

(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
2017年9月8日(08.09.2017)



(10) 国際公開番号

WO 2017/150376 A1

- (51) 国際特許分類:
H02J 3/46 (2006.01) H02J 3/38 (2006.01)
G05F 1/67 (2006.01) H02J 7/35 (2006.01)
H02J 3/32 (2006.01) H02J 13/00 (2006.01)
- (21) 国際出願番号: PCT/JP2017/007105
- (22) 国際出願日: 2017年2月24日(24.02.2017)
- (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 2016-040308 2016年3月2日(02.03.2016) JP
- (71) 出願人: 株式会社ダイヘン(DAIHEN CORPORATION) [JP/JP]; 〒5328512 大阪府大阪市淀川区田川2丁目1番11号 Osaka (JP).
- (72) 発明者: 大堀 彰大(OHORI Akihiro); 〒5328512 大阪府大阪市淀川区田川2丁目1番11号 株式会社ダイヘン内 Osaka (JP). 服部 将之(HATTORI Nobuyuki); 〒5328512 大阪府大阪市淀川区田川2

丁目1番11号 株式会社ダイヘン内 Osaka (JP).

- (74) 代理人: 吉田 稔, 外(YOSHIDA Minoru et al.); 〒5430014 大阪府大阪市天王寺区玉造元町2番32-1301 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, JP, KE, KG, KH, KN, KP, KR, KW, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, 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, 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, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), ユーラシア (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), ヨー

[続葉有]

(54) Title: ELECTRIC POWER SYSTEM

(54) 発明の名称: 電力システム

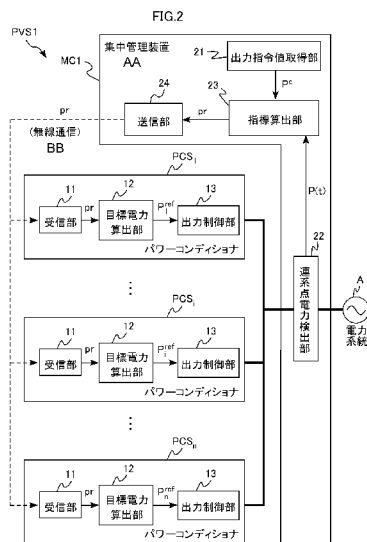


FIG. 2:
11 Receiving unit
12 Target electric power calculation unit
13 Output control unit
21 Output command value obtaining unit
22 Interconnection point electric power detection unit
23 Index calculation unit
24 Transmitting unit
A Electric power system
PCS₁, PCS₂, PCS_n Power conditioner
AA Centralized management device
BB Wireless communication

(57) Abstract: This electric power system is provided with a plurality of power conditioners and a centralized management device that manages the plurality of power conditioners. The centralized management device is provided with a detection means and an index calculation means. The detection means detects electric power to be adjusted. The index calculation means calculates an index for controlling individual output electric power of each of the plurality of power conditioners so that the electric power to be adjusted reaches a target electric power. Each of the plurality of power conditioners is provided with a target electric power calculation means and a control means. The target electric power calculation means calculates the individual target electric power of the corresponding power conditioner on the basis of an optimization problem using the index. The control means controls the individual output electric power such that the individual output electric power reaches the individual target electric power.

(57) 要約: 電力システムは、複数のパワーコンディショナと、これら複数のパワーコンディショナを管理する集中管理装置とを備える。前記集中管理装置は、検出手段および指標算出手段を備える。前記検出手段は、調整対象電力を検出する。前記指標算出手段は、前記調整対象電力が目標電力となるように、前記複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を制御するための指標を算出する。前記複数のパワーコンディショナの各々は、目標電力算出手段および制御手段を備える。前記目標電力算出手段は、前記指標を用いた最適化問題に基づいて、当該各パワーコンディショナの個別目標電力を算出する。前記制御手段は、前記個別目標電力となるように前記個別出力電力を制御する。



ロツパ (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:

— 国際調査報告 (条約第 21 条(3))

明 細 書

発明の名称：電力システム

技術分野

[0001] 本開示は、系統連系型の電力システムに関し、特に調整対象電力を目標電力に制御する電力システムに関する。

背景技術

[0002] 近年、再生可能エネルギーを利用した発電システムが普及している。その一例として太陽光を利用した太陽光発電システムがある。太陽光発電システムは、太陽電池とパワーコンディショナとを備えている。太陽電池は直流電力を生成し、この直流電力をパワーコンディショナが交流電力に変換する。変換された交流電力は、電力系統に供給される。太陽光発電システムには、一般家庭用の小規模なものからメガソーラーシステムなどの大規模なものまである。

[0003] 大規模な太陽光発電システムは、各々が電力系統に連系された複数台のパワーコンディショナを備えている。例えば、特許文献1に開示された太陽光発電システムは、複数台の太陽電池と、複数台のパワーコンディショナと、監視制御システムとを備えている。前記監視制御システムは、前記複数台のパワーコンディショナを監視および制御する。具体的には、監視制御システムは、複数台のパワーコンディショナについて、入出力電力、入出力電圧、入出力電流などを監視し、出力電圧を変更するなどの制御を行っている。

先行技術文献

特許文献

[0004] 特許文献1：特開2012-205322号公報

発明の概要

発明が解決しようとする課題

[0005] 上記のような監視制御システムは、各パワーコンディショナの監視および制御を行うため、監視および制御対象となるパワーコンディショナが多くな

るほど、必然的に処理負荷が大きくなる。

[0006] 本開示に係る電力システムは、上記事情に鑑みて創作されたものである。そこでその目的は、複数のパワーコンディショナを管理する装置の処理負荷を低減させつつ、調整対象電力を目標値にすることができる電力システムを提供することにある。

課題を解決するための手段

[0007] 本開示によって提供される電力システムは、電力系統に接続される電力システムであって、複数のパワーコンディショナと、前記複数のパワーコンディショナを管理する集中管理装置と、を備えており、前記集中管理装置は、調整対象電力を検出する検出手段と、前記調整対象電力が目標電力となるように、前記調整対象電力と前記目標電力とに基づき、前記複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を制御するための指標を算出する指標算出手段と、前記指標を前記複数のパワーコンディショナに送信する送信手段と、を備えており、前記複数のパワーコンディショナの各々は、前記指標を受信する受信手段と、前記指標を用いた最適化問題に基づいて、当該各パワーコンディショナの個別目標電力を算出する目標電力算出手段と、前記個別目標電力となるように当該各パワーコンディショナの前記個別出力電力を制御する制御手段と、を備えている。

[0008] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記複数のパワーコンディショナは、太陽電池から電力が入力される n 個の太陽光パワーコンディショナ (n は正の整数) を含んでおり、前記指標算出手段は、各太陽光パワーコンディショナに対する前記指標として抑制指標を算出し、前記送信手段は、前記抑制指標を前記各太陽光パワーコンディショナに送信する。

[0009] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記抑制指標を p_r 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの前記個別目標電力を P_i^{ref} ($i = 1, \dots, n$ の整数)、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナの定格出力を P_i^{lim} 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナの出力制御に関する重みを w_i とするとき、前記個別目標電力 P_i^{ref} は、下記 (1) 式で規定される最

適化問題を解くことで算出される。

[数1]

$$\left. \begin{array}{l} \min_{P_i^{ref}} \{w_i (P_i^{ref} - P_i^{lmt})^2 + pr (P_i^{ref} - P_i^{lmt})\} \\ \text{subject to } 0 \leq P_i^{ref} \leq P_i^{lmt} \end{array} \right\} \dots(1)$$

[0010] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を $P_i^{out}(t)$ 、前記目標電力を $P^c(t)$ 、前記調整対象電力を $P(t)$ とするとき、前記指標算出手段は、下記(2)式および下記(3)式を解くことで、前記抑制指標 pr を算出する。

[数2]

$$\begin{aligned} \frac{d\lambda}{dt} &= \varepsilon \left(\sum_{i=1}^n P_i^{out}(t) - P^c(t) \right), \quad \varepsilon > 0 \\ &= \varepsilon (P(t) - P^c(t)) \end{aligned} \dots(2)$$

$$pr = \lambda \dots(3)$$

なお、 ε は勾配係数を示す。

[0011] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記複数のパワーコンディショナは、蓄電池から電力が入力される又は前記蓄電池に電力を出力する m 個の蓄電池パワーコンディショナ (m は正の整数) を含んでおり、前記指標算出手段は、各蓄電池パワーコンディショナに対する前記指標として充放電指標を算出し、前記送信手段は、前記充放電指標を前記各蓄電池パワーコンディショナに送信する。

[0012] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記抑制指標を pr_{pv} 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの個別目標電力を P_{pvi}^{ref} ($i = 1, \dots, n$ の整数)、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの定格出力を P_{pvi}^{lmt} 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの出力制御に関する重みを w_{pvi} 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの個別出力電力の抑制を優先するか否かを示す設計パラメータを P_{ϕ_i} とするとき、前記個別目標電力 P_{pvi}^{ref} は、下記(4)式で規定される最適化問題を解くこ

とで算出され、前記充放電指標を $p r_B$ 、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの個別目標電力を P_{Bk}^{ref} ($k = 1, \dots, m$ の整数)、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの定格出力を P_{Bk}^{lmt} 、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの出力制御に関する重みを w_{Bk} 、前記蓄電池の残量により設定されるパラメータを α_k 、 β_k とするとき、前記個別目標電力 P_{Bk}^{ref} は、下記 (5) 式で規定される最適化問題を解くことで算出される。

[数3]

$$\left. \begin{array}{l} \min_{P_{PV_i}^{ref}} \left\{ w_{PV_i} (P_{PV_i}^{ref} - P_{\phi_i})^2 + pr_{PV} (P_{PV_i}^{ref} - P_{\phi_i}) \right\} \\ \text{subject to } 0 \leq P_{PV_i}^{ref} \leq P_{PV_i}^{lmt} \end{array} \right\} \dots(4)$$

$$\left. \begin{array}{l} \min_{P_{Bk}^{ref}} \left\{ w_{Bk} (P_{Bk}^{ref})^2 + pr_B (P_{Bk}^{ref}) \right\} \\ \text{subject to } -P_{Bk}^{lmt} \leq P_{Bk}^{ref} \leq P_{Bk}^{lmt} \\ \alpha_k \leq P_{Bk}^{ref} \leq \beta_k \end{array} \right\} \dots(5)$$

[0013] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記抑制指標を $p r_{PV}$ 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの個別目標電力を $P_{PV_i}^{ref}$ ($i = 1, \dots, n$ の整数)、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの定格出力を $P_{PV_i}^{lmt}$ 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの出力制御に関する重みを w_{PV_i} 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの個別出力電力の抑制を優先するか否かを示す設計パラメータを P_{ϕ_i} 、無効電力出力を Q_{PV_i} 、出力可能な最大の皮相電力を $S_{PV_i}^d$ 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれにおける連系点電圧を V_{PV_i} 、連系点基準電圧を V_0 とするとき、前記個別目標電力 $P_{PV_i}^{ref}$ は、下記 (4') 式で規定される最適化問題を解くことで算出され、前記充放電指標を $p r_B$ 、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの個別目標電力を P_{Bk}^{ref} ($k = 1, \dots, m$ の整数)、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの定格出力を P_{Bk}^{lmt} 、前記蓄電池の充電定格出力を P_{SMk}^{lmt} 、前記蓄電池の放電定格出力を P_{SPk}^{lmt} 、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの出力制御に関する重みを w_{Bk} 、前記蓄電池の残量により設定されるパラメータを α_k 、 β_k 、前記蓄電池の充電率に応

じた重みを w_{SOCK} 、無効電力出力を Q_{Bk} 、出力可能な最大の皮相電力を S_{Bk}^d 、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナにおける連系点電圧を V_{Bk} 、連系点における基準電圧を V_0 とするとき、前記個別目標電力 P_{Bk}^{ref} は、下記（5'）式で規定される最適化問題を解くことで算出される。

[数4]

$$\left. \begin{aligned} & \min_{P_{PV_i}^{ref}} \left\{ w_{PV_i} (P_{PV_i}^{ref} - P_{\phi_i})^2 + pr_{PV} (P_{PV_i}^{ref} - P_{\phi_i}) \right\} \\ & \text{subject to } 0 \leq P_{PV_i}^{ref} \leq P_{PV_i}^{lim} \\ & \quad (P_{PV_i}^{ref})^2 + (Q_{PV_i})^2 \leq \left(S_{PV_i}^d \frac{V_{PV_i}}{V_0} \right)^2 \end{aligned} \right\} \dots(4')$$

$$\left. \begin{aligned} & \min_{P_{Bk}^{ref}} \left\{ w_{Bk} w_{SOCK} (P_{Bk}^{ref})^2 + pr_B (P_{Bk}^{ref}) \right\} \\ & \text{subject to } -P_{Bk}^{lim} \leq P_{Bk}^{ref} \leq P_{Bk}^{lim} \\ & \quad P_{SMk}^{lim} \leq P_{Bk}^{ref} \leq P_{SPk}^{lim} \\ & \quad \alpha_k \leq P_{Bk}^{ref} \leq \beta_k \\ & \quad (P_{Bk}^{ref})^2 + (Q_{Bk})^2 \leq \left(S_{Bk}^d \frac{V_{Bk}}{V_0} \right)^2 \end{aligned} \right\} \dots(5')$$

[0014] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記指標算出手段は、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を $P_{PV_i}^{out}(t)$ 、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を $P_{Bk}^{out}(t)$ 、前記目標電力を $P^c(t)$ 、前記調整対象電力を $P(t)$ 、前記抑制指標を pr_{PV} 、前記充放電指標を pr_B とするとき、前記抑制指標 pr_{PV} および前記充放電指標 pr_B は、下記（6）式および下記（7）式により算出される。

[数5]

$$\begin{aligned} \frac{d\lambda}{dt} &= \varepsilon \left(\sum_{i=1}^n (P_{PV_i}^{out}(t)) + \sum_{k=1}^m (P_{Bk}^{out}(t)) - P^c(t) \right), \quad \varepsilon > 0 \\ &= \varepsilon (P(t) - P^c(t)) \end{aligned} \quad \dots(6)$$

$$pr_{PV} = pr_B = \lambda \quad \dots(7)$$

なお、 ε は勾配係数を示す。

- [0015] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記調整対象電力は、前記複数のパワーコンディショナと前記電力系統との連系点における連系点電力である。
- [0016] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記集中管理装置は、前記複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を入手する入手手段と、前記複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力の総和である総出力電力を算出する総出力電力算出手段と、をさらに備えており、前記調整対象電力は、前記総出力電力である。
- [0017] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記複数のパワーコンディショナと前記電力系統との連系点には、電力を消費する負荷が接続されている。
- [0018] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記複数のパワーコンディショナと前記電力系統との連系点には、電力を消費する負荷が接続されており、前記集中管理装置は、前記複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を入手し、かつ、前記負荷の消費電力を入手する入手手段と、前記複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力の総和である総出力電力を算出する総出力電力算出手段と、前記総出力電力および前記消費電力に基づいて、前記連系点における連系点電力を推算する連系点電力推算手段と、をさらに備えており、前記調整対象電力は、前記連系点電力である。
- [0019] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記集中管理装置は、電力会社からの出力指令を無線通信により取得する取得手段をさらに備えており、前記目標電力は、前記出力指令に基づく目標値である。
- [0020] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記集中管理装置は、前記電力系統から供給される電力の上限値を設定する設定手段をさらに備えており、前記目標電力は、前記上限値に基づく目標値である。
- [0021] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記複数のパワーコンディショナのうちの少なくとも1つが太陽電池に接続されている場合には

、前記指標算出手段は、前記少なくとも1つのパワーコンディショナに対する前記指標を0と算出する。

[0022] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記集中管理装置は、逆潮流回避目標を設定する設定手段をさらに備えており、前記目標電力は、前記逆潮流回避目標に基づく目標値である。

[0023] 前記電力システムの好ましい実施の形態においては、前記複数のパワーコンディショナは、複数の群に分けられており、前記複数の群の少なくとも1つの群においては、当該群に含まれるパワーコンディショナすべての個別出力電力の総和が、所定の目標値となるように制御される。

発明の効果

[0024] 本開示の電力システムによれば、集中管理装置において、調整対象電力が目標電力となるように、複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を制御するための指標を算出する。そして、複数のパワーコンディショナの各々は、前記指標を用いた最適化問題に基づいて、各パワーコンディショナの個別目標電力を算出し、個別出力電力が当該個別目標電力となるようにした。これにより、集中管理装置は、複数のパワーコンディショナ毎に個別目標電力を算出することなく、指標を算出するだけとなる。したがって、集中管理装置の処理負荷を低減させることができる。そして、複数のパワーコンディショナの各々が、前記指標に基づき、個別出力電力を制御している。これにより、調整対象電力を目標電力にすることができる。

図面の簡単な説明

[0025] [図1]第1実施形態に係る太陽光発電システムの全体構成を示す図である。

[図2]第1実施形態に係る太陽光発電システムの連系点電力抑制制御に関する機能構成を示す図である。

[図3]シミュレーションにおいて想定したパワーコンディショナのモデルを示す図である。

[図4]シミュレーションにおいて想定したパワーコンディショナの電力制御系のステップ応答を示す図である。

[図5]第1実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース1）を示す図である。

[図6]第1実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース2）を示す図である。

[図7]第1実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース3）を示す図である。

[図8]第1実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース4）を示す図である。

[図9]第1実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース5）を示す図である。

[図10]第1実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース6）を示す図である。

[図11]第1実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース7）を示す図である。

[図12]第2実施形態に係る太陽光発電システムの全体構成を示す図である。

[図13]第2実施形態に係る太陽光発電システムの連系点電力抑制制御に関する機能構成を示す図である。

[図14]第2実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース1）を示す図である。

[図15]第2実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース2）を示す図である。

[図16]第2実施形態に係るシミュレーションによる検証結果（ケース3）を示す図である。

[図17]第3実施形態に係る太陽光発電システムの全体構成を示す図である。

[図18]第3実施形態に係る太陽光発電システムの連系点電力抑制制御に関する機能構成を示す図である。

[図19]第4実施形態に係る太陽光発電システムのピークカット制御に関する機能構成を示す図である。

[図20]第5実施形態に係る太陽光発電システムの逆潮流回避制御に関する機能構成を示す図である。

[図21]第6実施形態に係る太陽光発電システムの全体構成を示す図である。

[図22]第6実施形態に係る太陽光発電システムのシステム総出力抑制制御に関する機能構成を示す図である。

[図23]第7実施形態に係る太陽光発電システムの全体構成を示す図である。

[図24]第7実施形態に係る太陽光発電システムのシステム総出力抑制制御に関する機能構成を示す図である。

[図25]第8実施形態に係る太陽光発電システムのスケジュール制御に関する機能構成を示す図である。

発明を実施するための形態

[0026] 以下、本開示の電力システムの実施の形態について、電力系統に連系された太陽光発電システムに適用した場合を例に説明する。なお、以下の説明において、連系点における電力が正の場合、太陽光発電システムから電力系統に電力が出力されている（逆潮流している）ものとする。一方、連系点における電力が負の値の場合、電力系統から太陽光発電システムに電力が出力されているものとする。

[0027] 図1および図2は、第1実施形態に係る太陽光発電システムPV S 1を説明するための図である。図1は、太陽光発電システムPV S 1の全体構成を示している。図2は、図1に示す太陽光発電システムPV S 1において、電力系統Aとの連系点における電力を制御する制御系の機能構成を示している。

[0028] 太陽光発電システムPV S 1は、図1に示すように、複数台の太陽電池 $S P_i$ ($i = 1, 2, \dots, n$; n は正の整数)、複数台のパワーコンディショナ $P C S_i$ 、および、集中管理装置MC 1を有して構成される。太陽光発電システムPV S 1は、系統連系型の逆潮流システムである。

[0029] 複数台の太陽電池 $S P_i$ はそれぞれ、太陽光エネルギーを電気エネルギーに変換する。各太陽電池 $S P_i$ は、直列・並列に接続された複数個の太陽電池パ

ネルを含んで構成されている。太陽電池パネルは、例えば、シリコンなどの半導体で生成された太陽電池セルを複数個接続したものを、屋外で利用できるように樹脂や強化ガラスなどで保護したものである。太陽電池 SP_i は発電した電力（直流電力）を、パワーコンディショナ PCS_i に出力する。なお、太陽電池 SP_i によって発電可能な電力の最大量を太陽電池 SP_i の発電量 P_i^{SP} とする。

[0030] 複数台のパワーコンディショナ PCS_i はそれぞれ、太陽電池 SP_i が発電した電力（直流電力）を交流電力に変換する。そして、変換した交流電力を電力系統 A に出力する。各パワーコンディショナ PCS_i は、インバータ回路、変圧器、および、制御回路などを含んでいる。インバータ回路は、太陽電池 SP_i から入力される直流電力を電力系統 A と同期がとれた交流電力に変換する。変圧器は、インバータ回路から出力される交流電圧を昇圧（または降圧）する。制御回路は、インバータ回路などを制御する。また、パワーコンディショナ PCS_i は、上記のように構成されたものに限定されない。

[0031] 各パワーコンディショナ PCS_i から出力される有効電力を P_i^{out} 、無効電力を Q_i^{out} とすると、各パワーコンディショナ PCS_i から $P_i^{out} + j Q_i^{out}$ の複素電力が出力されている。したがって、複数台のパワーコンディショナ PCS_i と電力系統 A との連系点には、 $\sum_i P_i^{out} + j \sum_i Q_i^{out}$ の複素電力が出力されている。すなわち、連系点における電力（以下、「連系点電力」という。）は、各パワーコンディショナ PCS_i の出力電力の総和である。本実施形態においては、連系点における電圧変動抑制などに主に活用される無効電力 Q_i^{out} の出力制御については、特に考慮しない。すなわち、連系点電力は、連系点における有効電力 P_i^{out} の総和（ $\sum_i P_i^{out}$ ）としている。なお、連系点電力を $P(t)$ とする。

[0032] このような電力系統 A に連系する太陽光発電システム $PVS1$ が多くなると、電力系統 A への電力の供給が需要に比べて過多となる。この供給過多の状態を解消するために、各太陽光発電システム $PVS1$ は、電力会社から出力電力を抑制するように指示されることが考えられる。そこで、本実施形態

に係る太陽光発電システムPVS1は、電力会社からの出力抑制指令に従い、出力電力を抑制している。

[0033] 本実施形態においては、太陽光発電システムPVS1は、電力会社からの出力抑制指令として、連系点電力 $P(t)$ が所定の値を超えないように指示される。太陽光発電システムPVS1は、この出力抑制指令に従い、連系点電力 $P(t)$ を制御する。具体的には、太陽光発電システムPVS1は、電力会社からの出力抑制指令として、連系点電力 $P(t)$ の上限値である出力指令値 P^c を指令される。太陽光発電システムPVS1は、連系点電力 $P(t)$ が電力会社から指令される出力指令値 P^c となるように、各パワーコンディショナPCS_iの出力電力（以下、「個別出力電力」という。） $P_{i,out}$ を制御する。よって、連系点電力 $P(t)$ を調整対象電力とし、出力指令値 P^c を連系点電力 $P(t)$ の目標値としている。太陽光発電システムPVS1は、連系点電力 $P(t)$ が出力指令値 P^c を超えている場合、各パワーコンディショナPCS_iの個別出力電力 $P_{i,out}$ を抑制する。このことから、太陽光発電システムPVS1が行う制御を、「連系点電力抑制制御」という。

[0034] 連系点電力抑制制御においては、各パワーコンディショナPCS_iは、集中管理装置MC1から抑制指標 p_r を受信し、受信した抑制指標 p_r に基づき、個別出力電力 $P_{i,out}$ の目標（以下、「個別目標電力」という。） $P_{i,ref}$ を算出する。抑制指標 p_r は、連系点電力 $P(t)$ を出力指令値 P^c にするための情報であり、個別目標電力 $P_{i,ref}$ を算出するための情報である。各パワーコンディショナPCS_iは、算出した個別目標電力 $P_{i,ref}$ に基づいて、個別出力電力 $P_{i,out}$ を制御する。そのために、各パワーコンディショナPCS_iは、図2に示すように、受信部11、目標電力算出部12、および、出力制御部13を含んでいる。

[0035] 受信部11は、集中管理装置MC1から送信される抑制指標 p_r を受信する。受信部11は、例えば無線通信により、集中管理装置MC1から抑制指標 p_r を受信する。なお、無線通信ではなく、有線通信であってもよい。

[0036] 目標電力算出部12は、受信部11が受信した抑制指標 p_r に基づき、自

装置（パワーコンディショナ P C S_i）の個別目標電力 P_i^{ref}を算出する。具体的には、目標電力算出部 1 2 は、下記（8）式に示す制約付き最適化問題を解くことで、個別目標電力 P_i^{ref}を算出する。当該（8）式において、P_i^{lmt}は、各パワーコンディショナ P C S_iの定格出力（出力限界）を表わし、w_iは、パワーコンディショナ P C S_iの有効電力抑制に関する重みを表わしている。この有効電力抑制に関する重み w_iは、目標電力算出部 1 2 に記憶されている。また、有効電力抑制に関する重み w_iは、ユーザが手動で設定することができる。あるいは、各パワーコンディショナ P C S_iが、パワーコンディショナ P C S_iの状況（温度、気候、無効電力量など）に応じて、自動的に設定するようにしてもよい。なお、この下記（8）式についての詳細は、後述する。

[数6]

$$\left. \begin{array}{l} \min_{P_i^{ref}} \left\{ w_i (P_i^{ref} - P_i^{lmt})^2 + pr (P_i^{ref} - P_i^{lmt}) \right\} \quad \dots(8a) \\ \text{subject to } 0 \leq P_i^{ref} \leq P_i^{lmt} \quad \dots(8b) \end{array} \right\} \quad \dots(8)$$

[0037] 出力制御部 1 3 は、上記インバータ回路を制御して、個別出力電力 P_i^{out}を制御する。出力制御部 1 3 は、個別出力電力 P_i^{out}を、目標電力算出部 1 2 が算出した個別目標電力 P_i^{ref}にする。

[0038] 集中管理装置 M C 1 は、複数台のパワーコンディショナ P C S_iを集中管理する。集中管理装置 M C 1 は、例えば無線通信により、各パワーコンディショナ P C S_iとの間で、各種情報の送受信を行う。なお、無線通信ではなく、有線通信であってもよい。集中管理装置 M C 1 は、連系点電力抑制制御において、連系点電力 P（t）を監視する。また、電力会社から指令される出力指令値 P^cを取得する。そして、集中管理装置 M C 1 は、連系点電力 P（t）を出力指令値 P^cにするための抑制指標 p r を算出し、各パワーコンディショナ P C S_iに送信する。そのために、集中管理装置 M C 1 は、図 2 に示すように、出力指令値取得部 2 1、連系点電力検出部 2 2、指標算出部 2 3、および、送信部 2 4 を含んでいる。

[0039] 出力指令値取得部 2 1 は、電力会社から指令される出力指令値 P^cを取得す

る。例えば、無線通信により電力会社から出力指令値 P^c を取得する。また、管理者が所定のコンピュータに電力会社から指令される出力指令値 P^c を手入力で入力し、出力指令値取得部 21 が前記コンピュータから出力指令値 P^c を取得する構成であってもよい。あるいは、他の通信装置を中継して、電力会社から指令される出力指令値 P^c を取得する構成であってもよい。出力指令値取得部 21 は、取得した出力指令値 P^c を指標算出部 23 に出力する。

[0040] 出力指令値取得部 21 は、電力会社からの出力抑制の指令がないとき、指標算出部 23 に指令がないことを伝達する。「電力会社からの出力抑制の指令がないとき」とは、太陽光発電システム $PVS1$ の出力を抑制せず、太陽電池 SP_i が発電した電力を最大限に出力できるときである。例えば、各パワーコンディショナ PCS_i が最大電力点追従制御により最大電力点で動作するときに、最大限に出力できる。本実施形態においては、出力指令値取得部 21 は、電力会社からの出力抑制の指令がないとき、出力指令値 P^c として、数値 -1 を指標算出部 23 に出力する。なお、指標算出部 23 に指令がないことを伝達することができれば、その手法は限定されない。例えば、出力指令値取得部 21 は、出力抑制の指令の有無を示すフラグ情報を電力会社等から取得し、これを指標算出部 23 に伝達するようにしてもよい。当該フラグ情報は、例えば、出力抑制の指令がない場合「0」であり、出力抑制の指令がある場合「1」である。なお、出力抑制の指令がある場合（フラグ情報が「1」の場合）には、当該フラグ情報とともに出力指令値 P^c を取得する。

[0041] 本実施形態においては、出力指令値取得部 21 が出力指令値 P^c を取得する場合を例に説明するが、これに限定されない。具体的には、出力指令値 P^c の代わりに出力抑制率 [%] の情報を取得するようにしてもよい。このとき、出力指令値取得部 21 は、取得した出力抑制率 [%] と太陽光発電システム $PVS1$ 全体の定格出力（すなわち、各パワーコンディショナ PCS_i の定格出力の合計） $\sum_i P_{i, \text{lim}}$ とに基づき、出力指令値 P^c を算出する。例えば、出力指令値取得部 21 は、出力抑制率として 20% である指令を取得したとき、太陽光発電システム $PVS1$ の定格出力 $\sum_i P_{i, \text{lim}}$ の 80% ($= 100 - 20$) を

出力指令値 P^c として算出する。出力指令値取得部 21 は、算出した出力指令値 P^c を指標算出部 23 に出力する。

[0042] 連系点電力検出部 22 は、連系点電力 $P(t)$ を検出する。そして、検出した連系点電力 $P(t)$ を指標算出部 23 に出力する。なお、連系点電力検出部 22 を、集中管理装置 MC1 とは別の検出装置として構成してもよい。この場合、当該検出装置（連系点電力検出部 22）が、無線通信または有線通信により、連系点電力 $P(t)$ の検出値を集中管理装置 MC1 に送信する。

[0043] 指標算出部 23 は、連系点電力 $P(t)$ を出力指令値 P^c にするための抑制指標 p_r を算出する。指標算出部 23 は、ラグランジュ乗数を λ 、勾配係数を ε 、時間を t として、下記（9）式および下記（10）式に基づき、抑制指標 p_r を算出する。ただし、指標算出部 23 は、出力指令値 P^c として、電力会社からの出力抑制の指令がないことを表わす数値 -1 を入力された場合、ラグランジュ乗数 λ を「0」とする。すなわち、抑制指標 p_r を「0」と算出する。なお、下記（9）式において、個別出力電力 P_i^{out} および出力指令値 P^c が、時間 t に対して変化する値であるため、それぞれ個別出力電力を $P_i^{out}(t)$ 、出力指令値を $P^c(t)$ と記載している。これらの下記（9）式および下記（10）式の詳細は、後述する。

[数7]

$$\begin{aligned} \frac{d\lambda}{dt} &= \varepsilon \left(\sum_{i=1}^n P_i^{out}(t) - P^c(t) \right), \quad \varepsilon > 0 \\ &= \varepsilon (P(t) - P^c(t)) \quad \dots(9) \\ p_r &= \lambda \quad \dots(10) \end{aligned}$$

[0044] 送信部 24 は、指標算出部 23 が算出した抑制指標 p_r を各パワーコンディショナ PCS_i に送信する。

[0045] 次に、太陽光発電システム PVS1 が行う連系点電力抑制制御において、パワーコンディショナ PCS_i による個別目標電力 P_i^{ref} の算出に上記（8）式が用いられる理由と、集中管理装置 MC1 による抑制指標 p_r の算出に上記

(9) 式および上記(10)式が用いられる理由とを説明する。

[0046] 太陽光発電システムPV S1は、連系点電力抑制制御において、以下の3つの目標を達成するように構成されている。1つ目の目標(目標1-1)は、「各パワーコンディショナPC S_iが分散的に個別目標電力を算出する」ことである。2つ目の目標(目標1-2)は、「太陽光発電システムPV S1の連系点における出力電力(連系点電力)を電力会社からの出力指令値に一致させる」ことである。そして、3つ目の目標(目標1-3)は、「パワーコンディショナPC S_i毎に、出力抑制量を調整できるようにする」ことである。なお、出力抑制量とは、パワーコンディショナPC S_iが出力可能な最大電力値と個別出力電力 P_{i}^{out} との差である。前記出力可能な最大電力値は、太陽電池SP_iの発電量 $P_{i}^{SP} > \text{定格出力 } P_{i}^{lmt}$ の場合には、パワーコンディショナPC S_iの定格出力 P_{i}^{lmt} である。一方、太陽電池SP_iの発電量 $P_{i}^{SP} \leq \text{定格出力 } P_{i}^{lmt}$ の場合には、太陽電池SP_iの発電量 P_{i}^{SP} である。

[0047] まず、集中管理装置MC1が、集中的に個別目標電力 P_{i}^{ref} を求める場合の制約付き最適化問題を考える。そうすると、下記(11)式が得られる。ここで、上記するように、 P_{i}^{ref} は、各パワーコンディショナPC S_iの個別目標電力を表わし、 P_{i}^{lmt} は、各パワーコンディショナPC S_iの定格出力(出力限界)を表わし、 P^C は、電力会社から指令される出力指令値を表わしている。なお、下記(11)式の最適解である個別目標電力 P_{i}^{ref} を $(P_{i}^{ref})^*$ とする。下記(11)式において、(11a)式は、個別出力電力 P_{i}^{out} の出力抑制量の最小化、(11b)式は、定格出力 P_{i}^{lmt} による制約、(11c)式は、連系点電力 $P(t)$ を出力指令値 P^C に一致させることをそれぞれ表わしている。

[数8]

$$\left. \begin{array}{l} \min_{P_{i}^{ref}} \left\{ \sum_{i=1}^n w_i (P_{i}^{ref} - P_{i}^{lmt})^2 \right\} \quad \dots(11a) \\ \text{subject to } 0 \leq P_{i}^{ref} \leq P_{i}^{lmt} \quad \dots(11b) \\ \sum_{i=1}^n P_{i}^{ref} - P^C = 0 \quad \dots(11c) \end{array} \right\} \quad \dots(11)$$

[0048] これは、集中管理装置MC 1が、上記（11）式から個別目標電力（ $P_{i,ref}$ ）*を求める場合を示している。したがって、上記（11）式の場合、各パワーコンディショナPC S_iが分散的に個別目標電力（ $P_{i,ref}$ ）*を算出していないため、目標1-1を達成していない。

[0049] 続いて、各パワーコンディショナPC S_iが分散的に個別目標電力 $P_{i,ref}$ を求める場合の制約付き最適化問題を考える。そうすると、下記（12）式が得られる。

[数9]

$$\left. \begin{array}{l} \min_{P_{i,ref}} \{w_i (P_{i,ref}^{ref} - P_{i,ref}^{lmt})^2\} \quad \dots(12a) \\ \text{subject to } 0 \leq P_{i,ref}^{ref} \leq P_{i,ref}^{lmt} \quad \dots(12b) \end{array} \right\} \dots(12)$$

[0050] しかし、上記（12）式の最適解である個別目標電力は、各パワーコンディショナPC S_iが分散的に求めた個別目標電力 $P_{i,ref}$ であるが、上記（11c）式が考慮されていない。したがって、連系点電力P（t）を電力会社からの出力指令値P^cに一致させる目標1-2を達成できない。

[0051] そこで、次の手法により、目標1-2を達成させることを考える。すなわち、各パワーコンディショナPC S_iが、集中管理装置MC 1から受信する抑制指標p_rに基づき、分散的に個別目標電力 $P_{i,ref}$ を算出する。これにより、目標1-2を達成させる。各パワーコンディショナPC S_iが、抑制指標p_rを用いて、分散的に個別目標電力 $P_{i,ref}$ を求める場合の制約付き最適化問題は、上記（8）式で表わすことができる。なお、上記（8）式の最適解である個別目標電力 $P_{i,ref}$ を（ $P_{i,ref}$ ）^bとする。

[0052] ここで、上記（11）式により得られる最適解（ $P_{i,ref}$ ）*と、上記（8）式により得られる最適解（ $P_{i,ref}$ ）^bとが一致することで、連系点電力P（t）を電力会社からの出力指令値P^cに一致させることができる。すなわち、各パワーコンディショナPC S_iが分散的に最適化問題を解いた場合であっても、目標1-2を達成することができる。したがって、定常状態の最適性に着目し、（ $P_{i,ref}$ ）* = （ $P_{i,ref}$ ）^bとなる抑制指標p_rを考える。そのために、上記（

11) 式および上記(8)式のKKT (Karush-Kuhn-Tucker) 条件を考える。これにより、上記(11)式のKKT条件から下記(13)式が得られ、上記(8)式のKKT条件から下記(14)式が得られる。なお、 μ は所定のラグランジュ乗数である。

[数10]

$$\begin{array}{ll}
 2w_i(P_i^{ref} - P_i^{lmt}) + \lambda - \mu_{1,i} + \mu_{2,i} = 0 & \dots(13a) \\
 -P_i^{ref} \leq 0, \quad P_i^{ref} - P_i^{lmt} \leq 0 & \dots(13b) \\
 \mu_{1,i}(-P_i^{ref}) = 0, \quad \mu_{1,i} \geq 0 & \dots(13c) \\
 \mu_{2,i}(P_i^{ref} - P_i^{lmt}) = 0, \quad \mu_{2,i} \geq 0 & \dots(13d) \\
 \sum_{i=1}^n P_i^{ref} - P^C = 0 & \dots(13e)
 \end{array} \quad \dots(13)$$

$$\begin{array}{ll}
 2w_i(P_i^{ref} - P_i^{lmt}) + pr - \mu_{1,i} + \mu_{2,i} = 0 & \dots(14a) \\
 -P_i^{ref} \leq 0, \quad P_i^{ref} - P_i^{lmt} \leq 0 & \dots(14b) \\
 \mu_{1,i}(-P_i^{ref}) = 0, \quad \mu_{1,i} \geq 0 & \dots(14c) \\
 \mu_{2,i}(P_i^{ref} - P_i^{lmt}) = 0, \quad \mu_{2,i} \geq 0 & \dots(14d)
 \end{array} \quad \dots(14)$$

[0053] これら上記(13)式および上記(14)式から、 $pr = \lambda$ (上記(10)式)とすることで、2つの最適解 $(P_i^{ref})^*$ 、 $(P_i^{ref})^b$ が一致することが分かる。したがって、集中管理装置MC1がラグランジュ乗数 λ を算出し、算出したラグランジュ乗数 λ を抑制指標 pr として、各パワーコンディショナPCS_iに提示(送信)することで、各パワーコンディショナPCS_iがそれぞれ、上記(8)式から個別目標電力 $(P_i^{ref})^b$ を算出することができる。これにより、各パワーコンディショナPCS_iが分散的に個別目標電力 P_i^{ref} を求めた場合であっても、連系点電力 $P(t)$ と電力会社からの出力指令値 P^C とを一致させることができる。すなわち、目標1-2を達成できる。

[0054] 続いて、集中管理装置MC1によるラグランジュ乗数 λ の算出方法について、説明する。集中管理装置MC1がラグランジュ乗数 λ を求めるために、まず、 $h_{1,i} = -P_i^{ref}$ 、 $h_{2,i} = P_i^{ref} - P_i^{lmt}$ とし、各パワーコンディショナPCS_iの不等式制約をまとめて $h_{j,i}$ ($j = 1, 2, i = 1, \dots, n$) とする。そして、上記(11)式の変換問題である下記(15)式を考える。

[数11]

$$\max_{\lambda} \left[\min_{\substack{P_i^{ref} \\ b(j,i) \leq 0}} \left\{ \sum_{i=1}^n w_i (P_i^{ref} - P_i^{lim})^2 + \lambda \left(\sum_{i=1}^n P_i^{ref} - P^C \right) \right\} \right] \quad \dots(15)$$

[0055] ここで、各パワーコンディショナPCSiによって求められる最適解（ P_i^{ref} ）^bが決定されると仮定すると、下記（16）式となり、ラグランジュ乗数 λ に対する最大化問題の形となる。この下記（16）式に対し勾配法を適用すると、下記（17）式となる。なお、 ε は勾配係数を表わし、 τ は時間変数を表わす。

[数12]

$$\max_{\lambda} \left\{ \sum_{i=1}^n w_i \left((P_i^{ref})^b - P_i^{lim} \right)^2 + \lambda \left(\sum_{i=1}^n (P_i^{ref})^b - P^C \right) \right\} \quad \dots(16)$$

$$\frac{d\lambda}{d\tau} = \varepsilon \left(\sum_{i=1}^n (P_i^{ref})^b - P^C \right), \quad \varepsilon > 0 \quad \dots(17)$$

[0056] 上記（17）式において、 $(P_i^{ref})^b$ を対応する各パワーコンディショナPCSiの個別出力電力 P_i^{out} で置き換える。さらに、集中管理装置MC1は、各パワーコンディショナPCSiの個別出力電力 P_i^{out} を個別に観測せず、連系点電力 $P(t) = \sum_i P_i^{out}$ を観測する。また、電力会社から逐次出力指令値 P^C を取得しているとする。そうすると、上記（9）式が得られる。よって、集中管理装置MC1は、連系点電力 $P(t)$ と電力会社からの出力指令値 P^C とに基づき、ラグランジュ乗数 λ を算出できる。そして、上記（10）式に基づき、算出したラグランジュ乗数 λ を抑制指標 p_r とする。

[0057] 以上のことから、本実施形態においては、各パワーコンディショナPCSiは、個別目標電力 P_i^{ref} を算出するときに、上記（8）式に示す最適化問題を用いている。また、集中管理装置MC1は、抑制指標 p_r を算出するために、上記（9）式および上記（10）式を用いている。

[0058] 次に、上記のように構成された太陽光発電システムPVS1において、上記3つの目標を達成し、適切に動作していることをシミュレーションによって検証した。

[0059] シミュレーションでは、10台のパワーコンディショナ PCS_i ($i = 1 \sim 10$; $PCS_1 \sim PCS_{10}$) を有する太陽光発電システム $PVS1$ を想定した。

[0060] 電力系統A（連系点電圧）のモデルは、下記（18）式とした。下記（18）式において、 $R = R_L \times L$ 、 $X = X_L \times L$ であり、 R_L は配電線の単位長さ当たりの抵抗成分、 X_L は配電線の単位長さ当たりのリアクタンス成分、 L は配電線の長さ、 V_1 は上位系統電圧を表わしている。本シミュレーションにおいては、上位系統電圧 V_1 を 6600 [V]、配電線の単位長さ当たりの抵抗成分 R_L を 0.220 [Ω / km]、配電線の単位長さ当たりのリアクタンス成分 X_L を 0.276 [Ω / km]、配電線の長さ L を 5 [km] とした。

[数13]

$$V_2 = \sqrt{\frac{b + \sqrt{b^2 - 4c}}{2}} \quad \dots(18)$$

$$b = 2(PR - QR) + V_1^2$$

$$c = (P^2 + Q^2)(R^2 + X^2)$$

$$\text{なお、} P = \sum_{i=1}^n P_i, \quad Q = \sum_{i=1}^n Q_i \quad \text{である。}$$

[0061] パワーコンディショナ PCS_i は、図3に示すモデルのものを想定し、個別出力電力 $P_{i,\text{out}}$ を個別目標電力 $P_{i,\text{ref}}$ に制御するために、 P 制御を行っているものとした。パワーコンディショナ PCS_i の電流制御系は、有効・無効電力制御系に比べ、非常に高速に応答するように設計されている。ここでは、事前に適切な制御系設計がなされているとし、 $K = 1$ 、 $T = 10^{-4}$ の1次遅れ系で実現している。電流制御系の上位制御系となる電力制御系は、ステップ応答が 1 [s] 以内に収束する程度の時定数を想定し、 $K_{pp} = K_{pq} = 1.0 \times 10^{-7}$ 、 $K_{ip} = K_{iq} = 1.2 \times 10^{-3}$ としている。なお、 K_{pp} は有効電力の比例ゲイン、 K_{pq} は無効電力の比例ゲイン、 K_{ip} は有効電力の積分ゲイン、 K_{iq} は無効電力の積分ゲインを表わしている。有効・無効電力制御系のステップ応答を図4に示す。

[0062] 図5～図11は、上記に示したモデルの太陽光発電システム $PVS1$ を用いて、複数の条件下でシミュレーションを行ったときの結果を示している。

なお、各パワーコンディショナ PCS_i は、接続される太陽電池 SP_i の発電量 $P_{i,SP}$ が定格出力 $P_{i,lim}$ より大きい場合には、パワーコンディショナ PCS_i の定格出力 $P_{i,lim}$ に抑制するものとする。

[0063] ケース 1 として、10 台のパワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_{10}$ がすべて同じ条件である場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション 1-1 とする。シミュレーション 1-1 において、10 台のパワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_{10}$ はすべて、定格出力 $P_{i,lim}$ が 500 [kW]、有効電力抑制に関する重み w_i が 1.0、太陽電池 SP_i の発電量 $P_{i,SP}$ が 600 [kW] であるとした。また、電力会社からの出力指令値 P^c は、 $0 \leq t < 60$ [s] では指令がなく、 $60 \leq t$ [s] では 3000 [kW] であるとした。なお、「出力指令値 P^c の指令がない」とときには、上記するように出力指令値 P^c として、指令がないことを表わす数値 -1 を用いた。その他、勾配係数 ε を 0.025、集中管理装置 MC1 が行う抑制指標 p_r の更新と各パワーコンディショナ PCS_i が行う個別目標電力 $P_{i,ref}$ の更新との各サンプリング時間を 1 [s] とした。また、各パワーコンディショナ PCS_i はすべて、力率 1（無効電力目標値 = 0 [kvar]）で運転しているものとした。図 5 は、シミュレーション 1-1 におけるシミュレーション結果を示している。

[0064] 図 5 (a) ~ (e) は、各パワーコンディショナ PCS_i の、太陽電池 SP_i の発電量 $P_{i,SP}$ （一点鎖線）、定格出力 $P_{i,lim}$ （実線）、個別目標電力 $P_{i,ref}$ （破線）、および、個別出力電力 $P_{i,out}$ （実線）を示している。図 5 (a) は、パワーコンディショナ PCS_1 , PCS_2 について、図 5 (b) は、パワーコンディショナ PCS_3 , PCS_4 について、図 5 (c) は、パワーコンディショナ PCS_5 , PCS_6 について、図 5 (d) は、パワーコンディショナ PCS_7 , PCS_8 について、図 5 (e) は、パワーコンディショナ PCS_9 , PCS_{10} について、図示している。なお、図 5 (a) ~ (e) において、理解の便宜上、個別目標電力 $P_{i,ref}$ （破線）を少し上方にずらして記載している。図 5 (f) は、各パワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_{10}$ の個別出力電力 $P_{1,out} \sim P_{10,out}$ を 1

つのグラフに示したものである。図5（g）は、連系点電力 $P(t)$ （実線）および電力会社からの出力指令値 P^c （破線）を示している。なお、図5（g）において、理解の便宜上、出力指令値 P^c の指令がない場合、各パワーコンディショナの $PCS_1 \sim PCS_{10}$ の定格出力 $P_1^{lmt} \sim P_{10}^{lmt}$ の合計値を出力指令値 P^c として記載している。図5（h）は、指標算出部23が算出するラグランジュ乗数 λ を示している。そして、図5（i）は、指標算出部23が算出する抑制指標 p_r を示している。

[0065] 図5から次のことが確認できる。すなわち、シミュレーション開始から出力抑制指令があるまでの期間（ $0 \leq t < 60$ [s]）では、図5（a）～（e）が示すように、各パワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_{10}$ の個別出力電力 $P_1^{out} \sim P_{10}^{out}$ が、個別目標電力 $P_1^{ref} \sim P_{10}^{ref}$ の500 [kW]に達するまで、太陽電池 SP_i の発電量 $P_i^{SP} \sim P_{10}^{SP}$ に応じて上昇している。そして、個別目標電力 $P_1^{ref} \sim P_{10}^{ref}$ の500 [kW]に達すると、それ以後、個別出力電力 $P_1^{out} \sim P_{10}^{out}$ は、個別目標電力 $P_1^{ref} \sim P_{10}^{ref}$ の500 [kW]に制御されていることが確認できる。また、出力指令値 P^c の指令後（ $60 \leq t$ [s]）では、図5（h）および図5（i）が示すように、ラグランジュ乗数 λ および抑制指標 p_r が更新されていることが確認できる。そして、各パワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_{10}$ は、この抑制指標 p_r の更新に基づき、図5（a）～（e）が示すように、個別目標電力 $P_1^{ref} \sim P_{10}^{ref}$ を変更している。よって、個別出力電力 $P_1^{out} \sim P_{10}^{out}$ が抑制され、個別目標電力 $P_1^{ref} \sim P_{10}^{ref}$ に追従していることが確認できる。これにより、図5（g）が示すように、連系点電力 $P(t)$ が抑制され、定常状態で出力指令値 P^c に一致していることが確認できる。

[0066] ケース2として、10台のパワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_{10}$ のうち2台のパワーコンディショナ PCS_5 、 PCS_6 に設定される有効電力抑制に関する重み w_5 、 w_6 が他のパワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_4$ 、 $PCS_7 \sim PCS_{10}$ のそれと異なる場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション1-2とする。シミュレーション1-2において、2台のパワーコンディショナ PCS_5 、 PCS_6 の有効電力抑制に関する重み w_i を2.

0とした。その他の条件は、上記シミュレーション1-1と同じである。図6は、シミュレーション1-2におけるシミュレーション結果を示している。なお、図6(a)～(i)はそれぞれ、上記シミュレーション1-1における図5(a)～(i)に対応した図である。

[0067] 図6から次のことが確認できる。すなわち、図6(a)～図6(e)が示すように、図5に示すシミュレーション1-1と比較し、有効電力抑制に関する重み w_i を変えたパワーコンディショナ PCS_5 , PCS_6 の出力抑制量が、その他のパワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_4$, $PCS_7 \sim PCS_{10}$ の出力抑制量の半分になっていることが確認できる。このとき、図6(h)および図6(i)が示すように、集中管理装置MC1が算出するラグランジュ乗数 λ および抑制指標 p_r も上記シミュレーション1-1における値(図5(h)および図5(i)参照)と異なっていることも確認できる。したがって、有効電力抑制に関する重み w_i を調整することによって、出力抑制量に差を持たせることが可能である。さらに、図6が示すように、パワーコンディショナ PCS_5 , PCS_6 の出力抑制量を小さくした分、その他のパワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_4$, $PCS_7 \sim PCS_{10}$ の出力抑制量を上記シミュレーション1-1の場合よりも大きくすることで、図6(g)に示すように、連系点電力 $P(t)$ が、定常状態で出力指令値 P^c に一致していることが確認できる。したがって、太陽光発電システム $PVS1$ は、パワーコンディショナ PCS_i に設定された有効電力抑制に関する重み w_i を考慮して、適切に動作を行っているといえる。

[0068] ケース3として、10台のパワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_{10}$ のうち2台のパワーコンディショナ PCS_5 , PCS_6 の有効電力抑制に関する重み w_5 , w_6 を途中で変化させた場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション1-3とする。シミュレーション1-3において、2台のパワーコンディショナ PCS_5 , PCS_6 の有効電力抑制に関する重み w_5 , w_6 を、開始時点(0[s])では、 $w_5 = w_6 = 1.0$ とし、120[s]経過後に、 $w_5 = w_6 = 2.0$ に変化させた。すなわち、 $60 \leq t < 120$ [s]で

は、上記シミュレーション 1-1 のように各パワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_{10}$ の有効電力抑制に関する重み $w_1 \sim w_{10}$ はすべて 1.0 であるが、 $120 \leq t$ [s] では、上記シミュレーション 1-2 のようにパワーコンディショナ PCS_5 , PCS_6 の有効電力抑制に関する重み w_5 , w_6 を 2.0 に変化させた。その他の条件は、上記シミュレーション 1-1 と同じである。図 7 は、シミュレーション 1-3 におけるシミュレーション結果を示している。なお、図 7 (a) ~ (i) はそれぞれ、上記シミュレーション 1-1 における図 5 (a) ~ (i) に対応した図である。

[0069] 図 7 から次のことが確認できる。すなわち、パワーコンディショナ PCS_5 , PCS_6 の有効電力抑制に関する重み w_5 , w_6 を 2.0 に変化させる前 ($60 \leq t < 120$ [s]) では、上記シミュレーション 1-1 と同じ結果であり、パワーコンディショナ PCS_5 , PCS_6 の有効電力抑制に関する重み w_5 , w_6 を 2.0 に変化させた後 ($120 \leq t$ [s]) では、上記シミュレーション 1-2 と同じ結果となっていることが確認できる。したがって、このように有効電力抑制に関する重み w_i を途中で調整 (変更) しても、継続して、連系点電力 $P(t)$ を出力指令値 P^c に一致させることが可能である。

[0070] ケース 4 として、2 台のパワーコンディショナ毎 (PCS_1 と PCS_2 , PCS_3 と PCS_4 , PCS_5 と PCS_6 , PCS_7 と PCS_8 , PCS_9 と PCS_{10}) に、太陽電池 SP_i の発電量 P_i^{SP} が異なる場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション 1-4 とする。シミュレーション 1-4 において、2 台のパワーコンディショナ毎 (PCS_1 と PCS_2 , PCS_3 と PCS_4 , PCS_5 と PCS_6 , PCS_7 と PCS_8 , PCS_9 と PCS_{10}) の太陽電池 SP_i の発電量 P_i^{SP} をそれぞれ、 P_1^{SP} , $P_2^{SP} = 600$ [kW]、 P_3^{SP} , $P_4^{SP} = 500$ [kW]、 P_5^{SP} , $P_6^{SP} = 400$ [kW]、 P_7^{SP} , $P_8^{SP} = 300$ [kW]、 P_9^{SP} , $P_{10}^{SP} = 200$ [kW] とした。その他の条件は、上記シミュレーション 1-1 と同じである。図 8 は、シミュレーション 1-4 におけるシミュレーション結果を示している。なお、図 8 (a) ~ (i) はそれぞれ、上記シミュレーション 1-1 における図 5 (a) ~ (i) に対応した図である。

[0071] 図8から次のことが確認できる。すなわち、図8 (a) ~ (e) が示すように、個別目標電力 $P_{i,ref}$ が太陽電池 $S P_i$ の発電量 $P_{i,SP}$ 以上である場合、出力抑制を行っていないことが確認できる。また、図8 (f) が示すように、定格出力 $P_{i,lim}$ が同一のパワーコンディショナ $P C S_1 \sim P C S_{10}$ で太陽電池 $S P_i$ の発電量 $P_{i,SP}$ が異なる場合、太陽電池 $S P_i$ の発電量 $P_{i,SP}$ の少ないパワーコンディショナ $P C S_7 \sim P C S_{10}$ は出力抑制を行っていないことが確認できる。さらに、図8 (g) が示すように、連系点電力 $P(t)$ が抑制され、定常状態で出力指令値 P^C に一致していることが確認できる。したがって、太陽光発電システム $P V S 1$ は、太陽電池 $S P_i$ の発電量 $P_{i,SP}$ を考慮して、適切に動作を行っているといえる。

[0072] ケース5として、2台のパワーコンディショナ毎 ($P C S_1$ と $P C S_2$, $P C S_3$ と $P C S_4$, $P C S_5$ と $P C S_6$, $P C S_7$ と $P C S_8$, $P C S_9$ と $P C S_{10}$) に、定格出力 $P_{i,lim}$ が異なる場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション1-5とする。シミュレーション1-5において、2台のパワーコンディショナ毎 ($P C S_1$ と $P C S_2$, $P C S_3$ と $P C S_4$, $P C S_5$ と $P C S_6$, $P C S_7$ と $P C S_8$, $P C S_9$ と $P C S_{10}$) の定格出力 $P_{i,lim}$ をそれぞれ、 $P_{1,lim}$, $P_{2,lim}=500$ [kW]、 $P_{3,lim}$, $P_{4,lim}=400$ [kW]、 $P_{5,lim}$, $P_{6,lim}=300$ [kW]、 $P_{7,lim}$, $P_{8,lim}=200$ [kW]、 $P_{9,lim}$, $P_{10,lim}=100$ [kW] とした。また、電力会社からの出力指令値 P^C として、 $0 \leq t < 60$ [s] では指令がなく、 $60 \leq t$ [s] では 2000 [kW] とし、太陽電池 $S P_i$ の発電量 $P_{i,SP}$ をそれぞれ、定格出力 $P_{i,lim} + 100$ [kW] とした。その他の条件は、上記シミュレーション1-1と同じである。図9は、シミュレーション1-5におけるシミュレーション結果を示している。なお、図9 (a) ~ (i) はそれぞれ、上記シミュレーション1-1における図5 (a) ~ (i) に対応した図である。

[0073] 図9から次のことが確認できる。すなわち、図9 (f) が示すように、定格出力 $P_{i,lim}$ が異なる場合、出力抑制量は、各パワーコンディショナ $P C S_1 \sim P C S_{10}$ で等しいことが確認できる。また、図9 (g) が示すように連系点電

力 $P(t)$ が抑制され、定常状態で出力指令値 P^c に一致していることが確認できる。したがって、太陽光発電システム $PVS1$ は、パワーコンディショナ PCS_i の定格出力 $P_{i, \text{lim}}$ を考慮して、適切に動作を行っているといえる。

[0074] ケース6として、上記サンプリング時間を長くした場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション1-6とする。シミュレーション1-6において、上記サンプリング時間を $60 \text{ [s]} = 1 \text{ [min]}$ とした。また、勾配係数 ε を 0.0005 とし、電力会社からの出力指令値 P^c として、 $0 \leq t < 5 \text{ [min]}$ では指令がなく、 $5 \leq t \text{ [min]}$ では 3000 [kW] とした。その他の条件は、上記シミュレーション1-1と同じである。図10は、シミュレーション1-6におけるシミュレーション結果を示している。なお、図10(a)～(i)はそれぞれ、上記シミュレーション1-1における図5(a)～(i)に対応した図である。

[0075] 図10から次のことが確認できる。すなわち、図10(g)が示すように、上記サンプリング時間を長くした場合、連系点電力 $P(t)$ が出力指令値 P^c に追従するための時間が上記シミュレーション1-1より長くなるものの、連系点電力 $P(t)$ が抑制され、定常状態で出力指令値 P^c に一致していることが確認できる。

[0076] ケース7として、上記サンプリング時間を上記ケース6におけるサンプリング時間よりもさらに長くした場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション1-7とする。シミュレーション1-7において、上記サンプリング時間を $180 \text{ [s]} = 3 \text{ [min]}$ とした。また、勾配係数 ε を 0.0003 とし、電力会社からの出力指令値 P^c として、 $0 \leq t < 5 \text{ [min]}$ では指令がなく、 $5 \leq t \text{ [min]}$ では 3000 [kW] とした。その他の条件は、上記シミュレーション1-1と同じである。図11は、シミュレーション1-7におけるシミュレーション結果を示している。なお、図11(a)～(i)はそれぞれ、上記シミュレーション1-1における図5(a)～(i)に対応した図である。

[0077] 図11から次のことが確認できる。すなわち、図11(g)が示すように

、サンプリング時間を上記シミュレーション 1-6 よりも長くした場合においても、連系点電力 $P(t)$ が抑制され、定常状態で出力指令値 P^c に一致していることが確認できる。

[0078] 上記図 5～図 11 毎の結果に加え、図 5～図 11 を対比することで、次のことが確認できる。すなわち、各図の (h) および (i) が示すように、ラグランジュ乗数 λ および抑制指標 p_r は、パワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_{10}$ の、太陽電池 SP_i の発電量 P_i^{SP} 、定格出力 P_i^{lim} 、有効電力抑制に関する重み w_i 、および、出力指令値 P^c などに基づき、異なる値が算出されていることが確認できる。また、各図の (a)～(e) が示すように、抑制指標 p_r の更新に応じて、個別目標電力 P_i^{ref} が更新されていることを確認できる。そして、パワーコンディショナ $PCS_1 \sim PCS_{10}$ は、この個別目標電力 P_i^{ref} に応じて、個別出力電力 P_i^{out} を制御している。よって、各図の (g) が示すように、連系点電力 $P(t)$ を出力指令値 P^c に一致させていることが確認できる。以上のことから、上記 (9) 式および上記 (10) 式を用いて集中管理装置 MC1 が算出した抑制指標 p_r が適切な値であるといえる。

[0079] 上記シミュレーション 1-1 ないしシミュレーション 1-7 の結果から、太陽光発電システム PVS1 において、各パワーコンディショナ PCS_i がそれぞれ、集中管理装置 MC1 から受信する抑制指標 p_r に基づき、分散的に個別目標電力 P_i^{ref} を算出している。よって、上記目標 1-1 を達成している。また、連系点電力 $P(t)$ が抑制され、出力指令値 P^c に一致している。よって、上記目標 1-2 を達成している。そして、各種条件に応じて、パワーコンディショナ PCS_i 毎に個別出力電力 P_i^{out} が変化している。すなわち、各種条件に応じて、パワーコンディショナ PCS_i 毎に出力抑制量が変化している。よって、上記目標 1-3 を達成している。以上のことから、太陽光発電システム PVS1 は、上記 3 つの目標を達成していることが分かる。

[0080] 以上で説明したように、第 1 実施形態に係る太陽光発電システム PVS1 において、集中管理装置 MC1 は、電力会社からの出力指令値 P^c および検出した連系点電力 $P(t)$ から、上記 (9) 式および上記 (10) 式を用いて

、抑制指標 p_r を算出し、これを各パワーコンディショナ PCS_i に送信している。また、各パワーコンディショナ PCS_i は、受信した抑制指標 p_r に基づき、分散的に上記（８）式の最適化問題を解くことで、個別目標電力 $P_{i,ref}$ を算出し、そして、個別出力電力 $P_{i,out}$ を個別目標電力 $P_{i,ref}$ に制御している。これにより、集中管理装置 $MC1$ は、上記（９）式および上記（１０）式に示す簡単な計算だけとなる。したがって、太陽光発電システム $PVS1$ において、集中管理装置 $MC1$ の処理負荷を低減させることができる。また、各パワーコンディショナ PCS_i が、抑制指標 p_r に基づき分散的に個別目標電力 $P_{i,ref}$ を算出し、個別出力電力 $P_{i,out}$ を制御する場合であっても、連系点電力 $P(t)$ を電力会社からの出力指令値 P^c に一致させることができる。

[0081] 上記第１実施形態に係る太陽光発電システム $PVS1$ において、太陽電池 SP_i を接続した複数台のパワーコンディショナ PCS_i で構成された場合を例に説明した。しかし、このような太陽光発電システム $PVS1$ の場合、天候変動による出力への影響が大きい。そこで、天候変動などによる出力変動を抑制させるために、太陽電池を接続したパワーコンディショナと蓄電池を接続したパワーコンディショナとを併設した太陽光発電システムが存在する。この場合について、第２実施形態として、以下に説明する。

[0082] 図１２および図１３は、第２実施形態に係る太陽光発電システム $PVS2$ を説明するための図である。図１２は、太陽光発電システム $PVS2$ の全体構成を示す図である。図１３は、図１２に示す太陽光発電システム $PVS2$ において、電力系統 A との連系点における電力を制御する制御系の機能構成を示す図である。なお、上記第１実施形態に係る太陽光発電システム $PVS1$ と同一あるいは類似のものについては、同じ符号を付してその説明を省略する。

[0083] 図１２に示すように、太陽光発電システム $PVS2$ は、複数台の太陽電池 SP_i ($i = 1, 2, \dots, n$; n は正の整数)、複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} 、複数台の蓄電池 B_k ($k = 1, 2, \dots, m$; m は正の整数)、複数台のパワーコンディショナ PCS_{Bk} 、および、集中管理装置 $MC2$

を有して構成される。太陽光発電システム PVS_2 は、系統連型の逆潮流システムである。

[0084] 複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} はそれぞれ、上記第 1 実施形態のパワーコンディショナ PCS_i と同様に構成される。すなわち、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} は、太陽電池 SP_i が発電した電力（直流電力）を交流電力に変換し、変換した交流電力を電力系統 A に出力する。

[0085] 複数台の蓄電池 B_k はそれぞれ、繰り返し、充電により電力を蓄えることができる電池である。蓄電池 B_k は、例えば、リチウムイオン電池、ニッケル水素電池、ニッケルカドミウム電池、鉛蓄電池などの二次電池である。また、電気二重層コンデンサなどのコンデンサを用いてもよい。蓄電池 B_k は、蓄積された電力を放電して、直流電力をパワーコンディショナ PCS_{Bk} に供給する。

[0086] 複数台のパワーコンディショナ PCS_{Bk} はそれぞれ、蓄電池 B_k から入力される直流電力を交流電力に変換して出力するものである。さらに、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} は、電力系統 A や各パワーコンディショナ PCS_{PVi} から入力される交流電力を直流電力へ変換し、蓄電池 B_k に供給する。すなわち、蓄電池 B_k を充電する。各パワーコンディショナ PCS_{Bk} は、蓄電池 B_k の充電および放電を制御している。したがって、蓄電池 B_k の充電を行う充電回路および蓄電池 B_k の放電を行う放電回路として機能する。

[0087] 各パワーコンディショナ PCS_{PVi} から出力される有効電力を P_{PVi}^{out} 、無効電力を Q_{PVi}^{out} とすると、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} から $P_{PVi}^{out} + j Q_{PVi}^{out}$ の複素電力が出力されている。また、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} から出力される有効電力を P_{Bk}^{out} 、無効電力を Q_{Bk}^{out} とすると、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} から $P_{Bk}^{out} + j Q_{Bk}^{out}$ の複素電力が出力されている。したがって、複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} と電力系統 A との連系点には、 $(\sum_i P_{PVi}^{out} + \sum_k P_{Bk}^{out}) + j (\sum_i Q_{PVi}^{out} + \sum_k Q_{Bk}^{out})$ の複素電力が出力されている。すなわち、連系点電力は、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} の出力電力の総和である。なお、本実施形態においても、連系点における電

圧変動抑制などに主に活用される無効電力 Q_{PVi}^{out} , Q_{Bk}^{out} の出力制御については、特に考慮しない。すなわち、連系点電力は、連系点における有効電力 P_{PVi}^{out} , P_{Bk}^{out} の総和 ($\sum_i P_{PVi}^{out} + \sum_k P_{Bk}^{out}$) としている。

[0088] 本実施形態においては、太陽光発電システム $PVS2$ は、電力会社から、連系点電力 $P(t)$ が所定の値を超えないように指示される。太陽光発電システム $PVS2$ は、この指示に従い、連系点電力 $P(t)$ を制御する。具体的には、太陽光発電システム $PVS2$ は、電力会社からの指示として、上記出力指令値 P^C を指令される。太陽光発電システム $PVS2$ は、連系点電力 $P(t)$ が電力会社から指令される出力指令値 P^C となるように、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} , PCS_{Bk} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} , P_{Bk}^{out} を制御する。よって、連系点電力 $P(t)$ を調整対象電力とし、出力指令値 P^C を連系点電力 $P(t)$ の目標値としている。太陽光発電システム $PVS2$ は、連系点電力 $P(t)$ が出力指令値 P^C を超えている場合、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} , PCS_{Bk} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} , P_{Bk}^{out} を抑制する。このことから、太陽光発電システム $PVS2$ も連系点電力抑制制御を行っている。

[0089] 連系点電力抑制制御においては、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} は、集中管理装置 $MC2$ から抑制指標 $p_{r_{PV}}$ を受信し、受信した抑制指標 $p_{r_{PV}}$ に基づき、個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を算出する。抑制指標 $p_{r_{PV}}$ は、連系点電力 $P(t)$ を出力指令値 P^C にするための情報であり、個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を算出するための情報である。各パワーコンディショナ PCS_{PVi} は、算出した個別目標電力 P_{PVi}^{ref} に基づいて、個別出力電力 P_{PVi}^{out} を制御する。そのために、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} は、図13に示すように、受信部11、目標電力算出部12'、および、出力制御部13を含んでいる。

[0090] 目標電力算出部12'は、受信部11が受信した抑制指標 $p_{r_{PV}}$ に基づき、自装置（パワーコンディショナ PCS_{PVi} ）の個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を算出する。具体的には、目標電力算出部12'は、下記(19)式に示す制約付き最適化問題を解くことで、個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を算出する。したがって、目標電力算出部12'は、第1実施形態に係る目標電力算出部12と比較し、個別目

標電力 P_{PVi}^{ref} を算出するための最適化問題の演算式が異なっている。当該（１９）式において、 w_{PVi} は、パワーコンディショナ PCS_{PVi} の有効電力抑制に関する重みを表わしており、設計値である。また、 P_{ϕ_i} は、パワーコンディショナ PCS_{PVi} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} の抑制を優先するか否かを示す設計パラメータ（以下、「優先度パラメータ」という。）を示しており、設計値である。当該優先度パラメータ P_{ϕ_i} を小さくすると、蓄電池 B_k の充電量を少なくし、個別出力電力 P_{PVi}^{out} が抑制され易くなる。一方、当該優先度パラメータ P_{ϕ_i} を大きくすると、蓄電池 B_k の充電量を多くし、個別出力電力 P_{PVi}^{out} が抑制され難くなる。よって、優先度パラメータ P_{ϕ_i} は、蓄電池 B_k の充電を優先するか否かを示す設計パラメータであるとも言える。さらに、この優先度パラメータ P_{ϕ_i} によって、パワーコンディショナ PCS_{PVi} の定格出力による出力限界とは別に、パワーコンディショナ PCS_{PVi} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} の疑似的な出力限界が設定されていると考えられる。そのため、優先度パラメータ P_{ϕ_i} は、疑似有効出力限界とも言える。上記重み w_{PVi} および上記優先度パラメータ P_{ϕ_i} はユーザが設定可能である。この下記（１９）式についての詳細は、後述する。

[数14]

$$\left. \begin{array}{ll} \min_{P_{PVi}^{ref}} \left\{ w_{PVi} (P_{PVi}^{ref} - P_{\phi_i})^2 + pr_{PV} (P_{PVi}^{ref} - P_{\phi_i}) \right\} & \dots(19a) \\ \text{subject to } 0 \leq P_{PVi}^{ref} \leq P_{PVi}^{lim} & \dots(19b) \end{array} \right\} \dots(19)$$

[0091] 連系点電力抑制制御においては、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} は、集中管理装置 $MC2$ から充放電指標 p_{r_B} を受信し、受信した充放電指標 p_{r_B} に基づき、個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を算出する。充放電指標 p_{r_B} は、連系点電力 $P(t)$ を出力指令値 P^c にするための情報であり、個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を算出するための情報である。また、蓄電池 B_k をどれくらい充電するか放電するかを決定するための情報でもある。各パワーコンディショナ PCS_{Bk} は、算出した個別目標電力 P_{Bk}^{ref} に基づいて、個別出力電力 P_{Bk}^{out} を制御する。そのために、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} は、図１３に示すように、受信部３１、目標電力

算出部 32、および、出力制御部 33 を含んでいる。

[0092] 受信部 31 は、上記第 1 実施形態に係る受信部 11 と同様に構成され、集中管理装置 MC 2 から送信される充放電指標 pr_B を受信する。

[0093] 目標電力算出部 32 は、受信部 31 が受信した充放電指標 pr_B に基づき、自装置（パワーコンディショナ PCS_{Bk} ）の個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を算出する。具体的には、目標電力算出部 32 は、下記（20）式に示す最適化問題を解くことで、個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を算出する。当該（20）式において、 P_{Bk}^{lmt} は、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} の定格出力（出力限界）を表わしている。 w_{Bk} は、パワーコンディショナ PCS_{Bk} の有効電力に関する重みを表わしている。上記重み w_{Bk} は、ユーザが設定可能である。また、 α_k 、 β_k は、蓄電池 B_k の残量によって調整できる調整パラメータを表わしている。なお、この下記（20）式についての詳細は、後述する。

[数15]

$$\left. \begin{array}{ll} \min_{P_{Bk}^{ref}} \left\{ w_{Bk} (P_{Bk}^{ref})^2 + pr_B (P_{Bk}^{ref}) \right\} & \dots(20a) \\ \text{subject to } -P_{Bk}^{lmt} \leq P_{Bk}^{ref} \leq P_{Bk}^{lmt} & \dots(20b) \\ & \alpha_k \leq P_{Bk}^{ref} \leq \beta_k \quad \dots(20c) \end{array} \right\} \dots(20)$$

[0094] 出力制御部 33 は、上記第 1 実施形態に係る出力制御部 13 と同様に構成される。出力制御部 33 は、蓄電池 B_k の放電および充電を制御することで、個別出力電力 P_{Bk}^{out} を、目標電力算出部 32 が算出した個別目標電力 P_{Bk}^{ref} にする。具体的には、目標電力算出部 32 によって算出された個別目標電力 P_{Bk}^{ref} が正の値の場合、蓄電池 B_k に蓄積された電力（直流電力）を交流電力に変換し、電力系統 A に供給する。すなわち、パワーコンディショナ PCS_{Bk} を放電回路として機能させる。一方、個別目標電力 P_{Bk}^{ref} が負の値の場合、パワーコンディショナ PCS_{PVi} から出力された交流電力の少なくとも一部を直流電力に変換し、蓄電池 B_k に供給する。すなわち、パワーコンディショナ PCS_{Bk} を充電回路として機能させる。

[0095] 集中管理装置 MC 2 は、複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk}

を集中管理する。集中管理装置MC 2は、図13に示すように、上記第1実施形態に係る集中管理装置MC 1と比較し、指標算出部23が指標算出部43に、送信部24が送信部44に置き換えられている点で異なる。集中管理装置MC 2は、連系点電力抑制制御において、連系点電力 $P(t)$ を出力指令値 P^c にするための抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出し、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ をパワーコンディショナ PCS_{PV_i} に、充放電指標 p_{r_B} をパワーコンディショナ PCS_{Bk} に送信する。

[0096] 指標算出部43は、連系点電力 $P(t)$ を出力指令値 P^c にするための抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出する。指標算出部43は、ラグランジュ乗数を λ 、勾配係数を ε 、時間を t として、下記(21)式および下記(22)式に基づき、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出する。ただし、指標算出部43は、出力指令値取得部21からの出力指令値 P^c として、電力会社からの出力抑制の指令がないことを表わす数値 -1 を入力された場合、ラグランジュ乗数 λ を「0」とする。すなわち、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} とともに「0」と算出する。なお、下記(21)式において、個別出力電力 $P_{PV_i}^{out}$ 、 P_{Bk}^{out} および出力指令値 P^c が、時間 t に対して変化する値であるため、それぞれ個別出力電力を $P_{PV_i}^{out}(t)$ 、 $P_{Bk}^{out}(t)$ および出力指令値を $P^c(t)$ と記載している。これらの下記(21)式および下記(22)式の詳細は、後述する。

[数16]

$$\begin{aligned}\frac{d\lambda}{dt} &= \varepsilon \left(\sum_{i=1}^n (P_{PV_i}^{out}(t)) + \sum_{k=1}^m (P_{Bk}^{out}(t)) - P^c(t) \right), \quad \varepsilon > 0 \\ &= \varepsilon (P(t) - P^c(t)) \quad \dots(21) \\ p_{r_{PV}} &= p_{r_B} = \lambda \quad \dots(22)\end{aligned}$$

[0097] 送信部44は、指標算出部43が算出した抑制指標 $p_{r_{PV}}$ をパワーコンディショナ PCS_{PV_i} に送信し、指標算出部43が算出した充放電指標 p_{r_B} をパワーコンディショナ PCS_{Bk} に送信する。

[0098] 次に、太陽光発電システムPVS 2が行う連系点電力抑制制御において、

パワーコンディショナ PCS_{PVi} による個別目標電力 P_{PVi}^{ref} の算出に上記 (19) 式が用いられる理由、パワーコンディショナ PCS_{Bk} による個別目標電力 P_{Bk}^{ref} の算出に上記 (20) 式が用いられる理由、および、集中管理装置 $MC2$ による抑制指標 $p_{r_{PV}}$ 、充放電指標 p_{r_B} の算出に上記 (21) 式および上記 (22) 式が用いられる理由を説明する。

[0099] 太陽光発電システム $PVS2$ は、連系点電力抑制制御において、以下の5つの目標を達成するように構成されている。1つ目の目標 (目標2-1) は、「各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} が分散的に個別目標電力を算出する」ことである。2つ目の目標 (目標2-2) は、「太陽電池に接続されたパワーコンディショナ PCS_{PVi} の出力電力をできる限り抑制しない」ことである。3つ目の目標 (目標2-3) は、「蓄電池は、連系点電力が出力指令値よりも大きい場合には充電し、不足している場合には放電する」ことである。4つ目の目標 (目標2-4) は、「太陽光発電システム $PVS2$ の連系点における出力電力 (連系点電力) を電力会社からの出力指令値に一致させる」ことである。そして、5つ目の目標 (2-5) は、「パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} 毎に、出力抑制量を調整できるようにする」ことである。

[0100] まず、集中管理装置 $MC2$ が集中的に個別目標電力 P_{PVi}^{ref} 、 P_{Bk}^{ref} を求める場合の制約付き最適化問題を考える。そうすると、下記 (23) 式が得られる。ここで、上記するように、 P_{PVi}^{ref} 、 P_{Bk}^{ref} はそれぞれ、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} の個別目標電力を表わし、 P_{PVi}^{lmt} 、 P_{Bk}^{lmt} はそれぞれ、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} の定格出力 (出力限界) を表わし、 P_{ϕ_i} は優先度パラメータを表わす。なお、下記 (23) 式の最適解である個別目標電力 P_{PVi}^{ref} 、 P_{Bk}^{ref} をそれぞれ、 $(P_{PVi}^{ref})^*$ 、 $(P_{Bk}^{ref})^*$ とする。下記 (23) 式において、(23a) 式は、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} の出力抑制量の最小化および各パワーコンディショナ PCS_{Bk} の個別出力電力 P_{Bk}^{out} の出力量の最小化、(23b) 式は、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の定格出力 P_{PVi}^{lmt} による制約、(23c) 式は、各パワー

コンディショナ P C S_{Bk} の定格出力 P_{Bk}^{lmt} による制約、(23d) 式は、各蓄電池 B_k の残量制約、(23e) 式は、連系点電力 P(t) を出力指令値 P^C に一致させることを、それぞれ表わしている。

[数17]

$$\left. \begin{aligned}
 & \min_{\substack{P_{PVi}^{ref}, P_{Bk}^{ref} \\ i=1, \dots, n \\ k=1, \dots, m}} \left\{ \sum_{i=1}^n w_{PVi} (P_{PVi}^{ref} - P_{\phi i}^{ref})^2 + \sum_{k=1}^m w_{Bk} (P_{Bk}^{ref})^2 \right\} & \dots(23a) \\
 & \text{subject to } 0 \leq P_{PVi}^{ref} \leq P_{PVi}^{lmt} & \dots(23b) \\
 & -P_{Bk}^{lmt} \leq P_{Bk}^{ref} \leq P_{Bk}^{lmt} & \dots(23c) \\
 & \alpha_k \leq P_{Bk}^{ref} \leq \beta_k & \dots(23d) \\
 & \sum_{i=1}^n P_{PVi}^{ref} + \sum_{k=1}^m P_{Bk}^{ref} - P^C = 0 & \dots(23e)
 \end{aligned} \right\} \dots(23)$$

[0101] これは集中管理装置 MC 2 が、上記 (23) 式から個別目標電力 (P_{PVi}^{ref})*, (P_{Bk}^{ref})* を求める場合を示している。したがって、上記 (23) 式の場合、各パワーコンディショナ P C S_{PVi}, P C S_{Bk} が分散的に個別目標電力 (P_{PVi}^{ref})*, (P_{Bk}^{ref})* を算出していないため、目標 2-1 を達成していない。

[0102] 続いて、各パワーコンディショナ P C S_{PVi} が分散的に個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を求める場合の制約付き最適化問題を考える。そうすると、下記 (24) 式が得られる。

[数18]

$$\left. \begin{aligned}
 & \min_{P_{PVi}^{ref}} \left\{ w_{PVi} (P_{PVi}^{ref} - P_{\phi i}^{ref})^2 \right\} & \dots(24a) \\
 & \text{subject to } 0 \leq P_{PVi}^{ref} \leq P_{PVi}^{lmt} & \dots(24b)
 \end{aligned} \right\} \dots(24)$$

[0103] 同様に、各パワーコンディショナ P C S_{Bk} が分散的に個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を求める場合の制約付き最適化問題を考える。そうすると、下記 (25) 式が得られる。

[数19]

$$\left. \begin{array}{l} \min_{P_{Bk}^{ref}} \{w_{Bk} (P_{Bk}^{ref})^2\} \quad \dots(25a) \\ \text{subject to } -P_{Bk}^{lmt} \leq P_{Bk}^{ref} \leq P_{Bk}^{lmt} \quad \dots(25b) \\ \alpha_k \leq P_{Bk}^{ref} \leq \beta_k \quad \dots(25c) \end{array} \right\} \quad \dots(25)$$

[0104] しかし、上記（２４）式の最適解である個別目標電力は、各パワーコンディショナPCS_{PVi}が分散的に求めた個別目標電力P_{PVi}^{ref}であるが、上記（２３e）式が考慮されていない。同様に、上記（２５）式の最適解である個別目標電力は、各パワーコンディショナPCS_{Bk}が分散的に求めた個別目標電力P_{Bk}^{ref}であるが、上記（２３e）式が考慮されていない。したがって、連系点電力P（t）を電力会社からの出力指令値P^cに一致させる目標２－４を達成できない。

[0105] そこで、次に手法により、目標２－４を達成させることを考える。すなわち、各パワーコンディショナPCS_{PVi}が、集中管理装置MC２から受信する抑制指標p_{r_{PV}}に基づき、分散的に個別目標電力P_{PVi}^{ref}を算出し、また、各パワーコンディショナPCS_{Bk}が集中管理装置MC２から受信する充放電指標p_{r_B}に基づき、分散的に個別目標電力P_{Bk}^{ref}を算出する。これにより、目標２－４を達成させる。各パワーコンディショナPCS_{PVi}が、抑制指標p_{r_{PV}}を用いて、分散的に個別目標電力P_{PVi}^{ref}を求める場合の制約付き最適化問題は、上記（１９）式で表わすことができる。なお、上記（１９）式の最適解である個別目標電力P_{PVi}^{ref}を（P_{PVi}^{ref}）^bとする。同様に、各パワーコンディショナPCS_{Bk}が、充放電指標p_{r_B}を用いて、分散的に個別目標電力P_{Bk}^{ref}を求める場合の制約付き最適化問題は、上記（２０）式で表わすことができる。なお、上記（２０）式の最適解である個別目標電力P_{Bk}^{ref}を（P_{Bk}^{ref}）^bとする。

[0106] ここで、上記（２３）式により得られる最適解（P_{PVi}^{ref}）^{*}と、上記（１９）式により得られる最適解（P_{PVi}^{ref}）^bとが一致し、かつ、上記（２３）式により得られる最適解（P_{Bk}^{ref}）^{*}と、上記（２０）式により得られる最適解（P_{Bk}^{ref}）^bとが一致することで、連系点電力P（t）を電力会社からの出力指令

値 P^c に一致させることができる。すなわち、各パワーコンディショナ PCS_{PV_i} , PCS_{Bk} が分散的に最適化問題を解いた場合であっても、目標 2-4 を達成することができる。したがって、定常状態の最適性に着目し、 $(P_{PV_i}^{ref})^* = (P_{PV_i}^{ref})^b$ となる抑制指標 $p_{r_{PV}}$ 、および、 $(P_{Bk}^{ref})^* = (P_{Bk}^{ref})^b$ となる充放電指標 p_{r_B} を考える。そのために、上記 (23) 式、上記 (19) 式、および、上記 (20) 式の KKT 条件を考える。これにより、上記 (23) 式の KKT 条件から下記 (26) 式が得られ、上記 (19) 式の KKT 条件から下記 (27) 式が得られ、上記 (20) 式の KKT 条件から下記 (28) 式が得られる。なお、 μ , ν は所定のラグランジュ乗数である。

[数20]

$$\begin{aligned}
& 2w_{PV_i}(P_{PV_i}^{ref} - P_{\phi_i}) + \lambda - \mu_{1,i} + \mu_{2,i} = 0 \quad \dots(26a) \\
& 2w_{Bk}(P_{Bk}^{ref}) + \lambda - \nu_{1,k} + \nu_{2,k} - \nu_{3,k} + \nu_{4,k} = 0 \quad \dots(26b) \\
& -P_{PV_i}^{ref} \leq 0, \quad P_{PV_i}^{ref} - P_{PV_i}^{lmt} \leq 0 \quad \dots(26c) \\
& -P_{Bk}^{lmt} - P_{Bk}^{ref} \leq 0, \quad P_{Bk}^{ref} - P_{Bk}^{lmt} \leq 0 \quad \dots(26d) \\
& \alpha_k - P_{Bk}^{ref} \leq 0, \quad P_{Bk}^{ref} - \beta_k \leq 0 \quad \dots(26e) \\
& \mu_{1,i}(-P_{PV_i}^{ref}) = 0, \quad \mu_{2,i}(P_{PV_i}^{ref} - P_{PV_i}^{lmt}) = 0 \quad \dots(26f) \\
& \nu_{1,k}(-P_{Bk}^{lmt} - P_{Bk}^{ref}) = 0, \quad \nu_{2,k}(P_{Bk}^{ref} - P_{Bk}^{lmt}) = 0 \quad \dots(26g) \\
& \nu_{3,k}(\alpha_k - P_{Bk}^{ref}) = 0, \quad \nu_{4,k}(P_{Bk}^{ref} - \beta_k) = 0 \quad \dots(26h) \\
& \mu_{1,i} \geq 0, \quad \mu_{2,i} \geq 0 \quad \dots(26i) \\
& \nu_{1,k} \geq 0, \quad \nu_{2,k} \geq 0, \quad \nu_{3,k} \geq 0, \quad \nu_{4,k} \geq 0 \quad \dots(26j) \\
& \sum_{i=1}^n P_{PV_i}^{ref} + \sum_{k=1}^m P_{Bk}^{ref} - P^C = 0 \quad \dots(26k)
\end{aligned} \quad \dots(26)$$

$$\begin{aligned}
& 2w_{PV_i}(P_{PV_i}^{ref} - P_{\phi_i}) + pr_{PV} - \mu_{1,i} + \mu_{2,i} = 0 \quad \dots(27a) \\
& -P_{PV_i}^{ref} \leq 0, \quad P_{PV_i}^{ref} - P_{PV_i}^{lmt} \leq 0 \quad \dots(27b) \\
& \mu_{1,i}(-P_{PV_i}^{ref}) = 0, \quad \mu_{2,i}(P_{PV_i}^{ref} - P_{PV_i}^{lmt}) = 0 \quad \dots(27c) \\
& \mu_{1,i} \geq 0, \quad \mu_{2,i} \geq 0 \quad \dots(27d)
\end{aligned} \quad \dots(27)$$

$$\begin{aligned}
& 2w_{Bk}(P_{Bk}^{ref}) + pr_B - \nu_{1,k} + \nu_{2,k} - \nu_{3,k} + \nu_{4,k} = 0 \quad \dots(28a) \\
& -P_{Bk}^{lmt} - P_{Bk}^{ref} \leq 0, \quad P_{Bk}^{ref} - P_{Bk}^{lmt} \leq 0 \quad \dots(28b) \\
& \alpha_k - P_{Bk}^{ref} \leq 0, \quad P_{Bk}^{ref} - \beta_k \leq 0 \quad \dots(28c) \\
& \nu_{1,k}(-P_{Bk}^{lmt} - P_{Bk}^{ref}) = 0, \quad \nu_{2,k}(P_{Bk}^{ref} - P_{Bk}^{lmt}) = 0 \quad \dots(28d) \\
& \nu_{3,k}(\alpha_k - P_{Bk}^{ref}) = 0, \quad \nu_{4,k}(P_{Bk}^{ref} - \beta_k) = 0 \quad \dots(28e) \\
& \nu_{1,k} \geq 0, \quad \nu_{2,k} \geq 0, \quad \nu_{3,k} \geq 0, \quad \nu_{4,k} \geq 0 \quad \dots(28f)
\end{aligned} \quad \dots(28)$$

[0107] これら上記(26)式、上記(27)式、および、上記(28)式から、

$p r_{PV} = p r_B = \lambda$ (上記(22)式)とすることで、 $(P_{PV_i}^{ref})^*$ と $(P_{PV_i}^{ref})^b$ 、また、 $(P_{Bk}^{ref})^*$ と $(P_{Bk}^{ref})^b$ が一致することが分かる。したがって、集中管理装置MC2がラグランジュ乗数 λ を算出し、算出したラグランジュ乗数 λ を抑制指標 $p r_{PV}$ として、各パワーコンディショナPCS_{PV_i}に提示(送信)することで、各パワーコンディショナPCS_{PV_i}がそれぞれ、上記(19)式から個別目標電力 $(P_{PV_i}^{ref})^b$ を算出することができる。同様に、集中管理装置MC2は、算出したラグランジュ乗数 λ を充放電指標 $p r_B$ として、各パワ

ーコンディショナ $PC S_{Bk}$ に提示（送信）することで、各パワーコンディショナ $PC S_{Bk}$ がそれぞれ、上記（20）式から個別目標電力（ P_{Bk}^{ref} ） b を算出することができる。これにより、各パワーコンディショナ $PC S_{PVi}$ 、 $PC S_{Bk}$ が分散的に個別目標電力 P_{PVi}^{ref} 、 P_{Bk}^{ref} を求めた場合であっても、連系点電力 $P(t)$ と電力会社からの出力指令値 P^C とを一致させることができる。すなわち、目標2-4を達成できる。

[0108] 続いて、集中管理装置MC2によるラグランジュ乗数 λ の算出方法について、説明する。ラグランジュ乗数 λ を求めるために、まず、 $h_{1,i}^1 = -P_{PVi}^{ref}$ 、 $h_{2,i}^1 = P_{PVi}^{ref} - P_{PVi}^{lmt}$ とし、各パワーコンディショナ $PC S_{PVi}$ の不等式制約をまとめて $h_{x,i}^1 \leq 0$ （ $x=1, 2$ 、 $i=1, \dots, n$ ）とする。また、同様に、 $h_{1,k}^2 = -P_{Bk}^{lmt} - P_{Bk}^{ref}$ 、 $h_{2,k}^2 = P_{Bk}^{ref} - P_{Bk}^{lmt}$ 、 $h_{3,k}^2 = \alpha_k - P_{Bk}^{ref}$ 、 $h_{4,k}^2 = P_{Bk}^{ref} - \beta_k$ とし、各パワーコンディショナ $PC S_{Bk}$ の不等式制約をまとめて $h_{y,k}^2 \leq 0$ （ $y=1, 2, 3, 4$ 、 $k=1, \dots, m$ ）とする。そして、上記（23）式の双対問題である下記（29）式を考える。

[数21]

$$\max_{\lambda} \left[\min_{\substack{P_{PVi}^{ref}, P_{Bk}^{ref} \\ h^1(x,i) \leq 0, h^2(y,k) \leq 0}} \left\{ \sum_{i=1}^n w_{PVi} (P_{PVi}^{ref} - P_{\phi i})^2 + \sum_{k=1}^m w_{Bk} (P_{Bk}^{ref})^2 + \lambda \left(\sum_{i=1}^n (P_{PVi}^{ref}) + \sum_{k=1}^m (P_{Bk}^{ref}) - P^C \right) \right\} \right] \dots (29)$$

[0109] ここで、各パワーコンディショナ $PC S_{PVi}$ 、 $PC S_{Bk}$ によって求められる最適解（ P_{PVi}^{ref} ） b 、（ P_{Bk}^{ref} ） b が決定されると仮定すると、下記（30）式となり、ラグランジュ乗数 λ に対する最大化問題の形となる。この下記（30）式に対し勾配法を適用すると、下記（31）式となる。なお、 ε は勾配係数を表わし、 τ は時間変数を表わす。

[数22]

$$\max_{\lambda} \left\{ \sum_{i=1}^n w_{PVi} \left((P_{PVi}^{ref})^b - P_{\phi i} \right)^2 + \sum_{k=1}^m w_{Bk} \left((P_{Bk}^{ref})^b \right)^2 + \lambda \left(\sum_{i=1}^n (P_{PVi}^{ref})^b + \sum_{k=1}^m (P_{Bk}^{ref})^b - P^C \right) \right\} \dots (30)$$

$$\frac{d\lambda}{d\tau} = \varepsilon \left(\sum_{i=1}^n (P_{PVi}^{ref})^b + \sum_{k=1}^m (P_{Bk}^{ref})^b - P^C \right), \quad \varepsilon > 0 \quad \dots (31)$$

[0110] 上記（31）式において、（ P_{PVi}^{ref} ） b を対応するパワーコンディショナ P

PCS_{PVi} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} で置き換え、 $(P_{Bk}^{ref})^b$ を対応するパワーコンディショナ PCS_{Bk} の個別出力電力 P_{Bk}^{out} で置き換える。さらに、集中管理装置MC2は、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} 、 P_{Bk}^{out} を個別に観測せず、連系点電力 $P(t) = \sum_i P_{PVi}^{out} + \sum_k P_{Bk}^{out}$ を観測する。また、電力会社から逐次出力指令値 P^c を取得しているとする。そうすると、上記(21)式が得られる。よって、集中管理装置MC2は、連系点電力 $P(t)$ と電力会社からの出力指令値 P^c とに基づき、ラグランジュ乗数 λ を算出できる。そして、上記(22)式に基づき、算出したラグランジュ乗数 λ を抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} とする。

[0111] 以上のことから、本実施形態においては、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} は、個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を算出するときに、上記(19)式に示す最適化問題を用いている。また、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} は、個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を算出するときに、上記(20)式に示す最適化問題を用いている。そして、集中管理装置MC2は、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出するときに、上記(21)式および上記(22)式を用いている。

[0112] 次に、上記のように構成された太陽光発電システムPVS2において、上記5つの目標を達成し、適切に動作していることをシミュレーションによって検証した。

[0113] シミュレーションでは、太陽電池 SP_i が接続されたパワーコンディショナ PCS_{PVi} を5台($i = 1 \sim 5$; $PCS_{PV1} \sim PCS_{PV5}$)と、蓄電池 B_k が接続されたパワーコンディショナ PCS_{Bk} を5台($k = 1 \sim 5$; $PCS_{B1} \sim PCS_{B5}$)と、を有する太陽光発電システムPVS2を想定した。

[0114] また、本シミュレーションにおいては、蓄電池 B_k のモデルは、 $d/dt(x_k) = -K_k P_{Bk}^{out}$ 、 $s_k = x_k$ とした。ここで、 s_k は、蓄電池 B_k の充電電力量を表わし、 K_k は、蓄電池 B_k の特性を表わしている。さらに、蓄電池 B_k の残量によって調整できる調整パラメータ α_k 、 β_k は、表1のように設定した。当該表1において、 SOC_k は、各蓄電池 B_k の充電率(State of Charge) [%]を示しており、充電電力量[kWh]を S_k 、蓄電池 B_k の最大容量[kWh]を

$S_k^{\max}$ として、 $SOC_k = (S_k / S_k^{\max}) \times 100$ により算出される。

[表1]

充電率	α_k	β_k	備考
$SOC_k \geq 90[\%]$	0	P_{Bk}^{lmt}	放電のみ
$SOC_k \leq 10[\%]$	$-P_{Bk}^{lmt}$	0	充電のみ
$10[\%] < SOC_k < 90[\%]$	$-P_{Bk}^{lmt}$	P_{Bk}^{lmt}	充電と放電

[0115] 最適化問題に関するパラメータである各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の優先度パラメータ（疑似有効出力限界） P_{ϕ_i} は 1000 [kW] とした。その他、電力系統 A（連系点電圧）のモデル（上記（18）式参照）および各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} のモデル（図 3 および図 4 参照）は、上記第 1 実施形態に係るシミュレーション時のものと同様とした。

[0116] 図 14～図 16 は、上記に示したモデルの太陽光発電システム $PVS2$ を用いて、複数の条件下でシミュレーションを行ったときの結果を示している。

[0117] ケース 1 として、5 台のパワーコンディショナ $PCS_{PVi} \sim PCS_{PV5}$ がすべて同じ条件であり、5 台のパワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B5}$ がすべて同じ条件である場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション 2-1 とする。シミュレーション 2-1 において、5 台のパワーコンディショナ $PCS_{PVi} \sim PCS_{PV5}$ はすべて、定格出力 P_{PVi}^{lmt} が 500 [kW]、有効電力抑制に関する重み w_{PVi} が 1.0 、太陽電池 SP_i の発電量 P_i^{SP} が 600 [kW] であるとした。また、5 台のパワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B5}$ はすべて、定格出力 P_{PVi}^{lmt} が 500 [kW]、有効電力抑制に関する重み w_{PVi} が 1.0 であるとした。蓄電池 $B_1 \sim B_5$ の最大容量 $S_1^{\max} \sim S_5^{\max}$ はすべて 500 [kWh] であるとした。そして、電力会社からの出力指令値 P^c は、 $0 \leq t < 60$ [s] では指令がなく、 $60 \leq t$ [s] では 1500 [kW] であるとした。なお、「出力指令値 P^c の指令がない」とときには、上記するように出力指令値 P^c として、指令がないことを表わす数値 -1 を用いた。

その他、勾配係数 ε を 0.05、集中管理装置 MC 2 が行う抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} の更新と各パワーコンディショナ PCS_{PVi} , PCS_{Bk} が行う個別目標電力 P_{PVi}^{ref} , P_{Bk}^{ref} の更新との各サンプリング時間を 1 [s] とした。また、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} , PCS_{Bk} はすべて、力率 1 (無効電力目標値 = 0 [kvar]) で運転しているものとした。図 14 は、シミュレーション 2-1 におけるシミュレーション結果を示している。

[0118] 図 14 (a) は、太陽電池 SP_i の発電量 P_i^{SP} を示している。図 14 (b) は、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を示している。図 14 (c) は、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} を示している。図 14 (d) は、連系点電力 $P(t)$ (実線) および電力会社からの出力指令値 P^C (破線) を示している。図 14 (e) は、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} の個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を示している。図 14 (f) は、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} の個別出力電力 P_{Bk}^{out} を示している。図 14 (g) は、指標算出部 43 が算出する抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を示している。

[0119] 図 14 から次のことが確認できる。すなわち、図 14 (b) および図 14 (c) が示すように、出力指令値 P^C の指令後 ($60 \leq t$ [s]) であっても、個別目標電力 $P_{PV1}^{ref} \sim P_{PV5}^{ref}$ が 500 [kW] のままであり、個別出力電力 $P_{PV1}^{out} \sim P_{PV5}^{out}$ が抑制されていないことが確認できる。また、図 14 (e) および図 14 (f) が示すように、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} の個別出力電力 $P_{B1}^{out} \sim P_{B5}^{out}$ が、0 [kW] から負 (マイナス) に遷移していることが確認できる。これは、パワーコンディショナ PCS_{Bk} に電力が入力されていることを表わしており、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} に入力される電力を用いて、蓄電池 B_k を充電している。また、図 14 (d) が示すように、連系点電力 $P(t)$ は、出力指令値 P^C と一致していることも確認できる。したがって、太陽光発電システム $PVS2$ は、電力会社から出力指令値 P^C が指令されたとき、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} を抑制せず、蓄電池 B_k の充電に用いていることが確認できる。

[0120] ケース2として、5台のパワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B5}$ のうち1台のパワーコンディショナ PCS_{B5} に接続された蓄電池 B_5 の最大容量 S_5^{max} が他のパワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B4}$ に接続された蓄電池 $B_1 \sim B_4$ のそれと異なる場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション2-2とする。シミュレーション2-2において、1台のパワーコンディショナ PCS_{B5} に接続された蓄電池 B_5 の最大容量 S_5^{max} を3[kWh]とした。その他の条件は、上記シミュレーション2-1と同じとした。図15は、シミュレーション2-2におけるシミュレーション結果を示している。なお、図15において、図15(a)～(g)は、上記シミュレーション2-1における図14(a)～(g)に対応した図である。

[0121] 図15から次のことが確認できる。すなわち、図15(a)～(c)が示すように、上記シミュレーション2-1と同様に、出力指令値 P^c の指令後($60 \leq t$ [s])であっても、個別目標電力 $P_{PV1}^{ref} \sim P_{PV5}^{ref}$ は抑制されていないことが確認できる。また、図15(e)および図15(f)が示すように、各パワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B5}$ の個別出力電力 $P_{B1}^{out} \sim P_{B5}^{out}$ が、0[kW]から負(マイナス)に遷移していることが確認できる。したがって、上記シミュレーション2-1と同様に、各パワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B5}$ は、入力される電力を用いて、蓄電池 B_k を充電している。また、図15(e)および図15(f)が示すように、 $110 \leq t$ [s]で、パワーコンディショナ PCS_{B5} の個別出力電力 P_{B5}^{out} が0(ゼロ)となり、その他のパワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B4}$ の個別出力電力 $P_{B1}^{out} \sim P_{B4}^{out}$ がさらに低下している(入力電力が増加している)。これは、蓄電池 B_5 の最大容量 S_5^{max} が3[kWh]であり、他の蓄電池 $B_1 \sim B_4$ より低いため、 $t = 110$ [s]で、蓄電池 B_5 が他の蓄電池 $B_1 \sim B_4$ より先に充電が完了したことを表わしている。よって、蓄電池 B_5 の充電が完了したため、パワーコンディショナ PCS_{B5} への電力の入力を停止し、充電を停止していることを表わしている。そして、当該パワーコンディショナ PCS_{B5} に入力していた分の電力を他のパワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B4}$ に分配したため、その他のパワーコ

ンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B4}$ の個別出力電力 $P_{B1}^{out} \sim P_{B4}^{out}$ がさらに低下している（入力される電力が増加している）。さらに、図 15（d）が示すように、蓄電池 B_5 の充電停止に伴い、一時的に連系点電力 $P(t)$ が出力指令値 P^c より大きくなっている。しかし、定常状態では、連系点電力 $P(t)$ は、出力指令値 P^c と一致していることも確認できる。したがって、太陽光発電システム $PVS2$ は、各蓄電池 B_k の性能を考慮して、適切に動作を行っているといえる。

[0122] ケース 3 として、5 台のパワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B5}$ のうち 1 台のパワーコンディショナ PCS_{B5} に設定される有効電力に関する重み w_{B5} が他のパワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B4}$ に設定されるそれと異なる場合を、シミュレーションした。当該シミュレーションをシミュレーション 2-3 とする。シミュレーション 2-3 において、上記 1 台のパワーコンディショナ PCS_{B5} の有効電力に関する重み w_{B5} を 2.0 とした。すなわち、他のパワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B4}$ のそれと比較し、充電量を半分にすることを表わしている。その他の条件は、上記シミュレーション 2-1 と同じとした。図 16 は、シミュレーション 2-3 におけるシミュレーション結果を示している。なお、図 16 において、図 16（a）～（g）は、上記シミュレーション 2-1 における図 14（a）～（g）に対応した図である。

[0123] 図 16 から次のことが確認できる。すなわち、図 16（a）～（c）が示すように、上記シミュレーション 2-1 と同様に、出力指令値 P^c の指令後（ $60 \leq t [s]$ ）であっても、個別目標電力 $P_{PV1}^{ref} \sim P_{PV5}^{ref}$ は抑制していないことが確認できる。また、図 15（e）および図 15（f）より、パワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B5}$ の個別出力電力 $P_{B1}^{out} \sim P_{B5}^{out}$ が、0 [kW] から負（マイナス）に遷移していることが確認できる。したがって、上記シミュレーション 2-1 と同様に、各パワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B5}$ は、入力される電力を用いて、蓄電池 B_k を充電している。また、図 16（e）および図 16（f）が示すように、有効電力に関する重み w_{B5} が異なるパワーコンディショナ PCS_{B5} の充電量（パワーコンディショナ PCS_{B5} への入力

電力)が、その他のパワーコンディショナ $PCS_{B1} \sim PCS_{B4}$ の半分になっていることが確認できる。そして、図 16 (d) が示すように、連系点電力 $P(t)$ が、定常状態で出力指令値 P^c と一致していることも確認できる。したがって、太陽光発電システム $PVS2$ は、パワーコンディショナ PCS_{Bk} に設定された有効電力に関する重み w_{Bk} を考慮して、適切に動作を行っているといえる。

[0124] 上記図 14～図 16 毎の結果に加え、図 14～図 16 を対比することで、次のことが確認できる。すなわち、各図の (g) が示すように、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} が、各パワーコンディショナ $PCS_{PV1} \sim PCS_{PV5}$, $PCS_{B1} \sim PCS_{B5}$ の、太陽電池 SP_i の発電量 P_i^{SP} 、蓄電池 B_k の性能、定格出力 $P_{PV_i}^{Lmt}$, P_{Bk}^{Lmt} 、有効電力抑制に関する重み w_{PV_i} 、有効電力に関する重み w_{Bk} 、および、出力指令値 P^c などに基づき、異なる値が算出されていることが確認できる。そして、各図の (b) および (e) が示すように、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} の更新に応じて、個別目標電力 $P_{PV_i}^{ref}$, P_{Bk}^{ref} が更新されていることが確認できる。各パワーコンディショナ $PCS_{PV1} \sim PCS_{PV5}$, $PCS_{B1} \sim PCS_{B5}$ は、この個別目標電力 $P_{PV_i}^{ref}$, P_{Bk}^{ref} に応じて、個別出力電力 $P_{PV_i}^{out}$, P_{Bk}^{out} を制御している。よって、各図の (d) が示すように、連系点電力 $P(t)$ が出力指令値 P^c に一致していることが確認できる。以上のことから、上記 (21) 式および上記 (22) 式を用いて集中管理装置 $MC2$ が算出した抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} が適切な値であるといえる。

[0125] 上記シミュレーション 2-1 ないしシミュレーション 2-3 の結果から、太陽光発電システム $PVS2$ において、各パワーコンディショナ PCS_{PV_i} がそれぞれ、集中管理装置 $MC2$ から受信する抑制指標 $p_{r_{PV}}$ に基づき、分散的に個別目標電力 $P_{PV_i}^{ref}$ を算出している。また、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} がそれぞれ、集中管理装置 $MC2$ から受信する充放電指標 p_{r_B} に基づき、分散的に個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を算出している。よって、上記目標 2-1 を達成している。また、各パワーコンディショナ PCS_{PV_i} は、個別目標電力 $P_{PV_i}^{out}$ をできる限り抑制せず、連系点電力 $P(t)$ が出力指令値 P^c より超過している分

を、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} に入力し、蓄電池 B_k の充電に利用している。よって、上記目標 2-2 および上記目標 2-3 を達成している。また、連系点電力 $P(t)$ が出力指令値 P^c に一致している。よって、上記目標 2-4 を達成している。そして、各種条件に応じて、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} , PCS_{Bk} 毎に個別出力電力 P_{PVi}^{out} , P_{Bk}^{out} が変化している。すなわち、各種条件に応じて、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} , PCS_{Bk} 毎に出力抑制量が変化している。よって、上記目標 2-5 を達成している。以上のことから、太陽光発電システム $PVS2$ は、上記 5 つの目標を達成していることが分かる。

[0126] 以上で説明したように、第 2 実施形態に係る太陽光発電システム $PVS2$ において、集中管理装置 $MC2$ は、電力会社からの出力指令値 P^c および検出した連系点電力 $P(t)$ から抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出する。そして、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ を各パワーコンディショナ PCS_{PVi} に送信し、充放電指標 p_{r_B} を各パワーコンディショナ PCS_{Bk} に送信している。また、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} は、受信した抑制指標 $p_{r_{PV}}$ に基づき、分散的に上記 (19) 式の最適化問題を解くことで、個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を算出する。そして、個別出力電力 P_{PVi}^{out} を当該個別目標電力 P_{PVi}^{ref} に制御している。さらに、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} は、受信した充放電指標 p_{r_B} に基づき、分散的に上記 (20) 式の最適化問題を解くことで、個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を算出する。そして、個別出力電力 P_{Bk}^{out} を当該個別目標電力 P_{Bk}^{ref} に制御している。これにより、集中管理装置 $MC2$ は、上記 (21) 式および上記 (22) 式に示す簡単な計算だけとなる。したがって、太陽光発電システム $PVS2$ において、集中管理装置 $MC2$ の処理負荷を低減させることができる。また、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} , PCS_{Bk} がそれぞれ、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} に基づき分散的に個別目標電力 P_{PVi}^{ref} , P_{Bk}^{ref} を算出し、個別出力電力 P_{PVi}^{out} , P_{Bk}^{out} を制御する場合であっても、連系点電力 $P(t)$ を電力会社からの出力指令値 P^c に一致させることができる。

[0127] 上記第 1 実施形態においては、有効電力抑制に関する重み w_i を考慮し、上

記第2実施形態においては、有効電力抑制に関する重み w_{PVi} および有効電力に関する重み w_{Bk} を考慮した場合を例に説明したが、これに限定されない。例えば、上記第1実施形態において、目標1-3の「パワーコンディショナ PCS_i 毎に、出力抑制量を調整できるようにする」を考慮する必要がなければ、パワーコンディショナ PCS_i 毎に設定される上記有効電力抑制に関する重み w_i をすべて同じ値（例えば「1」）にしてもよい。また同様に、上記第2実施形態において、目標2-5の「パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} 毎に、出力抑制量を調整できるようにする」を考慮する必要がなければ、パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} 毎に設定される上記有効電力抑制に関する重み w_{PVi} および有効電力に関する重み w_{Bk} をすべて同じ値（例えば「1」）にしてもよい。

[0128] 上記第2実施形態においては、目標電力算出部12'が上記(19)式のように優先度パラメータ P_{ϕ_i} を用いて、個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を算出した場合を例に説明したが、上記第1実施形態における上記(8)式のように、定格出力 P_{PVi}^{lmt} を用いても良い。この場合、個別出力電力 P_{PVi}^{out} の抑制を優先するか蓄電池 B_k の充放電（個別出力電力 P_{Bk}^{out} ）での対応を優先するかは、有効電力抑制に関する重み w_{PVi} および有効電力に関する重み w_{Bk} で調整すればよい。

[0129] 上記第2実施形態においては、目標電力算出部12'が解く最適化問題は、上記(19)式に限定されない。例えば、上記(19)式の代わりに、下記(19')式を用いてもよい。下記(19')式は、上記(19)式と比較して、下記(19c')式に示す各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の出力電流制約が追加されている。なお、下記(19')式において、 Q_{PVi} は各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の無効電力、 S_{PVi}^d は各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の出力可能な最大の皮相電力、 V_0 は設計時における連系点の基準電圧、 V_{PVi} は各パワーコンディショナ PCS_{PVi} における連系点の電圧をそれぞれ示している。また、下記(19')式において、下記(19c')式に示す各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の出力電流制約の代わりに、下記(19d')式に示すパワーコンディショナ PCS_{PVi} の定格容量制約を用いてもよい。

[数23]

$$\left. \begin{aligned}
 & \min_{P_{PV_i}^{ref}} \left\{ w_{PV_i} (P_{PV_i}^{ref} - P_{\phi_i})^2 + pr_{PV} (P_{PV_i}^{ref} - P_{\phi_i}) \right\} \quad \dots(19a') \\
 & \text{subject to } 0 \leq P_{PV_i}^{ref} \leq P_{PV_i}^{lim} \quad \dots(19b') \\
 & \quad (P_{PV_i}^{ref})^2 + (Q_{PV_i})^2 \leq \left(S_{PV_i}^d \frac{V_{PV_i}}{V_0} \right)^2 \quad \dots(19c') \\
 & (P_{PV_i}^{ref})^2 + (Q_{PV_i})^2 \leq (S_{PV_i}^d)^2 \quad \dots(19d')
 \end{aligned} \right\} \quad \dots(19')$$

[0130] 上記第2実施形態においては、目標電力算出部32が解く最適化問題は、上記(20)式に限定されない。例えば、上記(20)式の代わりに、下記(20')式を用いてもよい。下記(20')式は、上記(20)式と比較して、下記(20a')に示す評価関数において、蓄電池 B_k のSOCに応じた重み w_{SOC} が追加されている。この重み w_{SOC} は、下記(32)式で算出される。当該(32)式において、 A_{SOC} は w_{SOC} のオフセット、 K_{SOC} は重み w_{SOC} のゲイン、 s は重み w_{SOC} のオン／オフスイッチ（例えば、オンのとき1，オフのとき0）、 SOC_k は現在の蓄電池 B_k のSOC、 SOC_d は基準となるSOCをそれぞれ示している。さらに、制約条件に、下記(20c')式に示す蓄電池 B_k のCレート制約および下記(20e')式に示す各パワーコンディショナ PCS_{Bk} の出力電流制約が追加されている。Cレートとは、蓄電池 B_k の有する全容量に対する充電時あるいは放電時の電流の相対的な比率であり、蓄電池 B_k の有する全容量を1時間で充電あるいは放電するときを1Cとしたものである。本実施形態においては、充電側のCレートを充電レート C_{rate}^M とし、放電側のCレートを放電レート C_{rate}^P とし、これらは予め所定の値（例えば、ともに0.3C）が設定されている。なお、下記(20')式において、 P_{SMk}^{lim} は $-C_{rate}^M \times WH_S^{lim}$ （ WH_S^{lim} は蓄電池 B_k の定格出力容量）で求められる蓄電池 B_k の充電定格出力、 P_{SPk}^{lim} は $C_{rate}^P \times WH_S^{lim}$ で求められる蓄電池 B_k の放電定格出力、 Q_{Bk} は各パワーコンディショナ PCS_{Bk} の無効電力、 S_{Bk}^d は各パワーコンディショナ PCS_{Bk} の出力可能な最大の皮相電力、 V_{Bk} は各パワーコンディショナ PCS_{Bk} における連系点の電圧をそれぞれ示している。さらに、蓄電

池 B_k の充電定格出力 P_{SMk}^{lmt} は、補正開始 SOC を SOC_c 、SOC の充電制限閾値を $cMAX$ として、下記 (33) 式に示す SOC に応じた蓄電池充電量補正が考慮されている。当該蓄電池充電量補正は、補正開始 SOC までは、通常通りの運転を行い、補正開始 SOC から SOC 上限までは、SOC 上限で出力が 0 となるように一次関数的に出力を補正するようにしている。また、下記 (20') 式において、下記 (20e') に示す各パワーコンディショナ PCS_{Bk} の出力電流制約の代わりに、下記 (20f') 式に示す各パワーコンディショナ PCS_{Bk} の定格容量制約を用いてもよい。

[数24]

$$\begin{aligned}
 & \min_{P_{Bk}^{ref}} \left\{ w_{Bk} w_{SOCk} (P_{Bk}^{ref})^2 + pr_B (P_{Bk}^{ref}) \right\} \quad \dots(20a') \\
 & \text{subject to} \quad \left. \begin{aligned}
 & -P_{Bk}^{lmt} \leq P_{Bk}^{ref} \leq P_{Bk}^{lmt} \quad \dots(20b') \\
 & -P_{SMk}^{lmt} \leq P_{Bk}^{ref} \leq P_{SPk}^{lmt} \quad \dots(20c') \\
 & \alpha_k \leq P_{Bk}^{ref} \leq \beta_k \quad \dots(20d') \\
 & (P_{Bk}^{ref})^2 + (Q_{Bk})^2 \leq \left(S_{Bk}^d \frac{V_{Bk}}{V_0} \right)^2 \quad \dots(20e')
 \end{aligned} \right\} \quad \dots(20') \\
 & (P_{Bk}^{ref})^2 + (Q_{Bk})^2 \leq (S_{Bk}^d)^2 \quad \dots(20f') \\
 & \left. \begin{aligned}
 w_{SOCk} &= A_{SOC} + s \frac{SOC_k - SOC_d}{K_{SOC}} \quad (\text{充電時}) \\
 w_{SOCk} &= A_{SOC} - s \frac{SOC_k - SOC_d}{K_{SOC}} \quad (\text{放電時})
 \end{aligned} \right\} \quad \dots(32) \\
 & \left. \begin{aligned}
 P_{SMk}^{lmt} &= P_{SMk}^{lmt} \quad \text{if } SOC \leq SOC_c \\
 P_{SMk}^{lmt} &= P_{SMk}^{lmt} \frac{cMAX - SOC}{cMAX - SOC_c} \quad \text{if } SOC > SOC_c
 \end{aligned} \right\} \quad \dots(33)
 \end{aligned}$$

[0131] なお、以下に説明する他の実施形態に係る太陽光発電システムにおいて、目標電力算出部 12' は、個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を算出する際に、上記 (19) 式あるいは上記 (19') 式のいずれの最適化問題を用いてもよい。同様に、目標電力算出部 32 は、個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を算出する際に、上記 (20) 式あるいは上記 (20') 式のいずれの最適化問題を用いてもよい。

[0132] 上記第2実施形態において、連系点に複数台のパワーコンディショナ PC

S_{PVi} , PCS_{Bk} を接続した太陽光発電システム $PVS2$ を例に説明したが、さらに、電力負荷が接続されていてもよい。電力負荷は、供給される電力を消費するものであり、例えば、工場や一般家庭などである。このような他の実施形態について、図17～図20を用いて、以下に説明する。なお、以下の説明においては、上記第1実施形態および第2実施形態と同一あるいは類似のものについては、同じ符号を付してその説明を省略する。

[0133] 図17および図18は、第3実施形態に係る太陽光発電システム $PVS3$ を示している。図17は、太陽光発電システム $PVS3$ の全体構成を示している。図18は、図17に示す太陽光発電システム $PVS3$ において、連系点における電力を制御する制御系の機能構成を示している。なお、太陽光発電システム $PVS3$ は、複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} および複数台のパワーコンディショナ PCS_{Bk} を備えているが、図18においては、それぞれ1台目のみを記載している。図17および図18に示すように、太陽光発電システム $PVS3$ は、上記第2実施形態に係る太陽光発電システム $PVS2$ と比較して、電力負荷 L が追加されている点で異なる。電力負荷 L は連系点に接続されており、電力系統 A 、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、および、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} から電力が供給される。本実施形態においては、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} (太陽電池 SP_i の発電量 P_i^{SP}) の総和 ΣP_{PVi}^{out} が電力負荷 L の消費電力より上回っているものとする。そして、電力負荷 L で消費されなかった余剰電力の一部あるいは全部が電力系統 A に逆潮流しているものとする。余剰電力は、個別出力電力 P_{PVi}^{out} の総和 ΣP_{PVi}^{out} と消費電力との差である。

[0134] このような太陽光発電システム $PVS3$ において、余剰電力を逆潮流させる際、この余剰電力が電力会社からの出力指令値 P^c を超えないようにする必要がある。太陽光発電システム $PVS3$ において、逆潮流されている余剰電力は、連系点電力検出部22によって検出される連系点電力 $P(t)$ と見なせる。そこで、太陽光発電システム $PVS3$ は、上記第2実施形態と同様に、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を用いた連系点電力抑制制御を行うこ

とで、連系点電力 $P(t)$ を目標電力（出力指令値 P^c ）にしている。

[0135] 本実施形態に係る太陽光発電システム $PVS3$ によれば、集中管理装置 $MC3$ は、電力会社からの出力指令値 P^c および連系点電力 $P(t)$ に基づいて、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出している。このとき、集中管理装置 $MC3$ は、上記（21）式および上記（22）式を用いて、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出する。そして、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} は、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ に基づいて、分散的に個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を算出している。また、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} は、充放電指標 p_{r_B} に基づいて、分散的に個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を算出している。これにより、集中管理装置 $MC3$ の処理負荷を低減させることができる。また、連系点電力 $P(t)$ 、すなわち、電力系統 A に逆潮流させる余剰電力を出力指令値 P^c に制御することができる。よって、電力系統 A に逆潮流させる余剰電力が電力会社からの出力指令値 P^c を超えないようにできる。

[0136] 上記第3実施形態においては、第2実施形態に係る太陽光発電システム $PVS2$ に対して、電力負荷 L を追加した場合を例に説明したが、第1実施形態に係る太陽光発電システム $PVS1$ に電力負荷 L を追加した場合も、抑制指標 p_r を用いて、連系点電力抑制制御を行うことができる。この場合も、連系点電力 $P(t)$ を目標電力（出力指令値 P^c ）にしつつ、集中管理装置 $MC1$ の処理負荷を低減させることができる。

[0137] 図19は、第4実施形態に係る太陽光発電システム $PVS4$ を示している。なお、太陽光発電システム $PVS4$ は、複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} を備えているが、図19においては、図18と同様に1台目のみを記載している。また、太陽光発電システム $PVS4$ の全体構成は、上記第3実施形態に係る太陽光発電システム $PVS3$ （図17参照）と略同じである。上記第3実施形態においては、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} （太陽電池 SP_i の発電量 P_i^{SP} ）が電力負荷 L の消費電力より上回っているものと仮定したが、第4実施形態においては、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} （太陽電池 SP_i の発電量 P_i^{SP} ）の総和

ΣP_{PVi}^{out} が電力負荷Lの消費電力より下回っているものとする。すなわち、太陽電池SP_iの発電量 P_{i}^{SP} では足りない不足電力の一部あるいは全部が電力系統Aから供給されているものとする。不足電力は、個別出力電力 P_{PVi}^{out} の総和 ΣP_{PVi}^{out} と消費電力との差である。

[0138] このような太陽光発電システムPV S 4において、不足電力を電力系統Aから供給するためには、電力会社から電力を買う（買電する）必要がある。そして、買電した分、電力会社に電気料金を支払う。電気料金には基本料金と従量制料金とが含まれている。基本料金は、連系点に設けられた電力メーターによって、例えば30分ごとの電力使用量が記録され、その最大値（ピーク値）で決まる。具体的には、電力使用量のピーク値が高い場合に基本料金は高くなり、電力使用量のピーク値が低い場合に基本料金は安くなる。そこで、第4実施形態に係る太陽光発電システムPV S 4は、上記抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を用いて各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} が分散的に制御して、電力系統Aから供給される電力（買電電力）のピーク値を抑える。これを「ピークカット制御」という。なお、買電電力は、電力系統Aから太陽光発電システムPV S 4に供給される電力すなわち太陽光発電システムPV S 4が電力系統Aから得た（買電した）電力の大きさである。上記するように連系点電力 $P(t)$ は、太陽光発電システムPV S 4から電力系統Aに出力される場合（逆潮流の場合）を正の値としている。よって、電力系統Aから太陽光発電システムPV S 4に入力される場合、連系点電力 $P(t)$ は負の値になる。買電電力を制御するピークカット制御の場合は、目標値を負の値として、連系点電力 $P(t)$ が当該目標値を下回らないように制御している。

[0139] 太陽光発電システムPV S 4は、ピークカット制御において、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} を制御して、太陽電池SP_iによって発電された電力をすべて出力する。また、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} の個別出力電力 P_{Bk}^{out} を制御し、必要に応じて蓄電池B_kに蓄積された電力を放電する。このようにして、電力負荷Lの消費電力の一部を、太陽電池SP_iに

よって発電された電力および蓄電池 B_k に蓄積された電力で補填することで、上記買電電力の上昇を抑えている。このピークカット制御を行うために、図 19 に示すように、集中管理装置 MC 4 は、第 2 実施形態に係る集中管理装置 MC 2 と比較して、次の点で異なる。すなわち、集中管理装置 MC 4 は、出力指令値取得部 21 の代わりにピークカット設定部 45 を備え、また、指標算出部 43 の代わりに指標算出部 43' を備えている。

[0140] ピークカット設定部 45 は、ピークカット制御のための各種設定を行う。本実施形態においては、ピークカット設定部 45 は、買電電力の上限値に基づいて、当該上限値を負の値としたピークカット目標電力 P_{cut} を設定する。このピークカット目標電力 P_{cut} は、連系点電力 $P(t)$ の目標値であり、負の値である。ピークカット目標電力 P_{cut} は、ユーザによって任意に設定される。ピークカット設定部 45 は、設定されたピークカット目標電力 P_{cut} を指標算出部 43' に出力する。

[0141] 指標算出部 43' は、上記第 2 実施形態に係る指標算出部 43 と比較して、出力指令値 P^c の代わりにピークカット設定部 45 から入力されるピークカット目標電力 P_{cut} を用いて、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出する。すなわち、本実施形態においては、指標算出部 43' は、連系点電力 $P(t)$ をピークカット目標電力 P_{cut} にするための抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出する。このとき、指標算出部 43' は、上記 (21) 式における出力指令値 $P^c(t)$ の代わりにピークカット目標電力 P_{cut} を用いて、ラグランジュ乗数 λ を算出する。そして、上記 (22) 式により、算出したラグランジュ乗数 λ を充放電指標 p_{r_B} として算出する。なお、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ については、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} から太陽電池 SP_i によって発電された電力がすべて出力されるように、固定値「0」が用いられる。よって、指標算出部 43' は、充放電指標 p_{r_B} のみを算出しているともいえる。指標算出部 43' は、算出した抑制指標 $p_{r_{PV}}$ を、送信部 44 を介して、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} に送信する。また、算出した充放電指標 p_{r_B} を、送信部 44 を介して、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} に送信する。

[0142] このように構成された太陽光発電システムPVS4において、集中管理装置MC4は、連系点電力検出部22によって検出される連系点電力 $P(t)$ を監視する。そして、連系点電力 $P(t)$ がピークカット目標電力 P_{cut} 以下となった場合に、指標算出部43'により連系点電力 $P(t)$ をピークカット目標電力 P_{cut} にするための抑制指標 $p_{r_{PV}} (=0)$ および充放電指標 p_{r_B} を算出する。各パワーコンディショナ PCS_{PVi} はそれぞれ、集中管理装置MC4が算出した抑制指標 $p_{r_{PV}}$ を用いた最適化問題に基づいて、個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を算出し、個別出力電力 P_{PVi}^{out} が個別目標電力 P_{PVi}^{ref} となるように制御している。また、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} はそれぞれ、集中管理装置MC4が算出した充放電指標 p_{r_B} を用いた最適化問題に基づいて、個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を算出し、個別出力電力 P_{Bk}^{out} を個別目標電力 P_{Bk}^{ref} に制御する。これらにより、連系点電力 $P(t)$ がピークカット目標電力 P_{cut} 以下である場合に、太陽電池 SP_i によって発電された電力はすべて出力され、かつ、蓄電池 B_k に蓄積された電力は放電される。その結果、連系点電力 $P(t)$ が上昇し、連系点電力 $P(t)$ がピークカット目標電力 P_{cut} となる。したがって、連系点電力 $P(t)$ がピークカット目標電力 P_{cut} 以下となることを抑制して、太陽光発電システムPVS4は上記ピーク値を抑制している。

[0143] なお、集中管理装置MC4は、連系点電力 $P(t)$ が設定されたピークカット目標電力 P_{cut} 以下である場合に、これをピークカット目標電力 P_{cut} に制御している。そのため、連系点電力 $P(t)$ の検出間隔や抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} の算出間隔によっては、瞬時的にピークカット目標電力 P_{cut} 以下になる。したがって、買電電力の上限値を設定するときに、ユーザが所望する上限値より所定量小さい値を設定するとよい。これにより、ピークカット目標電力 P_{cut} が実際の目標値より大きい値に設定されるため、瞬時的に連系点電力 $P(t)$ が低下してもピークカット目標電力 P_{cut} 以下になることを抑制することができる。

[0144] 以上のことから、本実施形態に係る太陽光発電システムPVS4によれば、連系点電力 $P(t)$ の目標電力として、出力指令値 P^c の代わりにピークカ

ット設定部45が設定するピークカット目標電力 P_{cut} を用いた場合であっても、連系点電力 $P(t)$ を目標電力（ピークカット目標電力 P_{cut} ）にすることができる。さらに、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} が分散的に個別目標電力 P_{PVi}^{ref} 、 P_{Bk}^{ref} を求めることで、集中管理装置MC4の処理負荷を低減させることができる。

[0145] 上記第4実施形態において、ピークカット制御中は、蓄電池 B_k の放電が優先されるため、蓄電池 B_k に蓄積された電力は減少する。そのために、所定の充電条件を満たしたときに、電力系統Aから供給される電力の一部を用いて、蓄電池 B_k の充電を行うようにしてもよい。このような充電条件としては、例えば、連系点電力 $P(t)$ がピークカット目標電力 P_{cut} より閾値以上大きい場合などが挙げられる。このようにすることで、次のピークカット制御に備えて、蓄電池 B_k を充電しておくことができる。

[0146] このような蓄電池 B_k の充電制御において、所定の時間帯毎に、充電の有無や充電速度を変更するようにしてもよい。例えば、所定の時間帯毎に、充電モードを設定可能にしておく。そして、当該充電モードに応じて、蓄電池 B_k の充電を制御する。このような充電モードとしては、例えば、充電無モード、通常充電モード、および、低速充電モードがある。充電無モードは、充電を行わないモードである。通常充電モードは、所定の充電速度（通常速度）で充電するモードである。低速充電モードは、通常速度より遅い所定の速度（低速度）で充電するモードである。なお、充電モードはこれらに限定されない。ユーザは集中管理装置MC4のユーザインタフェースなどにより充電モードの設定を行うことができ、ピークカット設定部45はユーザの操作指示に応じて充電モードを設定する。上記所定の時間帯とは、1日を複数個に分けた所定の期間であり、例えば、1時間毎に分けた場合、24個の時間帯毎に設定可能であり、30分毎に分けた場合、48個の時間帯毎に設定可能である。なお、朝、昼、夕、晩、深夜などの時間帯に分けてもよい。さらに、1日単位ではなく、1週間単位で所定の時間帯を設けてもよい。

[0147] 具体的には、集中管理装置MC4は、ピークカット設定部45によって設

定された充電モードの設定情報を、送信部 44 を介して各パワーコンディショナ PCS_{Bk} それぞれに送信する。そして、受信部 31 を介してこれを受信した各パワーコンディショナ PCS_{Bk} は、設定されている充電モードに対応付けられた上記充電レート C_{rate}^M を用いて上記 (20c') 式に示す蓄電池 B_k の C レート制約 (充電定格出力 P_{SMk}^{lmt}) を変更する。例えば、通常充電モードに対する充電レート C_{rate}^M には 0.3 を、低速充電モードに対する充電レート C_{rate}^M には 0.1 を、充電なしモードに対する充電レート C_{rate}^M には 0 をそれぞれ設定する。そして、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} は、上記 (20') 式に示す最適化問題に基づいて、個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を求めることで、充電モードの設定に応じて蓄電池 B_k の充電の有無および充電速度を変更することができる。なお、低速充電モードが連続して設定されている時間帯において、蓄電池 B_k が満充電するように、充電速度を可変にしてもよい。例えば、深夜 0 時から朝 6 時まで連続して「低速充電モード」が設定されている場合、6 時間かけて蓄電池 B_k が満充電となるように、充電速度を設定する。詳細には、充電レート C_{rate}^M を $1/6$ ($\div 0.167$) にする。ただし、通常速度を超えないようにすることが望ましい。このようにすることで、充電モードに応じて、適宜蓄電池 B_k の充電の有無や充電速度を変更することができる。したがって、時間帯によって (買電の) 上記従量制料金の電力量単価が変わる場合において、例えば、電力量単価が安い時間帯に買電電力を多くし、電力量単価が高い時間帯に買電電力を少なくすることができる。

[0148] 上記第 4 実施形態においては、太陽電池 SP_i が接続された複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} を備えている場合を例に説明したが、これらを備えていなくてもよい。すなわち、蓄電池 B_k が接続された複数台のパワーコンディショナ PCS_{Bk} と電力負荷 L と集中管理装置 $MC4$ とで構成されるものでもよい。

[0149] 図 20 は、第 5 実施形態に係る太陽光発電システム $PVS5$ を示している。なお、太陽光発電システム $PVS5$ は、複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} , PCS_{Bk} を備えているが、図 20 においては、図 18 と同様に 1 台目

のみを記載している。また、太陽光発電システムPVS5の全体構成は、上記第3実施形態に係る太陽光発電システムPVS3（図17参照）と略同じである。上記第3実施形態においては、余剰電力を逆潮流させることが可能であったが、第5実施形態においては、逆潮流が禁止されているものとする。

[0150] 逆潮流が禁止されている太陽光発電システムPVS5では、電力系統Aへの連系点にRPR（逆電力継電器）51を設ける必要がある。このRPR51は、リレーの一種である。RPR51は、太陽光発電システムPVS5から電力系統Aに逆潮流が発生したことを検出すると、太陽光発電システムPVS5を電力系統Aから遮断する。一度、遮断されてしまうと、復帰するのに、専門の業者を呼ぶ必要があるため時間がかかる。例えば工場の休止日などにより、電力負荷Lの低負荷時には、電力負荷Lの消費電力は低下する。したがって、工場の休止日に天気が晴れた場合には、太陽電池SP_iの発電量P_i^{SP}が電力負荷Lの消費電力を超える場合があり、このとき、逆潮流が発生する。そこで、第5実施形態に係る太陽光発電システムPVS5において、上記抑制指標p_{r_{PV}}および充放電指標p_{r_B}を用いて各パワーコンディショナPCS_{PVi}、PCS_{Bk}が分散的に制御して、逆潮流の発生を抑制する。これを「逆潮流回避制御」という。なお、連系点電力P(t)が正の値である場合、逆潮流が発生しているので、逆潮流の発生を抑制するためには、連系点電力P(t)が正の値にならないように、負の値を維持すればよい。

[0151] 太陽光発電システムPVS5は、逆潮流回避制御において、各パワーコンディショナPCS_{PVi}の個別出力電力P_{PVi}^{out}を抑制する。また、パワーコンディショナPCS_{Bk}の個別出力電力P_{Bk}^{out}を制御して蓄電池B_kを充電する。このようにして、常に電力系統Aから太陽光発電システムPVS5に電力を供給させている。したがって、連系点電力P(t)が、正の値にならないように、負の値を維持している。これにより、逆潮流の発生が抑制される。この逆潮流回避制御を行うために、図20に示すように、集中管理装置MC5は、第2実施形態に係る集中管理装置MC2と比較して、次の点で異なる。すなわ

ち、集中管理装置MC 5は、出力指令値取得部21の代わりに逆潮流回避設定部46を備え、また、指標算出部43の代わりに指標算出部43''を備えている。

[0152] 逆潮流回避設定部46は、逆潮流回避制御のための各種設定を行う。本実施形態においては、逆潮流回避設定部46は、逆潮流の発生を抑制するための逆潮流回避目標電力 P_{RPR} を設定する。この逆潮流回避目標電力 P_{RPR} は、連系点電力 $P(t)$ の目標値であり、負の値である。逆潮流回避目標電力 P_{RPR} は、ユーザによって任意に設定される。逆潮流回避設定部46は、設定された逆潮流回避目標電力 P_{RPR} を指標算出部43''に出力する。

[0153] 指標算出部43''は、連系点電力 $P(t)$ を逆潮流回避目標電力 P_{RPR} にするための抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出する。すなわち、本実施形態においては、指標算出部43''は、上記第2実施形態に係る指標算出部43と比較して、出力指令値 P^C の代わりに逆潮流回避設定部46から入力される逆潮流回避目標電力 P_{RPR} を用いて、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出する。具体的には、指標算出部43''は、上記(21)式における出力指令値 $P^C(t)$ の代わりに逆潮流回避目標電力 P_{RPR} を用いて、ラグランジュ乗数 λ を算出する。そして、上記(22)式により、算出したラグランジュ乗数 λ を抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} として算出する。指標算出部43''は、算出した抑制指標 $p_{r_{PV}}$ を、送信部44を介して、パワーコンディショナ PCS_{PVi} に送信する。また、算出した充放電指標 p_{r_B} を、送信部44を介して、パワーコンディショナ PCS_{Bk} に送信する。

[0154] このように構成された太陽光発電システムPVS 5において、集中管理装置MC 5は、連系点電力検出部22によって検出される連系点電力 $P(t)$ を監視する。そして、連系点電力 $P(t)$ が逆潮流回避目標電力 P_{RPR} 以上となった場合に、指標算出部43''により連系点電力 $P(t)$ を逆潮流回避目標電力 P_{RPR} にするための抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出する。各パワーコンディショナ PCS_{PVi} はそれぞれ、集中管理装置MC 5が算出した抑制指標 $p_{r_{PV}}$ を用いた最適化問題に基づいて、個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を算出し、個

別出力電力 P_{PVi}^{out} を個別目標電力 P_{PVi}^{ref} に制御する。また、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} はそれぞれ、集中管理装置 $MC5$ が算出した充放電指標 p_{r_B} を用いた最適化問題に基づいて、個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を算出し、個別出力電力 P_{Bk}^{out} を個別目標電力 P_{Bk}^{ref} に制御する。これらにより、連系点電力 $P(t)$ を逆潮流回避目標電力 P_{RPR} に制御して、逆潮流の発生を抑制している。すなわち、逆潮流によって $RPR51$ が動作することを抑制している。

[0155] なお、逆潮流回避目標電力 P_{RPR} の設定値が 0 である（あるいは 0 に近い）と、連系点電力 $P(t)$ の検出間隔や抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} の算出間隔によっては、瞬時的に連系点電力 $P(t)$ が上昇した場合に、連系点電力 $P(t)$ が正の値となり、逆潮流が発生する可能性がある。そのため、設定される逆潮流回避目標電力 P_{RPR} が 0 より所定量小さい値以下にするとよい。これにより、逆潮流回避目標電力 P_{RPR} が 0 より小さくなるため、瞬時的に連系点電力 $P(t)$ が上昇しても 0 を超えることを抑制することができる。したがって、逆潮流が発生することを抑制することができる。

[0156] 以上のことから、本実施形態に係る太陽光発電システム $PVS5$ によれば、連系点電力 $P(t)$ の目標電力として、出力指令値 P^c の代わりに逆潮流回避設定部 46 が設定する逆潮流回避目標電力 P_{RPR} を用いた場合であっても、連系点電力 $P(t)$ を目標電力（逆潮流回避目標電力 P_{RPR} ）にすることができる。さらに、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} が分散的に個別目標電力 P_{PVi}^{ref} 、 P_{Bk}^{ref} を求めることで、集中管理装置 $MC4$ の処理負荷を低減させることができる。

[0157] 上記第 5 実施形態において、逆潮流回避制御中は、蓄電池 B_k の充電が優先されるため、蓄電池 B_k に電力が蓄積されていく。そのため、所定の放電条件を満たしたときに、蓄電池 B_k の放電を行うようにしてもよい。このような放電条件としては、例えば、連系点電力 $P(t)$ が逆潮流回避目標電力 P_{RPR} より閾値以上小さい場合などが挙げられる。このようにすることで、次の逆潮流回避制御に備えて、蓄電池 B_k を放電しておくことができる。

[0158] このような蓄電池 B_k の放電制御において、上記所定の時間帯毎に、放電を

するか否かを変更するようにしてもよい。例えば、上記所定の時間帯毎に、放電モードを設定可能にしておく。そして、当該放電モードに応じて、蓄電池 B_k を放電するか否かを制御する。このような放電モードとしては、例えば、放電有モードと放電無モードとがある。放電有モードは、放電を行うモードである。放電無モードは、放電を行わないモードである。なお、放電モードはこれらに限定されない。ユーザは集中管理装置 MC 5 のユーザインタフェースなどにより放電モードの設定を行うことができ、逆潮流回避設定部 46 はユーザの操作指示に応じて放電モードを設定する。このときの所定の時間帯は、上記ピークカット制御における所定の時間帯と同じであっても異なってもよい。

[0159] 具体的には、集中管理装置 MC 5 は、逆潮流回避設定部 46 によって設定された放電モードの設定情報を、送信部 44 を介して各パワーコンディショナ PCS_{Bk} それぞれに送信する。そして、受信部 31 を介してこれを受信した各パワーコンディショナ PCS_{Bk} は、設定されている放電モードに対応付けられた上記放電レート C_{rate}^P を用いて上記 (20c') 式に示す蓄電池 B_k のクレート制約 (放電定格出力 P_{SPk}^{lmt}) を変更する。例えば、放電有モードに対する放電レート C_{rate}^P には 0.3 を、放電無モードに対する放電レート C_{rate}^P には 0 をそれぞれ設定する。そして、パワーコンディショナ PCS_{Bk} は、上記 (20c') 式に示す最適化問題に基づいて、個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を求めることで、放電モードの設定に応じて蓄電池 B_k を放電するか否かを変更することができる。このようにすることで、放電モードに応じて、適宜蓄電池 B_k を放電するか否かを変更することができる。したがって、必要に応じて蓄電池 B_k を放電せず、電力を蓄積させておくことができる。

[0160] 上記第 5 実施形態においては、蓄電池 B_k が接続された複数台のパワーコンディショナ PCS_{Bk} を備えている場合を例に説明したが、これらを備えていなくてもよい。すなわち、太陽電池 SP_i が接続された複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} と電力負荷 L と集中管理装置 MC 5 とで構成されるものでもよい。この場合、太陽光発電システム $PVS5$ は、逆潮流回避制御を行うとき

、パワーコンディショナ PCS_{PVi} からの個別出力電力 P_{PVi}^{out} の抑制のみで、連系点電力 $P(t)$ を設定された逆潮流回避目標電力 P_{RPR} にしている。

[0161] 上記第3実施形態ないし第5実施形態においてはそれぞれ、連系点電力抑制制御、ピークカット制御、逆潮流回避制御を個々に実装した太陽光発電システム $PVS3$ 、 $PVS4$ 、 $PVS5$ について説明したが、これらの各種制御を組み合わせることも可能である。この場合、集中管理装置が適宜いずれの制御を行うかを切り替えるようにすればよい。例えば、ユーザの操作に応じて切り替えるようにしてもよいし、状況（連系点電力 $P(t)$ の正負（逆潮流中か否か）、逆潮流が禁止されているか、電力負荷 L の電力消費履歴や稼働日など）に応じて自動的に切り替えるようにしてもよい。

[0162] 上記第1実施形態ないし第5実施形態においては、連系点電力検出部22が検出する連系点電力 $P(t)$ を、目標電力（出力指令値 P^c 、ピークカット目標電力 P_{cut} 、あるいは、逆潮流回避目標電力 P_{RPR} ）に制御する場合について説明したが、これに限定されない。例えば、連系点電力検出部22が検出する連系点電力 $P(t)$ の代わりに、集中管理装置が、各パワーコンディショナ PCS_i 、 PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} からそれぞれ個別出力電力 P_i^{out} 、 P_{PVi}^{out} 、 P_{Bk}^{out} を入手し、入手した個別出力電力 P_i^{out} 、 P_{PVi}^{out} 、 P_{Bk}^{out} の総和（以下、「システム総出力」という。）が目標電力となるように制御してもよい。このような他の実施形態を、図21～図25を用いて、以下に説明する。

[0163] 図21および図22は、第6実施形態に係る太陽光発電システム $PVS6$ を示している。図21は、太陽光発電システム $PVS6$ の全体構成を示している。図22は、図21に示す太陽光発電システム $PVS6$ において、システム総出力を制御する制御系の機能構成を示している。なお、太陽光発電システム $PVS6$ は、複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} を備えているが、図22においては、図18と同様に1台目のみを記載している。

[0164] 第6実施形態に係る太陽光発電システム $PVS6$ は、連系点電力 $P(t)$ を検出せず、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} の個別出力電力 P_{PVi}^{out} 、 P_{Bk}^{out} のすべての総和（システム総出力 $P_{total}(t)$ ）を算出し、当該シス

テム総出力 $P_{total}(t)$ が電力会社から指示される出力指令値 P^C となるように制御している。すなわち、本実施形態においては、システム総出力 $P_{total}(t)$ を調整対象電力とし、そして、出力指令値 P^C をシステム総出力 $P_{total}(t)$ の目標電力としている。なお、本実施形態において、太陽光発電システム $PVS6$ が行う制御を、「システム総出力抑制制御」という。

[0165] 太陽光発電システム $PVS6$ は、図 21 および図 22 に示すように、上記第 2 実施形態に係る太陽光発電システム $PVS2$ と比較して、次の点で異なる。すなわち、集中管理装置 $MC6$ において、連系点電力検出部 22 を備えず、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} からそれぞれ個別出力電力 P_{PVi}^{out} 、 P_{Bk}^{out} を入手するための構成を有している。具体的には、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} はそれぞれ、出力電力検出部 14 および送信部 15 をさらに備えており、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} はそれぞれ、出力電力検出部 34 および送信部 35 をさらに備えている。また、集中管理装置 $MC6$ は、連系点電力検出部 22 および指標算出部 43 の代わりに、受信部 61 と総出力算出部 62 と指標算出部 63 とを備えている。

[0166] 出力電力検出部 14 は、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} に備えられており、自装置の個別出力電力 P_{PVi}^{out} を検出する。出力電力検出部 34 は、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} に備えられており、自装置の個別出力電力 P_{Bk}^{out} を検出する。

[0167] 送信部 15 は、出力電力検出部 14 が検出した個別出力電力 P_{PVi}^{out} を集中管理装置 $MC6$ に送信する。送信部 35 は、出力電力検出部 34 が検出した個別出力電力 P_{Bk}^{out} を集中管理装置 $MC6$ に送信する。

[0168] 受信部 61 は、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} から送信される個別出力電力 P_{PVi}^{out} 、 P_{Bk}^{out} を受信する。

[0169] 総出力算出部 62 は、受信部 61 が受信した個別出力電力 P_{PVi}^{out} 、 P_{Bk}^{out} の総和であるシステム総出力 $P_{total}(t)$ を算出する。本実施形態においては、総出力算出部 62 は、入力されるすべての個別出力電力 P_{PVi}^{out} 、 P_{Bk}^{out} を加算したシステム総出力 $P_{total}(t)$ を算出する。

- [0170] 指標算出部63は、総出力算出部62が算出したシステム総出力 $P_{total}(t)$ を、出力指令値 P^C にするための抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出する。このとき、指標算出部63は、上記(21)式における連系点電力 $P(t)$ の代わりにシステム総出力 $P_{total}(t)$ を用いて、ラグランジュ乗数 λ を算出する。そして、上記(22)式により、算出したラグランジュ乗数 λ を抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} として算出する。算出された抑制指標 $p_{r_{PV}}$ は、送信部44を介して、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} に送信される。また、算出された充放電指標 p_{r_B} はそれぞれ、送信部44を介して、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} に送信される。
- [0171] 本実施形態に係る太陽光発電システム $PVS6$ によれば、調整対象電力として、上記第2実施形態における連系点電力 $P(t)$ の代わりにシステム総出力 $P_{total}(t)$ を用いた場合であっても、システム総出力 $P_{total}(t)$ を目標電力(出力指令値 P^C)にすることができる。さらに、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} が分散的に個別目標電力 P_{PVi}^{ref} 、 P_{Bk}^{ref} を求めるため、集中管理装置 $MC6$ の処理負荷を低減させることができる。
- [0172] 上記第6実施形態においては、第2実施形態に係る太陽光発電システム $PVS2$ に対して、システム総出力 $P_{total}(t)$ を出力指令値 P^C に制御する場合を例に説明したが、第1実施形態に係る太陽光発電システム $PVS1$ において同様にしてもよい。すなわち、第1実施形態に係る太陽光発電システム $PVS1$ において、連系点電力 $P(t)$ の代わりにシステム総出力 $P_{total}(t)$ を出力指令値 P^C に制御した場合も、抑制指標 p_r を用いて、システム総出力抑制制御を行うことができる。この場合も、システム総出力 $P_{total}(t)$ を目標電力(出力指令値 P^C)にしつつ、集中管理装置の処理負荷を低減させることができる。
- [0173] 上記第6実施形態においては、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} が連系点に接続された太陽光発電システム $PVS6$ を例に説明したが、上記第3ないし第5実施形態と同様に、さらに、上記電力負荷 L を備えていてもよい。

[0174] 図23および図24は、第7実施形態に係る太陽光発電システムPVS7を示している。図23は、太陽光発電システムPVS7の全体構成を示している。図24は、図23に示す太陽光発電システムPVS7において、システム総出力を制御する制御系の機能構成を示している。なお、太陽光発電システムPVS7は、複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} を備えているが、図24においては、図18と同様に1台目のみを記載している。

[0175] 太陽光発電システムPVS7は、図23および図24に示すように、上記第6実施形態に係る太陽光発電システムPVS6と比較して、さらに、連系点に電力負荷Lが接続されている点で異なる。このような場合においても、上記第6実施形態と同様に、算出したシステム総出力 $P_{total}(t)$ に基づいて、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を用いたシステム総出力抑制制御を行うことができる。したがって、上記第6実施形態と同様に、システム総出力 $P_{total}(t)$ を出力指令値 P^C にしつつ、集中管理装置MC7の処理負荷を低減させることができる。

[0176] 上記第7実施形態においては、上記第6実施形態に係る太陽光発電システムPVS6に対して、電力負荷Lを追加した場合を例に説明したが、太陽光発電システムPVS1に対して、電力負荷Lを追加し、かつ、連系点電力 $P(t)$ の代わりにシステム総出力 $P_{total}(t)$ を出力指令値 P^C に制御する太陽光発電システムにおいても、上記抑制指標 p_r を用いて、システム総出力抑制制御を行うことができる。この場合も、システム総出力 $P_{total}(t)$ を目標電力（出力指令値 P^C ）にするとともに、集中管理装置の処理負荷を低減させることができる。

[0177] 図25は、第8実施形態に係る太陽光発電システムPVS8を示している。なお、太陽光発電システムPVS8は、複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} を備えているが、図25においては、図18と同様に1台目のみを記載している。また、太陽光発電システムPVS8の全体構成は、上記第7実施形態に係る太陽光発電システムPVS7と略同じである。第8実施形態に係る太陽光発電システムPVS8は、複数台のパワーコンディショ

ナ $P C S_{PVi}$, $P C S_{Bk}$ を、複数台のパワーコンディショナ $P C S_{PVi}$ の集合である第1パワーコンディショナ群 G_{PV} と複数台のパワーコンディショナ $P C S_{Bk}$ の集合である第2パワーコンディショナ群 G_B との2つグループに分けた場合を例に説明する。

[0178] 第8実施形態に係る太陽光発電システム $PVS8$ は、上記第1パワーコンディショナ群 G_{PV} と上記第2パワーコンディショナ群 G_B とにおいて、それぞれ目標電力を設定し、第1パワーコンディショナ群 G_{PV} の総出力電力および第2パワーコンディショナ群 G_B の総出力電力がそれぞれ上記目標電力になるように制御する。この制御を「スケジュール制御」という。なお、第1パワーコンディショナ群 G_{PV} の総出力電力は、各パワーコンディショナ $P C S_{PVi}$ の個別出力電力 P_{PVi}^{out} の総和 ΣP_{PVi}^{out} であり、以下、第1群総出力 P_{GPV} とする。また、第2パワーコンディショナ群 G_B の総出力電力は、各パワーコンディショナ $P C S_{Bk}$ の個別出力電力 P_{Bk}^{out} の総和 ΣP_{Bk}^{out} であり、以下、第2群総出力 P_{GB} とする。

[0179] 太陽光発電システム $PVS8$ は、スケジュール制御を行うために、図25に示すように、上記第7実施形態に係る太陽光発電システム $PVS7$ と比較して、次の点で異なる。すなわち、集中管理装置 $MC8$ において、出力指令値取得部21の代わりにスケジュール設定部64を、総出力算出部62の代わりに総出力算出部62'を、また、指標算出部63の代わりに指標算出部63'を備えている。

[0180] スケジュール設定部64は、スケジュール制御のための各種設定を行う。本実施形態においては、スケジュール設定部64は、第1群総出力 P_{GPV} の目標値である第1群目標電力 P_{TPV} および第2群総出力 P_{GB} の目標値である第2群目標電力 P_{TB} を設定する。第1群目標電力 P_{TPV} および第2群目標電力 P_{TB} は、上記所定の時間帯毎に設定可能である。これらの設定値は、ユーザによって任意に設定される。スケジュール設定部64は、設定された各種設定値を指標算出部63'に出力する。

[0181] 総出力算出部62'は、第1群総出力 P_{GPV} および第2群総出力 P_{GB} をそれぞれ

れ算出する。具体的には、総出力算出部 6 2' は、受信部 6 1 が受信したパワーコンディショナ P C S_{PV_i} の個別出力電力 P_{PV_i^{out}} を加算し、第 1 群総出力 P_{GPV} を算出する。また、総出力算出部 6 2' は、受信部 6 1 が受信したパワーコンディショナ P C S_{BK} の個別出力電力 P_{BK^{out}} を加算し、第 2 群総出力 P_{GB} を算出する。

[0182] 指標算出部 6 3' は、総出力算出部 6 2' が算出した第 1 群総出力 P_{GPV} を、スケジュール設定部 6 4 から入力される第 1 群目標電力 P_{TPV} にするための抑制指標 p r_{PV} を算出する。このとき、指標算出部 6 3' は、下記 (3 4) 式を用いて、抑制指標 p r_{PV} を算出する。なお、下記 (3 4) 式において、λ_{PV} は複数台のパワーコンディショナ P C S_{PV_i} に対するラグランジュ乗数、ε_{PV} は複数台のパワーコンディショナ P C S_{PV_i} に対する勾配係数を示している。また、第 1 群総出力 P_{GPV} および第 1 群目標電力 P_{TPV} が時間 t に対して変化する値であるため、それぞれ第 1 群総出力を P_{GPV} (t)、第 1 群目標電力を P_{TPV} (t) と記載している。よって、指標算出部 6 3' は、上記 (9) 式において、連系点電力 P (t) の代わりに第 1 群総出力 P_{GPV} (t) を、出力指令値 P^c (t) の代わりに第 1 群目標電力 P_{TPV} (t) を用いて、ラグランジュ乗数 λ_{PV} を算出する。そして、算出したラグランジュ乗数 λ_{PV} を抑制指標 p r_{PV} とする。指標算出部 6 3' は、算出した抑制指標 p r_{PV} を、送信部 4 4 を介して、各パワーコンディショナ P C S_{PV_i} に送信する。

[数25]

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\lambda_{PV}}{dt} &= \varepsilon_{PV} (P_{GPV}(t) - P_{TPV}(t)) \\ pr_{PV} &= \lambda_{PV} \end{aligned} \right) \dots (34)$$

[0183] 指標算出部 6 3' は、総出力算出部 6 2' が算出した第 2 群総出力 P_{GB} を、スケジュール設定部 6 4 から入力される第 2 群目標電力 P_{TB} にするための充放電指標 p r_B を算出する。このとき、指標算出部 6 3' は、下記 (3 5) 式を用いて、充放電指標 p r_B を算出する。なお、下記 (3 5) 式において、λ_B は複数台のパワーコンディショナ P C S_{BK} に対するラグランジュ乗数、ε_B は複数

台のパワーコンディショナ PCS_{Bk} に対する勾配係数を示している。また、第2群総出力 P_{GB} および第2群目標電力 P_{TB} が時間 t に対して変化する値であるため、それぞれ第2群総出力を $P_{GB}(t)$ 、第2群目標電力を $P_{TB}(t)$ と記載している。よって、指標算出部 63' は、上記 (9) 式において、連系点電力 $P(t)$ の代わりに第2群総出力 $P_{GB}(t)$ を、出力指令値 $P^c(t)$ の代わりに第2群目標電力 $P_{TB}(t)$ を用いて、ラグランジュ乗数 λ_B を算出する。そして、算出したラグランジュ乗数 λ_B を充放電指標 pr_B とする。指標算出部 63' は、算出した充放電指標 pr_B を、送信部 44 を介して、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} に送信する。

[数26]

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\lambda_B}{dt} &= \varepsilon_B (P_{GB}(t) - P_{TB}(t)) \\ pr_B &= \lambda_B \end{aligned} \right\} \dots(35)$$

[0184] このように構成された太陽光発電システム PVS_8 において、集中管理装置 MC_8 は、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} から個別出力電力 P_{PVi}^{out} を入手し、第1群総出力 P_{GPV} を算出する。そして、算出した第1群総出力 P_{GPV} が第1群目標電力 P_{TPV} となるように、上記 (34) 式を用いて、抑制指標 pr_{PV} を算出する。算出された抑制指標 pr_{PV} は、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} に送信される。各パワーコンディショナ PCS_{PVi} はそれぞれ、受信した抑制指標 pr_{PV} を用いて、個別目標電力 P_{PVi}^{ref} を算出し、個別出力電力 P_{PVi}^{out} が個別目標電力 P_{PVi}^{ref} となるように制御する。また、集中管理装置 MC_8 は、パワーコンディショナ PCS_{Bk} から個別出力電力 P_{Bk}^{out} を入手し、第2群総出力 P_{GB} を算出する。そして、算出した第2群総出力 P_{GB} が第2群目標電力 P_{TB} となるように、上記 (35) 式を用いて、充放電指標 pr_B を算出する。算出された充放電指標 pr_B は、各パワーコンディショナ PCS_{Bk} に送信される。各パワーコンディショナ PCS_{Bk} はそれぞれ、受信した充放電指標 pr_B を用いて、個別目標電力 P_{Bk}^{ref} を算出し、個別出力電力 P_{Bk}^{out} が個別目標電力 P_{Bk}^{ref} となるように制御する。これらにより、第1群総出力 P_{GPV} が第1群目標電力 P_{TPV} となり、また、

第2群総出力 P_{GB} が第2群目標電力 P_{TB} となる。

[0185] 以上のことから、本実施形態に係る太陽光発電システム $PVS8$ によれば、第1パワーコンディショナ群 G_{PV} および第2パワーコンディショナ群 G_B 毎に目標電力（第1群目標電力 P_{TPV} および第2群目標電力 P_{TB} ）を設定して、第1群総出力 P_{GPV} を第1群目標電力 P_{TPV} に、そして、第2群総出力 P_{GB} を第2群目標電力 P_{TB} にすることができる。また、パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} がそれぞれ、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ 、充放電指標 p_{r_B} に基づいて、分散的に個別目標電力 P_{PVi}^{ref} 、 P_{Bk}^{ref} を算出するので、集中管理装置 $MC8$ の処理負荷を低減させることができる。

[0186] 上記第8実施形態においては、第1パワーコンディショナ群 G_{PV} および第2パワーコンディショナ群 G_B 毎に目標電力（第1群目標電力 P_{TPV} および第2群目標電力 P_{TB} ）を設定した場合を例に説明したが、いずれか一方のみであってもよい。

[0187] 上記第8実施形態においては、複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} を、複数台のパワーコンディショナ PCS_{PVi} の集合である第1パワーコンディショナ群 G_{PV} と複数台のパワーコンディショナ PCS_{Bk} の集合である第2パワーコンディショナ群 G_B との2つのグループに分けた場合を例に説明したが、これに限定されない。例えば、第1パワーコンディショナ群 G_{PV} をさらに複数のグループに分割して、当該グループ毎に目標電力を設定するようにしてもよい。なお、第2パワーコンディショナ群 G_B についても同様である。また、1つのグループに1台以上のパワーコンディショナ PCS_{PVi} および1台以上のパワーコンディショナ PCS_{Bk} の両方が含むようにグループ分けして、当該グループ毎に目標電力を設定するようにしてもよい。この場合、上記（21）式および上記（22）式を用いて、グループ毎に、抑制指標 $p_{r_{PV}}$ および充放電指標 p_{r_B} を算出すればよい。

[0188] 上記第7実施形態および第8実施形態においてはそれぞれ、システム総出力抑制制御、スケジュール制御を個々に実装した太陽光発電システム $PVS7$ 、 $PVS8$ について説明したが、これらを組み合わせることも可能である

。この場合、集中管理装置が適宜いずれの制御を行うかを切り替えるようにすればよい。例えば、ユーザの操作に応じて切り替えるようにしてもよいし、状況（電力会社から抑制指示を受けているか、第1群目標電力 P_{TPV} や第2群目標電力 P_{TB} が設定されているかなど）に応じて自動的に切り替えるようにしてもよい。

[0189] 上記第7実施形態および第8実施形態においては、集中管理装置MC7、MC8が、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} から個別出力電力 P_{PVi}^{out} 、 P_{Bk}^{out} を入手する構成を備えた場合を例に説明したが、さらに、電力負荷Lの消費電力を、電力負荷Lから入手する構成を追加してもよい。このように電力負荷Lの消費電力が入手可能な場合、各パワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} から入手した個別出力電力 P_{PVi}^{out} 、 P_{Bk}^{out} と電力負荷Lから入手した消費電力との総和を算出することで、連系点電力 $P(t)$ を推算することができる。したがって、連系点電力検出部22を備えていなくても、上記第3実施形態ないし第5実施形態に記載する連系点電力抑制制御、ピークカット制御、および、逆潮流回避制御を行うことができる。

[0190] 上記第3実施形態ないし第5実施形態においてはそれぞれ、連系点電力 $P(t)$ に基づいて、連系点電力抑制制御、ピークカット制御、逆潮流回避制御を行う場合を例に説明し、上記第7実施形態および第8実施形態においてはそれぞれ、システム総出力 $P_{total}(t)$ 、第1群総出力 P_{GPV} および第2群総出力 P_{GB} に基づいて、システム総出力抑制制御、スケジュール制御を行う場合を例にそれぞれ説明したが、これに限定されない。連系点電力 $P(t)$ を検出する手段（連系点電力検出部22）およびパワーコンディショナ PCS_{PVi} 、 PCS_{Bk} からそれぞれ個別出力電力 P_{PVi}^{out} 、 P_{Bk}^{out} を入手する手段の両方を備えておき、連系点電力抑制制御、ピークカット制御、逆潮流回避制御、システム総出力抑制制御、および、スケジュール制御を複合的に制御するようにしてもよい。

[0191] 上記第1実施形態ないし第8実施形態において、本開示に係る電力システムを太陽光発電システムに適用した場合を例に説明したが、例えば、風力発

電システムなどの他の発電システムに適用してもよい。また、太陽光発電システムと他の発電システムとを併用してもよい。

[0192] 本開示に係る電力システムは、上記実施形態に限定されるものではなく、請求の範囲に記載の内容を逸脱しなければ、各部の具体的な構成は、種々に設計変更自在である。

符号の説明

[0193] PVS1～PVS8 太陽光発電システム
A 電力系統
SP_i 太陽電池
B_k 蓄電池
PCS_i, PCS_{PVi}, PCS_{Bk} パワーコンディショナ
G_{PV} 第1パワーコンディショナ群
G_B 第2パワーコンディショナ群
11, 31 受信部
12, 12', 32 目標電力算出部
13, 33 出力制御部
14 出力電力検出部
15 送信部
MC1～MC8 集中管理装置
21 出力指令値取得部
22 連系点電力検出部
23, 43, 43', 43'' 指標算出部
24, 44 送信部
45 ピークカット設定部
46 逆潮流回避設定部
51 RPR（逆電力継電器）
61 受信部
62, 62' 総出力算出部

63, 63' 指標算出部

64 スケジュール設定部

L 電力負荷

請求の範囲

[請求項1]

電力系統に接続される電力システムであって、
複数のパワーコンディショナと、
前記複数のパワーコンディショナを管理する集中管理装置と、
を備えており、
前記集中管理装置は、
調整対象電力を検出する検出手段と、
前記調整対象電力が目標電力となるように、前記調整対象電力と前記目標電力とに基づき、前記複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を制御するための指標を算出する指標算出手段と、
前記指標を前記複数のパワーコンディショナに送信する送信手段と、
を備えており、
前記複数のパワーコンディショナの各々は、
前記指標を受信する受信手段と、
前記指標を用いた最適化問題に基づいて、当該各パワーコンディショナの個別目標電力を算出する目標電力算出手段と、
前記個別目標電力となるように当該各パワーコンディショナの前記個別出力電力を制御する制御手段と、を備えている、電力システム。

[請求項2]

前記複数のパワーコンディショナは、太陽電池から電力が入力される n 個の太陽光パワーコンディショナ (n は正の整数) を含んでおり、
前記指標算出手段は、各太陽光パワーコンディショナに対する前記指標として抑制指標を算出し、
前記送信手段は、前記抑制指標を前記各太陽光パワーコンディショナに送信する、請求項1に記載の電力システム。

[請求項3]

前記抑制指標を p_r 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの前記個別目標電力を P_i^{ref} ($i = 1, \dots, n$ の整数)、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナの定格出力を P_i^{lim} 、前記 n 個の太

陽光パワーコンディショナの出力制御に関する重みを w_i とするとき、前記個別目標電力 P_i^{ref} は、下記（１）式で規定される最適化問題を解くことで算出される、請求項２に記載の電力システム。

[数1]

$$\left. \begin{array}{l} \min_{P_i^{ref}} \left\{ w_i (P_i^{ref} - P_i^{lmt})^2 + pr (P_i^{ref} - P_i^{lmt}) \right\} \\ \text{subject to } 0 \leq P_i^{ref} \leq P_i^{lmt} \end{array} \right\} \quad \dots(1)$$

[請求項4] 前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を $P_i^{out}(t)$ 、前記目標電力を $P^c(t)$ 、前記調整対象電力を $P(t)$ とするとき、前記指標算出手段は、下記（２）式および下記（３）式を解くことで、前記抑制指標 pr を算出する、請求項２または請求項３に記載の電力システム。

[数2]

$$\begin{aligned} \frac{d\lambda}{dt} &= \varepsilon \left(\sum_{i=1}^n P_i^{out}(t) - P^c(t) \right), \quad \varepsilon > 0 \\ &= \varepsilon (P(t) - P^c(t)) \end{aligned} \quad \dots(2)$$

$$pr = \lambda \quad \dots(3)$$

なお、 ε は勾配係数を示す。

[請求項5] 前記複数のパワーコンディショナは、蓄電池から電力が入力される又は前記蓄電池に電力を出力する m 個の蓄電池パワーコンディショナ（ m は正の整数）を含んでおり、

前記指標算出手段は、各蓄電池パワーコンディショナに対する前記指標として充放電指標を算出し、

前記送信手段は、前記充放電指標を前記各蓄電池パワーコンディショナに送信する、請求項２に記載の電力システム。

[請求項6] 前記抑制指標を pr_{PV} 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの個別目標電力を $P_{PV_i}^{ref}$ （ $i = 1, \dots, n$ の整数）、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの定格出力を $P_{PV_i}^{lmt}$ 、前記

n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの出力制御に関する重みを w_{PVi} 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの個別出力電力の抑制を優先するか否かを示す設計パラメータを $P_{\phi i}$ とするとき、前記個別目標電力 P_{PVi}^{ref} は、下記 (4) 式で規定される最適化問題を解くことで算出され、

前記充放電指標を $p r_B$ 、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの個別目標電力を P_{Bk}^{ref} ($k = 1, \dots, m$ の整数)、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの定格出力を P_{Bk}^{lmt} 、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの出力制御に関する重みを w_{Bk} 、前記蓄電池の残量により設定されるパラメータを α_k, β_k とするとき、前記個別目標電力 P_{Bk}^{ref} は、下記 (5) 式で規定される最適化問題を解くことで算出される、請求項 5 に記載の電力システム。

[数3]

$$\left. \begin{array}{l} \min_{P_{PVi}^{ref}} \left\{ w_{PVi} (P_{PVi}^{ref} - P_{\phi i})^2 + pr_{PV} (P_{PVi}^{ref} - P_{\phi i}) \right\} \\ \text{subject to } 0 \leq P_{PVi}^{ref} \leq P_{PVi}^{lmt} \end{array} \right\} \dots(4)$$

$$\left. \begin{array}{l} \min_{P_{Bk}^{ref}} \left\{ w_{Bk} (P_{Bk}^{ref})^2 + pr_B (P_{Bk}^{ref}) \right\} \\ \text{subject to } -P_{Bk}^{lmt} \leq P_{Bk}^{ref} \leq P_{Bk}^{lmt} \\ \alpha_k \leq P_{Bk}^{ref} \leq \beta_k \end{array} \right\} \dots(5)$$

[請求項7]

前記抑制指標を $p r_{PV}$ 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの個別目標電力を P_{PVi}^{ref} ($i = 1, \dots, n$ の整数)、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの定格出力を P_{PVi}^{lmt} 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの出力制御に関する重みを w_{PVi} 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの個別出力電力の抑制を優先するか否かを示す設計パラメータを $P_{\phi i}$ 、無効電力出力を Q_{PVi} 、出力可能な最大の皮相電力を S_{PVi}^d 、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれにおける連系点電圧を V_{PVi} 、連系点基準

電圧を V_0 とするとき、前記個別目標電力 P_{PVi}^{ref} は、下記（４’）式で規定される最適化問題を解くことで算出され、

前記充放電指標を pr_B 、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの個別目標電力を P_{Bk}^{ref} ($k = 1, \dots, m$ の整数)、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの定格出力を P_{Bk}^{lmt} 、前記蓄電池の充電定格出力を P_{SMk}^{lmt} 、前記蓄電池の放電定格出力を P_{SPk}^{lmt} 、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナそれぞれの出力制御に関する重みを w_{Bk} 、前記蓄電池の残量により設定されるパラメータを α_k 、 β_k 、前記蓄電池の充電率に応じた重みを w_{SOck} 、無効電力出力を Q_{Bk} 、出力可能な最大の皮相電力を S_{Bk}^d 、前記 m 個の蓄電池パワーコンディショナにおける連系点電圧を V_{Bk} 、連系点における基準電圧を V_0 とするとき、前記個別目標電力 P_{Bk}^{ref} は、下記（５’）式で規定される最適化問題を解くことで算出される、請求項５に記載の電力システム。

[数４]

$$\left. \begin{aligned} & \min_{P_{PVi}^{ref}} \left\{ w_{PVi} \left(P_{PVi}^{ref} - P_{\phi i} \right)^2 + pr_{PV} \left(P_{PVi}^{ref} - P_{\phi i} \right) \right\} \\ & \text{subject to } 0 \leq P_{PVi}^{ref} \leq P_{PVi}^{lmt} \\ & \left(P_{PVi}^{ref} \right)^2 + \left(Q_{PVi} \right)^2 \leq \left(S_{PVi}^d \frac{V_{PVi}}{V_0} \right)^2 \end{aligned} \right\} \dots(4')$$

$$\left. \begin{aligned} & \min_{P_{Bk}^{ref}} \left\{ w_{Bk} w_{SOck} \left(P_{Bk}^{ref} \right)^2 + pr_B \left(P_{Bk}^{ref} \right) \right\} \\ & \text{subject to } -P_{Bk}^{lmt} \leq P_{Bk}^{ref} \leq P_{Bk}^{lmt} \\ & P_{SMk}^{lmt} \leq P_{Bk}^{ref} \leq P_{SPk}^{lmt} \\ & \alpha_k \leq P_{Bk}^{ref} \leq \beta_k \\ & \left(P_{Bk}^{ref} \right)^2 + \left(Q_{Bk} \right)^2 \leq \left(S_{Bk}^d \frac{V_{Bk}}{V_0} \right)^2 \end{aligned} \right\} \dots(5')$$

[請求項８]

前記指標算出手段は、前記 n 個の太陽光パワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を $P_{PVi}^{out}(t)$ 、前記 m 個の蓄電池パワーコンデ

ィシヨナそれぞれの個別出力電力を $P_{Bk}^{out}(t)$ 、前記目標電力を $P^C(t)$ 、前記調整対象電力を $P(t)$ 、前記抑制指標を pr_{PV} 、前記充放電指標を pr_B とするとき、前記抑制指標 pr_{PV} および前記充放電指標 pr_B は、下記（６）式および下記（７）式により算出される、請求項５ないし請求項７のいずれか一項に記載の電力システム。

[数５]

$$\frac{d\lambda}{dt} = \varepsilon \left(\sum_{i=1}^n (P_{PVi}^{out}(t)) + \sum_{k=1}^m (P_{Bk}^{out}(t)) - P^C(t) \right), \quad \varepsilon > 0$$

$$= \varepsilon (P(t) - P^C(t)) \quad \dots(6)$$

$$pr_{PV} = pr_B = \lambda \quad \dots(7)$$

なお、 ε は勾配係数を示す。

[請求項９] 前記調整対象電力は、前記複数のパワーコンディショナと前記電力系統との連系点における連系点電力である、請求項１ないし請求項８のいずれか一項に記載の電力システム。

[請求項１０] 前記集中管理装置は、前記複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を入手する入手手段と、前記複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力の総和である総出力電力を算出する総出力電力算出手段と、をさらに備えており、

前記調整対象電力は、前記総出力電力である、請求項１ないし請求項８のいずれか一項に記載の電力システム。

[請求項１１] 前記複数のパワーコンディショナと前記電力系統との連系点には、電力を消費する負荷が接続されている、請求項１ないし請求項１０のいずれか一項に記載の電力システム。

[請求項１２] 前記複数のパワーコンディショナと前記電力系統との連系点には、電力を消費する負荷が接続されており、

前記集中管理装置は、前記複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力を入手し、かつ、前記負荷の消費電力を入手する入手手段と、前記複数のパワーコンディショナそれぞれの個別出力電力の総

和である総出力電力を算出する総出力電力算出手段と、前記総出力電力および前記消費電力に基づいて、前記連系点における連系点電力を推算する連系点電力推算手段と、をさらに備えており、

前記調整対象電力は、前記連系点電力である、請求項 1 ないし請求項 8 のいずれか一項に記載の電力システム。

[請求項13] 前記集中管理装置は、電力会社からの出力指令を無線通信により取得する取得手段をさらに備えており、

前記目標電力は、前記出力指令に基づく目標値である、請求項 1 ないし請求項 1 2 のいずれか一項に記載の電力システム。

[請求項14] 前記集中管理装置は、前記電力系統から供給される電力の上限値を設定する設定手段をさらに備えており、

前記目標電力は、前記上限値に基づく目標値である、請求項 1 ないし請求項 1 2 のいずれか一項に記載の電力システム。

[請求項15] 前記複数のパワーコンディショナのうちの少なくとも 1 つが太陽電池に接続されている場合には、前記指標算出手段は、前記少なくとも 1 つのパワーコンディショナに対する前記指標を 0 と算出する、請求項 1 4 に記載の電力システム。

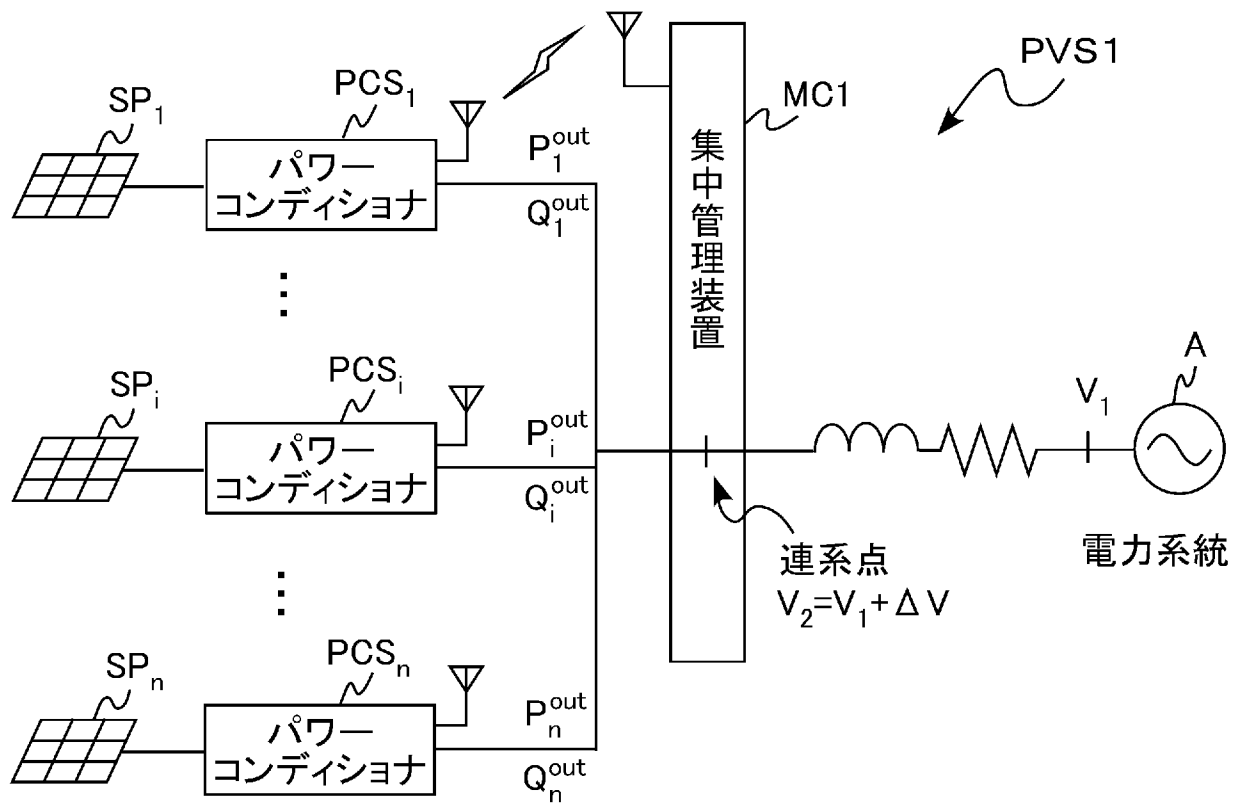
[請求項16] 前記集中管理装置は、逆潮流回避目標を設定する設定手段をさらに備えており、

前記目標電力は、前記逆潮流回避目標に基づく目標値である、請求項 1 ないし請求項 1 2 のいずれか一項に記載の電力システム。

[請求項17] 前記複数のパワーコンディショナは、複数の群に分けられており、
前記複数の群の少なくとも 1 つの群においては、当該群に含まれるパワーコンディショナすべての個別出力電力の総和が、所定の目標値となるように制御される、請求項 1 ないし請求項 1 2 のいずれか一項に記載の電力システム。

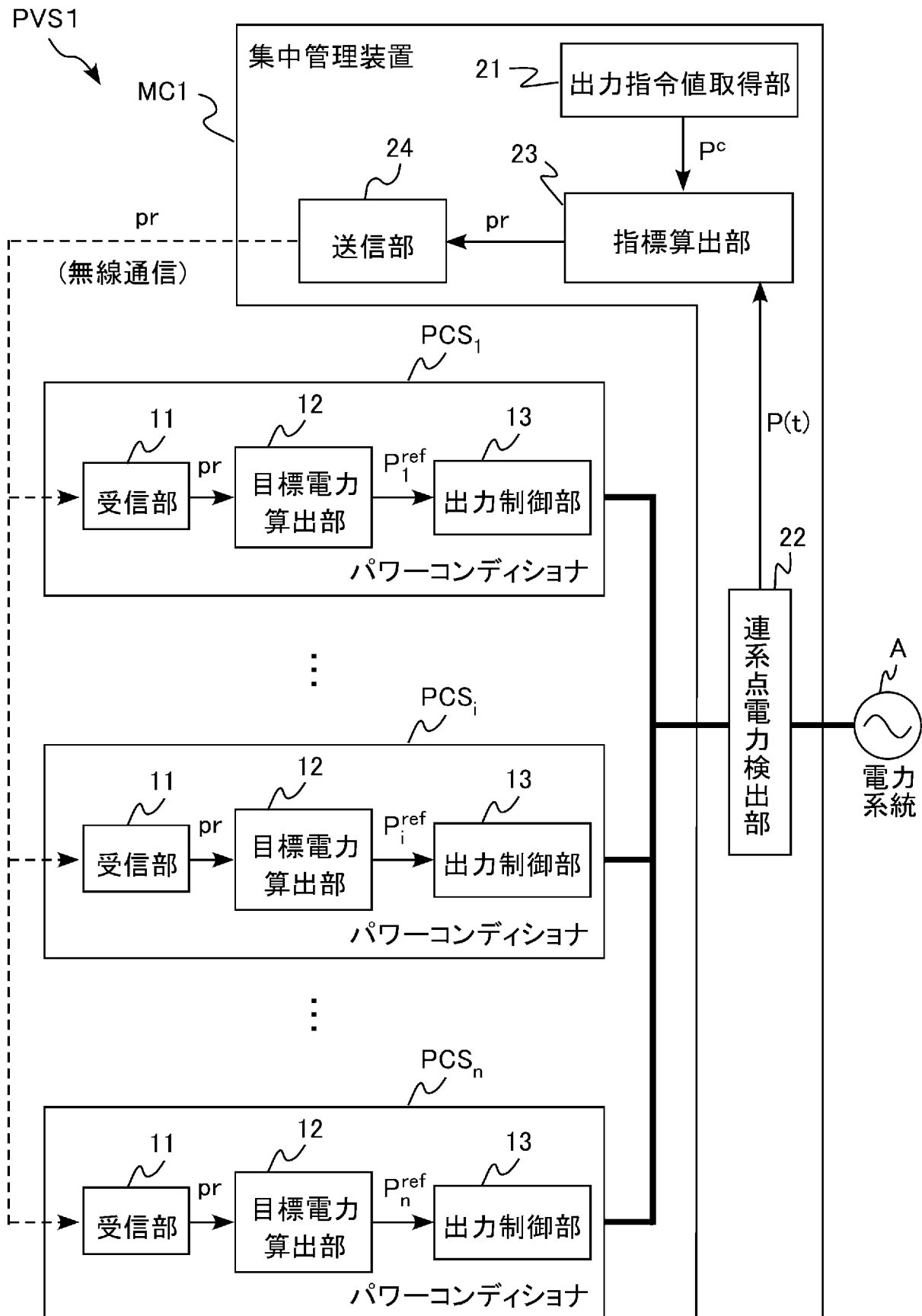
[図1]

FIG.1



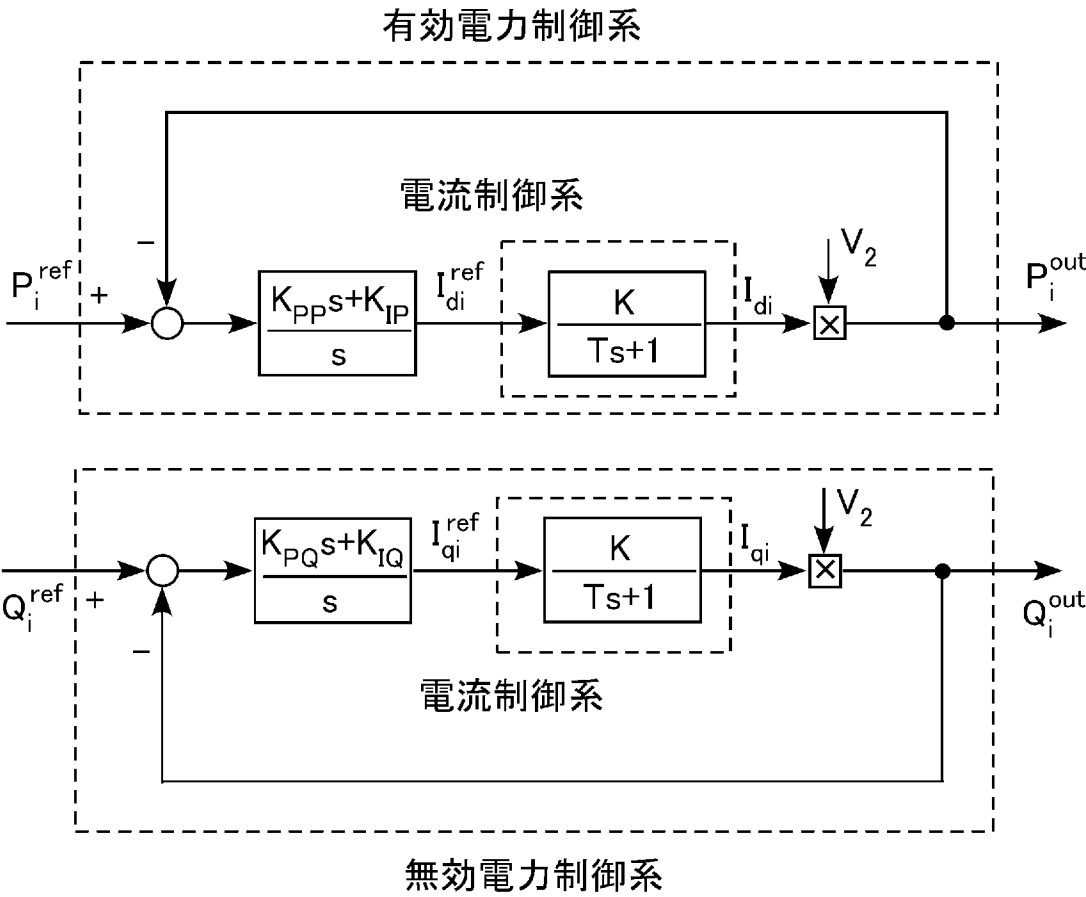
[図2]

FIG.2



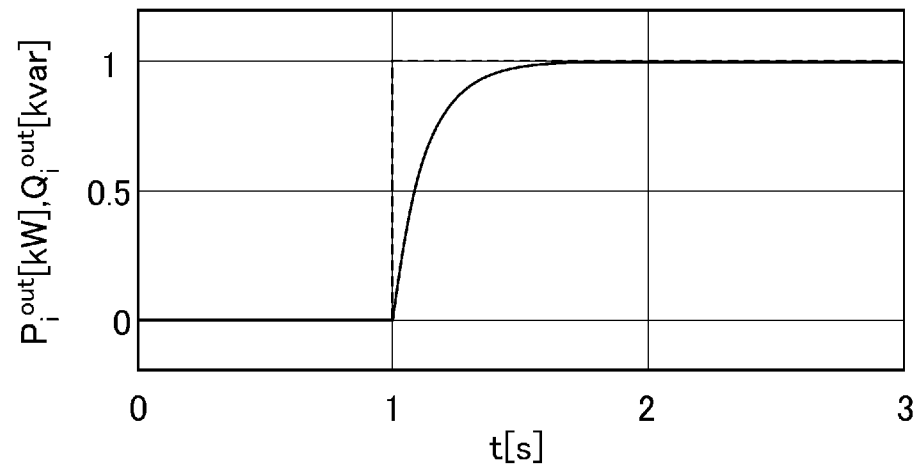
[図3]

FIG.3



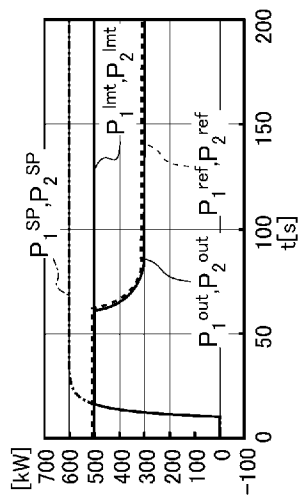
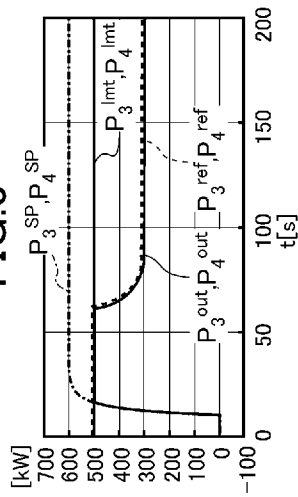
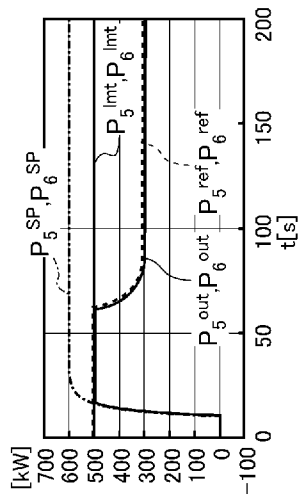
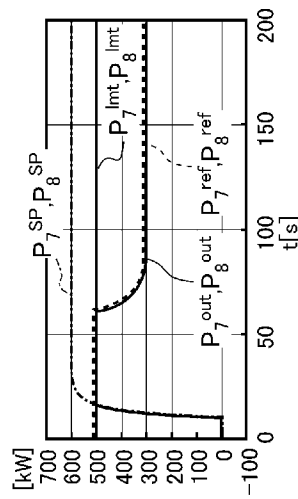
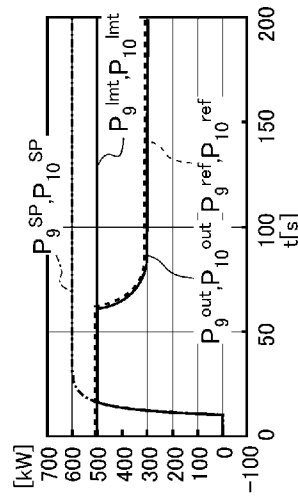
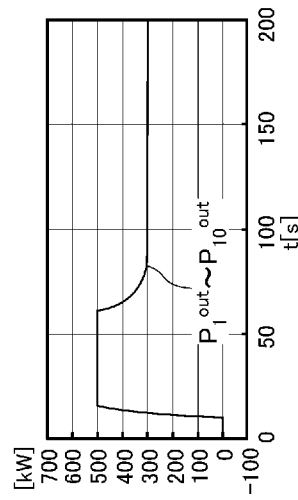
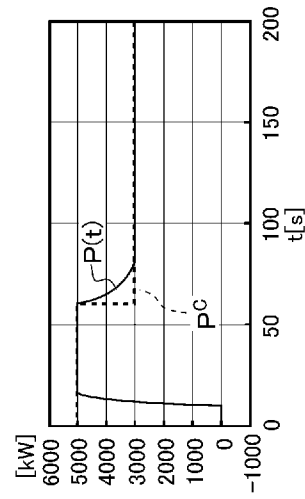
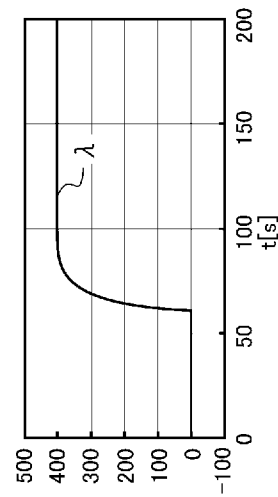
[図4]

FIG.4

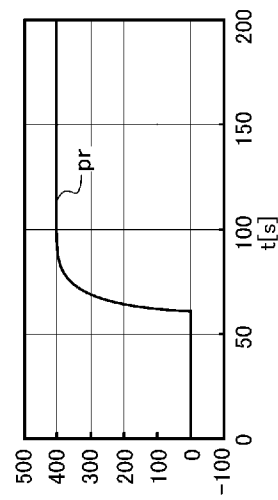


[図5]

FIG.5

(a) パワーコンディショナ PCS₁, PCS₂(b) パワーコンディショナ PCS₃, PCS₄(c) パワーコンディショナ PCS₅, PCS₆(d) パワーコンディショナ PCS₇, PCS₈(e) パワーコンディショナ PCS₉, PCS₁₀(f) パワーコンディショナ PCS₁ ~ PCS₁₀
の個別出力電力 P_{1 out} ~ P_{10 out}(g) 連系点電力 P(t), 出力指令値 P_C

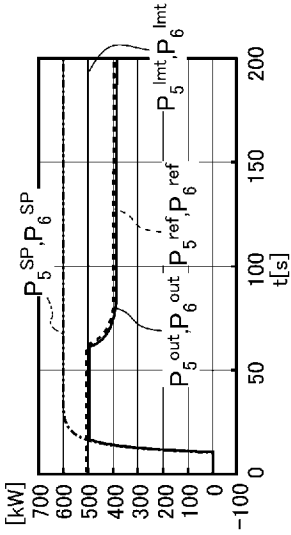
(h) ラグランジュ乗数 λ



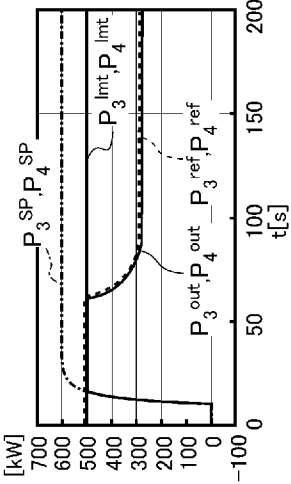
(i) 抑制指標 pr

[図6]

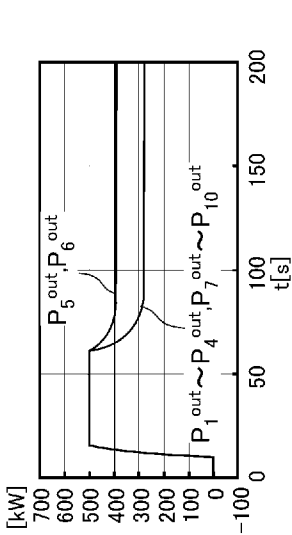
FIG.6



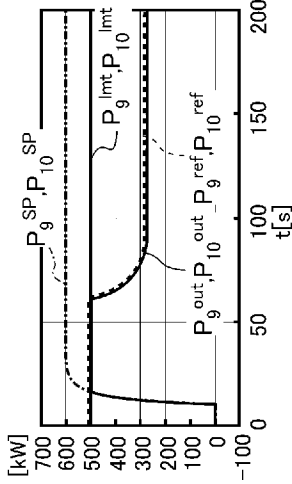
(a)パワーコンディショナPCS₁,PCS₂



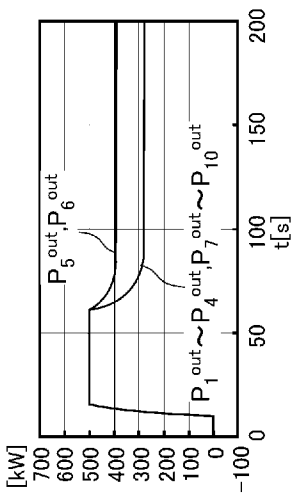
(b)パワーコンディショナPCS₃,PCS₄



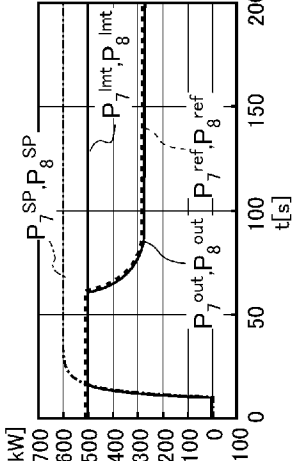
(c)パワーコンディショナPCS₅,PCS₆



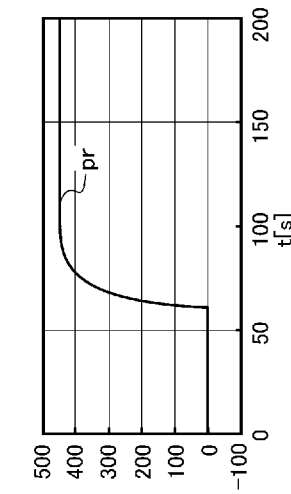
(d)パワーコンディショナPCS₇,PCS₈



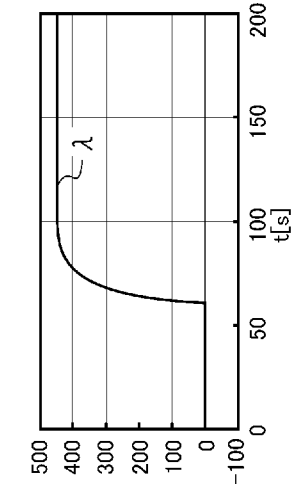
(e)パワーコンディショナPCS₉,PCS₁₀



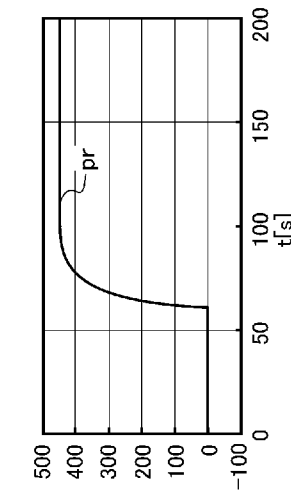
(f)パワーコンディショナPCS₁~PCS₁₀
の個別出力電力 $P_{1,out} \sim P_{10,out}$



(g)連系点電力 $P(t)$,出力指令値 P_C



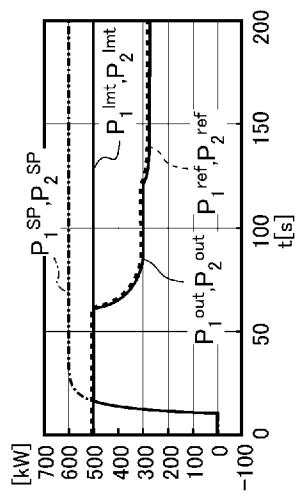
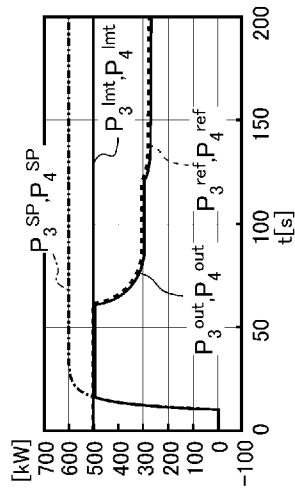
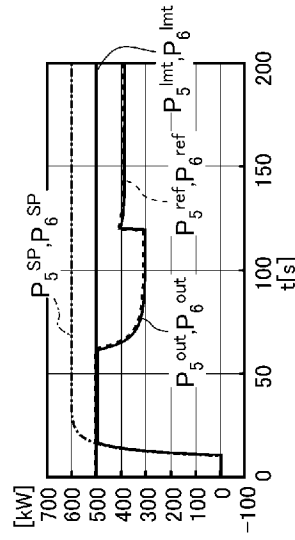
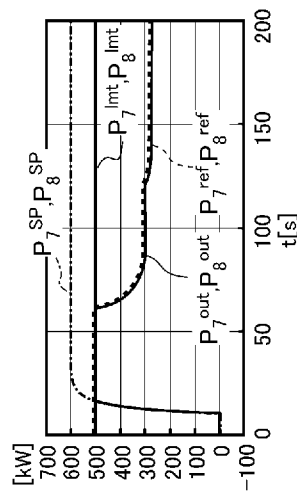
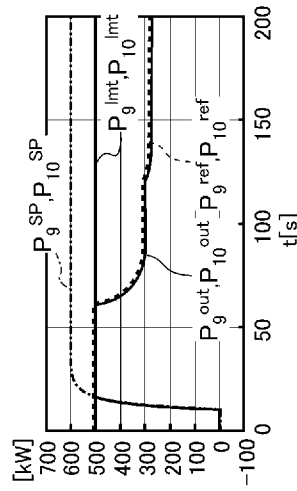
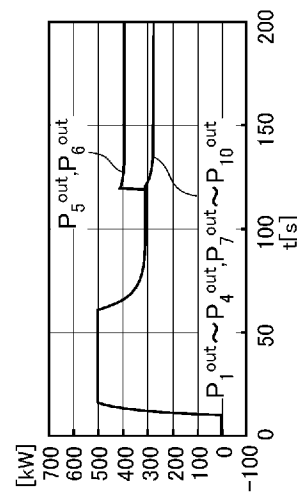
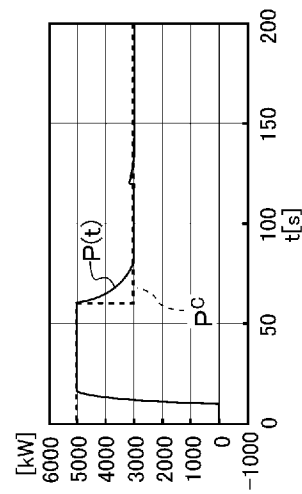
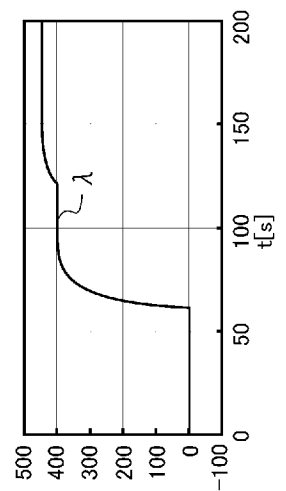
(h)ラグランジュ乗数 λ



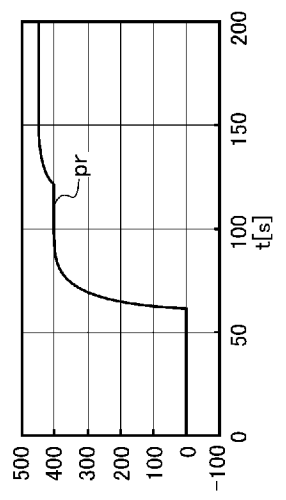
(i)抑制指標 pr

[図7]

FIG. 7

(a) パワーコンディショナPCS₁,PCS₂(b) パワーコンディショナPCS₃,PCS₄(c) パワーコンディショナPCS₅,PCS₆(d) パワーコンディショナPCS₇,PCS₈(e) パワーコンディショナPCS₉,PCS₁₀(f) パワーコンディショナPCS₁~PCS₁₀
の個別出力電力P_{1,out}~P_{10,out}(g) 連系点電力P(t),出力指令値P_C

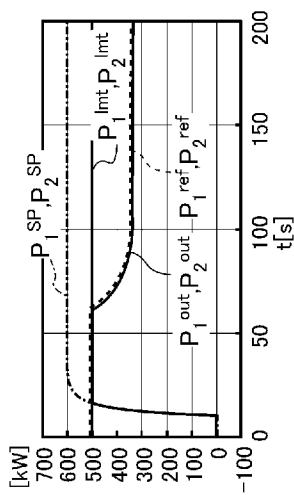
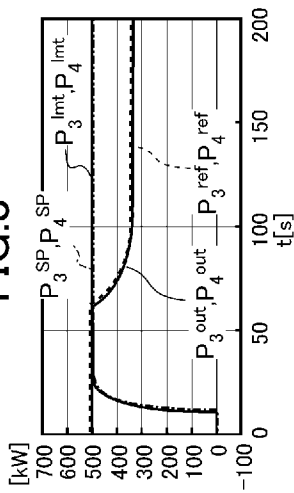
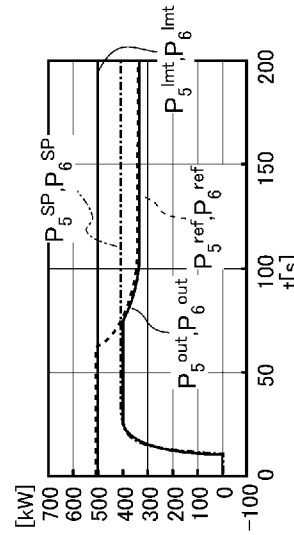
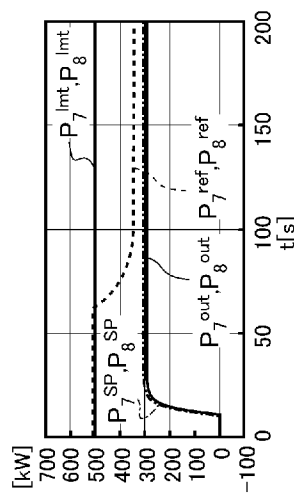
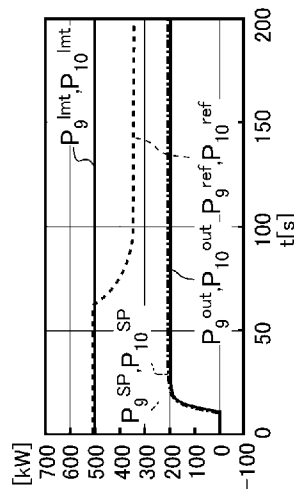
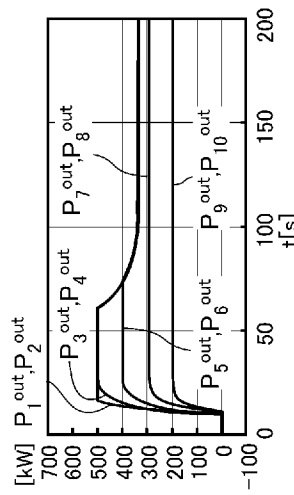
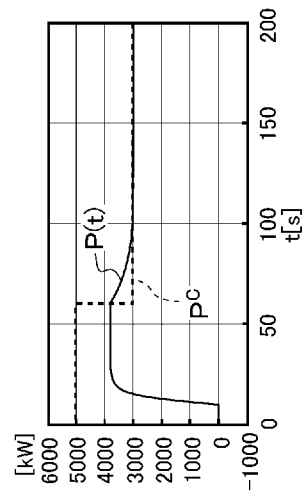
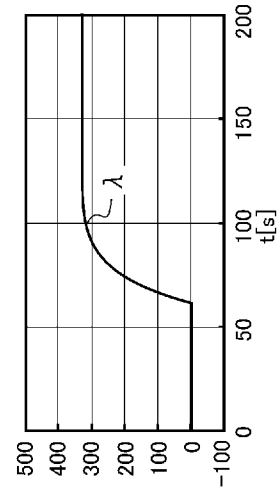
(h) ラグランジュ乗数λ



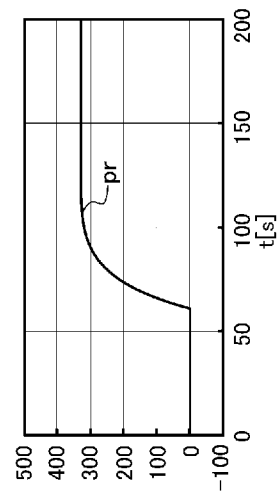
(i) 抑制指標pr

[図8]

FIG.8

(a)パワーコンディショナPCS₁,PCS₂(b)パワーコンディショナPCS₃,PCS₄(c)パワーコンディショナPCS₅,PCS₆(d)パワーコンディショナPCS₇,PCS₈(e)パワーコンディショナPCS₉,PCS₁₀(f)パワーコンディショナPCS₁~PCS₁₀
の個別出力電力P_{1,out}~P_{10,out}(g)連系点電力P(t),出力指令値P_C

(h)ラグランジュ乗数λ



(i)抑制指標pr

[図9]

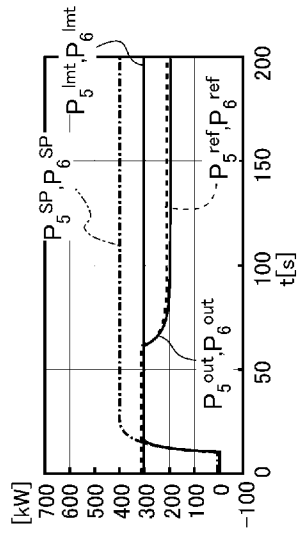
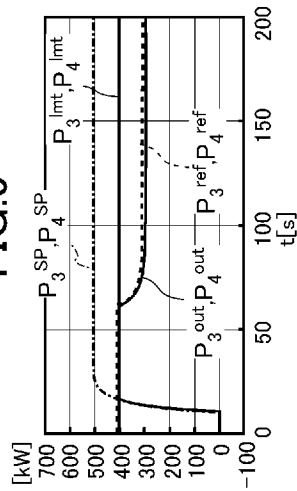
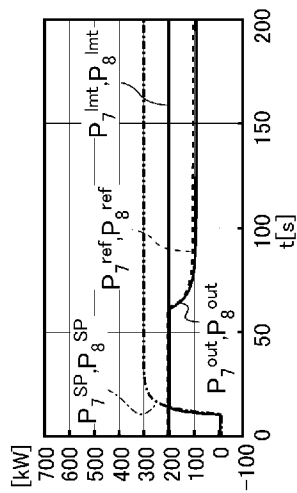
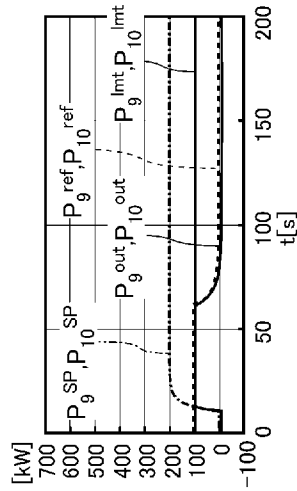
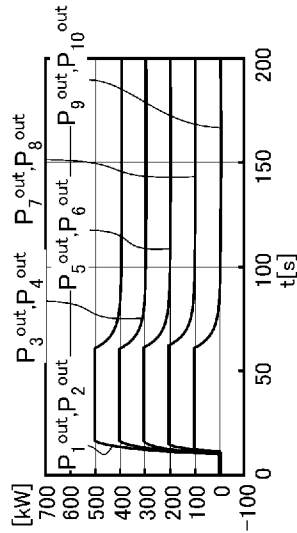
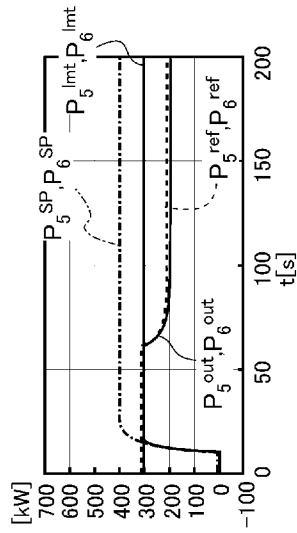
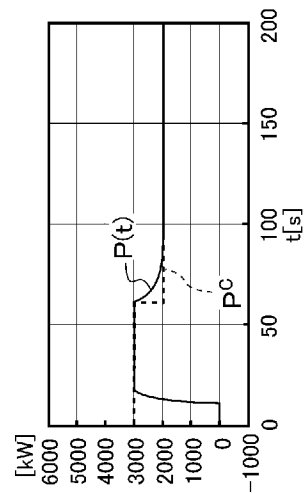
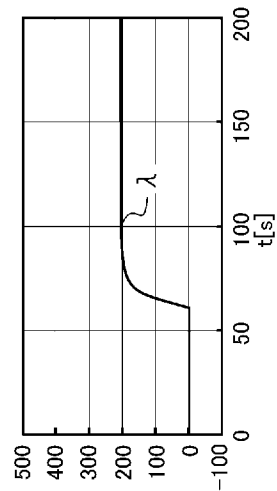
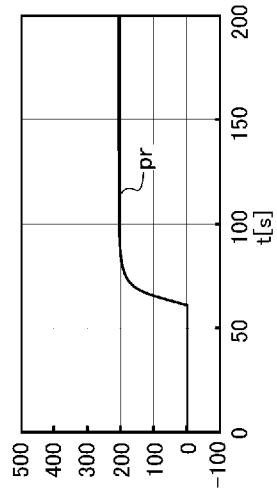
(a) パワーコンディショナ PCS₁, PCS₂

FIG.9

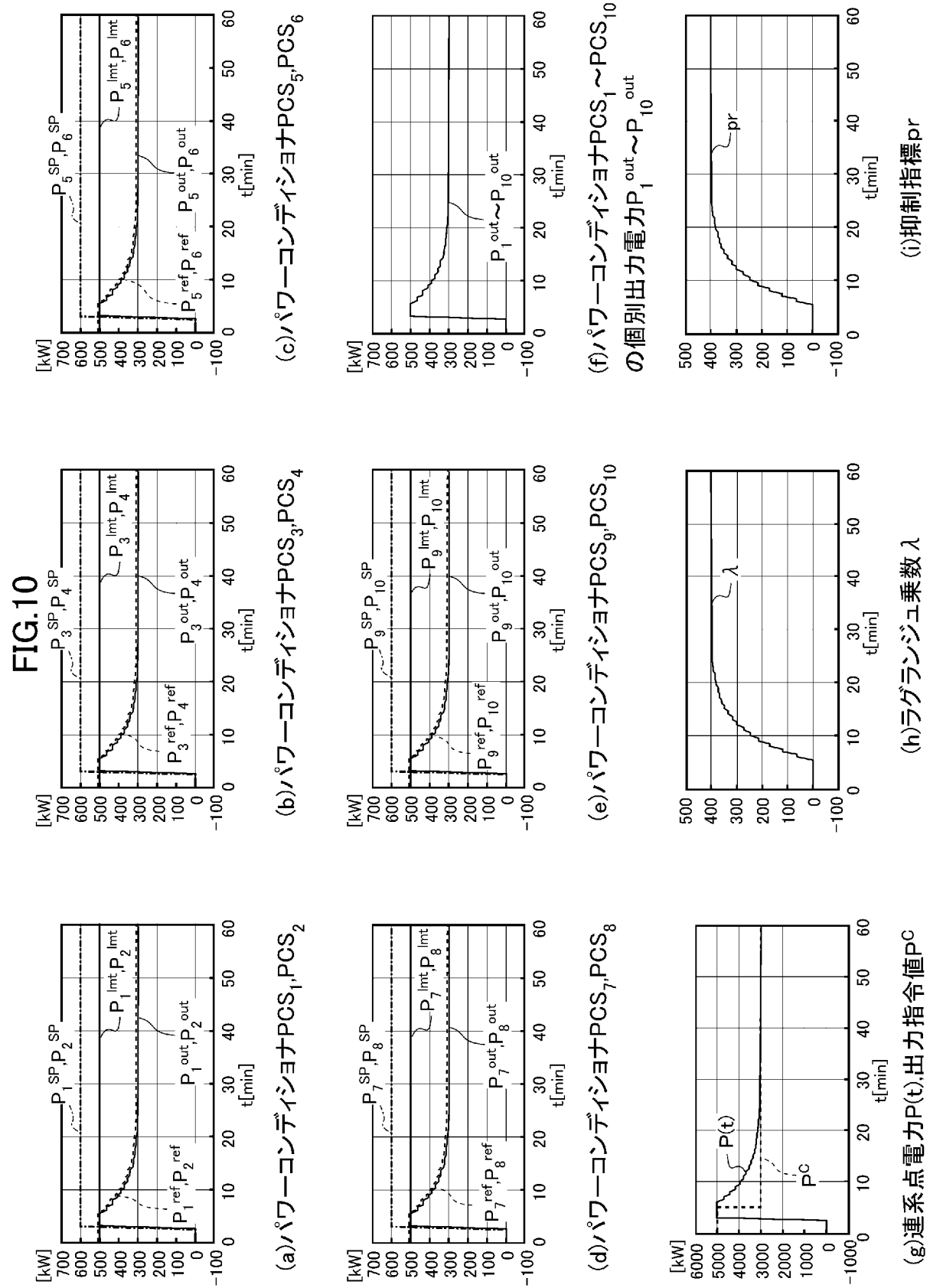
(b) パワーコンディショナ PCS₃, PCS₄(c) パワーコンディショナ PCS₇, PCS₈(d) パワーコンディショナ PCS₉, PCS₁₀(e) パワーコンディショナ PCS₅, PCS₆(f) パワーコンディショナ PCS₁ ~ PCS₁₀ の個別出力電力 P_{1 out} ~ P_{10 out}(g) 連系点電力 P(t), 出力指令値 P^C

(h) ラグランジュ乗数 λ



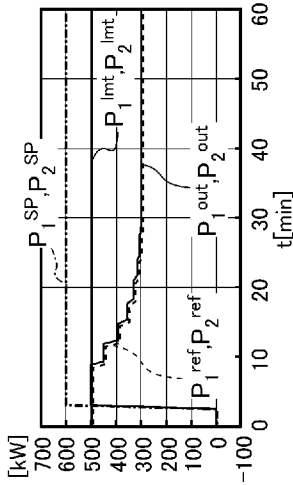
(i) 抑制指標 pr

[図10]

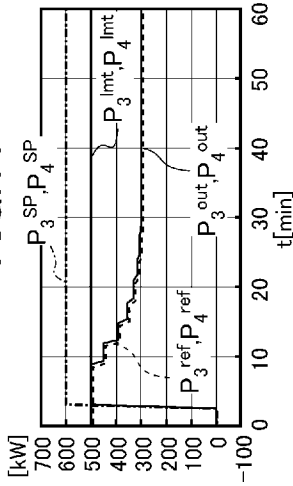


[図11]

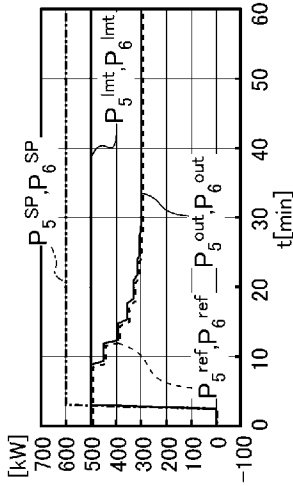
FIG.11



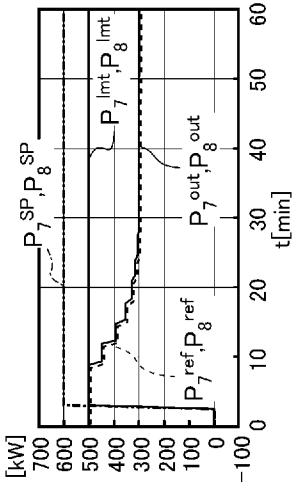
(a)パワーコンディショナPCS₁,PCS₂



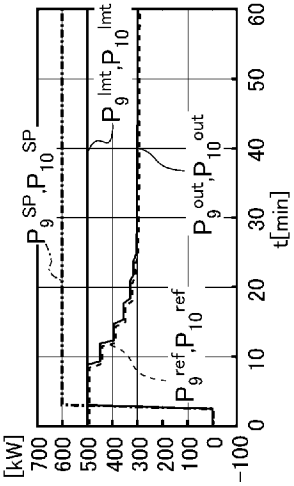
(b)パワーコンディショナPCS₃,PCS₄



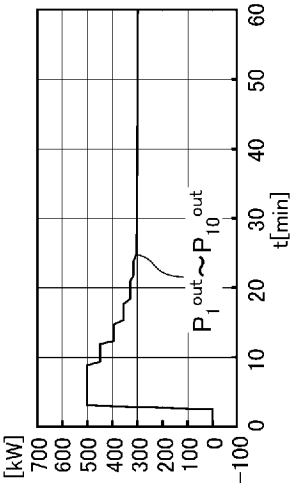
(c)パワーコンディショナPCS₅,PCS₆



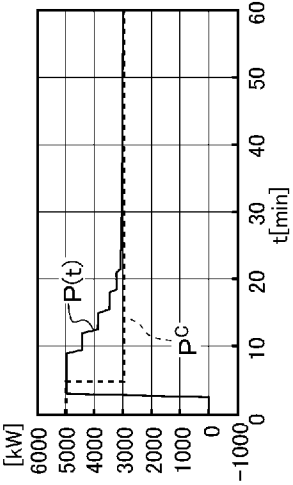
(d)パワーコンディショナPCS₇,PCS₈



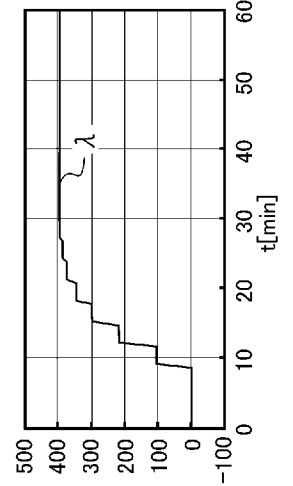
(e)パワーコンディショナPCS₉,PCS₁₀



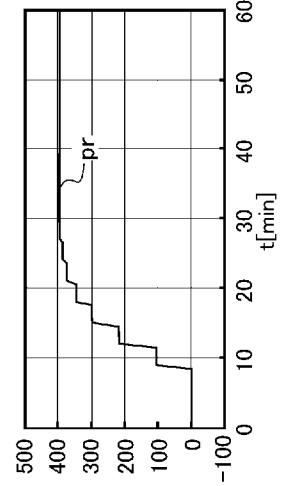
(f)パワーコンディショナPCS₁~PCS₁₀
の個別出力電力P_{1 out}~P_{10 out}



(g)連系点電力P(t),出力指令値P^C



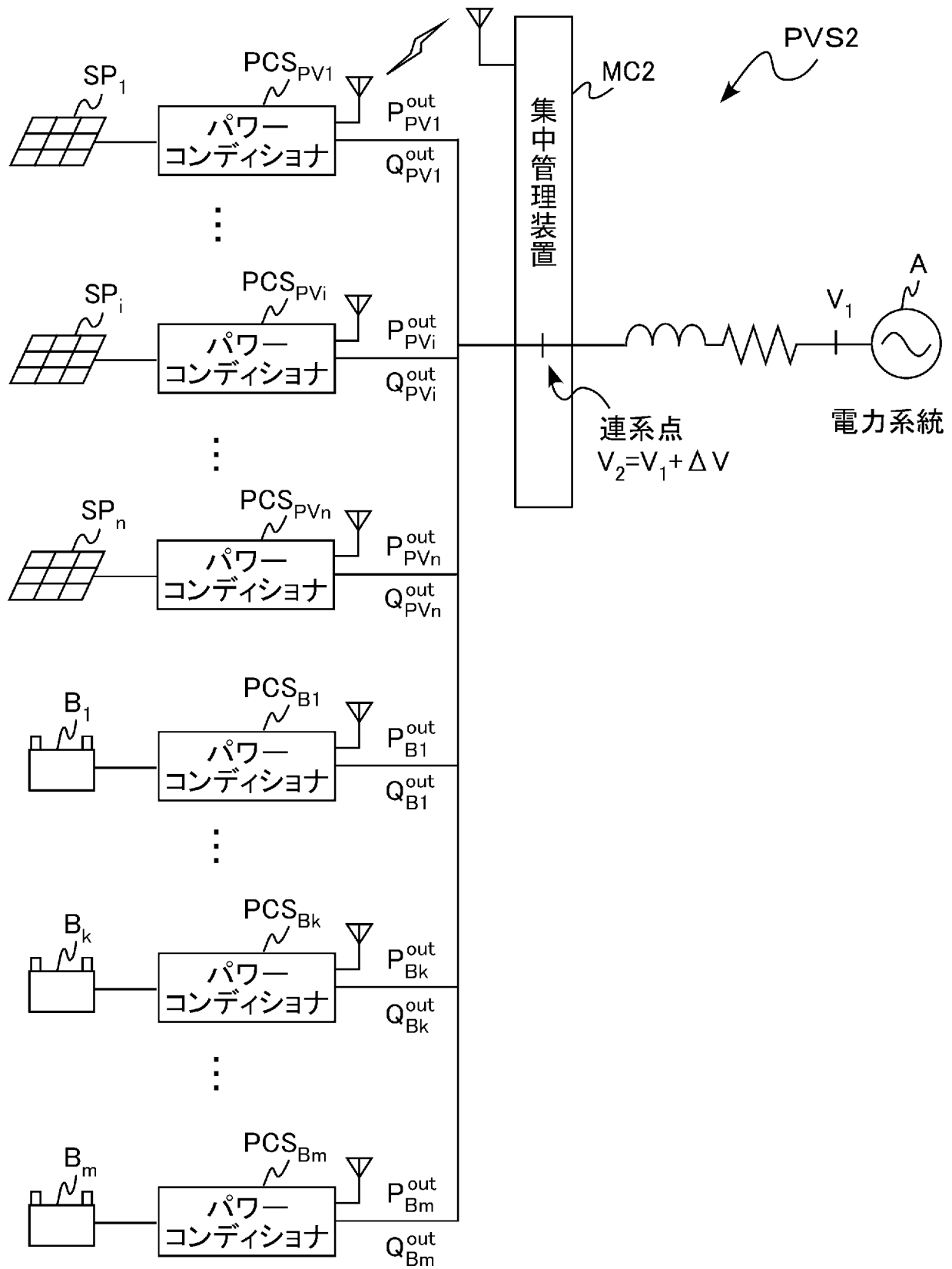
(h)ラグランジュ乗数λ



(i)抑制指標pr

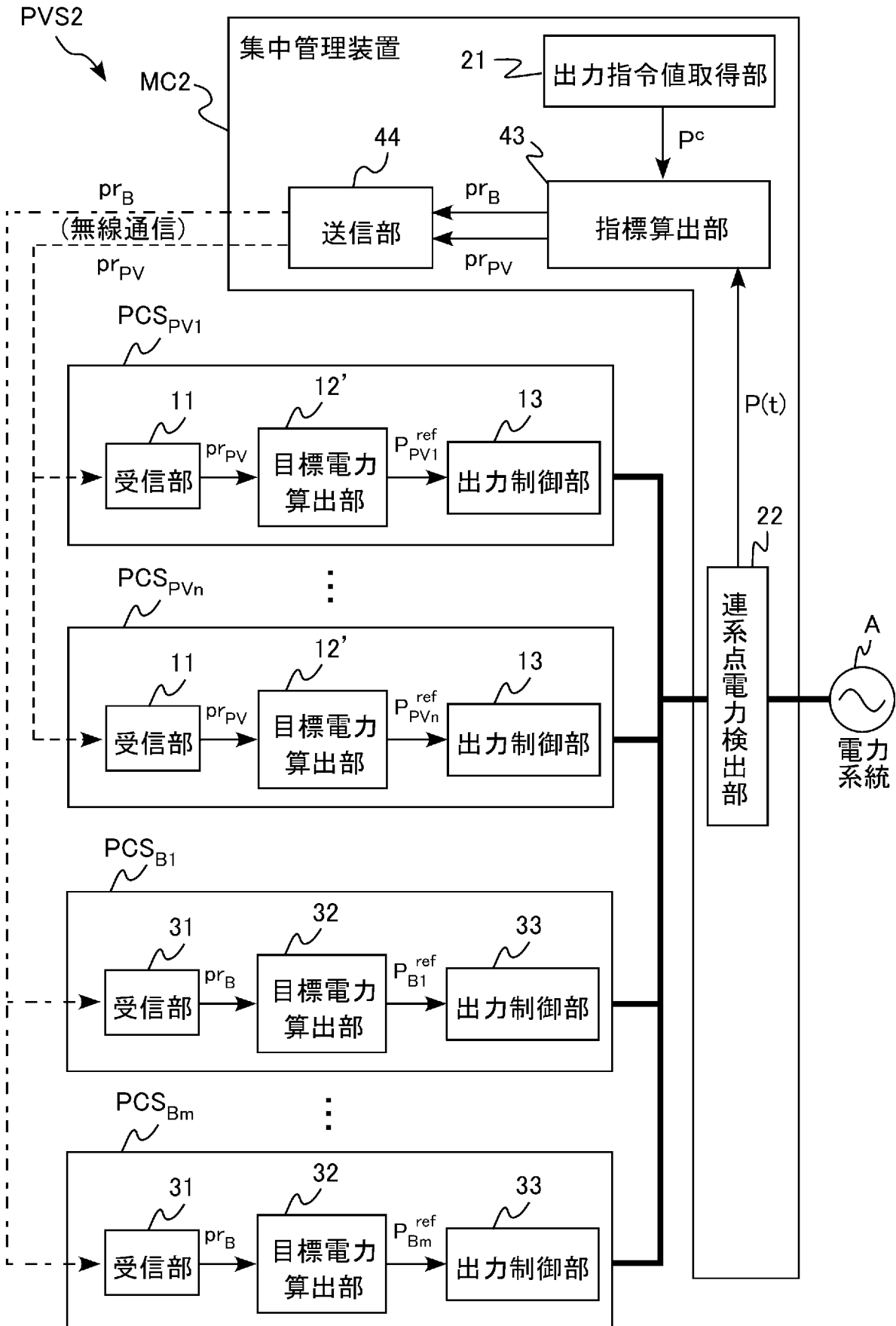
[図12]

FIG.12



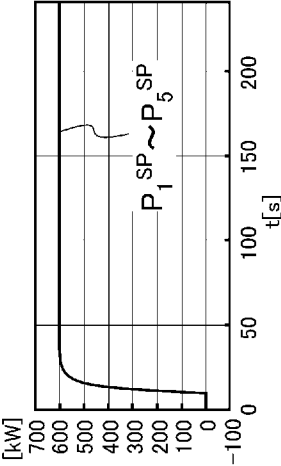
[図13]

FIG.13

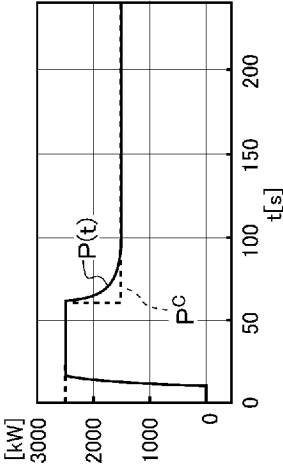


[図14]

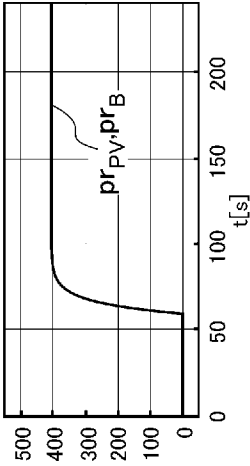
FIG.14



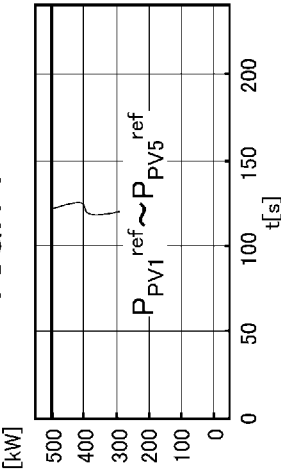
(a)太陽電池SP_i PVの発電量P_i PV



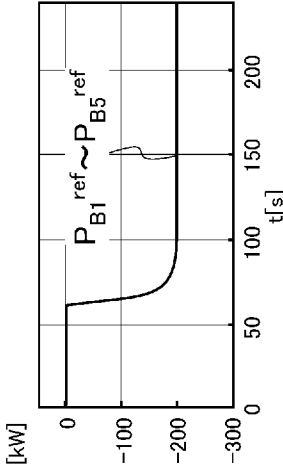
(d)連系点電力P(t),出力指令値PC



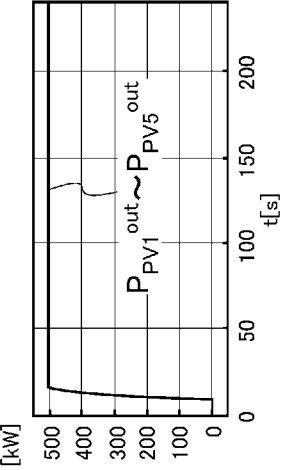
(g)抑制指標pr_{PV},充電/放電指標pr_B



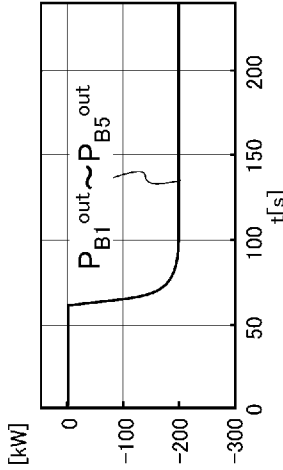
(b)パワーコンディショナPCS_{PV_i}の
個別目標電力P_{PV_i} ref



(e)パワーコンディショナPCS_{B_k}の
個別目標電力P_{B_k} ref



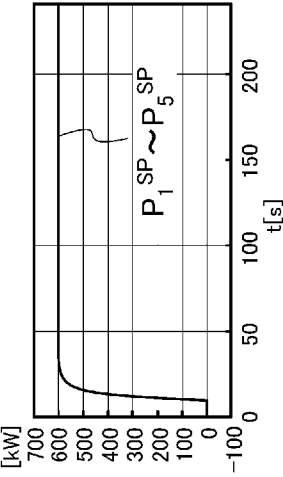
(c)パワーコンディショナPCS_{PV_i}の
個別出力電力P_{PV_i} out



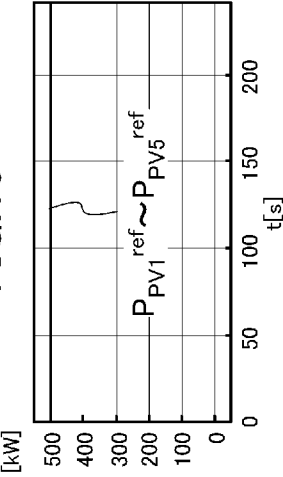
(f)パワーコンディショナPCS_{B_k}の
個別出力電力P_{B_k} out

[図15]

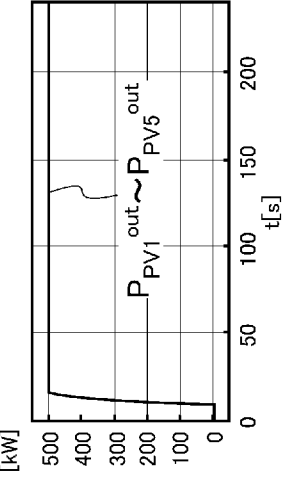
FIG.15



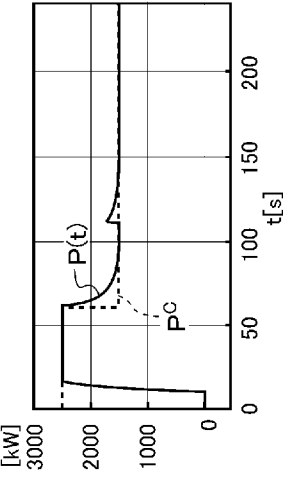
(a)太陽電池SP_i PVの発電量 P_{i}^{PV}



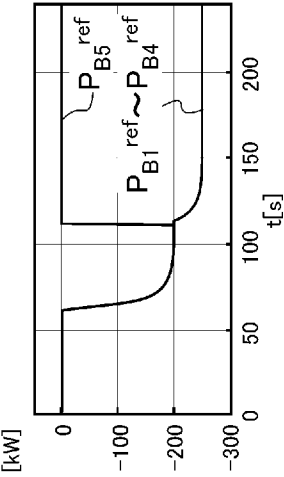
(b)パワーコンディショナPCS_{PV_i}の
個別目標電力 $P_{PV_i}^{ref}$



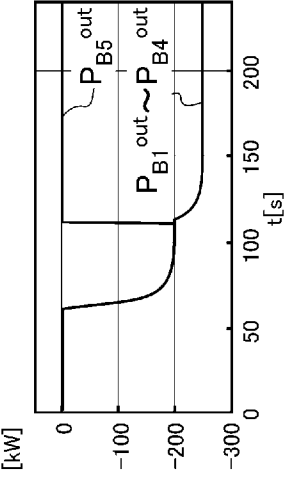
(c)パワーコンディショナPCS_{PV_i}の
個別出力電力 $P_{PV_i}^{out}$



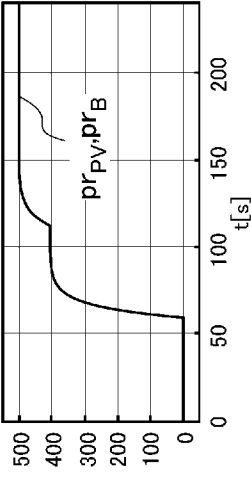
(d)連系点電力 $P(t)$,出力指令値 P^C



(e)パワーコンディショナPCS_{B_k}の
個別目標電力 $P_{B_k}^{ref}$



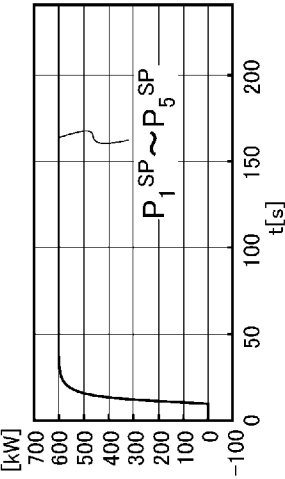
(f)パワーコンディショナPCS_{B_k}の
個別出力電力 $P_{B_k}^{out}$



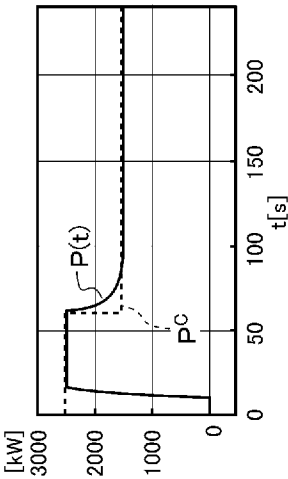
(g)抑制指標 pr_{PV} ,充電電指標 pr_B

[図16]

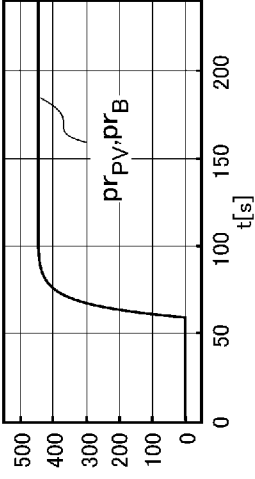
FIG.16



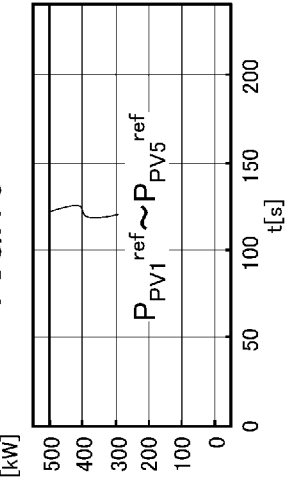
(a)太陽電池SP_iの発電量 $P_{i\text{PV}}$



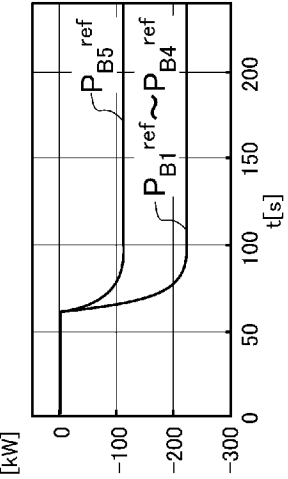
(d)連系点電力 $P(t)$,出力指令値 P_C



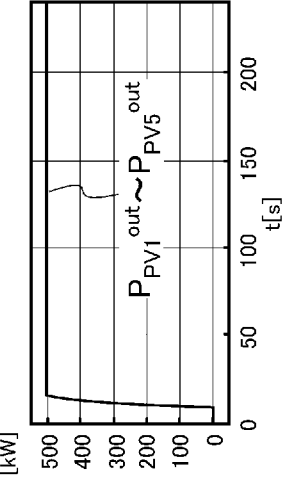
(g)抑制指標 pr_{PV} ,充電/放電指標 pr_B



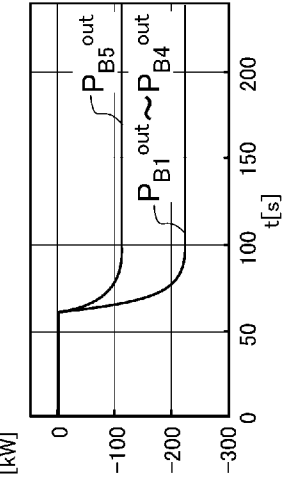
(b)パワーコンディショナPCS_{PV_i}の
個別目標電力 $P_{PV_i}^{\text{ref}}$



(e)パワーコンディショナPCS_{B_k}の
個別目標電力 $P_{B_k}^{\text{ref}}$



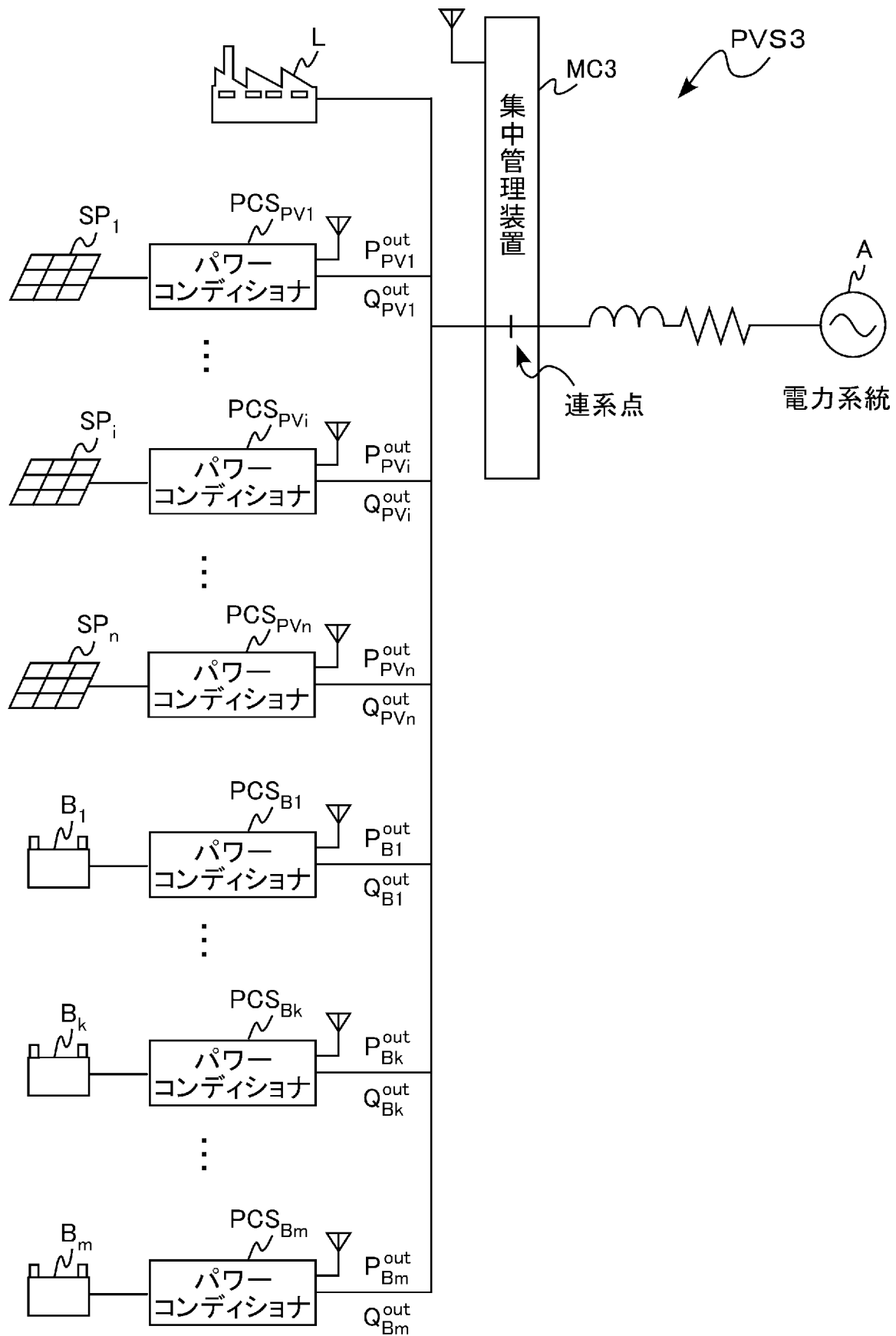
(c)パワーコンディショナPCS_{PV_i}の
個別出力電力 $P_{PV_i}^{\text{out}}$



(f)パワーコンディショナPCS_{B_k}の
個別出力電力 $P_{B_k}^{\text{out}}$

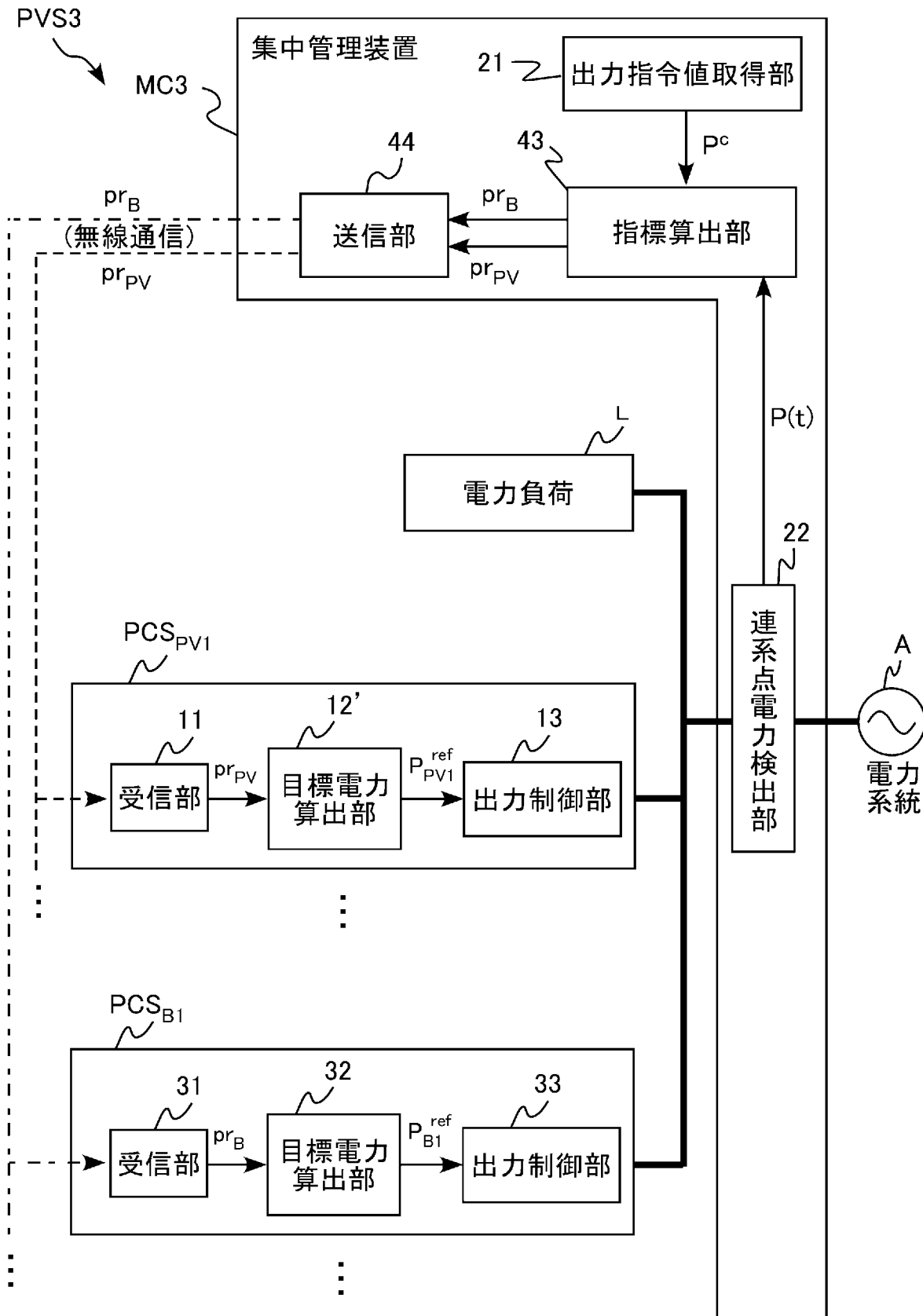
[図17]

FIG.17



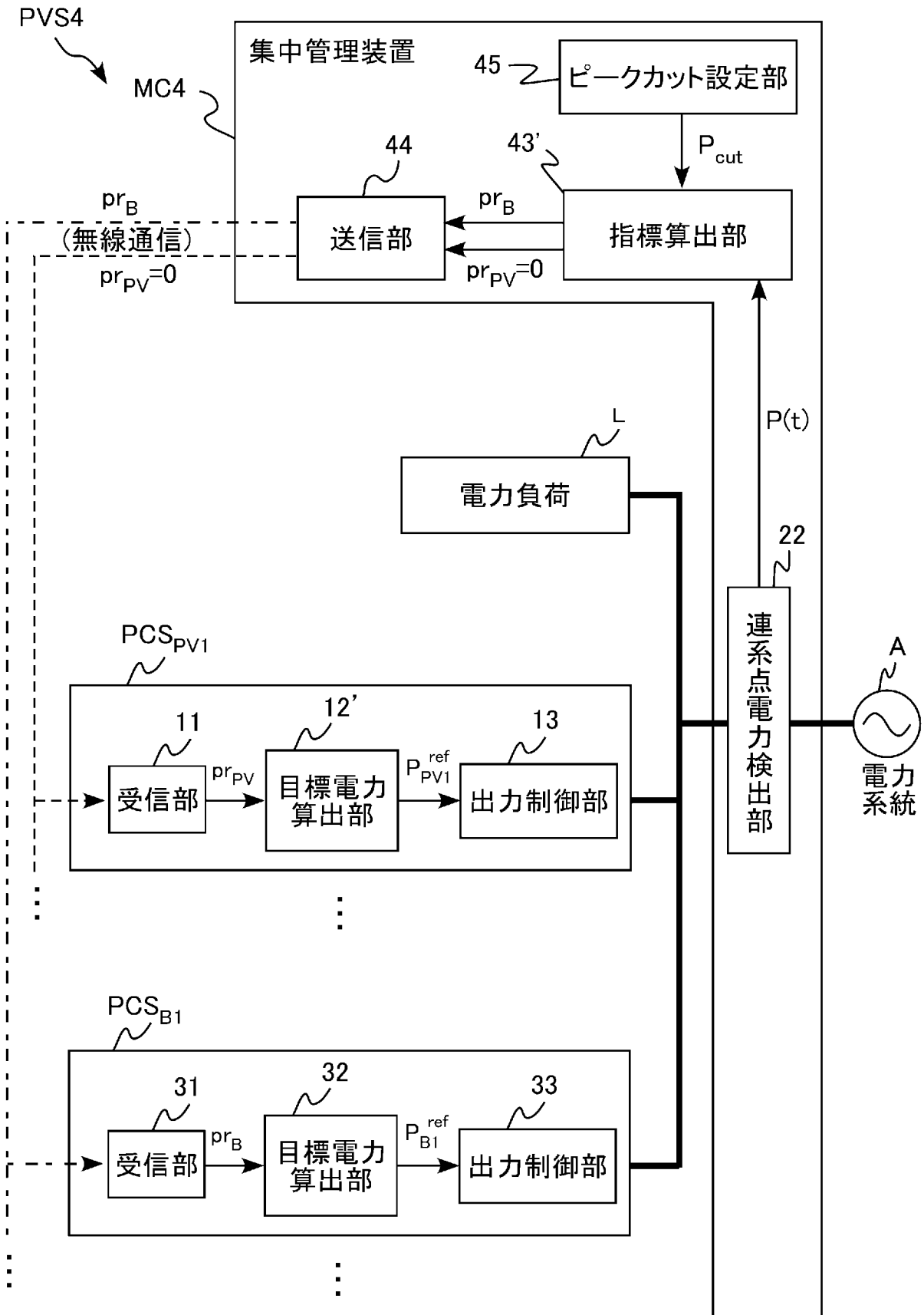
[図18]

FIG.18



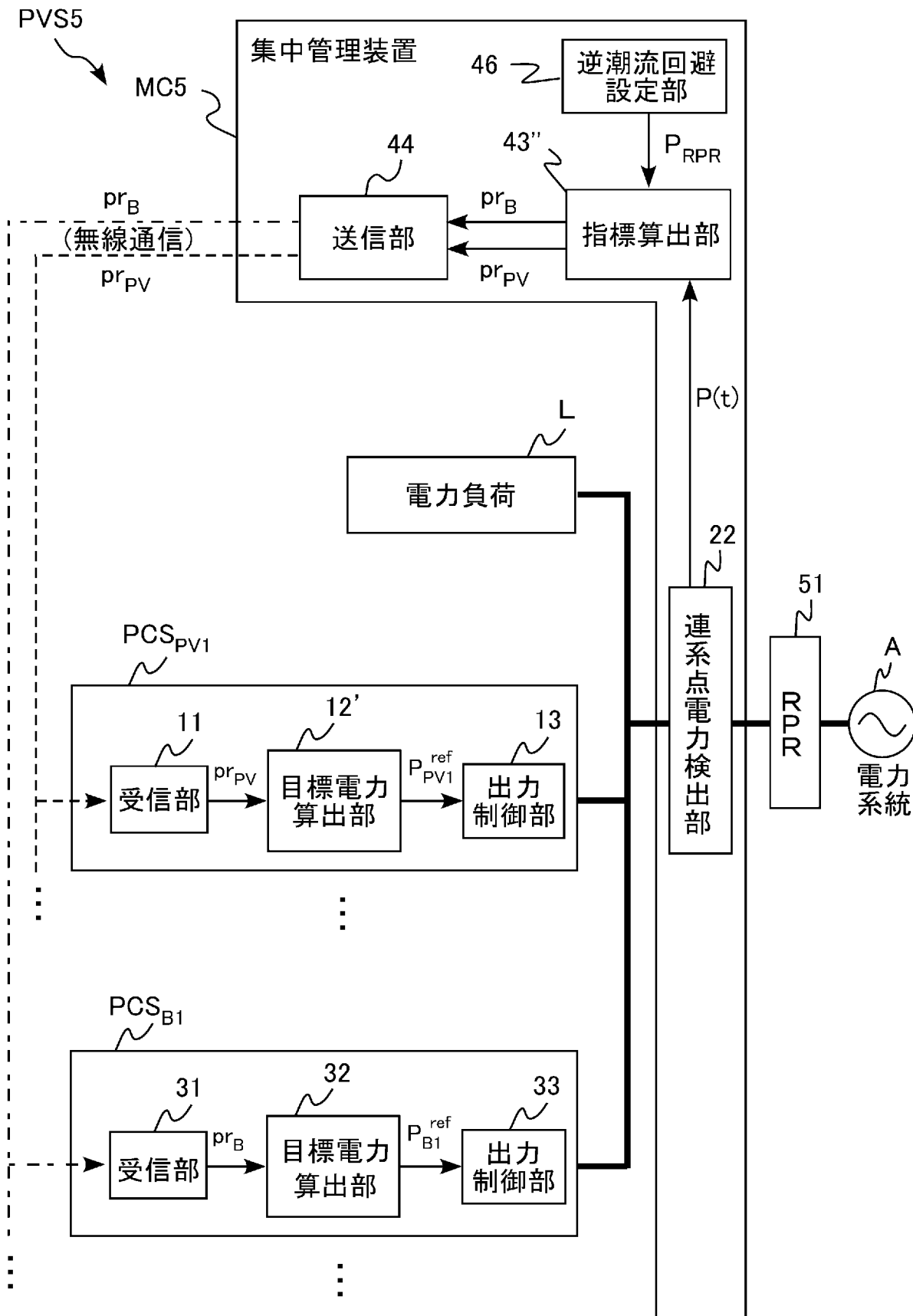
[図19]

FIG.19



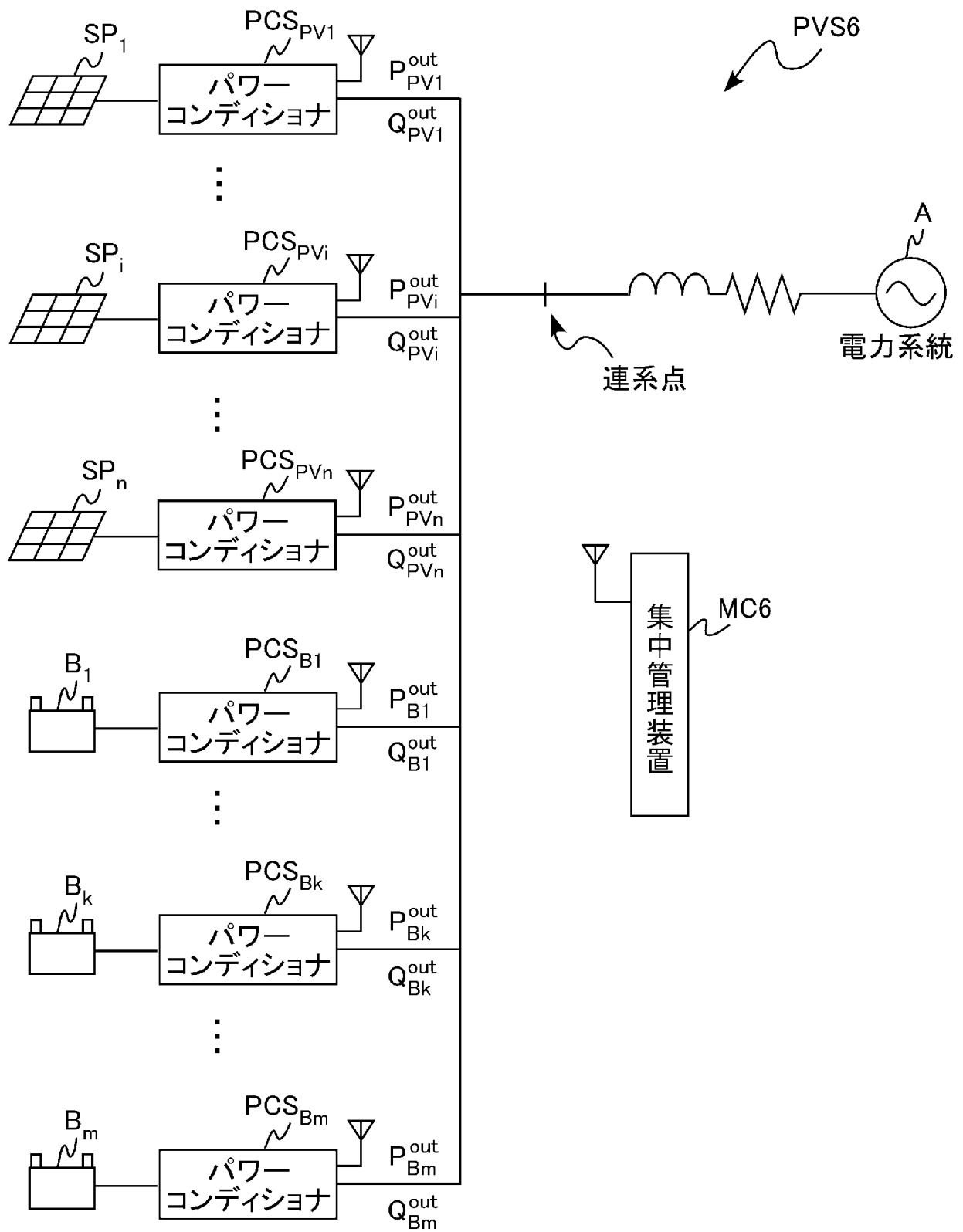
[図20]

FIG.20



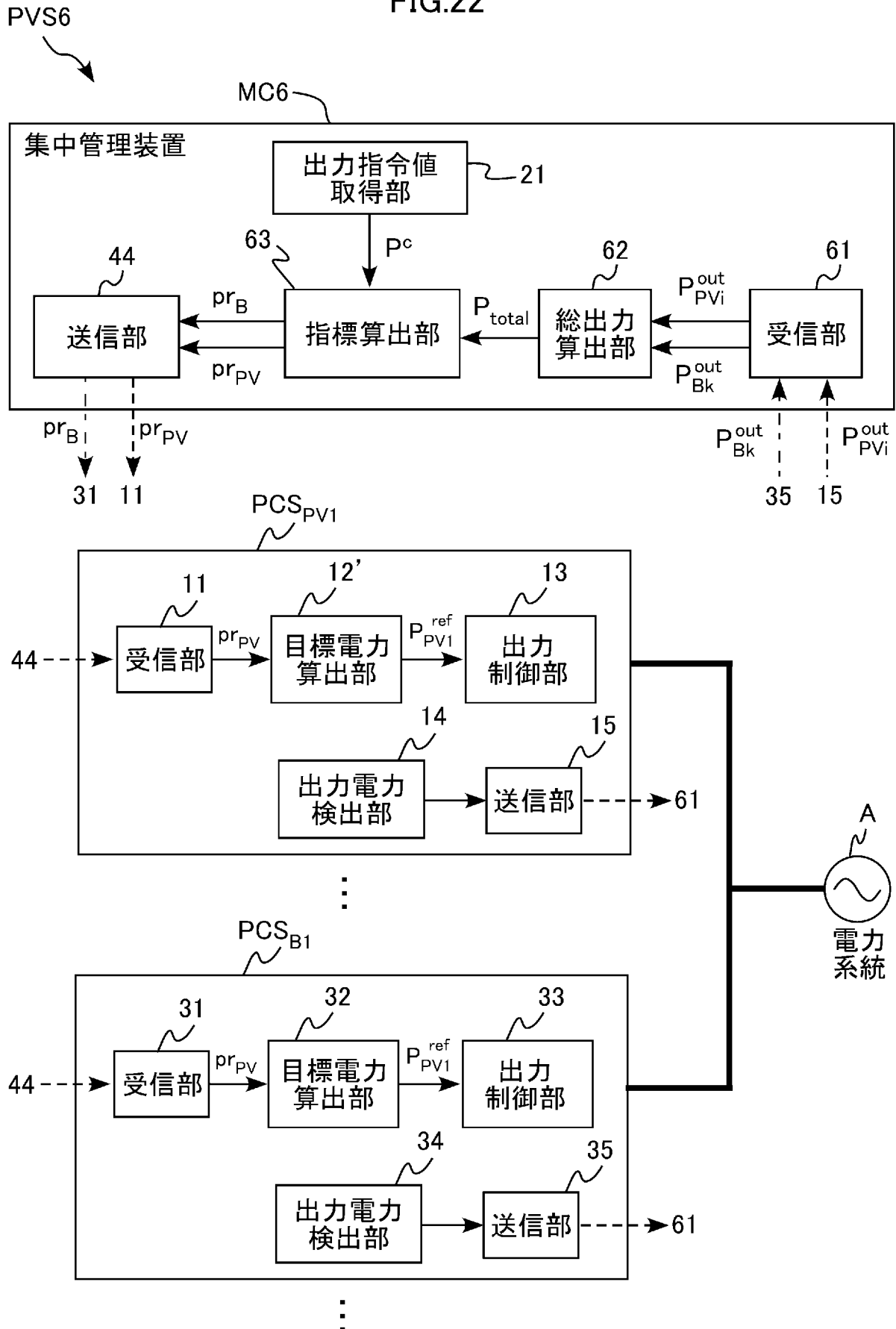
[図21]

FIG.21



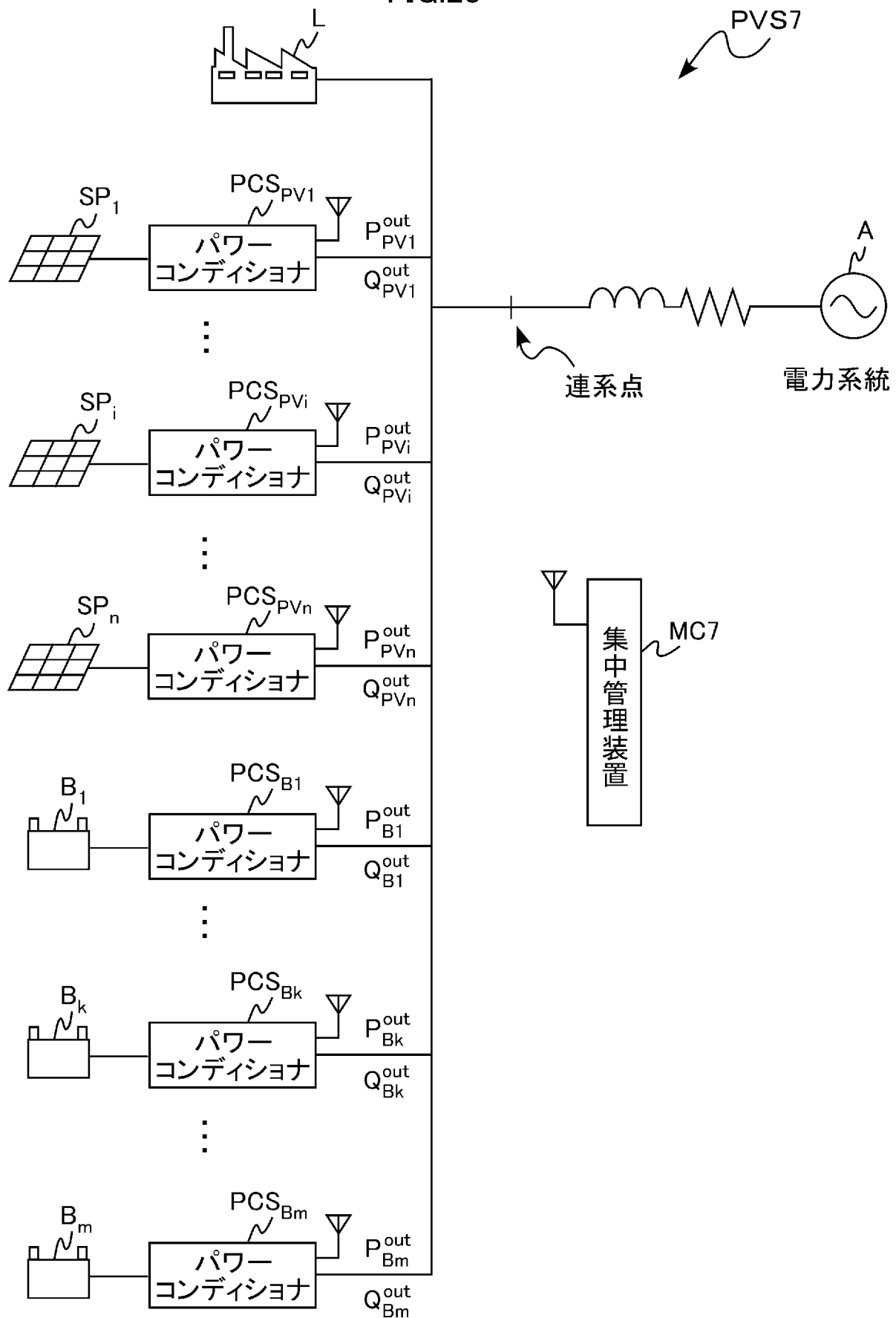
[図22]

FIG.22



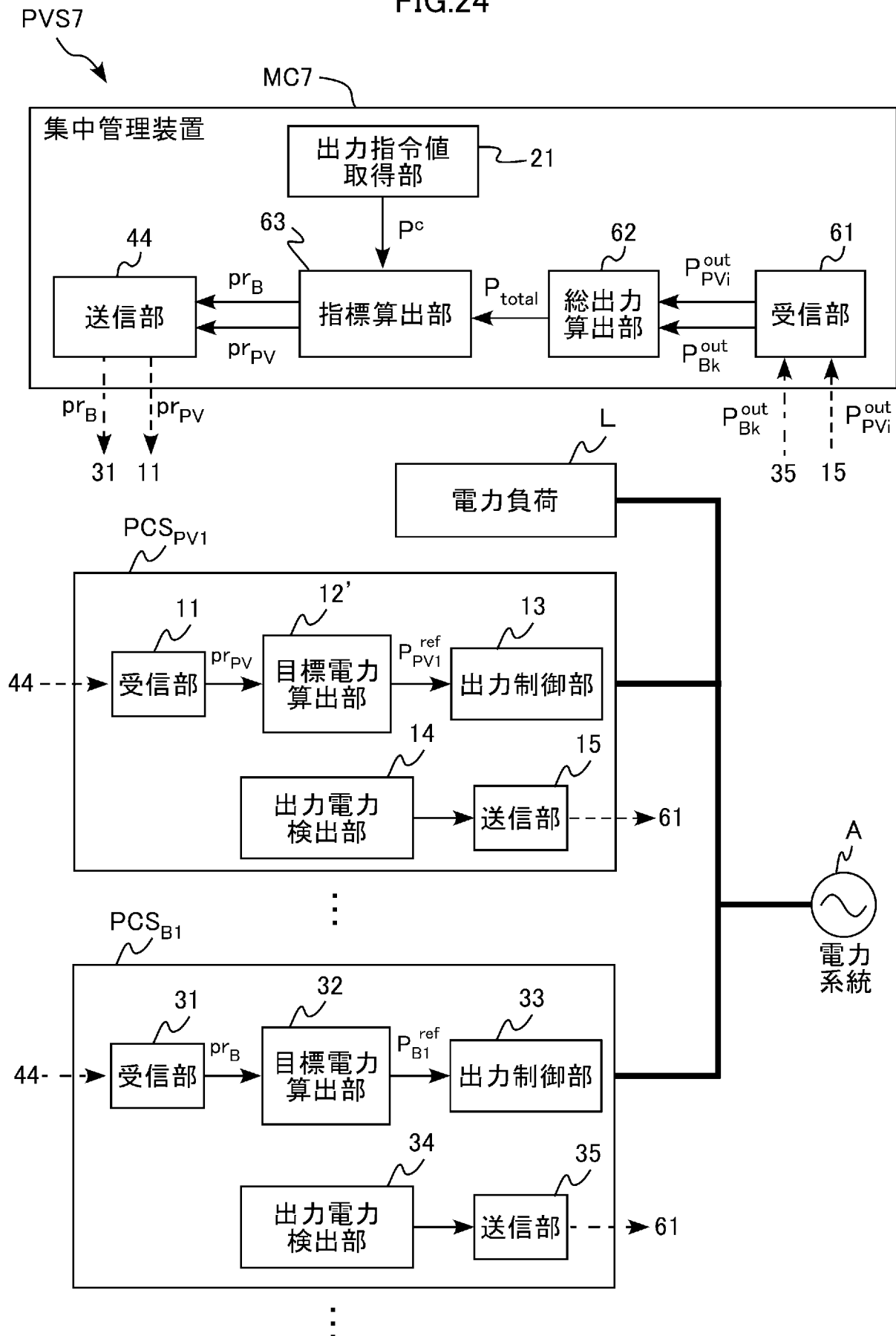
[図23]

FIG.23



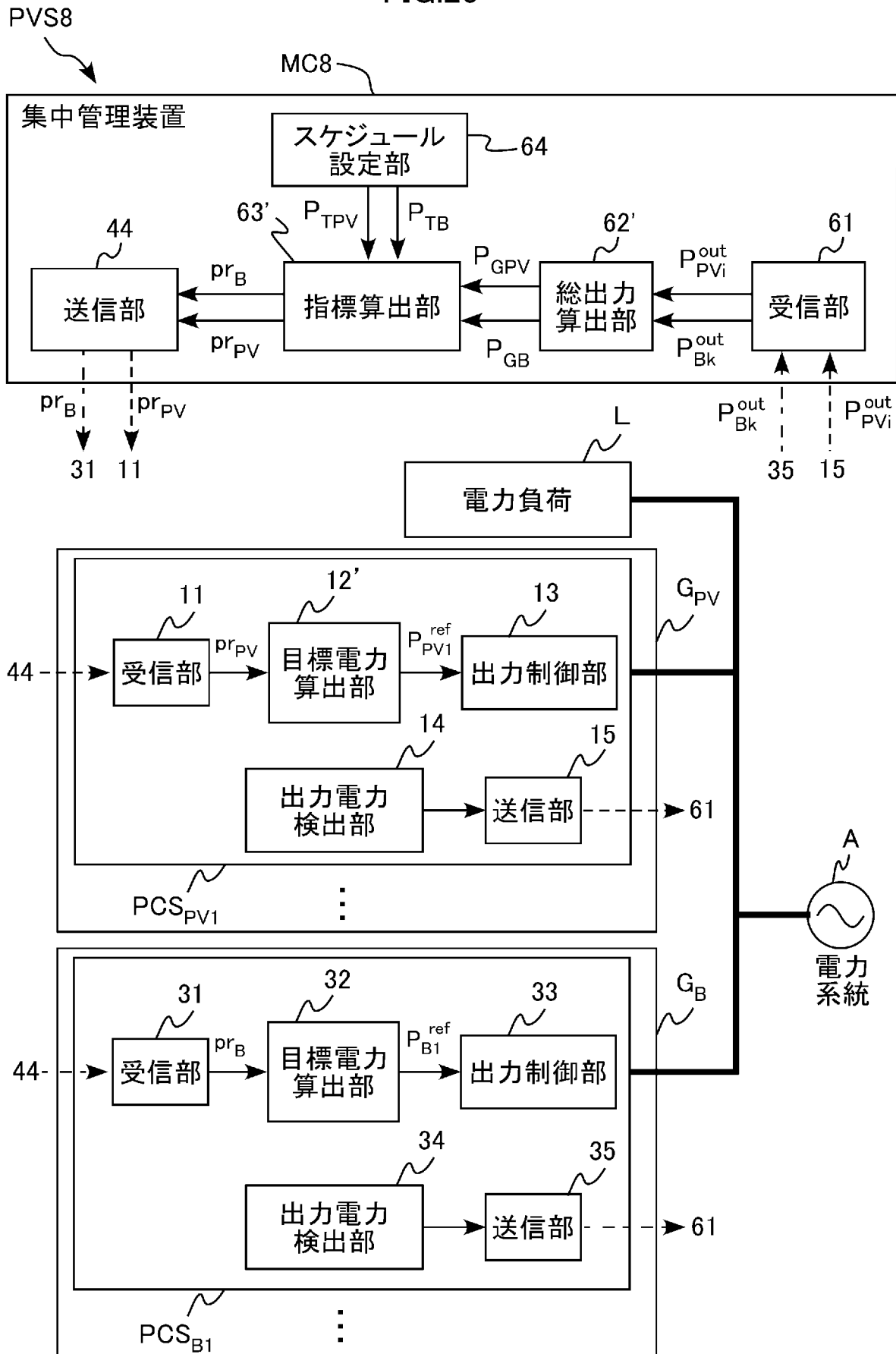
[図24]

FIG.24



[図25]

FIG.25



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/JP2017/007105

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

H02J3/46(2006.01)i, G05F1/67(2006.01)i, H02J3/32(2006.01)i, H02J3/38(2006.01)i, H02J7/35(2006.01)i, H02J13/00(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)

H02J3/46, G05F1/67, H02J3/32, H02J3/38, H02J7/35, H02J13/00

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	1996-2017
Kokai Jitsuyo Shinan Koho	1971-2017	Toroku Jitsuyo Shinan Koho	1994-2017

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.
A	JP 2013-5537 A (Sharp Corp.), 07 January 2013 (07.01.2013), entire text; all drawings (Family: none)	1-17
A	JP 2013-207862 A (Sharp Corp.), 07 October 2013 (07.10.2013), entire text; all drawings (Family: none)	1-17

☐ 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
07 April 2017 (07.04.17)

Date of mailing of the international search report
18 April 2017 (18.04.17)

Name and mailing address of the ISA/
Japan Patent Office
3-4-3, Kasumigaseki, Chiyoda-ku,
Tokyo 100-8915, Japan

Authorized officer

Telephone No.

A. 発明の属する分野の分類 (国際特許分類 (IPC))

Int.Cl. H02J3/46(2006.01)i, G05F1/67(2006.01)i, H02J3/32(2006.01)i, H02J3/38(2006.01)i, H02J7/35(2006.01)i, H02J13/00(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. H02J3/46, G05F1/67, H02J3/32, H02J3/38, H02J7/35, H02J13/00

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	1971-2017年
日本国実用新案登録公報	1996-2017年
日本国登録実用新案公報	1994-2017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 2013-5537 A (シャープ株式会社) 2013.01.07, 全文、全図 (ファミリーなし)	1-17
A	JP 2013-207862 A (シャープ株式会社) 2013.10.07, 全文、全図 (ファミリーなし)	1-17

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	「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
「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	「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
「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)	「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
「O」 口頭による開示、使用、展示等に言及する文献	「&」 同一パテントファミリー文献
「P」 国際出願日前で、かつ優先権の主張の基礎となる出願	

国際調査を完了した日

07.04.2017

国際調査報告の発送日

18.04.2017

国際調査機関の名称及びあて先

日本国特許庁 (ISA/J P)

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)

永井 啓司

5 T

3 6 5 6

電話番号 03-3581-1101 内線 3568