(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
2011 年 8 月 4 日(04.08.2011)

PCT

(10) 国際公開番号
WO 2011/093362 A1

(51) 国際特許分類:
H02J 3/38 (2006.01) *H02J 3/32* (2006.01)
G05F 1/67 (2006.01) *H02J 7/35* (2006.01)

(21) 国際出願番号: PCT/JP2011/051563

(22) 国際出願日: 2011 年 1 月 27 日(27.01.2011)

(25) 国際出願の言語: 日本語

(26) 国際公開の言語: 日本語

(30) 優先権データ:
特願 2010-015236 2010 年 1 月 27 日(27.01.2010) JP

(71) 出願人 (米国を除く全ての指定国について): 三洋電機株式会社 (SANYO ELECTRIC CO., LTD.) [JP/JP]; 〒5708677 大阪府守口市京阪本通２丁目５番５号 Osaka (JP).

(72) 発明者; および

(75) 発明者/出願人 (米国についてのみ): 山田 洋平 (YAMADA, Yohei) [JP/JP]; 〒5708677 大阪府守口市京阪本通２丁目５番５号 三洋電機株式会社内 Osaka (JP). 池部 早人 (IKEBE, Hayato) [JP/JP]; 〒5708677 大阪府守口市京阪本通２丁目５番５号 三洋電機株式会社内 Osaka (JP). 酒井 総一 (SAKAI, Souichi) [JP/JP]; 〒5708677 大阪府守口市京阪本通２丁目５番５号 三洋電機株式会社内 Osaka (JP).

(74) 代理人: 宮園 博一 (MIYAZONO, Hirokazu); 〒5320011 大阪府大阪市淀川区西中島５丁目１３番９号 新大阪ＭＴビル１号館 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, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

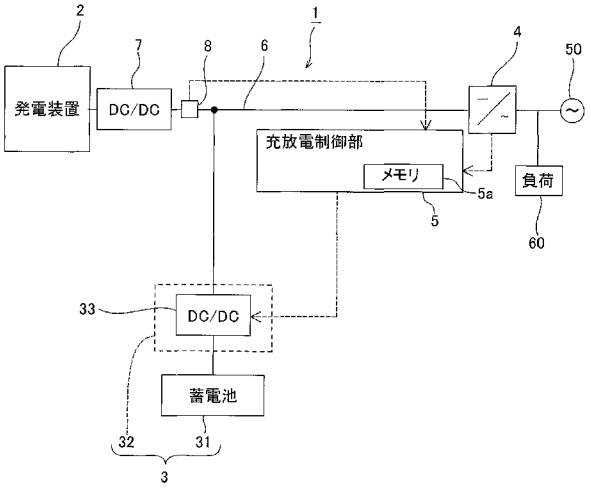
(84) 指定国 (表示のない限り、全ての種類の広域保護が可能): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), ユーラシア (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), ヨーロッパ (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT,

[続葉有]

(54) **Title**: POWER SUPPLY METHOD, COMPUTER READABLE RECORDING MEDIUM, AND POWER GENERATION SYSTEM

(54) 発明の名称 : 電力供給方法、コンピュータ読み取り可能な記録媒体および発電システム

[図1]



2 POWER GENERATION APPARATUS
5 CHARGE/DISCHARGE CONTROL UNIT
5a MEMORY
60 LOAD
31 STORAGE BATTERY

(57) **Abstract**: Disclosed is a power supply method which includes: a step wherein power is generated by a power generation apparatus using renewable energy; a step wherein the power generated by the power generation apparatus is stored in an electrical storage apparatus; a step wherein, on the basis of the power generated by the power generation apparatus at a first time point and that at a second time point prior to the first time point, the rate of increase or reduction of the power generation between the first time point and the second time point is calculated, and a target output power is determined on the basis of the rate; and a step wherein the target output power is outputted from the power generation apparatus and/or the electrical storage apparatus.

(57) 要約: この電力供給方法は、再生可能エネルギーを利用して発電装置により発電する工程と、蓄電装置に発電装置により発電された電力を蓄電する工程と、第１の時点と、第１の時点より前の第２の時点とにおける発電装置の発電電力に基づいて、第１の時点と第２の時点との間の発電電力の増加または減少の割合を算出し、割合から目標出力電力を決定する工程と、発電装置および蓄電装置の少なくとも一方から目標出力電力を出力する工程と、を含む。

WO 2011/093362 A1

NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

添付公開書類:

— 国際調査報告（条約第 21 条(3)）

明　細　書

発明の名称 ：

電力供給方法、コンピュータ読み取り可能な記録媒体および発電システム

技術分野

[0001] 本発明は、電力供給方法、コンピュータ読み取り可能な記録媒体および発電システムに関する。

背景技術

[0002] 近年、変電所からの交流電力の供給を受ける各需要家（たとえば、住宅や工場など）に、風力や太陽光などの自然エネルギーを利用した発電装置（太陽電池など）が設けられるケースが増加している。このような発電装置は、変電所の配下に設けられる電力系統に接続され、発電装置により発電された電力は、需要家内の電力消費装置側に出力される。また、需要家内の電力消費装置により消費されずに余った電力は、電力系統に出力される。この需要家から電力系統に向かう電力の流れは、「逆潮流」と呼ばれ、需要家から電力系統に出力される電力は「逆潮流電力」と呼ばれる。

[0003] ここで、電力会社等の電力供給者には、電力の安定供給の義務が課されており、逆潮流電力分も含めた電力系統全体における周波数や電圧を一定に保つ必要がある。たとえば、電力供給者は、変動周期の大きさに応じた複数の制御手法によって、電力系統全体の周波数を一定に保っている。具体的には、一般に十数分以上の変動周期をもつような負荷成分については、最も経済的な発電電力の出力分担が可能なように経済負荷配分制御（ＥＤＣ：Ｅｃｏｎｏｍｉｃ　Ｄｉｓｐａｔｃｈｉｎｇ　Ｃｏｎｔｒｏｌ）が行われている。このＥＤＣは、１日の負荷変動予想に基づいた制御であり、時々刻々と変動する負荷の増減（十数分より小さい変動周期の成分）に対する対応は困難である。そこで、電力会社は、時々刻々と変動する負荷に応じて電力系統への電力の供給量を調整し、周波数の安定化を行うための複数の制御を行っている。ＥＤＣを除いたこれらの制御は特に周波数制御と呼ばれており、この周

波数制御によって、ＥＤＣで調整できない負荷変動分の調整を行っている。

[0004] より詳細には、約１０秒以下の変動周期の成分については、電力系統自体の自己制御性により自然に吸収することができる。また、約１０秒～数分程度の変動周期の成分に対しては、各発電所の発電機のガバナフリー運転により対応が可能である。また、数分から十数分までの変動周期の成分については、負荷周波数制御（ＬＦＣ：Ｌｏａｄ　Ｆｒｅｑｕｅｎｃｙ　Ｃｏｎｔｒｏｌ）により対応している。この負荷周波数制御では、電力供給者の中央給電指令所からの制御信号によってＬＦＣ用発電所が発電出力を調整することにより、周波数制御を行っている。

[0005] しかし、自然エネルギーを利用した発電装置の出力は、天候などに応じて急激に変化することがある。このような発電装置の出力の急激な変化は、連系している電力系統の周波数の安定度に大きな悪影響を与えてしまう。この悪影響は、自然エネルギーを利用した発電装置を有する需要家が増えるほど顕著になってくる。このため、今後、自然エネルギーを利用した発電装置を有する需要家がさらに増えてきた場合には、発電装置の出力の急激な変化を抑制することにより、電力系統の安定度を維持する必要が生じてくる。

[0006] そこで、従来、このような発電装置の出力の急激な変化を抑制するために、自然エネルギーを利用した発電装置と、発電装置により発電された電力を蓄電可能な蓄電装置とを備えた発電システムが提案されている。このような発電システムは、たとえば、特開２００１－５５４３号公報に開示されている。

[0007] 上記特開２００１－５５４３号公報には、太陽電池と、太陽電池に接続されるとともに電力系統に接続されるインバータと、インバータと太陽電池とを接続する母線に接続された蓄電装置とを備えた発電システムが開示されている。上記特開２００１－５５４３号公報では、過去の発電電力の移動平均値（目標出力電力）を算出し、その移動平均値の電力がインバータから電力系統に出力されるように、移動平均値と太陽電池の発電電力との差分だけ蓄電装置の充放電を行うことにより、電力系統に逆潮流される電力の変動を抑

制する平滑化制御を行っている。これにより、電力系統の周波数などへの悪影響を抑制することが可能である。

先行技術文献

特許文献

[0008] 特許文献1：特開２００１－５５４３号公報

発明の概要

発明が解決しようとする課題

[0009] しかしながら、移動平均値（目標出力電力）は過去の発電電力データから算出されるので、移動平均値の値は過去の発電電力の値を反映して過去の発電電力の値に近くなる。このため、移動平均値の推移は、実際の発電電力の推移から全体的に過去の発電電力の値側にずれて（遅れて）推移することになる。この場合、その遅れの分だけ移動平均値と実際の発電電力との間に全体的なずれが生じる。上記の実際の発電電力の推移と移動平均値の推移との全体的なずれが大きい場合には、実際の発電電力と移動平均値との差分である蓄電装置の充放電量および充放電深度も全体的に大きくなってしまい、その結果、２次電池などからなる蓄電装置の寿命が短くなるという問題点がある。

[0010] この発明は、上記のような課題を解決するためになされたものであり、この発明の１つの目的は、発電装置による発電電力の変動に起因する電力系統への影響を抑制しながら、蓄電装置の長寿命化を図ることが可能な電力供給方法、コンピュータ読み取り可能な記録媒体および発電システムを提供することである。

課題を解決するための手段

[0011] 上記目的を達成するために、本発明の電力供給方法は、再生可能エネルギーを利用して発電装置により発電する工程と、蓄電装置に発電装置により発電された電力を蓄電する工程と、第１の時点と、第１の時点より前の第２の時点とにおける発電装置の発電電力に基づいて、第１の時点と第２の時点と

の間の発電電力の増加または減少の割合を算出し、割合から目標出力電力を決定する工程と、発電装置および蓄電装置の少なくとも一方から目標出力電力を出力する工程とを含む。

[0012] 本発明のコンピュータ読み取り可能な記録媒体は、再生可能エネルギーを利用して発電する発電装置および発電装置により発電された電力を蓄電する蓄電装置を制御するための制御プログラムを記憶する、コンピュータ読み取り可能な記録媒体であって、プログラムはコンピュータシステムに以下の動作を実行させる、第１の時点と、第１の時点より前の第２の時点とにおける発電装置の発電電力に基づいて、第１の時点と第２の時点との間の発電電力の増加または減少の割合を算出し、割合から電力系統に出力する目標出力電力を決定し、発電装置および蓄電装置の少なくとも一方から目標出力電力を出力する。

[0013] 本発明の発電システムは、再生可能エネルギーを利用して発電する発電装置により発電された電力を蓄電する蓄電装置と、発電装置または蓄電装置から電力系統に供給する電力を制御する充放電制御部とを備え、充放電制御部は、第１の時点と、第１の時点より前の第２の時点とにおける発電装置の発電電力に基づいて、第１の時点と第２の時点との間の発電電力の増加または減少の割合を算出し、割合から電力系統に出力する目標出力電力を決定し、発電装置および蓄電装置の少なくとも一方から目標出力電力を出力させるように構成されている。

発明の効果

[0014] 本発明によれば、発電装置の発電電力のみならず、発電電力の増減傾向に基づいて、目標出力電力の推移が実際の発電電力の推移に近くなるように目標出力電力を設定することができる。これにより、発電電力の変化を平滑化するための目標出力電力と実際の発電電力とのずれが全体的に小さくなるので、目標出力電力と実際の発電電力との差分の電力だけ蓄電装置の充放電を行う場合に、蓄電装置の充放電量および充放電深度を小さくすることができる。この結果、発電装置による発電電力の変動に起因する電力系統への影響

を抑制しながら、蓄電装置の長寿命化を図ることができる。

図面の簡単な説明

[0015] [図1]本発明の第１実施形態による発電システムの構成を示すブロック図である。

[図2]電力系統に出力される負荷変動の大きさと変動周期との関係を説明するための図である。

[図3]図１に示した第１実施形態による発電システムによる目標出力電力の算出方法を説明するための図である。

[図4]充放電制御におけるサンプリング期間について説明するための図である。

[図5]本発明の第２実施形態による発電システムの構成を示すブロック図である。

[図6]図５に示した第２実施形態による発電システムの充放電制御の制御フローを説明するためのフローチャートである。

[図7]本発明の第３実施形態による発電システムの構成を示すブロック図である。

[図8]図７に示した第３実施形態による発電システムの充放電制御の制御フローを説明するためのフローチャートである。

[図9]発電装置の発電電力の１日の推移の一例および実施例１による平滑化後の出力電力（例１）を示すグラフである。

[図10]発電装置の発電電力の１日の推移の一例および実施例２による平滑化後の出力電力（例１）を示すグラフである。

[図11]発電装置の発電電力の１日の推移の一例および比較例による平滑化後の出力電力（例１）を示すグラフである。

[図12]実施例１、実施例２および比較例の蓄電池の蓄電量の推移（例１）を示すグラフである。

[図13]実施例１および比較例のＦＦＴ解析結果（例１）を示すグラフである。

[図14]発電装置の発電電力の１日の推移の一例および実施例１による平滑化後の出力電力（例２）を示すグラフである。

[図15]発電装置の発電電力の１日の推移の一例および実施例２による平滑化後の出力電力（例２）を示すグラフである。

[図16]発電装置の発電電力の１日の推移の一例および比較例による平滑化後の出力電力（例２）を示すグラフである。

[図17]実施例１、実施例２および比較例の蓄電池の蓄電量の推移（例２）を示すグラフである。

[図18]実施例１、実施例２および比較例のＦＦＴ解析結果（例２）を示すグラフである。

発明を実施するための形態

[0016] 以下、本発明の実施形態を図面に基づいて説明する。

[0017] （第１実施形態）

まず、図１～図３を参照して、本発明の第１実施形態による発電システム１の構造を説明する。

[0018] 図１に示すように、発電システム１は、太陽光を用いて発電する太陽電池からなる発電装置２および電力系統５０に接続されている。発電システム１は、発電装置２により発電された電力を蓄電可能な蓄電装置３と、発電装置２により発電された電力および蓄電装置３により蓄電された電力を電力系統５０に出力するインバータを含む電力出力部４と、蓄電装置３の充放電を制御する充放電制御部５とを備えている。なお、発電装置２は、再生可能エネルギーを利用した発電装置であればよく、例えば風力発電装置等を用いてもよい。

[0019] 発電装置２と電力出力部４とを接続する母線６には、ＤＣ－ＤＣコンバータ７が直列的に接続されている。ＤＣ－ＤＣコンバータ７は、発電装置２により発電された電力の直流電圧を一定の直流電圧（第１実施形態では、約２６０Ｖ）に変換して電力出力部４側に出力する。また、ＤＣ－ＤＣコンバータ７は、いわゆるＭＰＰＴ（Ｍａｘｉｍｕｍ　Ｐｏｗｅｒ　Ｐｏｉｎｔ　Ｔ

ｒａｃｋｉｎｇ）制御機能を有している。ＭＰＰＴ機能とは、発電装置２により発電された電力が最大となるように発電装置２の動作電圧を自動的に調整する機能である。発電装置２とＤＣ－ＤＣコンバータ７との間には、発電装置２に向かって電流が逆流するのを防止するためのダイオード（図示せず）が設けられている。

[0020] 蓄電装置３は、母線６に並列的に接続された蓄電池３１と、蓄電池３１の充放電を行う充放電部３２とを含んでいる。蓄電池３１としては、自然放電が少なく、充放電効率の高い２次電池（たとえば、Ｌｉ－ｉｏｎ蓄電池、Ｎｉ－ＭＨ蓄電池など）が用いられている。また、蓄電池３１の電圧は約４８Ｖである。

[0021] 充放電部３２は、ＤＣ－ＤＣコンバータ３３を有しており、母線６と蓄電池３１とはＤＣ－ＤＣコンバータ３３を介して接続されている。ＤＣ－ＤＣコンバータ３３は、充電時には、蓄電池３１に供給する電力の電圧を、母線６の電圧から蓄電池３１を充電するのに適した電圧まで降圧させることにより、母線６側から蓄電池３１側に電力を供給する。また、ＤＣ－ＤＣコンバータ３３は、放電時には、母線６側に放電させる電力の電圧を、蓄電池３１の電圧から母線６の電圧付近まで昇圧させることにより、蓄電池３１側から母線６側に電力を放電させる。

[0022] 充放電制御部５は、ＤＣ－ＤＣコンバータ３３を制御することにより、蓄電池３１の充放電制御を行う。充放電制御部５は、発電装置２の発電電力に関わらず電力系統５０へ出力する電力値を平滑化するために、電力系統５０へ出力する目標出力電力を設定する。充放電制御部５は、発電装置２の発電電力に応じて、電力系統５０へ出力する電力量が目標出力電力となるように、蓄電池３１の充放電量を制御する。すなわち、充放電制御部５は、発電装置２の発電電力が目標出力電力よりも大きい場合には、過剰分の電力を蓄電池３１に充電するようにＤＣ－ＤＣコンバータ３３を制御するとともに、発電装置２の発電電力が目標出力電力よりも小さい場合には、不足分の電力を蓄電池３１から放電するようにＤＣ－ＤＣコンバータ３３を制御する。

[0023] また、充放電制御部５は、ＤＣ－ＤＣコンバータ７の出力側に設けられた発電電力検出部８から発電装置２の発電電力データを取得する。発電電力検出部８は、発電装置２の発電電力を検出して、発電電力データを充放電制御部５に送信する。充放電制御部５は、発電電力データを発電電力検出部８から所定の検出時間間隔毎に取得する。ここでは、充放電制御部５は、６０秒毎に発電装置２の発電電力データを取得している。なお、発電電力データの検出時間間隔は、長すぎても短すぎても発電電力の変化を正確に検出することができないので、発電装置２の発電電力の変動周期などを勘案して適正な値に定められる。

[0024] また、充放電制御部５は、電力出力部４の出力電力を取得することにより、実際に電力出力部４から電力系統５０に出力された電力と目標出力電力との差を認識することにより、電力出力部４からの出力電力が目標出力電力となるように充放電部３２の充放電をフィードバック制御する。

[0025] 次に、充放電制御部５による蓄電池３の充放電制御方法について説明する。

[0026] 上述したように、充放電制御部５は、発電装置２の発電電力と蓄電池３１の充放電量との合計が目標出力電力となるように蓄電池３１の充放電を制御する。この目標出力電力は移動平均法を用いて算出されるが、移動平均法を用いた移動平均値をそのまま用いれば、実際の発電装置２の発電電力とずれが生じてしまう。そのため、本実施形態では、充放電制御部５は、目標出力電力を、移動平均法を用いて算出した移動平均値そのものではなく、移動平均値と発電電力の増減傾向とに基づいて算出する。

[0027] なお、移動平均法とは、ある時点の移動平均値を、その時点より過去の期間の発電装置２の発電電力の平均値とする算出方法である。以下、移動平均値の算出に用いる発電電力データを取得するための期間をサンプリング期間と呼ぶ。

[0028] サンプリング期間の具体的な値としては、本実施形態では、約２０分としている。この場合、充放電制御部５は、約６０秒置きに発電装置２の発電電

力データを取得するので、過去２０分の期間に含まれる２０個の発電電力データの平均値を目標出力電力として算出している。

[0029] 次に、図２を参照して、充放電制御部５による充放電制御により、変動抑制を主に行う変動周期範囲について説明する。図２に示すように、変動周期によって対応可能な制御方法は異なっている。負荷周波数制御（ＬＦＣ）により対応可能な負荷の変動周期は、領域Ｄ（ハッチングで示す領域）に示されている。また、ＥＤＣにより対応可能な負荷の変動周期は、領域Ａに示されている。なお、領域Ｂは、負荷変動による影響を電力系統５０自体の自己制御性により自然に吸収する領域である。また、領域Ｃは、各発電所の発電機のガバナフリー運転により対応が可能な領域である。ここで、領域Ｄと領域Ａとの境界線が負荷周波数制御（ＬＦＣ）により対応可能な負荷の変動周期の上限周期Ｔ１となり、領域Ｃと領域Ｄとの境界線が負荷周波数制御により対応可能な負荷の変動周期の下限周期Ｔ２となる。この上限周期Ｔ１および下限周期Ｔ２は、図２より固有の周期ではなく、負荷変動の大きさによって変化する数値であることが分かる。さらに、構築された電力網によって図示されている変動周期の時間も変化する。第１実施形態では、ＥＤＣ、電力系統５０自体の自己制御性およびガバナフリー運転などによって対応できない領域Ｄ（ＬＦＣにより対応可能な領域）の範囲内に含まれる変動周期（変動周波数）を有する負荷変動に着目し、抑制することを目的としている。

[0030] 次に、図３を参照して、充放電制御部５による目標出力電力の算出方法について説明する。

[0031] 充放電制御部５は、検出時間間隔（ｉ秒）毎に発電電力を検出して発電電力データを取得し、メモリ５ａに逐次記憶している。また、充放電制御部５は、新たな発電電力データを取得する毎（検出時間間隔毎）に、現時点（時刻ｔ）から過去のサンプリング期間Ｔ３内（時刻ｔ－Ｔ３～時刻ｔまで）に取得した発電電力データに基づいて移動平均値を算出する。この移動平均値もメモリ５ａに逐次記憶される。すなわち、移動平均値は過去の発電電力に基づいて算出される値である。そのため、移動平均値は実際の発電電力の推

移から全体的に過去の発電電力の値側にずれて（遅れて）推移することになる。なお、図３では、簡略のため移動平均値を２つの時点のみ示している。

[0032] ここで、充放電制御部５は、移動平均値と実際の発電電力とのずれを補正するために、移動平均値の増減傾向に基づいて発電電力の推移を予測し、目標出力電力を設定する。

[0033] 具体的には、充放電制御部５は、現在の時刻ｔにおいて時刻ｔ＋ｉの目標出力電力Ｇを算出するために、まず現時点（時刻ｔ）で最新の移動平均値Ａ１（時刻ｔ、電力値Ｙ１）と、現時点よりも所定の時間間隔Ｔ４だけ前の時刻（ｔ－Ｔ４）における移動平均値Ａ２（時刻ｔ－Ｔ４、電力値Ｙ２）との間の傾きＳを算出する。

[0034] そして、充放電制御部５は、時刻ｔにおける移動平均値Ａ１を算出するための移動平均区間（時刻ｔ－Ｔ３～時刻ｔ）の中点（時刻ｔ－Ｔ３／２）において、移動平均値Ａ１の電力値Ｙ１を有するとした点Ｃ（時刻ｔ－Ｔ３／２、電力値Ｙ１）から発電電力が傾きＳの増減率で推移したとした場合の時刻ｔ＋ｉにおける電力値を、時刻ｔ＋ｉにおける目標出力電力Ｇとする。時刻ｔ＋ｉの直前に算出された移動平均値Ａ１を算出するための移動平均区間（サンプリング期間（２０分））の中点を目標出力電力Ｇを算出する際の増減の起点とすることにより、目標出力電力Ｇの推移が実際の発電電力の推移から遅れなくなるように補正することができる。そのため、目標出力電力Ｇは、時々刻々と増減を繰り返して変動しながら推移する実際の発電電力の推移の中心に近い側を推移することになる。この目標出力電力Ｇの推移については、後にシミュレーション結果を示して説明する。また、傾きＳを算出するための２つの時点の移動平均値（移動平均値Ａ１およびＡ２）の間の時間間隔Ｔ４は、負荷周波数制御により対応可能な変動周期の上限周期Ｔ１以上の期間である。ここでは、時間間隔Ｔ４を２０分としている。

[0035] 上記のように、充放電制御部５は、移動平均値Ａ１と移動平均値Ａ２との間の傾きＳとに基づいて目標出力電力Ｇを検出時間間隔毎に算出し、発電装置２の実際の発電電力と蓄電池３１の充放電量との合計が目標出力電力Ｇと

なるように蓄電池３１の充放電制御を行う。

[0036] 本実施形態の発電システム１は、上記構成により以下の効果を得ることができる。

[0037] 充放電制御部５は、発電装置２の発電電力のみならず、発電電力の増減傾向に基づいて、発電電力の変化を平滑化するための目標出力電力を算出する。上記構成により、発電電力の増減傾向に基づいて、目標出力電力の推移が実際の発電電力の推移に近くなるように目標出力電力を設定することができる。これにより、発電電力の変化を平滑化するための目標出力電力と実際の発電電力とのずれが全体的に小さくなるので、目標出力電力と実際の発電電力との差分の電力だけ蓄電池３１の充放電を行う場合に、蓄電池３１の充放電量および充放電深度を小さくすることができる。これにより、発電装置２による発電電力の変動に起因する電力系統５０への影響を抑制しながら、蓄電池３１の長寿命化を図ることができる。また、従来（移動平均値を目標出力電力とする場合）と比べて充放電深度が小さくなるので、従来と比べて小さい容量の蓄電池を用いて充放電制御を行うことができる。

[0038] また、充放電制御部５は、移動平均値の増減傾向に基づいて算出した電力を目標出力電力とする。これにより、発電電力のみに基づいて平滑化電力を算出して目標出力電力とする従来の場合と異なり、容易に発電電力の増減傾向にも基づいた目標出力電力を算出することができる。

[0039] また、充放電制御部５は、移動平均値Ａ１と、移動平均値Ａ１よりも前の時点における移動平均値Ａ２との間の傾きＳを発電装置２の発電電力の増減傾向として、移動平均値Ａ１と傾きＳとに基づいて目標出力電力Ｇを算出する。このように構成することによって、２つの時点の移動平均値間（移動平均値Ａ１と移動平均値Ａ２との間）の傾きＳに基づいて、容易に発電電力の推移（増減傾向）を予測して目標出力電力Ｇを設定することができる。

[0040] また、充放電制御部５は、移動平均値Ａ１と、移動平均値Ａ１の取得時点よりも負荷周波数制御により対応可能な変動周期の上限周期以上の期間だけ前の時点における移動平均値Ａ２との間の傾きＳに基づいて目標出力電力Ｇ

を算出する。このような時間間隔を隔てた移動平均値Ａ１と移動平均値Ａ２との間の傾きＳに基づいて目標出力電力Ｇを算出することにより、負荷周波数制御により対応可能な変動周期の成分を抑制するような目標出力電力Ｇを設定することができる。

[0041] また、充放電制御部５は、移動平均値Ａ１を算出するための移動平均区間内の中間時点において移動平均値Ａ１の電力値Ｙ１を有するとした点Ｃから傾きＳの増減率で発電電力が推移した場合の発電電力を目標出力電力Ｇとすることにより、実際の発電電力の推移により近づくように目標出力電力Ｇを設定することができる。

[0042] また、充放電制御部５は、サンプリング期間を負荷周波数制御により対応可能な変動周期の上限周期以上の期間とすることによって、移動平均値Ａ１および移動平均値Ａ２に基づいて算出される目標出力電力Ｇの変動に負荷周波数制御により対応可能な変動周期の変動を低減することができる。

[0043] 次に、図４を参照して、移動平均法のサンプリング期間の検討結果について説明する。図４は、発電電力データの取得期間であるサンプリング期間を１０分とした場合のＦＦＴ解析結果と、サンプリング期間を２０分とした場合のＦＦＴ解析結果を示す。

[0044] 図４に示すように、サンプリング期間が１０分の場合には、変動周期が１０分未満の範囲における変動が抑制されている一方、変動周期が１０分以上の範囲における変動があまり抑制されていない。また、サンプリング期間が２０分の場合には、変動周期が２０分未満の範囲における変動が抑制されている一方、変動周期が２０分以上の範囲における変動はあまり抑制されていない。

[0045] したがって、サンプリング期間の大きさと、充放電制御により抑制できる変動周期との間には良好な相関関係があることがわかる。このため、サンプリング期間の設定により効果的に変動周期を抑制できる範囲が変化するといえる。そこで、本システムで主に注目している負荷周波数制御により対応可能な変動周期の部分を抑制するためには、サンプリング期間を負荷周波数制

御で対応する変動周期以上、特にＴ１～Ｔ２の後半付近（長周期付近）からＴ１以上の範囲の期間とすることが好ましい。たとえば、図２の例では２０分以上のサンプリング期間とすることにより、負荷周波数制御で対応する変動周期の殆どを抑制することができる。

[0046] （第２実施形態）

次に、本発明の第２実施形態による発電システム１００について説明する。本実施形態では、第１実施形態と異なり、発電電力の変動が大きい場合に、サンプリング期間を長くする例について説明する。

[0047] 発電システム１００は、第１実施形態の充放電制御部５に替えて充放電制御部１０１を備えている。充放電制御部１０１以外の構成は、第１実施形態による発電システム１と同様である。

[0048] 充放電制御部１０１は、発電電力の変動が所定の範囲内の場合には、サンプリング期間を２０分、移動平均値の傾きを算出するための移動平均値間の時間間隔を２０分として、目標出力電力を算出する。また、充放電制御部１０１は、発電電力の変動が所定の範囲外になった場合には、サンプリング期間を４０分に延ばすとともに、移動平均値間の時間間隔を２０分として、目標出力電力を算出する。発電電力の変動が所定の範囲内にあるか否かの判断は、１０分間の実際の発電電力の変化量が－０．７ｋＷ以上０．７ｋＷ以下にあるか否かにより行う。すなわち、最新の発電電力と、１０分前の発電電力との差分を逐次算出し、その差分の値が－７０Ｗ以上７０Ｗ以下にあるか否かを判断する。

[0049] また、サンプリング間隔を４０分に延ばした状態で、発電電力の変動が所定の範囲内にある状態が所定時間（第２実施形態では、３０分）継続した場合には、サンプリング間隔を２０分に戻す。この充放電制御におけるサンプリング期間の切替制御以外の制御（目標出力電力の算出方法など）については、第１実施形態と同様である。

[0050] 次に、図６を参照して、発電システム１００のサンプリング期間の切替制御の制御フローについて説明する。

[0051] まず、ステップＳ１において、充放電制御部１０１は、サンプリング間隔を２０分、移動平均値間の時間間隔を２０分として、目標出力電力を算出する。また、ステップＳ２において、充放電制御部１０１は、発電電力の変動が所定の範囲内にあるか否かを判断する。発電電力の変動が所定の範囲内にある場合には、ステップＳ１に戻り、充放電制御部１０１はサンプリング期間を２０分として充放電制御を行う。

[0052] 発電電力の変動が所定の範囲外になった場合には、ステップＳ３において、充放電制御部１０１は、サンプリング期間を４０分、移動平均値間の時間間隔を２０分として、目標出力電力を算出する。サンプリング期間を４０分として充放電制御を行っている際に、ステップＳ４において、充放電制御部１０１は発電電力の変動が所定の範囲内に戻ったか否かを判断する。発電電力の変動が所定の範囲内に戻らない場合には、ステップＳ３に戻り、充放電制御部１０１はサンプリング期間を４０分として充放電制御を行う。

[0053] また、発電電力の変動が所定の範囲内に戻った場合には、ステップＳ５において、充放電制御部１０１は、発電電力の変動が所定の範囲内の状態が３０分継続したか否かを判断する。３０分継続しなかった場合（３０分以内に発電電力の変動が所定の範囲外になった場合）には、ステップＳ３に戻り、充放電制御部１０１はサンプリング期間を４０分として充放電制御を行う。また、３０分継続した場合には、ステップＳ１に戻り、充放電制御部１０１はサンプリング期間を２０分に戻して充放電制御を行う。

[0054] 本実施形態の発電システム１００は、上記構成により以下の効果を得ることができる。

[0055] 充放電制御部１０１は、発電電力の変化が小さい場合には、サンプリング期間を２０分として移動平均値Ａ１および移動平均値Ａ２を算出するとともに、発電電力の変化が大きい場合には、サンプリング期間を４０分として移動平均値Ａ１および移動平均値Ａ２を算出する。このように構成することによって、発電電力の変化が大きい場合に移動平均値（移動平均値Ａ１および移動平均値Ａ２）の算出期間が長くなるので、発電電力の変化が移動平均値

に与える影響を小さくすることができる。これにより、このような期間長さを長くした移動平均値Ａ１および移動平均値Ａ２に基づいて目標出力電力を算出することによって、発電電力の変化が大きい場合にも、その発電電力の変化に大きく左右されずに移動平均値Ａ１および移動平均値Ａ２間の傾きを算出して目標出力電力を算出することができるので、発電電力の変化に大きく左右されない目標出力電力を算出することができる。これにより、発電電力の変化が大きい場合にも、平滑化を十分に行い、かつ、蓄電装置３の充放電量および充放電深度を小さくして蓄電装置３の長寿命化を図ることができる。

[0056] （第３実施形態）

次に、図７および図８を参照して、本発明の第３実施形態による発電システム２００について説明する。本実施形態では、第１実施形態と異なり、発電電力の変動が大きい場合に、傾きを算出するための移動平均値間の時間間隔を長くする例について説明する。

[0057] 図７に示すように、発電システム２００は、第１実施形態の充放電制御部５に替えて充放電制御部２０１を備えている。充放電制御部２０１以外の構成は、第１実施形態による発電システム１と同様である。

[0058] 充放電制御部２０１は、発電電力の変動が所定の範囲内の場合には、サンプリング期間を２０分、移動平均値の傾きを算出するための移動平均値間の時間間隔を２０分として、目標出力電力を算出する。また、充放電制御部２０１は、発電電力の変動が所定の範囲外になった場合には、サンプリング期間を２０分とし、移動平均値間の時間間隔を４０分に延ばして目標出力電力を算出する。発電電力の変動が所定の範囲内にあるか否かの判断は、第２実施形態と同様である。

[0059] また、充放電制御部２０１は、移動平均値間の時間間隔を４０分に延ばした状態で、発電電力の変動が所定の範囲内にある状態が所定時間（ここでは、３０分）継続した場合には、移動平均値間の時間間隔を２０分に戻す。この充放電制御における移動平均値間の時間間隔の切替制御以外の制御（目標

出力電力の算出方法など）については、第１実施形態と同様である。

[0060] 次に、図８を参照して、発電システム２００の移動平均値間の時間間隔の切替制御の制御フローについて説明する。

[0061] まず、ステップＳ１１において、充放電制御部２０１は、サンプリング間隔を２０分、移動平均値間の時間間隔を２０分として、目標出力電力を算出する。また、ステップＳ１２において、充放電制御部２０１は、発電電力の変動が所定の範囲内にあるか否かを判断する。発電電力の変動が所定の範囲内にある場合には、ステップＳ１１に戻り、充放電制御部２０１は移動平均値間の時間間隔を２０分として充放電制御を行う。

[0062] 発電電力の変動が所定の範囲外になった場合には、ステップＳ１３において、充放電制御部２０１は、サンプリング期間を２０分、移動平均値間の時間間隔を４０分として、目標出力電力を算出する。移動平均値間の時間間隔を４０分として充放電制御を行っている際に、ステップＳ１４において、充放電制御部２０１は、発電電力の変動が所定の範囲内に戻ったか否かを判断する。発電電力の変動が所定の範囲内に戻らない場合には、ステップＳ１３に戻り、充放電制御部２０１は、移動平均値間の時間間隔を４０分として充放電制御を行う。

[0063] また、発電電力の変動が所定の範囲内に戻った場合には、ステップＳ１５において、充放電制御部２０１は、発電電力の変動が所定の範囲内の状態が３０分継続したか否かを判断する。３０分継続しなかった場合（３０分以内に発電電力の変動が所定の範囲外になった場合）には、ステップＳ１３に戻り、充放電制御部２０１は移動平均値間の時間間隔を４０分として充放電制御を行う。また、３０分継続した場合には、ステップＳ１１に戻り、充放電制御部２０１は移動平均値間の時間間隔を２０分に戻して充放電制御を行う。

[0064] 本実施形態の発電システム２００は、上記構成により以下の効果を得ることができる。

[0065] 充放電制御部２０１は、発電電力の変化が小さい場合には、移動平均値Ａ

１の取得時点と移動平均値Ａ２の取得時点との時間間隔を２０分とするとともに、発電電力の変化が大きい場合には、移動平均値Ａ１の取得時点と移動平均値Ａ２の取得時点との時間間隔を４０分とする。このように構成することによって、発電電力の変化が大きい場合に移動平均値Ａ１と移動平均値Ａ２との間の時間間隔が大きくなるので、移動平均値Ａ１および移動平均値Ａ２間の傾きを緩やかにすることができる。これにより、このように移動平均値Ａ１と移動平均値Ａ２との間の時間間隔を長くして算出した傾きに基づいて目標出力電力を算出することによって、発電電力の変化が大きい場合にも、その発電電力の変化に大きく左右されずに目標出力電力を算出することができる。これにより、発電電力の変化が大きい場合にも、平滑化を十分に行い、かつ、蓄電装置３の充放電量および充放電深度を小さくして蓄電装置３の長寿命化を図ることができる。

[0066] 第３実施形態のその他の効果は、第１実施形態と同様である。

[0067] 次に、図９～図１３を参照して、本発明の充放電制御を行うことによる効果を検証したシミュレーション結果（例１）について説明する。例１では、雲のない快晴の日における発電装置の１日の発電電力推移に対して実施例１、実施例２および比較例による充放電制御を行った場合の平滑化後の出力電力推移を検証した。なお、実施例１は、第１実施形態の制御方法（サンプリング間隔２０分、移動平均値間の時間間隔２０分）で充放電制御を行った例である。実施例２は、第２実施形態の制御方法（サンプリング間隔２０分／４０分の切替、移動平均値間の時間間隔２０分）で充放電制御を行った例である。比較例は、移動平均値そのものを目標出力電力として充放電制御を行った例である。図９、図１０および図１１には、それぞれ、発電電力推移と実施例１の出力電力推移、発電電力推移と実施例２の出力電力推移、および、発電電力推移と比較例の出力電力推移を示している。また、図１２は、例１における実施例１、実施例２および比較例の蓄電池の蓄電量の推移を示している。なお、図１２においては初期値に対する蓄電量の変動を説明するために蓄電量の初期値を０としているが、これは蓄電量の初期値が０Ｗｈであ

ることを示すものではない。図１３は、例１における実施例１および比較例の出力電力変動のＦＦＴ（高速フーリエ変換）結果を示している。なお、図１３において実施例２を示していないが、例１のような快晴の日には発電電力の変動が１日を通して小さいため、発電電力の変動が大きい場合にサンプリング間隔を延ばす実施例２の制御を行っても実施例１と略同じ結果となる。

[0068] 図９～図１１に示すように、実施例１、実施例２および比較例のいずれにおいても、実際の発電電力の変動を平滑化できていることがわかる。また、図１１に示すように、比較例による充放電制御では、発電電力が上昇していく午前中においては実際の発電電力推移よりも小さい値で推移し、発電電力が下降していく午後においては実際の発電電力推移よりも大きい値で推移していることがわかる。すなわち、移動平均値そのものを目標出力電力とする比較例では、目標出力電力が過去の発電電力の値側にずれるため、目標出力電力の推移は実際の発電電力の推移よりも全体的に遅れるように推移している。

[0069] ここで、図９に示すように、実施例１の目標出力電力は、比較例に比べて実際の発電電力推移に近い値で推移している。また、図１０に示すように、実施例２の目標出力電力は、比較例および実施例１に比べてさらに実際の発電電力推移に近い値で推移している。

[0070] また、図１２に示すように、比較例では、午前中は蓄電量が初期値から単調に増加していき、午後には蓄電量が単調に減少している。これは、図１１に示したように、比較例では目標出力電力が実際の発電電力よりも全体的に遅れて推移するため、午前中において目標出力電力は実際の発電電力よりも小さい値で推移し、午後においては実際の発電電力よりも大きい値で推移するためである。その一方、実施例１および実施例２では、午前、午後に拘わらず、初期値を中心として上昇と下降とを繰り返している。これは、実施例１および実施例２では、比較例のような目標出力電力の遅れに起因する目標出力電力と実際の発電電力とのずれが抑制されるため、充電と放電とが交互

に繰り返されるようになっているためである。ここで、実施例１および実施例２の蓄電池の容量変化は、比較例に比べて大幅に小さいことがわかる。具体的には、実施例１および実施例２の充放電深度Ｈ１は、比較例の充放電深度Ｈ２に比べて大幅に小さくなっている。また、実施例１および実施例２の充放電量も比較例に比べて大幅に小さいことがわかる。これにより、実施例１および実施例２では、比較例に比べて少ない蓄電池の容量で充放電制御を行うことができるとともに、蓄電池の長寿命化を図ることができる。

[0071] また、実施例１および実施例２では、比較例に比べて充電のピーク値（最大値）が大幅に小さくなるので、初期状態の充電状態（ＳＯＣ）を高くした場合にも、充放電制御中に満充電となってしまうことを抑制することができる。これにより、初期状態の充電状態（夜間の充電状態）を高くすることができるので、夜間に停電や災害などが生じた場合に、より多くの電力を蓄電池から供給して使用することができる。また、実施例１においても、比較例と同様に、１日の初めの充電状態と終わりの充電状態とを略同じにすることができる。

[0072] また、図１３に示すように、実施例１および実施例２では、実際の発電電力の変動周期が全体的に抑制されている。特に、負荷周波数制御により対応可能な変動周期（約２分（約１２０秒）～約２０分（約１２００秒））の成分が十分に抑制されていることがわかる。

[0073] 次に、図１４～図１８を参照して、本発明の充放電制御を行うことによる効果を検証したシミュレーション結果（例２）について説明する。例２では、雲のある晴れの日における発電装置の１日の発電電力推移に対して実施例１、実施例２および比較例による充放電制御を行った場合の平滑化後の出力電力推移を検証した。図１４～図１８には、それぞれ、図９～図１３と同様のシミュレーション結果を示している。

[0074] 図１４～図１６に示すように、雲のある晴れの日では発電電力の変動が大きいことがわかるが、雲のある晴れの日においても、実施例１、実施例２および比較例のいずれにおいても、実際の発電電力の変動を平滑化できている

ことがわかる。また、図１７に示すように、実施例１および実施例２の蓄電池の容量変化は、比較例に比べて大幅に小さいことがわかる。具体的には、実施例１の充放電深度Ｈ３および実施例２の充放電深度Ｈ４は、比較例の充放電深度Ｈ５に比べて大幅に小さくなっている。すなわち、発電電力の変化の大きい日においても、本発明の制御が有効であることがわかる。また、実施例１および実施例２の充放電量も比較例に比べて大幅に小さいことがわかる。

[0075] また、図１８に示すように、実施例１、実施例２および比較例では、実際の発電電力の変動周期が全体的に抑制されている。ここで、実施例２では、比較例と略同じレベルで平滑化を行っていることがわかる。すなわち、実施例２では、比較例と略同じレベルで平滑化を行いながら、比較例よりも充放電深度が小さくなっている。

[0076] なお、今回開示された実施形態および実施例は、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。本発明の範囲は、上記した実施形態の説明ではなく特許請求の範囲によって示され、さらに特許請求の範囲と均等の意味および範囲内でのすべての変更が含まれる。

[0077] また、上記第１～第３実施形態では、需要家内で用いる負荷における消費電力量を想定しない場合について説明したが、本発明はこれに限らず、目標出力電力の算出において、需要家内で用いられる少なくとも一部の負荷で消費する電力量を検出し、その負荷消費電力量あるいは負荷消費電力変動量を加味して目標出力の算出を行ってもよい。

[0078] また、上記第１～第３実施形態に記載されたサンプリング期間、母線電圧などの具体的な数値についても、本発明はこれに限られず、適宜変更が可能である。

[0079] また、上記第１～第３実施形態では、２つの時点の移動平均値間の傾きに基づいて移動平均値の増減傾向（発電電力の増減傾向）を判断した例について説明したが、本発明はこれに限らず、３時点以上の移動平均値に基づいて移動平均値の増減傾向（発電電力の増減傾向）を判断してもよい。

[0080] また、上記第１～第３実施形態では、現在（時刻ｔ）の移動平均値Ａ１を算出するための移動平均区間（時刻ｔ－Ｔ３～時刻ｔ）の中点（時刻ｔ－Ｔ３／２）を起点として、傾きＳで推移した場合の電力値を目標出力電力Ｇとする例について説明したが、本発明はこれに限らず、移動平均区間の中点近傍であればよい。また、移動平均区間の中点近傍でなくても、目標出力電力の設定時点よりも前で、かつ、移動平均区間内の点を起点とすれば、通常の移動平均法のみにより目標出力電力を設定する場合より目標出力電力と実際の発電電力との差を全体的に小さくすることができる。

[0081] また、上記第２および第３実施形態では、１０分間の発電電力の変化量が所定の範囲外になったときに、サンプリング期間または傾きを算出するための移動平均値間の時間間隔を大きくした例について説明したが、本発明はこれに限らず、発電電力の変動が大きいと判断することができれば、どのような指標を用いて判断してもよい。たとえば、所定の閾値以上の変化を複数回検知した場合に発電電力の変動が大きいと判断するようにしてもよい。また、設置場所の気候や天気予報などに基づいて、発電電力の変動が大きいと予想される日などには、最初からサンプリング期間または傾きを算出するための移動平均値間の時間間隔を大きくして充放電制御を行ってもよい。

[0082] また、上記第１～第３実施形態では、本発明の「平均電力」の一例として移動平均値を算出した例を示したが、本発明はこれに限らず、１次遅れ法（１次位相遅れ法）による算出値を「平均電力」として算出してもよい。１次遅れ法とは、所定の時定数Ｔを検出時間間隔Δｔで除した値（時間Ｔに含まれる発電電力データＷのデータ数）をＮとし、時刻ｔにおける算出値Ｑｔを、その前の算出値Ｑ（ｔ－Δｔ）に、算出値Ｑ（ｔ－Δｔ）と時刻ｔにおける発電電力Ｗｔとの差分をＮで除した値を加えた値として計算する方法である。この１次遅れ法による算出値Ｑｔも、算出値Ｑ（ｔ－Δｔ）と時刻ｔにおける発電電力Ｗｔとの差分をＮで除した値を用いてＱｔを算出するので、Ｑｔは発電電力の変動が平滑化された値となる。また、算出値Ｑｔも移動平均値と同様に、実際の発電電力データの推移から遅れて推移する値となる。

このような１次遅れ法により平滑化を行う場合においても、本発明を適用して目標出力電力を設定することにより、発電装置による発電電力の変動に起因する電力系統への影響を抑制しながら、蓄電装置の長寿命化を図るという本発明の効果を得ることができる。

請求の範囲

[請求項1] 再生可能エネルギーを利用して発電装置により発電する工程と、

蓄電装置に前記発電装置により発電された電力を蓄電する工程と、

第１の時点と、前記第１の時点より前の第２の時点とにおける前記発電装置の発電電力に基づいて、前記第１の時点と前記第２の時点との間の発電電力の増加または減少の割合を算出し、前記割合から目標出力電力を決定する工程と、

前記発電装置および前記蓄電装置の少なくとも一方から前記目標出力電力を出力する工程と、を含む電力供給方法。

[請求項2] 請求項１に従属する電力供給方法であって、

前記目標出力電力決定工程は、

前記第１の時点から第１の所定時間前までの期間における前記発電装置の発電電力の第１平均電力を算出する工程と、

前記第２の時点から第２の所定時間前までの期間における前記発電装置の発電電力の第２平均電力を算出する工程と、

前記第２の時点から前記第１の時点までの期間と、前記第２平均電力と前記第１平均電力との電力変化量とから前記割合を算出し、前記割合から前記目標出力電力を決定する工程とを含む。

[請求項3] 請求項２に従属する電力供給方法であって、

前記目標出力電力決定工程において、前記第１平均電力は、前記第１の時点から前記第１の所定時間前までの期間の複数の時点における前記発電装置の発電電力データに基づいて算出され、前記第２平均電力は、前記第２の時点から前記第２の所定時間前までの期間の複数の時点における前記発電装置の発電電力データに基づいて算出される。

[請求項4] 請求項３に従属する電力供給方法であって、

前記目標出力電力決定工程において、前記発電電力データを取得した時点から所定時間前までの期間における前記発電電力の平均電力が、前記複数の時点のそれぞれにおいて算出される。

[請求項5] 請求項１～４のいずれか１項に記載の電力供給方法であって、

前記目標出力電力決定工程において、

前記第２の時点は、前記第１の時点よりも、負荷周波数制御により対応可能な変動周期の上限周期以上の期間だけ前の時点である。

[請求項6] 請求項２～４のいずれかに従属する電力供給方法であって、

前記目標出力電力決定工程において、前記第１平均電力を算出するための期間内の所定の時点を基準時とし、前記基準時から前記目標出力電力を設定する目標出力電力設定時点までに、前記第１平均電力から前記割合で推移した電力値を目標出力電力として設定する。

[請求項7] 請求項６に従属する電力供給方法であって、

前記基準時は、前記第１平均電力を算出するための期間内の中間近傍の時点である。

[請求項8] 請求項２に従属する電力供給方法であって、

前記第１の時点から前記第１の所定時間前までの期間および前記第２の時点から前記第２の所定時間前までの期間は、負荷周波数制御により対応可能な変動周期の上限周期以上の期間長さである。

[請求項9] 請求項６または７に従属する電力供給方法であって、

前記第１平均電力は、前記目標出力電力設定時点の直前に算出された電力平均値である。

[請求項10] 請求項２に従属する電力供給方法であって、

前記目標出力電力決定工程において、前記発電装置の発電電力の変化に応じて、前記第１の時点から前記第１の所定時間前までの期間および前記第２の時点から前記第２の所定時間前までの期間と、前記第１の時点から前記第２の時点までの期間との少なくともいずれか一方を変更する。

[請求項11] 請求項１０に従属する電力供給方法であって、

前記目標出力電力決定工程は、

所定期間内における前記発電装置の発電電力の変化量を算出する工

程と、

前記変化量が所定の範囲内にあるかどうかを判断する工程と、

前記変化量が前記範囲内にある場合は、前記範囲内にない場合よりも、前記第１の時点から前記第１の所定時間前までの期間および前記第２の時点から前記第２の所定時間前までの期間を短くして前記目標出力電力を決定する工程とを含む。

[請求項12] 請求項１０に従属する電力供給方法であって、

前記目標出力電力決定工程は、

所定期間内における前記発電装置の発電電力の変化量を算出する工程と、

前記変化量が所定の範囲内にあるかどうかを判断する工程と、

前記変化量が前記範囲内にある場合は、前記範囲内にない場合よりも、前記第１の時点から前記第２の時点までの期間を短くして前記目標出力電力を決定する工程とを含む。

[請求項13] 再生可能エネルギーを利用して発電する発電装置および前記発電装置により発電された電力を蓄電する蓄電装置を制御するための制御プログラムを記憶する、コンピュータ読み取り可能な記録媒体であって、前記プログラムはコンピュータシステムに以下の動作を実行させる、

第１の時点と、前記第１の時点より前の第２の時点とにおける前記発電装置の発電電力に基づいて、前記第１の時点と前記第２の時点との間の発電電力の増加または減少の割合を算出し、

前記割合から電力系統に出力する目標出力電力を決定し、

前記発電装置および前記蓄電装置の少なくとも一方から前記目標出力電力を出力する。

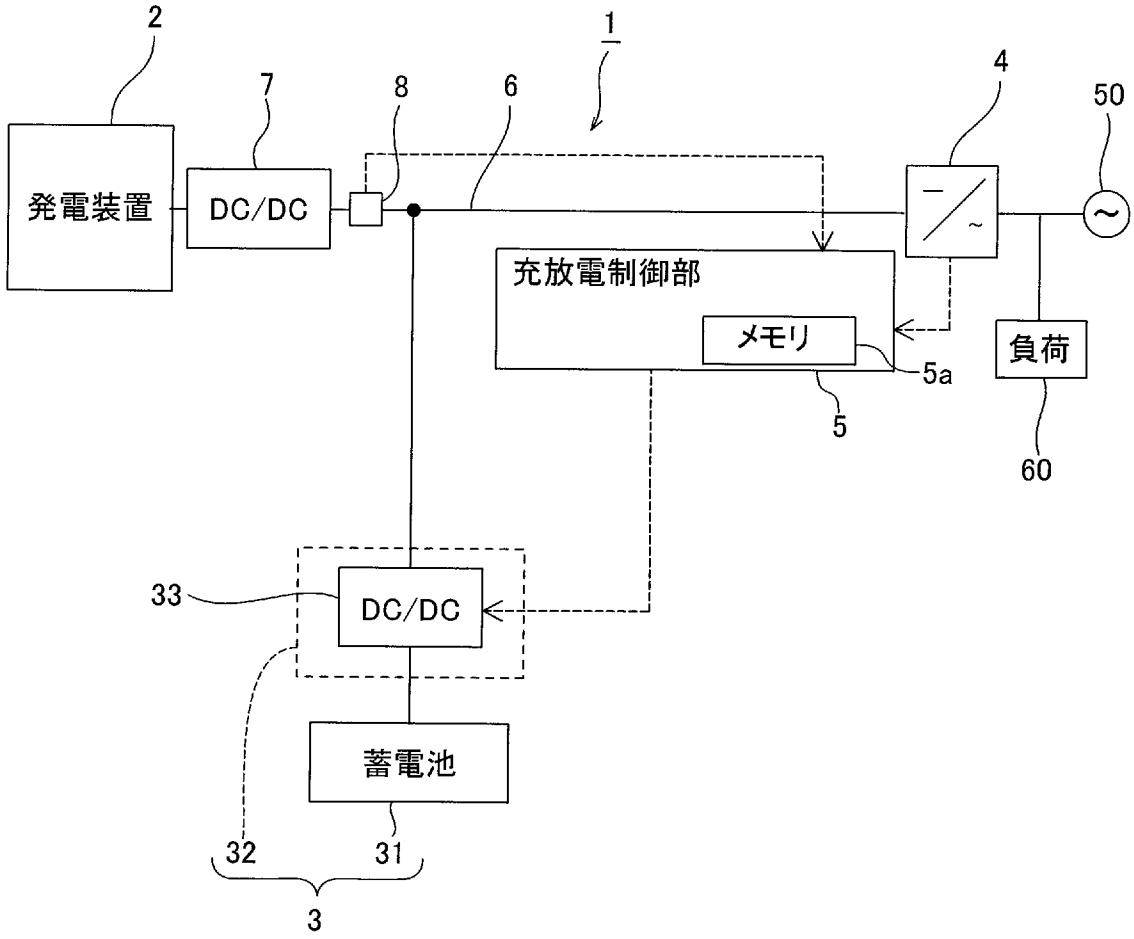
[請求項14] 再生可能エネルギーを利用して発電する発電装置により発電された電力を蓄電する蓄電装置と、

前記発電装置または前記蓄電装置から電力系統に供給する電力を制

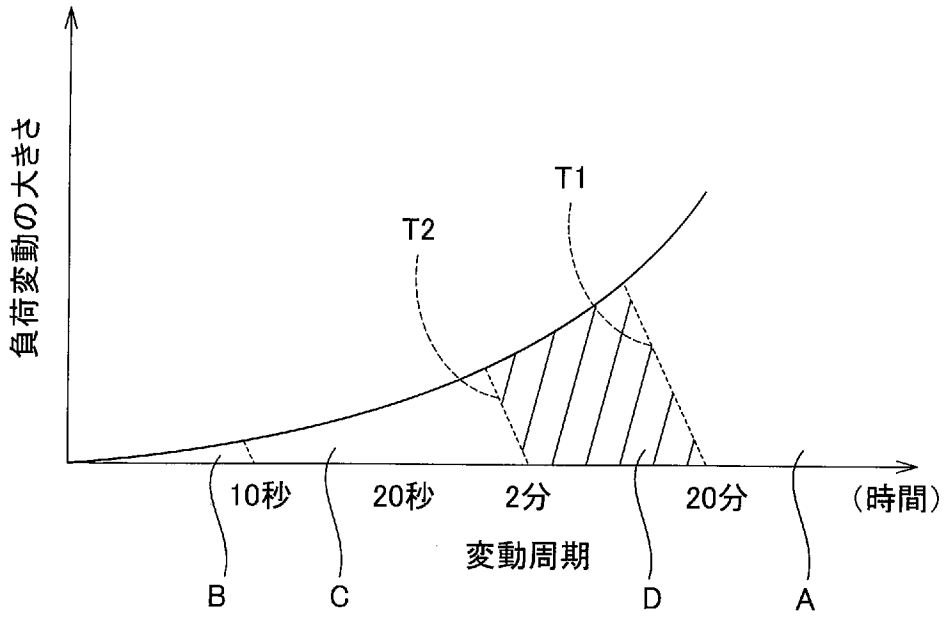
御する充放電制御部とを備え、

前記充放電制御部は、第１の時点と、前記第１の時点より前の第２の時点とにおける前記発電装置の発電電力に基づいて、前記第１の時点と前記第２の時点との間の発電電力の増加または減少の割合を算出し、前記割合から電力系統に出力する目標出力電力を決定し、前記発電装置および前記蓄電装置の少なくとも一方から前記目標出力電力を出力させるように構成されている、発電システム。

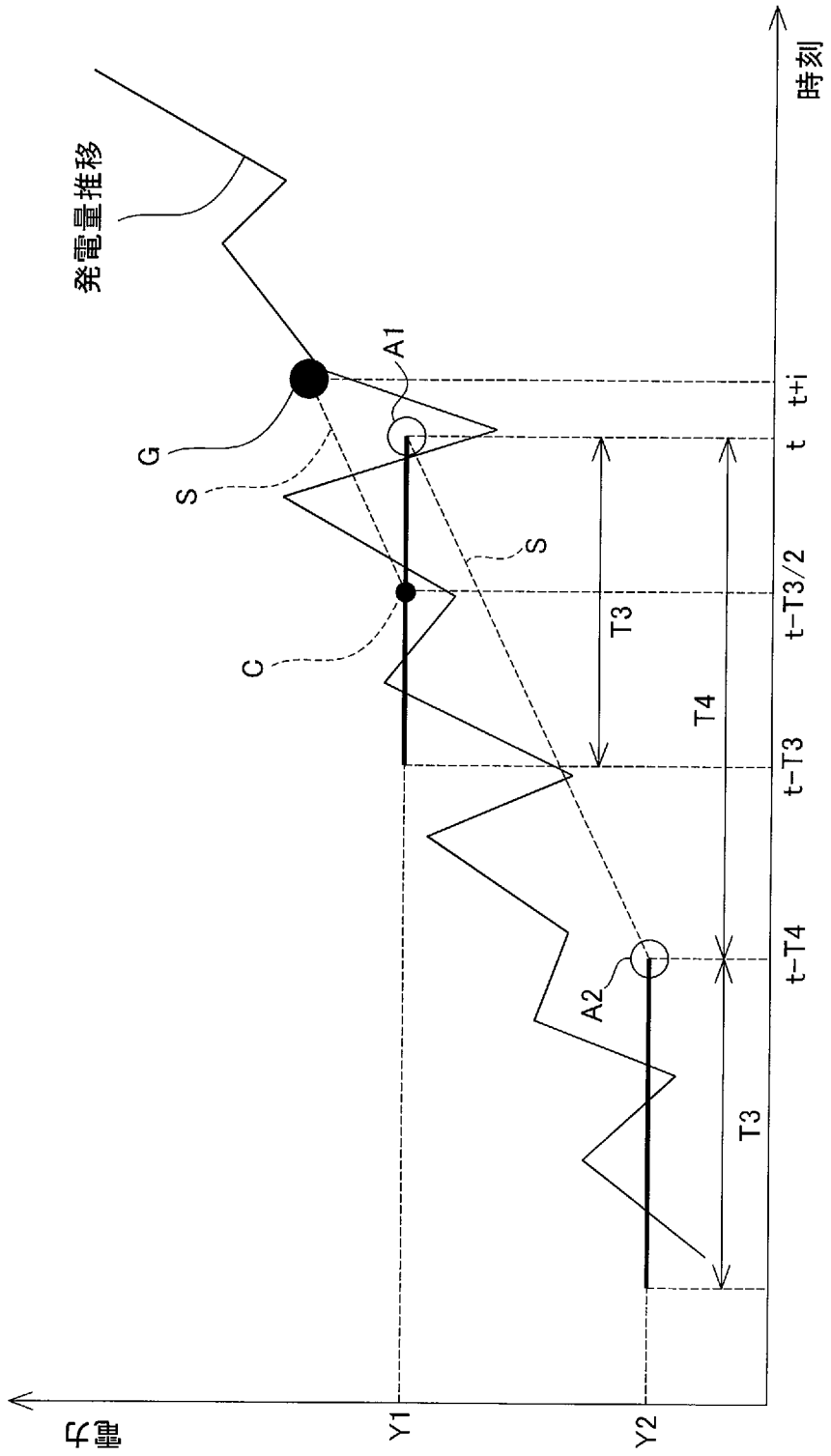
[図1]


2
1
4
50
7
8
6
発電装置
DC/DC
充放電制御部
メモリ
5a
負荷
5
60
33
DC/DC
蓄電池
32
31
3

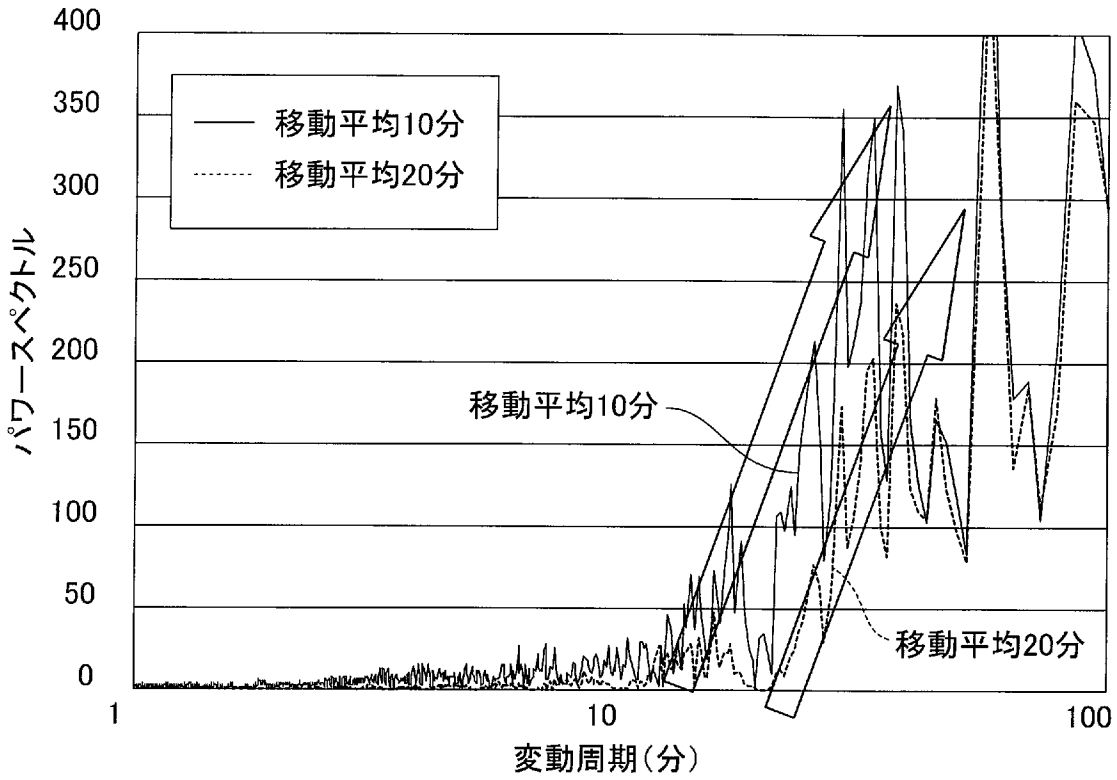
[図2]


負荷変動の大きさ
T1
T2
10秒
20秒
2分
20分
(時間)
変動周期
B
C
D
A

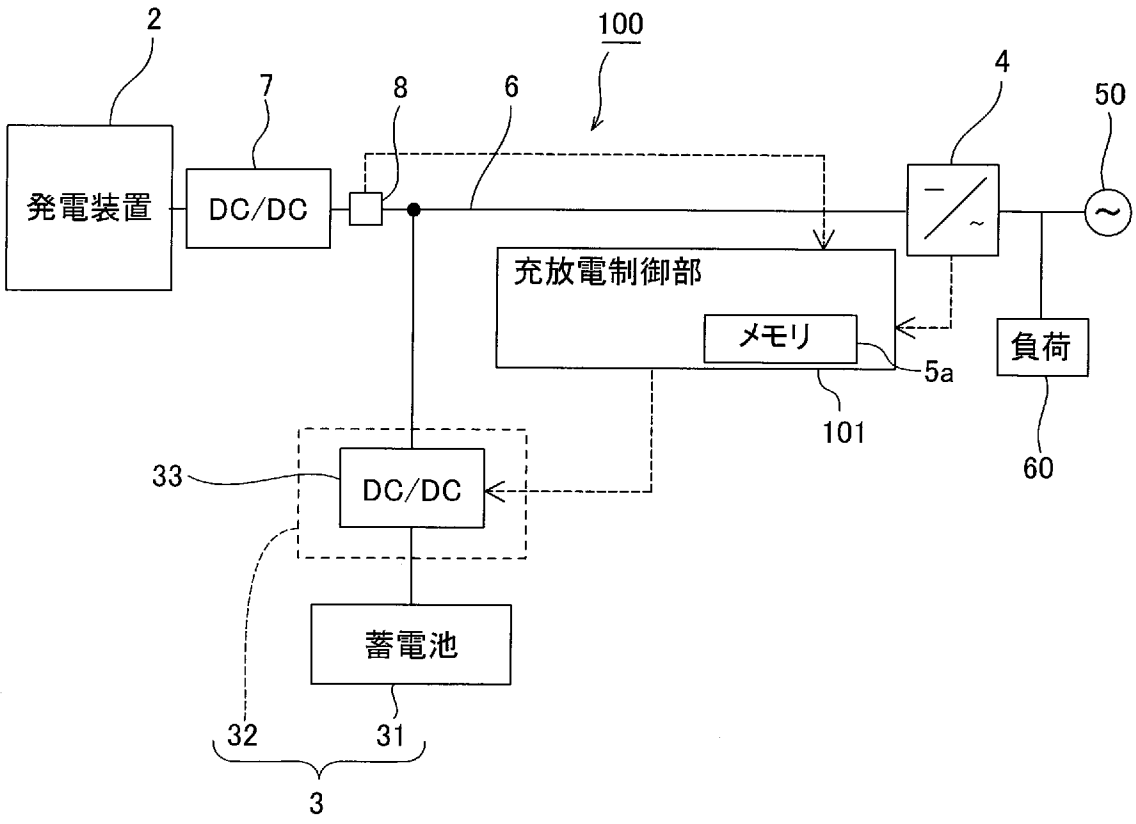
[図3]



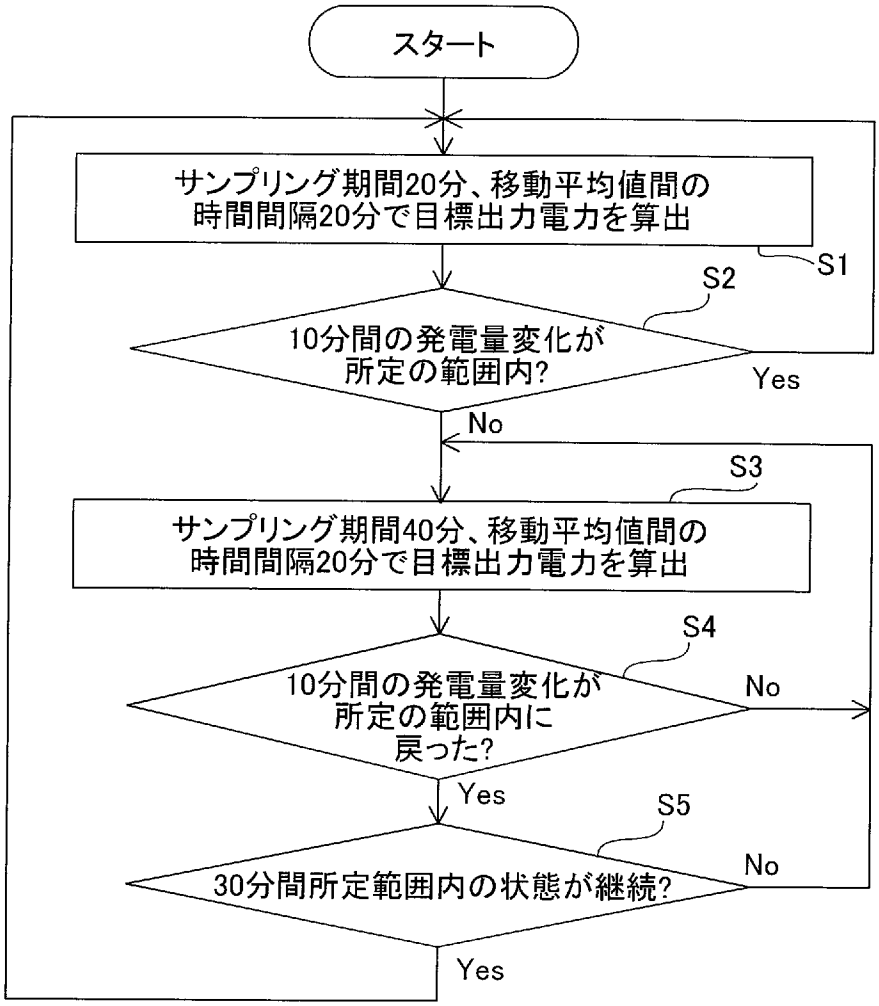
[図4]


400
350
300
250
200
150
100
50
0
パワースペクトル
移動平均10分
移動平均20分
移動平均10分
移動平均20分
1
10
100
変動周期(分)

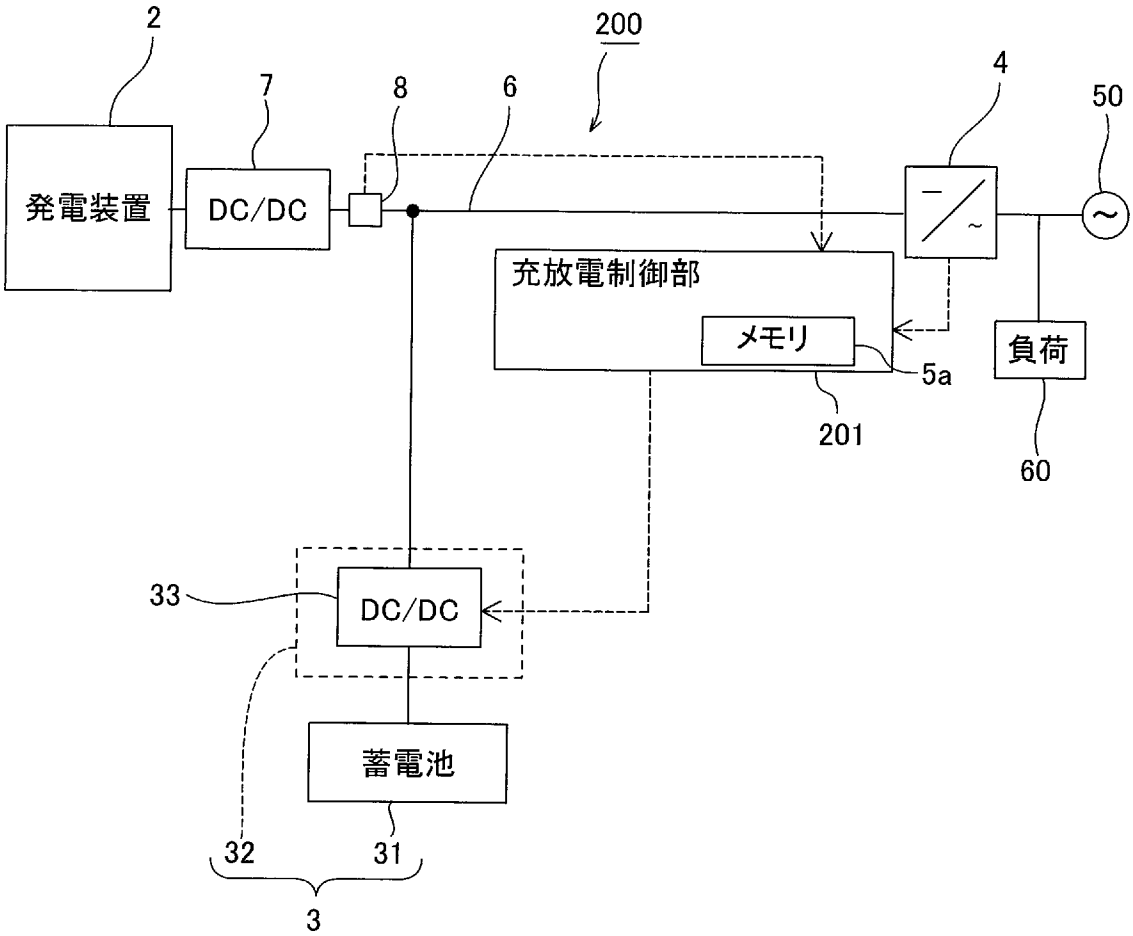
[図5]


2
100
4
50
7
8
6
発電装置
DC/DC
充放電制御部
メモリ
5a
負荷
101
60
33
DC/DC
蓄電池
32
31
3

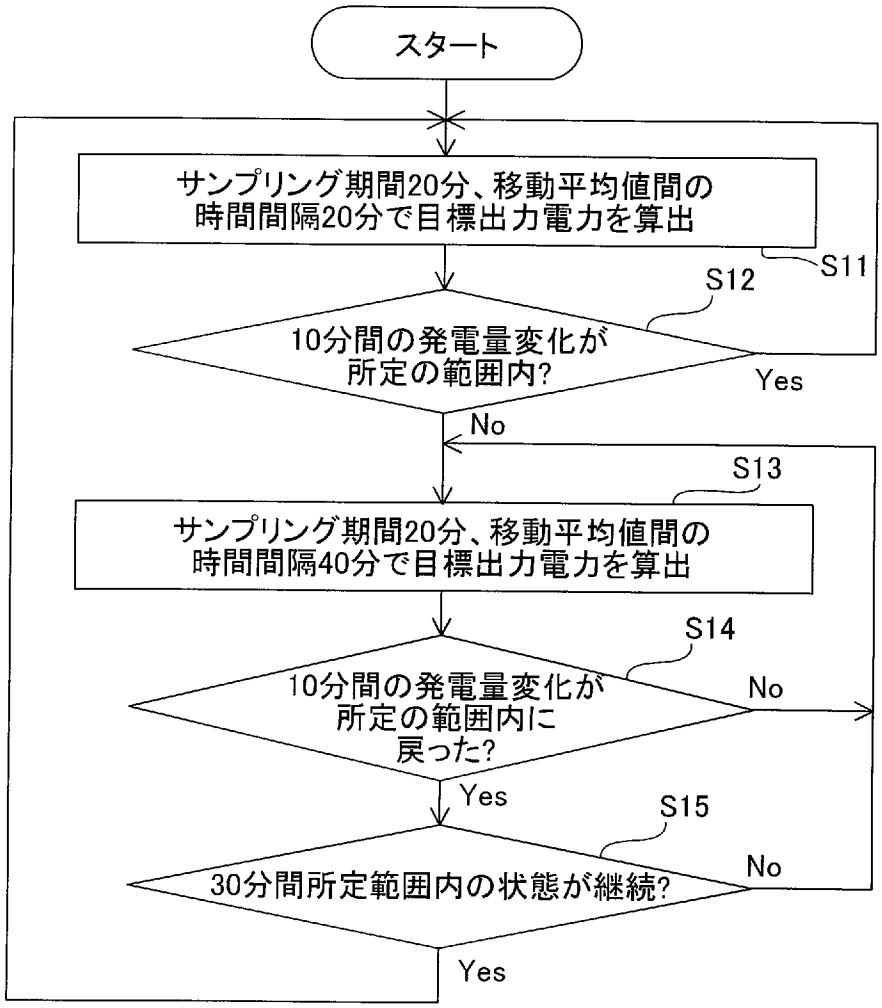
[図6]


スタート
サンプリング期間20分、移動平均値間の
時間間隔20分で目標出力電力を算出
S1
S2
10分間の発電量変化が
所定の範囲内?
Yes
No
S3
サンプリング期間40分、移動平均値間の
時間間隔20分で目標出力電力を算出
S4
10分間の発電量変化が
所定の範囲内に
戻った?
No
Yes
S5
30分間所定範囲内の状態が継続?
No
Yes

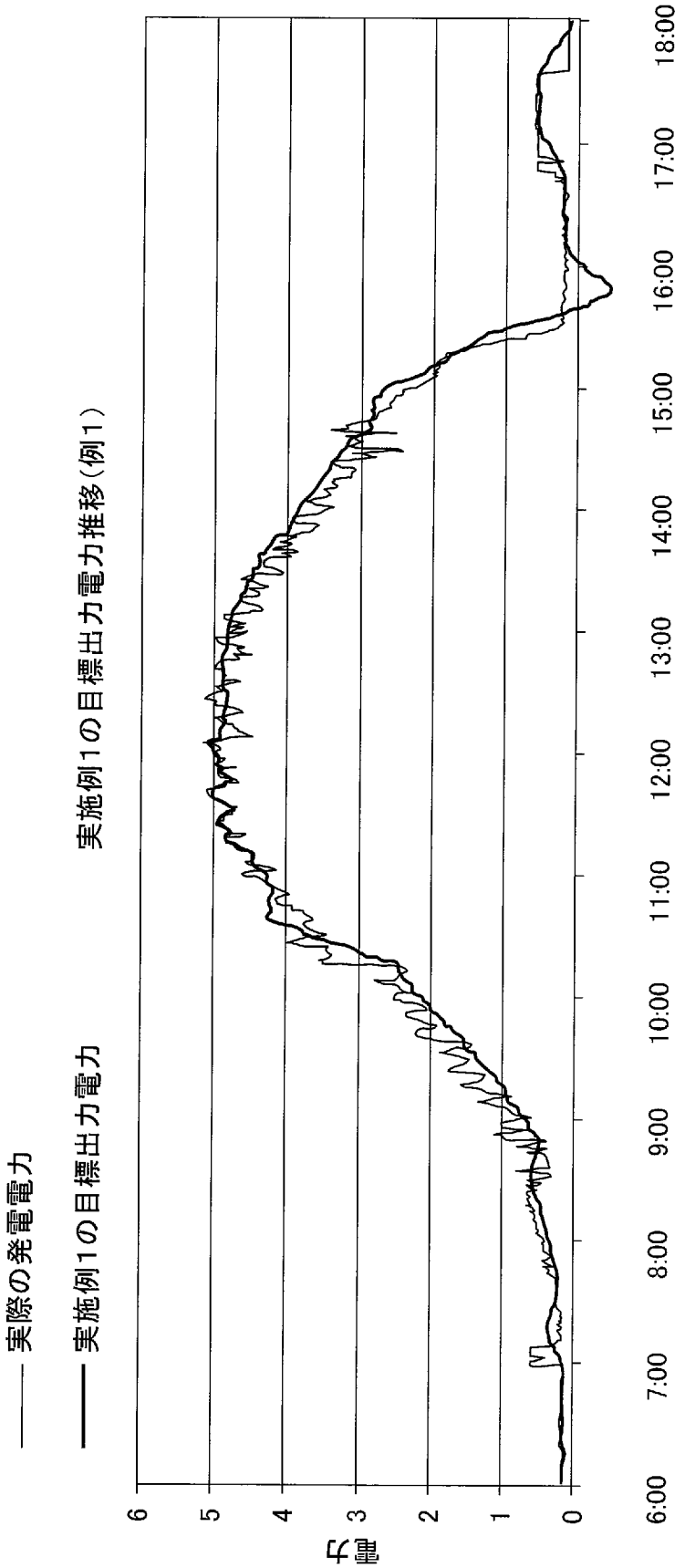
[図7]


2
200
7
8
6
4
50
発電装置
DC/DC
充放電制御部
メモリ
5a
負荷
201
60
33
DC/DC
蓄電池
32
31
3

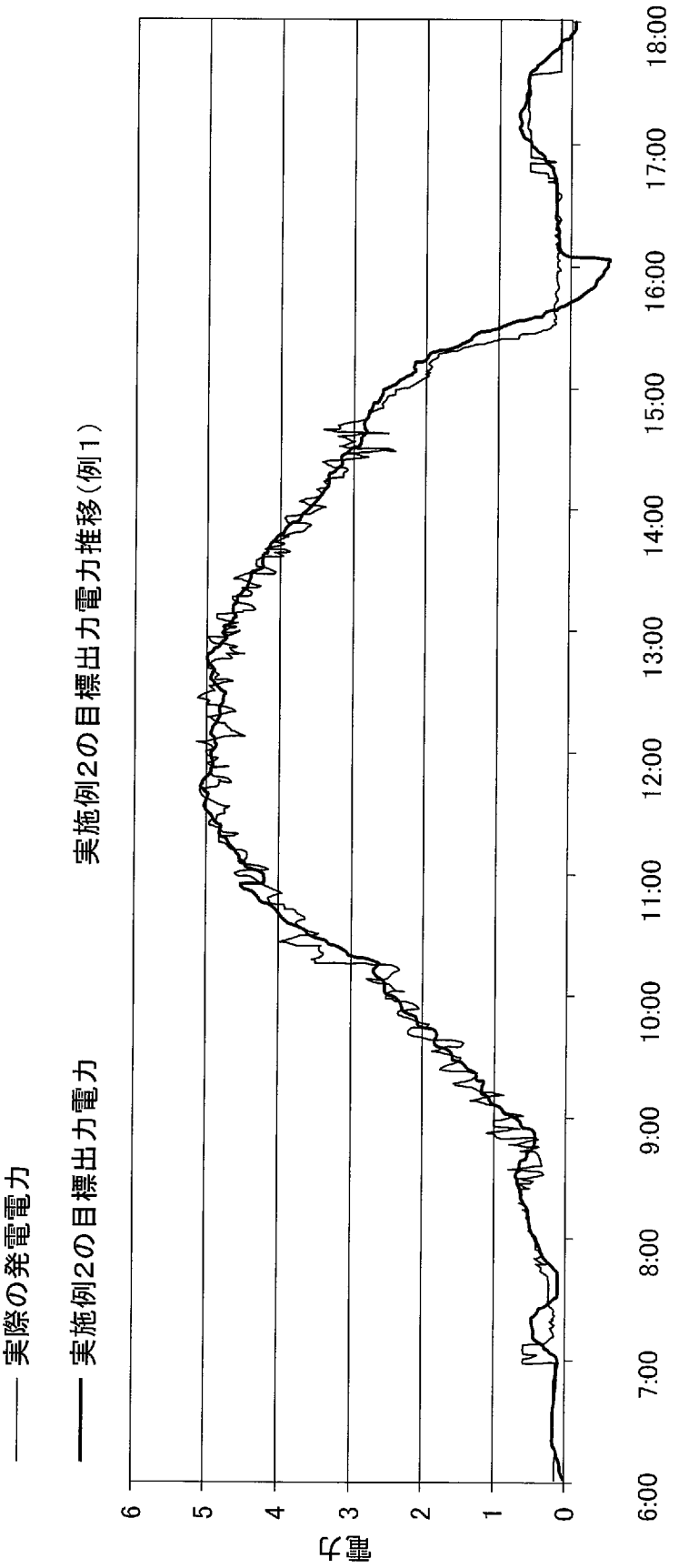
[図8]


スタート
サンプリング期間20分、移動平均値間の
時間間隔20分で目標出力電力を算出
S11
S12
10分間の発電量変化が
所定の範囲内?
Yes
No
S13
サンプリング期間20分、移動平均値間の
時間間隔40分で目標出力電力を算出
S14
10分間の発電量変化が
所定の範囲内に
戻った?
No
Yes
S15
30分間所定範囲内の状態が継続?
No
Yes

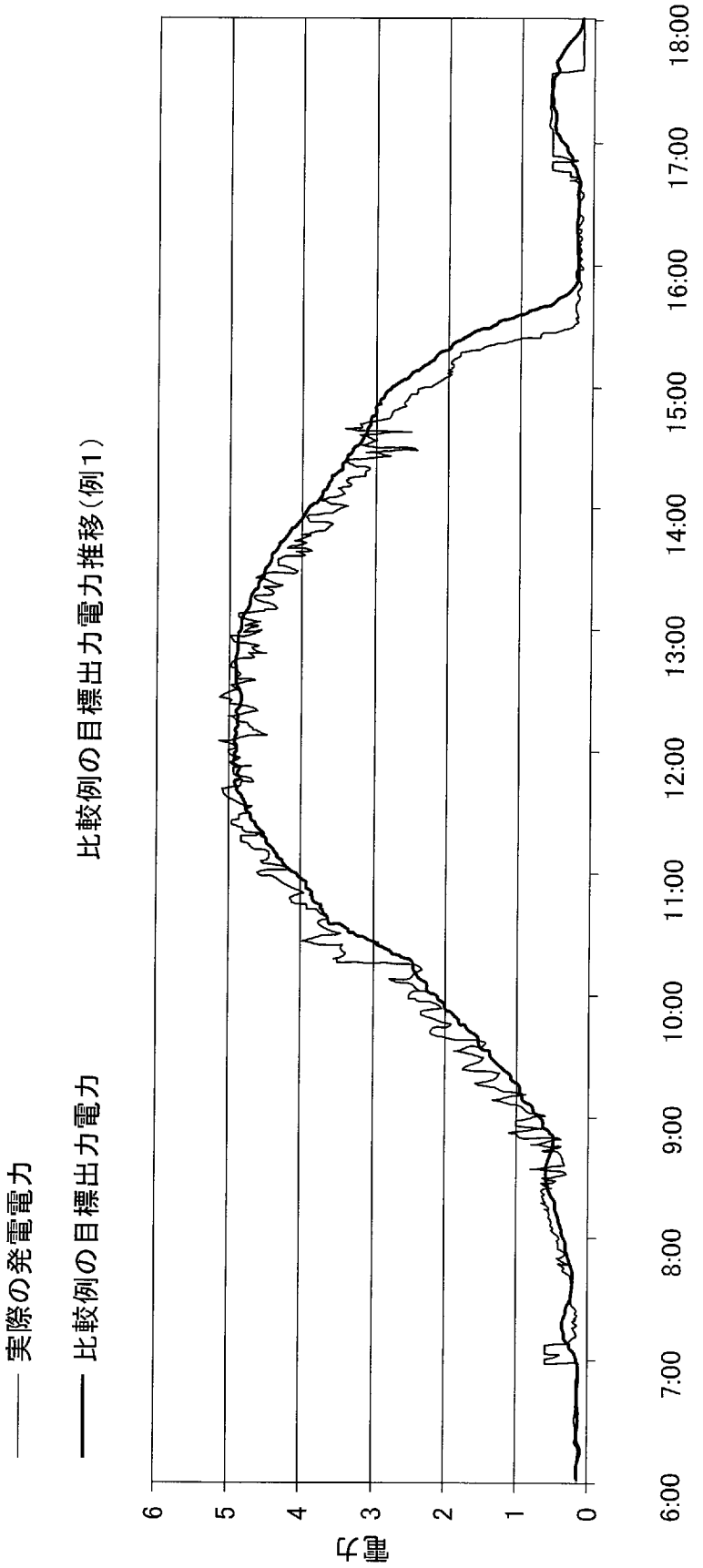
[図9]


実際の発電電力
実施例1の目標出力電力
実施例1の目標出力電力推移（例1）
電力
0
1
2
3
4
5
6
6:00
7:00
8:00
9:00
10:00
11:00
12:00
13:00
14:00
15:00
16:00
17:00
18:00

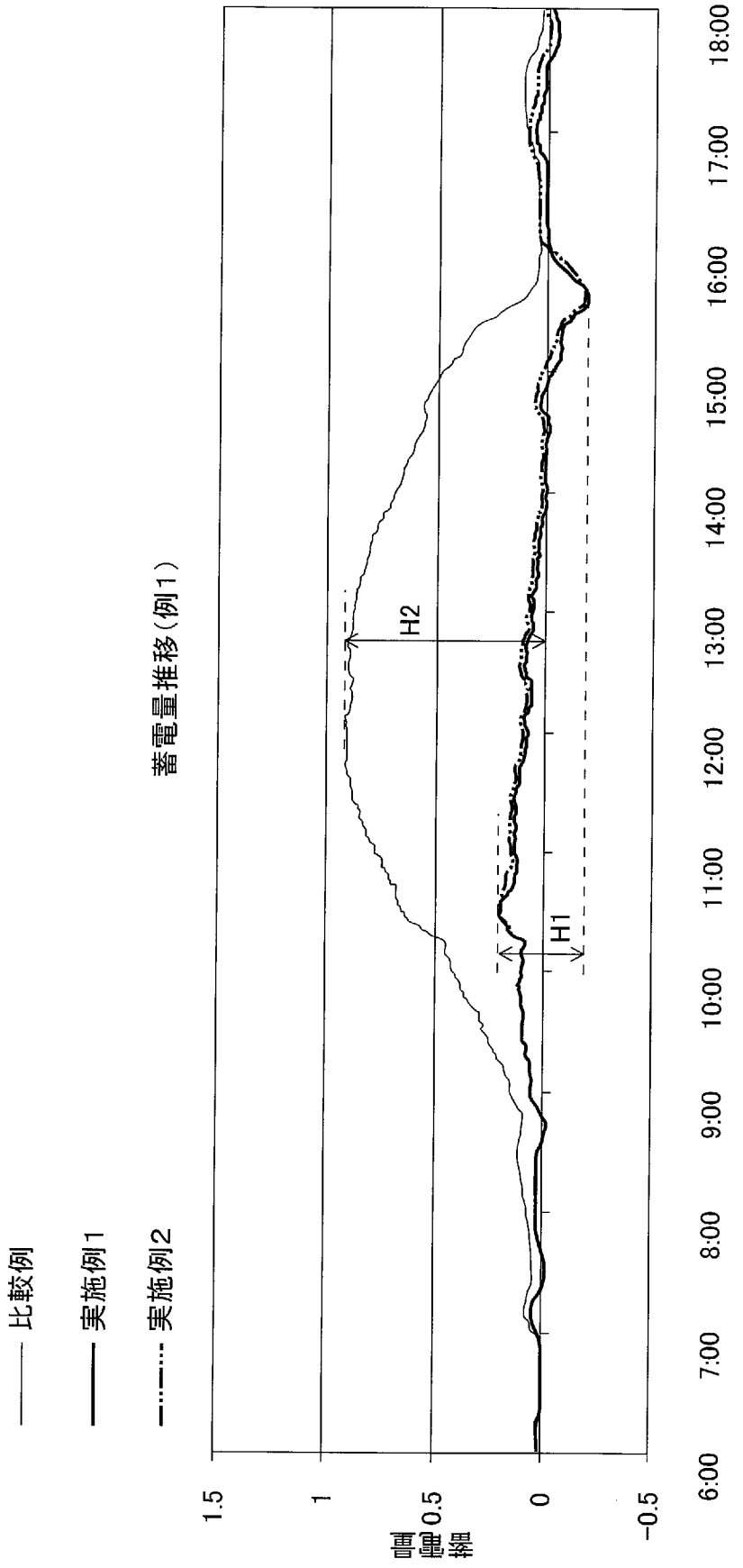
[図10]


実際の発電電力
実施例2の目標出力電力
実施例2の目標出力電力推移（例1）
電力
0
1
2
3
4
5
6
6:00
7:00
8:00
9:00
10:00
11:00
12:00
13:00
14:00
15:00
16:00
17:00
18:00

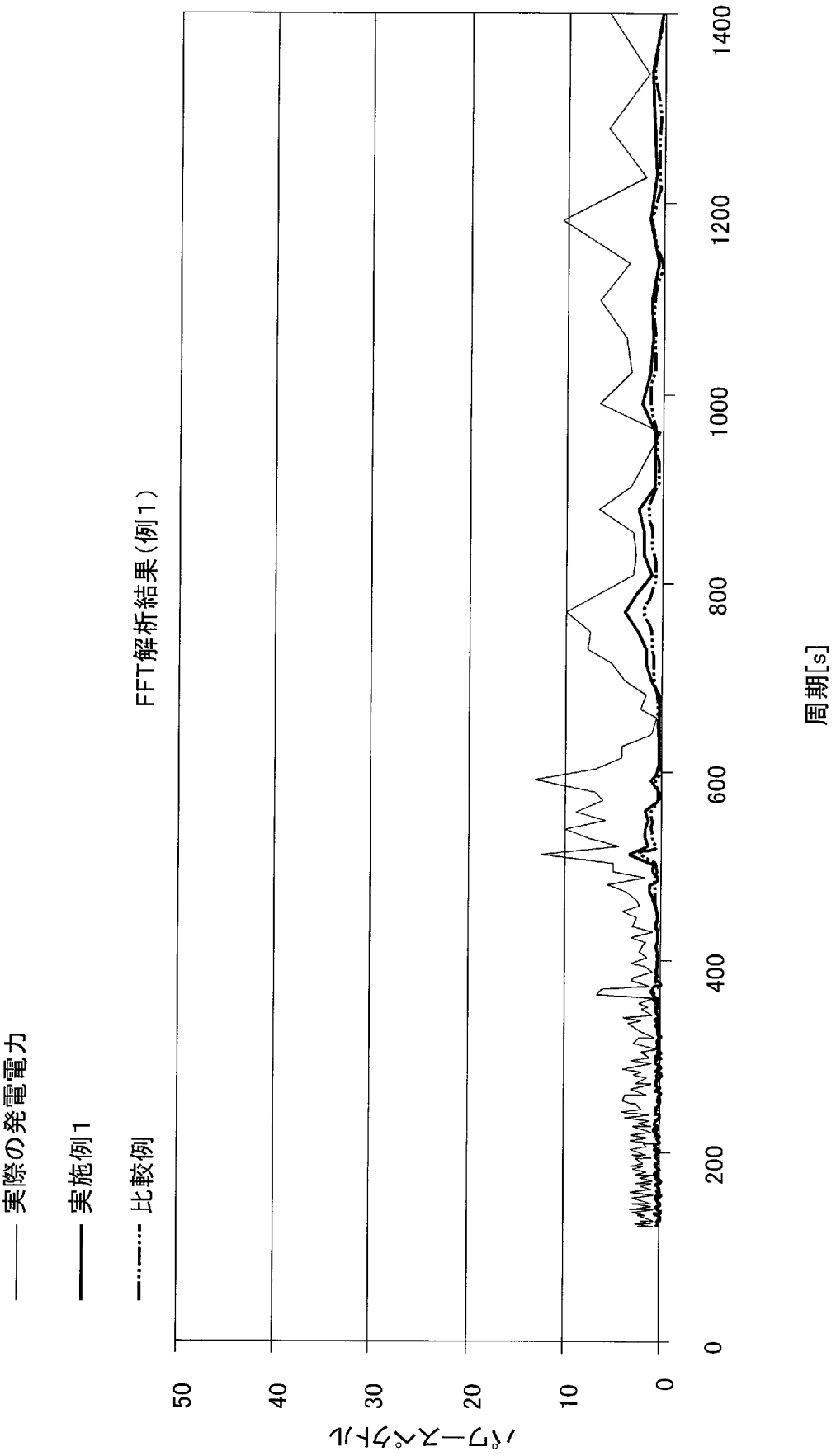
[図11]


実際の発電電力
比較例の目標出力電力
比較例の目標出力電力推移（例1）
電力
0
1
2
3
4
5
6
6:00
7:00
8:00
9:00
10:00
11:00
12:00
13:00
14:00
15:00
16:00
17:00
18:00

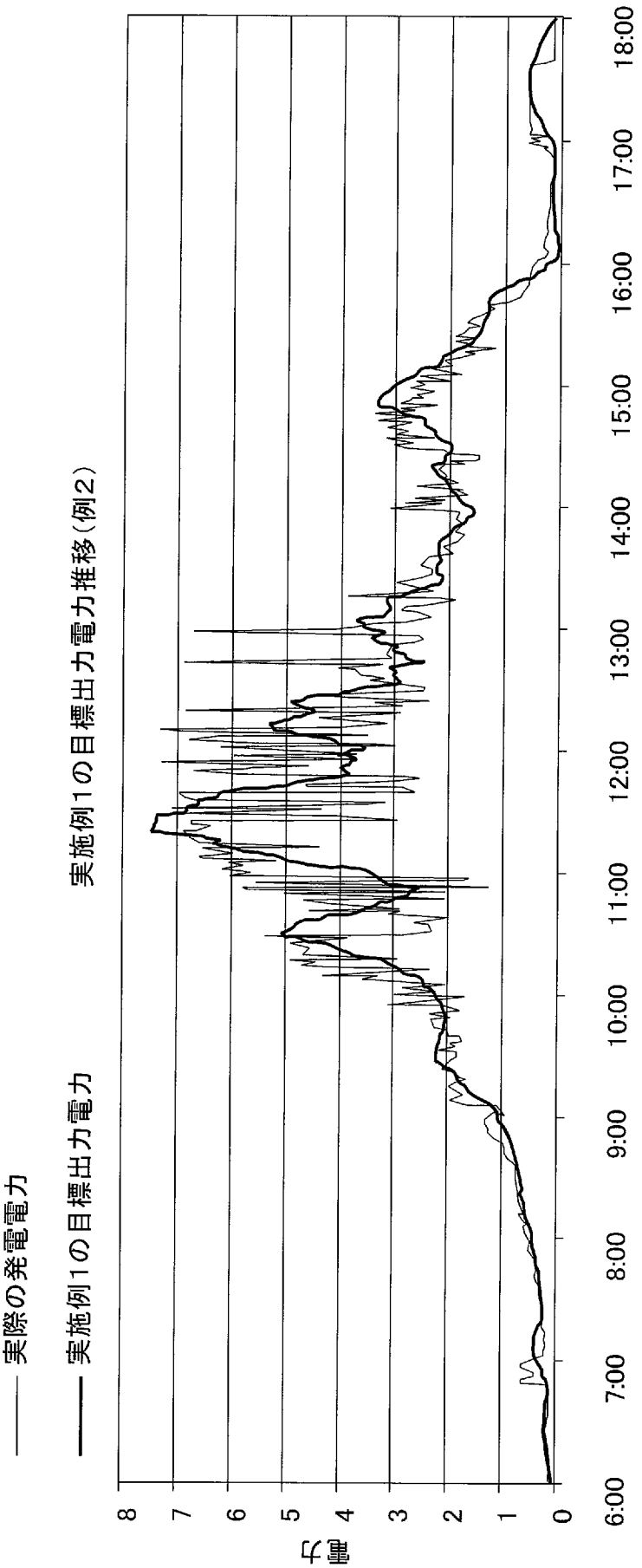
[図12]


蓄電量推移(例1)
比較例
実施例1
実施例2
H2
H1
蓄電量
1.5
1
0.5
0
-0.5
6:00
7:00
8:00
9:00
10:00
11:00
12:00
13:00
14:00
15:00
16:00
17:00
18:00

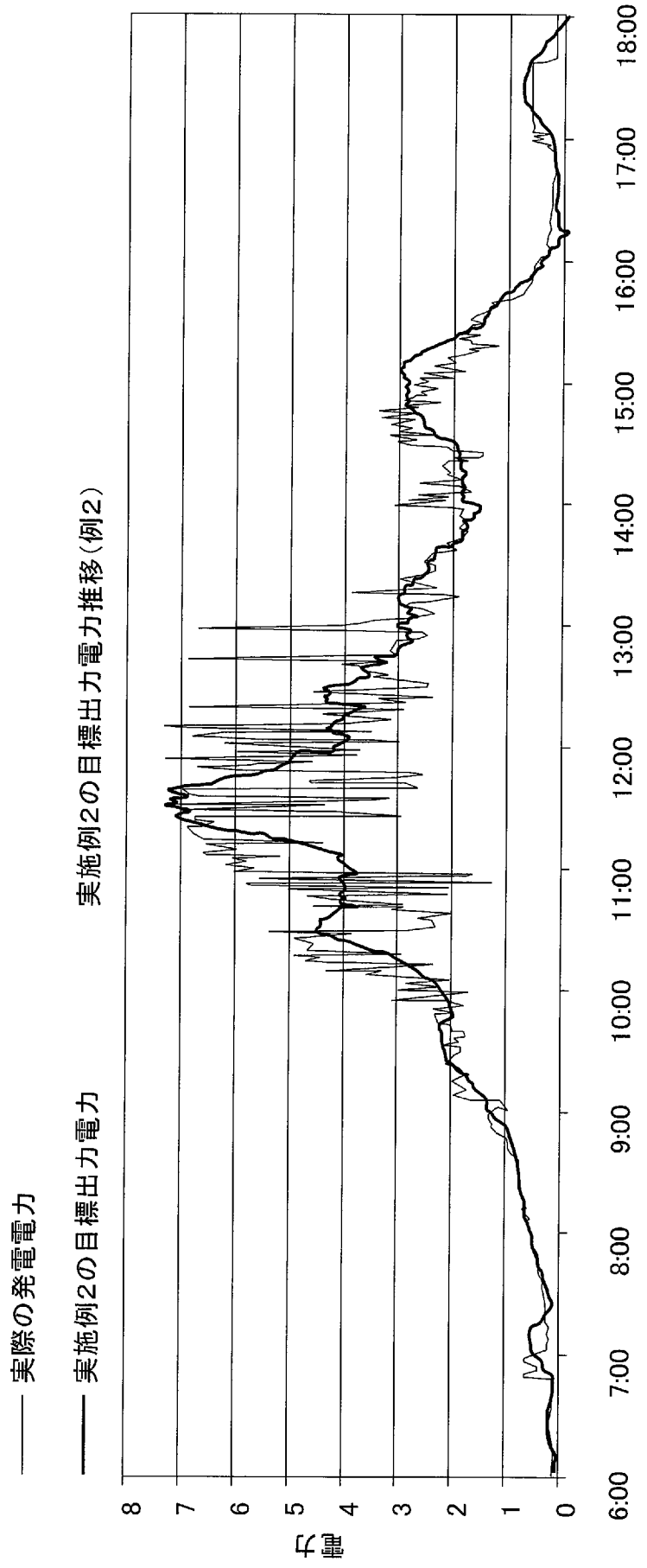
[図13]


実際の発電電力
実施例1
比較例
FFT解析結果（例1）
パワースペクトル
周期[s]
0
10
20
30
40
50
0
200
400
600
800
1000
1200
1400

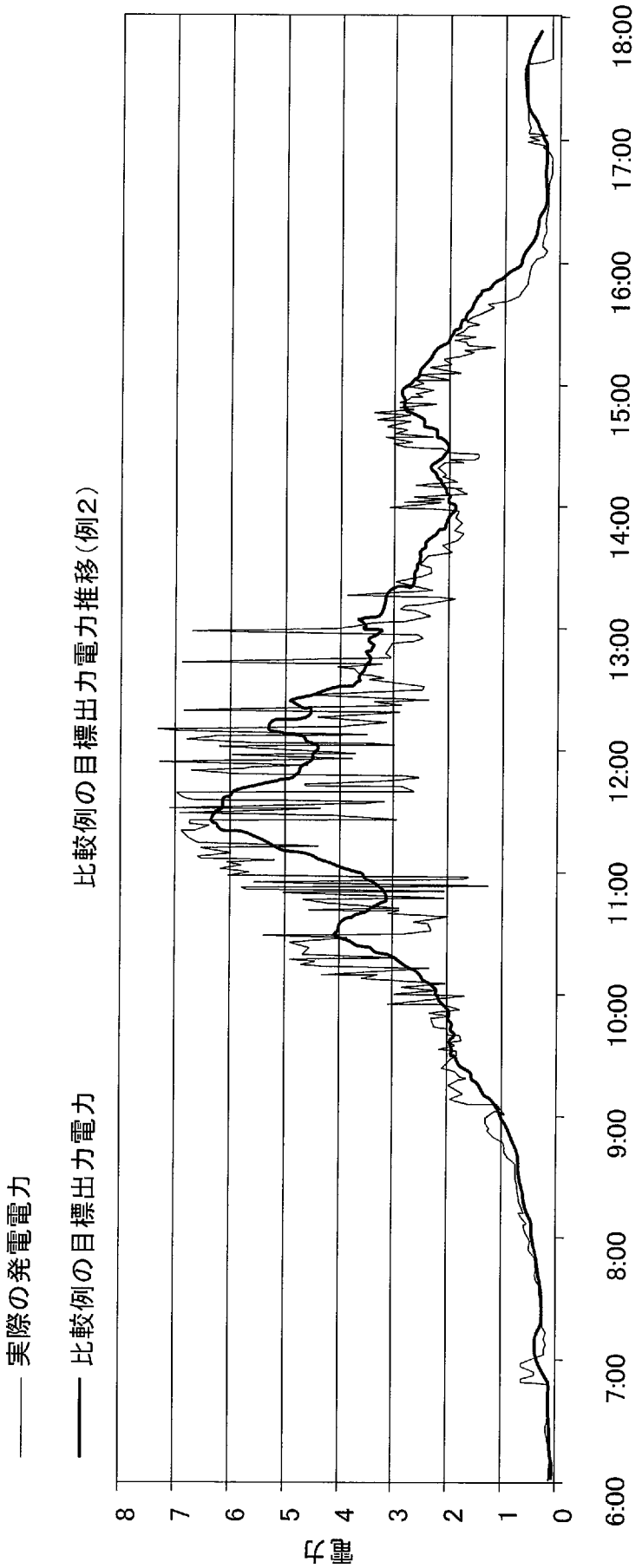
[図14]


実際の発電電力
実施例1の目標出力電力
実施例1の目標出力電力推移（例2）
電力
8
7
6
5
4
3
2
1
0
6:00
7:00
8:00
9:00
10:00
11:00
12:00
13:00
14:00
15:00
16:00
17:00
18:00

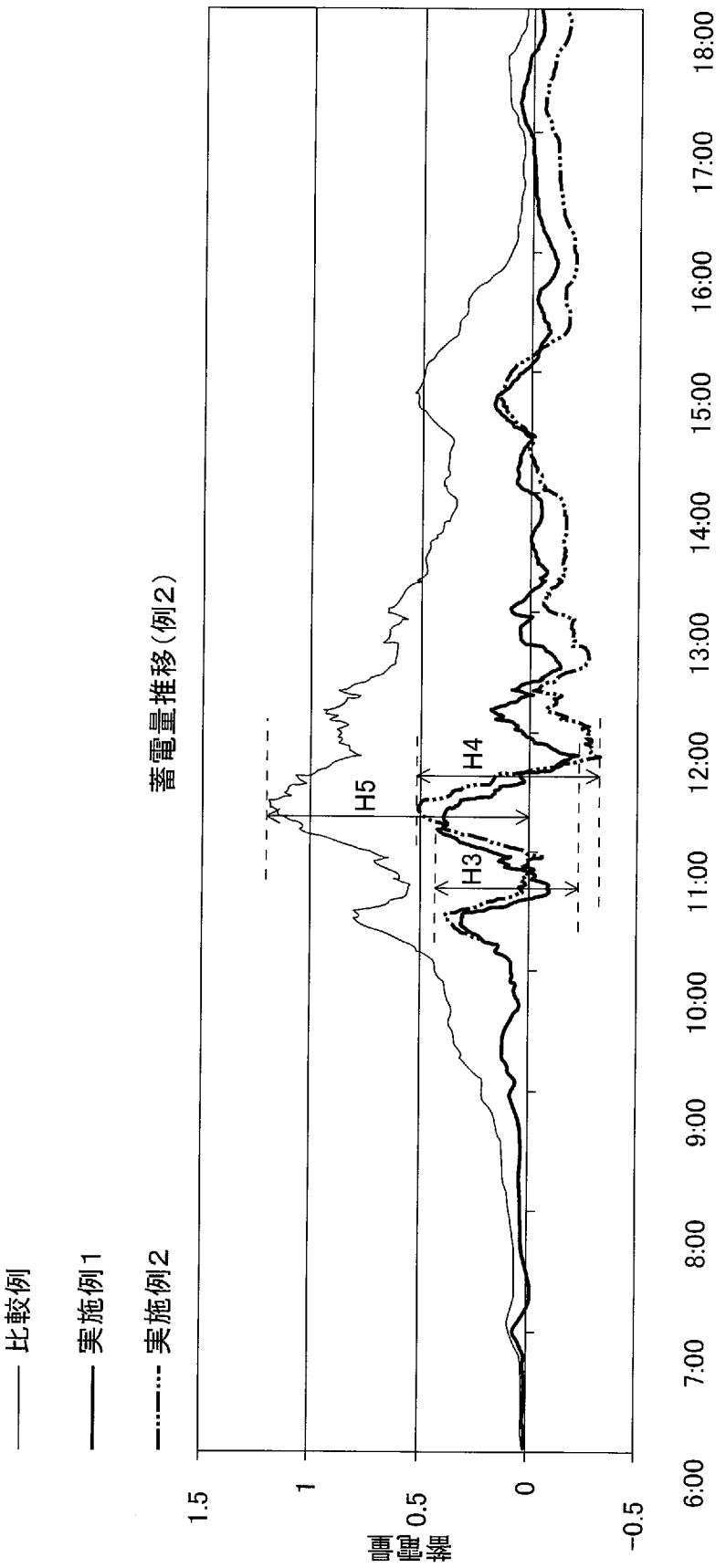
[図15]


実際の発電電力
実施例2の目標出力電力
実施例2の目標出力電力推移（例2）
kW
8
7
6
5
4
3
2
1
0
6:00
7:00
8:00
9:00
10:00
11:00
12:00
13:00
14:00
15:00
16:00
17:00
18:00

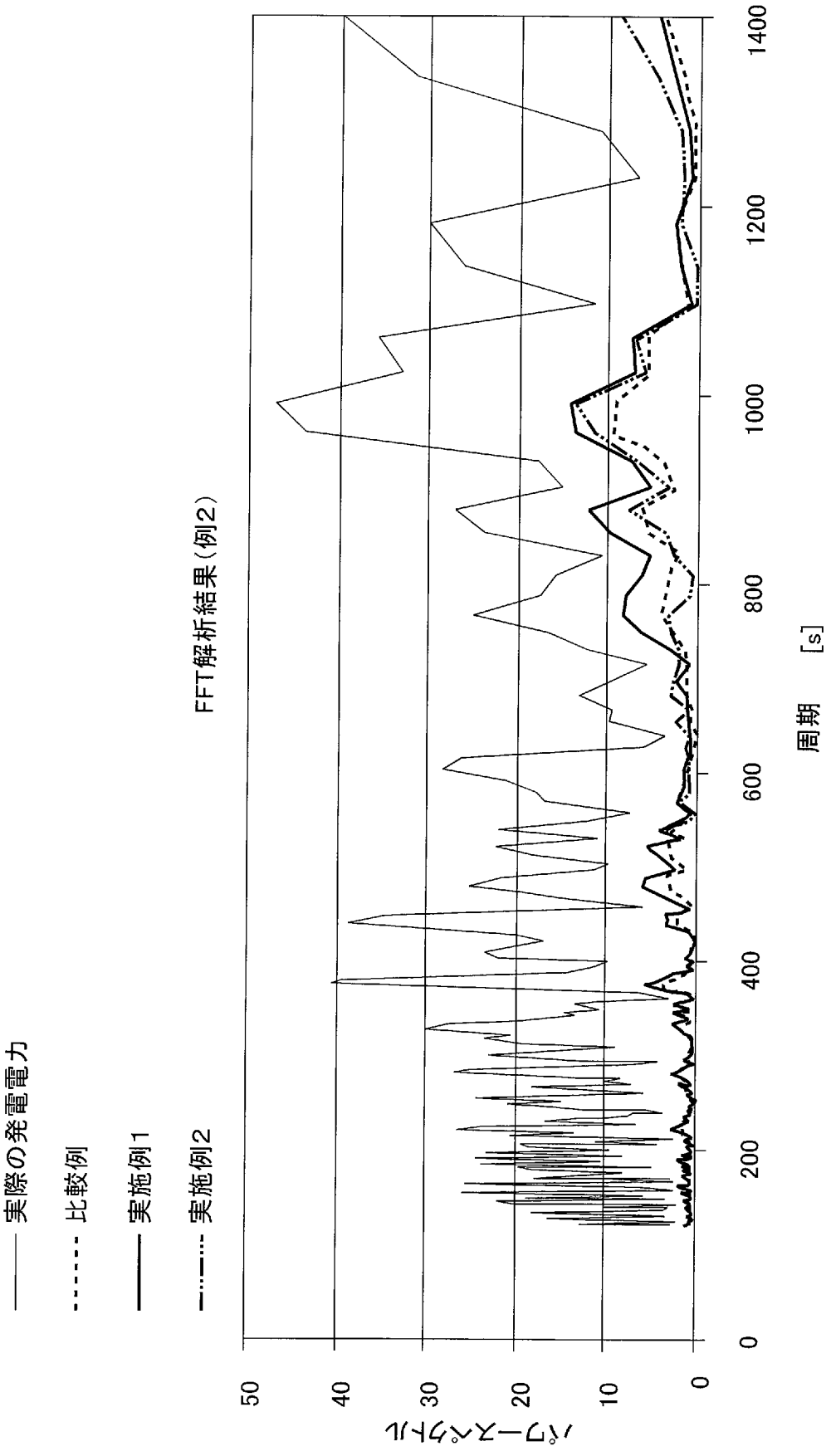
[図16]


実際の発電電力
比較例の目標出力電力
比較例の目標出力電力推移（例2）
電力
0
1
2
3
4
5
6
7
8
6:00
7:00
8:00
9:00
10:00
11:00
12:00
13:00
14:00
15:00
16:00
17:00
18:00

[図17]


比較例
実施例1
実施例2
蓄電量推移（例2）
蓄電量
1.5
1
0.5
0
-0.5
6:00
7:00
8:00
9:00
10:00
11:00
12:00
13:00
14:00
15:00
16:00
17:00
18:00
H5
H4
H3

[図18]


FFT解析結果（例2）
実際の発電電力
比較例
実施例1
実施例2
パワースペクトル
0
10
20
30
40
50
0
200
400
600
800
1000
1200
1400
周期 [s]

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/JP2011/051563

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
H02J3/38(2006.01)i, *G05F1/67*(2006.01)i, *H02J3/32*(2006.01)i, *H02J7/35*(2006.01)i

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
H02J3/38, G05F1/67, H02J3/32, H02J7/35

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Jitsuyo Shinan Koho	1922-1996	Jitsuyo Shinan Toroku Koho	1996-2011
Kokai Jitsuyo Shinan Koho	1971-2011	Toroku Jitsuyo Shinan Koho	1994-2011

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y A	JP 2001-5543 A (The Kansai Electric Power Co., Inc.), 12 January 2001 (12.01.2001), claims 1 to 3; paragraph [0030] (Family: none)	1-9,13,14 10-12
Y	JP 2005-318705 A (Daihen Corp.), 10 November 2005 (10.11.2005), paragraphs [0023] to [0025], [0028] & US 2005/0243584 A1 & EP 1592122 A2 & CN 1691487 A	1-9,13,14
Y	JP 2007-330017 A (Fuji Electric Systems Co., Ltd.), 20 December 2007 (20.12.2007), paragraphs [0002] to [0005], [0013], [0038] (Family: none)	5,8

☒ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☐ See patent family annex.

* 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	Date of mailing of the international search report
08 April, 2011 (08.04.11)	19 April, 2011 (19.04.11)
Name and mailing address of the ISA/ Japanese Patent Office Facsimile No.	Authorized officer Telephone No.

Form PCT/ISA/210 (second sheet) (July 2009)

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/JP2011/051563

C (Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	JP 2002-17044 A (The Kansai Electric Power Co., Inc.), 18 January 2002 (18.01.2002), claim 1; fig. 1 (Family: none)	1-14

国際調査報告

国際出願番号　ＰＣＴ／ＪＰ２０１１／０５１５６３

Ａ．　発明の属する分野の分類（国際特許分類（ＩＰＣ））

Int.Cl.　H02J3/38(2006.01)i, G05F1/67(2006.01)i, H02J3/32(2006.01)i, H02J7/35(2006.01)i

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））

Int.Cl.　H02J3/38, G05F1/67, H02J3/32, H02J7/35

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	１９７１－２０１１年
日本国実用新案登録公報	１９９６－２０１１年
日本国登録実用新案公報	１９９４－２０１１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
Y A	JP 2001-5543 A（関西電力株式会社）2001.01.12,【請求項１】－【請求項３】【００３０】（ファミリーなし）	1-9,13,14 10-12
Y	JP 2005-318705 A（株式会社ダイヘン）2005.11.10,【００２３】－【００２５】【００２８】 & US 2005/0243584 A1 & EP 1592122 A2 & CN 1691487 A	1-9,13,14
Y	JP 2007-330017 A（富士電機システムズ株式会社）2007.12.20,【０００２】－【０００５】【００１３】【００３８】（ファミリーなし）	5,8

☑　Ｃ欄の続きにも文献が列挙されている。　　☐　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
「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
「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矛盾するものではなく、発明の原理又は理論の理解のために引用するもの
「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 ０８．０４．２０１１	国際調査報告の発送日 １９．０４．２０１１
国際調査機関の名称及びあて先 日本国特許庁（ＩＳＡ／ＪＰ） 郵便番号１００－８９１５ 東京都千代田区霞が関三丁目４番３号	特許庁審査官（権限のある職員）　５Ｔ　３９８６ 石川　晃 電話番号　０３－３５８１－１１０１　内線　３５６８

Ｃ（続き）．　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 2002-17044 A (関西電力株式会社) 2002.01.18, 【請求項１】【図１】（ファミリーなし）	1-14