

(12) 特許協力条約に基づいて公開された国際出願

(19) 世界知的所有権機関
国際事務局

(43) 国際公開日
2022年7月21日(21.07.2022)



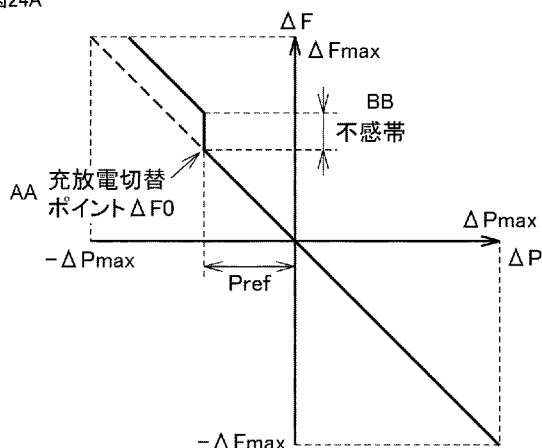
(10) 国際公開番号
WO 2022/153477 A1

- (51) 国際特許分類:
H02J 3/38 (2006.01)
- (21) 国際出願番号: PCT/JP2021/001210
- (22) 国際出願日: 2021年1月15日(15.01.2021)
- (25) 国際出願の言語: 日本語
- (26) 国際公開の言語: 日本語
- (71) 出願人:三菱電機株式会社(MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION) [JP/JP]; 〒1008310 東京都千代田区丸の内二丁目7番3号 Tokyo (JP).
- (72) 発明者: 井上 禎之 (INOUE, Sadayuki); 〒1008310 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 Tokyo (JP). 松
- 本 航輝 (MATSUMOTO, Koki); 〒1008310 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 Tokyo (JP).
- (74) 代理人:特許業務法人深見特許事務所(FUKAMI PATENT OFFICE, P.C.); 〒5300005 大阪府大阪市北区中之島三丁目2番4号 中之島フェスティバルタワー・ウエスト Osaka (JP).
- (81) 指定国(表示のない限り、全ての種類の国内保護が可能): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DJ, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, IT, JO, JP, KE, KG, KH, KN, KP, KR, KW, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY,

(54) Title: POWER CONVERSION DEVICE

(54) 発明の名称: 電力変換装置

図24A



AA Charge/discharge switching point
BB Dead zone

(57) Abstract: A power conversion device that implements virtual synchronous generator control comprises: a converter that converts a first DC voltage output from a distributed power supply to a second DC voltage; an inverter that converts the second DC voltage output from the converter to an AC voltage and outputs the AC voltage to an AC system; a converter control circuit; a virtual synchronous generator control circuit that imparts the transient characteristics of the synchronous generator to the inverter; and an inverter control circuit that controls the inverter as a voltage source on the basis of AC system voltage information input from the virtual synchronous generator control circuit. The virtual synchronous generator control circuit calculates a switching frequency at which charging/discharging of the distributed power source is switched on the basis of information necessary for virtual synchronous generator control including a power target value of the power converter. The converter control circuit uses the switching frequency to create a frequency range of the AC system voltage for providing a drooping characteristic of the power conversion device with a dead zone where the charge/discharge power of the distributed power supply is zero or imparting a hysteresis to the switching of the charge/discharge of the distributed

WO 2022/153477 A1

MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ,
NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT,
QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC, SD, SE, SG, SK, SL,
ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG,
US, UZ, VC, VN, WS, ZA, ZM, ZW.

- (84) 指定国(表示のない限り、全ての種類の広域保護が可能): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), ユーラシア (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), ヨーロッパ (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

添付公開書類：

- 一 国際調査報告 (条約第21条(3))

power supply. The converter control circuit performs control so that the charge/discharge power of the distributed power supply becomes zero within the frequency range.

(57) 要約：仮想同期発電機制御を実装する電力変換装置は、分散電源から出力される第1の直流電圧を第2の直流電圧に変換するコンバータと、コンバータから出力される第2の直流電圧を交流電圧に変換して交流システムに出力するインバータと、コンバータ制御回路と、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から入力される交流システム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制御回路とを備える。仮想同期発電機制御回路は、電力変換装置の電力目標値を含む仮想同期発電機制御に必要な情報に基づいて、分散電源の充放電が切り替わる切替周波数を算出する。コンバータ制御回路は、切替周波数を用いて、電力変換装置の垂下特性に、分散電源の充放電電力をゼロとする不感帯、または分散電源の充放電の切り替えにヒステリシスを与えるための交流システム電圧の周波数範囲を作成する。コンバータ制御回路は、周波数範囲内では分散電源の充放電電力がゼロとなるように制御する。

明 細 書

発明の名称：電力変換装置

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、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、電力系統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。

先行技術文献

特許文献

[0005] 特許文献1：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] 特許文献1に記載される制御パラメータの生成方法によれば、システム管理者の意図したシステムの慣性力は担保される。しかし、自立系のマイクログリッドなどにおいて、各々が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蓄電池が主電源として動作している構成では、負荷変動または創エネ機器の発電電力の変動によって、負荷の消費電力と創エネ機器の発電電力とがバランスする場合が発生することがある。この場合、各蓄電池の充放電電力はゼロになることが望ましい。

[0007] しかしながら、各蓄電池に実装されている電圧計および電流計は計測誤差を有しているため、この誤差に起因して、各蓄電池の充放電電力が必ずしもゼロに制御されない。この場合、複数の蓄電池のうちの第1の蓄電池の放電電力によって第2の蓄電池が充電されるといった、不必要な充放電が行なわれる場合がある。この不必要な充放電もしくは充放電の繰り返しは、充放電による電力ロスを生じさせるとともに、蓄電池に不必要なダメージを与えるという問題点がある。特許文献1では、系統事業者の要求するシステムの慣性力のみに基づいて制御パラメータが生成されており、上記の問題点については考慮されていない。

[0008] 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分散電源が連系された交流系統において、負荷の消費電力および創エネ機器の発電電力がバランスした場合に、複数の分散電源間で不必要な充放電が行なわれることを抑制することである。

課題を解決するための手段

[0009] 本開示のある局面では、電力変換装置は、交流系統に接続され、仮想同期発電機制御を実装する。電力変換装置は、分散電源から出力される第1の直流電圧を第2の直流電圧に変換するコンバータと、コンバータから出力される第2の直流電圧を交流電圧に変換して交流系統に出力するインバータと、分散電源を管理する管理装置から通知される、仮想同期発電機制御に必要な情報を受信する通信回路と、第2の直流電圧を計測する第1の電圧計と、交流系統の交流系統電圧を計測する第2の電圧計と、コンバータを制御するコンバータ制御回路と、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制御回路とを備える。仮想同期発電機制御に必要な情報は、電力変換装置の電力目標値を含む。仮想同期発電機制御回路は、仮想同期発電機制御に必要な情報に基づいて、分散電源の充放電が切り替わる切替周波数を算出する。コンバータ制御回路は、切替周波数を用いて、電力変換装置の垂下特性に、分散電源の充放電電力をゼロとする不感帯、または分散電源の充放電の切り替えにヒステリシスを与えるための交流系統電圧の周波数範囲を作成する。コンバータ制御回路は、周波数範囲内では分散電源の充放電電力がゼロとなるように制御する。

発明の効果

[0010] 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分散電源が連系された電力系統において、負荷の消費電力および創エネ機器の発電電力がバランスした場合に、複数の分散電源間で不必要な充放電が行なわれることを抑制することができる。

図面の簡単な説明

[0011] [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。
- [図16]図14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17]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18]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19]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20] $\Delta P / \Delta F$ 特性の一例を示す図である。
- [図21]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。

[図22]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23]実施の形態1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24A]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41の $\Delta P / \Delta F$ 特性の第1例を示す図である。

[図24B]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41の $\Delta P / \Delta F$ 特性の第2例を示す図である。

[図24C]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41の $\Delta P / \Delta F$ 特性の第3例を示す図である。

[図25]図1に示したCEMS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。

[図26]図1に示したCEMSの制御処理を示すフローチャートである。

[図27]蓄電池の運転計画を作成する処理(図26のS05)を示すフローチャートである。

[図28]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27のS056)を示すフローチャートである。

[図29]基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成する処理(図28のS0562)を示すフローチャートである。

[図30] $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成する処理(図28のS0563)を示すフローチャートである。

[図31]不感帯幅を生成する処理(図28のS0564)を示すフローチャートである。

[図32]蓄電池の運転計画を修正する処理(図26のS09)を示すフローチャートである。

[図33]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34]第2のDC/DC変換器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。

[図35]第2のDC/AC変換器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。

[図36]制御パラメータを生成する処理（図33のS216）を示すフローチャートである。

[図37]不感帯周波数を算出する処理（図36のS2170）を示すフローチャートである。

[図38A]実施の形態に2に係る電力変換装置に与える $\Delta P/\Delta F$ 特性の第1例を示す図である。

[図38B]実施の形態に2に係る電力変換装置に与える $\Delta P/\Delta F$ 特性の第2例を示す図である。

[図38C]実施の形態に2に係る電力変換装置に与える $\Delta P/\Delta F$ 特性の第3例を示す図である。

[図39]第2のDC/DC変換器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。

[図40]第2のDC/AC変換器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。

[図41]ヒステリシス期間の検出処理の詳細を説明するためのフローチャートである。

[図42]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

[0012] 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。

[0013] 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。

[0014] 図1は、配電系統24の構成例を示すブロック図である。図1に示すように、配電系統24は、変電所20から電力の供給を受ける。配電系統24には、複数の自動電圧調整器（SVR：Step Voltage Regulator）23a～23cが設けられている。複数のSVR23a～23cは、電力の流れに対して直列に接続されている。複数のSVR23a～23cには、ビル112、マンション113、タウンA100a～タウンD100d、工場110、メガソーラー用の電力変換装置27、系統用蓄電池用の電力変換装置41a～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。

[0015] 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「システム管理装置」の一実施例に対応する。

[0016] 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的に通知する。

[0017] 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。CEMS 31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。CEMS 31は「管理装置」の一実施例に対応する。

[0018] 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。

[0019] 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。

[0020] (1) CEMS 31

図3は、図1に示したCEMS 31の構成を示すブロック図である。

[0021] 図3に示すように、CEMS 31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。

[0022] 通信回路11は、通信線25を介してDSO 21、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。

[0023] 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。

[0024] 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同期発電機制御の制御パラメータを生成する。

[0025] 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。

[0026] 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 (State of Charge) 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。

[0027] 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からの送信指令に应答して、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。

[0028] 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。

[0029] (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。

[0030] 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。

- [0031] 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。
- [0032] 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。
- [0033] 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。
- [0034] 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。
- [0035] 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。
- [0036] 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。

[0037] (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。

[0038] 図5に示すように、制御パラメータ生成回路13は、基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性算出回路131、 $\Delta P/\Delta F$ 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。

[0039] 基準 $\Delta P/\Delta F$ 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 $\Delta P/\Delta F$ 特性を算出する。

[0040] $\Delta P/\Delta F$ 特性算出回路132は、上記基準 $\Delta P/\Delta F$ 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、 $\Delta P/\Delta F$ 特性を算出する。

[0041] 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、 $\Delta P/\Delta F$ 特性算出回路132により算出された $\Delta P/\Delta F$ 特性、および電力目標値 P_{ref} などの情報を図示しないメモリに格納し、管理する。

[0042] 制御回路136は、基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性算出回路131、 $\Delta P/\Delta F$ 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。

[0043] (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。

[0044] 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。

[0045] 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。

[0046] 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。

[0047] 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。

[0048] 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。

[0049] 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/F212は、電力変換装置27とCEMS31との間で通信を行なう。

[0050] (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。

[0051] 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/F412を有する。

[0052] 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。

[0053] 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。第2のDC/DC変換器403は「コンバータ」の一実施例に対応する。

[0054] 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。電圧計406は「第1の電圧計」の一実施例に対

応する。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。

[0055] 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。第2のDC/AC変換器408は「インバータ」の一実施例に対応する。

[0056] 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。電圧計410は「第2の電圧計」の一実施例に対応する。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/F412は、電力変換装置41とCEMS31との間で通信を行なう。

[0057] 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）は「静止型インバータ」の一実施例に対応する。第1のDC/AC変換器208および第2のDC/AC変換器408には、公知のインバータを用いることができる。

[0058] （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。

[0059] 図8に示すように、第1の制御回路204は、MPPT（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の制御回路54を有する。

[0060] MPPT制御回路51は、電圧計201および電流計202の計測値に基づいて、いわゆる最大電力点追従（MPPT）制御を実行する。MPPT制御回路51は、メガソーラー26の発電電力を最大限に取り出すために、メガソーラー26の最大電力点をサーチする。具体的には、MPPT制御回路51は、電圧計201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DC/DC変換器203の制御指令値を生成する。

[0061] 電圧制御回路52は、電圧計206の計測値に基づいて、直流母線205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DC/DC変換器203の制御指令値を生成する。

[0062] 第5の制御回路54は、MPPT制御回路51および電圧制御回路52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26の発電状態などを管理する。第5の制御回路54は、第1の切換回路53の制御信号をさらに出力する。

[0063] 第1の切換回路53は、第5の制御回路54からの制御信号に従って、MPPT制御回路51および電圧制御回路52の出力のうちのいずれか一方を、第1のDC/DC変換器203の制御指令値として選択的に出力する。

[0064] 第1のDC/DC変換器203は、MPPT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53は、MPPTモードでは、MPPT制御回路51で生成した制御指令値を出力する。第1の切換回路53は、電圧制御モードでは、電圧制御回路52が生成した制御指令値を出力する。

[0065] (2-2) 第2の制御回路209

図9は、図6に示した第2の制御回路209の構成を説明するブロック図である。

[0066] 図9に示すように、第2の制御回路209は、位相検出回路61、第1の正弦波生成回路62、電流制御回路60、および第6の制御回路67を有する。

[0067] 電流制御回路60は、減算器63、第1のPI制御回路64、乗算器65、減算器66、第2のPI制御回路68および第1のPWM変換器69を有する。電流制御回路60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。

[0068] 位相検出回路61は、電圧計210（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。

- [0069] 第1の正弦波生成回路62は、電圧計210で計測した交流電圧の振幅および、位相検出回路61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61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61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62に出力する。
- [0070] 電流制御回路60は、電圧計206（図6）より計測される直流母線205の直流電圧に基づいて、第1のDC/DC変換器203を制御するための制御指令値を生成する。減算器63は、第6の制御回路67より出力される直流母線電圧の目標値から、電圧計206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に入力される。
- [0071] 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。
- [0072] 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。
- [0073] 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。
- [0074] 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。
- [0075] 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/F 212 を介して CEMS 31 などに通知する。

[0076] 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/F 212 を介して CEMS 31 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。

[0077] (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。

[0078] 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。

[0079] 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。

[0080] 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。

[0081] 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。

[0082] 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。

[0083] (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。

[0084] 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、不感帯期間検出回路90、切替周波数算出回路89、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。

[0085] 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。

[0086] 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。

[0087] 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。

[0088] [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。

[0089] 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（A V R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。

[0090] 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A V R機能の3つの機能を模擬する。

[0091] 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D C / A C変換器408に実装した場合について説明する。図42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A V R機能については、主に上位システム（実施の形態1ではC E M S 31）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。

[0092] 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

電力を超える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。

[0093] 図42は、ガバナー機能を模式的に表した図である。図42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。

[0094] 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。

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

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。

[0095] 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42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、回転り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、回転りの角速度（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（発電機回転り）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。

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

ただし、 D_g は制動係数であり、 M は慣性定数である。

[0096] 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。

[0097] 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。

[0098] 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。

[0099] 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。

[0100] 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/F412を介してCEMS31などに通知する。

[0101] 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。

[0102] 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/F412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。

[0103] 制御パラメータ生成回路 88 は、通信 I / F 412 を介して CEMS 31 から通知される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に基づいて、仮想同期発電機制御用の各種パラメータ（速度調整率 $K_g d$ 、ガバナー時定数 T_g 、慣性定数 M および制動係数 D_g ）を生成する。その際、制御パラメータ生成回路 88 は、 $\Delta P / \Delta F$ 特性も生成し、蓄電池 40 の充放電が切り替わる周波数（以下、「切替周波数」とも称する）を算出するための切替周波数算出回路 89 に出力する。なお、生成した仮想同期発電機制御用の各種パラメータは、第 8 の制御回路 87 を介して仮想同期発電機制御回路 83 に通知される。

[0104] 切替周波数算出回路 89 は、制御パラメータ生成回路 88 により出力される $\Delta P / \Delta F$ 特性、および第 8 の制御回路 87 により出力される CEMS 31 から通知された電力目標値を用いて、蓄電池 40 の充放電が切り替わる周波数（切替周波数）を算出する。切替周波数の算出方法については後述する。

[0105] 不感帯期間検出回路 90 は、切替周波数算出回路 89 で算出された切替周波数、および CEMS 31 から通知された不感帯幅情報に基づいて、不感帯期間を算出する。実施の形態 1 では、不感帯期間検出回路 90 は、第 7 の制御回路 74 から通知される充放電切替検出情報、および交流周波数検出回路 81 から出力される交流周波数の検出結果に基づいて不感帯期間を検出し、不感帯期間情報（不感帯検出フラグ）を第 8 の制御回路 87 を介して第 7 の制御回路 74 へ通知する。

[0106] (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。

[0107] 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。

[0108] 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。

[0109] 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。

[0110] 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における系統周波数の検出結果、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。

[0111] (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。

[0112] 図13に示すように、インバータ電圧制御回路85は、第3の正弦波生成回路851、減算器852、第3のPI制御回路853、第1の電流制限回路855、および第2のPWM変換器854を有する。

[0113] 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からの系統電圧の振幅情報は、第2の正弦波生成回路812を經由してインバータ電圧制御回路85に入力される。

- [0114] 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。
- [0115] 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 DC / AC 変換器 4 0 8 から出力する交流電圧の目標値 (目標交流電圧) を生成する。
- [0116] 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。
- [0117] 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。
- [0118] 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 DC / AC 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 DC / AC 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 DC / AC 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 PWM 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。
- [0119] 第 2 の PWM 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 PWM (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 PWM 変換器 8 5 4 は、生成した制御信号を第 2 の DC / AC 変換器 4 0 8 に出力する。

[0120] (3-2-3) 仮想同期発電機制御回路 83

図 14 は、図 11 に示した仮想同期発電機制御回路 83 の構成を説明するブロック図である。

[0121] 図 14 に示すように、仮想同期発電機制御回路 83 は、減算器 832、ガバナー制御回路 833、加算器 835、減算器 836 および、質点系演算回路 837 を有する。

[0122] 減算器 832 は、周波数の実測結果と、第 8 の制御回路 87 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 832 の出力はガバナー制御回路 833 に入力される。ガバナー制御回路 833 は、減算器 832 の出力に基づいて、電力目標値に加えるオ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。

[0123] 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。

[0124] 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。

[0125] 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。

[0126] (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。

[0127] 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。

- [0128] 乗算器 9 1 は、減算器 8 3 2 の出力と、第 8 の制御回路 8 7 から出力される比例ゲイン ($-1/K_g d$) とを乗算する。乗算器 9 1 の出力は一次遅れ系モデル 9 2 に入力される。実施の形態 1 では、一次遅れ系モデル 9 2 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 9 3 は、一次遅れ系モデル 9 2 の出力に対してリミッタ処理を施す。
- [0129] (3-2-3-2) 質点系演算回路 8 3 7
図 1 6 は、図 1 4 に示した質点系演算回路 8 3 7 の構成を説明するブロック図である。
- [0130] 図 1 6 に示すように、質点系演算回路 8 3 7 は、減算器 1 0 1、積分器 1 0 2、乗算器 1 0 3、除算器 1 0 4、加算器 1 0 5、および位相計算回路 1 0 6 を有する。
- [0131] 減算器 1 0 1 は、減算器 8 3 6 の出力と、乗算器 1 0 3 の出力との偏差を算出する。減算器 1 0 1 の出力は積分器 1 0 2 に入力される。
- [0132] 積分器 1 0 2 は、減算器 1 0 1 の出力を $1/M$ 倍して積分することにより、図 4 2 に示した発電機回転子の目標角速度 ($2 \times \pi \times$ 目標周波数 (例えば 60 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 1 0 2 の出力は乗算器 1 0 3 に入力される。
- [0133] 乗算器 1 0 3 は、積分器 1 0 2 の出力と、第 8 の制御回路 8 7 から入力される制動係数 D_g とを乗算する。
- [0134] 質点系演算回路 8 3 7 は、減算器 8 3 6 の出力と乗算器 1 0 3 の出力との偏差に基づいて、第 2 の DC/AC 変換器 4 0 8 を制御することにより、同期発電機が持つ制動力を模擬するように構成される。
- [0135] 除算器 1 0 4 は、積分器 1 0 2 の出力 $\Delta \omega$ を $2 \times \pi$ で除算することにより、周波数の差分値 Δf に変換する。加算器 1 0 5 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 1 0 5 の出力は位相計算回路 1 0 6 に入力される。位相計算回路 1 0 6 は、発電機回転子の位相を

算出する。

[0136] 次に、質点系演算回路 8 3 7 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 / D g) および時定数 (M / D g) を用いて表すことができる。

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

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

[0137] (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。

[0138] 図 1 7 は、電力変換装置 4 1 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 7 の横軸は応答時間を示し、縦軸は需要変動幅を示す。

[0139] 図 1 7 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 (L F C) または経済負荷配分制御 (E D C) 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。

[0140] 以下の説明では、図 2 に示す配電系統 2 4 に接続された蓄電池 4 0、電力変換装置 4 1、配電系統のインピーダンス 2 9 および負荷 6 0 0 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 4 1 のインバータ容量を 4 k W とし、負荷 6 0 0 の容量を最大 4 k W とする。

[0141] 図 1 8 は、実施の形態 1 に係る電力変換装置 4 1 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 8 には、電力目標値は変えずに、負荷 6 0 0 の消費電力を変化させたときの速度調整率 K g d と系統周波数との関係の一例が示されている。図 1 8 は、図 2 において、C E M S 3 1 から電力目標値が 2 k W として通知されている状態において、負荷 6 0 0 が 2 k W から 4 k W に変動したときの、定常状態における各速度調整率 K g d にお

ける系統周波数を示す。なお、ガバナー時定数 T_g 、慣性定数 M および制動係数 D_g の各々は一定値に固定されている。

[0142] 図18の例では、 K_{gd} が0.343になるまでは、 K_{gd} 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、 K_{gd} 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。

[0143] 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 D_g 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、CEMS31から電力目標値が2kWとして通知されている状態とし、負荷を2kWから4kWに変動したときの、各制動係数 D_g における系統周波数を示す。なお、ガバナー時定数 T_g 、慣性定数 M および速度調整率 K_{gd} ($=0.343$) 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 D_g 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が確認される。

[0144] 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、 F_{ref} 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61.2~60.6Hz程度となり、系統周波数の下限値は59.4~58.8Hz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。

[0145] 次に、垂下特性（ $\Delta P / \Delta F$ 特性）について説明する。

図20は、 $\Delta P / \Delta F$ 特性の一例を示す図である。図20の横軸は、電力目標値 P_{ref} 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 P_{ref} よりも大きい場合を正とする。

[0146] 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。

[0147] 実施の形態1に係る仮想同期発電機制御回路83(図11)において、図20に示す $\Delta P/\Delta F$ 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 $\Delta P/\Delta F$ 特性を示している。

[0148] 実施の形態1では、図20に示す $\Delta P/\Delta F$ 特性を「基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性」と呼ぶこととする。上述したように、基準 $\Delta P/\Delta F$ 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以上を電力目標値とし、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 $\Delta P/\Delta F$ 特性である。なお、放電モードの詳細は後述する。

[0149] 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。

[0150] 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。

[0151] （従来の仮想同期発電機制御の問題点）

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

[0152] 図22（A）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を用いて構成された自立系統における、負荷の消費電力およびメガソーラー26の発電電力の波形を示す。メガソーラー26の発電電力は時刻t1にて急増し、時刻t2にて負荷の消費電力と同等となる。すなわち、時刻t2以降、メガソーラー26の発電電力と負荷の消費電力とはバランスした状態となる。

[0153] 図22（B）は、各電力変換装置41（第2のDC/AC変換器408）から出力される交流電力の実効値の応答波形を示す。実線は、蓄電池40aに接続される電力変換装置41aの出力電力の応答波形を示し、破線は、蓄電池40bに接続される電力変換装置41bの出力電力の応答波形を示している。

[0154] 2台の電力変換装置41のインバータ容量は同一であるとする。時刻t1以前において、各電力変換装置41はインバータ容量の60%の電力を放電している。図22（B）には、時刻t1にてメガソーラー26の発電電力が急増し、負荷の消費電力とメガソーラー26の発電電力とがバランスした状態に変化したときの従来の応答波形が示されている。

[0155] 交流周波数検出回路81（図11）の説明にて述べたように、電圧計および電流計などのセンサの出力はセンサ誤差（例えば5%程度）を有している。具体的には、各センサはオフセット誤差およびリニアリティ誤差を有する。例えば、電圧計が1%のオフセット誤差を有する場合、交流電圧の本来の電圧0Vに対して、電圧計からは $-5.76V$ （ $288V \times 2 \times 0.01 =$

5. 76 V) と出力される。よって、従来の電力変換装置 41 では、上記センサ誤差の影響により、電力指令値がゼロであるにもかかわらず、電力変換装置 41 からは電力が出力されるといったケースが発生する。

[0156] これは、第2のDC/DC変換器 403 (図7) を制御する第3の制御回路 404 が、直流母線 405 の直流電圧が一定になるように蓄電池 40 の充放電電力を制御するためである。よって、上記センサ誤差に起因して、本来充放電を行なう必要がないにもかかわらず、仮想同期発電機制御における垂下特性 ($\Delta P / \Delta F$ 特性) の影響を受けて電力変換装置 41 を介して蓄電池 40 の電力が放電される、あるいは、電力変換装置 41 を介して蓄電池 40 に電力が充電される場合が生じる。図 22 (B) のケース (従来制御) では、蓄電池 40 a は、メガソーラー 26 の発電電力と負荷の消費電力とがバランスする時刻 t_2 において配電系統から電力を受けて充電される。一方、蓄電池 40 b は、時刻 t_2 において配電系統に向けて電力を放電している。ここでは、メガソーラー 26 の発電電力と負荷の消費電力とがバランスしているため、蓄電池 40 b の放電電力は、蓄電池 40 a に充電されることになる。すなわち、一方の蓄電池 (蓄電池 40 b) の放電電力を他方の蓄電池 (蓄電池 40 a) が充電する動作、あるいは充放電のキャッチボール (ハンチング動作) が行なわれることになる。このような不必要な蓄電池 40 a および蓄電池 40 b 間の電力の遣り取りは、充放電による電力ロスが発生させるとともに、蓄電池 40 の劣化を進行させることが懸念される。

[0157] 次に、図 23 を用いて、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 41 a, 41 b の動作を説明する。以下の説明において、電力変換装置 41 a, 41 b に内蔵される電圧計および電流計は、図 22 の場合と同様の誤差を有するものとする。

[0158] 実施の形態 1 では、各電力変換装置 41 が有する垂下特性 ($\Delta P / \Delta F$ 特性) において、蓄電池 40 の充放電の切替周波数付近に不感帯を持たせる。垂下特性における不感帯の詳細については後述する。

[0159] 図 23 (A) は、図 22 (A) と同様に、2 台の電力変換装置 41 を用い

て構成された自立系統における、負荷の消費電力およびメガソーラー 26 の発電電力の波形を示す。メガソーラー 26 の発電電力は時刻 t_1 にて急増し、時刻 t_2 にて負荷の消費電力と同等となる。すなわち、時刻 t_2 以降、メガソーラー 26 の発電電力と負荷の消費電力とはバランスした状態となる。

[0160] 図 23 (B) は、各電力変換装置 41 (第 2 の DC/AC 変換器 408) から出力される交流電力の実効値の応答波形を示す。実線は、蓄電池 40a に接続される電力変換装置 41a の出力電力の応答波形を示し、破線は、蓄電池 40b に接続される電力変換装置 41b の出力電力の応答波形を示している。

[0161] なお、2 台の電力変換装置 41 のインバータ容量は同一であるとする。時刻 t_1 以前において、各電力変換装置 41 はインバータ容量の 60% の電力を放電している。図 23 (B) には、時刻 t_1 にてメガソーラー 26 の発電電力が急増し、負荷の消費電力とメガソーラー 26 の発電電力とがバランスした状態に変化したときの応答波形が示されている。

[0162] 実施の形態 1 では、CEMS 31 から通知される、仮想同期発電機制御の制御パラメータを生成する際に使用する情報に基づいて $\Delta P / \Delta F$ 特性を算出し、算出した $\Delta P / \Delta F$ 特性と電力目標値とを用いて蓄電池 40 の充放電が切り替わる周波数 (切替周波数) を導出する。そして、導出した切替周波数付近の $\Delta P / \Delta F$ 特性 (垂下特性) に不感帯を設ける。この不感帯が設けられた $\Delta P / \Delta F$ 特性に基づいて、第 2 の DC/DC 変換器 403 および第 2 の DC/AC 変換器 408 を制御することにより、蓄電池 40 の充放電電力が“ゼロ”になるように制御する。

[0163] なお、不感帯を検出するための情報としては、仮想同期発電機制御回路 83 から出力される系統周波数、あるいは交流周波数検出回路 81 から出力される系統電圧の周波数の検出結果を使用するものとする。また、不感帯の周波数範囲に、仮想同期発電機制御回路 83 から出力される系統周波数、あるいは交流周波数検出回路 81 から出力される系統電圧の周波数の検出結果がある場合も、仮想同期発電機制御回路 83 は通常の動作を継続する。

[0164] 図23(B)に戻って、時刻t1から日射量が変化してメガソーラー26の発電電力が増加し、時刻t2にて負荷の消費電力とバランスするまでの期間は、メガソーラー26の発電電力に加え、蓄電池40a, 40bの放電電力によって配電システムを支える。その際、CEMS31からの電力目標値は同じであるが、上述したセンサ誤差の影響により、各電力変換装置41(第2のDC/AC変換器408)から出力される電力には電力差が発生する。そして、時刻t2になり、負荷の消費電力とメガソーラー26の発電電力とがバランスした状態になると、電力変換装置41aの出力電力は、蓄電池40aが放電から充電に切り替わる際の不感帯幅(詳細は後述する)の周波数期間は、蓄電池40aの充放電電力が“ゼロ”になるように制御される。よって、時刻t2以降、電力変換装置41aの出力電力は“ゼロ”に張り付く。一方、電力変換装置41bは、時刻t2に向けて放電電力を絞っていき、最終的には、電力変換装置41aと同様に、出力電力が“ゼロ”に張り付く。

[0165] このように、実施の形態1によれば、従来制御において課題であった不必要な蓄電池40a, 40b間の電力の遣り取りを抑制することができるため、不必要な充放電による電力ロスの発生を抑えることができるとともに、蓄電池40a, 40bの劣化の進行を抑制することができる。

[0166] (仮想同期発電機制御の制御パラメータの作成方法)

次に、CEMS31における各電力変換装置41の仮想同期発電機制御の制御パラメータ($\Delta P/\Delta F$ 特性)の作成方法について説明する。制御パラメータは、CEMS31内の制御パラメータ生成回路13(図3)により作成される。実施の形態1では、CEMS31により、各電力変換装置41の $\Delta P/\Delta F$ 特性が作成される。その際、上述したように、基準となる $\Delta P/\Delta F$ 特性(基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性)が作成される。以下、説明を簡単化するため、蓄電池40の放電動作のみに限って説明する。

[0167] 蓄電池40を放電動作あるいは充電動作のみで動作させる場合には、 ΔF_{max} に対する ΔP が静止型インバータの容量の半分として、基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性が作成される。一方、充放電動作を含む場合(特に電力目標値がゼロ

付近の場合)には、 ΔF_{max} に対する ΔP が静止型インバータの容量となるように基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性が作成される。その際、CEMS 31が管理する全ての電力変換装置41は、同一のポリシーで生成する必要がある。よって、複数の電力変換装置41のうちの1台が充放電動作を考慮し、残りが充電動作あるいは放電動作のみを考慮して、 $\Delta P/\Delta F$ 特性を作成することはない。

[0168] また、実施の形態1に示すように、複数の電力変換装置41に対して $\Delta P/\Delta F$ 特性を作成する際には、各電力変換装置41が同じ ΔF 値において充放電が切り替わるように $\Delta P/\Delta F$ 特性を作成する必要がある。これは、以下の理由による。

[0169] 充放電が切り替わる ΔF 値が複数の電力変換装置41の間で異なる場合、電力目標値が正值(放電)であるときには、配電系統に供給する電力が減少していくと、充放電に切り替わる ΔF 値の絶対値が最も小さい電力変換装置41において、他の電力変換装置41が放電しているにもかかわらず、充電モードに切り替わり、他の電力変換装置41の放電電力を受けて、対応する蓄電池40を充電するようなケースが発生する。

[0170] 同様に、電力目標値が負値(充電)であるときには、充放電が切り替わる ΔF 値の絶対値が最も小さい電力変換装置41において、他の電力変換装置41が充電しているにもかかわらず、放電モードに切り替わり、他の電力変換装置41に放電電力を供給するようなケースが発生する。

[0171] いずれのケースにおいても各電力変換装置41においては不必要な充放電であり、複数の蓄電池40間の充放電による電力ロスが発生させるとともに、蓄電池40の劣化を進めてしまうことになる。よって、実施の形態1では、各電力変換装置41が同じ ΔF 値で充放電が切り替わるように、 $\Delta P/\Delta F$ 特性を作成する。

[0172] 以下、CEMS 31における各電力変換装置41の $\Delta P/\Delta F$ 特性の作成方法を具体的に説明する。

[0173] 図4に示すように、CEMS 31内の運転計画作成回路14において、発

電電力予測回路 142 は、図示しない外部のサーバからの天気予報情報、および図示しない CEMS 31 内のデータベースに蓄積された発電量予測用データを用いて、メガソーラー 26 の発電量を予測する。データベースには、各日、各時刻および各天気実績に計測された発電量実績が記憶されている。

[0174] 同様に、消費電力予測回路 143 は、図示しない CEMS 31 内のデータベースに蓄積された需要家負荷の消費電力予測用データを用いて、需要家負荷の消費電力を予測する。データベースには、各日、各時刻および各天気実績に計測された負荷消費電力実績が記憶されている。

[0175] 蓄電池運転計画作成回路 141 は、メガソーラー 26 の発電量の予測結果、および需要負荷の消費電力の予測結果に基づいて、各蓄電池 40 の充放電電力の合計値を算出する。そして、蓄電池運転計画作成回路 141 は、第 1 の管理回路 145 から通知される各蓄電池 40 の蓄電池容量、充電電力量および電力変換装置 41 のインバータ容量に関する情報、ならびに上記充放電電力の合計値の算出結果に基づいて、各電力変換装置に出力する電力目標値を算出する。

[0176] 実施の形態 1 では、基本的には、各蓄電池 40 の蓄電池容量および充電電力量に基づいて、30 分後の充電電力量および蓄電池容量が同等になるように、各電力変換装置 41 の電力目標値を生成する。なお、電力目標値が電力変換装置 41 のインバータ容量を超えていた場合には、電力目標値をインバータ容量以下になるように調整する。実施の形態 1 では、電力目標値を生成する対象となる複数の電力変換装置 41 を 1 台の電力変換装置とみなし、基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性を作成する。

[0177] 具体的には、制御パラメータ生成回路 13 (図 3) は、電力目標値の生成の対象となる複数の電力変換装置 41 のインバータ容量 C_{inv} の合計値 ($\Sigma(C_{inv})$) を算出し、 ΔF_{max} 値に対する ΔP 値が、合計した静止型インバータの容量 ($\Sigma(C_{inv})$) の半分として基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成する。なお、蓄電池 40 の放電あるいは充電のみを考慮する。

[0178] 基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性の生成が完了すると、制御パラメータ生成回路 13 は

、運転計画作成回路14により生成された、対象となる複数の電力変換装置41の電力目標値の合計値を算出する。そして、制御パラメータ生成回路13は、複数の電力変換装置41を1台の電力変換装置とみなし、蓄電池40の充放電が切り替わる周波数（切替周波数）を算出する。具体的には、実施の形態1では、電力目標値が正值（放電）であった場合、基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性において、 $\Delta P = -$ （電力目標値の合計値）となる差分周波数 ΔF を、切替周波数として算出する。以下の説明では、算出された差分周波数 ΔF を「切替周波数 ΔF_0 」とも称する。

[0179] 次に、制御パラメータ生成回路13は、運転計画作成回路14から通知される各電力変換装置41の電力目標値、および切替周波数 ΔF_0 およびインバータ容量に基づいて、 $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成する。実施の形態1では、制御パラメータ生成回路13は、 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きを示すデータおよび電力目標値を電力変換装置41に通知する。制御パラメータ生成回路88（図11）は、通知された情報に基づいて、仮想同期発電機制御回路83内の各種制御パラメータを生成する。

[0180] また、制御パラメータ生成回路13は、 $\Delta P / \Delta F$ 特性に与える不感帯幅を算出する。不感帯幅の生成方法の詳細は後述する。例えば、簡易的に実施する場合には、不感帯幅を、 ΔF_{max} の5%程度の幅に設定することができる。あるいは、不感帯幅を、各蓄電池40のSOCあるいはインバータ容量に応じて変化させてもよい。蓄電池40のSOCに応じて不感帯幅を変化させる手法として、例えば、放電モード時には、SOCが20%未満の蓄電池40の放電電力を絞るために、この蓄電池40の不感帯幅を他の蓄電池40の不感帯幅と比較して狭くする。これにより、低SOCの蓄電池40をいち早く充電モードに移行させることができる。一方、充電モード時には、SOCが80%を超えている蓄電池40の充電電力を絞るために、この蓄電池40の不感帯幅を他の蓄電池40の不感帯幅と比較して狭くする。これにより、高SOCの蓄電池をいち早く放電モードに移行させることができる。

[0181] 図24A～図24C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41の $\Delta P / \Delta F$ 特性の一例を示す図である。各 $\Delta P / \Delta F$ 特性には不感帯が設けられている。

[0182] 図24Aは、CEMS31から通知される電力目標値 P_{ref} が正值（放電）であった場合の $\Delta P / \Delta F$ 特性である。図24Aに示すように、 $\Delta P = -P_{ref}$ になった時点、すなわち、 $\Delta F = \Delta F_0$ になった時点で、 ΔP 値を固定する。 ΔF_0 は切替周波数であるため、第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”にする。系統電圧の ΔF が不感帯を超えるまで、第2のDC/AC変換器408の出力は“ゼロ”となる。そして、 ΔF が不感帯の上限周波数を超えると、放電モードから充電モードに移行し、対応する蓄電池40を充電するように第2のDC/AC変換器408が制御される。なお、系統電圧の ΔF が、不感帯の上限周波数を超えるまでに切替周波数 ΔF_0 以下になった場合には、再び放電モードで第2のDC/AC変換器408を制御する。

[0183] 一方、充電モードから放電モードへの復帰時には、 ΔF が不感帯の上限周波数以下になると、第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”に固定する。そして、 ΔF が不感帯の下限周波数（切替周波数 ΔF_0 ）を下回ると、第2のDC/AC変換器408を放電モードに移行させる。なお、 ΔF が不感帯の下限周波数（切替周波数 ΔF_0 ）を下回るまでに不感帯の上限周波数以上になった場合には、再び充電モードで第2のDC/AC変換器408を制御する。

[0184] 図24Bは、CEMS31から通知される電力目標値 P_{ref} が負値（充電）であった場合の $\Delta P / \Delta F$ 特性である。図24Bでは、 $\Delta P = P_{ref}$ になった時点、すなわち、 $\Delta F = \Delta F_0$ になった時点で、 ΔP 値を固定する。 ΔF_0 は切替周波数であるため、第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”にする。系統電圧の ΔF が不感帯を超えるまで、第2のDC/AC変換器408の出力は“ゼロ”となる。そして、 ΔF が不感帯の下限周波数を超えると、充電モードから放電モードに移行し、対応する蓄電池40を放電するように第2のDC/AC変換器408が制御される。なお、系統電圧

の ΔF が、不感帯の下限周波数を超えるまでに切替周波数 ΔF_0 を超えた場合には、再び充電モードで第2のDC/AC変換器408を制御する。

[0185] 一方、放電モードから充電モードへの復帰時には、 ΔF が不感帯の下限周波数以上になると、第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”に固定する。そして、 ΔF が不感帯の上限周波数（切替周波数 ΔF_0 ）を超えると、第2のDC/AC変換器408を充電モードに移行させる。なお、 ΔF が不感帯の上限周波数（切替周波数 ΔF_0 ）を超るまでに不感帯の下限周波数を下回った場合には、再び放電モードで第2のDC/AC変換器408を制御する。

[0186] 図24Cは、CEMS31から通知される電力目標値 P_{ref} がゼロであった場合の $\Delta P/\Delta F$ 特性である。図24Cでは、 $\Delta P=0$ を中心として不感帯を持たせている。

[0187] 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が系統に接続されている場合には、仮想同期発電機制御により各電力変換装置41に与えられる垂下特性（ $\Delta P/\Delta F$ 特性）に不感帯を持たせる。これにより、電圧計および電流計のセンサ誤差により、メガソーラー26の発電電力と負荷の消費電力がバランスしているにもかかわらず、図22（B）に示すように、蓄電池40bの放電電力によって蓄電池40aが充電されることを防ぐことができる。これにより、不必要な蓄電池40a、40b間の電力の遣り取りによる電力ロスの発生および蓄電池の劣化の進行を抑制することができる。

[0188] なお、実施の形態1では、 $\Delta P/\Delta F$ 特性を以下の手順で生成する方法について説明した。すなわち、最初に、電力目標値を生成する対象となる複数の電力変換装置41を1台の電力変換装置とみなして、基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性を生成する。次に、生成した基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性と、上記複数の電力変換装置41の電力目標値の合計値とを用いて、充放電が切り替わる周波数（切替周波数 ΔF_0 ）を算出する。最後に、算出した切替周波数 ΔF_0 および各電力変換装置41の電力目標値を用いて、各電力変換装置41の $\Delta P/\Delta F$ 特

性を生成する。

[0189] ただし、 $\Delta P / \Delta F$ 特性の生成方法は、これに限るものではない。例えば、複数の電力変換装置41を放電モードで動作させる場合には、SOCが最も小さい蓄電池40に対応する電力変換装置41の $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成する。そして、生成した $\Delta P / \Delta F$ 特性から切替周波数 ΔF_0 を算出し、他の蓄電池40に対応する電力変換装置41において $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成する際の切替周波数 ΔF_0 として使用する。

[0190] あるいは、複数の電力変換装置41を充電モードで動作させる場合には、SOCが最も大きい蓄電池40に対応する電力変換装置41の $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成する。そして、生成した $\Delta P / \Delta F$ 特性から切替周波数 ΔF_0 を算出し、他の蓄電池40に対応する電力変換装置41において $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成する際の切替周波数 ΔF_0 として使用する。

[0191] このように $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成することにより、放電モード時にはSOCが最も小さい蓄電池40に合わせて $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成でき、充電モード時にはSOCが最も大きい蓄電池40に合わせて $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成することができる。

[0192] (電力変換装置の動作)

次に、図1から図38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。

[0193] 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。

[0194] 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SVR23が直列に接続されている。

[0195] 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回路83（図11）を動作させることにより

、メガソーラー26の発電電力を平滑化させることができる。

[0196] 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40a～40c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。

[0197] 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40a～40c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。図25は、図1に示したCEMS31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25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、DSO21は、CEMS31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。CEMS31は、DSO21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DSO21に送信する。

[0200] 計測データを受信すると、DSO21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CEMS31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。DSO21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] CEMS31は、DSO21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 41 a ~ 41 c 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生成するために必要な情報を作成する。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生成に必要な情報の作成方法については後述する。

[0204] 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の作成が完了すると、CEMS 31 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の生成に必要な情報を通知して、第 1 の処理を終了する。

[0205] 続いて CEMS 31 は、第 2 の処理（5 分周期処理）を実施する。CEMS 31 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。CEMS 31 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、CEMS 31 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。

[0206] （CEMS 31 の動作）

次に、図 26 を用いて CEMS 31 の詳細な動作を説明する。

[0207] 図 26 は、図 1 に示した CEMS 31 の制御処理を示すフローチャートである。図 26 に示すように、処理が開始されると、CEMS 31 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。

[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27は、蓄電池40の運転計画を作成する処理（図27のS05）を示すフローチャートである。

[0210] 図27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。

[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、蓄電池運転計画作成回路141を経由して、消費電力予測回路143に対し、需要家の消費電力を予測するように指示する。

[0213] 消費電力予測回路143は、第2の管理回路146からの指示を受けると、消費電力予測回路143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24時間後までの24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、30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。

[0214] S052にて需要家の消費電力量を予測すると、CEMS31は、S053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143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141は、発電電力予測回路142によるメガソーラー26の発電電力量の予測結果、消費電力予測回路143による需要家の消費電力量の予測結果、およびDSO21から通知された運転計画（30分毎の電力供給計画）に基づいて、蓄電池40a~40cの30分毎の充放電電力量の合計値を算出する。

[0215] S053にて需要計画を作成すると、CEMS31は、S054により、蓄電池40a~40c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141は、通信回路11を介して記憶回路12に収集された蓄電池40a~40cのSOC情報および蓄電池容量に基づいて、各蓄電池40の30分毎の充放電電力を案分する。

- [0216] 実施の形態1では、24時間分の蓄電池40の運転計画を作成する際、CEMS31は、蓄電池40a~40cのSOCが同時にゼロとなる、あるいは、蓄電池40a~40c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40の充放電電力を策定する。
- [0217] これは、以下の理由による。例えば、メガソーラー26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26の発電電力が10MWから4MWに低下した場合を想定する。なお、電力変換装置41a~41cの静止型インバータの容量をそれぞれ8MW、4MW、2MWとする。
- [0218] ここで、蓄電池40aのSOC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40b、40cから1MW、0.5MWをそれぞれ放電するように、電力変換装置41b、41c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26の発電電力が6MW減少した場合、蓄電池40b、40cの放電電力は、仮想同期発電機制御によって、それぞれ3MW、1.5MWを追加で出力することしかできないため、不足分の6MWを補償することができない。
- [0219] 一方、蓄電池40a~40cが動作していた場合には、最大14MW(=8MW+4MW+2MW)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、CEMS31において蓄電池40の運転計画(充放電計画)を作成する場合には、蓄電池40a~40cがほぼ同時にSOC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。
- [0220] S054にて蓄電池40a~40cの充放電電力(電力目標値)を策定すると、CEMS31は、S055により、全ての蓄電池40a~40c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40a~40cについて情報の生成が終了していない場合(S055にてNO)、CEMS31は、S056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。
- [0221] 図28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27のS056）を示すフローチャートである。図28に示す処理は、CEMS31内の制御パラメータ生成回路13（図5）により実行される。

[0222] 図28に示すように、処理が開始されると、制御回路136（図5）は、S0561により、図27のS054にて蓄電池運転計画作成回路141により生成された、次の30分間の蓄電池40の電力目標値、電力変換装置41内の第2のDC/AC変換器408（静止型インバータ）の容量、および配電系統24に関する情報を収集する。なお、配電系統24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83（図11）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60Hz） $+\Delta F_{max}$ であり、系統周波数の下限値は $F_{ref}-\Delta F_{max}$ である。

[0223] S0561において情報収集が完了すると、S0562により、基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性算出回路131は、電力変換装置41ごとに基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性を算出する。以下、基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性について説明する。

[0224] 仮想同期発電機制御を実装した電力変換装置41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 $\Delta P/\Delta F$ 特性を算出する。なお、実施の形態1では、電力変換装置41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。

[0225] 具体的には、基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性算出回路131（図5）は、図24A～図24Cに示すように、蓄電池40の放電時には、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放電したときの系統周波数が下限周波数と等しくなり（図24A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系統周波数が上限周波数と等しくなるように（図24Aでは $\Delta F=\Delta F_{max}$ ）、基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性を決定する。なお、電力目標値は放電の場合を正とし、充電の場合

合を負とする。

[0226] 同様に、蓄電池40の充電時には、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系統周波数が上限周波数となり（図24Bでは $\Delta F = \Delta F_{max}$ ）、かつ、静止型インバータの充電電力がゼロのときの系統周波数が下限周波数と等しくなるように（図24Bでは $\Delta F = -\Delta F_{max}$ ）、基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性を決定する。以下、放電を扱う場合は放電モードと記すとともに、充電を扱う場合は充電モードと記す。

[0227] また、蓄電池40の充放電時（以下、充放電モードと記す）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系統周波数が下限周波数と等しくなり（図24Cでは $\Delta F = -\Delta F_{max}$ ）、かつ、静止型インバータが最大電力を充電したときの系統周波数が上限周波数と等しくなるように（図24Cでは $\Delta F = \Delta F_{max}$ ）、基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性を決定する。

[0228] 図29は、基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成する処理（図28のS0562）を示すフローチャートである。

[0229] 図29に示すように、処理を開始すると、S05621により、基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性算出回路131（図5）は、制御回路136から、電力目標値を生成する対象となる複数の静止型インバータの容量情報（ C_{inv} ）を収集し、収集した複数の静止型インバータの容量 C_{inv} の和（ $=\sum(C_{inv})$ ）を算出する。

[0230] 静止型インバータの容量の和（ $\sum(C_{inv})$ ）を算出すると、S05622により、基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性算出回路131は、系統情報（ ΔF_{max} ）を収集する。次に、基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性算出回路131は、S05623により、 $\sum(C_{inv})$ および ΔF_{max} を用いて、基準 $\Delta P / \Delta F$ 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 $\Delta P / \Delta F$ 特性算出回路131は、基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きを、 $-\Delta F_m$

$a \times / (\sum (C_{inv}) \times 0.5)$ 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 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きを、 $-\Delta F_{max} / \sum (C_{inv})$ とする。

[0232] 次に、基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性算出回路 131 は、S0564 により、充放電の切り替え時における不感帯幅を生成する。具体的には、基準 $\Delta P / \Delta F$ 算出回路 131 は、運転計画作成回路 14 から出力される、複数の電力変換装置 41 の電力目標値の合計値を算出し、算出した電力目標値の合計値と基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性とを用いて、充放電が切り替わる周波数（切替周波数） ΔF_0 を算出する。

[0233] 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 $\Delta P / \Delta F$ 特性を採用するかについては、図 27 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、充放電モードが採用される。一方、充放電電力が予め定められた値以上である場合には、放電モードが採用され、充放電電力が負値であって、その絶対値が予め定められた値以上である場合には、充電モードが採用される。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。

[0234] 図 28 に戻って、S0562 において基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性が算出されると、S0563 により、 $\Delta P / \Delta F$ 特性算出回路 132（図 5）は、 $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成する。具体的には、基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性算出回路 131 は、生成した基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾き、および切替周波数 ΔF_0 を、制御回路 136 および $\Delta P / \Delta F$ 特性算出回路 132 に出力する。 $\Delta P / \Delta F$ 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、 $\Delta P / \Delta F$ 特性を算出する。図 30 は、 $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成する処理（図 28 の S0563）を示すフローチャートである。図 30 に示すように、処理を開始すると、 $\Delta P / \Delta F$ 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_{ref} を収集する。 $\Delta P / \Delta F$ 特性算出回路 1

32は、S05632により、収集した電力目標値 P_{ref} の大きさが静止型インバータ容量 C_{inv} を超えていないかを判定する。

[0235] 電力目標値 P_{ref} の大きさが静止型インバータ容量 C_{inv} を超えている電力変換装置41については（S05632にてNO）、 $\Delta P/\Delta F$ 特性算出回路132は、S05633にて、リミッタにより電力目標値 P_{ref} を静止型インバータ容量 C_{inv} に制限する。

[0236] $\Delta P/\Delta F$ 特性算出回路132は、S05634により、電力目標値 P_{ref} を用いて $\Delta P/\Delta F$ 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、 $\Delta P/\Delta F$ 特性の傾きを、 $-P_{ref}/\Delta F_0$ 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 $\Delta P/\Delta F$ 特性、すなわち図28のS0562で求めた基準 $\Delta P/\Delta F$ 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、 $\Delta P/\Delta F$ 特性の傾き、切替周波数 ΔF_0 、系統情報（ $\pm\Delta F_{max}$ 等）、および電力目標値 P_{ref} を使用する場合について説明する。

[0237] $\Delta P/\Delta F$ 特性を生成すると、図28のS0564により、制御パラメータ生成回路13は、充放電切り替え時の不感帯幅を生成する。図31は、不感帯幅を生成する処理（図28のS0564）を示すフローチャートである。図31に示すように、制御パラメータ生成回路13は、S05641にて蓄電池40のSOC情報を取得し、S05642にて $\Delta P/\Delta F$ 特性の傾きを取得すると、S05643により、差分周波数 ΔF の最大値（ ΔF_{max} ）を算出する。なお、放電モードでは、 ΔP_{max} は $\Delta P/\Delta F$ 特性において $-\Delta F_{max}$ に対応する ΔP 値に相当し、充電モードでは、 ΔP_{max} は ΔF_{max} に対応する ΔP 値に相当する。

[0238] S05643にて ΔF_{max} を取得すると、制御パラメータ生成回路13は、S05644により、収集した蓄電池40のSOCが、予め定められた

上限値S1を超えているかを確認する。実施の形態1では、蓄電池40としてリチウムイオン電池を使用するものとする。リチウムイオン電池は、過充電または過放電によって劣化の進行が加速し、故障に至る。よって、実施の形態1では、蓄電池40のSOCに対して上限値S1および下限値S2を設定する。例えば、S1を80%に設定し、S2を10%に設定する。充電モード時において、SOCがS1(80%)を超えている場合には、充電電力を絞り込むために、他の蓄電池40と比較して不感帯幅を狭くすることで、いち早く放電モードに移行できるようにする。一方、放電モード時において、SOCがS2(10%)未満である場合には、放電電力を絞り込むために、他の蓄電池40と比較して不感帯幅を狭くすることにより、いち早く充電モードに移行できるようにする。

[0239] SOC > S1の場合(S05644にてYES)、制御パラメータ生成回路13は、S05645に進み、電力目標値が0より大きいか、すなわち、放電モードであるかを確認する。電力目標値が0より大きい場合、すなわち放電モードである場合(S05645にてYES)、制御パラメータ生成回路13は、S05646により、不感帯幅を $\Delta F_{max} \times 0.1$ に設定する。一方、電力目標値が0以下である場合、すなわち充電モードである場合(S05645にてNO)には、制御パラメータ生成回路13は、S05647により、不感帯幅を $\Delta F_{max} \times 0.05$ に設定する。

[0240] SOC ≤ S1の場合(S05644にてNO)には、制御パラメータ生成回路13は、S05648により、SOCが下限値S2(10%)未満であるかを確認する。SOC < S2の場合(S05648にてYES)、制御パラメータ生成回路13は、S05649に進み、電力目標値が0未満であるか、すなわち、充電モードであるかを確認する。電力目標値が0未満である場合、すなわち充電モードである場合(S05649にてYES)、制御パラメータ生成回路13は、S05650により、不感帯幅を $\Delta F_{max} \times 0.1$ に設定する。一方、電力目標値が0以上である場合、すなわち放電モードである場合(S05649にてNO)、制御パラメータ生成回路13は、

S05651により、不感帯幅を $\Delta F_{max} \times 0.05$ に設定する。

[0241] なお、簡易的に実施する場合には、不感帯幅をSOCによらず、 ΔF_{max} の5%程度に設定する構成としてもよい。また、不感帯幅を、各蓄電池40のSOCあるいは、対応する電力変換装置41のインバータ容量に応じて変更してもよいことは言うまでもない。

[0242] 図27に戻って、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として、充放電切り替え時の不感帯幅の生成(S0564)が終了すると、制御パラメータ生成回路13は、S055に戻り、配電系統24に接続されている全ての蓄電池40に対応す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が完了したか否かを確認する。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が算出される。全ての電力変換装置41について当該情報の算出が完了すると(S055にてYES)、制御パラメータ生成回路13は、蓄電池40の運転計画を作成する処理(図26のS05)を終了する。

[0243] なお、図29に示した基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きおよび切替周波数 ΔF_0 を生成する処理については、各電力変換装置41の制御パラメータを変更する際、最初の電力変換装置41に対して実行し、他の電力変換装置41は、算出した結果をそのまま最後の電力変換装置41に対する傾き等の生成が完了するまで使用してもよい。

[0244] 図26のS05により、蓄電池40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141(図4)は、作成した運転計画(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(図4)に通知する。第1の管理回路145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15(図3)に通知する。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送信データ生成回路15に通知する。

[0245] 送信データ生成回路15は、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（不感帯幅情報を含む）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11（図3）に出力する。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。

[0246] 図26のS10において、全ての電力変換装置41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、S11において、CEMS31を停止させるかを確認する。CEMS31を停止させる場合（S11にてYES）、処理を終了する。一方、CEMS31を停止させない場合（S11にてNO）、処理はS01に戻る。

[0247] これに対して、図26のS04にてDSO21から運転計画（電力供給計画）を受信していない場合（S04にてNO）、CEMS31は、S06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、CEMS31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（S06にてNO）、処理はS01に戻る。一方、計測データの収集時刻が到来した場合（S06にてYES）、CEMS31は、S07により計測データを収集する。実施の形態1では、CEMS31は、電力変換装置41a~41cの各々から、5分間の蓄電池40の充放電電力量、現在の充放電電力およびSOC情報を、計測データとして収集する。

[0248] S07にて計測データを収集すると、CEMS31は、S08により、蓄電池40の運転計画の修正が必要であるか否かを確認する。S07では、CEMS31は、複数の蓄電池40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、CEMS31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40のSOCが予め定められている許容範囲（例えば5%~90%）を超えているかを確認する。複数の蓄電池40のうちのいずれか1つの蓄電池40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SOCが許容範囲を超えている場合には、CEMS31は、全ての蓄電池40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SOCが許容範囲を超えている蓄電池40の運転計画を見直すようにしてもよい。

[0249] CEMS31は、上記の要領で蓄電池40の運転計画の修正が必要かを確認し、蓄電池40の運転計画の修正が不要と判断した場合（S08にてNO）、S01に戻り処理を継続する。一方、蓄電池40の運転計画の修正が必要と判断した場合（S08にてYES）、CEMS31は、S09に進み、全ての蓄電池40の運転計画を修正する。

[0250] 図32は、蓄電池40の運転計画を修正する処理（図26のS09）を示すフローチャートである。図32に示す処理は、CEMS31内の運転計画作成回路14（図3）により実行される。

[0251] 図32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。

[0252] 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。

[0253] 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の放電電力が電力目標値の2倍となっている場合を想定する。

[0254] 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。

[0255] 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

内がない場合、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。

[0256] 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電池を使用した場合、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ある。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。

[0257] 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。

[0258] S093では、図27のS054と同様に、各電力変換装置41の現在の充放電電力および蓄電池40のSOC情報に基づいて、各蓄電池40の充放電電力を案分する。なお、上述した運転計画の作成（S05）では、電力目標値を使用した。なお、運転計画の修正（S09）では、実測した充放電電力を電力目標値として、運転計画を修正する。よって、説明を省略するが、後述するS095の処理（制御パラメータの生成に必要な情報の生成）では、図27のS056と同様の処理が行なわれるが、使用するパラメータが異なる。図27のS056では、運転計画作成回路14（図3）で生成された電力目標値を使用するのに対し、図32のS095では、電力目標値の代わりに

、実測した充放電電力値を使用する。なお、5分周期で収集したデータ（実測値）に基づいて、再度、運転計画作成回路14にて運転計画（電力目標値）を生成し、生成した運転計画を用いて運転計画を修正しても同様の効果を奏することができる。

[0259] S093にて各蓄電池40の充放電電力の案分が終了すると、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、上述した使用するパラメータの違いを除いて、蓄電池40の運転計画の作成処理（図27のS056）で用いた生成方法と同様であるため説明を省略する。

[0260] 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。

[0261] 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。

[0262] 図26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。

[0263] 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（電力目標値）および制御パラメータ（不感帯幅情報を含む）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。

[0264] 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。

[0265] 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26のS10）。

[0266] 図26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。

[0267] 以上説明したように、実施の形態1では、複数の電力変換装置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、蓄電池40の電池容量およびSOC、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、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ように構成される。上記構成では、蓄電池40および電力変換装置41に関する情報を用いて、各蓄電池40の充放電が切り替わる切替周波数 ΔF_0 が算出され、かつ、算出された切替周波数 ΔF_0 に基づいて $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きが生成される。そして、各蓄電池40のSOCおよび電力目標値に基づいて、各電力変換装置41の $\Delta P /$

ΔF 特性に付与する不感帯幅が算出される。

[0268] このような構成とすることにより、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に、仮想同期発電機制御によって各電力変換装置41に与えられる垂下特性 ($\Delta P / \Delta F$ 特性)における切替周波数 ΔF_0 に不感帯を持たせることができる。その結果、電圧計および電流計のセンサ誤差に起因して、メガソーラー26の発電電力と負荷の消費電力とはバランスしているにもかかわらず、図22(B)に示すように、蓄電池40bの放電電力が蓄電池40aに充電されることを防ぐことができる。これにより、不必要な蓄電池40a, 40b間の電力の遣り取りを抑制することができるため、充放電による電力ロスの発生および蓄電池40の劣化の進行を抑制することができる。

[0269] なお、実施の形態1では、電力変換装置41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の生成に必要な情報を生成するときに、静止型インバータの容量および電力目標値を用い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の静止型インバータの容量に対して蓄電池40aの電池容量が2倍、電力変換装置41bの静止型インバータの容量に対して蓄電池40bの電池容量が3倍であるなど、複数の蓄電池40間で静止型インバータ容量と電池容量との比が異なる場合には、当該容量比を考慮し、運転計画(電力目標値)を生成する構成としてもよい。あるいは、仮想同期発電機制御の制御パラメータを生成する際に、上記容量比を考慮する構成としても同様の効果を得ることができる。

[0270] (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37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。

[0271] [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。

[0272] 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。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。

[0273] 図6に示すように、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。

[0274] 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210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。

[0275] 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、第1の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。

[0276] 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に供給される電力を、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。

[0277] 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、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。

[0278] 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。

[0279] 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。

[0280] 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。

[0281] 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。

[0282] 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。

- [0283] 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。
- [0284] 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。
- [0285] 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。
- [0286] 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、電流指令値に変換される。
- [0287] 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。
- [0288] 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。

[0289] 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。

[0290] 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。

[0291] 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。

[0292] 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。

[0293] 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。

[0294] [電力変換装置41の動作]

次に、図7から図37を用いて、蓄電池用の電力変換装置41の動作を説

明する。

[0295] 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は、直流母線405の電圧が一定値になるように第2のDC/DC変換器403を制御する。以下、図10を用いて第3の制御回路404の動作を説明する。

[0296] 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。

[0297] 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。

[0298] 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。

[0299] 次に、第4の制御回路409（図11）の動作を説明する。図33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。図33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（SOCなど）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。

[0300] 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。

[0301] 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33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。

[0302] 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。

[0303] 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、第8の制御回路87および不感帯期間検出回路90に出力される。

[0304] 図33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、S220により、第2のDC/DC変換器403を制御する。

- [0305] 以下、図10および図34を用いて、第2のDC/DC変換器403の制御について説明する。
- [0306] 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。よって、直流母線405の電圧は第2のDC/DC変換器403によって管理される。図34は、第2のDC/DC変換器403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。
- [0307] 第3の制御回路404は、S2201により、電圧計406により検出される直流母線405の電圧および、電流計407により検出される電流に基づいて、充放電電力値を算出する。S2202では、第7の制御回路74は、第8の制御回路87（図11）から不感帯フラグが通知されているか（不感帯フラグがセットされているか）を確認する。不感帯フラグが設定されていない場合（S2202にてNO）、第3の制御回路404は、S2203により、S2201で取得した蓄電池40の充放電電力値が所定範囲内であることを確認する。所定範囲は充電電力値がほぼゼロとなる範囲に設定されている。なお、充放電電力値は、電圧計401および電流計402の出力を乗算することによって算出することもできる。
- [0308] 充放電電力値が所定範囲内でない場合、すなわち、充放電電力値がほぼゼロでない場合（S2203にてNO）、第3の制御回路404は、通常の充放電指令値を生成する。一方、充放電電力値が所定範囲内にある場合（S2203にてYES）、第3の制御回路404は、S2205により、不感帯期間（不感帯期間の開始）を検出したと判断し、第8の制御回路87（図11）にその旨を通知する。
- [0309] 不感帯フラグがセットされている場合（S2202にてYES）または、S2205にて不感帯期間が検出されると、S2206により、第7の制御回路74は、現在の動作モードを固定する。具体的には、現在の動作モードが充電モードであれば充電モードが維持され、放電モードであれば放電モー

ドが維持される。次に、S 2 2 0 7により、第7の制御回路74は、充放電電力指令値をゼロに設定して第2のDC/DC変換器403に出力し、第2のDC/DC変換器403の制御処理を終了する。

[0310] 図33に戻って、S 2 0 4により、第4の制御回路409は、第2のDC/AC変換器408を制御する。以下、図11および図35を用いて、第2のDC/AC変換器408の制御について説明する。

[0311] 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。

[0312] 図35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。

[0313] 図35に示すように、S 2 0 2 1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、S 2 0 2 2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（S 2 0 2 3にてYES）、実効電力算出回路82は、S 2 0 2 4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、S 2 0 2 5により積分値をゼロに初期化する。

[0314] S 2 0 2 5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（S 2 0 2 3にてNO）、S 2 0 2 6により、不感帯期間検出回路90は、不感帯期間を検出する。具体的には、不感帯期間検出回路90は、第7の制御回路74から出力される不感帯検出情報および交流周波数検出回路81により検出された系統周波数情報に基づいて、不感帯期間を検出する。なお、不感帯検出情報は、蓄電池40の充放電電力がほぼゼ

口であるという情報を含む。

[0315] 図35に戻って、S2026にて不感帯期間が検出されると、S2027により、第8の制御回路87は、不感帯フラグがセットされているかを確認する。不感帯フラグがセットされていない場合（S2027にてNO）、第8の制御回路87は、S2028により、第7の制御回路74から不感帯検出情報が通知されたかを確認する。実施の形態1では、不感帯の開始は、系統周波数の検出結果ではなく、蓄電池40の充放電電力の絶対値が所定値以下になったか否かに基づいて検出される。交流周波数検出回路81により出力される系統周波数の検出結果に基づいて不感帯の開始を検出してもよいが、実施の形態1では、複数の蓄電池40間の充放電のキャッチボールを避けるため、蓄電池40の充放電電力に基づいて不感帯の開始を検出する。このように構成することにより、電圧計および電流計がセンサ誤差を有する場合においても、確実に充放電の切り替えを検出することができる。

[0316] S2028において第7の制御回路74から不感帯検出情報が通知されていた場合（SS2028にてYES）、S2029により、不感帯期間検出回路90は、不感帯フラグをセットする。一方、不感帯フラグがセットされている場合（S2027にてYES）、第8の制御回路87は、S2031により、不感帯期間の終了を検出したかを確認する。不感帯期間の終了を検出すると（S2031にてYES）、第8の制御回路87は、S2032により、不感帯フラグをリセットする。第7の制御回路74から不感帯検出情報が通知されていない場合（S2028にてNO）、不感帯期間の終了が検出されない場合（S2031にてNO）、あるいは、不感帯フラグをセット（S2029）または不感帯フラグをリセット（S2032）した場合、第4の制御回路409は、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。

[0317] 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 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。

[0318] 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。

[0319] 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 P I 制御回路 853 に出力する。

[0320] 第 3 の P I 制御回路 853 は、入力された減算結果をゼロにするための P I 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。

[0321] 第 1 の電流制限回路 855 は、第 3 の P I 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、CEMS 31 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 $\Delta P / \Delta F$ 特性では、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、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 の電流容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。

[0322] 具体的には、第 1 の電流制限回路 855 は、第 2 の DC / AC 変換器 40

8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。

[0323] 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。

[0324] 図33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。

[0325] 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。

[0326] 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。

- [0327] 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（ $-1/Kgd$ ）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。
- [0328] なお、ガバナー制御回路833で使用する速度調整率 Kgd およびガバナー時定数 Tg 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。
- [0329] 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 Tg を用いて、一次遅れ系（ $1/(1+s \times Tg)$ ）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。
- [0330] 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。
- [0331] 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 $Pref$ とを加算する。なお、電力目標値 $Pref$ 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。
- [0332] 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。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。
- [0333] 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（ $2 \times \pi \times 60Hz$ ）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。

[0334] 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。

[0335] 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} (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。

[0336] 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。

[0337] 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。

[0338] 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。

[0339] 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。

[0340] なお、実施の形態1では、不感帯フラグがセットされている場合でも、ガバナ制御回路833および質点系演算回路837は通常動作を行なう。

[0341] 図33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。CEMS 31から送信要求を受けた場合（S 206にてYES）、第8の制御回路87（図11）は、S 207により、計測データを通信1/F 412（図7）を介してCEMS 31に通知する。

[0342] 一方、S 207にて計測データを通知した場合、または、CEMS 31からの送信要求がなかった場合（S 206にてNO）、第8の制御回路87は、S 208に進み、CEMS 31から制御情報を受信したかを確認する。

[0343] CEMS 31から制御情報を受信した場合（S 208にてYES）、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CEMS 31から制御情報を受信していない場合（S 208にてNO）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NO）、処理はS 201に戻る。

[0344] 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YES）、S 211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、S 212にて、ゼロクロス点検出フラグをリセットする。

[0345] 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、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、S 211にて取り込んだ情報に更新する。

[0346] 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、CEMS 31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NO）、処理をS 201に戻す。

[0347] 一方、受信フラグがセットされている場合には（S 214にてYES）、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Fre

f) 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。

[0348] 制御パラメータ生成回路 88 は、S 216 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_{gd} 、制動係数 D_g および慣性定数 M ）を生成する。図 36 は、制御パラメータを生成する処理（図 33 の S 216）を示すフローチャートである。実施の形態 1 では、CEMS 31 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、 $\Delta P / \Delta F$ 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、 $\Delta P / \Delta F$ 特性に加えて、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。

[0349] 図 36 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、S 2161 により、速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g 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 K_{gd} および制動係数 D_g を初期化する。

[0350] S 2161 にて速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g を初期化すると、制御パラメータ生成回路 88 は、S 2162 に進み、速度調整率 K_{gd} および制動係数 D_g を用いて $\Delta P / \Delta F$ 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。

[0351] 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 K_{gd} と系統周波数との関係を、制動係数 D_g ごとに対応するテーブルデータ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。

[0352] 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。

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。

[0353] S 2 1 6 2 では、セットされた速度調整率 $K_g d$ 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 8 3 7（図 1 4）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（例えば、インバータ容量 $\times 0.25$ ）で除算することにより、 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きを算出する。

[0354] S 2 1 6 2 にて $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きを算出すると、制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 1 6 3 により、算出された $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きと、図 2 8 の S 0 5 6 3（図 3 0）により生成した $\Delta P / \Delta F$ 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 8 8 は、これら 2 つの $\Delta P / \Delta F$ 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。

[0355] 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 8 8 は、2 つの $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きが一致していると判定し（S 2 1 6 3 にて YES）、処理を S 2 1 6 9 に進める。

[0356] 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 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きが一致しないと判定する（S 2 1 6 3 にて NO）。この場合、制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 1 6 4 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 8 8 は、現在の制動係数 D_g に所定値を加算する。

[0357] S 2 1 6 4 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 1 6 5 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 1 6 5 にて YES）、制御パラメータ生成回路 8 8 は、S 2 1 6 2 に戻り、変

更された制動係数 D_g を用いて $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きを算出する。

- [0358] 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 1 6 5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、S 2 1 6 6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。
- [0359] S 2 1 6 6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、S 2 1 6 7により、速度調整率 K_{gd} が予め定められた所定範囲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（S 2 1 6 7にてNO）、制御パラメータ生成回路88は、S 2 1 6 8に進み、適切な速度調整率 K_{gd} 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_{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。
- [0360] 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YES）、制御パラメータ生成回路88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 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きを算出する。制御パラメータ生成回路88は、S 2 1 6 2～S 2 1 6 7の処理を、S 2 1 6 3にてYESと判定されるまで、または、S 2 1 6 7にてNOと判定されるまで繰り返し実行する。
- [0361] 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。
- [0362] 実施の形態1では、図19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18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。
- [0363] 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88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833（図14）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837（図14）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837の時定数のみを制御する。質点系演算回路837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837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。

[0364] S2069により慣性定数 M が算出されると、制御パラメータ生成回路88は、S2170により、不感帯周波数を算出する。図37は、不感帯周波数を算出する処理（図36のS2170）を示すフローチャートである。

[0365] 図37に示すように、処理が開始されると、制御パラメータ生成回路88は、S21701により、電力目標値 P_{ref} を取得する。さらに制御パラメータ生成回路88は、S21702により、CEMS31から通知された不感帯幅情報を取得する。切替周波数算出回路89は、S21703により、制御パラメータ生成回路88から出力される $\Delta P/\Delta F$ 特性、および第8の制御回路87から通知される電力目標値 P_{ref} を用いて、蓄電池40の充放電が切り替わる切替周波数 ΔF_0 を算出する。具体的には、切替周波数算出回路89は、 $\Delta P/\Delta F$ 特性において、 $\Delta P = -P_{ref}$ となる ΔF を、切替周波数 ΔF_0 として算出する。

[0366] 切替周波数算出回路89は、S21703にて切替周波数 ΔF_0 を算出すると、S21704により、切替周波数 ΔF_0 およびS21702で取得した不感帯幅情報を用いて、不感帯の上限周波数および下限周波数を算出する。具体的には、 $\Delta P/\Delta F$ 特性の傾き $= -P_{ref}/\Delta F_0$ である。よって、切替周波数 ΔF_0 は、 $-P_{ref}/(\Delta P/\Delta F$ 特性の傾き)となる。

[0367] 電力目標値 P_{ref} が正值（放電）である場合、図24Aに示すように、

不感帯の下限周波数は $\Delta F 0 +$ 系統周波数に設定され、不感帯の上限周波数は $\Delta F 0 +$ 不感帯幅 $+$ 系統周波数に設定される。

[0368] 電力目標値 P_{ref} が負値（充電）である場合、図 24 B に示すように、不感帯の上限周波数は $\Delta F 0 +$ 系統周波数に設定され、不感帯の下限周波数は $\Delta F 0 -$ 不感帯幅 $+$ 系統周波数に設定される。

[0369] なお、電力指令値の絶対値が所定値以下である場合には、図 24 C に示すように、電力変換装置 41 は充放電モードとなり、不感帯の下限周波数は（ $-$ 不感帯幅） $/ 2$ に設定され、上限周波数は（不感帯幅） $/ 2$ に設定される。切替周波数算出回路 89 は、算出した不感帯の上限周波数および下限周波数を不感帯期間検出回路 90 に出力し、制御パラメータの生成処理を終了する。

[0370] 図 33 に戻って、S 216 にて仮想同期発電機制御用の制御パラメータ（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 88 は、その旨を第 8 の制御回路 87 に通知するとともに、算出した制御パラメータを第 8 の制御回路 87 に出力する。

[0371] 第 8 の制御回路 87 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 83 に当該制御パラメータを出力することにより、制御パラメータを更新する。制御パラメータの更新が完了すると、第 8 の制御回路 87 は、S 217 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 201 に戻す。

[0372] 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、負荷の消費電力の変動または日射量の変動によって創エネ機器の発電電力と負荷の消費電力がバランスした場合には、蓄電池等の分散電源への供給電力または分散電源からの供給電力をゼロにするように電力変換装置が制御される。これにより、電圧計および電流計のセンサ誤差に起因して、複数の分散電源間での不必要な充放電および充放電の繰り返しを抑制することができるため、不必要な充放電による電力ロスおよび蓄電池の劣化の進行を抑制することができる。

[0373] また、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系統に接続されている場合の $\Delta P / \Delta F$ 特性の作成方法として、最初に、電力目標値の生成の対象となる複数の電力変換装置41を1台の電力変換装置とみなして基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成し、生成した基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性および、複数の電力変換装置41の電力目標値の合計値を用いて、充放電が切り替わる切替周波数 ΔF_0 を算出する。次に、この切替周波数 ΔF_0 および電力目標値を用いて、各電力変換装置41の垂下特性（ $\Delta P / \Delta F$ 特性）を生成する。これによると、対象となる複数の電力変換装置41の間で、切替周波数 ΔF_0 を同じにした $\Delta P / \Delta F$ 特性を各電力変換装置41に与えることができる。そして、各電力変換装置41に与えられた $\Delta P / \Delta F$ 特性に不感帯を持たせることによって、需要家負荷の消費電力と創エネ機器の発電電力とがバランスしたときに、不感帯が与えられた $\Delta P / \Delta F$ 特性を用いて静止型インバータが制御される。これによると、電圧計および電流計がセンサ誤差を有する場合であっても、蓄電池等の分散電源間での不必要な充放電もしくは充放電の繰り返しを抑制することができる。この結果、不必要な充放電による電力ロスおよび蓄電池へのダメージを抑制することができる。

[0374] 実施の形態2.

実施の形態1では、CEMS31における、電力変換装置41に実装された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の生成方法、電力変換装置41における制御パラメータの生成方法、 $\Delta P / \Delta F$ 特性に与える不感帯の生成方法、ならびに、第2のDC/DC変換器403および第2のDC/AC変換器408の制御方法について説明した。

[0375] 実施の形態2では、 $\Delta P / \Delta F$ 特性に対する不感帯の与え方が、実施の形態1とは異なる。具体的には、実施の形態2では、 $\Delta P / \Delta F$ 特性に不感帯ではなく、ヒステリシスを与える方法について説明する。よって、実施の形態2は、第2のDC/DC変換器403および第2のDC/AC変換器408の一部の制御方法が実施の形態1と異なっており、分散電源システムの回

路構成等は実施の形態1と同じであるため、詳細な説明は省略する。

[0376] 図38A～図38Cは、実施の形態に2に係る電力変換装置41に与える $\Delta P/\Delta F$ 特性（垂下特性）の一例を示す図である。各図の $\Delta P/\Delta F$ 特性にはヒステリシスが与えられている。

[0377] 図38Aは、CEMS31から通知される電力目標値 P_{ref} が正值（放電）であった場合の $\Delta P/\Delta F$ 特性を示す図である。図38A中の実線は、蓄電池40が放電モードから充電モードに移行するときの $\Delta P/\Delta F$ 特性を示し、破線は、蓄電池40が充電モードから放電モードに移行するときの $\Delta P/\Delta F$ 特性を示している。

[0378] 実施の形態1（図24A）と同様に、第2のDC/AC変換器408が放電モードで動作していた場合、実線で示すように、 $\Delta P = -P_{ref}$ になった時点、すなわち、 $\Delta F = \Delta F_0$ になった時点で、 ΔP 値が固定される。 $\Delta F = \Delta F_0$ であるため、第2のDC/AC変換器408の出力は“ゼロ”とされる。これにより、蓄電池40も放電モードに固定される。系統電圧の ΔF がヒステリシス幅を超えるまで、第2のDC/AC変換器408は“ゼロ”を出力する。そして、 ΔF がヒステリシス幅を超えると、実施の形態1とは異なり、 ΔP 値は $\Delta P/\Delta F$ 特性が示す値に設定される。第2のDC/AC変換器408は充電モードで動作する。

[0379] 一方、第2のDC/AC変換器408が充電モードで動作していた場合、破線で示すように、 $\Delta P = -P_{ref}$ になった時点（ $\Delta F = \Delta F_0$ になった時点）で、 ΔP 値が固定される。 $\Delta F = \Delta F_0$ であるため、第2のDC/AC変換器408の出力は“ゼロ”とされる。これにより、蓄電池40も充電モードに固定される。系統電圧の ΔF がヒステリシス幅を下回るまで、第2のDC/AC変換器408は“ゼロ”を出力する。そして、 ΔF がヒステリシス幅を下回ると、実施の形態1とは異なり、 ΔP 値は $\Delta P/\Delta F$ 特性が示す値に設定される。第2のDC/AC変換器408は放電モードで動作する。

[0380] 図38Bは、CEMS31から通知される電力目標値 P_{ref} が負値（充

電)であった場合の $\Delta P / \Delta F$ 特性を示す図である。図38B中の実線は、蓄電池40が放電モードから充電モードに移行するときの $\Delta P / \Delta F$ 特性を示し、破線は、蓄電池40が充電モードから放電モードに移行するときの $\Delta P / \Delta F$ 特性を示している。

[0381] 実施の形態1(図24B)と同様に、第2のDC/AC変換器408が充電モードで動作していた場合、破線で示すように、 $\Delta P = P_{ref}$ になった時点、すなわち、 $\Delta F = \Delta F_0$ になった時点で、 ΔP 値が固定される。 $\Delta F = \Delta F_0$ であるため、第2のDC/AC変換器408の出力は“ゼロ”とされる。これにより、蓄電池40も充電モードに固定される。系統電圧の ΔF がヒステリシス幅を下回るまで、第2のDC/AC変換器408は“ゼロ”を出力する。そして、 ΔF がヒステリシス幅を下回ると、実施の形態1とは異なり、 ΔP 値は $\Delta P / \Delta F$ 特性が示す値に設定される。第2のDC/AC変換器408は放電モードで動作する。

[0382] 一方、第2のDC/AC変換器408が放電モードで動作していた場合、実線で示すように、 $\Delta P = P_{ref}$ になった時点($\Delta F = \Delta F_0$ になった時点)で、 ΔP 値が固定される。 $\Delta F = \Delta F_0$ であるため、第2のDC/AC変換器408の出力は“ゼロ”とされる。これにより、蓄電池40も放電モードに固定される。系統電圧の ΔF がヒステリシス幅を超えるまで、第2のDC/AC変換器408は“ゼロ”を出力する。そして、 ΔF がヒステリシス幅を超えると、実施の形態1とは異なり、 ΔP 値は $\Delta P / \Delta F$ 特性が示す値に設定される。第2のDC/AC変換器408は充電モードで動作する。

[0383] 図38Cは、CEMS31から通知される電力目標値 P_{ref} がゼロ(充放電モード)であった場合の $\Delta P / \Delta F$ 特性を示す図である。図38C中の実線は、蓄電池40が放電モードから充電モードに移行するときの $\Delta P / \Delta F$ 特性を示し、破線は、蓄電池40が充電モードから放電モードに移行するときの $\Delta P / \Delta F$ 特性を示している。

[0384] 実施の形態1(図24C)と同様に、第2のDC/AC変換器408が充電モードで動作していた場合、破線で示すように、 $\Delta P = 0 (P_{ref})$ に

なった時点、すなわち、 $\Delta F = \Delta F_0$ になった時点で、 ΔP 値が固定される。 $\Delta F = \Delta F_0$ であるため、第2のDC/AC変換器408の出力は“ゼロ”とされる。これにより、蓄電池40も充電モードに固定される。系統電圧の ΔF がヒステリシス幅を下回るまで、第2のDC/AC変換器408は“ゼロ”を出力する。そして、 ΔF がヒステリシス幅を下回ると、実施の形態1とは異なり、 ΔP 値は $\Delta P/\Delta F$ 特性が示す値に設定される。第2のDC/AC変換器408は放電モードで動作する。

[0385] 一方、第2のDC/AC変換器408が放電モードで動作していた場合、実線で示すように、 $\Delta P = 0$ (Pref)になった時点 ($\Delta F = \Delta F_0$ になった時点)で、 ΔP 値が固定される。 $\Delta F = \Delta F_0$ であるため、第2のDC/AC変換器408の出力は“ゼロ”とされる。これにより、蓄電池40も放電モードに固定される。系統電圧の ΔF がヒステリシス幅を超えるまで、第2のDC/AC変換器408は“ゼロ”を出力する。そして、 ΔF がヒステリシス幅を超えると、実施の形態1とは異なり、 ΔP 値は $\Delta P/\Delta F$ 特性が示す値に設定される。第2のDC/AC変換器408は充電モードで動作する。

[0386] 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が配電系統に接続されている場合、仮想同期発電機制御が電力変換装置41に与える垂下特性 ($\Delta P/\Delta F$ 特性) にヒステリシスを持たせることによって、センサ誤差の影響により、メガソーラー26の発電電力と負荷の消費電力とがバランスしているにもかかわらず、図22 (B) に示すように、蓄電池40bの放電電力が蓄電池40aに充電されること (充放電のキャッチボール (ハンチング動作) を含む) を防ぐことができる。これにより、不必要な蓄電池40a, 40b間の電力の遣り取りを抑制することができるため、充放電による電力ロスの発生および蓄電池の劣化の進行を抑えることができる。

[0387] なお、実施の形態2では、実施の形態1と同様に、 $\Delta P/\Delta F$ 特性の作成方法として、最初に、電力目標値の生成の対象となる複数の電力変換装置4

1を1台の電力変換装置とみなして基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性を生成し、生成した基準 $\Delta P/\Delta F$ 特性および、複数の電力変換装置41の電力目標値の合計値を用いて、充放電が切り替わる切替周波数 ΔF_0 を算出する。次に、この切替周波数 ΔF_0 および各電力変換装置41の電力目標値を用いて、各電力変換装置41の $\Delta P/\Delta F$ 特性を生成する。

[0388] ただし、 $\Delta P/\Delta F$ 特性の生成方法は、これに限るものではない。例えば、複数の電力変換装置41を放電モードで動作させる場合には、SOCが最も小さい蓄電池40に対応する電力変換装置41の $\Delta P/\Delta F$ 特性を生成する。そして、生成した $\Delta P/\Delta F$ 特性から切替周波数 ΔF_0 を算出し、他の蓄電池40に対応する電力変換装置41において $\Delta P/\Delta F$ 特性を生成する際の切替周波数 ΔF_0 として使用する。

[0389] あるいは、複数の電力変換装置41を充電モードで動作させる場合には、SOCが最も大きい蓄電池40に対応する電力変換装置41の $\Delta P/\Delta F$ 特性を生成する。そして、生成した $\Delta P/\Delta F$ 特性から切替周波数 ΔF_0 を算出し、他の蓄電池40に対応する電力変換装置41において $\Delta P/\Delta F$ 特性を生成する際の切替周波数 ΔF_0 として使用する。

[0390] このように $\Delta P/\Delta F$ 特性を生成することにより、放電モード時にはSOCが最も小さい蓄電池40に合わせて $\Delta P/\Delta F$ 特性を生成でき、充電モード時にはSOCが最も大きい蓄電池40に合わせて $\Delta P/\Delta F$ 特性を生成することができる。

[0391] 以下、図10から図16、図33、図36、図38から図41を用いて、実施の形態2に係る電力変換装置41の動作を説明する。なお、CEMS31の動作は実施の形態1におけるCEMS31の動作を同様であるため、説明は省略する。

[0392] 次に、第4の制御回路409（図7）の動作を説明する。図33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。図33に示すように、処理が開始されると、実施の形態1と同様に、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（SOCなど）を収集し、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。

[0393] 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。

[0394] S202にてゼロクロス点を検出すると（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、S220により、第2のDC/DC変換器403を制御する。

[0395] 以下、図10および図39を用いて、実施の形態2に係る電力変換装置41における第2のDC/DC変換器403の制御について説明する。

[0396] 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。よって、直流母線405の電圧は第2のDC/DC変換器403によって管理される。図39は、第2のDC/DC変換器403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。

[0397] 第3の制御回路404は、S2201により、電圧計406により検出される直流母線405の電圧および、電流計407により検出される電流に基づいて、充放電電力値を算出する。S2202では、第7の制御回路74は、第8の制御回路87（図11）から不感帯フラグが通知されているか（不感帯フラグがセットされているか）を確認する。不感帯フラグが設定されていない場合（S2202にてNO）、第3の制御回路404は、S2204により、通常の充放電指令値を生成する。一方、不感帯フラグがセットされている場合（S2202にてYES）には、S2206により、第7の制御

回路74は、現在の動作モードを固定する。具体的には、現在の動作モードが充電モードであれば充電モードが維持され、放電モードであれば放電モードが維持される。次に、S2207により、第7の制御回路74は、充放電電力指令値をゼロに設定して第2のDC/DC変換器403に出力し、第2のDC/DC変換器403の制御処理を終了する。

[0398] 図33に戻って、第2のDC/DC変換器403の制御処理を終了すると、S204により、第4の制御回路409は、第2のDC/AC変換器408を制御する。以下、図11および図40を用いて、実施の形態2における第2のDC/AC変換器408の制御について説明する。

[0399] 実施の形態1と同様に、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。

[0400] 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。

[0401] 図40に示すように、S2021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、S2022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（S2023にてYES）、実効電力算出回路82は、S2024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、S2025により積分値をゼロに初期化する。

[0402] S2025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（S2023にてNO）、S2033により、不感帯期間検出回路90は、不感帯期間を検出する。実施の形態2では、不感帯期

間検出回路90は、ヒステリシス期間を検出する。具体的には、不感帯期間検出回路90は、交流周波数検出回路81により検出された系統周波数情報、および切替周波数算出回路89により算出されたヒステリシスの上限周波数および下限周波数に基づいて、ヒステリシス期間を検出する。

[0403] 図41は、ヒステリシス期間の検出処理の詳細を説明するためのフローチャートである。処理が開始されると、不感帯期間検出回路90は、切替周波数算出回路89から出力される切替周波数 ΔF_0 、ヒステリシスの上限周波数および下限周波数、ならびに第2のDC/AC変換器408を電圧制御するとき使用する目標交流電圧の周波数情報に基づいて、ヒステリシス期間を検出する。なお、実施の形態2では、第2のDC/AC変換器408を電圧制御で動作させるときに使用する目標交流電圧の周波数情報に基づいて、ヒステリシス期間を検出する場合について説明するが、これに限るものではなく、例えば、実施の形態1と同様に、交流周波数検出回路81から出力される系統周波数の検出結果を用いて制御しても同様の効果を得ることができる。

[0404] 図41に示すように、処理が開始されると、不感帯期間検出回路90は、S20331により、仮想同期発電機制御回路83から出力される目標交流電圧の周波数情報を取得する。次に、不感帯期間検出回路90は、S20332により、すでにヒステリシスが検出されて不感帯フラグがセットされているかを確認する。不感帯フラグがセットされていない場合(S20332にてNO)、S20333により、目標交流電圧の周波数が蓄電池の切替周波数 ΔF_0 付近か(すなわち、ヒステリシスの周波数付近か)を確認する。実施の形態2では、電圧計410のサンプリング位相のばらつきなどの影響を考慮し、切替周波数 $\Delta F_0 \pm 0.01 \times \Delta F_{max}$ の範囲内に入った場合、ヒステリシス期間の開始を検出したものとして制御する。

[0405] 目標交流電圧の周波数が切替周波数 ΔF_0 付近である場合(S20333にてYES)、S20334により、ヒステリシス期間の開始を検出したとする。目標交流電圧の周波数が切替周波数 ΔF_0 付近でない場合(S203

33にてNO)、あるいはS20334にてヒステリシス期間の開始を検出した場合、ヒステリシス期間の検出処理を終了する。

[0406] 一方、不感帯フラグがセットされている場合(S20332にてYES)、不感帯期間検出回路90は、S20335により、蓄電池40が充電モードかを確認する。実施の形態2では、実施の形態1とは異なり、 $\Delta P/\Delta F$ 特性に不感帯ではなくヒステリシスを持たせている。よって、ヒステリシス期間終了の判定は、蓄電池40が充電モードであるか放電モードであるかによって異なる。図38A~図38Cを参照して、具体的なヒステリシスの終了条件の考え方を説明する。

[0407] 図38Aは、CEMS31から通知される電力目標値 P_{ref} が正值(放電)であった場合の $\Delta P/\Delta F$ 特性を示す。図38Aに示すように、第2のDC/AC変換器408が放電モードである場合には、 $\Delta P = -P_{ref}$ 付近となった時点($\Delta F = \Delta F_0$ 付近となった時点)において ΔP を固定して第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”とする。系統電圧の ΔF がヒステリシス幅(放電から充電に切り替わるときのヒステリシス幅)を超えるまで第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”とする。その際、不感帯フラグがセットされる。なお、 ΔF がヒステリシス幅内であるときに、メガソーラー26の発電電力が減少して系統に供給する電力が不足したことにより、 ΔF が減少して切替周波数 ΔF_0 を下回った場合には、不感帯フラグはリセットされ、電力変換装置41は放電モードで動作する。一方、 ΔF がヒステリシスの上限周波数を超えると、 ΔP を、CEMS31から通知された $\Delta P/\Delta F$ 特性が示す値に設定して、第2のDC/AC変換器408を充電モードで動作させる。

[0408] 同様に、第2のDC/AC変換器408が充電モードである場合には、 $\Delta P = -P_{ref}$ 付近となった時点($\Delta F = \Delta F_0$ 付近となった時点)において ΔP を固定して第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”とする。系統電圧の ΔF がヒステリシス幅(充電から放電に切り替わるときのヒステリシス幅)を下回るまで第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”と

する。その際、不感帯フラグがセットされる。なお、 ΔF がヒステリシス幅内であるときに、メガソーラー26の発電電力が増加して系統に供給する電力が過剰となったことにより、 ΔF が増加して切替周波数 ΔF_0 を上回った場合には、不感帯フラグはリセットされ、電力変換装置41は充電モードで動作する。一方、 ΔF がヒステリシスの下限周波数を下回ると、 ΔP を、CEMS31から通知された $\Delta P/\Delta F$ 特性が示す値に設定して、第2のDC/AC変換器408を放電モードで動作させる。

[0409] 図38Bは、CEMS31から通知される電力目標値 P_{ref} が負値（充電）であった場合の $\Delta P/\Delta F$ 特性を示す。図38Bに示すように、第2のDC/AC変換器408が充電モードである場合には、 $\Delta P = P_{ref}$ 付近となった時点（ $\Delta F = \Delta F_0$ 付近となった時点）において ΔP を固定して第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”とする。系統電圧の ΔF がヒステリシス幅（充電から放電に切り替わるときのヒステリシス幅）を下回るまで第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”とする。その際、不感帯フラグがセットされる。なお、 ΔF がヒステリシス幅内であるときに、メガソーラー26の発電電力が増加して系統に供給する電力が過剰となったことにより、 ΔF が増加して切替周波数 ΔF_0 を上回った場合には、不感帯フラグはリセットされ、電力変換装置41は充電モードで動作する。一方、 ΔF がヒステリシスの下限周波数を下回ると、 ΔP を、CEMS31から通知された $\Delta P/\Delta F$ 特性が示す値に設定して、第2のDC/AC変換器408を放電モードで動作させる。

[0410] 同様に、第2のDC/AC変換器408が放電モードである場合には、 $\Delta P = P_{ref}$ 付近となった時点（ $\Delta F = \Delta F_0$ 付近となった時点）において ΔP を固定して第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”とする。系統電圧の ΔF がヒステリシス幅（放電から充電に切り替わるときのヒステリシス幅）の上限周波数を上回るまで第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”とする。その際、不感帯フラグがセットされる。なお、 ΔF がヒステリシス幅内であるときに、メガソーラー26の発電電力が減少して系統に

供給する電力が不足したことにより、 ΔF が減少して切替周波数 ΔF_0 を下回った場合には、不感帯フラグはリセットされ、電力変換装置41は放電モードで動作する。一方、 ΔF がヒステリシスの上限周波数を上回ると、 ΔP を、CEMS31から通知された $\Delta P/\Delta F$ 特性が示す値に設定して、第2のDC/AC変換器408を充電モードで動作させる。

[0411] 図38Cは、CEMS31から通知される電力目標値がほぼゼロ（充放電モード）であった場合の $\Delta P/\Delta F$ 特性を示す。図38Cに示すように、第2のDC/AC変換器408が充電モードである場合には、 $\Delta P=0$ 付近となった時点（ $\Delta F=\Delta F_0=0$ 付近となった時点）において ΔP を固定して第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”とする。系統電圧の ΔF がヒステリシス幅（充電から放電に切り替わるときのヒステリシス幅）の下限周波数を下回るまで第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”とする。その際、不感帯フラグがセットされる。なお、 ΔF がヒステリシス幅内であるときに、メガソーラー26の発電電力が増加して系統に供給する電力が過剰となったことにより、 ΔF が増加して切替周波数 ΔF_0 を上回った場合には、不感帯フラグはリセットされ、電力変換装置41は充電モードで動作する。一方、 ΔF がヒステリシスの下限周波数を下回ると、 ΔP を、CEMS31から通知された $\Delta P/\Delta F$ 特性が示す値に設定して、第2のDC/AC変換器408を放電モードで動作させる。

[0412] 同様に、第2のDC/AC変換器408が放電モードである場合には、 $\Delta P=0$ 付近となった時点（ $\Delta F=\Delta F_0=0$ 付近となった時点）において ΔP を固定して第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”とする。系統電圧の ΔF がヒステリシス幅（放電から充電に切り替わるときのヒステリシス幅）の上限周波数を上回るまで第2のDC/AC変換器408の出力を“ゼロ”とする。その際、不感帯フラグがセットされる。なお、 ΔF がヒステリシス幅内であるときに、メガソーラー26の発電電力が減少して系統に供給する電力が不足したことにより、 ΔF が減少して切替周波数 ΔF_0 を下回った場合には、不感帯フラグはリセットされ、電力変換装置41は放電モー

ドで動作する。一方、 ΔF がヒステリシス幅の上限周波数を上回ると、 ΔP を、CEMS 31から通知された $\Delta P / \Delta F$ 特性が示す値に設定して、第2のDC/AC変換器408を充電モードで動作させる。

[0413] 図41に戻って、S20335にて蓄電池40が充電モードであった場合(S20355にてYES)、不感帯期間検出回路90は、S20336により、目標交流電圧の周波数がヒステリシスの下限周波数以下であることを確認する。目標交流電圧の周波数がヒステリシスの下限周波数以下である場合(S20336にてYES)、不感帯期間検出回路90は、S20337により、ヒステリシス期間の終了を検出したと判断して、処理を終了する。一方、目標交流電圧の周波数がヒステリシスの下限周波数より大きい場合(S20336にてNO)には、不感帯期間検出回路90は、S20338により、目標交流電圧の周波数がヒステリシスの上限周波数を上回ったかを確認する。目標交流電圧の周波数がヒステリシスの上限周波数を上回っている場合(S20338にてYES)、不感帯期間検出回路90は、S20339により、ヒステリシスの終了を検出したと判断して、処理を終了する。目標交流電圧の周波数がヒステリシスの上限周波数以下である場合(S20338にてNO)、不感帯期間検出回路90は、処理を終了する。

[0414] これに対して、蓄電池40が放電モードであった場合(S20335にてNO)、不感帯期間検出回路90は、S20340により、目標交流電圧の周波数がヒステリシスの上限周波数以上であることを確認する。目標交流電圧の周波数がヒステリシスの上限周波数以上である場合(S20340にてYES)、不感帯期間検出回路90は、S20341により、ヒステリシスの終了を検出したと判断して、処理を終了する。一方、目標交流電圧の周波数がヒステリシスの上限周波数より小さい場合(S20340にてNO)には、不感帯期間検出回路90は、S20342により、目標交流電圧の周波数がヒステリシスの下限周波数を下回ったかを確認する。目標交流電圧の周波数がヒステリシスの下限周波数を下回っている場合(S20342にてYES)、不感帯期間検出回路90は、S20343により、ヒステリシスの終

了を検出したと判断して、処理を終了する。目標交流電圧の周波数がヒステリシスの下限周波数以下である場合（S20342にてNO）、不感帯期間検出回路90は、処理を終了する。

[0415] 図40に戻って、ヒステリシス期間の検出処理（S2033）が終了すると、S2027により、第8の制御回路87は、不感帯フラグがセットされているかを確認する。不感帯フラグがセットされていない場合（S2027にてNO）、第8の制御回路87は、S2034により、ヒステリシスの開始が検出されたかを確認する。実施の形態2では、ヒステリシスの開始は、仮想同期発電機制御回路83から出力される目標交流電圧の周波数を用いて検出される。なお、交流周波数検出回路81から出力される周波数の検出結果、あるいは、実施の形態1と同様に、蓄電池40の充放電電力の絶対値が所定値以下になったか否かによって検出することもできる。

[0416] ヒステリシスの開始が検出されると（S2028にてYES）、不感帯期間検出回路90は、S2029により、図示しないレジスタにおいて、不感帯フラグをセットする。

[0417] 不感帯フラグがセットされている場合（S2027にてYES）、不感帯期間検出回路90は、S2031により、ヒステリシスの終了を検出したかを確認する。ヒステリシスの終了を検出していた場合（S2031にてYES）、不感帯期間検出回路90は、図示しないレジスタにおいて、不感帯フラグをリセットする。

[0418] ヒステリシスの開始が検出されない場合（S2028にてNO）またはヒステリシスの終了が検出されない場合（S2031）、あるいは、不感帯フラグをセット（S2029）または不感帯フラグをリセット（S2032）すると、S2030により、第4の制御回路409は、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、インバータ電圧制御回路85による制御指令値の生成は、実施の形態1で説明した処理と同様であるため説明は省略する。

[0419] 図33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、S 2 0 5により、仮想同期発電機制御回路8 3（図1 1）は、仮想同期発電機制御を実行する。実施の形態2では、実施の形態1と同様に、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。

[0420] 図1 4は、仮想同期発電機制御回路8 3の構成を示すブロック図である。第8の制御回路8 7（図1 1）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8 3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、実施の形態1と同様、ゼロクロス点において、インバータ電圧制御回路8 5内の第3の正弦波生成回路8 5 1（図1 3）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8 1により検出したゼロクロス点の周期となる。なお、仮想同期発電機制御回路8 3の動作は、実施の形態1で説明した動作と同じであるため説明を省略する。

[0421] 図3 3に戻って、S 2 0 5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4 0 9は、S 2 0 6により、CEMS 3 1から計測データの送信要求を受けたかを確認する。CEMS 3 1から送信要求を受けた場合（S 2 0 6にてYES）、第8の制御回路8 7（図1 1）は、S 2 0 7により、計測データを通信I / F 4 1 2（図7）を介してCEMS 3 1に通知する。

[0422] 一方、S 2 0 7にて計測データを通知した場合、または、CEMS 3 1からの送信要求がなかった場合（S 2 0 6にてNO）、第8の制御回路8 7は、S 2 0 8に進み、CEMS 3 1から制御情報を受信したかを確認する。

[0423] CEMS 3 1から制御情報を受信した場合（S 2 0 8にてYES）、第8の制御回路8 7は、S 2 0 9により、制御情報の受信フラグをセットする。S 2 0 9の処理が終了した場合、またはCEMS 3 1から制御情報を受信していない場合（S 2 0 8にてNO）には、第8の制御回路8 7は、S 2 1 0

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 2 1 0にてNO）、処理はS 2 0 1に戻る。

[0424] 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 2 1 0にてYES）、S 2 1 1により、第2の正弦波生成回路8 1 2（図1 2）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、S 2 1 2にて、ゼロクロス点検出フラグをリセットする。

[0425] S 2 1 2にてゼロクロス点検出フラグをリセットすると、S 2 1 3により、第2の正弦波生成回路8 1 2は、系統電圧の周波数および位相の情報を、S 2 1 1にて取り込んだ情報に更新する。

[0426] S 2 1 3の処理が完了すると、第8の制御回路8 7は、S 2 1 4により、CEMS 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 2 1 4にてNO）、処理をS 2 0 1に戻す。

[0427] 一方、受信フラグがセットされている場合には（S 2 1 4にてYES）、第8の制御回路8 7は、S 2 1 5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。

[0428] 制御パラメータ生成回路8 8は、S 2 1 6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_{gd} 、制動係数 D_g および慣性定数 M ）を生成する。図3 6は、制御パラメータを生成する処理（図3 3のS 2 1 6）を示すフローチャートである。実施の形態2では、実施の形態1と同様に、CEMS 3 1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、 $\Delta P / \Delta F$ 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、実施の形態1と同様に、制御パラメータを生成するために必要な情報として、 $\Delta P / \Delta F$ 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。

[0429] 図3 6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、S 2 1 6 1 により、速度調整率 $K_g d$ および制動係数 D_g 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 $K_g d$ および制動係数 D_g を初期化する。制御パラメータ生成回路 88 は、S 2 1 6 2 により、速度調整率 $K_g d$ および制動係数 D_g を用いて $\Delta P / \Delta F$ 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 1 1) 内に仮想同期発電機制御回路 83 (図 1 1) 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。

[0430] S 2 1 6 2 では、制御パラメータ生成回路 88 は、セットされた速度調整率 $K_g d$ 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、 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きを算出する。

[0431] S 2 1 6 2 にて $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きを算出すると、制御パラメータ生成回路 88 は、S 2 1 6 3 により、算出された $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きと、図 28 の S 0 5 6 3 (図 3 0) により生成した $\Delta P / \Delta F$ 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 $\Delta P / \Delta F$ 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。

[0432] 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 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きが一致していると判定し (S 2 1 6 3 にて YES)、処理を S 2 1 6 9 に進める。

[0433] 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 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きが一致しないと判定する (S 2 1 6 3 にて NO)。この場合、制御パラメータ生成回路 88 は、S 2 1 6 4 に進み、制動係数 D_g を変更する。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。

[0434] S 2 1 6 4 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、S 2 1 6 5 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 1 6 5 にて YES)、制御パラメータ生成回路 88 は、S 2 1 6 2 に戻り、変

更された制動係数 D_g を用いて $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きを算出する。

- [0435] 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 1 6 5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、S 2 1 6 6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。
- [0436] S 2 1 6 6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、S 2 1 6 7により、速度調整率 K_{gd} が予め定められた所定範囲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（S 2 1 6 7にてNO）、制御パラメータ生成回路88は、S 2 1 6 8に進み、適切な速度調整率 K_{gd} 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_{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。
- [0437] 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YES）、制御パラメータ生成回路88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 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾きを算出する。制御パラメータ生成回路88は、S 2 1 6 2～S 2 1 6 7の処理を、S 2 1 6 3にてYESと判定されるまで、または、S 2 1 6 7にてNOと判定されるまで繰り返し実行する。なお、実施の形態2では、実施の形態1と同様に、図19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。
- [0438] 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88は、S 2 1 6 9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833（図14）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837（図14）の時定数 M / D_g によって決まる。実施の形態2では、実施の形態1と同様、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837の時定数のみを制御する。質点系演算回路837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、デフォルト値で定められた質点系演算回路837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。

[0439] S2069により慣性定数 M が算出されると、制御パラメータ生成回路88は、S2170により、ヒステリシス周波数を算出する。図37は、ヒステリシス周波数を算出する処理(図36のS2170)を示すフローチャートである。

[0440] 図37に示すように、処理が開始されると、制御パラメータ生成回路88は、S21701により、電力目標値 P_{ref} を取得する。さらに制御パラメータ生成回路88は、S21702により、CEMS31から通知された不感帯幅情報を取得する。切替周波数算出回路89は、S21703により、制御パラメータ生成回路88から出力される $\Delta P/\Delta F$ 特性、および第8の制御回路87から通知される電力目標値 P_{ref} を用いて、蓄電池40の充放電が切り替わる切替周波数 ΔF_0 を算出する。具体的には、切替周波数算出回路89は、 $\Delta P/\Delta F$ 特性において、 $\Delta P = -P_{ref}$ となる ΔF を、切替周波数 ΔF_0 として算出する。

[0441] 切替周波数算出回路89は、S21703にて切替周波数 ΔF_0 を算出すると、S21704により、切替周波数 ΔF_0 およびS21702で取得した不感帯幅情報を用いて、ヒステリシスの上限周波数および下限周波数を算出する。具体的には、 $\Delta P/\Delta F$ 特性の傾き $= -P_{ref}/\Delta F_0$ である。よって、切替周波数 ΔF_0 は、 $-P_{ref}/(\Delta P/\Delta F$ 特性の傾き)となる。

[0442] 図38A~図38Bに示すように、蓄電池40を放電から充電に切り替える場合には、ヒステリシスの下限周波数が ΔF_0 に設定され、ヒステリシスの上限周波数が $\Delta F_0 +$ ヒステリシス幅に設定される。一方、蓄電池40を充電から放電に切り替える場合には、ヒステリシスの上限周波数が ΔF_0 に設定され、ヒステリシスの下限周波数が $\Delta F_0 -$ ヒステリシス幅に設定され

る。切替周波数算出回路 89 は、算出したヒステリシスの上限周波数および下限周波数を不感帯期間検出回路 90 に出力し、制御パラメータの生成処理を終了する。

[0443] 図 33 に戻って、S 216 にて仮想同期発電機制御用の制御パラメータ（速度調整率 $K_g d$ 、制動係数 D_g および慣性定数 M ）の算出が完了すると、制御パラメータ生成回路 88 は、その旨を第 8 の制御回路 87 に通知するとともに、算出した制御パラメータを第 8 の制御回路 87 に出力する。

[0444] 第 8 の制御回路 87 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 83 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 87 は、S 217 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 201 に戻す。

[0445] 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、負荷の消費電力の変動または日射量の変動によって創エネ機器の発電電力と負荷の消費電力がバランスした場合には、蓄電池等の分散電源への供給電力または分散電源からの供給電力をゼロにするように電力変換装置が制御される。これにより、電圧計および電流計のセンサ誤差に起因して、複数の分散電源間での不必要な充放電および充放電の繰り返しを抑制することができるため、不必要な充放電による電力ロスおよび蓄電池の劣化の進行を抑制することができる。

[0446] また、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系統に接続されている場合の $\Delta P / \Delta F$ 特性の作成方法として、最初に、電力目標値の生成の対象となる複数の電力変換装置 41 を 1 台の電力変換装置とみなして基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成し、生成した基準 $\Delta P / \Delta F$ 特性および、複数の電力変換装置 41 の電力目標値の合計値を用いて、充放電が切り替わる切替周波数 ΔF_0 を算出する。次に、この切替周波数 ΔF_0 および電力目標値を用いて、各電力変換装置 41 の $\Delta P / \Delta F$ 特性を生成する。これによると、対象となる複数の電力変換装置 41 の間で、切替周

波数 ΔF_0 を同じにした垂下特性 ($\Delta P / \Delta F$ 特性) を各電力変換装置 4 1 に与えることができる。そして、各電力変換装置 4 1 に与えられた垂下特性にヒステリシスを持たせることによって、需要家負荷の消費電力と創エネ機器の発電電力とがバランスしたときに、不感帯が与えられた垂下特性を用いて静止型インバータが制御される。これによると、電圧計および電流計がセンサ誤差を有する場合であっても、複数の分散電源 (蓄電池等) 間での unnecessary 充放電もしくは充放電の繰り返しを抑制することができる。この結果、 unnecessary 充放電による電力ロスおよび蓄電池へのダメージを抑制することができる。

[0447] 以上説明したように、実施の形態 1 および 2 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 4 1 が設置された配電系統 2 4 において、蓄電池 4 0 の充放電の切り替え付近の垂下特性 ($\Delta P / \Delta F$ 特性) に不感帯あるいはヒステリシスを持たせたことにより、需要家負荷の消費電力とメガソーラー 2 6 等の創エネ機器の発電電力とがバランスし、蓄電池 4 0 からの充放電が不要となる場合において、電圧計および電流計がセンサ誤差を有していても、複数の蓄電池間での unnecessary 充放電、もしくは充放電の繰り返しを抑制することができる。これにより、 unnecessary 充放電による電力ロスおよび蓄電池へのダメージを抑制することができる。

[0448] また、実施の形態 1 および 2 によれば、蓄電池用の電力変換装置 4 1 向けに運転計画 (電力目標値) を作成するとき、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電力目標値に基づいて算出した切替周波数 ΔF_0 に基づいて、仮想同期発電機制御用の制御パラメータ (具体的には、 $\Delta P / \Delta F$ 特性の傾き) を生成するように構成される。これにより、各電力変換装置 4 1 における不感帯 (またはヒステリシス) を開始させる周波数を複数の電力変換装置 4 1 間で同じにすることができる。

[0449] なお、不感帯またはヒステリシスを持たせた垂下特性 ($\Delta P / \Delta F$ 特性) の一例として、図 2 4 A ~ 図 2 4 C および図 3 8 A ~ 図 3 8 C に示す特性を示したが、これに限るものではなく、例えば、充電から放電に切り替わると

きの不感帯（またはヒステリシス）と、放電から充電に切り替わるときの不感帯（またはヒステリシス）とを、例えば、蓄電池40のSOCに応じて異なるように構成してもよい。例えば、SOCが低い場合には、充電が優先されるような不感帯（またはヒステリシス）を持たせ、SOCが高い場合には、放電が優先されるような不感帯（またはヒステリシス）を持たせる構成としてもよい。

[0450] さらに実施の形態1および2では、不感帯（またはヒステリシス）の開始の検出を、蓄電池40の充放電の切り替え、あるいは仮想同期発電機制御回路83から出力される、交流電圧目標値の周波数を用いて検出する構成について説明したが、これに限るものではない。例えば、交流周波数検出回路81から出力される系統電圧の交流周波数の検出結果を用いて制御しても、同様の効果を得ることができる。

[0451] また、不感帯（またはヒステリシス）の上限周波数および下限周波数については、CEMS31内で、電力変換装置41の第2のDC/AC変換器408のインバータ容量および蓄電池40のSOCに基づいて算出する構成としたが、これに限るものではない。例えば、上限周波数および下限周波数を予め定められた値に設定してもよい。

[0452] また、不感帯（またはヒステリシス）の幅については、CEMS31ではなく、各電力変換装置41が、第2のDC/AC変換器408のインバータ容量および蓄電池40のSOCに基づいて生成する構成としても、同様の効果を得ることができる。

[0453] なお、実施の形態1および2では、電力変換装置41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。

[0454] また、実施の形態1および2では、蓄電池40のような大容量の蓄電池を

配電系統 24 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、EMS 31 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 24 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 40 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。

[0455] また、実施の形態 1 および 2 では電力変換装置 41 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。

[0456] なお、実施の形態 1 および 2 では、本開示の技術を配電系統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、送電系統または自立系のマイクログリッドに対して本開示の技術を適用しても同様の効果を得ることができる。さらに、三相交流を例に実施の形態 1 および 2 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。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。

[0457] なお、実施の形態 1 および 2 では、電力変換装置 41 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い。例えば、電力変換装置41a内の静止型インバータの容量に対して蓄電池40aの蓄電池容量が2倍、電力変換装置41b内の静止型インバータの容量に対して蓄電池40b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。

[0458] 実施の形態1および2では、CEMS31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CEMS31で生成し送付する情報を電力目標値に加え、系統情報、 $\Delta P/\Delta F$ 特性の傾き（あるいは制御パラメータを生成する際に必要な情報）を送付する場合について説明したが、これに限るものではない。少なくとも配電系統24に接続された、仮想同期発電機制御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、および不感帯（またはヒステリシス）を設定するように必要な情報をCEMS31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。

[0459] 実施の形態1および2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19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おき、 ΔF_{max} 情報をもとに、 $\Delta P/\Delta F$ 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18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おき、 ΔF_{max} 情報をもとに、 $\Delta P/\Delta F$ 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。

[0460] さらに、実施の形態1および2では、仮想同期発電機制御用の制御パラメータを決定する際、 $\Delta P / \Delta F$ 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、CEMS31内に変電所20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、AI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。

[0461] 実施の形態1および2では、CEMS31とDSO21との間の通信周期を30分、CEMS31と各電力変換装置41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、CEMS31と各電力変換装置41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。

[0462] また、実施の形態1および2ではガバナー制御回路833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LPF（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。

[0463] さらに、実施の形態1および2では、質点系演算回路を図16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、LPFなどでモデル化しても良い事は言うまでもない。

[0464] さらに、実施の形態1および2では仮想同期発電機制御でよく実施されているVQ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VQ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837の構成も図16に示す構成に限るものではない。

[0465] 変形例の説明。

なお、実施の形態1および2では、説明を分かりやすくするためにメガン

ーラー用電力変換装置 27 および蓄電池用電力変換装置 41 の制御回路を図 6～図 16 に示す構成とし、CEMS 31 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、CPU (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。

[0466] 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

[0467] 11 通信回路、12 記憶回路、13, 88 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、60 電流制御回路、61, 810 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、 89 切替周波数算出回路、 90 不感帯期間検出回路、 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、 135 第3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、 136 制御回路、 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、 145 第1の管理回路、 146 第2の管理回路、 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、 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。

請求の範囲

- [請求項1] 交流系統に接続され、仮想同期発電機制御を実装した電力変換装置であって、
- 分散電源から出力される第1の直流電圧を第2の直流電圧に変換するコンバータと、
- 前記コンバータから出力される前記第2の直流電圧を交流電圧に変換して前記交流系統に出力するインバータと、
- 前記分散電源を管理する管理装置から通知される、前記仮想同期発電機制御に必要な情報を受信する通信回路と、
- 前記第2の直流電圧を計測する第1の電圧計と、
- 前記交流系統の交流系統電圧を計測する第2の電圧計と、
- 前記コンバータを制御するコンバータ制御回路と、
- 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制御回路とを備え、
- 前記仮想同期発電機制御に必要な情報は、前記電力変換装置の電力目標値を含み、
- 前記仮想同期発電機制御回路は、前記仮想同期発電機制御に必要な情報に基づいて、前記分散電源の充放電が切り替わる切替周波数を算出し、
- 前記コンバータ制御回路は、前記切替周波数を用いて、前記電力変換装置の垂下特性に、前記分散電源の充放電電力をゼロとする不感帯、または前記分散電源の充放電の切り替えにヒステリシスを与えるための交流系統電圧の周波数範囲を作成し、かつ、前記周波数範囲内では前記分散電源の充放電電力がゼロとなるように制御する、電力変換装置。

- [請求項2] 前記仮想同期発電機制御回路は、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は、前記交流系統電圧の基準周波数および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、前記電力目標値および前記オフセット値の加算値を前記質点系演算回路に出力し、
- 前記質点系演算回路は、前記加算値に対する前記交流系統の実効電力の偏差がゼロとなるように、前記交流系統電圧の周波数および位相を生成して前記インバータ制御回路に出力する、請求項1に記載の電力変換装置。
- [請求項3] 前記インバータ制御回路は、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目標交流電圧を生成し、生成した前記目標交流電圧と前記第2の電圧計により計測される前記交流系統電圧とに基づいて、前記インバータを電圧源として制御する、請求項1または2に記載の電力変換装置。
- [請求項4] 前記コンバータ制御回路は、前記第2の電圧計により計測される前記第2の直流電圧が予め定められた電圧になるように、前記分散電源の充放電電力を制御するとともに、前記交流系統電圧の周波数が前記周波数範囲内である場合には、前記分散電源の充放電電力がゼロとなるように制御する、請求項1から3のいずれか1項に記載の電力変換装置。
- [請求項5] 前記コンバータ制御回路は、前記分散電源の充放電電力がゼロであることを検出したときに、前記交流系統電圧の周波数が前記周波数範囲内に入ったと判断して、前記分散電源の充放電電力がゼロとなるように制御し、前記交流系統電圧の周波数が前記周波数範囲外になったことを検出すると、前記分散電源に対する充放電を再開するように制御する、請求項1から4のいずれか1項に記載の電力変換装置。

- [請求項6] 前記交流系統電圧の周波数を検出する交流周波数検出回路をさらに備え、
- 前記コンバータ制御回路は、前記交流周波数検出回路の検出結果に基づいて、前記交流系統電圧の周波数が前記周波数範囲外になったことを検出する、請求項1から5のいずれか1項に記載の電力変換装置。
- [請求項7] 前記コンバータ制御回路は、前記質点系演算回路に入力される前記加算値、または、前記質点系演算回路から出力される前記交流系統電圧の周波数情報に基づいて、前記交流系統電圧の周波数が前記周波数範囲外になったことを検出する、請求項2に記載の電力変換装置。
- [請求項8] 前記コンバータ制御回路は、前記質点系演算回路に入力される前記加算値または前記質点系演算回路から出力される前記交流系統電圧の周波数情報に基づいて、前記交流系統電圧の周波数が前記周波数範囲内に入ったことを検出する、請求項2に記載の電力変換装置。
- [請求項9] 前記交流系統の交流電流を計測する電流計と、
- 前記電流計および前記第2の電圧計の計測値に基づいて、前記インバータが出力する交流実効電力を算出する実効電力算出回路とさらに備え、
- 前記仮想同期発電機制御回路は、前記インバータの容量、前記電力目標値および前記仮想同期発電機制御用の制御パラメータに基づいて、前記電力変換装置の前記垂下特性を算出し、
- 前記垂下特性は、前記電力目標値に対する前記交流実効電力の差分電力に対する、前記交流系統電圧の基準周波数に対する前記インバータが出力する交流電圧の周波数の差分周波数の関係を示しており、
- 前記仮想同期発電機制御回路は、前記垂下特性を用いて、前記切替周波数を算出する、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10] 前記電力目標値が前記分散電源の放電に対応する場合には、前記コ

ンバータ制御回路は、前記切替周波数を前記周波数範囲の下限周波数として、前記周波数範囲内において前記分散電源の放電電力がゼロとなるように制御し、

前記電力目標値が前記分散電源の充電に対応する場合には、前記コンバータ制御回路は、前記切替周波数を前記周波数範囲の上限周波数として、前記周波数範囲内において前記分散電源の充電電力がゼロとなるように制御し、

前記電力目標値がゼロであった場合には、前記コンバータ制御回路は、前記切替周波数をゼロとし、前記切替周波数を中心として前記周波数範囲を設定し、前記周波数範囲内において前記分散電源の充放電電力がゼロになるように制御する、請求項9に記載の電力変換装置。

[請求項11]

前記分散電源を放電から充電に切り替える場合には、前記コンバータ制御回路は、前記インバータが出力する交流電圧の周波数が、前記切替周波数に前記ヒステリシスの幅を加算した周波数を超えるまでは、前記分散電源の充電電力がゼロとなるように制御し、

前記分散電源を充電から放電に切り替える場合には、前記コンバータ制御回路は、前記インバータが出力する交流電圧の周波数が、前記切替周波数から前記ヒステリシスの幅を減算した周波数未満になるまでは、前記分散電源の充電電力がゼロとなるように制御する、請求項9に記載の電力変換装置。

[請求項12]

前記コンバータ制御回路は、前記管理装置から、前記不感帯の幅または前記ヒステリシスの幅に関する情報を受信する、請求項1から11のいずれか1項に記載の電力変換装置。

[図1]

図1

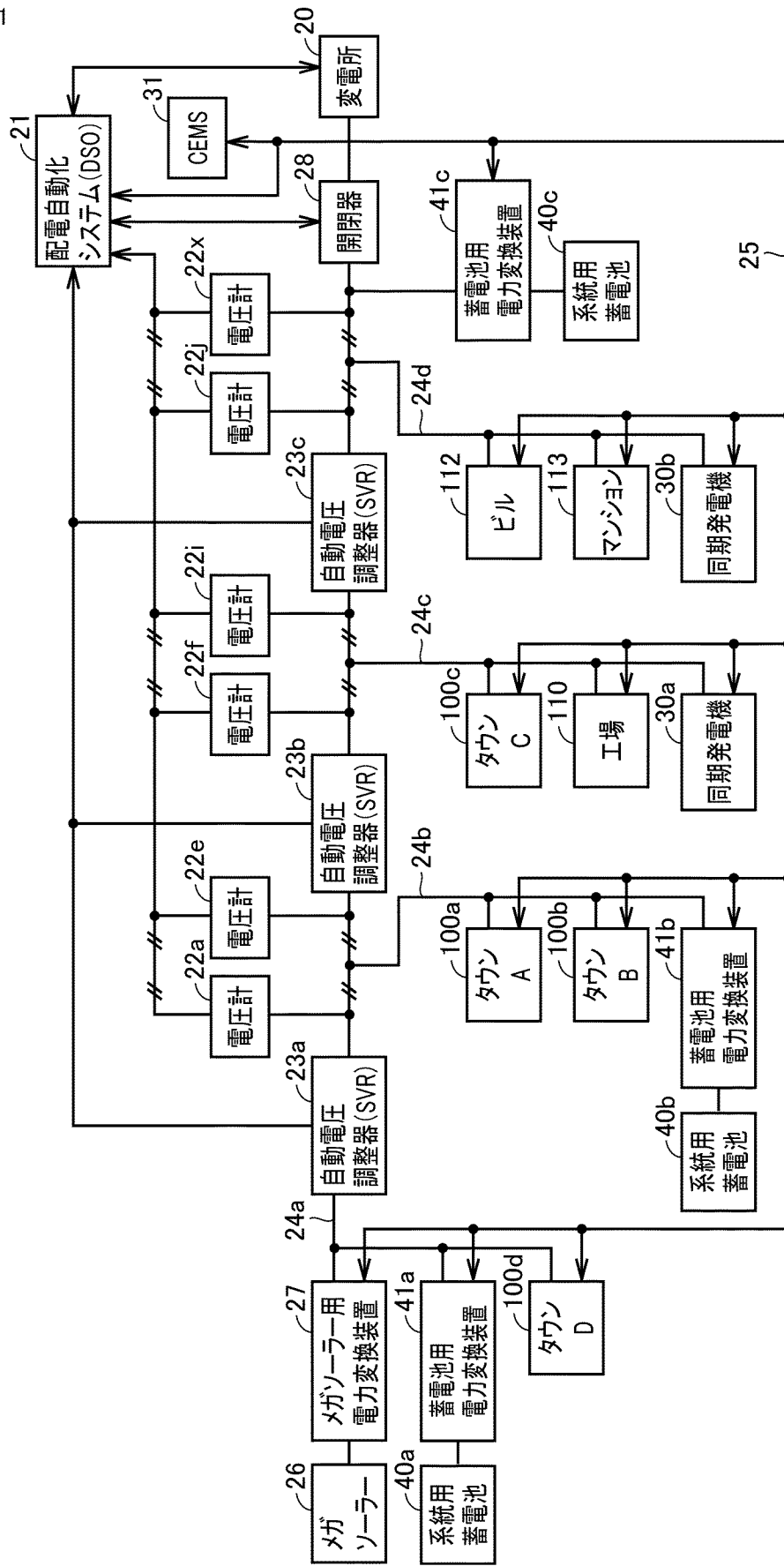
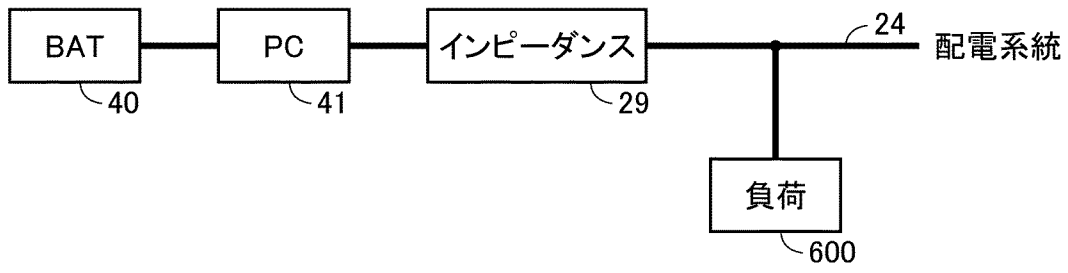


図1

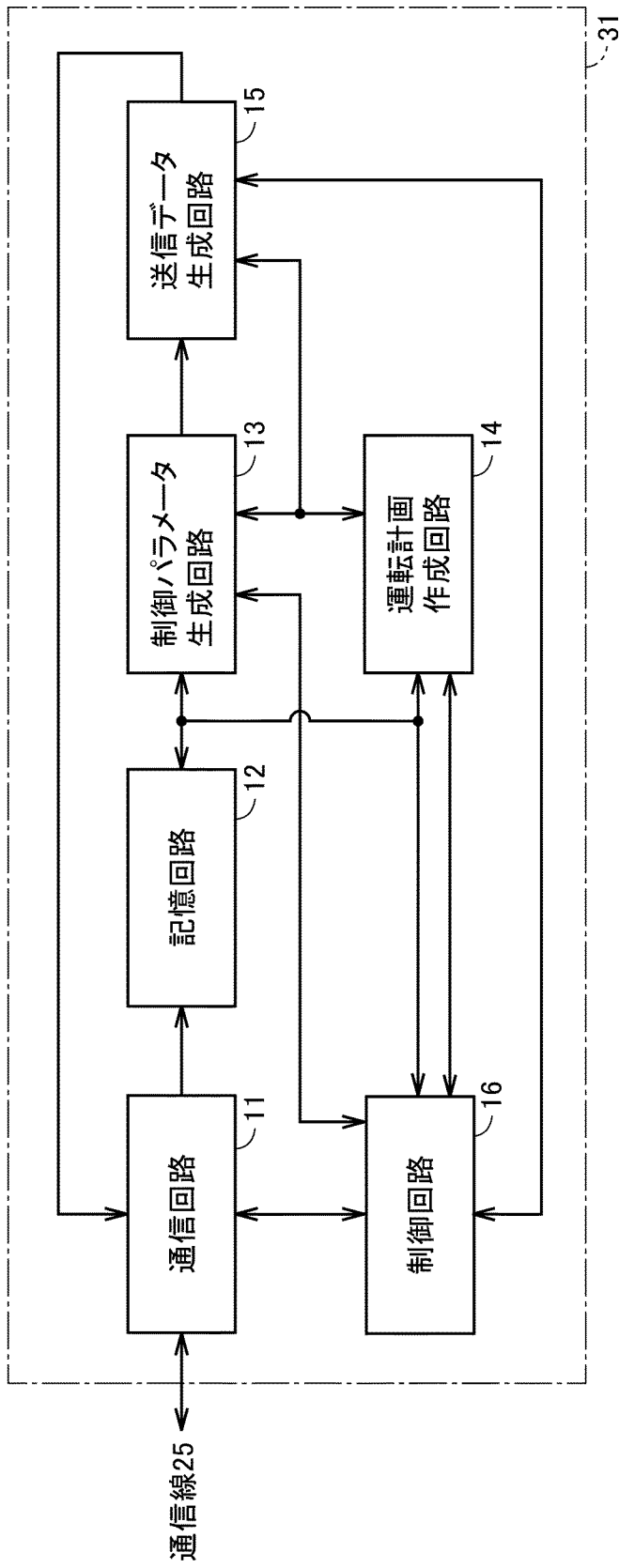
[図2]

図2



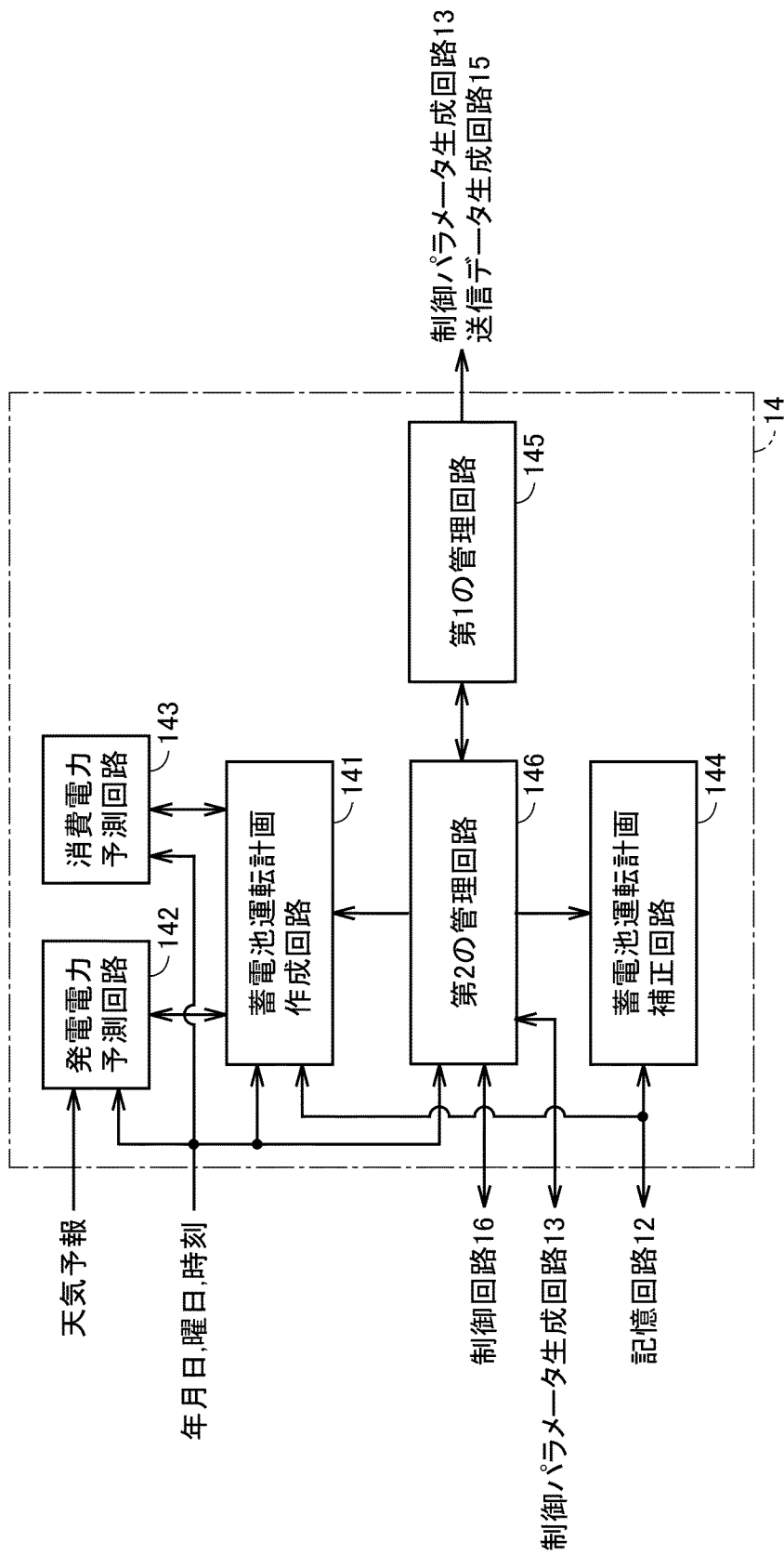
[図3]

図3



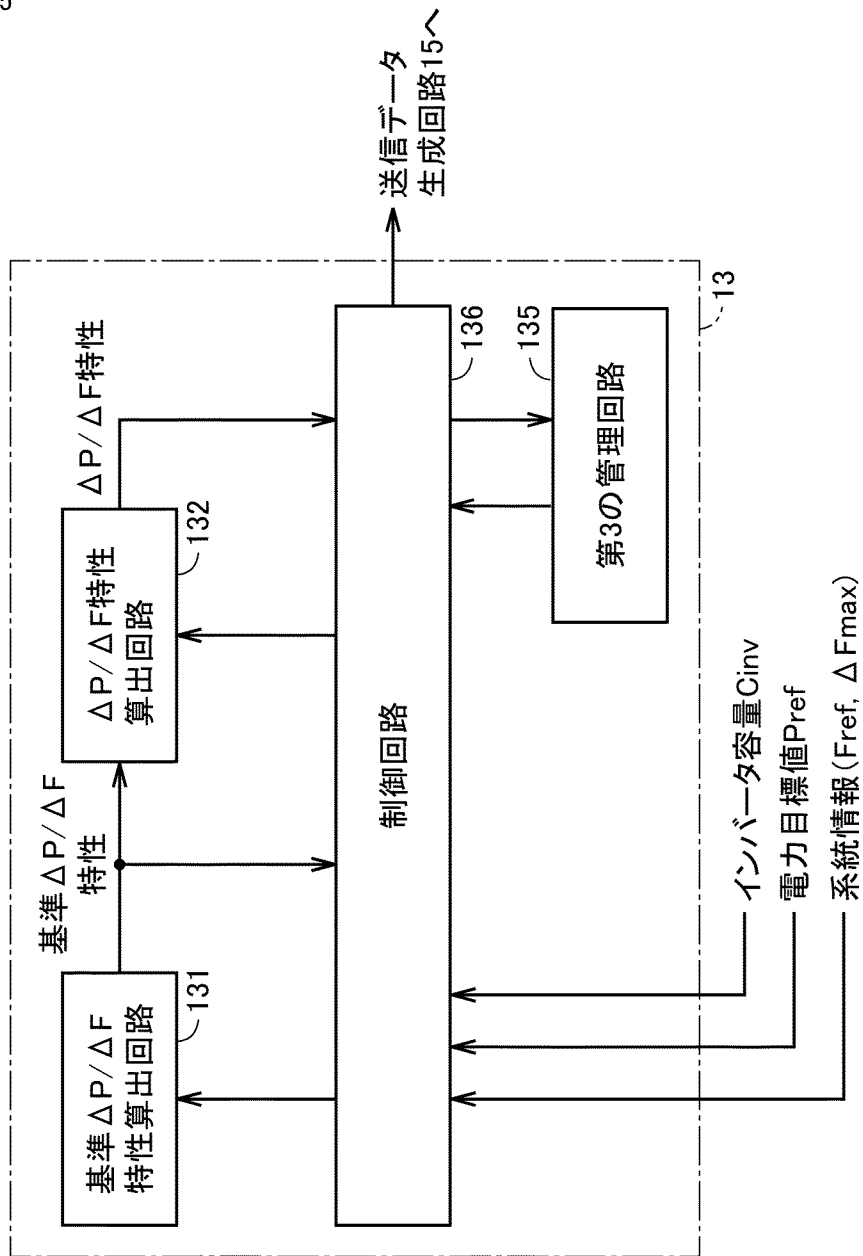
[図4]

図4



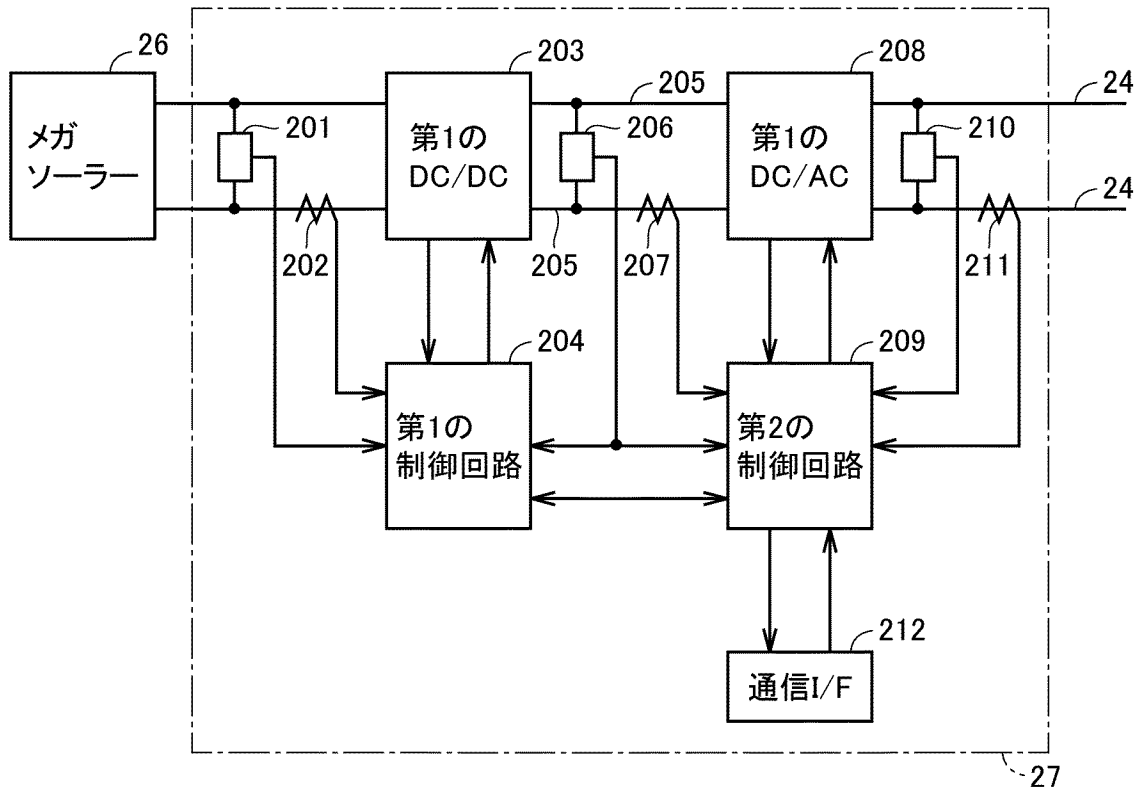
[図5]

図5



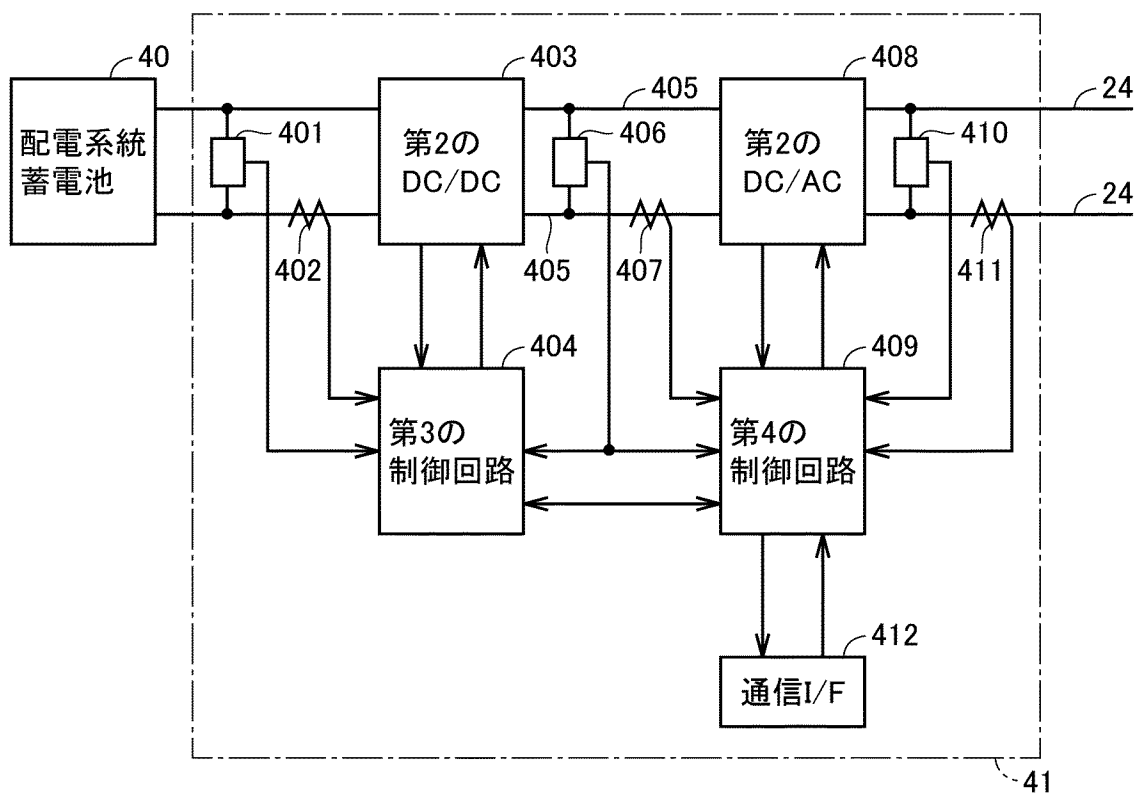
[図6]

図6



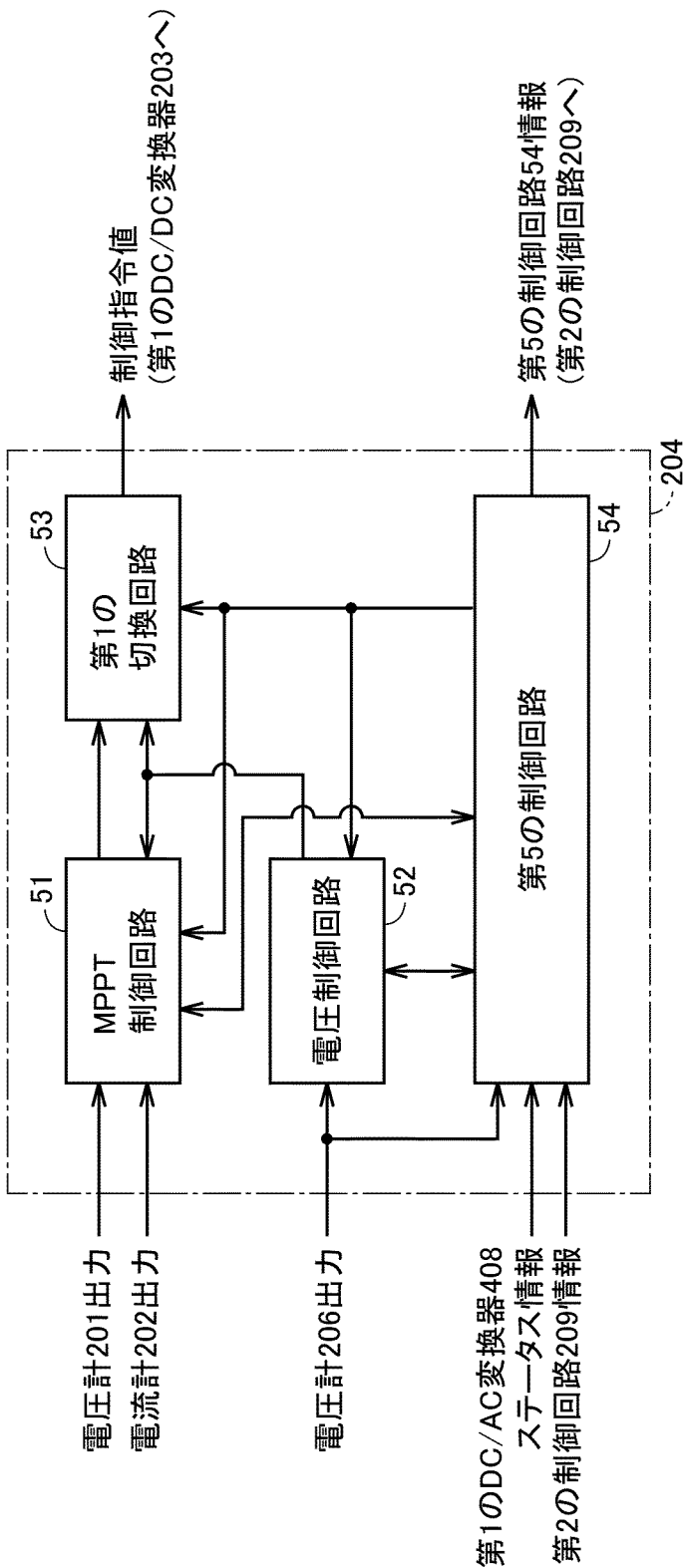
[図7]

図7



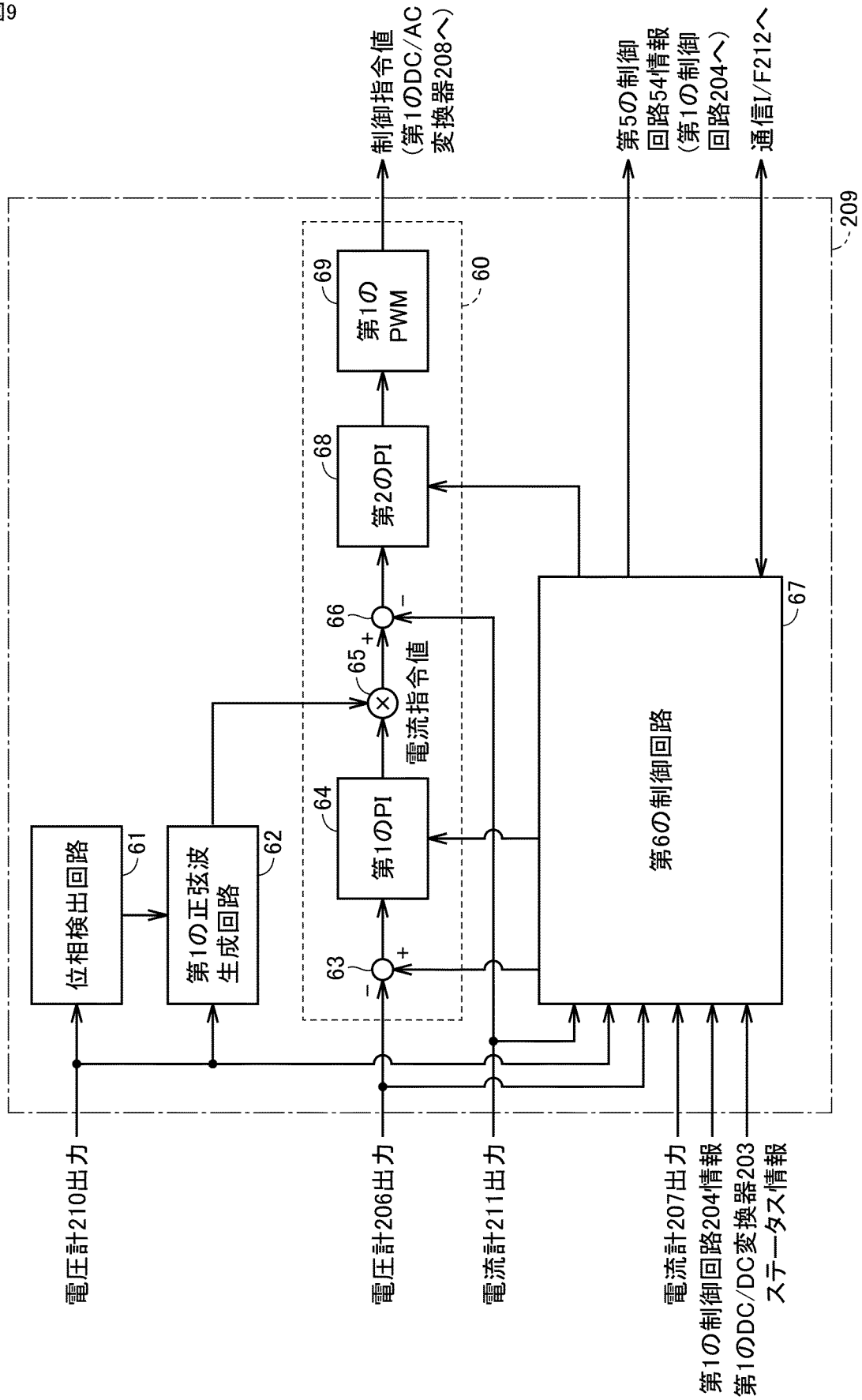
[図8]

図8



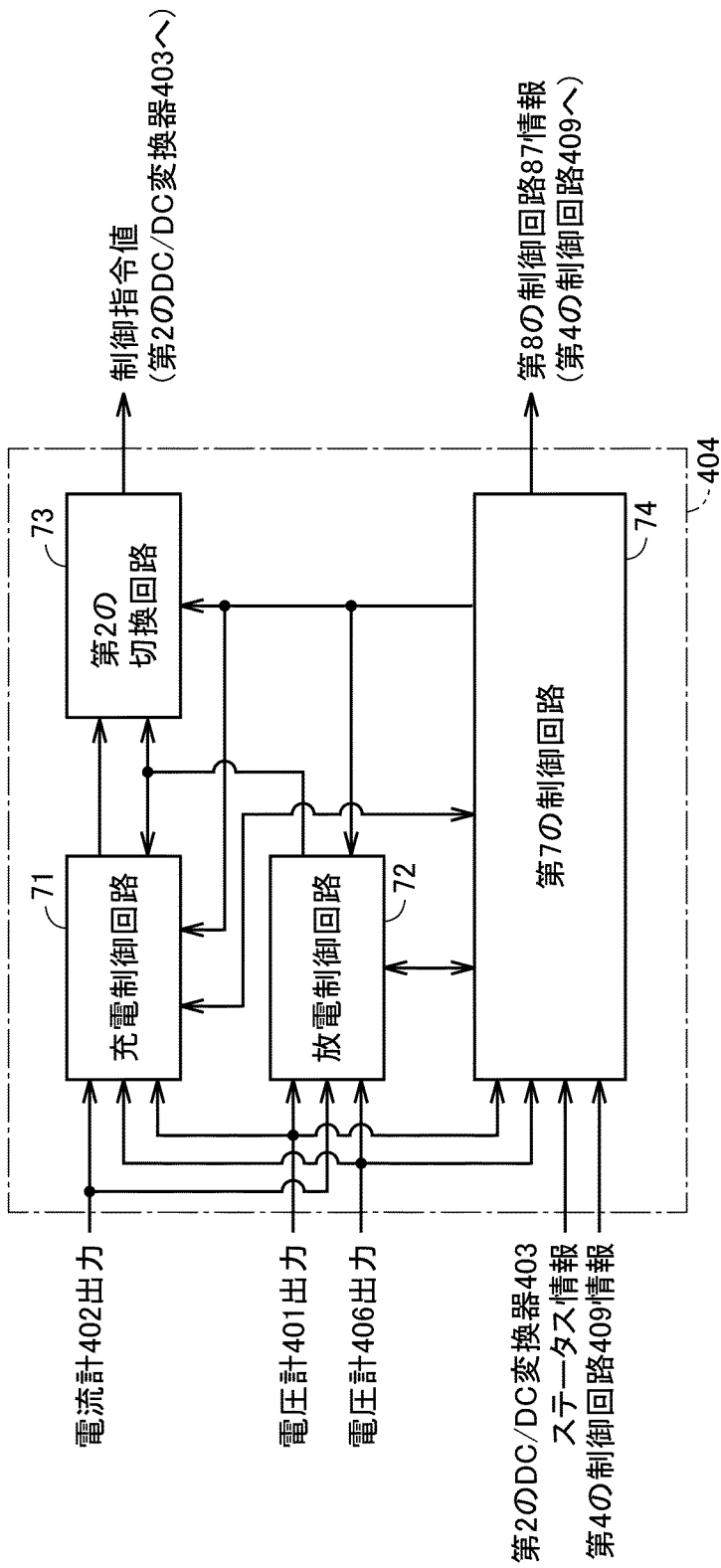
[図9]

図9



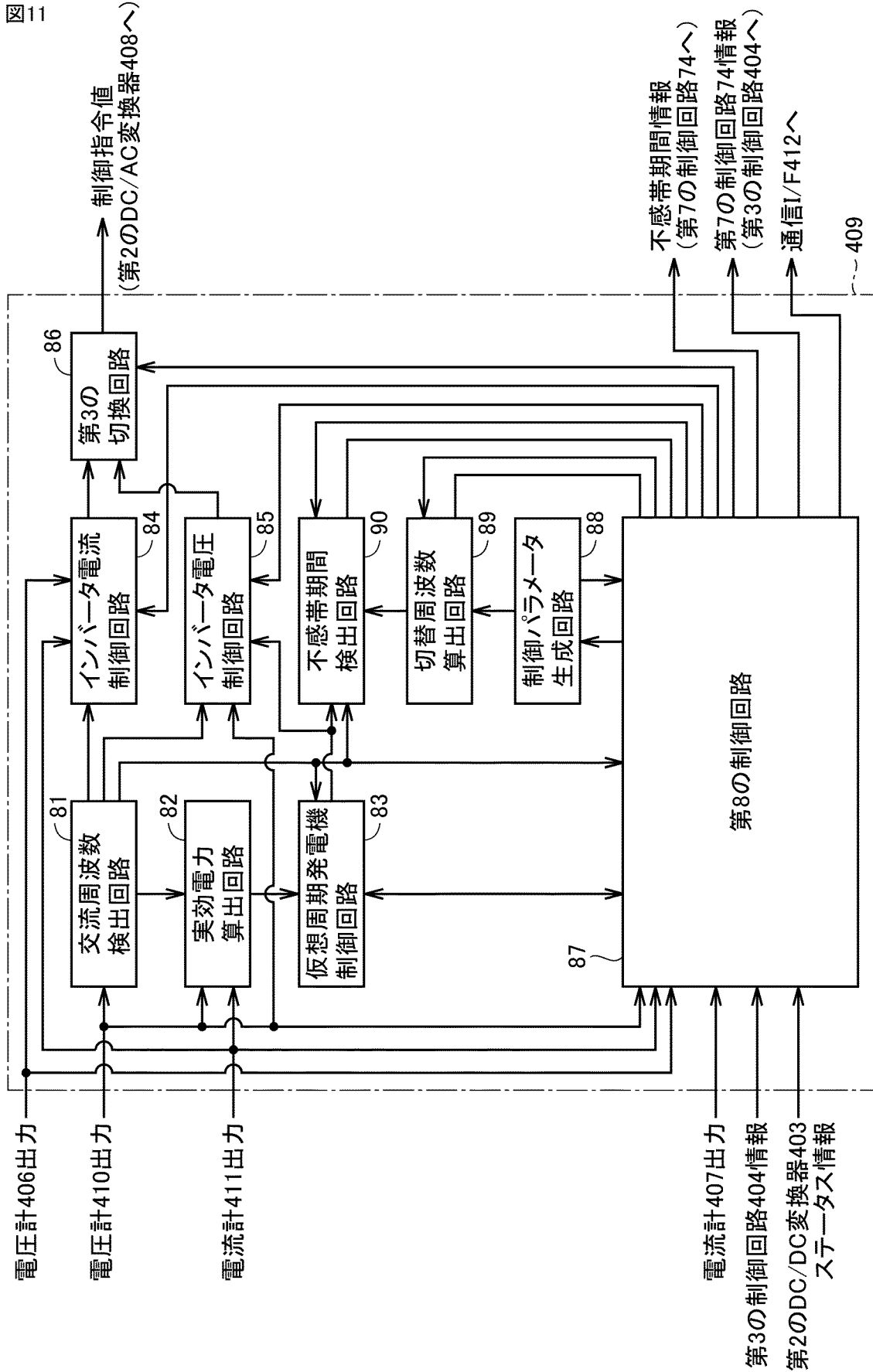
[図10]

図10



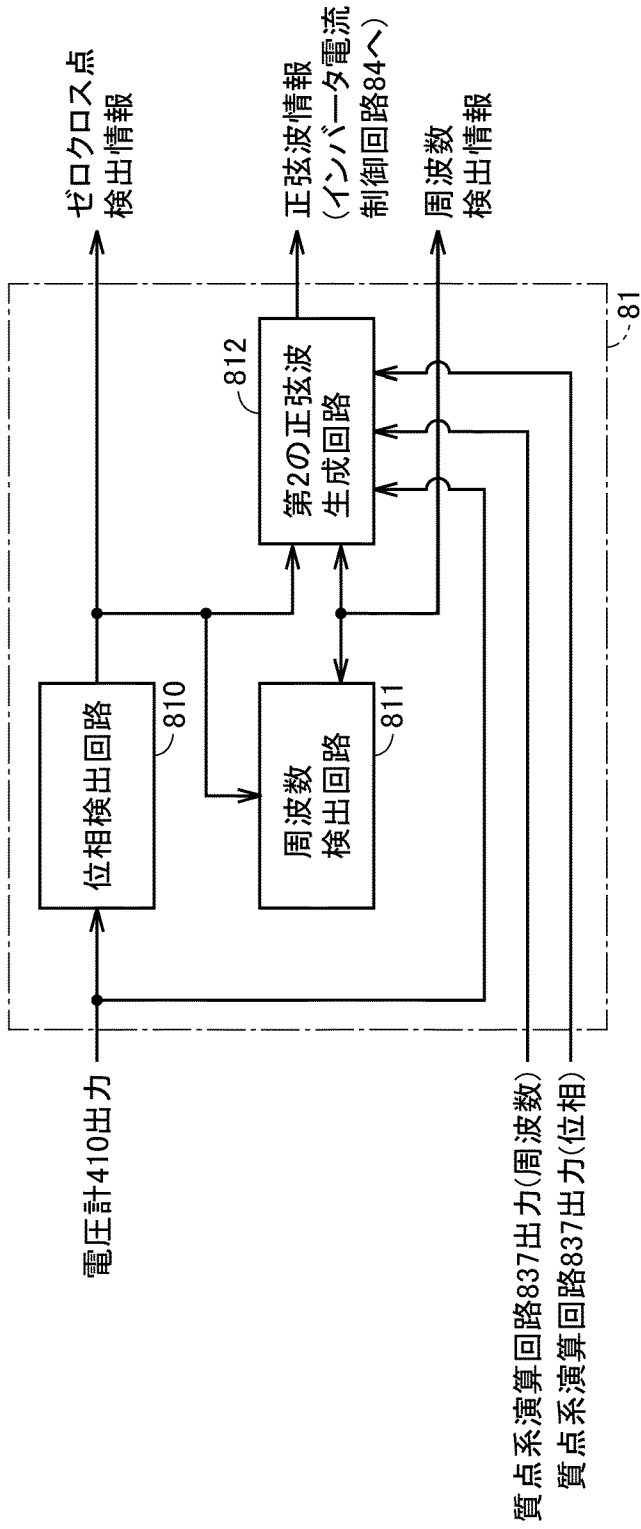
[図11]

図11



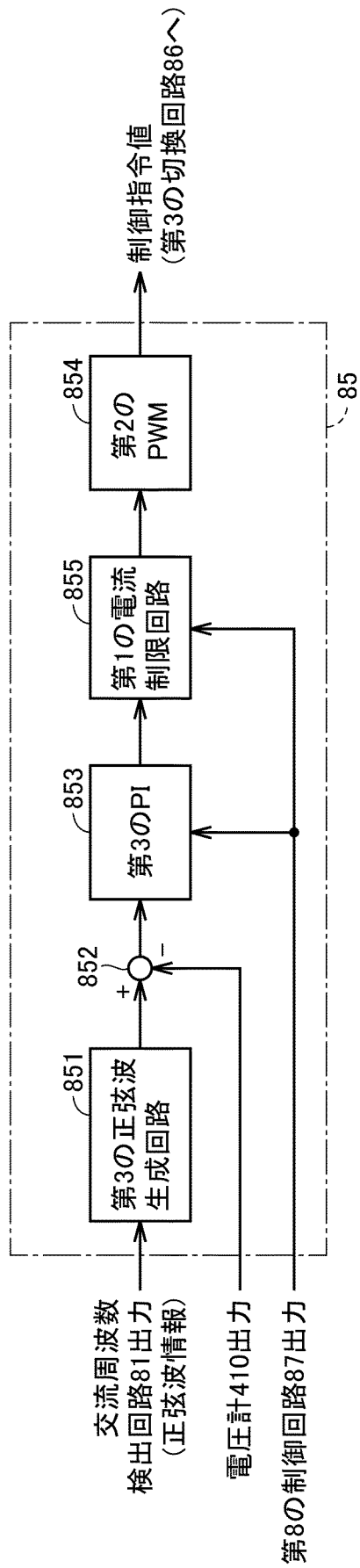
[図12]

図12



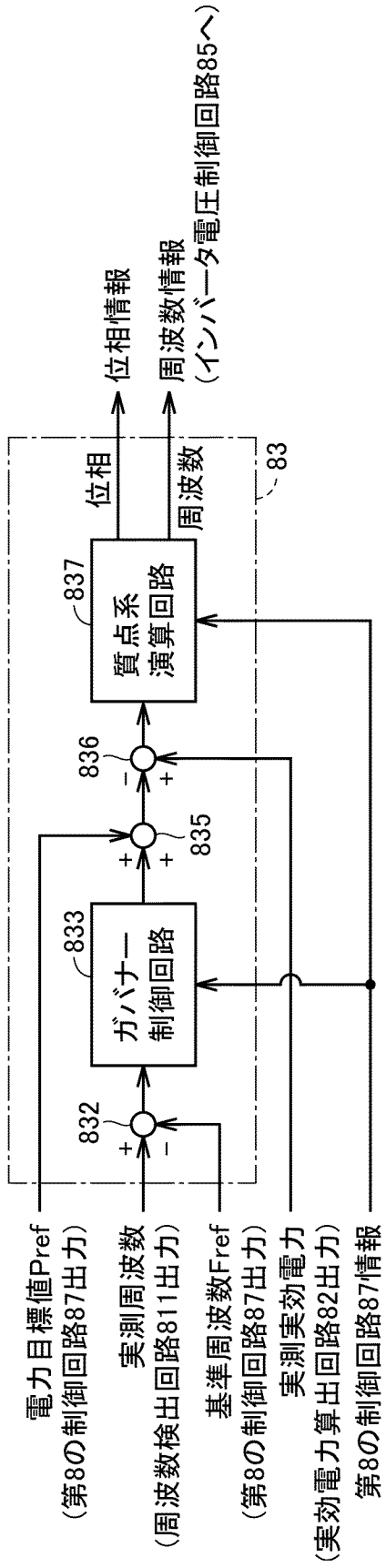
[図13]

図13



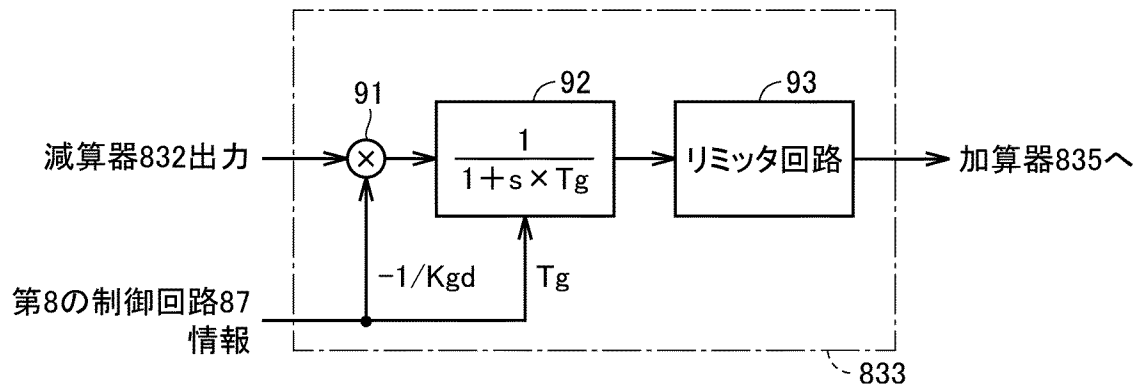
[図14]

図14



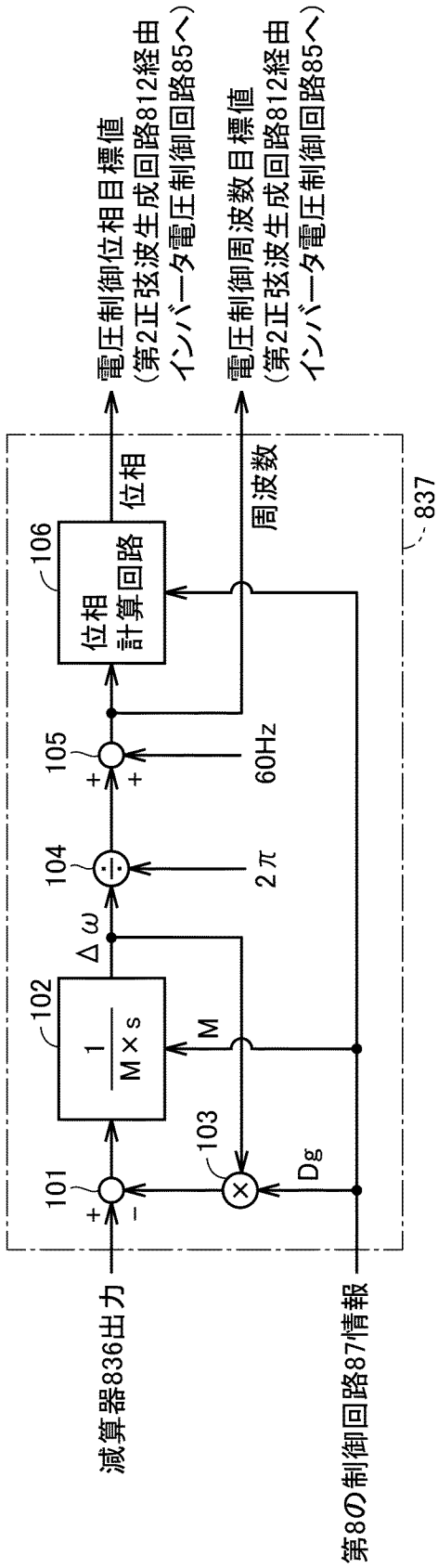
[図15]

図15



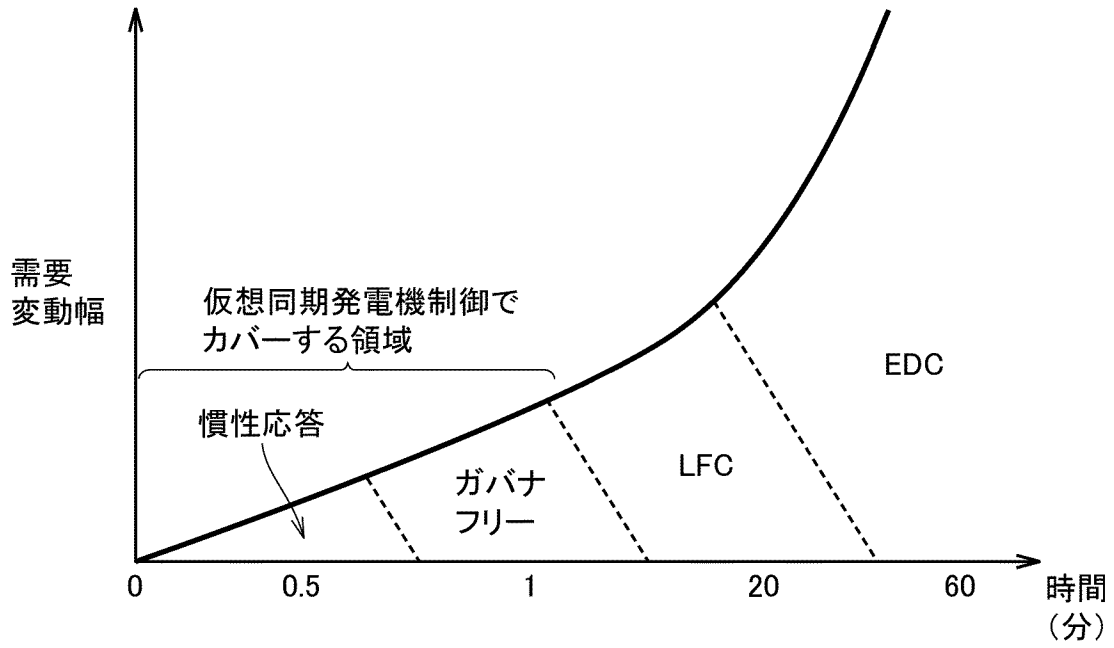
[図16]

図16



[図17]

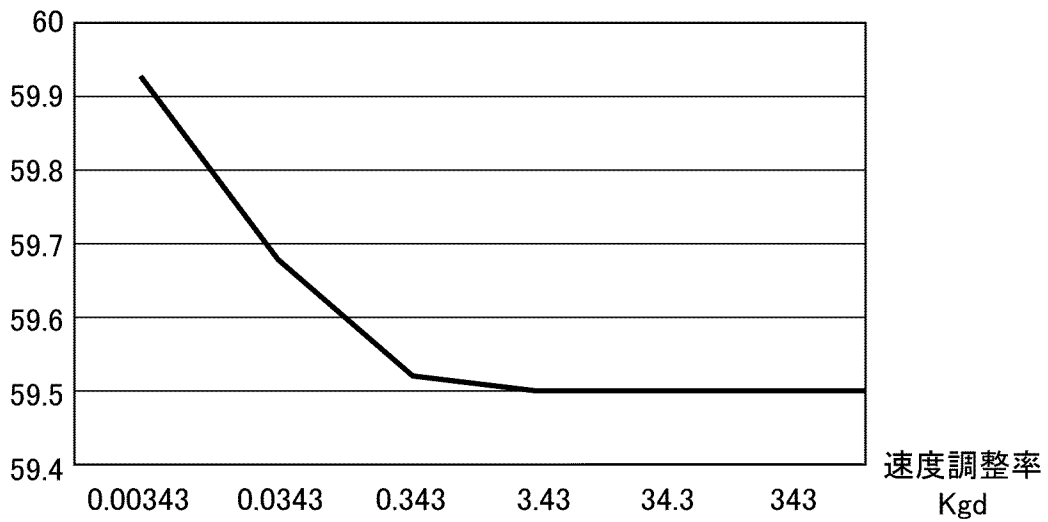
図17



[図18]

図18

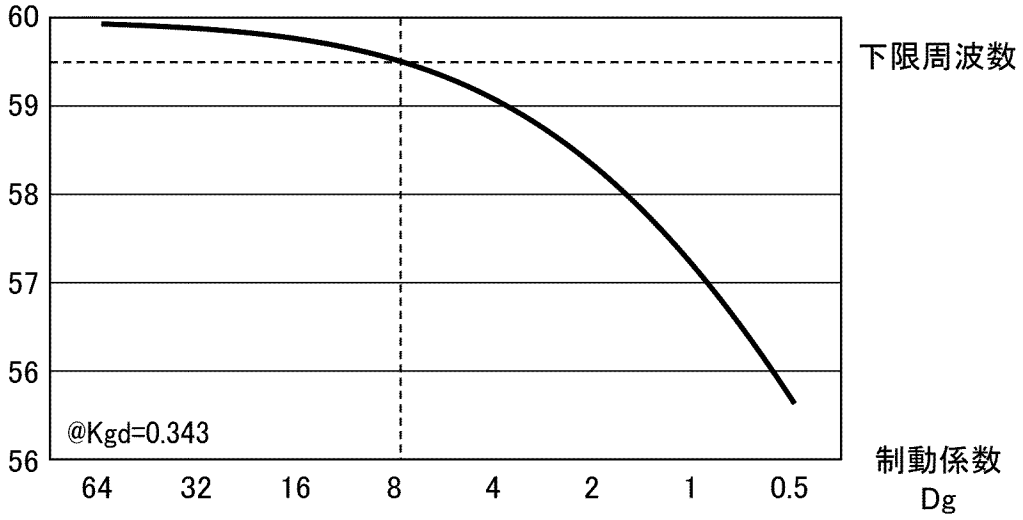
系統電圧
周波数(Hz)



[図19]

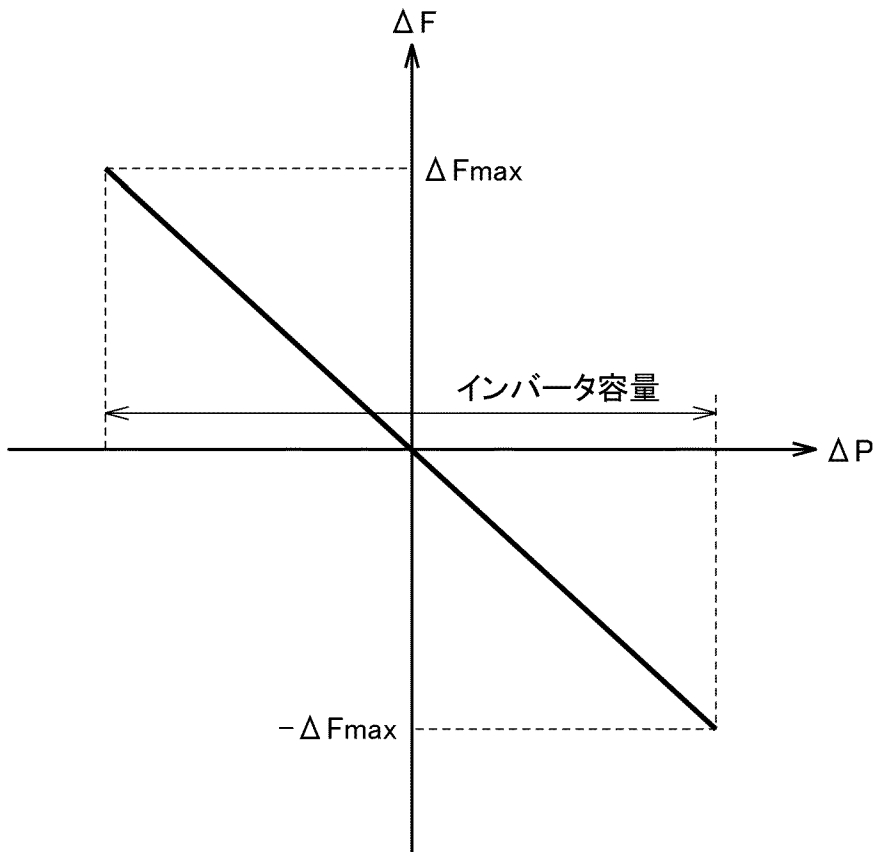
図19

系統電圧
周波数 (Hz)



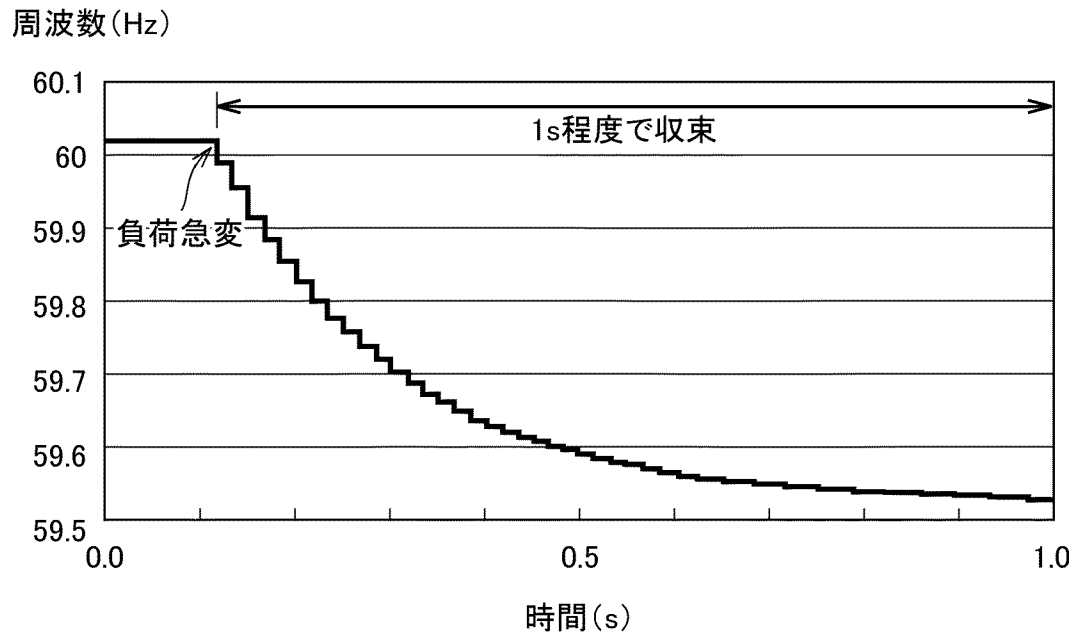
[図20]

図20



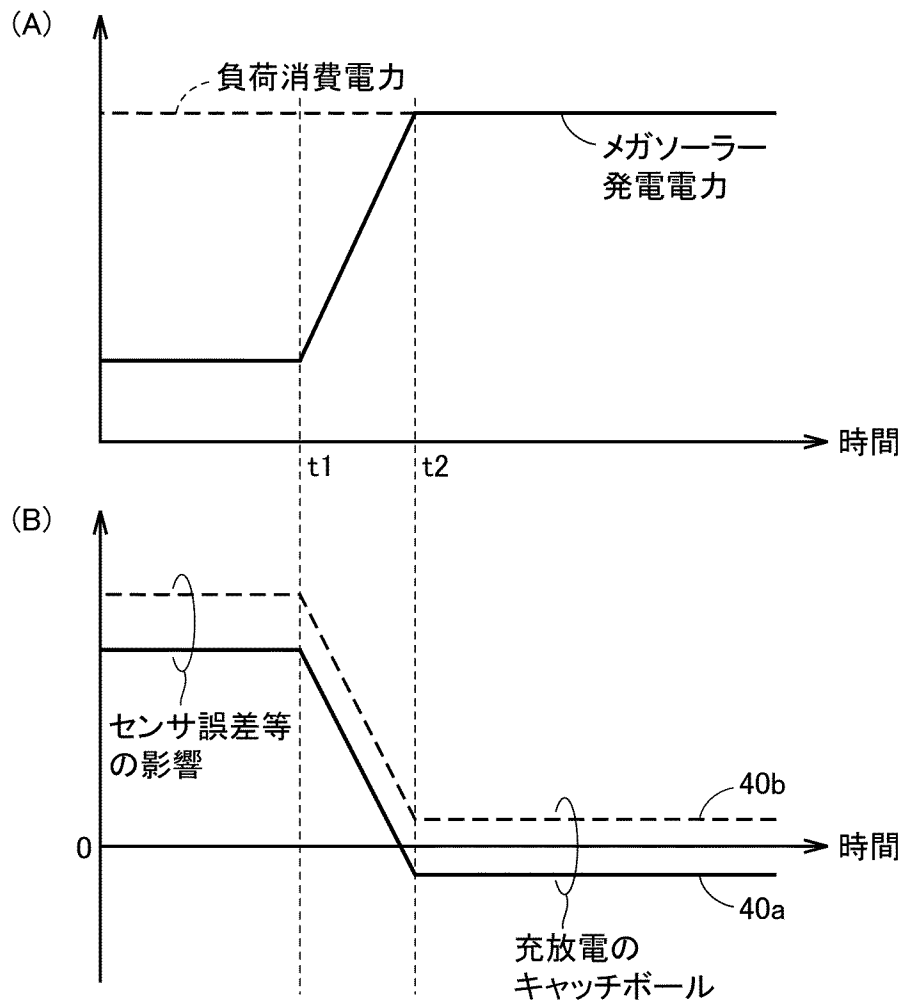
[図21]

図21



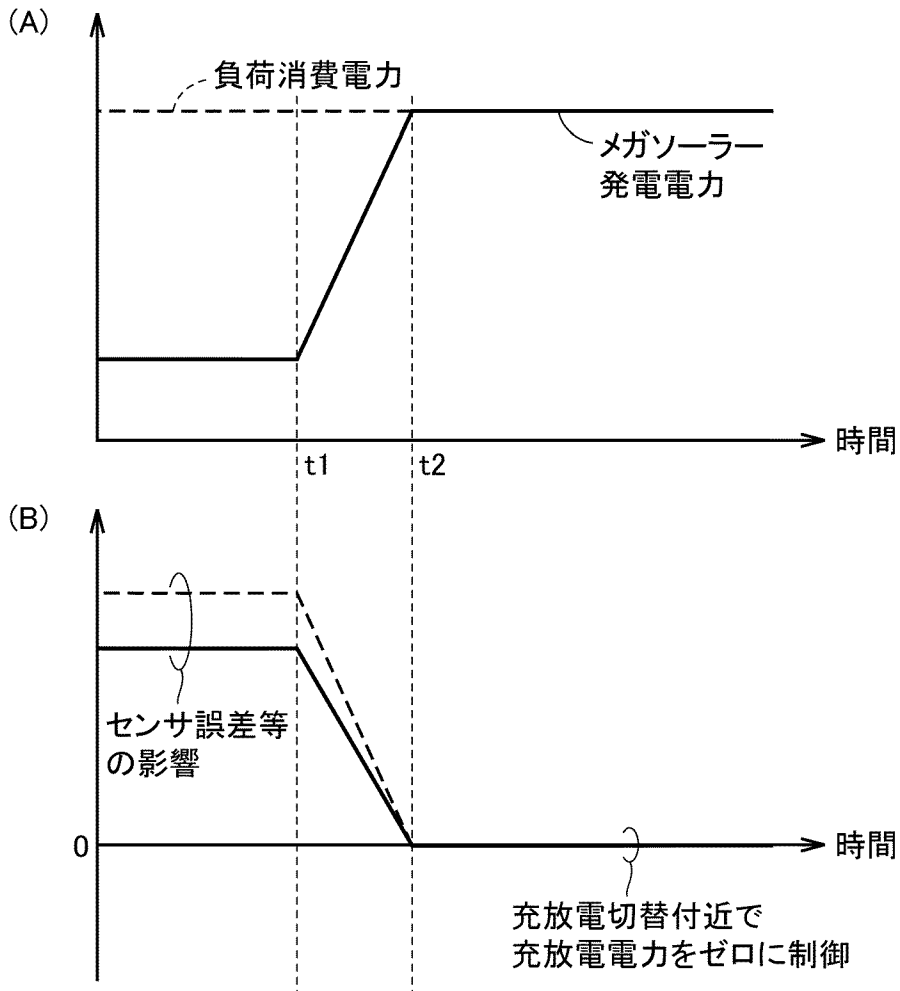
[図22]

図22



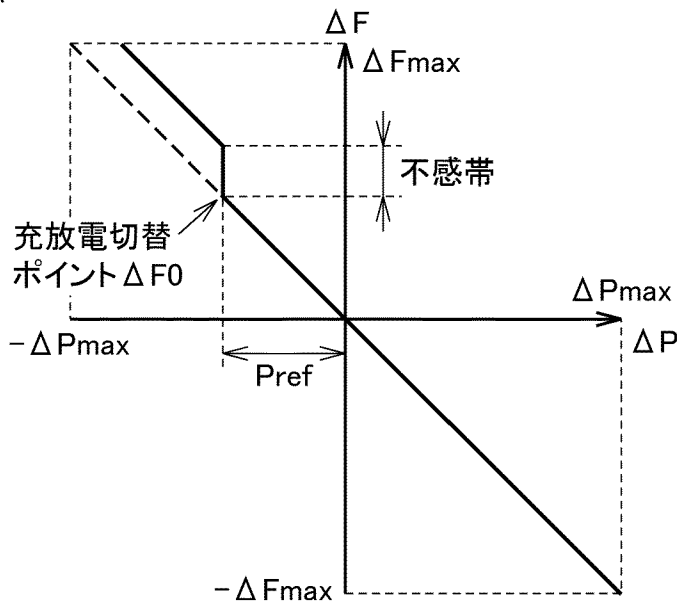
[図23]

図23



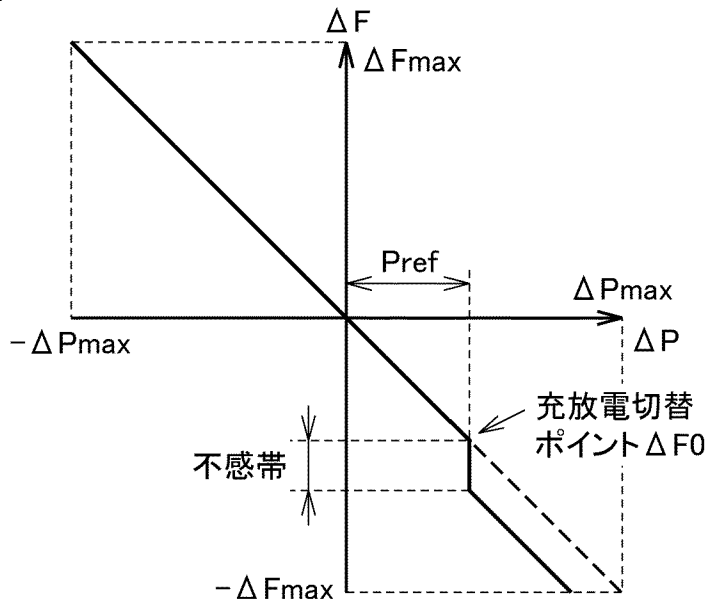
[図24A]

図24A



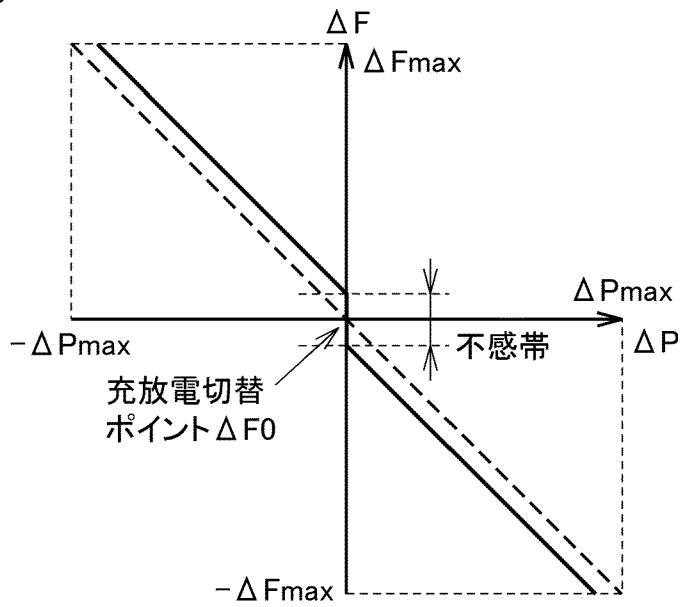
[図24B]

図24B



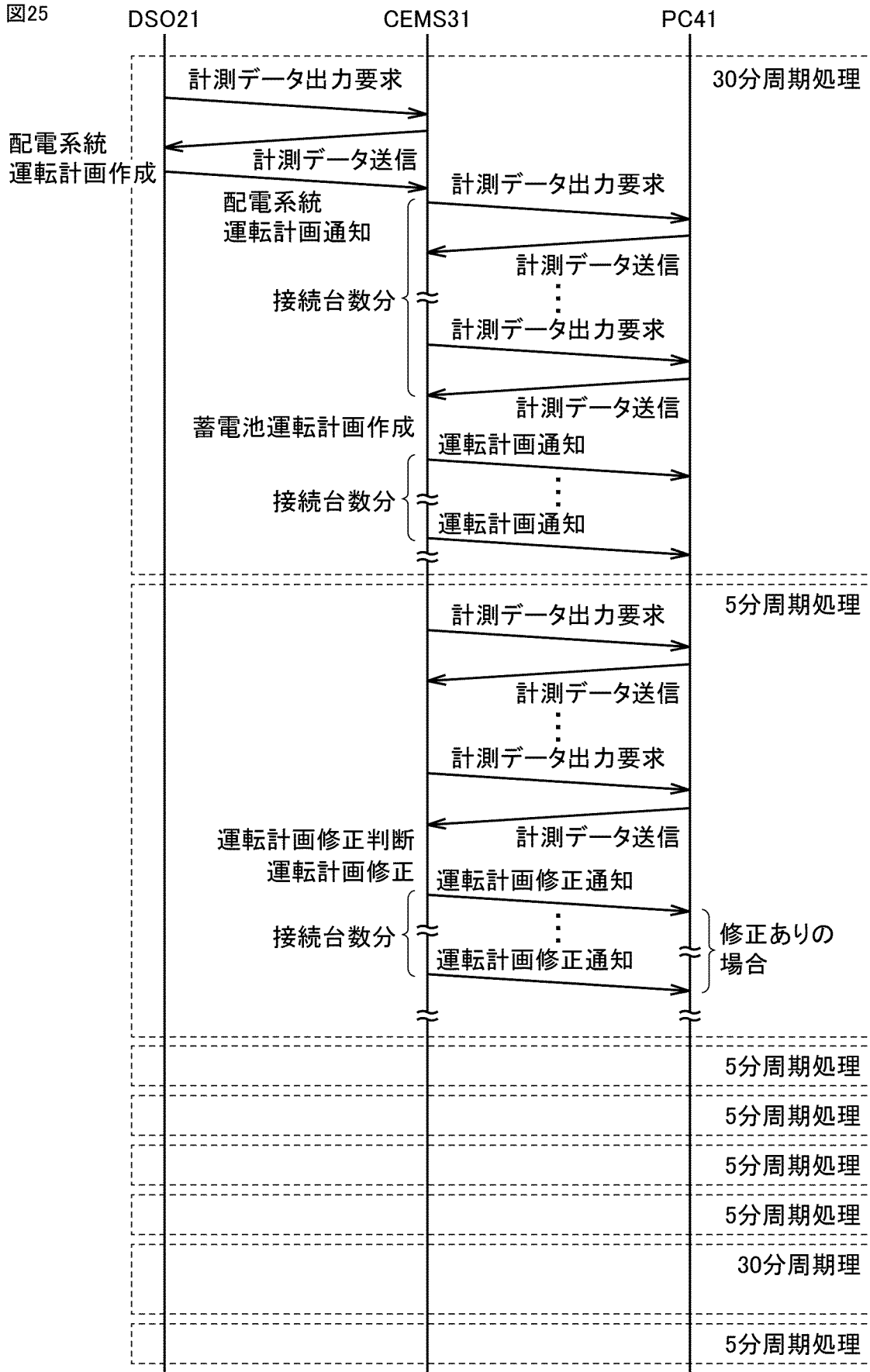
[図24C]

図24C



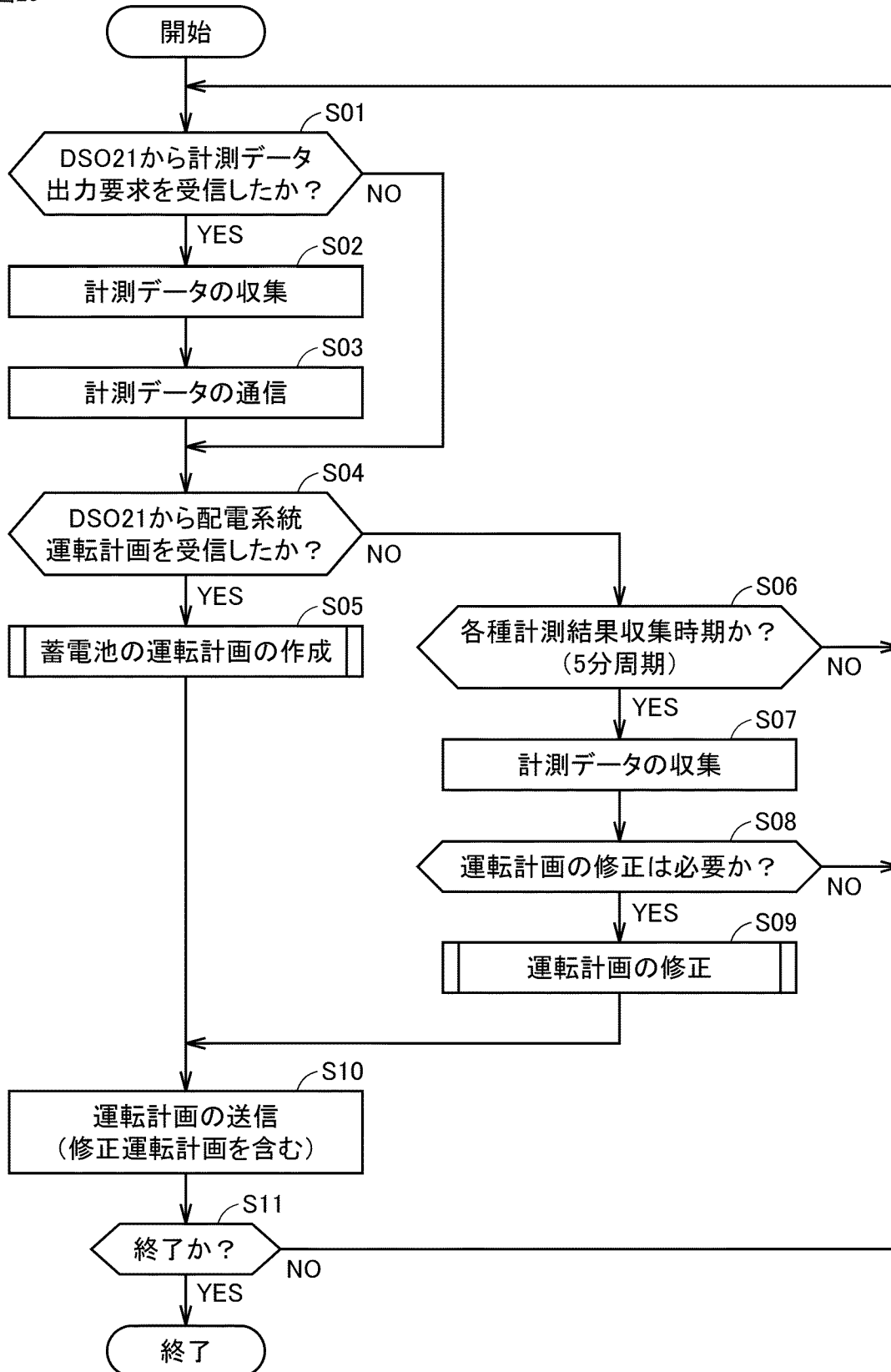
[図25]

図25



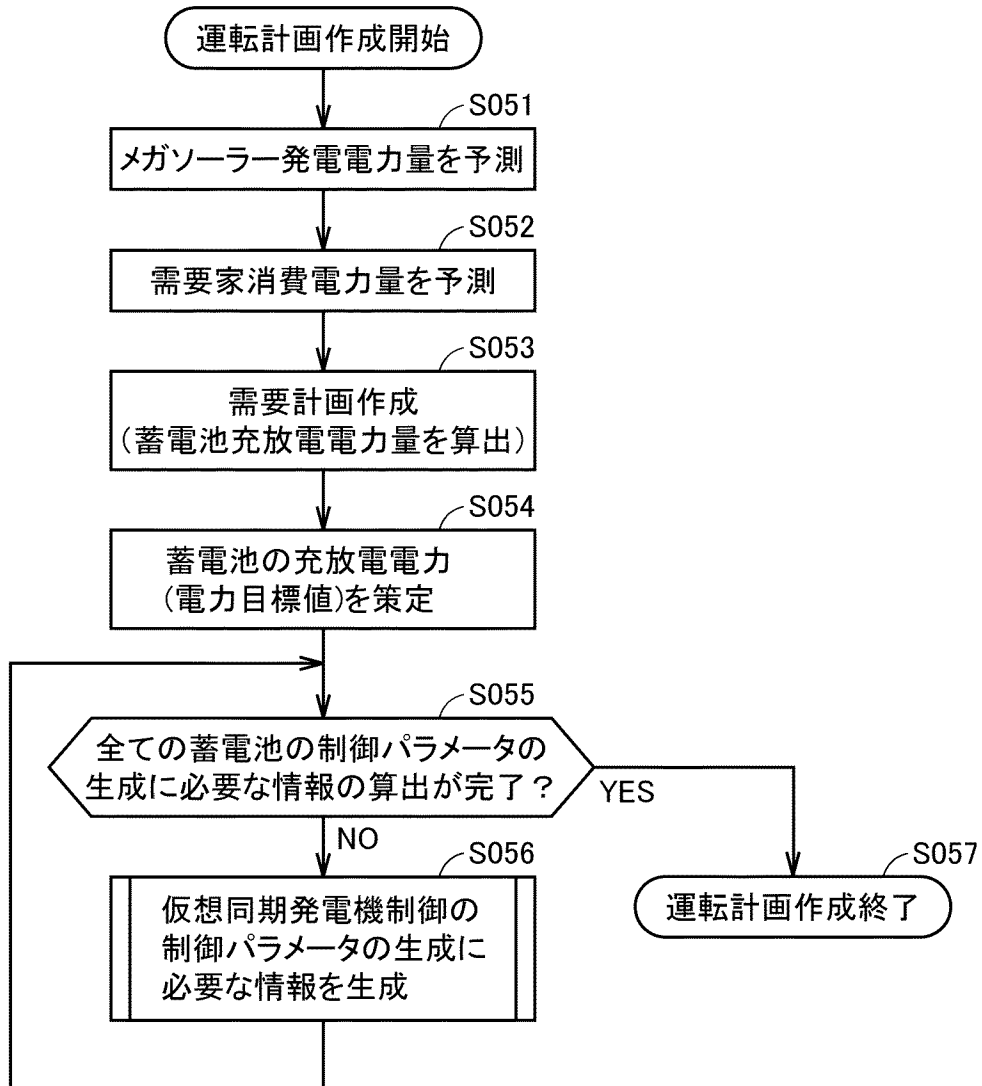
[図26]

図26



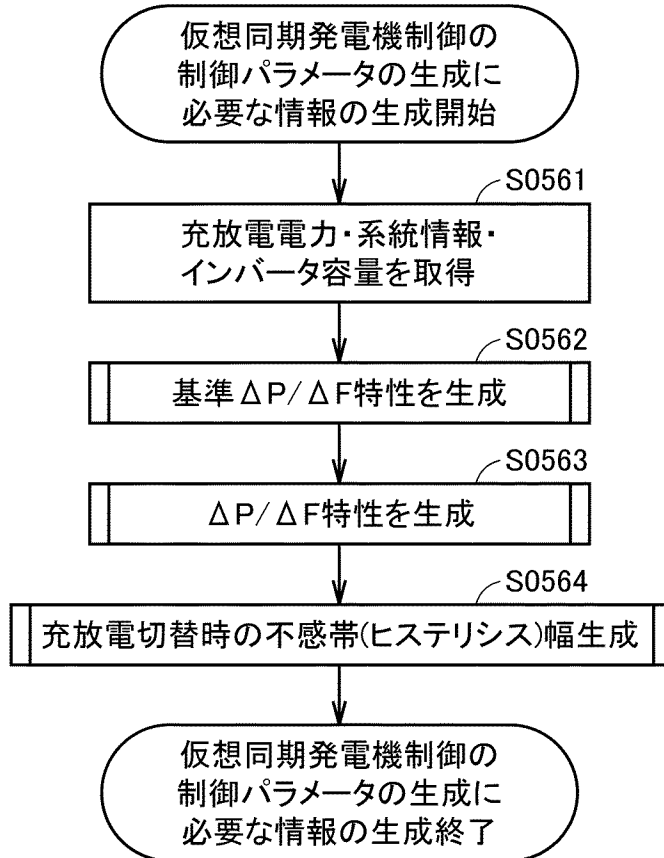
[図27]

図27



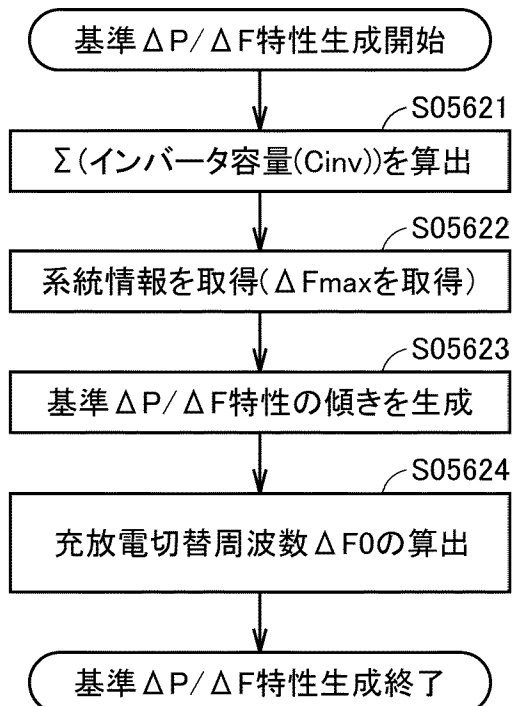
[図28]

図28



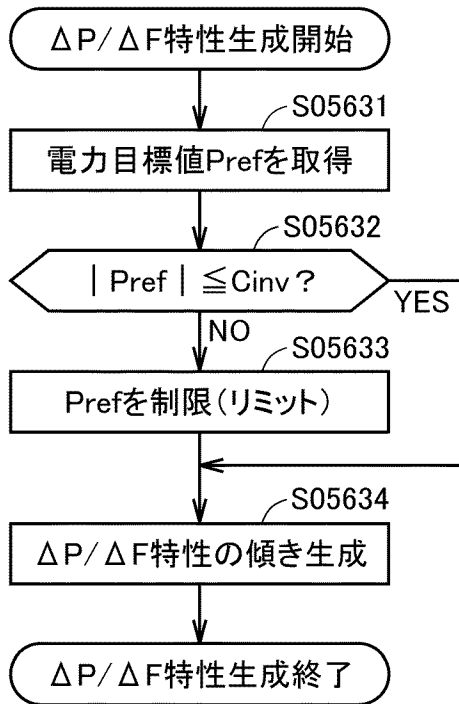
[図29]

図29



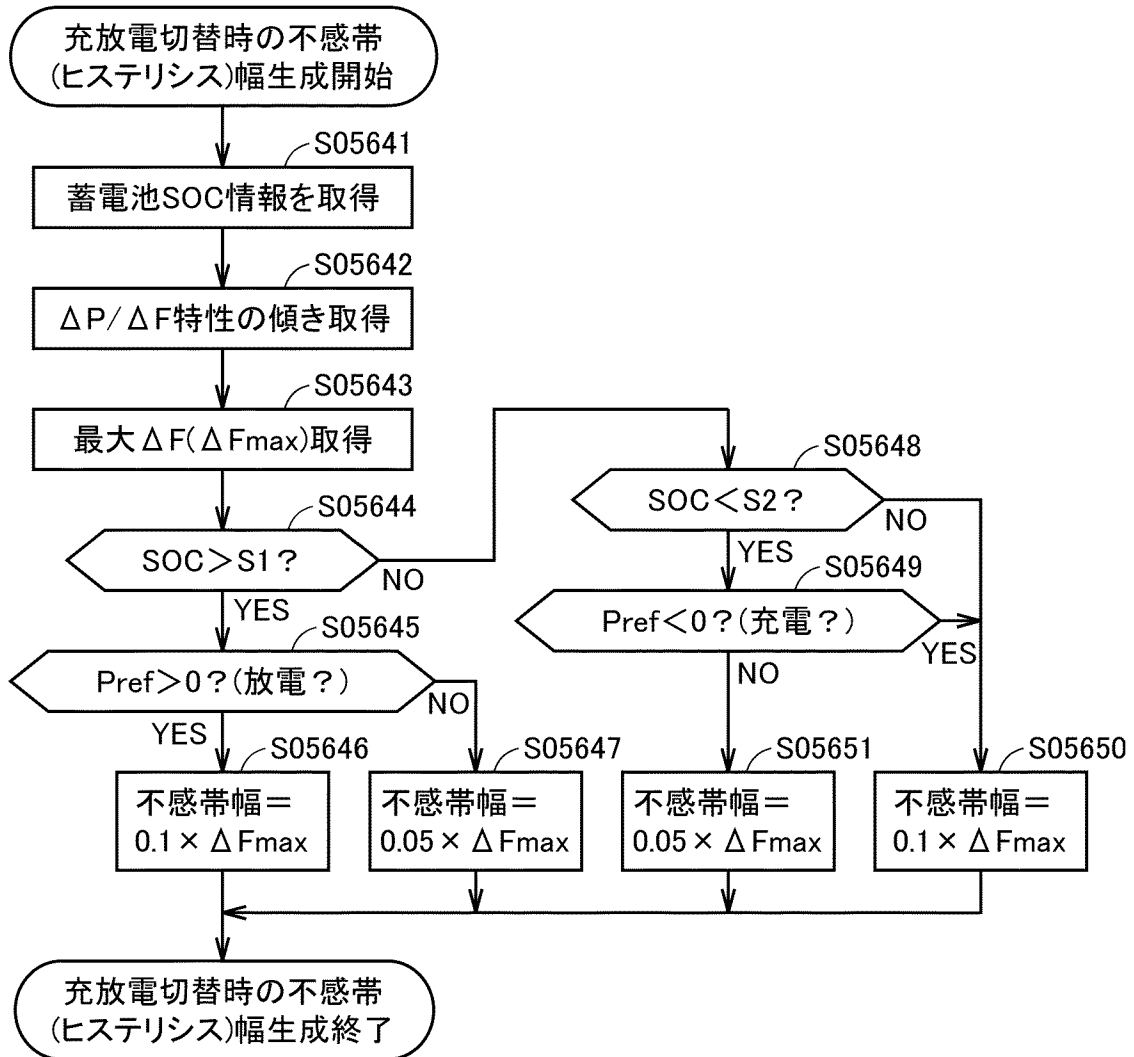
[図30]

図30



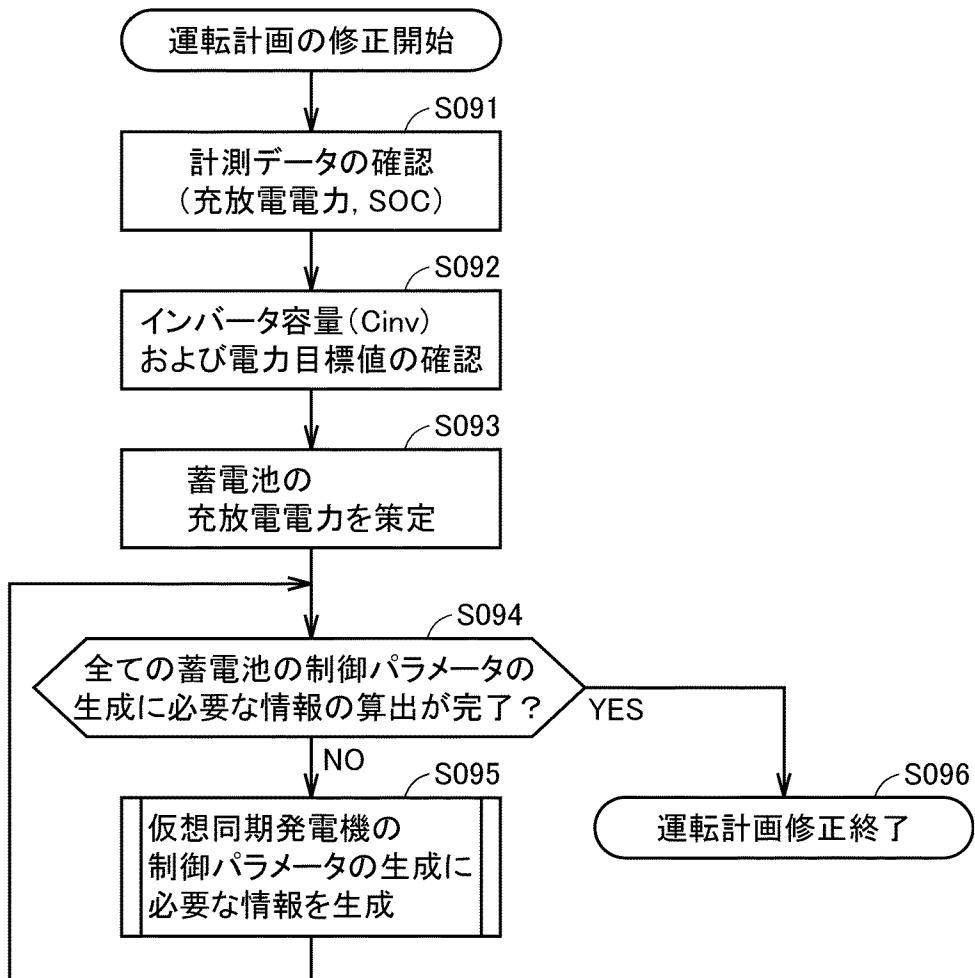
[図31]

図31



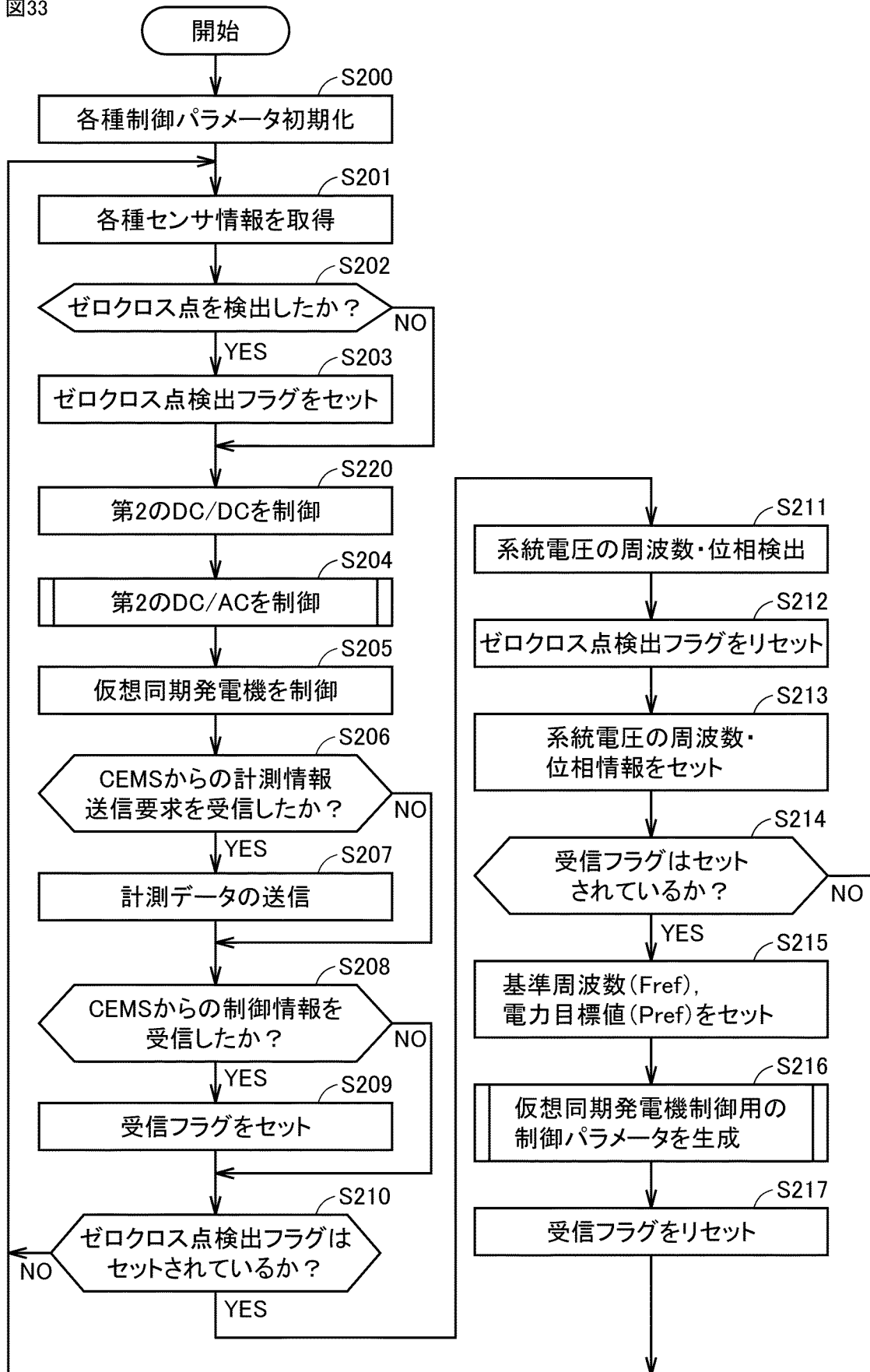
[図32]

図32



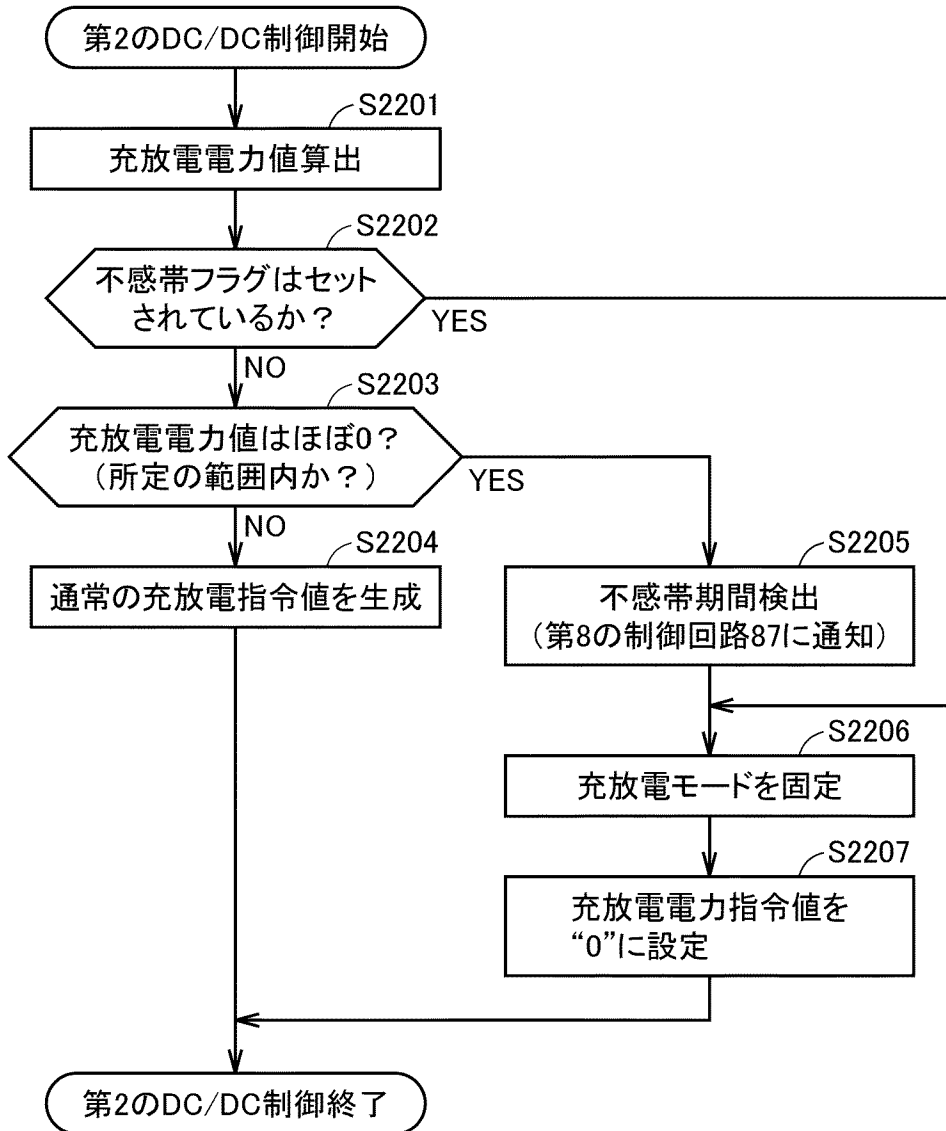
[図33]

図33



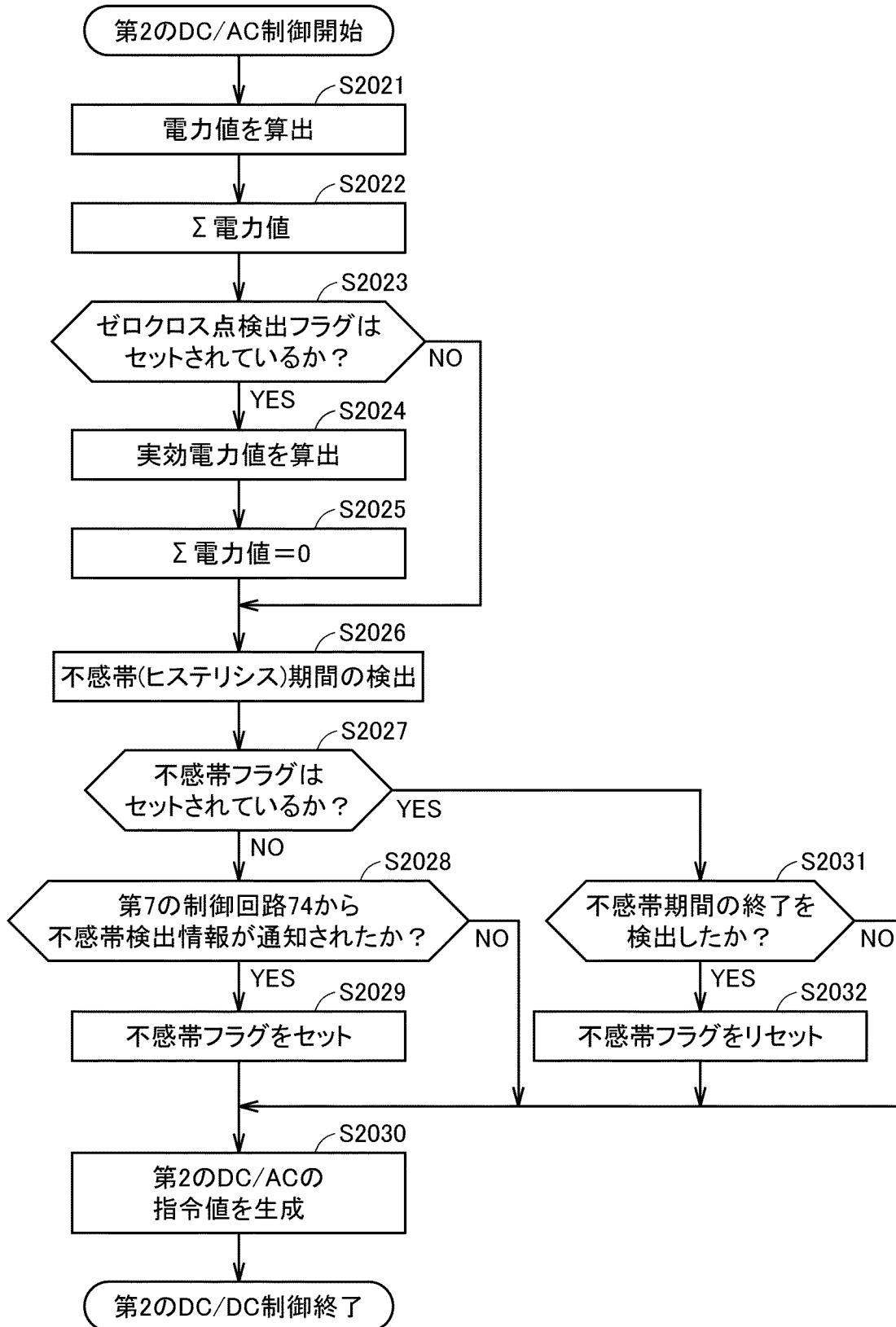
[図34]

図34



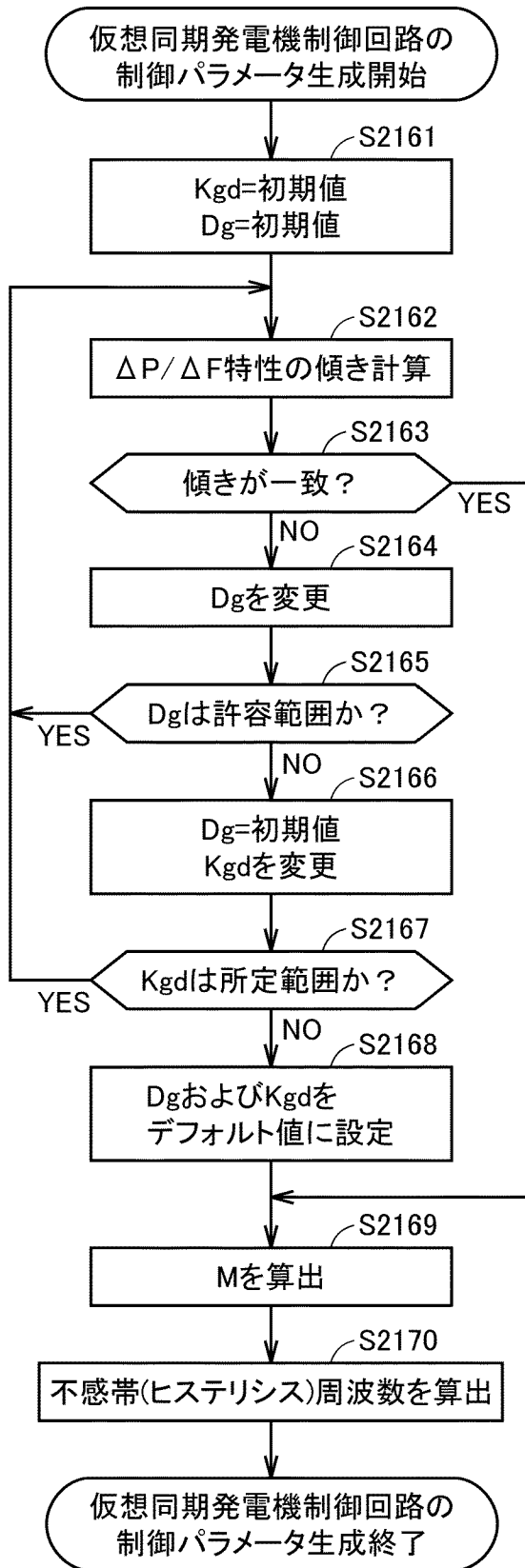
[図35]

図35



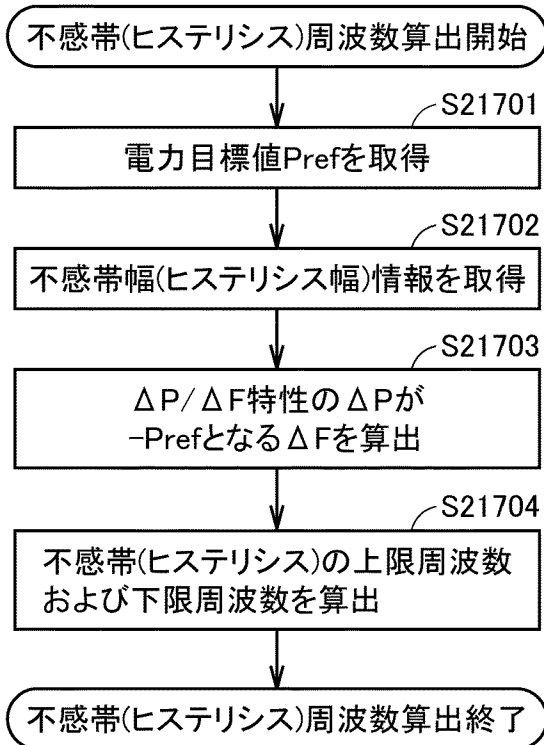
[図36]

図36



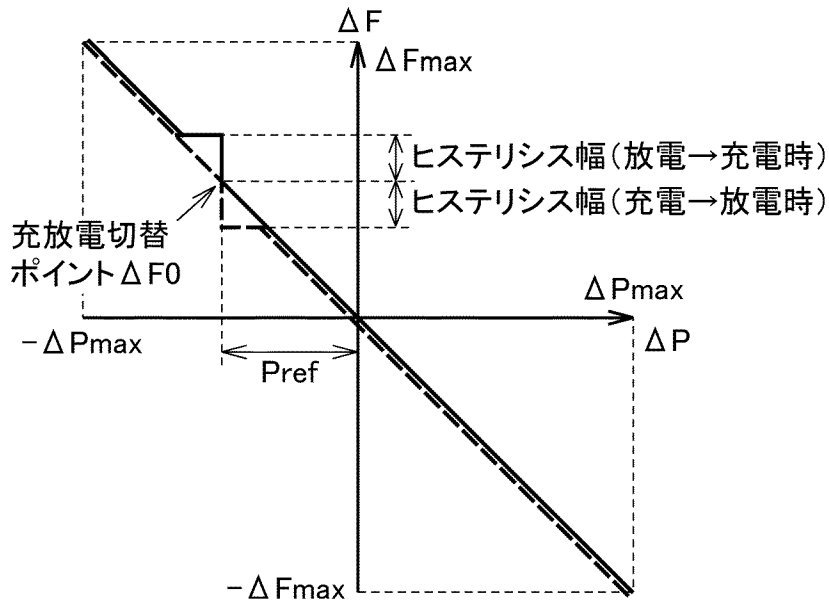
[図37]

図37



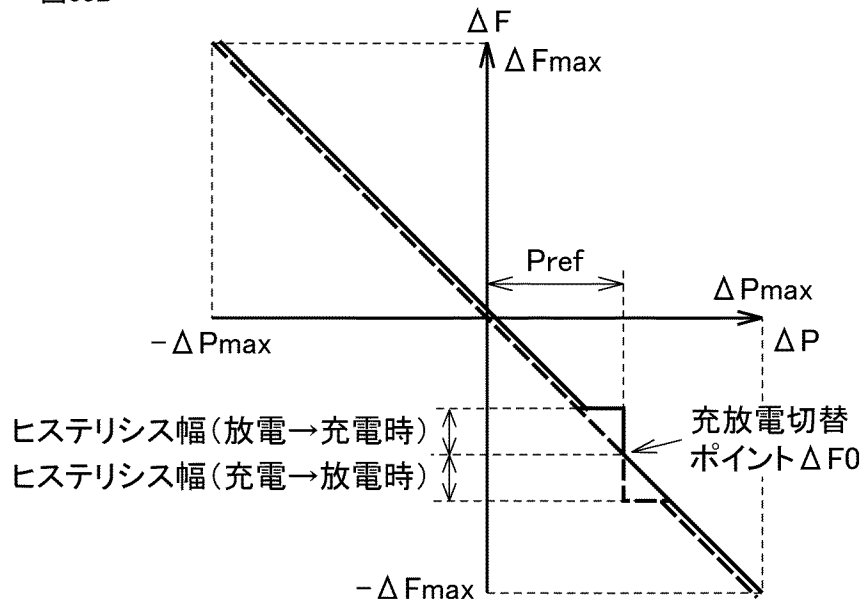
[図38A]

図38A



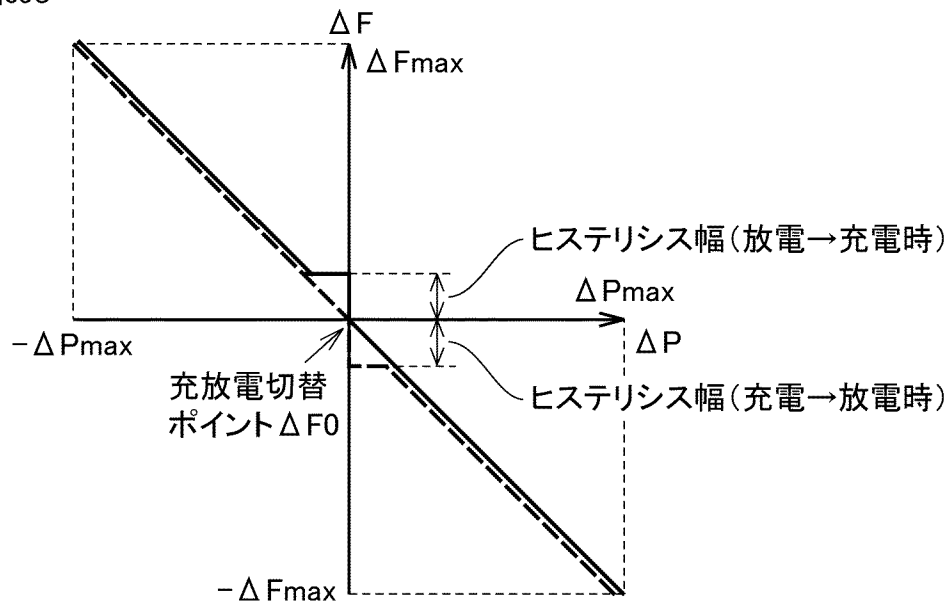
[図38B]

図38B



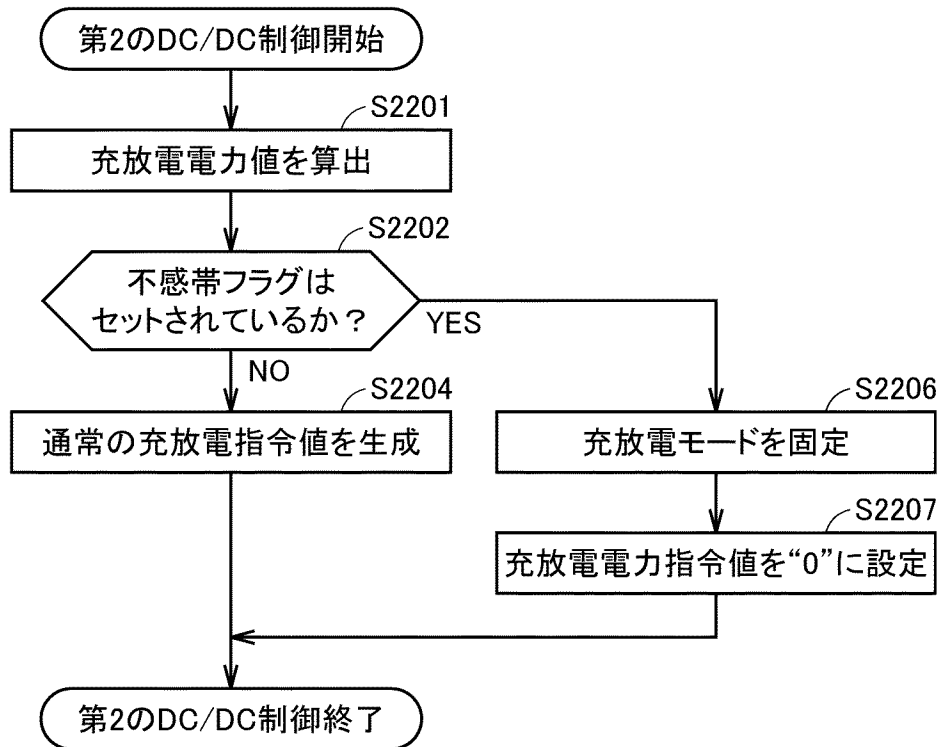
[図38C]

図38C



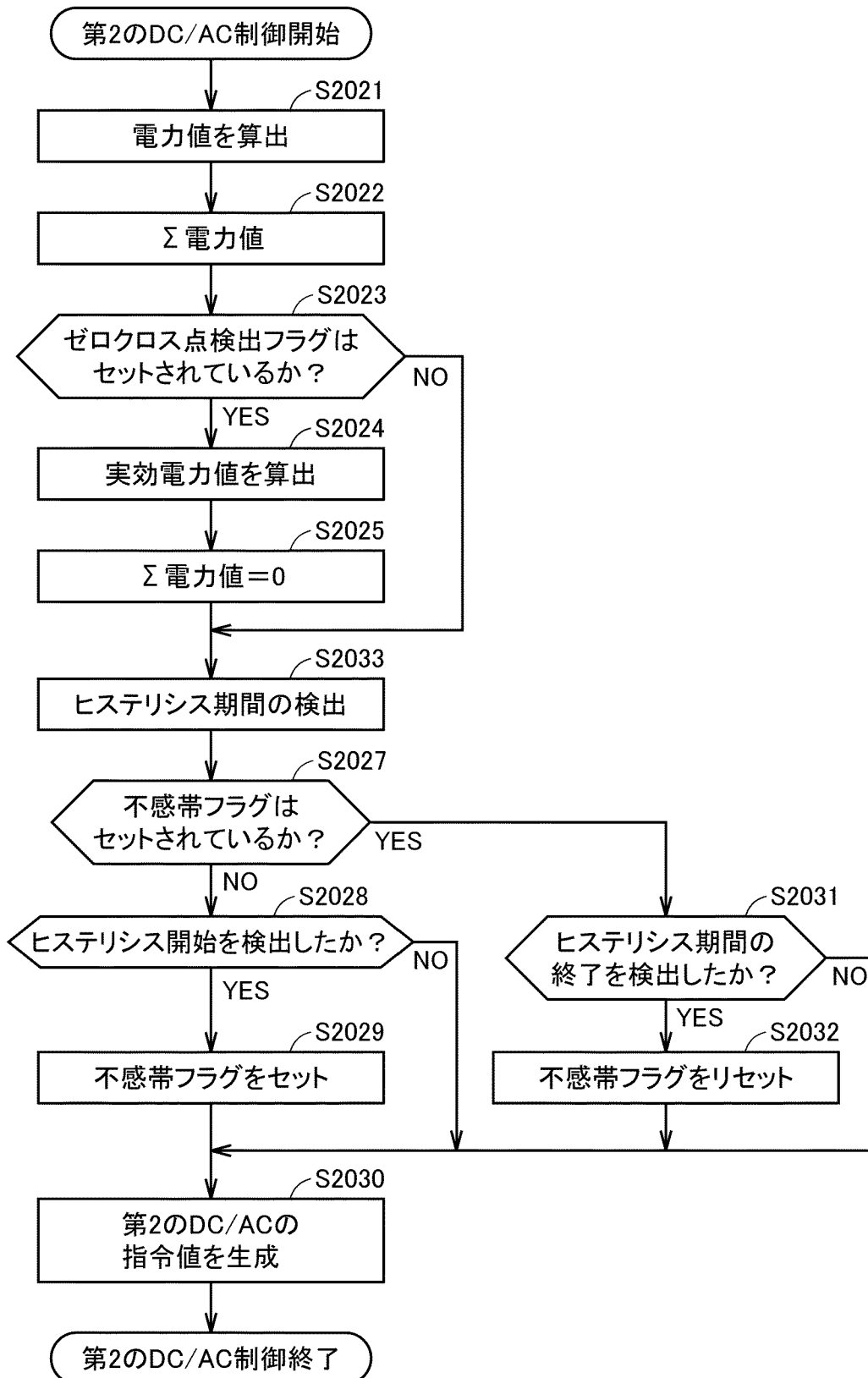
[図39]

図39



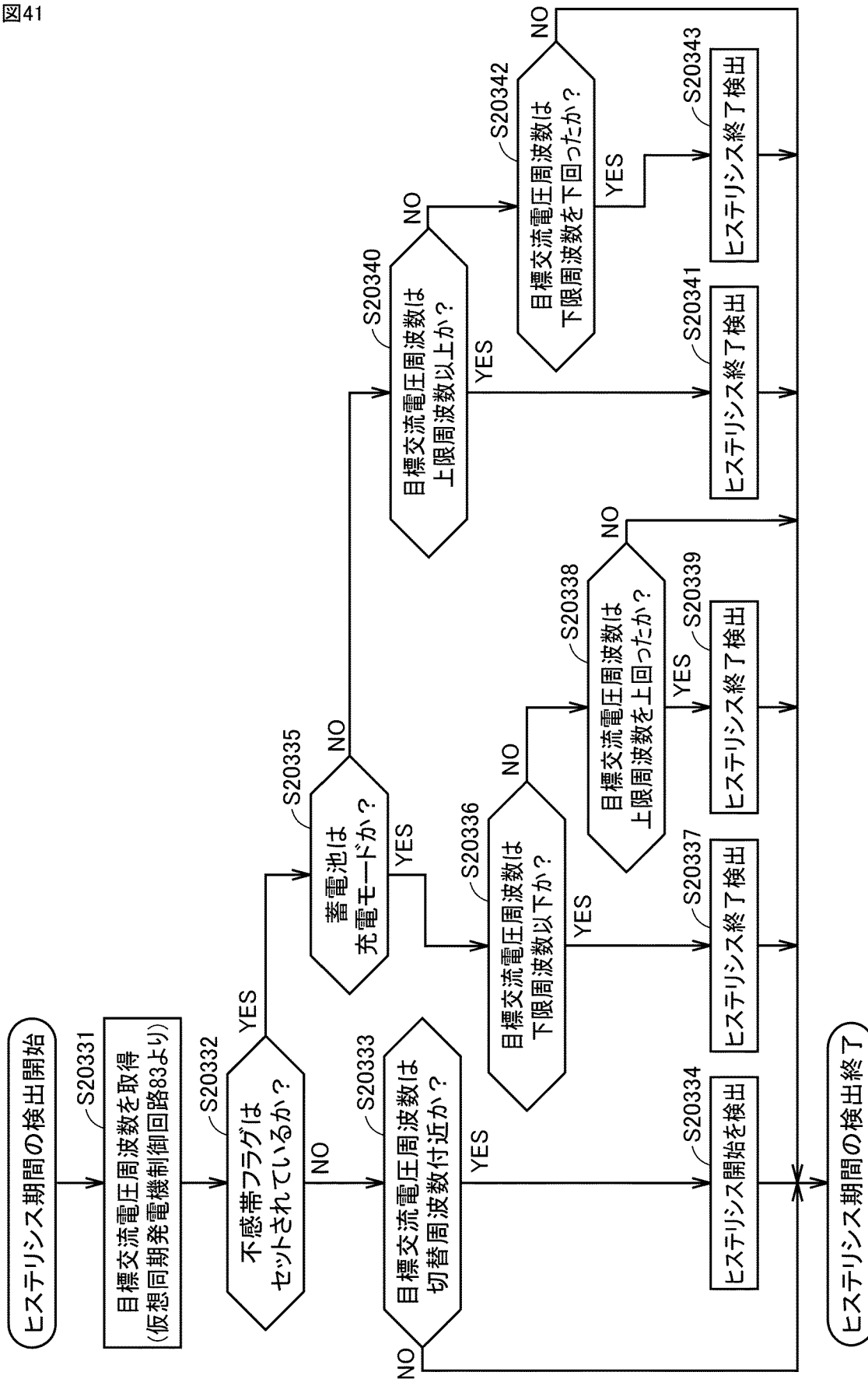
[図40]

図40



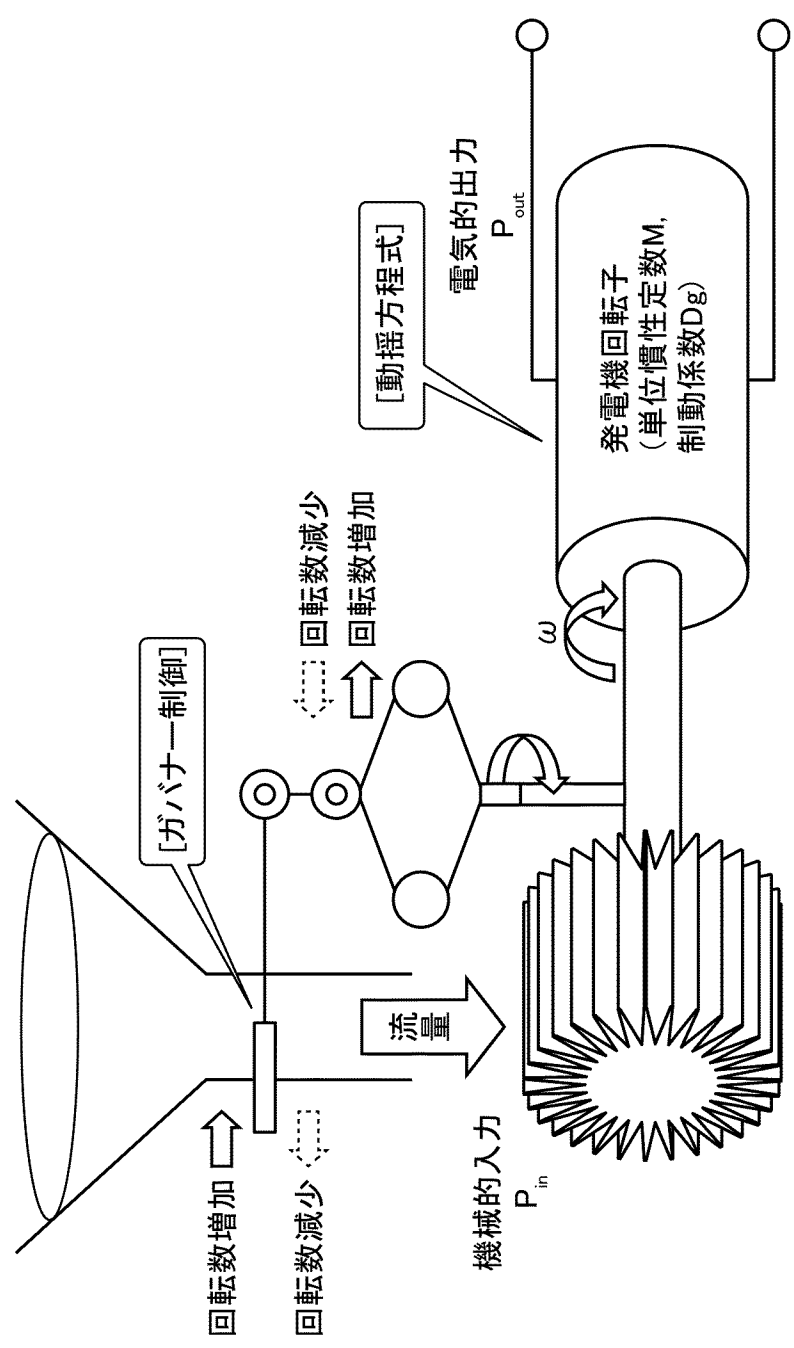
[図41]

図41



[図42]

図42



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/JP2021/001210

<p>A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER H02J 3/38 (2006.01) i FI: H02J3/38 110 According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC</p>										
<p>B. FIELDS SEARCHED Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols) H02J3/38</p>										
<p>Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched</p> <table style="width:100%; border:none;"> <tr> <td style="width:70%;">Published examined utility model applications of Japan</td> <td style="width:30%;">1922-1996</td> </tr> <tr> <td>Published unexamined utility model applications of Japan</td> <td>1971-2021</td> </tr> <tr> <td>Registered utility model specifications of Japan</td> <td>1996-2021</td> </tr> <tr> <td>Published registered utility model applications of Japan</td> <td>1994-2021</td> </tr> </table>			Published examined utility model applications of Japan	1922-1996	Published unexamined utility model applications of Japan	1971-2021	Registered utility model specifications of Japan	1996-2021	Published registered utility model applications of Japan	1994-2021
Published examined utility model applications of Japan	1922-1996									
Published unexamined utility model applications of Japan	1971-2021									
Registered utility model specifications of Japan	1996-2021									
Published registered utility model applications of Japan	1994-2021									
<p>Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)</p>										
<p>C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT</p>										
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.								
A	JP 2019-80476 A (TOKYO ELECTRIC POWER COMPANY HOLDINGS, INC.) 23 May 2019 (2019-05-23) entire text, all drawings	1-12								
A	JP 2013-46503 A (UNIV. WASEDA) 04 March 2013 (2013-03-04) entire text, all drawings	1-12								
A	JP 9-56170 A (TOSHIBA CORP.) 25 February 1997 (1997-02-25) entire text, all drawings	1-12								
A	JP 2012-29438 A (TOSHIBA MITSUBISHI-ELECTRIC INDUSTRIAL SYSTEMS CORP.) 09 February 2012 (2012-02-09) entire text, all drawings	1-12								
<table style="width:100%; border:none;"> <tr> <td style="width:50%;"><input type="checkbox"/> Further documents are listed in the continuation of Box C.</td> <td style="width:50%;"><input checked="" type="checkbox"/> See patent family annex.</td> </tr> </table>			<input type="checkbox"/> Further documents are listed in the continuation of Box C.	<input checked="" type="checkbox"/> See patent family annex.						
<input type="checkbox"/> Further documents are listed in the continuation of Box C.	<input checked="" type="checkbox"/> See patent family annex.									
<table style="width:100%; border:none;"> <tr> <td style="width:50%; vertical-align:top;"> * Special categories of cited documents: "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance "E" earlier application or patent but published on or after the international filing date "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed </td> <td style="width:50%; vertical-align:top;"> "T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention "X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone "Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art "&" document member of the same patent family </td> </tr> </table>			* Special categories of cited documents: "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance "E" earlier application or patent but published on or after the international filing date "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed	"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention "X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone "Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art "&" document member of the same patent family						
* Special categories of cited documents: "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance "E" earlier application or patent but published on or after the international filing date "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed	"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention "X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone "Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art "&" document member of the same patent family									
Date of the actual completion of the international search 28 January 2021 (28.01.2021)		Date of mailing of the international search report 30 March 2021 (30.03.2021)								
Name and mailing address of the ISA/ Japan Patent Office 3-4-3, Kasumigaseki, Chiyoda-ku, Tokyo 100-8915, Japan		Authorized officer Telephone No.								

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

International application No.
PCT/JP2021/001210

Patent Documents referred in the Report	Publication Date	Patent Family	Publication Date
JP 2019-80476 A	23 May 2019	(Family: none)	
JP 2013-46503 A	04 Mar. 2013	(Family: none)	
JP 9-56170 A	25 Feb. 1997	(Family: none)	
JP 2012-29438 A	09 Feb. 2012	(Family: none)	

A. 発明の属する分野の分類（国際特許分類（IPC）） H02J 3/38(2006.01)i FI: H02J3/38 110		
B. 調査を行った分野 調査を行った最小限資料（国際特許分類（IPC）） H02J3/38 最小限資料以外の資料で調査を行った分野に含まれるもの 日本国実用新案公報 1922 - 1996年 日本国公開実用新案公報 1971 - 2021年 日本国実用新案登録公報 1996 - 2021年 日本国登録実用新案公報 1994 - 2021年		
国際調査で使用した電子データベース（データベースの名称、調査に使用した用語）		
C. 関連すると認められる文献		
引用文献の カテゴリー*	引用文献名 及び一部の箇所が関連するときは、その関連する箇所の表示	関連する 請求項の番号
A	JP 2019-80476 A（東京電力ホールディングス株式会社）23.05.2019（2019 - 05 - 23） 全文、全図	1-12
A	JP 2013-46503 A（学校法人早稲田大学）04.03.2013（2013 - 03 - 04） 全文、全図	1-12
A	JP 9-56170 A（株式会社東芝）25.02.1997（1997 - 02 - 25） 全文、全図	1-12
A	JP 2012-29438 A（東芝三菱電機産業システム株式会社）09.02.2012（2012 - 02 - 09） 全文、全図	1-12
<input type="checkbox"/> C欄の続きにも文献が列挙されている。 <input checked="" type="checkbox"/> パテントファミリーに関する別紙を参照。		
* 引用文献のカテゴリー	“T” 国際出願日又は優先日後に公表された文献であって出願と抵触するものではなく、発明の原理又は理論の理解のために引用するもの “A” 特に関連のある文献ではなく、一般的技術水準を示すもの “E” 国際出願日前の出願または特許であるが、国際出願日以後に公表されたもの “L” 優先権主張に疑義を提起する文献又は他の文献の発行日若しくは他の特別な理由を確立するために引用する文献（理由を付す） “O” 口頭による開示、使用、展示等に言及する文献 “P” 国際出願日前で、かつ優先権の主張の基礎となる出願の日の後に公表された文献 “X” 特に関連のある文献であって、当該文献のみで発明の新規性又は進歩性がないと考えられるもの “Y” 特に関連のある文献であって、当該文献と他の1以上の文献との、当業者にとって自明である組合せによって進歩性がないと考えられるもの “&” 同一パテントファミリー文献	
国際調査を完了した日	28.01.2021	国際調査報告の発送日 30.03.2021
名称及びあて先 日本国特許庁(ISA/JP) 〒100-8915 日本国 東京都千代田区霞が関三丁目4番3号	権限のある職員（特許庁審査官） 坂東 博司 5T 4234 電話番号 03-3581-1101 内線 3568	

国際調査報告
特許ファミリーに関する情報

国際出願番号

PCT/JP2021/001210

引用文献	公表日	特許ファミリー文献	公表日
JP 2019-80476 A	23.05.2019	(ファミリーなし)	
JP 2013-46503 A	04.03.2013	(ファミリーなし)	
JP 9-56170 A	25.02.1997	(ファミリーなし)	
JP 2012-29438 A	09.02.2012	(ファミリーなし)	