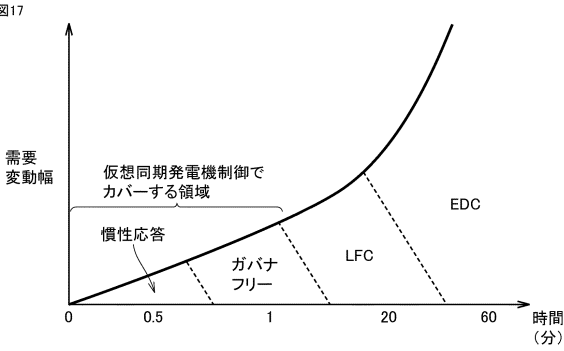
20

30

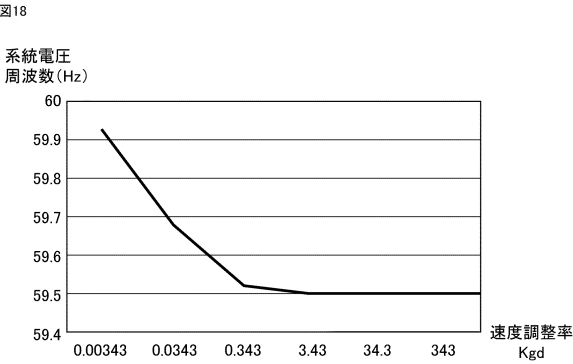
40

50

【図 1 7】

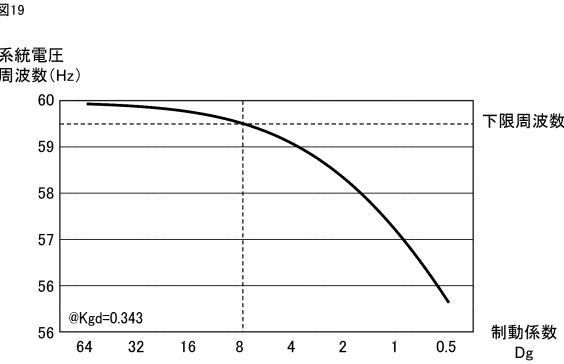


【図 1 8】

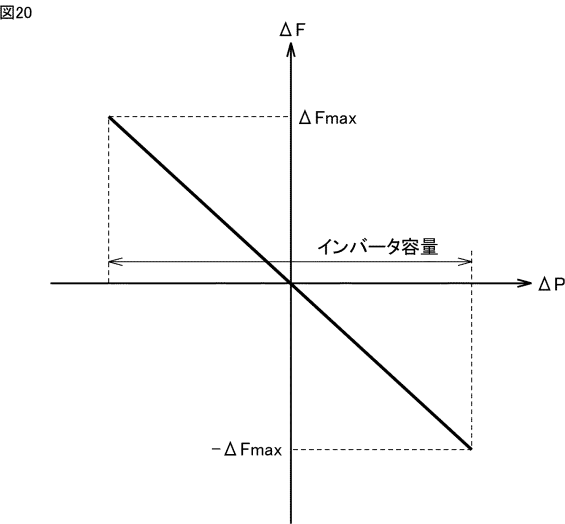


10

【図 1 9】



【図 2 0】



20

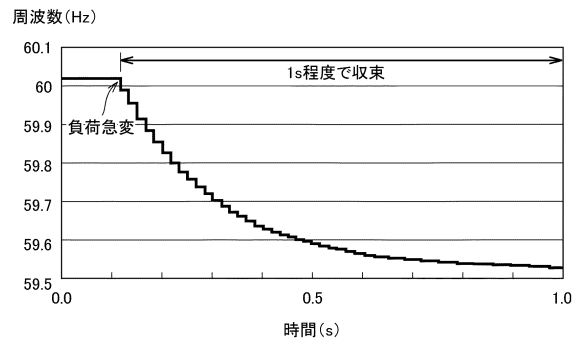
30

40

50

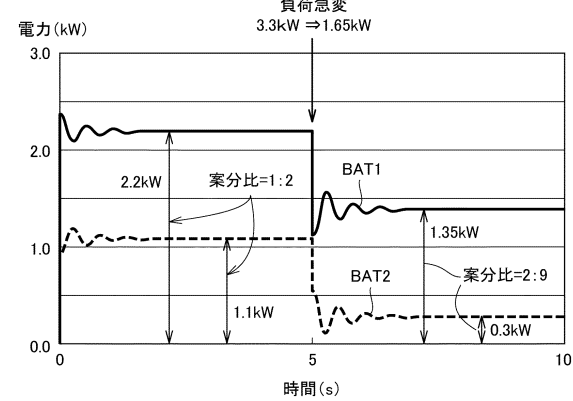
【図 2 1】

図21



【図 2 2】

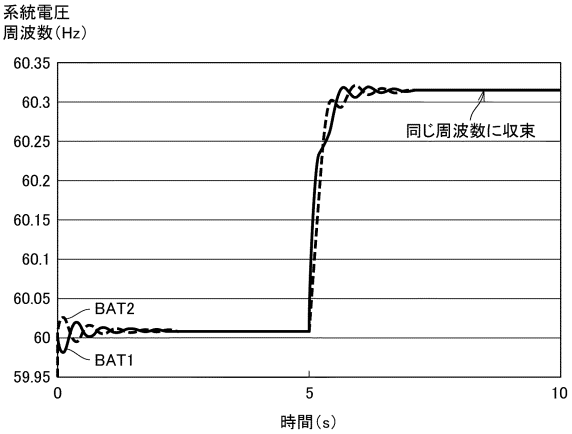
図22



10

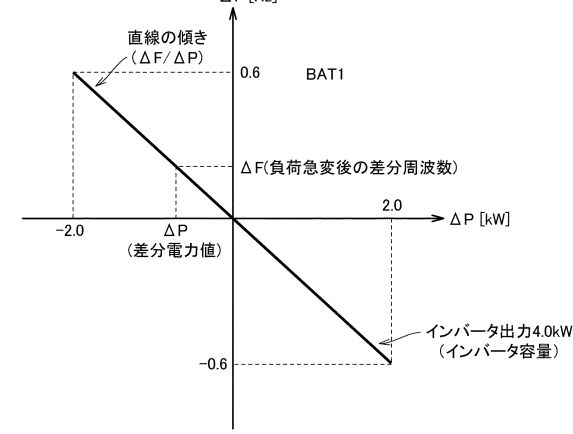
【図 2 3】

図23



【図 2 4】

図24



20

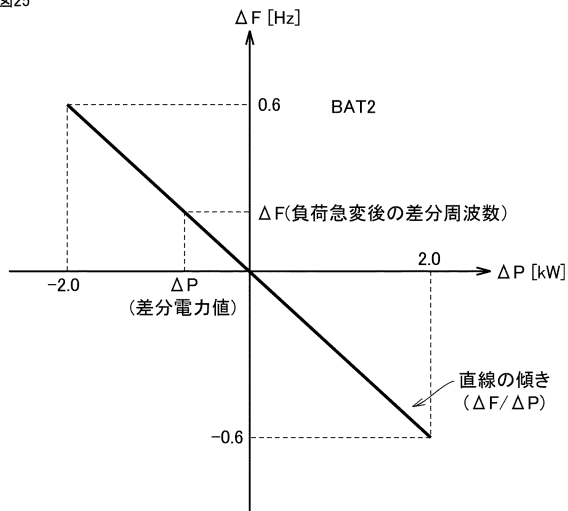
30

40

50

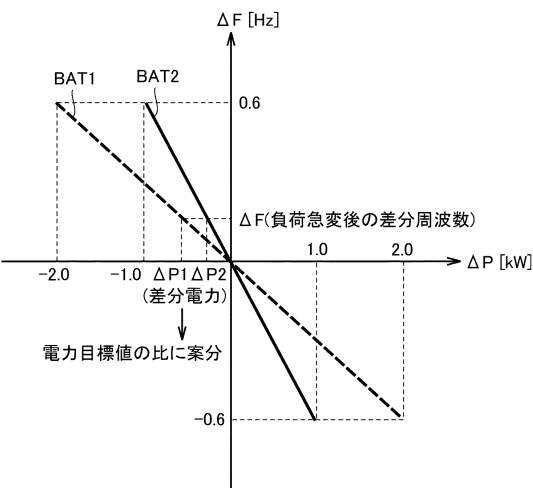
【図 2 5】

図25



【図 2 6】

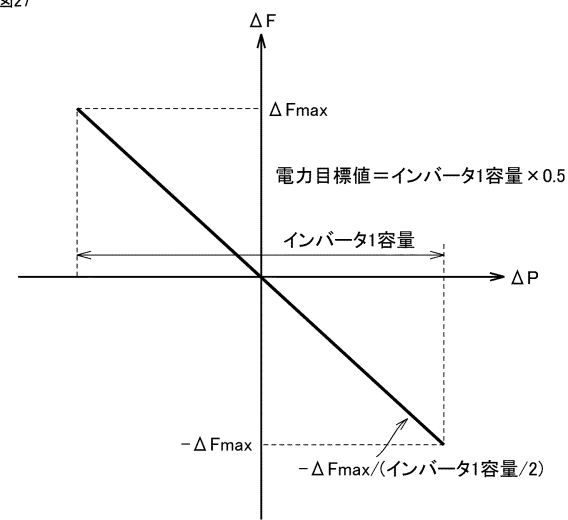
図26



10

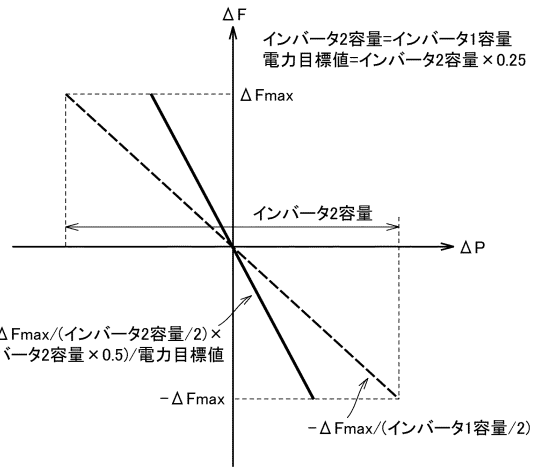
【図 2 7】

図27



【図 2 8】

図28



20

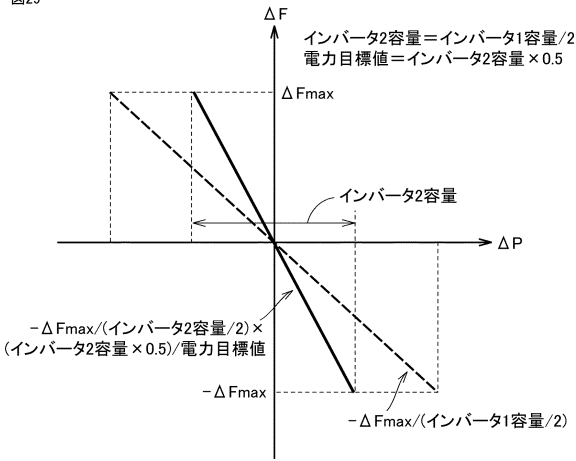
30

40

50

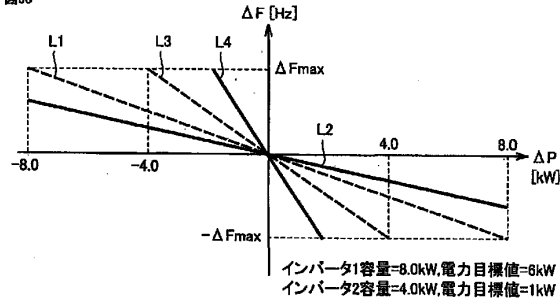
【図 29】

図29



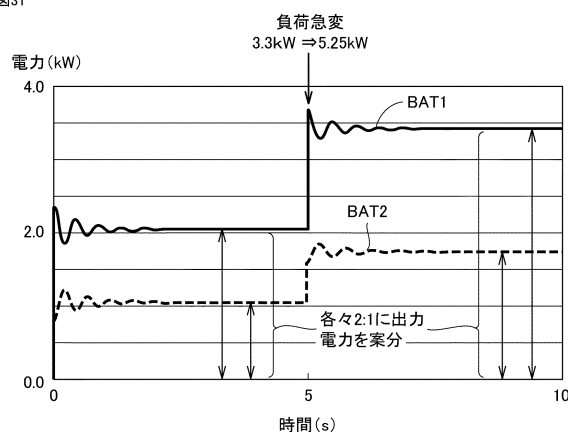
【図 30】

図30



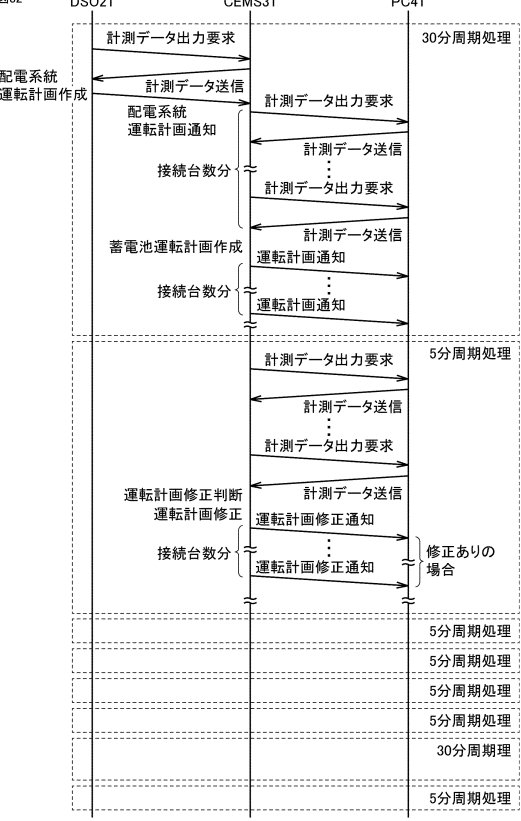
【図 31】

図31



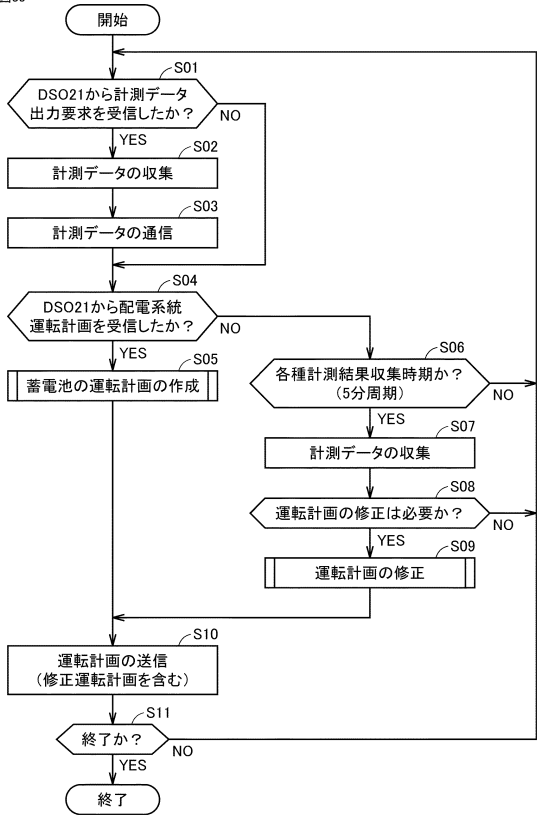
【図 32】

図32



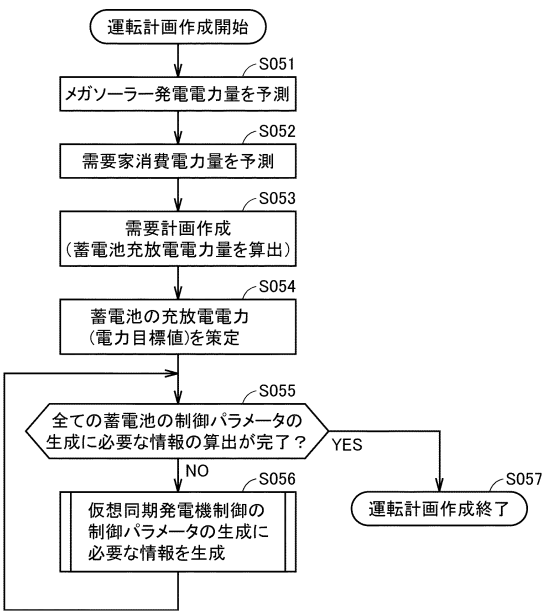
【図 3 3】

図33



【図 3 4】

図34

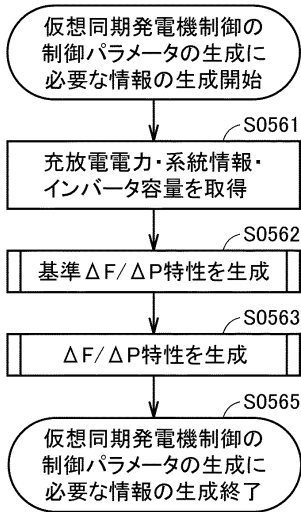


10

20

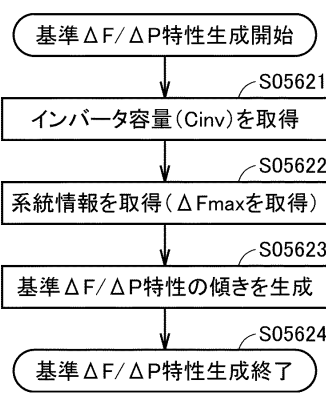
【図 3 5】

図35



【図 3 6】

図36



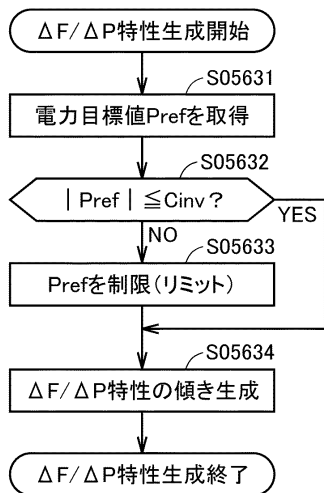
30

40

50

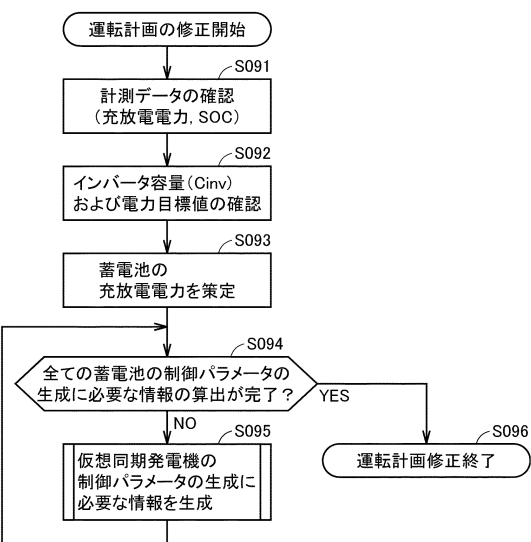
【図 3 7】

図37



【図 3 8】

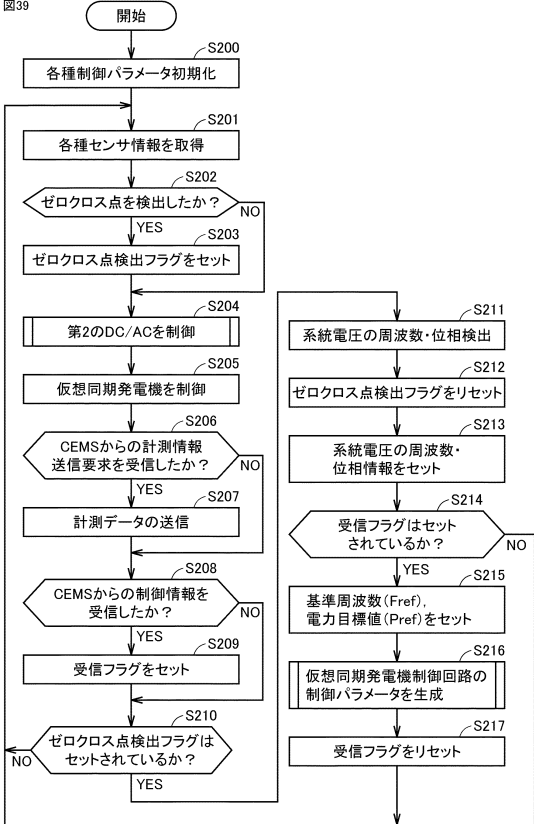
図38



10

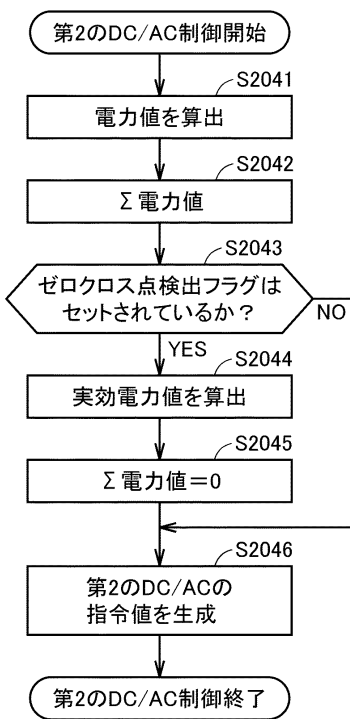
【図 3 9】

図39



【図 4 0】

図40



20

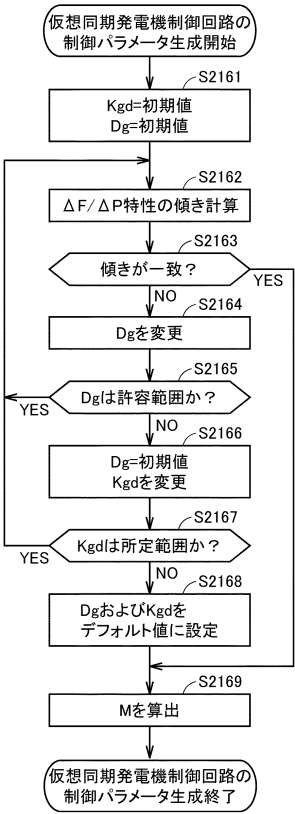
30

40

50

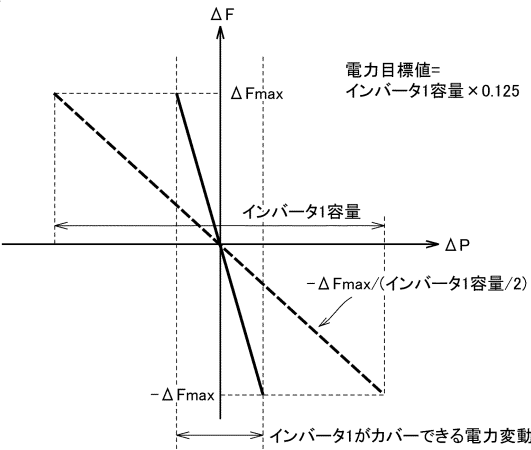
【図 4 1】

図41



【図 4 2 A】

図42A

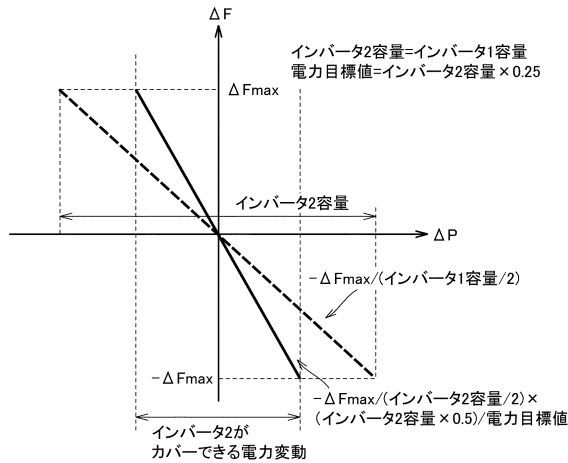


10

20

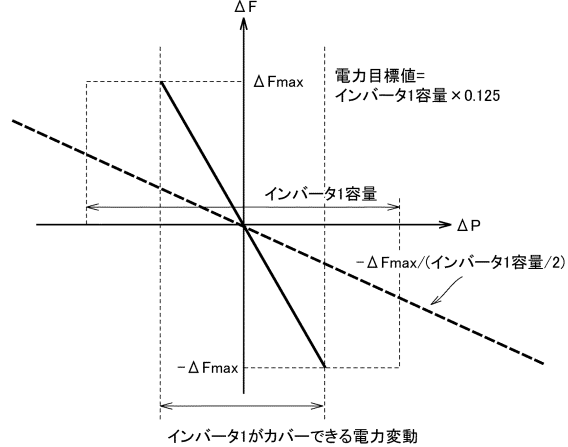
【図 4 2 B】

図42B



【図 4 3 A】

図43A



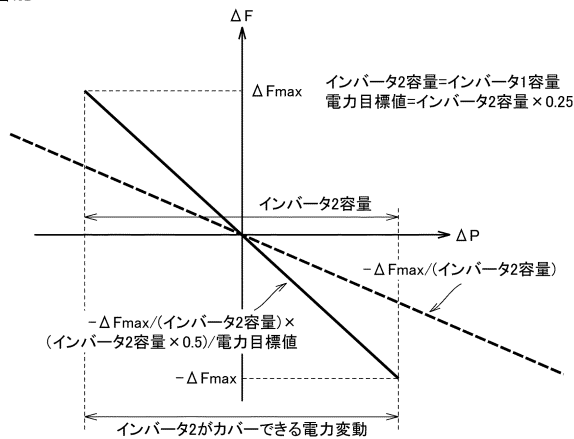
30

40

50

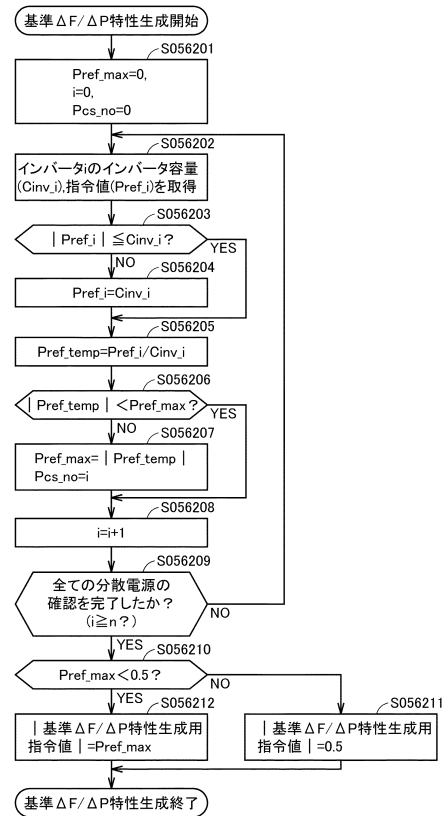
【図 4 3 B】

図43B



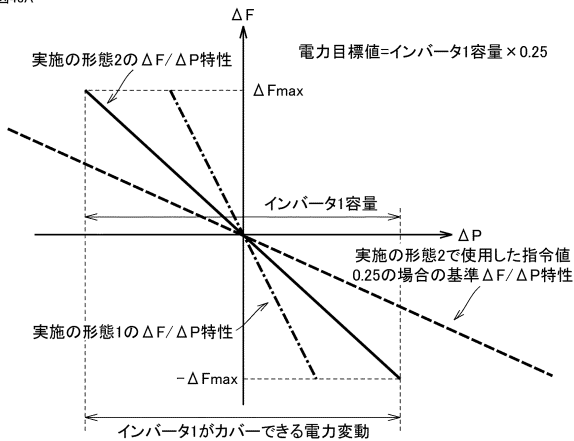
【図 4 4】

図44



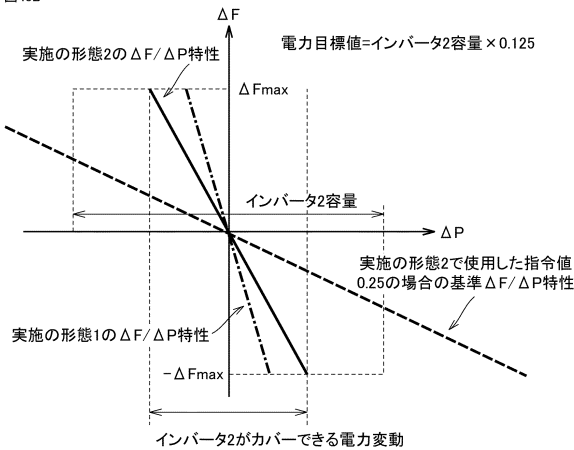
【図 4 5 A】

図45A



【図 4 5 B】

図45B



10

20

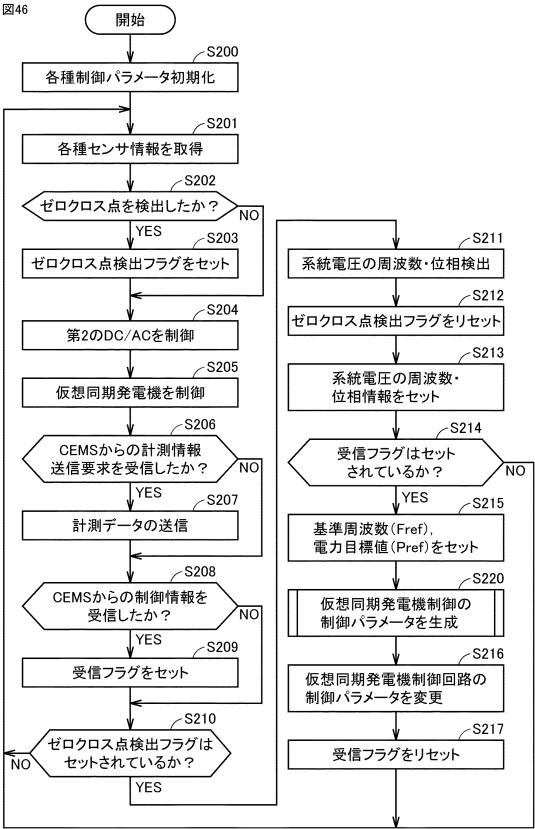
30

40

50

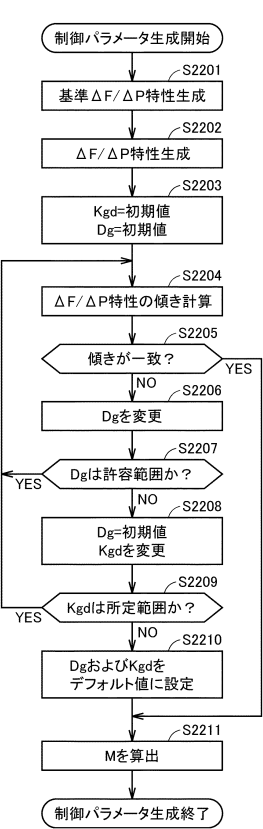
【図 4 6】

図46



【図 4 7】

図47

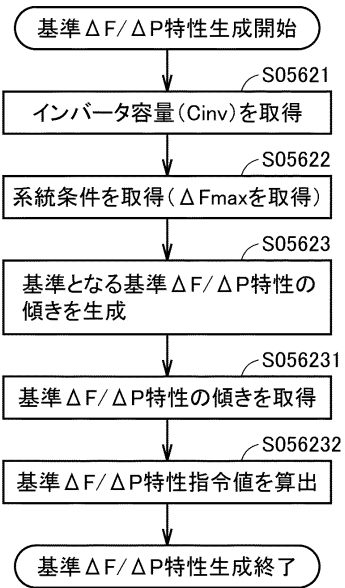


10

20

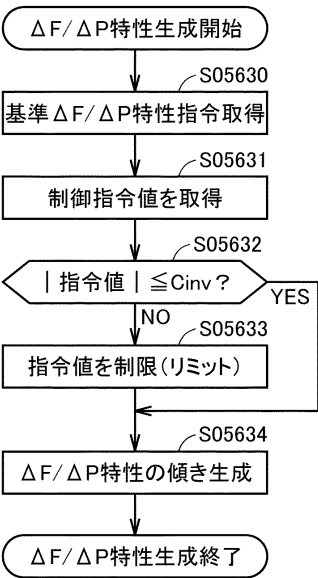
【図 4 8】

図48



【図 4 9】

図49



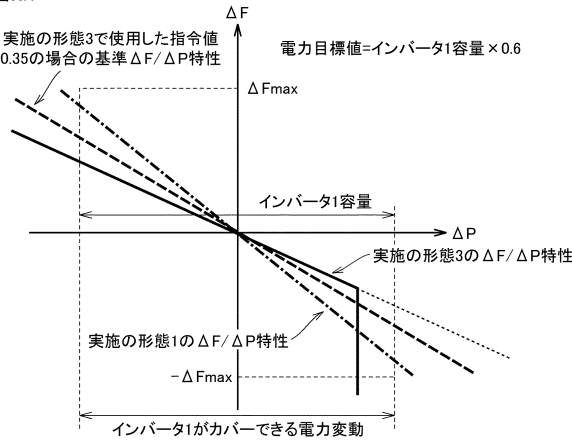
30

40

50

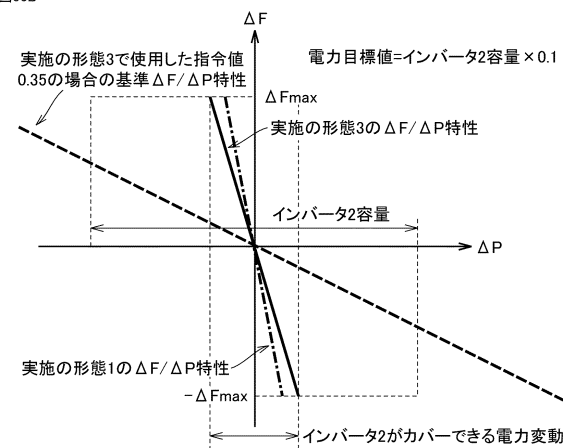
【図 5 0 A】

図50A



【図 5 0 B】

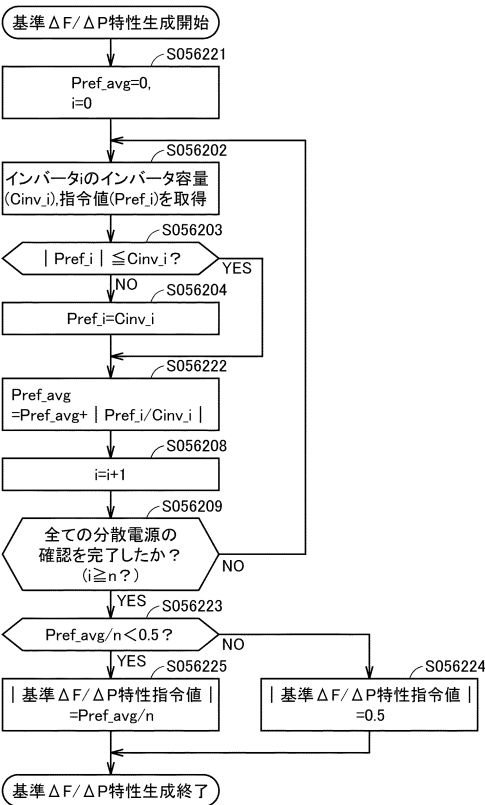
図50B



10

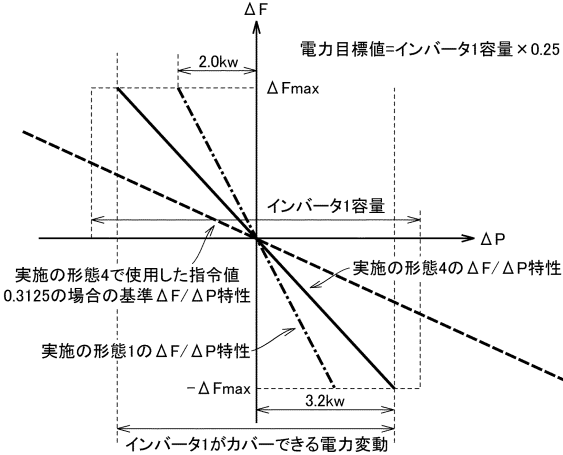
【図 5 1】

図51



【図 5 2 A】

図52A



20

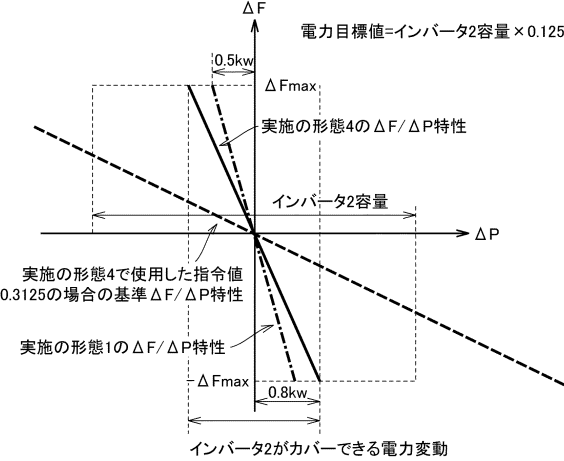
30

40

50

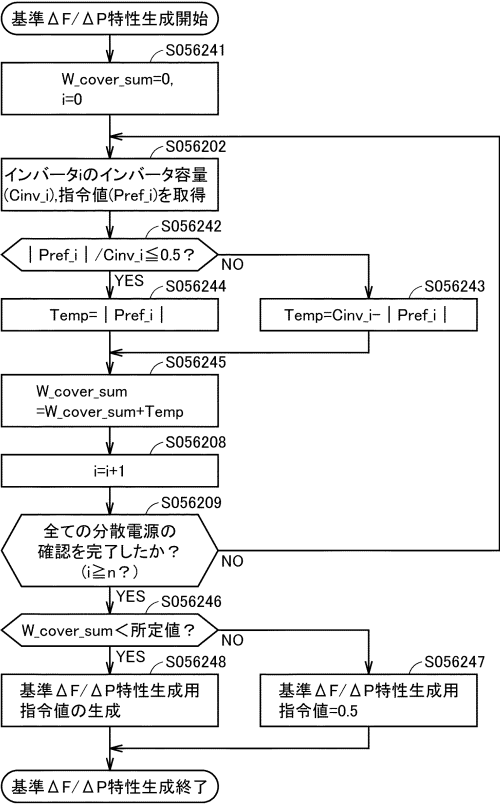
【図 5 2 B】

図52B



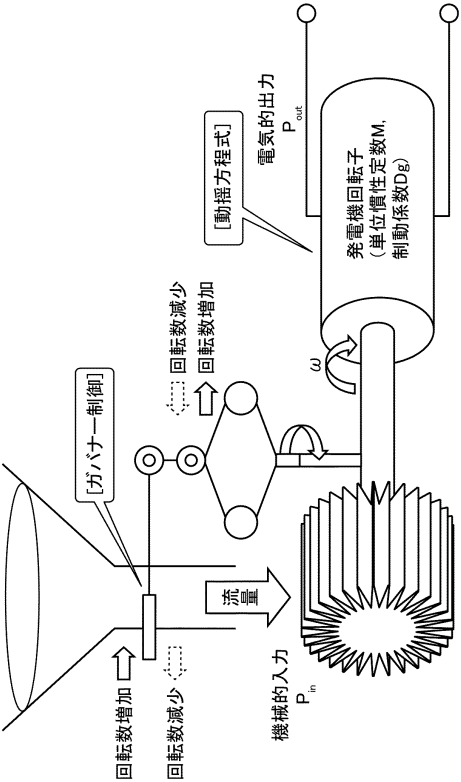
【図 5 3】

図53



【図 5 4】

図54



フロントページの続き

- (56)参考文献 特許第 6 7 3 5 0 3 9 (J P , B 1)
 特開 2 0 1 9 - 0 8 0 4 7 6 (J P , A)
 特開 2 0 1 6 - 2 2 0 3 5 2 (J P , A)
 国際公開第 2 0 1 9 / 1 1 6 4 1 9 (W O , A 1)
 特開 2 0 1 7 - 0 7 0 1 1 6 (J P , A)
 特開 2 0 1 9 - 1 7 6 5 8 4 (J P , A)
 米国特許出願公開第 2 0 2 0 / 0 2 1 2 8 2 3 (U S , A 1)
 特開 2 0 2 0 - 1 9 8 7 0 5 (J P , A)
- (58)調査した分野 (Int.Cl., D B 名)
- | | |
|---------|---------|
| H 0 2 M | 7 / 4 8 |
| H 0 2 J | 3 / 3 8 |
| H 0 2 J | 3 / 2 4 |