



Title	マルチエージェントによる大規模自立ネットワーク型 太陽光発電システムの制御方式に関する研究
Author(s)	朴, 相守
Citation	大阪大学, 2014, 博士論文
Version Type	VoR
URL	https://doi.org/10.18910/50525
rights	
Note	

The University of Osaka Institutional Knowledge Archive : OUKA

<https://ir.library.osaka-u.ac.jp/>

The University of Osaka

博士学位論文

マルチエージェントによる
大規模自立ネットワーク型太陽光発電システム
の制御方式に関する研究

朴 相 守

2014年 3月

大阪大学大学院工学研究科

内容梗概

基幹電力系統からの電力供給が困難な僻地・離島などにおける電力供給システムの一つとしてマイクログリッドがあり、各方面で実際に研究が行われている。マイクログリッドとは、分散電源および電力貯蔵装置が一括して制御され、基幹系統から自立して運転可能な電力供給システムである。マイクログリッドを構成する分散電源はいろいろとありうるが、その中で太陽光発電と二次電池を組み合わせた自立型のシステムがある。太陽光発電システムは燃料供給が不必要で、維持費も低く、その上 20 年以上の長寿命が期待でき、かつ設置が容易であるという特徴をもつ。しかし、太陽電池システムは天候により出力が大きく変化するので、安定な電力供給のために、二次電池、電気二重層キャパシタ、超伝導コイルなどの電力貯蔵装置が不可欠である。本論文では住宅を模擬した太陽電池と負荷によって構成される複数のサブシステムと一つの二次電池で構成される大規模ネットワーク型太陽光発電システムを対象とし、新たな制御方式について述べる。このシステムのメリットは、太陽電池（PV）を負荷の近くに分散して設置することにより電力を効率よく使用できることや、二次電池を集約することにより、その容量とメンテナンスコストを低減できることである。

一方、このシステムが複雑化、大規模化されることを考えると、分散電源の導入に伴う種々の課題が解決できる円滑で柔軟な制御システムが求められる。本論文では大規模システムを複数のグループ（複数のサブシステムと 1 個の二次電池システムで構成）に分けて分散制御を行うことにしている。分散制御を行うためにマルチエージェントシステムを導入した。マルチエージェントシステムとは、それぞれ異なる目的を持つ複数のエージェントから構成されるシステムであり、個々のエージェントでは困難な課題をシステム全体として達成するシステムである。この制御システムは分散制御である特徴のおかげで、一箇所に集まる制御負担を軽減できる。さらに、環境の変化に対する適応性が良い。

以上の背景のもと、本研究では「マルチエージェントによる大規模自立ネットワーク型太陽光発電システムの制御方式」を提案し、シミュレーションおよび実験により実現可能性を示すことを目的とする。

本論文の構成は、以下の通りである。

第 1 章では、電力供給が困難な僻地・離島などにおいて電力供給を可能とする新しい電力システムとそのための制御方式を提案する背景について述べ、本研究の目的を明確に位置付ける。

第 2 章では、制御の対象としている自立型太陽光発電システムの構造、特徴を示し、そのシステムが大規模化した場合の問題点を明らかにする。そしてそのシステムの安定的かつ円滑な制御のため導入されたマルチエージェントの DENPV（自立ネットワーク型太陽光発電システム）における役割を明確にする。

第 3 章では、グループ内におけるシステム構成を示し、各種コンバータの動作、制御モードの変更、バッテリー保護アルゴリズム、MAS（マルチエージェントシステム）による新たな制御法を紹介する。

第 4 章では、グループ間の電力融通制御の概念を示し、このシステムの構成において、電力融通制御が必要となる条件を述べる。それをもとに電力融通のための直流リンク電圧の計算方法、グループ選択方法、多数グループの場合の電力融通制御について述べる。

第 5 章では、大規模自立ネットワーク型太陽光発電システムにおける制御方法をシミュレーションと実験結果により検証を行う。まず基本的な各運転モードの動作を確認し、新しく提案された MAS による制御法の結果と MAS が導入されていない結果を比較することによりその利点を明らかにする。最後にグループ間の電力融通制御が行われた結果について述べる。

第 6 章では、本研究から得られた成果を総括し、提案する大規模自立ネットワーク型太陽光発電システムの制御の発展の可能性について論じる。

目次

第 1 章 緒論	1
1.1 再生可能エネルギー導入の現状	1
1.2 太陽光発電システム導入の推移	3
1.3 本研究の背景	7
1.4 本研究の目的	8
参考文献	10
第 2 章 DFNPV における MAS の役割	12
2.1 緒言	12
2.2 自立ネットワーク型太陽光発電システム (DFNPV)	12
2.3 大規模 DFNPV システム	13
2.4 マルチエージェントシステム (MAS)	14
2.4.1 マルチエージェントシステムの概要	15
2.4.2 DFNPV におけるマルチエージェントシステムの役割	15
2.5 まとめ	20
参考文献	21
第 3 章 グループ内の制御	22
3.1 緒言	22
3.2 グループ内のシステムの構成	22
3.2.1 サブシステムの構成	23
3.2.2 二次電池システムの構成	25
3.3 グループ内の各種運転モード	26
3.3.1 サブシステムにおける制御	27
3.3.2 二次電池システムにおける制御	34
3.4 グループ内におけるマルチエージェントシステムによる制御	37

3.4.1 マルチエージェントシステムによる制御モードの変更	37
3.4.2 自律制御モード.....	39
3.4.3 協力モード（MPPT 優先制御）	40
3.5 まとめ.....	40
参考文献.....	41
第4章 グループ間の制御	42
4.1 緒言.....	42
4.2 スタンドアローンモード（Standalone mode）	42
4.3 協力モード（電力融通制御）	43
4.3.1 2グループにおける電力融通制御.....	43
4.3.2 3グループ以上における電力融通制御.....	44
4.3.3 電力融通制御アルゴリズム.....	46
4.4 まとめ.....	49
参考文献.....	50
第5章 シミュレーションおよび実験結果.....	51
5.1 緒言.....	51
5.2 シミュレーション結果.....	51
5.2.1 グループ内の制御（MPPT 優先制御）	51
5.2.2 グループ間の制御（電力融通制御）	56
5.3 実験結果.....	71
5.3.1 グループ内の制御（MPPT 優先制御）	72
5.3.2 グループ間の制御（電力融通制御）	79
5.4 まとめ.....	82
参考文献.....	84
第6章 結論.....	85

謝辭.....	88
研究業績.....	89

第 1 章 緒論

1.1 再生可能エネルギー導入の現状

昨今、化石燃料の枯渇のようなエネルギー問題や地球温暖化に代表される環境問題が世界中で大きな問題となっている。そのため、各国がエネルギーや環境の問題に対して積極的に取り組んでいる。さらに、日本では 2011 年 3 月 11 日に発生した東日本大震災を契機に原子力発電の安全神話が崩れ去った。そのため、より安全で環境負荷の小さい再生可能エネルギーの開発・導入が加速している。再生可能エネルギーとは、資源が自然の循環の中で常に更新されるエネルギーを指す。具体的には、水力、バイオマス、地熱、風力、太陽光、太陽熱、潮力エネルギーなどが含まれる。

世界全体、OECD 加盟国および日本において、一次エネルギー供給全体に対する再生可能エネルギー供給においては、バイオ燃料・廃棄物の占める割合が高い（図 1.1、図 1.2 および図 1.3）。世界全体において特にその傾向は顕著である。途上国における薪等の非商業用バイオマスの利用が大きな割合を占めていると推測される。

太陽光発電と風力発電については、近年エネルギー供給量が増加しており、世界全体において過去 5 年間で毎年およそ 2 割から 3 割の増加率を記録している（図 1.2）。

一方、地熱発電は、太陽光発電、風力発電によるエネルギー供給量が比較的小さい 2000 年代前半より、比較的大きな割合を占めるようになっている。特に日本においてその傾向は顕著である。しかし、地熱によるエネルギー供給の成長は小さく、特に日本においては 2001 年と 2010 年を比較すると、地熱のエネルギー供給量は約 50 万トン（石油換算）減少している⁽¹⁾。

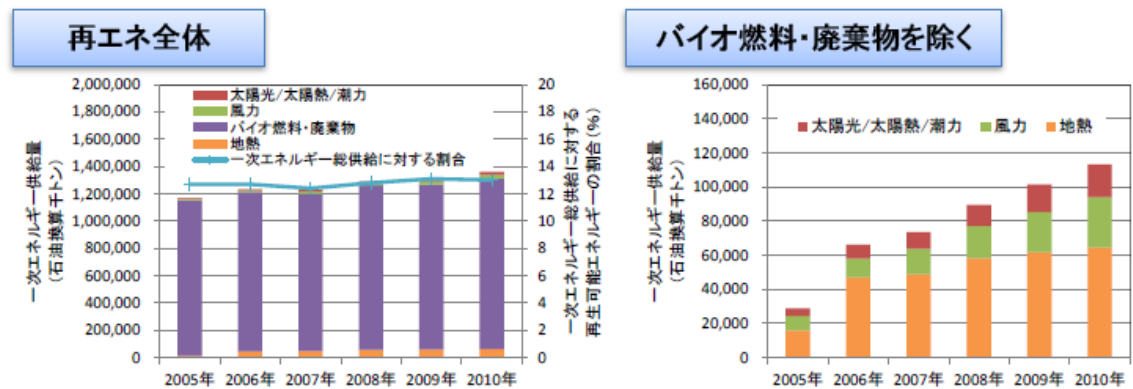


図 1.1 再生可能エネルギーによる一次エネルギーの供給実績（世界全体）
（出典：参考文献（1））

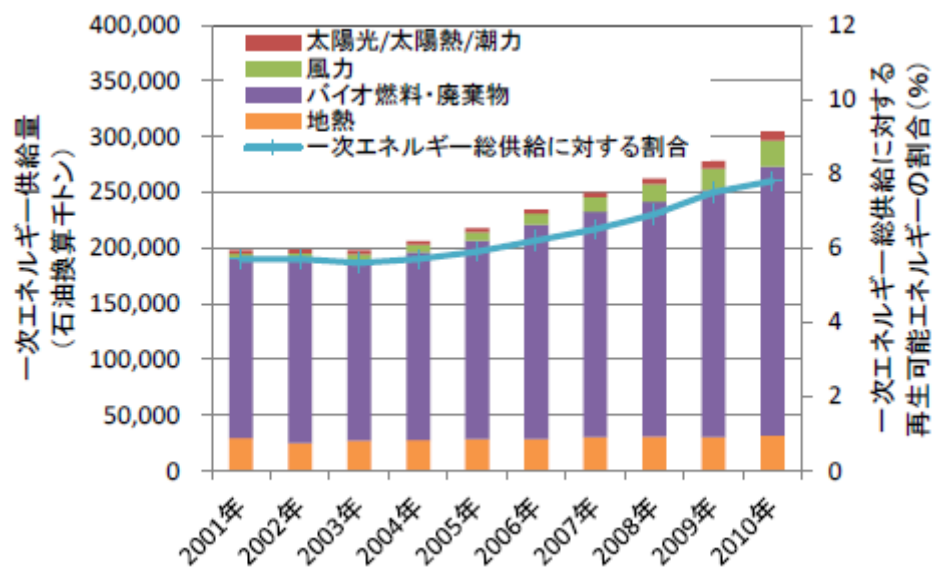


図 1.2 再生可能エネルギーによる一次エネルギーの供給実績（OECD 加盟国）
（出典：参考文献（1））

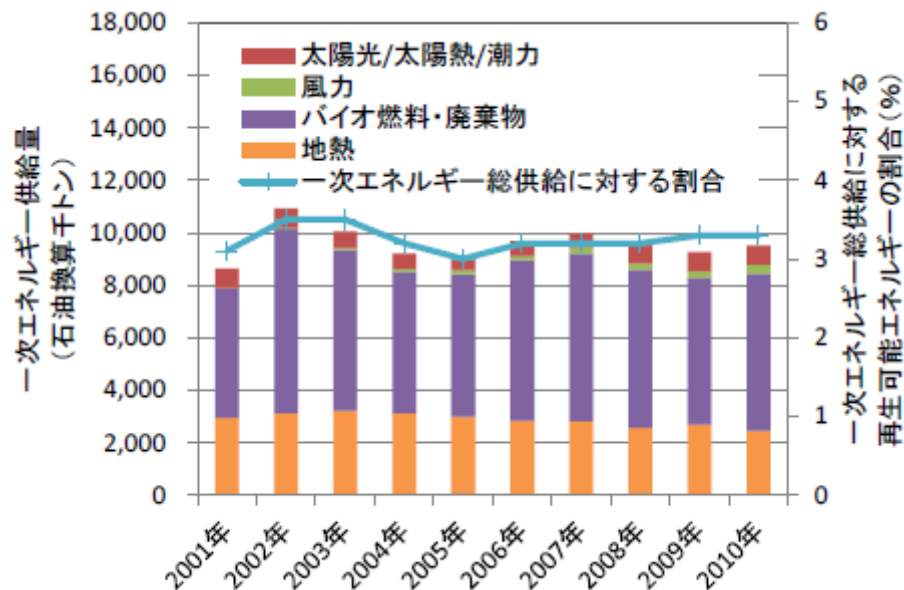


図 1.3 再生可能エネルギーによる一次エネルギーの供給実績（日本）
（出典：参考文献（1））

1.2 太陽光発電システム導入の推移

近年、原油価格が 100 ドル／バレルを超え、また、温暖化に伴う諸現象が各地で観測されるなど、エネルギー資源の枯渇や地球温暖化への懸念が顕在化しつつあり、太陽光発電はこれに対する重要な技術として大きな期待がかけられている⁽²⁾。

図 1.4、図 1.5 に世界の上位 6 カ国および世界の太陽光発電の累積導入量の推移を示す。世界の太陽光発電市場は、ドイツやスペインにおけるフィードインタリフ（FIT、Feed-in tariff）制度やシステムコストの低減によって、2000 年以降、急激に成長した。2009 年は、2008 年末の金融危機の影響を受け、スペインなどで市場が大きく収縮したが、その後の各国の FIT 制度導入などもあって市場は回復し、2011 年の単年導入量は 30.4GW、2012 年は 31.1GW に達している。

2012 年時点で世界最大の導入国はドイツである。ドイツは FIT 制度の導入によって飛躍的に導入量を伸ばし、2005 年には日本を抜いて、累積導入量世界第 1 位に躍り出た。その後も堅調に導入量を伸ばし、2012 年は約 7.6GW の単年導入量を記録している。ドイツでは、風力発電など、その他の再生可能エネルギーの導入普及も進んでいることから、2013 年 4 月 18 日、電力需要の多い平日の昼としては、世界で初めて再生可能エネルギーの発電量が従来型発電所からの発電量を上回る実績を達成した。

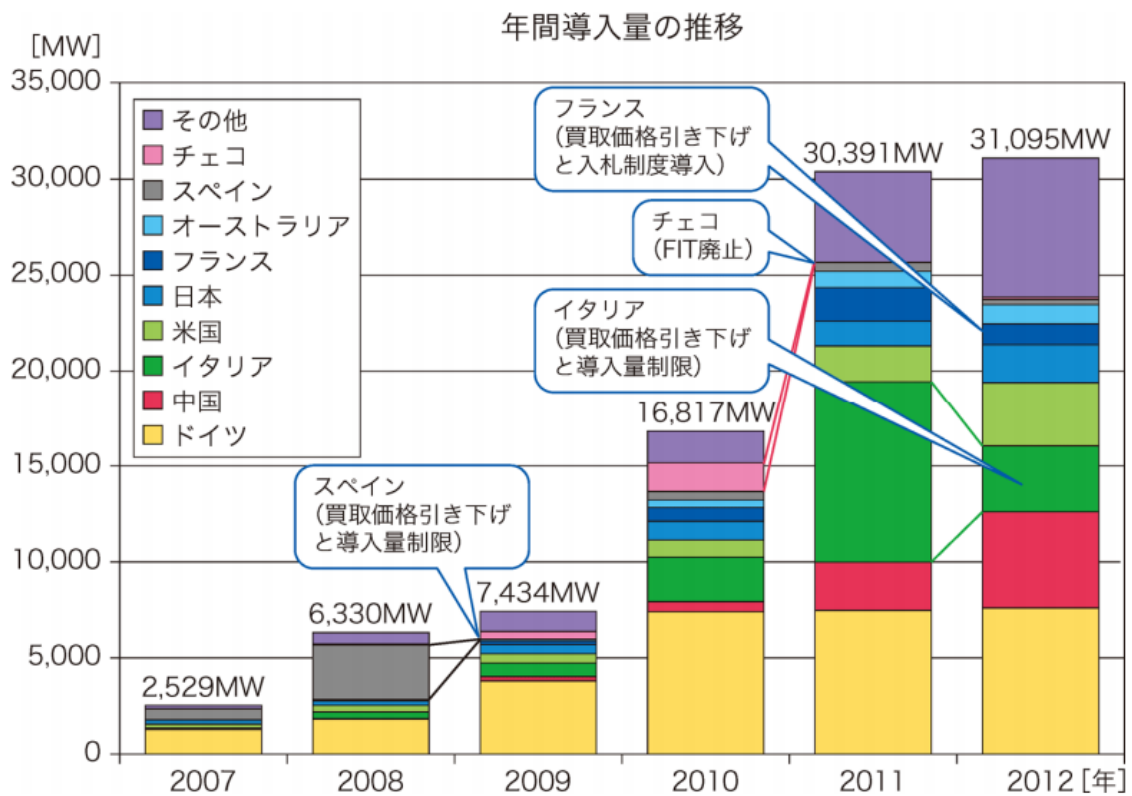


図 1.4. 世界の太陽光発電の導入量推移（出典：参考文献（3））

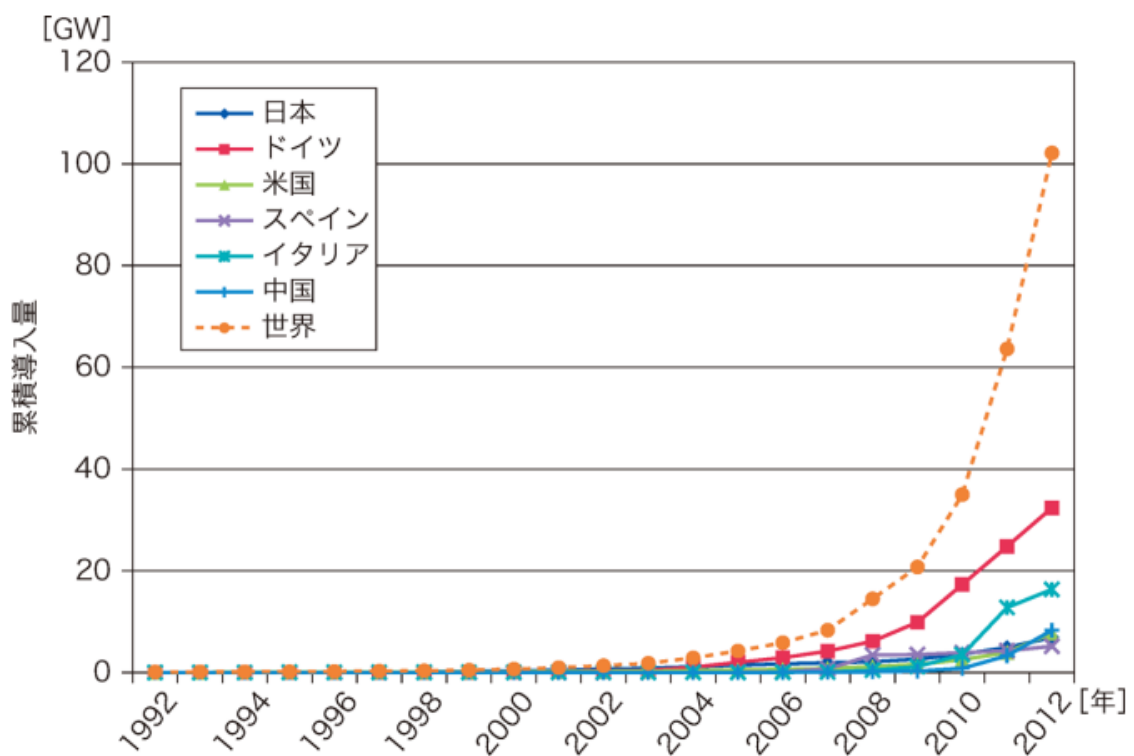


図 1.5. 主要国と世界の太陽光発電の導入推移（累積）（出典：参考文献（3））

スペインもドイツと同様、FIT 制度による積極的な支援策が奏功し、2008 年には単年で約 2.8GW の導入量を記録し、世界の 2 位に躍進した。しかし、FIT 制度の体操となるシステム容量に上限を設定したことに加え、2008 年末の世界金融危機の影響を受け、2009 年の単年導入量は 60MW、2010 年および 2011 年の単年導入量は 400MW には届かず、2012 年も 223MW と、2008 年と比べて大幅に縮小している。

イタリアは 2010 年から導入量が急拡大し、2011 年の単年導入量は約 9GW と、初めて単年導入量世界一となった。これは、2010 年末までに設置され、2011 年半ばまでに系統連係された太陽光発電システムに対して FIT 価格が優遇されていることが要因である。しかし、価格優遇制度の適用が終了した 2012 年は 3.3GW と導入量が大きく減少した。

米国では、ITC（企業投資課税控除）や、2008 年末の金融危機以降、導入された再生可能エネルギー助成制度、州レベルでの導入支援策などによって市場は拡大している。今後も世界の主要市場の一つとして成長が期待されており、2011 年に 1.4GW、2012 年に 3.3GW と着実に導入量を伸ばしている。

新興国の市場規模はまだ小さいが、将来的には有望市場となることが予測されている。近年、中国国内の導入量が急拡大しており、2011 年の単年導入量は 2.5GW、2012 年は 5GW と急拡大している。また多くの新興国においては、まだ無電化地域が多く、僻村などの電化率向上が大きな課題となっている。太陽電池は日射が得られる場所ではどこでも発電が可能なことから、送電線による電力供給が難しい地域の電源として適しており、新興国における市場拡大が期待される。

2000 年後半以降、太陽光発電システムの導入は急拡大しているが、導入量が増加したほぼすべての国で、FIT 制度や米国の税制優遇制度（RPS、Renewable Portfolio Standard）など、政策としての再生可能エネルギーの優遇制度が取り入れられており、優遇制度の恩恵次第で導入量が大きく影響を受けている。

日本は、2004 年まで累積導入量世界 1 位であったが、2005 年にドイツにトップの座を明け渡した。2005 年には国による「住宅用太陽光発電導入促進事業」が終了したことを受けて市場の伸びが鈍化し、ドイツとスペインに大幅に差をつけられ、2008 年には累積導入量世界第 3 位に後退している。しかし、2009 年 11 月、太陽光発電設備による余剰電力を買い取る「太陽光発電による電気の新たな買取制度」が開始され、2009 年の単年導入量は前年比約 2 倍の 483MW と、大幅な市場回復を見せた。2010 年以降も市場は拡大している。（図 1.6）

また、2011 年 8 月 26 日の第 177 回通常国会において、再生可能エネルギーの全量固定買取制度となる「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が成立し、2012 年 7 月から買取が開始された。太陽光を含む

核再生可能エネルギーについて、表 1.1 に示す買取価格が設定されている。本制度の開始を受けて、再生可能エネルギー市場への新規参入が相次いでおり、太陽光発電をはじめとする再生可能エネルギー導入が急速に進み始めている。特に太陽光においては、設備容量ベースで 10kW 以上の場合、調達期間が 20 年間となったことから、表 1.2 に示すように、急速に産業用途（非住宅型）の導入量が拡大している。

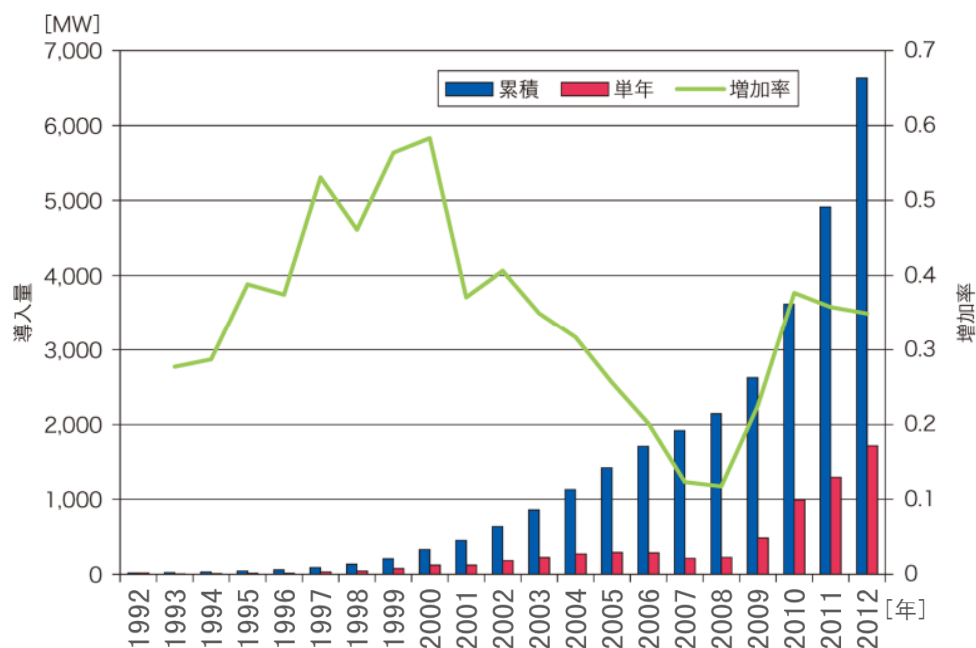


図 1.6. 日本における太陽光発電の導入推移（累積・単年）（出典：参考文献（3））

表 1.1. 2012 年 7 月の固定買取価格制度の買取価格・期間（出典：参考文献（3））

太陽光	10kW 以上	10kW 未満	10kW 未満(ダブル発電)
調達価格	37.8 円 (36 円 + 税)	38 円 (税込)	31 円 (税込)
調達期間	20 年間	10 年間	10 年間

表 1.2. 2013 年 7 月末までの再生可能エネルギー発電設備の導入状況
（出典：参考文献（3））

再生可能エネルギー発電設備	固定価格買取制度導入前	固定価格買取制度導入後	
	平成 24 年 6 月末までの累計導入量	平成 24 年度 (7 月~3 月末)	平成 25 年度 (4 月~7 月末)
太陽光（住宅）	約 470 万 kW	96.9 万 kW	55.2 万 kW
太陽光（非住宅）	約 90 万 kW	70.4 万 kW	169.1 万 kW

他方で、大規模太陽光発電所の設置計画が集中した北海道においては、一部で系統連系が困難になるなど、電力会社側の受入れ余力を上回る系統接続申請が発生する状況に至った。そこで政府は当面の措置として、北海道電力側に系統接続拒否の条件緩和を許可するとともに、道内の変電所に大型蓄電池を設置することを発表した。今後、さらに再生可能エネルギーを導入普及する上で、系統側の課題がネックになることを示唆している。

1.3 本研究の背景

基幹電力系統からの電力供給が困難な僻地・離島などにおける電力供給システムの一つとしてマイクログリッドがあり、各方面で実際に研究が行われている⁽⁴⁾⁽⁵⁾。その中で太陽光発電と二次電池を組み合わせた自立型のシステムがある。太陽光発電システムは燃料供給が不必要で、維持費も低く、その上 20 年以上の長寿命が期待でき、かつ設置が容易であるという特徴をもつ。しかし、太陽電池システムは天候により出力が大きく変化するので、安定な電力供給のために、二次電池、電気二重層キャパシタ、超伝導コイルなどの電力貯蔵装置が不可欠である。

本論文では、著者らのグループがこれまでに提案してきた、住宅を模擬した太陽電池と負荷によって構成される複数のサブシステムと一つの二次電池で構成されるネットワーク型太陽光発電システム^{(6)~(8)}の新たな制御方式について述べる。このシステムのメリットは、太陽電池（PV）を負荷の近くに分散して設置することにより電力を効率よく使用できることや、二次電池を一箇所に集約することにより、その容量とメンテナンスコストを低減できることである。

このシステムに関する研究として、参考文献（6）では二次電池を集中的に持つ PV システムの運用方法と経済性、参考文献（7）では自立ネットワーク型 PV システムのネットワーク構成、そして参考文献（8）では自立ネットワーク型 PV システムに対し自端情報（電圧、電流）に基づいて制御を行う自律制御方法が研究されてきた。自端情報のみを用いて制御を行う方式は、通信を必要とせず、応答が速いという利点がある。しかしながらシステムの配線距離が長くなった場合、線路抵抗が大きくなり、その電圧降下サブシステムの端子電圧に影響を与えることによって、サブシステムが正しい制御判断を行えなくなる恐れがある。また、自端情報のみで行う制御では、図 1.7 のように多数のサブシステムが存在する場合やより複雑な電力融通を行う場合に対応できない可能性がある。他にも各サブシステムの電圧に垂下特性を設けて制御を行う方法⁽⁹⁾も提案されているが、サブシステムの数が多くなると垂下特性の設定に工夫を要する。

そこで本研究では自律分散制御に加え、エージェントシステムを採用し、より柔軟な自律制御を目指す。エージェントに対する定義はいろいろあるが、一般的に次の4つの特性を持つ⁽¹⁰⁾。

- (i) **Autonomy** : エージェントは人および他機器からの直接的な介入なしに動作する。
- (ii) **Proactiveness** : 目標志向の行動をする。
- (iii) **Reactivity** : 環境の変化に反応する。
- (iv) **Social ability** : 共同の目的を達するため他エージェントと相互作用する。

エージェントシステムは電力工学の分野においても様々な応用について検討が進められてきた^{(12)~(14)}。特にマイクログリッドでは運用コストなどの最適化にマルチエージェントシステムの導入が検討されている⁽¹¹⁾。

本研究におけるエージェントはこれらのシステムと異なり、運用コストの最適化を目的とせず、ネットワーク内の発電量や電力品質の向上、そして適切な電力融通制御を目指す。

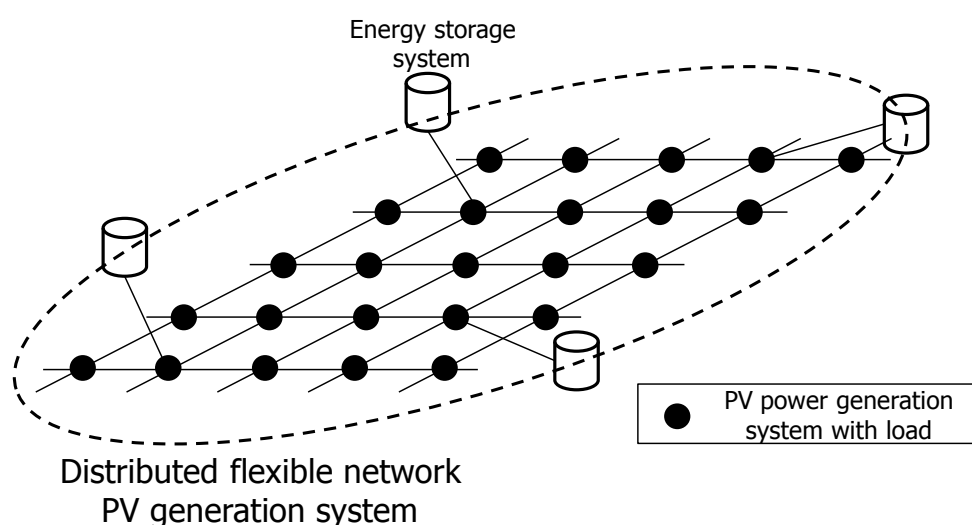


図 1.7 大規模ネットワーク型太陽光発電システムの基本概念図

1.4 本研究の目的

本研究は、僻地・離島など電力供給が難しい地域の電力供給源として考えられている大規模自立ネットワーク型太陽光発電システムの適切な制御を目指している。そのためマルチエージェントを導入し、エージェントによる制御法を

提案する。本研究におけるエージェントはネットワーク内の発電量や電力品質の向上、そして適切な電力融通制御をその目的とする。本システムにおけるエージェントは、サブシステムを担当するサブシステムエージェントと、二次電池を担当する二次電池エージェントに分けられる。これらのエージェントは情報を交換することでシステムの情報を共有する。その情報に基づき各エージェントで判断し、自律制御の判断が誤っている際にエージェントから制御命令を出す役割を持つ。本研究では新たなエージェントの協力機能として次の i) 最大電力点追従制御 (Maximum Power Point Tracking, MPPT) 優先制御、ii) 電力融通制御を提案する。

- (i) MPPT 優先制御 : 線路長が長くなると増大する抵抗のため自端情報である電圧が影響を受け、MPPT を行うべき状況なのに一定電圧制御を行うことがある。エージェントはこれを防ぐため二次電池の状態を見て MPPT を行うべき状態にあることを判断する。
- (ii) 電力融通制御 : 複数のサブシステムと 1 つの二次電池からなるシステムを 1 グループと定義した場合、将来的には複数のグループが電力ネットワークを介して接続されるような状況が考えられる。そのような場合においてもグループ間で適切に電力を融通するための情報をエージェントにより共有することによって電力融通制御を行うことも可能とし、自律制御にはできなかった複雑な制御を実現する。

以下の章では計算機シミュレーションと模擬実験装置により上記の各制御方式を示した。

参考文献

- (1) 環境省「世界全体と国内外における再生可能エネルギーの現状と将来見通し」 www.env.go.jp/earth/report/h25-01/chapt02.pdf
- (2) 新エネルギー・産業技術総合開発機構「太陽光発電ロードマップ」
www.nedo.go.jp/content/100116421.pdf
- (3) 新エネルギー・産業技術総合開発機構「再生可能エネルギー技術白書」
<http://www.nedo.go.jp/content/100544817.pdf>
- (4) G. Venkataramanan and C. Marnay, : “A Larger Role for Microgrids”, IEEE Transactions on Power and Energy Magazine, Vol. 6, No. 7, pp. 78-82 (2008).
- (5) B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papatlianassiou and N. Hatziargyriou, : “Making Microgrids Work”, IEEE Transactions on Power and Energy Magazine, Vol. 6, No. 3, pp. 40-53 (2008).
- (6) M. Dakkak, A. Hirata, R. Muhida and Z. Kawasaki, : “Operation Strategy of Residential Centralized Photovoltaic System in Remote Areas”, Renewable Energy, Vol. 28, No. 7, pp. 997-1012 (2003).
- (7) M. Dakkak, K. Hatori, Y. Miura and T. Ise, : “A Study on Network Configuration of Distributed Flexible Network PV System”, IEEE Transactions on Power and Energy, Vol. 125, No. 12, pp. 1339-1347 (2005).
- (8) M. Dakkak, K. Hatori and T. Ise, : “The Concept of Distribution Flexible Network PV System”, Renewable Energy, Vol. 31, No. 12, pp. 1916-1933 (2006) .
- (9) F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou and A. Dimeas, : “Microgrids Management”, IEEE Transactions on Power and Energy Magazine, Vol. 6, No. 3 pp. 54-65 (2008).
- (10) M. Wooldridge and N. R. Jennings, : “Intelligent Agents : Theory and Practice”, The Knowledge Engineering Review, Vol. 10, No. 2, pp. 115-152 (1995).
- (11) A. L. Dimeas and N. D. Hatziargyriou, : “Operation of a Multiagent System for Microgrid Control”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 3, pp. 1447-1455 (2005).
- (12) S. D. J. McArthur, E. M. Davidson, V. M. Catterson, A. L. Dimeas, N. D. Hatziargyriou, F. Ponci and T. Funabashi, : “Multi-agent Systems for Power Engineering Applications-Part I : Concepts, Approaches, and Technical Challenges”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 4, pp. 1743-1752 (2007).
- (13) S. D. J. McArthur, E. M. Davidson, V. M. Catterson, A. L. Dimeas, N. D.

Hatziargyriou, F. Ponci and T. Funabashi, : “Multi-agent Systems for Power Engineering Applications-Part II : Technologies, Standards, and Tools for Building Multi-agent Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 4, pp. 1753-1759 (2007).

- (14) T. Nagata and H. Sasaki, : “A Multi-agent Approach to Power System Restoration”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 2, pp. 457-462 (2002).

第2章 自立ネットワーク型太陽光発電システム (DFNPV) におけるマルチエージェントシステム (MAS) の役割

2.1 緒言

環境問題やエネルギー不足問題などが注目を浴びて新エネルギーが導入されて以来、様々な分散電源を導入した電力システムに関する研究・開発が活発に行われてきた。本章では、その中で太陽光発電システムと二次電池で構成される自立型への電力供給のためのシステムの構成や特徴について述べる。そしてそのシステムが大規模になると発生する問題点を明らかにし、その問題点を解決できる一方式としてマルチエージェントシステム (MAS) による制御について述べる。そして、本システムにおけるMASの役割を明らかにする。

2.2 自立ネットワーク型太陽光発電システム (DFNPV)

太陽光発電システムは僻地・離島など電力供給が難しい場所の電源としてよく使われている。しかし、独立型太陽光発電システムは一つの家庭などの負荷に電力を供給することが多く、天候により出力が大きく変化するので負荷に対応できない状況も発生して昼の間でも二次電池が放電を続けてしまうという問題が生じる。

この問題を解決するため、独立型太陽光発電システムをネットワーク化した自立ネットワーク太陽光発電システムを提案している。システムの構成例を図2.1に示す。各太陽電池アレイが降圧チョッパを介してそれぞれ負荷に電力を供給している。この1台の太陽電池アレイ、1台の降圧チョッパと負荷からなるユニットを本論文ではサブシステムと呼ぶことにする。これらサブシステムを、直流リンクにより複数台並列接続する。また、二次電池に関しては1ヶ所にまとめ、双方向チョッパを用いて直流リンク部に接続している。このサブシステム1つは一般家庭1軒を想定したモデルである。システム全体の電力が余ると、余剰電力は二次電池に充電される。逆に、あるサブシステムが電力不足になると、

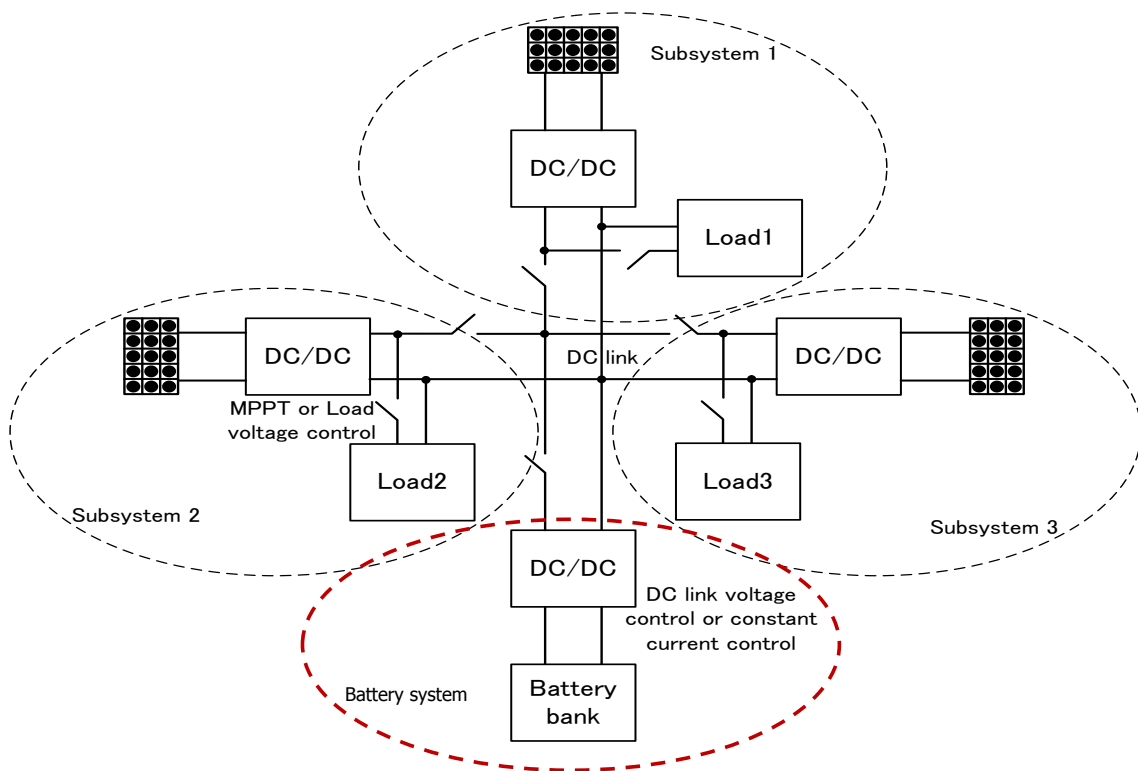


図 2.1. スターネットワークタイプ自立ネットワーク型太陽光発電システムの構造.

電力が余っているサブシステムもしくは二次電池から電力が融通される。さらに雨天や夜間のようなシステム全体が電力不足になる場合は、二次電池が電力を補償する。上記のように本システムは分散されている電力源を使い、そして各システム別にスイッチを介して電力を柔軟にやり取りできるようなシステムなので本システムをDFNPV (Distributed flexible network PV generation system) と称している。

このシステムのメリットを以下に示す。

- 1) メンテナンスコストの削減
- 2) 全サブシステム容量に対する二次電池の削減
- 3) 余剰電力の有効活用
- 4) 二次電池寿命の延長、そして充電率の上昇⁽¹⁾

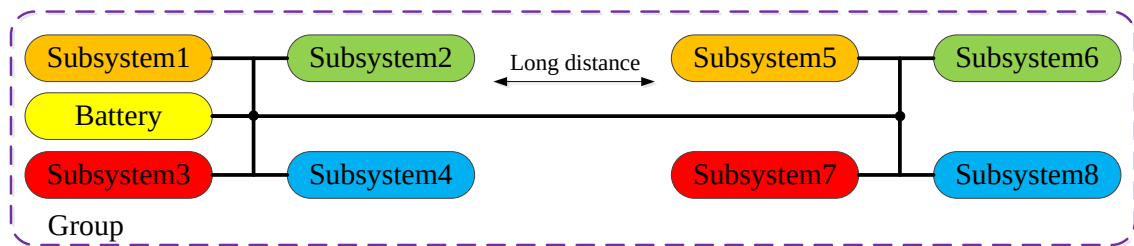
2.3 大規模 DFNPV システム

これまでは複数台のサブシステムと二次電池1台が接続された1グループについて述べてきた。本システムをさらに拡張する場合においては二次電池容量を

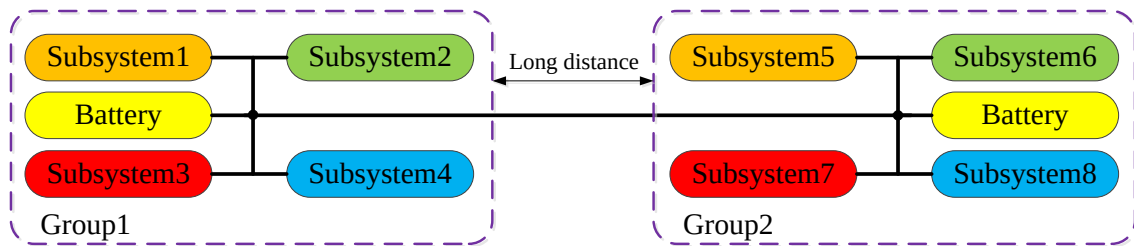
増やし、サブシステムの台数を増やすといったグループの拡大が考えられるが、線路抵抗の増加に伴うロス増大や、二次電池1台に電力負担が集まるといった問題が生じる。

そこで本論文では小規模なグループを複数設け、それらのグループをネットワークで接続することで電力融通を行うシステムについて提案する。システムの拡張の例を図2.2に示す。

図2.2-(b)に示すように、グループを増加させた場合は新たにグループ2が追加されることになるが、二次電池とサブシステムの電力融通を行う際には長距離線路を挟む(a)に比べて近い場所に二次電池がある(b)のほうが線路抵抗によるロスが低減される。しかしグループが個別に存在する場合、グループ間での電力融通を行うためには、各グループに属する二次電池がDCリンク部の電圧を適切に調整する必要がある。本研究では二次電池におけるDCリンク電圧の制御の指令値をエージェントシステムにより適切に調整する。



(a) グループを拡大する場合



(b) グループを増加する場合

図 2.2 システムの拡張

2.4 マルチエージェントシステム (MAS)

まず、マルチエージェントシステム (MAS、Multi-Agent System) の一般的な定義を記述し、本システムにおけるマルチエージェントの役割を説明する。

2.4.1 マルチエージェントシステムの概要

エージェントに対する定義は様々なものがあるが、一般的に次の4つの特性を持つ⁽²⁾。

- (1) **Autonomy** エージェントは人間および他の機器からの直接的な介入なしで動作する
- (2) **Proactiveness** 目標志向の行動をする
- (3) **Reactivity** 環境の変化に対応する
- (4) **Social ability** 共通の目的を達成するために他のエージェントと相互作用する

エージェントシステムは身近な分野においてもよく利用されている。また近年電力システム分野においてもその利用が進められている。情報機器分野における利用では、電子メールの仕分けをユーザーの代わりに行うメールエージェントやインターネットを通じてユーザーの必要な情報を取得するSoftbot、旅行プラン立案におけるプラン提案システムなど多くの利用例が挙げられる。これらの利用場面ではエージェントが人間に代わって複雑な作業を適切にこなすといったものが多く、現代における我々の生活水準向上の一端を担っているといえる。

一方、電力システム分野ではマイクログリッドにおける運用コストの最適化などにマルチエージェントシステムの導入が検討されている^{(3)~(5)}。その背景には簡単に解決することが難しい売買電力量等の最適化を行うことで、マイクログリッドの運用コストを最小限に留めるといった目的がある⁽⁶⁾。特に分散電源は運用コストや発電電力といった要素が様々であり、それらを組み合わせた発電コストと系統から売買する電力コストを調整し、マイクログリッド側にとって最も利益の得る運用を行う場合、分散電源には最適化された制御が求められる。そのような場面においてマルチエージェントシステムを導入した場合、分散電源同士や系統側との交渉を行うことで、分散電源は自身の制御方法の最適化を図ることができる。

2.4.2 DFNPVにおけるマルチエージェントシステムの役割

自端情報のみを用いて制御を行う方式は、通信を必要としないため応答が速いという利点がある。しかしながら、多数のサブシステムが存在する場合やより複雑な電力融通を行う場合に対応できない可能性がある。

本研究におけるエージェントは2.4.1節で述べたものと異なり、運用コストの最適化を目的とせず、ネットワーク内の充電量や電力品質の向上、そして適切

な電力融通制御を目的としている。本システムにおけるエージェントは、サブシステムを担当するサブシステムエージェントと、二次電池を担当する二次電池エージェントに分けられる。これらのエージェントは互いに情報を送ることによってシステムの状態を共有し、その情報を自律制御の制御判断に反映する役割を持つ。

またシステムが大規模化した場合には、複数のグループがネットワークを介して接続されるような状況が考えられる。そのような場合において、グループ間で適切に電力を融通するための情報をエージェントにより共有し、電力融通制御を行うといったことも可能となる。

一方、従来の自律制御での動作が可能なことから、通信事故などによりエージェントの通信ができない場合であっても、従来通り自端の情報のみで制御を行うことができる。図2.3に自律制御とエージェントの関係を示す。

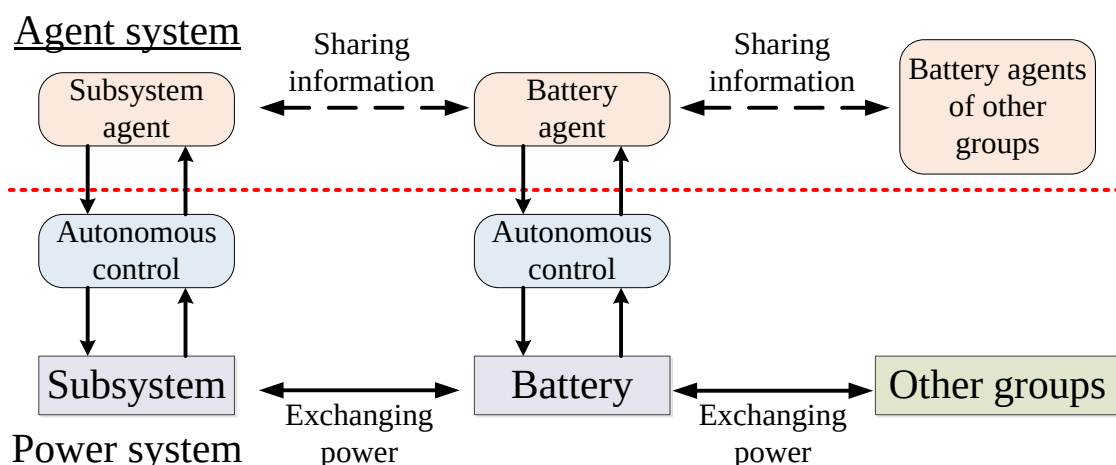


図 2.3 自律制御とエージェントの関係

また、以下にエージェントシステムを導入する意義を示す。さらに、これまでのシステムと、提案するシステムの違いを示すため、図2.4に従来システムの概要、図2.5に提案システムの概要、図2.6にシステムの回路図を示す。

(1) 二次電池の状態を各サブシステムへ伝達

従来の自律制御ではサブシステムは二次電池の接続状態や制御状態といったものを直接感知することはせず、自端情報から二次電池の状態を判断していた。システムが大規模化していった際、二次電池の接続状態が正しく伝わらない可能性がある。そこでエージェントの通信によってサブシステムへ二次電池状態を伝え、PVコンバータの適切な制御を促している。

(2) 適切な制御モードへの変更

システムの規模が大きくなり線路距離が長くなった場合、線路抵抗が増加することが考えられる。その場合、線路抵抗の影響により適切なモード変更が行われない可能性がある。このような問題を解消するため、エージェントが二次電池状態に応じた制御状態を判断し、PVのコンバータの制御を適切に変更する。

(3) 大規模化した場合での電力融通制御

システムが大規模化した場合、複数のグループがネットワークで複数接続されることになる。この場合、グループ間で適切に電力を融通するためにはグループ同士の連携が必要となる。グループ同士の電力融通判断をエージェントのやりとりにより決定し、余剰電力や不足電力に応じた電力融通を行うことを目的としている。

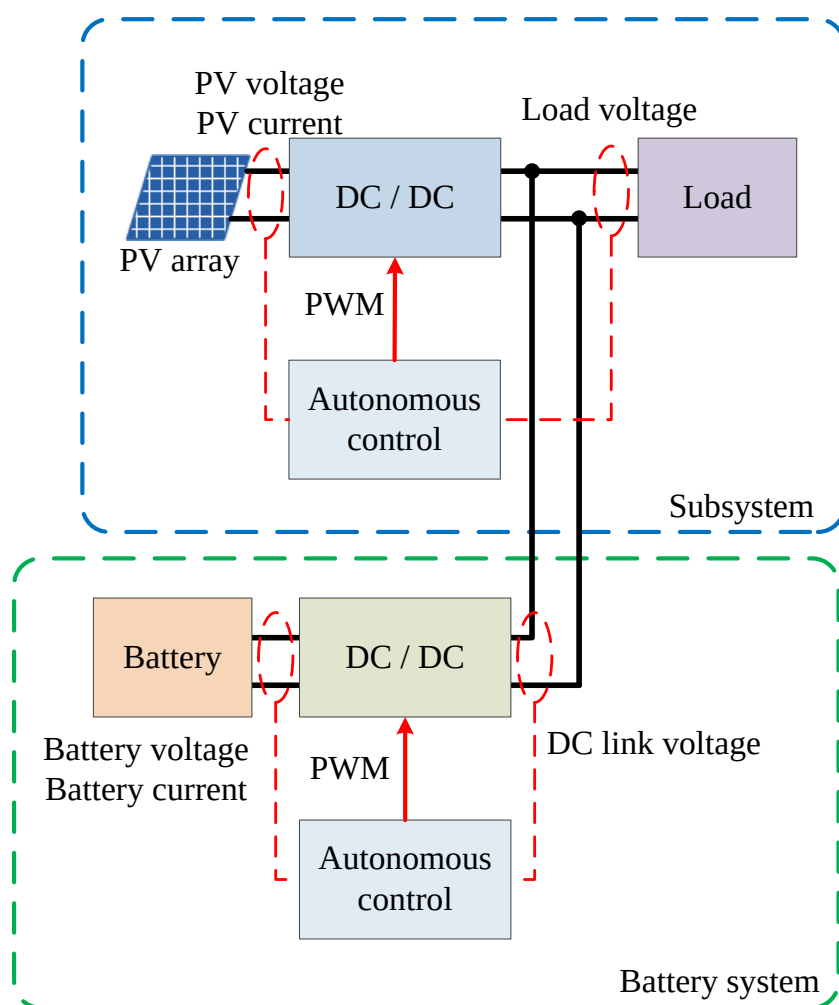


図 2.4 従来システムの概要

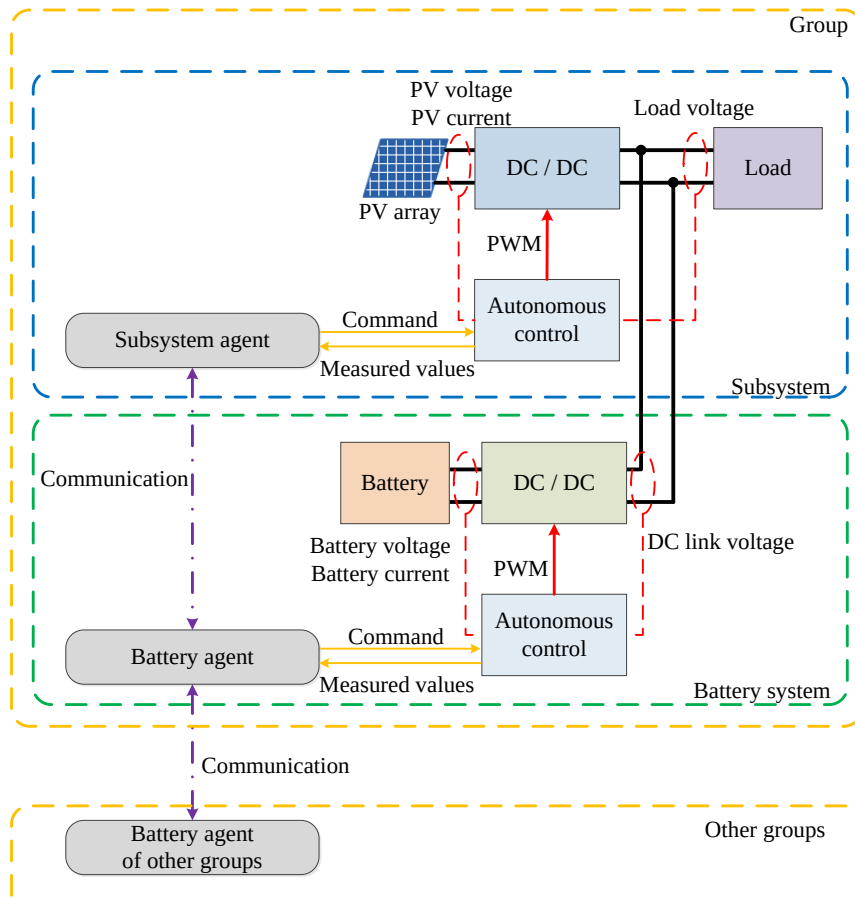


図 2.5 提案システムの概要

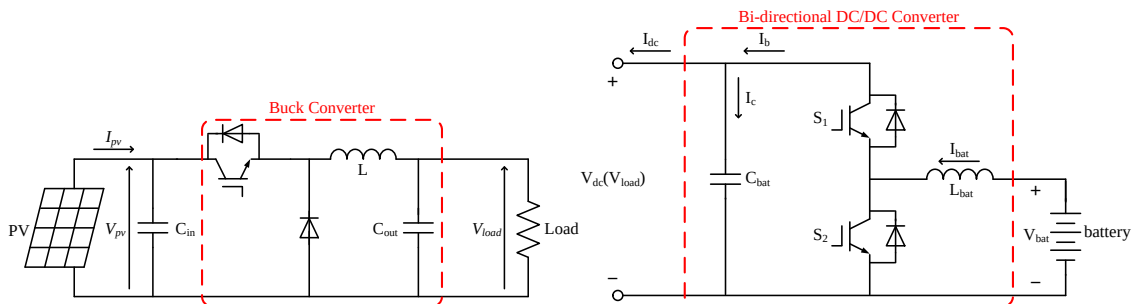


図 2.6 システムの回路図 (左：サブシステム 右：二次電池)

図2.7に本システムで使われているエージェントの役割を示す⁽⁷⁾。本論文ではサブシステムのところにあるエージェントをサブシステムエージェント、二次電池にあるエージェントを二次電池エージェントと呼ぶ。

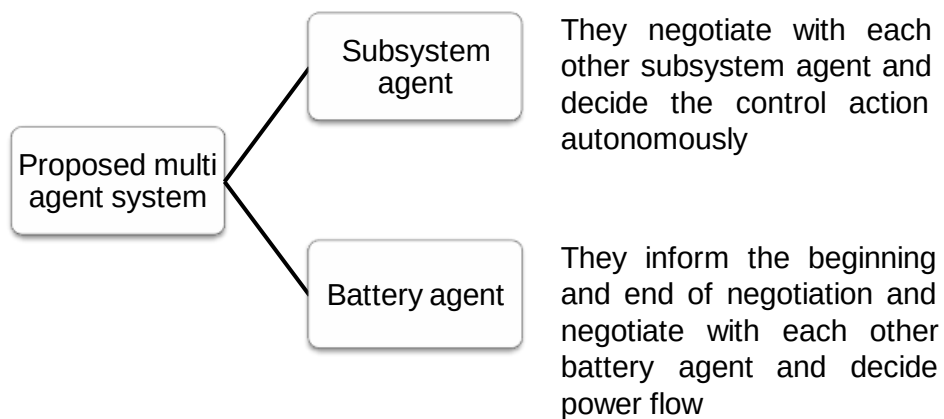


図 2.7 提案するシステムにおけるエージェントの役割

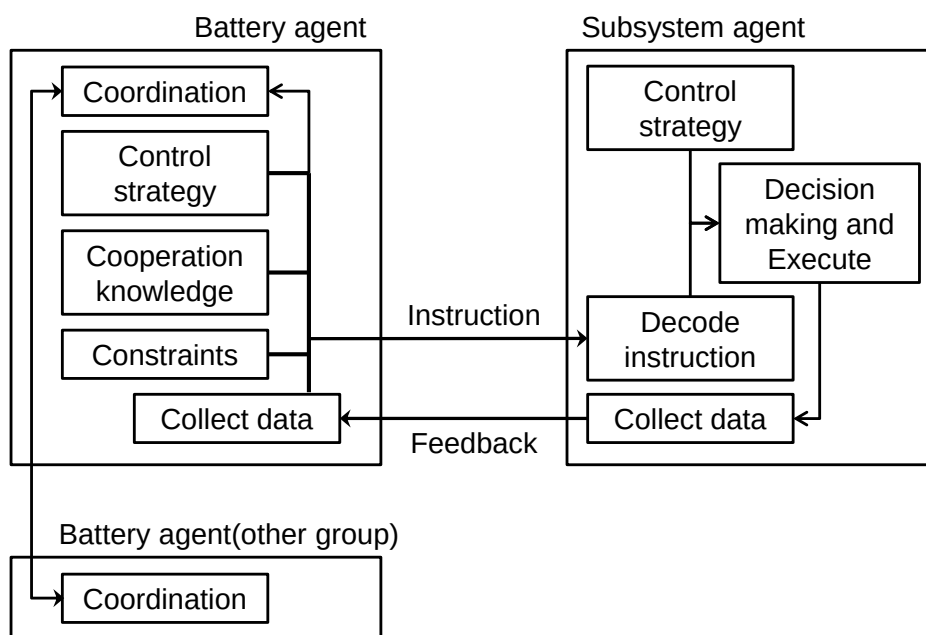


図 2.8 エージェントの構造

・サブシステムエージェント

サブシステムエージェントは自身の担当しているサブシステムからPV出力電圧・電流および負荷電圧・電流といった情報を収集する。これらの情報を二次電池エージェントへ随時送信する一方で二次電池エージェントからMPPT優先制御の要請を受け取り、他のサブシステムエージェント同士で交渉によりMPPT制御の優先判断を行う。

- ・二次電池エージェント

二次電池エージェントは自身の担当する二次電池から二次電池電圧・電流や二次電池の接続状態といった情報を収集し、二次電池電流および二次電池接続状態をサブシステムエージェントへ伝える。その一方で各サブシステムエージェントからの情報を取得し、グループ全体の発電電力や消費電力を計算、グループ内の状態を把握することでMPPT優先制御のリクエストをサブシステムの方に伝え、サブシステム間交渉の始まりと終わりを知らせる。また、複数グループ状態では他グループの二次電池エージェントと通信を行い、電力融通制御を行う役割を担う。

図2.8は本研究に使われたエージェントの構造を示す。二次電池エージェントは自グループおよび他グループの情報を集める。その情報、制御戦略、協力条件、制約に基づいて、二次電池エージェントは自グループのサブシステムエージェントおよび他グループの二次電池エージェントとお互いに協力運転をする。サブシステムエージェントは二次電池エージェントからリクエスト信号が届くと自サブシステムの情報を送り、同時に自サブシステムの制御目的や状況に基づきできるだけ全体システムに協力できるようにサブシステムの行動を決める。

2.5 まとめ

本章では、太陽光発電システムと二次電池で構成される自立ネットワーク型太陽光発電システムとそのシステムが大規模化した大規模自立ネットワーク型太陽光発電システムの構成、特徴を述べ、そのシステムを自端情報のみによる制御の問題点を指摘した。

そしてその解決策としてマルチエージェントを導入したシステムを提案した。まずマルチエージェントシステムの概念を述べ、また本システムにおけるマルチエージェントの役割について述べた。各々のサブシステムと二次電池は一つずつエージェントを持ち、それぞれ異なる目的を持って個々のエージェントでは困難な課題をシステム全体として達成するシステムである。このマルチエージェントシステムの特徴を生かし、本研究ではMPPT優先制御とグループ間電力融通制御を適用することでエネルギーの効率的な活用を行うことを目的とする。

参考文献

- (1) M. Dakkak, A. Hirata, R. Muhida and Z. Kawasaki, : “Operation Strategy of Residential Centralized Photovoltaic System in Remote Areas”, Renewable energy, Vol. 28, No. 7, pp. 997-1012 (2003)
- (2) M. Wooldridge and N. R. Jennings, : “Intelligent Agents : Theory and Practice”, The Knowledge Engineering Review, Vol. 10, No. 2, pp. 115-152 (1995)
- (3) T. Nagata and H. Sasaki, : “A Multi-agent Approach to Power System Restoration”, IEEE Transactions on Power systems, Vol. 17, No. 2, pp. 457-462 (2002)
- (4) S. D. J. McArthur, E. M. Davidson, V. M. Catterson, A. L. Dimeas, N. D. Hatziargyriou, F. Ponci, and T. Funabashi, : “Multi-agent Systems for Power Engineering Applications-Part I : Concepts, Approaches, and Technical Challenges”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 4, pp. 1743-1752 (2007)
- (5) S. D. J. McArthur, E. M. Davidson, V. M. Catterson, A. L. Dimeas, N. D. Hatziargyriou, F. Ponci, and T. Funabashi, : “Multi-agent Systems for Power Engineering Applications-Part II : Technologies, Standards, and Tools for Building Multi-agent Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 4, pp. 1753-1759 (2007)
- (6) A. L. Dimeas and N. D. Hatziargyriou, : “Operation of a Multiagent System for Microgrid Control”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 3, pp. 1447-1455 (2005)
- (7) S. Park, Y. Hamano, Y. Miura and T. Ise, : “A Control Method based on Multi-Agent for a Large Scale Distributed Flexible Network Photovoltaic System” , accepted by IEEE Transactions on Power and Energy (2014).

第3章 グループ内の制御

3.1 緒言

本章では、DFNPVにおけるグループ内の制御について述べる。このDFNPVシステムの制御法としては自端情報のみに基づいた制御、通信による分散制御、そして中央集中制御などがある。しかし、自端情報しか見ていない制御は様々な問題が生じる。たとえば、二次電池の状態は関係せず、継続して電力が最大になるよう発電したり、電圧上昇により発電を停止するなど様々な問題がある。また中央集中制御では一箇所にすべての情報が集まってシステムが複雑になると情報の処理が難しくなる。そこで本システムではマルチエージェントという一つの分散制御法を導入して、新しい制御法について述べる。

3.2 グループ内のシステムの構成

システムの構成を図3.1に示す。2.1節で述べたように、各家庭に太陽電池アレイを設置し降圧チョッパを介してそれぞれ負荷に電力を供給している。この1台の太陽電池アレイ、1台の降圧チョッパと負荷からなるユニットを本研究ではサブシステムと呼ぶことにする。

これらサブシステムを、直流リンクにより複数台並列接続する。また、二次電池に関しては1ヶ所にまとめ、双方向チョッパを用いて直流リンク部に接続している。このサブシステム1つは一般家庭1軒を想定したモデルである。システム全体の電力が余ると、余剰電力は二次電池に充電される。逆に、あるサブシステムが電力不足になると、電力が余っているサブシステムもしくは二次電池から電力が融通される。さらに雨天や夜間のようなシステム全体が電力不足になる場合は、二次電池が電力を補償する。

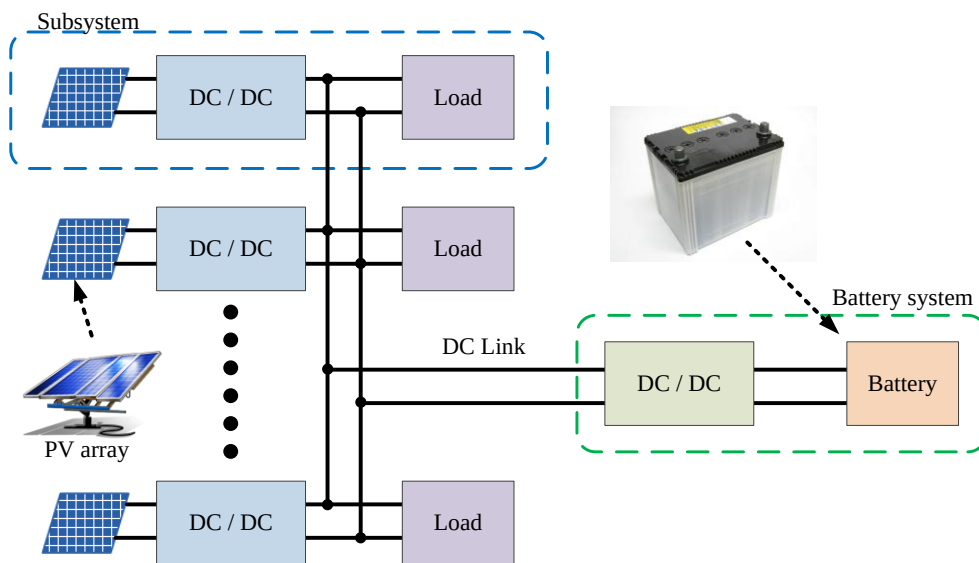


図 3.1 グループ内のシステム構成

3.2.1 サブシステムの構成

本システムにおけるサブシステムの構造を図3.2に示す。

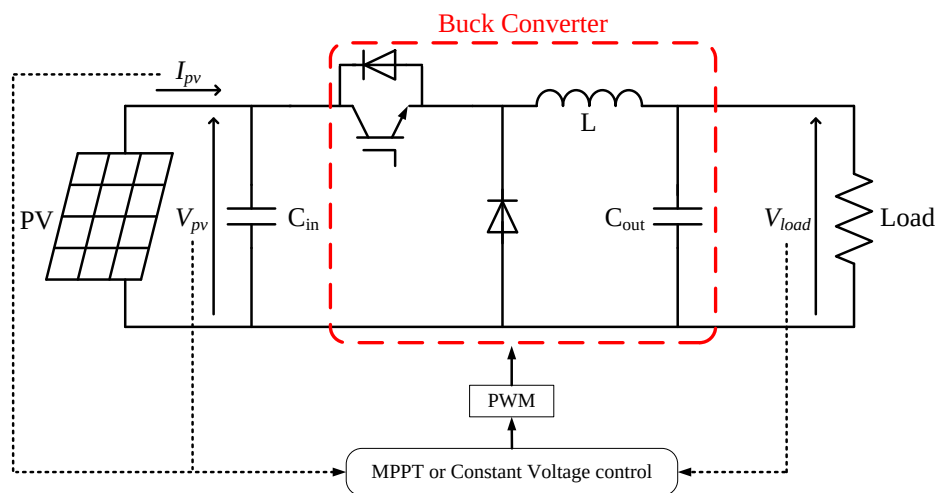


図 3.2 サブシステムの概念図

本システムでは負荷電圧を 80V、太陽電池の出力電圧を 200~300V としている。
また、太陽電池最大出力は約 2~3 kW と想定した。

ー インダクタンスの決定

図 3.2 において降圧チョップパの出力電圧を v_{out} 、入力電圧、すなわち太陽電池の出力電圧を v_{pv} 、インダクタ電流を i_L とすると、IGBT オン時には以下の式が

成り立つ。

$$L \frac{di_L}{dt} = v_{pv} - v_{out} \quad (3.1)$$

ここで、スイッチング周期を T 、IGBT の通流率を D 、インダクタ電流のリプルを Δi_L とすると、以下の式が成り立つ。すなわちリアクトルに流れる電流リプル Δi_L を決定することでインダクタンスの値を決定することができる。

$$L \frac{\Delta i_L}{DT} = v_{pv} - v_{out} \quad (3.2)$$

ー 出力側コンデンサの静電容量の決定

インダクタ電流は三角波状の波形を示すので、インダクタ電流 i_L のリプル成分がすべて出力側コンデンサに流れ込むと仮定するとその流れ込んだ電荷 Δq は以下の式で表される。

$$\Delta q = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta i_L}{2} \cdot \frac{T}{2} \quad (3.3)$$

また、出力側コンデンサの静電容量を C_{out} とすると、コンデンサに流れ込んだ電荷 Δq と電圧変動 Δv_{out} 間には以下の式が成り立つ。

$$\Delta q = C_{out} \cdot \Delta v_{out} \quad (3.4)$$

以下の式から、静電容量 C_{out} は以下のように表わされる。

$$C_{out} = \frac{\Delta i_L T}{8 \Delta v_{out}} \quad (3.5)$$

すなわち、出力電圧リプル Δv_{out} を決定することで出力側静電容量 C_{out} を決めることができる。

ー 入力側静電容量の決定

IGBT がオフの際、入力側コンデンサに充電し、IGBT がオンの際にコンデンサはエネルギーを放電する。太陽電池出力を P_{pv} とすると、IGBT がオフの間に入力側コンデンサに充電されるエネルギーはコンデンサ電圧の増分を用いて表わされる。

$$\begin{aligned} p_{pv} \cdot (1-D)T &= \frac{1}{2} C_{in} \{ (v_{in} + \Delta v_{in})^2 - v_{in}^2 \} \\ &\cong C_{in} v_{in} \Delta v_{in} \end{aligned} \quad (3.6)$$

ここで、 v_{in} は入力電圧、 Δv_{in} は入力電圧リプルである。すなわち、 Δv_{in} を決定することで入力側静電容量 C_{in} を決めることができる。

3.2.2 二次電池システムの構成

二次電池制御用の双方向チョップの回路図を図 3.3 に示す。

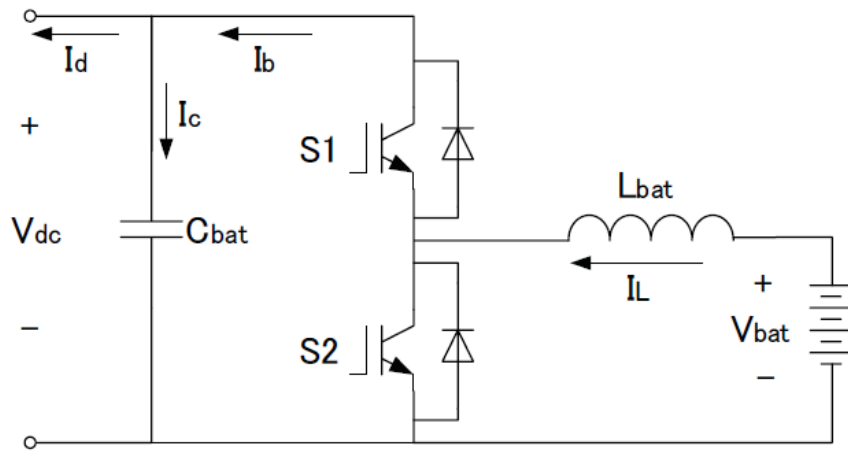


図 3.3 二次電池の主回路図

双方向チョップの定格容量についてはシステム全体の容量によって決定される。

ー インダクタンスの決定

図 3.3 に示すインダクタンス L_{bat} については二次電池の許容するリプル電流によって決定される。 S_1 オン時はインダクタ電流 I_L について以下の式が成り立つ。

$$L_{bat} \frac{dI_L}{dt} = V_{bat} - V_{dc} \quad (3.7)$$

よって S_L の通流率を D 、スイッチング周期を T 、インダクタのリプル電流を ΔI_L とすると以下の式が成り立つ。

$$L_{bat} \frac{\Delta I_L}{DT} = V_{bat} - V_{dc} \quad (3.8)$$

すなわちインダクタのリプル電流 ΔI_L を決定することでインダクタンス L_{bat} を設計することができる。

ー 静電容量の設計

静電容量は負荷変動や日射量変動により直流リンク電流が急変した際の直流リンク部電圧の変動許容量によって設計する。

想定する変動電力を P_c 、二次電池制御用双方向チョッパの応答速度の時定数を T_{bat} 、直流リンク部電圧の変動許容量を ΔV_{dc} とすると以下の式が成り立つ。

$$\begin{aligned} P_c T_{bat} &= \frac{1}{2} C_{bat} \{(V_{dc} + \Delta V_{dc})^2 - V_{dc}^2\} \\ &\cong C_{bat} V_{dc} \Delta V_{dc} \end{aligned} \quad (3.9)$$

以上の式を用いて、静電容量を設計する。

3.3 グループ内の各種運転モード

図3.4に本システムの各種運転モード切り替えの概念図を示す。

二次電池が接続されている運転モード (Mode-A) の場合、各サブシステムにおいて電力を最大限取り出すために最大電力点追従 (MPPT、Maximum Power Point Tracking) 制御、または二次電池が負荷電圧を維持できない場合のために負荷電圧一定 (CV、Constant Voltage) 制御を行う。負荷電圧一定制御は二次電池の出力電圧を一定制御し、システムの電圧の安定化を図っている。しかし、二次電池のエネルギーが飽和あるいは枯渇した場合は、過充放電防止のため二次電池をシステムから遮断する必要がある (Mode-B)。そして、システム全体が電力不足になった場合は二次電池を接続する (Mode-A)。

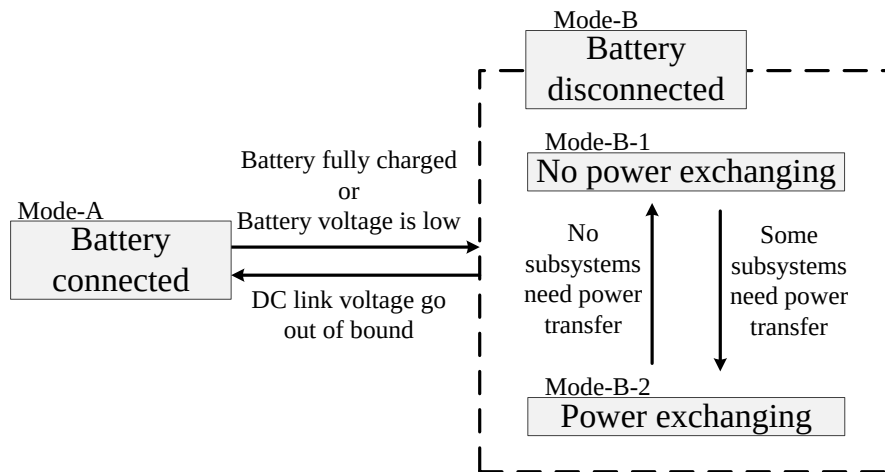


図 3.4 運転モード切り替えの概念図

Mode-Bにおいて、電力不足の生じているサブシステムがない場合は電力融通を行う必要がなく、すべてのサブシステムにおいて負荷電圧一定制御を行う（Mode-B-1）。または、サブシステムに電力不足が生じた場合はMPPT制御を行い、余剰電力のあるサブシステムでは電圧一定制御を行うことで、各サブシステム間で電力を融通する（Mode-B-2）。

この運転モードにおいては、直流リンク電圧が不安定になってしまう可能性がある。それは、Mode-Bでは直流リンクの電圧を一定に制御している二次電池が遮断されてしまうことから、この時に全サブシステムがMPPT制御を行ってしまうと（Mode-B-2）、直流リンクの電圧を一定に保つことができなくなるからである。この場合、直流リンクの電圧がある限界値を越えて上昇または減少すると二次電池が接続されるようになっているので（Mode-A）、電圧を安定に制御することができる。また、Mode-Aにおいて二次電池制御用双方向チョッパが電流制御に切り替わった際にも同様のことが考えられる。この場合、いくつかのサブシステムにおいて負荷電圧一定制御に切り替える必要がある。そのため、サブシステムではMPPT制御を行っている際に直流リンク電圧（負荷電圧）が上昇すると、これを検出して負荷電圧一定制御に切り替わるようになっている。以下、サブシステムと双方向チョッパにおける二次電池の制御モード切替えについて述べる。

3.3.1 サブシステムにおける制御

サブシステムにおける制御モード切り替えのアルゴリズムを図3.5に示す。 V_{pv} は太陽電池の出力電圧、 V_{load} は負荷電圧で太陽電池の運転電圧である。

太陽電池用DC/DCコンバータが負荷電圧一定制御を行っている際に、最大発

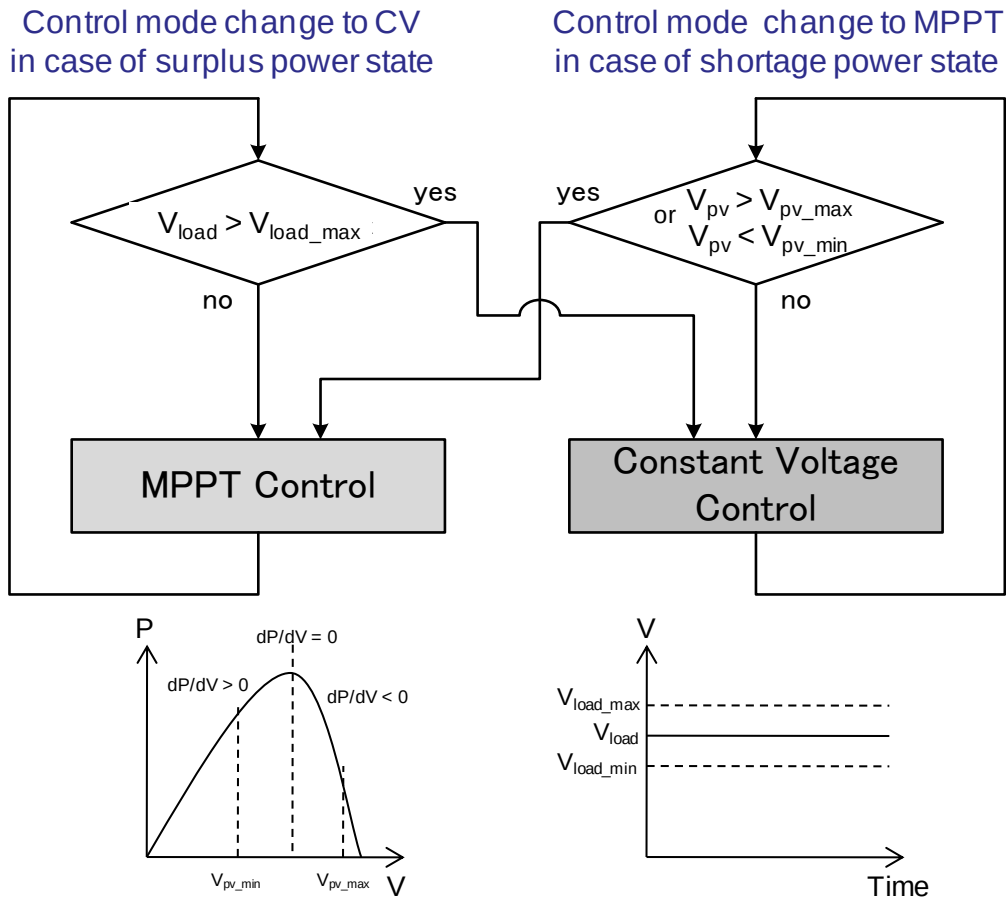


図 3.5 サブシステムにおける制御モードの切り替え.

電電力以上を取り出そうとするとサブシステムの太陽電池の出力電圧が低下する。そして、太陽電池出力電圧が太陽電池パネルの最適動作電圧（約240 V）より十分に低い値である V_{pv_min} より低下した場合、電力不足と見なしMPPT制御に切り替える。逆に、MPPT 制御を行っている際に、発電電力の過剰供給が発生すると負荷電圧が上昇する。そして、負荷電圧が V_{load_max} （負荷電圧の上限値）を上回った場合には、システムの電力に余裕があると見なし、負荷電圧一定制御に切り替える。次に具体的な制御法について述べる。

ー MPPT 制御

太陽電池は、これを等価回路としてみれば、pn接合の整流特性をあらわす項と光の強さに応じて発生する定電流電源 I_{sc} からなる。この他に、発生した電流を端子に集める直列抵抗 R_s および、pn接合の漏れ電流に起因する並列抵抗 R_{sh} が考えられる。これらを等価回路として図にしたものが図3.6である。

同図に示すように、太陽電池の両端子で観測される電流 I と、電圧 V との関係

は次のように表わすことができる。また太陽電池のV-I特性を図3.7に示す⁽⁵⁾。

$$I = I_{sc} - I_0 \left[\exp \left\{ \frac{q(V + R_s I)}{nkT} \right\} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (3.10)$$

ここで、 I_{sc} は短絡光電流（光誘起電流）、 q は電気素量、 I_0 はpn接合の逆飽和電流、 n はダイオード因子、 k はボルツマン定数、 T はセル温度である。

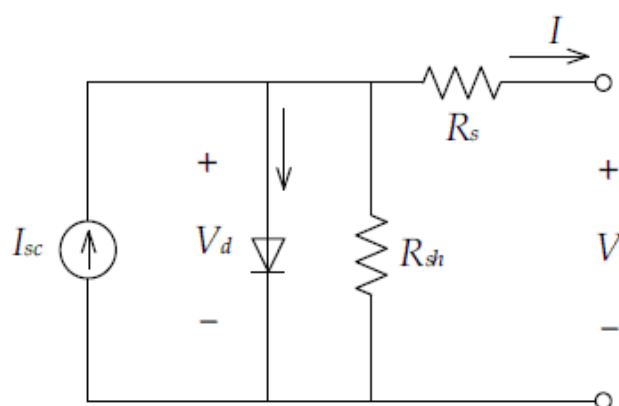


図 3.6 太陽電池の等価回路

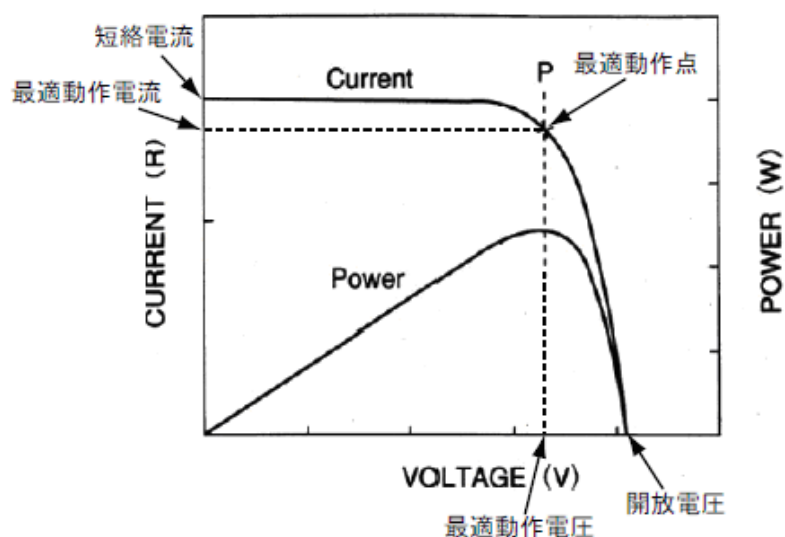


図 3.7 PVのV-I,V-P特性

図3.7に示すように太陽電池には最高出力電力を取り出すための最適動作点が存在する。最適動作点は最大出力点 (Maximum Power Point: MPP) とも呼ばれる。効率よく電力を得るためには、気象条件により変動する最適動作点で常に動作

するように制御する必要がある。これをMPPTと呼び、本システムではこの制御方式と後述する定電圧制御を状況によって使い分けている。

以下、MPPT制御の中で主なものをいくつか取り上げて紹介する。

・山登り法

数あるMPPT制御の中で最も基本的な制御であり、広く使用されているものである。これは常に動作点電圧指令値または電流指令値や、スイッチング素子の通流率に一定幅の振動を与え続ける。これに伴う電力の変化を検出し、それに基づき動作点を最大電力点へ接近させる方向を特定する。そして、その方向へ動作点を移動させる制御法である。

具体的に一例をあげると、太陽電池出力電圧を増加させると出力電力も増加した場合はさらに太陽電池出力電圧指令値を増加させ、逆に出力電力が減少した場合は太陽電池出力電圧指令値を減少させる。

この方法はその動作原理のため、MPPT達成後も最大電力点検出のための振動を繰り返すという性質をもつ。そのためこれを改良したMPPT制御法も多く提案されている⁽¹⁾。

なお本研究ではMPPT制御にこの山登り法を用いてシミュレーション、実験を行っている。

・IncCond法

これは最大電力点での振動がないように、山登り法を改良した制御である⁽²⁾。基本的考え方を以下に示す。 P_{in} を太陽電池出力電力、 V_{in} を太陽電池出力電圧、 I_{in} を太陽電池出力電流とすると、

$$P_{in} = V_{in} \cdot I_{in} \quad (3.11)$$

これを V_{in} で偏微分し、まとめると以下の式になる。

$$\frac{1}{V_{in}} \frac{\partial P_{in}}{\partial V_{in}} = \frac{I_{in}}{V_{in}} + \frac{\partial I_{in}}{\partial V_{in}} \quad (\text{ただし } V_{in} > 0) \quad (3.12)$$

ここで、 I_{in}/V_{in} を G 、 dI_{in}/dV_{in} を $-\Delta G$ とし、以下の条件によって太陽電池出力電圧の指令値を変化させる。図3.8に概念図を示す。

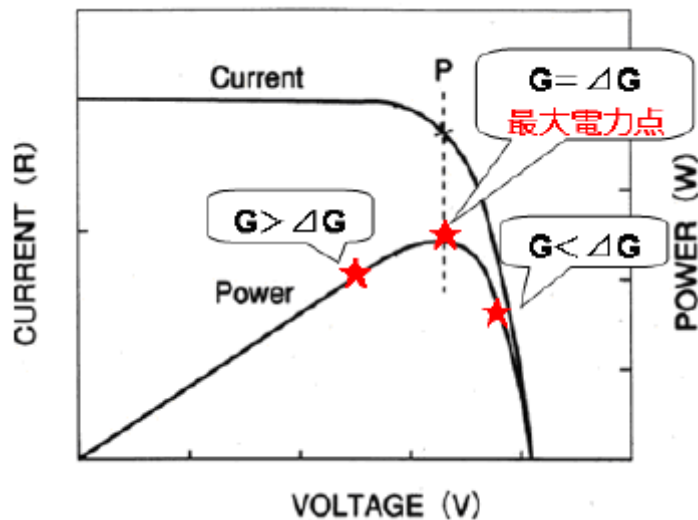


図 3.8 IncCond法の概念図

- ✓ $G > -\Delta G$ なら $dP/dV > 0$ このとき太陽電池出力電圧指令値を増加させる
- ✓ $G < -\Delta G$ なら $dP/dV < 0$ このとき太陽電池出力電圧指令値を減少させる
- ✓ $G = -\Delta G$ なら $dP/dV = 0$ このとき動作点が最大電力点であり、それ以後その点で動作させる

上記のように、最大電力点での振動がなくなるのがこの制御法の利点である。この制御法でも最大電力点に落ち着くまでは常に電圧指令値を変動させ、 dP_{in}/dV_{in} の値によって太陽電池出力電圧指令値を変化させている。

・定電圧制御法

この方法はCV法（Constant Voltage）とも呼ばれ、日射変動に対して最適動作電圧がわずかしかな変動しないことを利用したMPPT制御法である⁽³⁾。この方法では、最適動作電圧が一般に開放電圧の約76 %とされていることを利用している。開放電圧は一定期間ごとに計測する。この制御法では最大電力点での変動がないが、開放電圧の76 %が常に最適動作電圧とは限らないのが欠点となっている。さらに、開放電圧を測定する間は電力を得られないといった欠点もある。

ー 負荷電圧一定制御

本システムでは二次電池が飽和して遮断された際に、太陽電池出力電力を抑制する必要がある。その際に、用いられるのが負荷電圧一定制御である。

図3.2の i_L と v_{Cout} はIGBTオン時に以下のような関係式を満たす。

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_L \\ v_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C_{out}} & -\frac{1}{C_{out}R} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_L \\ v_C \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{pmatrix} v_{pv} \quad (3.13)$$

また、IGBTがオフ時には以下のような関係式を満たす。

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_L \\ v_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C_{out}} & -\frac{1}{C_{out}R} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_L \\ v_C \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix} v_{pv} \quad (3.14)$$

よって i_L 、 v_C の1周期分の平均量をそれぞれ $\bar{i}_L$ 、 $\bar{v}_C$ 、IGBTの通流率をDとすると、以下のような関係式が成り立つ。

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \bar{i}_L \\ \bar{v}_C \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C_{out}} & -\frac{1}{C_{out}R} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{i}_L \\ \bar{v}_C \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{D}{L} \\ 0 \end{pmatrix} v_{pv} \quad (3.15)$$

これを解いて、 $V_C(s)$ は以下の式で表される。

$$V_C(s) = \frac{1}{s^2 C_{out} L + s \frac{L}{R} + 1} D V_{pv}(s) \quad (3.16)$$

降圧チョッパの負荷電圧一定制御の制御ブロック図を図3.9に示す。

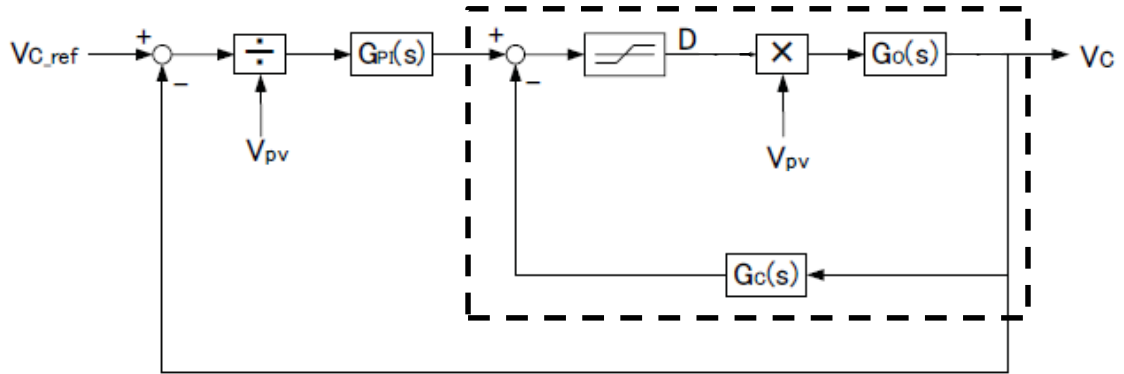


図 3.9 降圧チョップパの制御系

ただし図の $G_O(s)$ 、 $G_C(s)$ 、 $G_{PI}(s)$ は以下の式で表される。

$$G_O(s) = \frac{1}{s^2 C_{out} L + s \frac{L}{R} + 1} \quad (3.17)$$

$$G_C(s) = s T_D \quad (3.18)$$

$$G_{PI}(s) = K + \frac{1}{s T_I} \quad (3.19)$$

図3.9の破線内の伝達関数は以下のように書ける。

$$\frac{G_o}{1 + G_o G_C} = \frac{1}{s^2 L C_{out} + s(\frac{L}{R} + T_D) + 1} \quad (3.20)$$

すなわち $G_C(s)$ を導入することで擬似的に降圧チョップパの伝達関数を変化させ、共振項の影響を小さくすることができる。

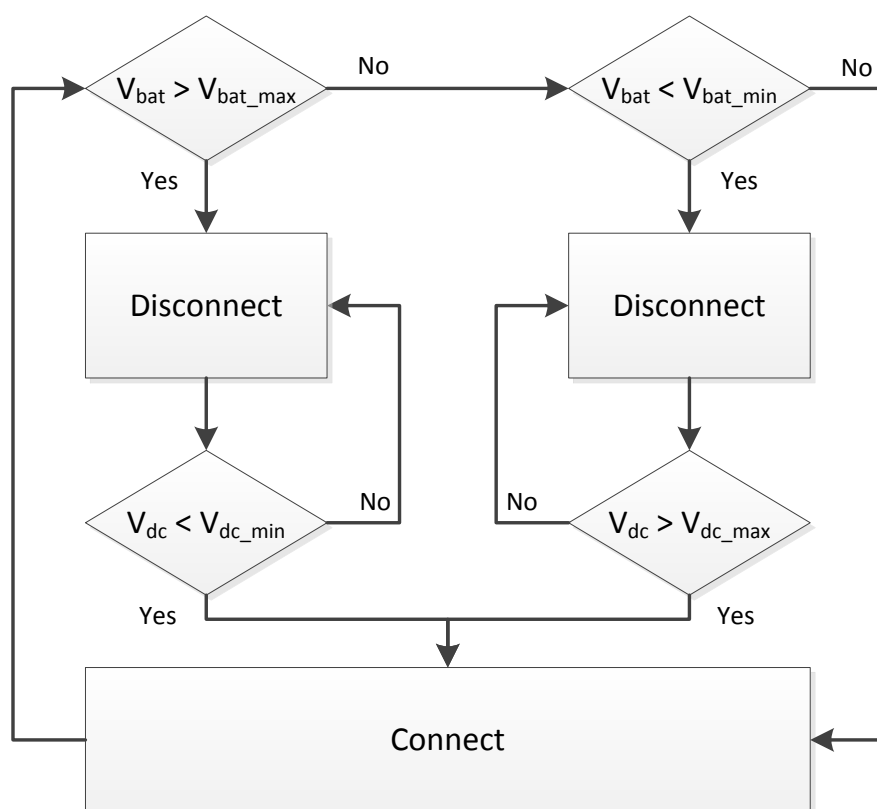


図 3.10 二次電池の接続および遮断アルゴリズム

3.3.2 二次電池システムにおける制御

図3.10に二次電池の接続および遮断のアルゴリズムを示す。 V_{bat} は二次電池出力電圧, V_{dc} は二次電池のDC/DCコンバータの配電線側の電圧である。二次電池のエネルギーが飽和あるいは枯渇した際には、過充電または過放電防止のために、二次電池をシステムから遮断する必要がある。設定した限界値 V_{bat_max} と V_{bat_min} を越えると二次電池は遮断される。本システムでは、二次電池の過充電の目安が二次電池1 モジュールあたり13.7 Vとし、4 直列で使用するものと設定して、46 V~55 Vで二次電池を使用するものとした。

次に、二次電池の接続について述べる。過放電保護のため二次電池が遮断されている際に、直流リンク部の電圧が V_{dc_max} を越えるとシステムの電力に余剰ができたと判断し、二次電池を接続して余剰電力を充電する。逆に、過充電保護のため二次電池が遮断されている際に、直流リンク電圧が V_{dc_min} より下がると電力不足と判断し、二次電池を接続して放電することで電力を補う。

ー 双方向チョッパにおける電圧制御

S_1 オン、 S_2 オフ時はインダクタ電流 I_L について以下の式が成り立つ。

$$L_{bat} \frac{dI_L}{dt} = v_{bat} - v_{dc} \quad (3.21)$$

また、 S_1 オフ、 S_2 オン時は以下の式が成り立つ。

$$L_{bat} \frac{dI_L}{dt} = v_{bat} \quad (3.22)$$

よって、 i_L 、 v_{bat} 、 v_{dc} のスイッチング1周期での平均量を $\overline{i_L}$ 、 $\overline{v_{bat}}$ 、 $\overline{v_{dc}}$ 、 S_1 の通流率をDとすると、以下の式が成り立つ。

$$L_{bat} \frac{d\overline{i_L}}{dt} = \overline{v_{bat}} - D\overline{v_{dc}} \quad (3.23)$$

これをもとに、 I_L に対して図3.11に示すフィードバック制御を行う。

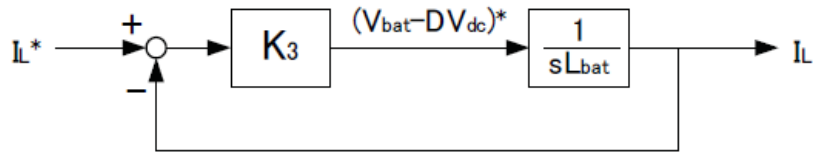


図 3.11 I_L 制御系

この制御系の伝達関数は以下に示す式で表される。

$$G_{C_IL}(s) = \frac{1}{1 + s \frac{L_{bat}}{K_3}} \quad (3.24)$$

この制御系の時定数 $\frac{L_{bat}}{K_3}$ を設定することで比例ゲイン K_3 を決定する。

また、 v_{dc} に関して以下の式が成り立つ。

$$v_{dc} = \frac{1}{sC_{bat}} i_c \quad (3.25)$$

これに基づいて図3.12に示すフィードバック制御を適用する。
このフィードバックループの伝達関数は以下に示す式で表される。

$$G_{C-V_{dc}}(s) = \frac{1}{1 + s \frac{C_{bat}}{K_1 + 1/sT}} \quad (3.26)$$

この制御系は理論的には比例制御でも定常偏差は発生しないが、実際には種々の誤差が発生するため定常偏差が生じる。これを防ぐためにPI制御を適用している。積分成分は本来必要ないものであるため、比例成分に比べて寄与が小さくなるように積分の時定数 T を決定する。

この制御系の時定数を C_{bat}/K_1 と近似できるものとし、比例ゲイン K_1 を決定する。また、双方向チョップパより以下の式が成り立つ。

$$V_{dc} I_b = V_{bat} I_L \quad (3.27)$$

$$I_b = I_c + I_d \quad (3.28)$$

よって $K_2 = V_{dc}/V_{bat}$ とおくと、 I_L^* は以下のように書ける。

$$I_L^* = K_2(I_c^* + I_d) \quad (3.29)$$

以上より、双方向チョップパの電圧制御系を図3.12に表すことができる⁽⁴⁾。

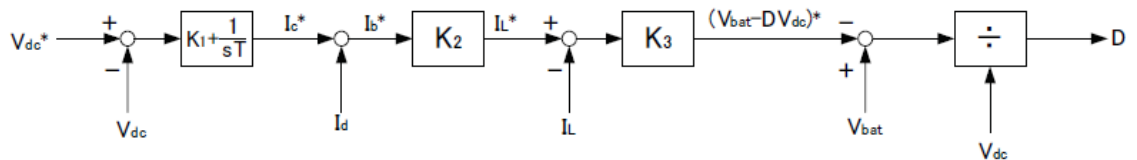


図 3.12 双方向チョップパ制御系

ー 双方向チョップパにおける電流制御

二次電池電流抑制のため、ある一定電流を超えると電流制御に切り替える必要がある。前述の電圧制御に電流インナーループが存在する。そこにリミッタ

を介することで一定電流以上を制限し、適切に電流制御に切り替えることができる。

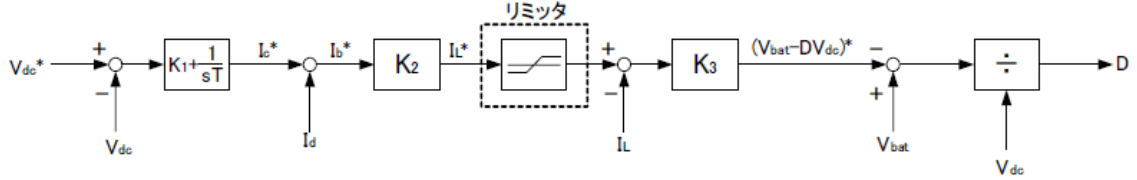


図 3.13 双方向チョッパ電流制御系

3.4 グループ内におけるマルチエージェントシステムによる制御

線路の距離が短く、線路抵抗が小さい場合、CV制御中のサブシステムは3.3.1節で述べた仕組みにより問題なくMPPT制御へ変更される。しかしシステムの規模が大きくなり線路距離が長くなった場合、線路抵抗が増加することが考えられる。その場合、線路抵抗の影響により適切なモード変更が行われない場合がある。例えばあるサブシステムが太陽電池の発電量が多いためCV制御を行い、バッテリーが充電電流を抑制するために電流制御を行っている場合に、太陽電池の発電量が減少しても線路抵抗の影響によりバッテリーへ流れ込む電流が少なくなり、MPPT制御を行うべき状態にあっても太陽電池の電圧がしきい値に達せずに制御が変更されないといったことである。このような影響を防ぐため本論文ではマルチエージェントによる制御を加えた。

3.4.1 マルチエージェントシステムによる制御モードの変更

本システムでマルチエージェントによる制御モードの変更の条件は表3.1に示すように二次電池の接続情報および二次電池の電流である。図3.14はグループ内におけるエージェントの協力動作を示す。二次電池エージェントは表3.1の条件によりサブシステムがMPPTを行う状況なのかまたは自律制御に任せる状況なのかを認識し、各サブシステムエージェントにサブシステムの情報を要請する。サブシステムエージェントはその要請に応じて電圧、電流の情報を二次電池エージェントに送る。二次電池エージェントはその情報に基づいてサブシステムの制御モードを決める意思決定プロセスを行う。自律制御モードへのサブシステムの選択もこの時、式(3.30)により決められる。

$$n: P_n = \text{MIN}(P_{\text{subsystem}_i}) \quad (3.30)$$

ここで、 n はMPPT優先制御モードで動作しているサブシステムの番号、 $P_{\text{subsystem}_i}$ はMPPT優先制御モードで動作している番のサブシステムの電力である。

前述したように意思決定プロセスにおいて、自律制御モードに変更する時に制御モードを変更するサブシステムを式(3.30)により選ぶことになっている。本研究ではシステム全体の発電電力の増加と制御モード変更時の直流リンク電圧変動の減少のためMPPT優先制御を行っているサブシステムの中、発電電力がもっとも少ないサブシステムから制御モードを自律制御モードに変えることにしている。

意思決定プロセス後、二次電池エージェントは選択されたサブシステムに要請の信号を送ってサブシステムのagree/rejectの信号を待つ。選択されたサブシステムエージェントがagreeの時は制御モードを自律制御に変えてサブシステムの自律的な判断に任せる。しかし、rejectの時はrejectの信号を二次電池エージェントに送って再び他のサブシステムエージェントとやり取りできるようにする⁽⁶⁾。

表 3.1. 制御モード変更条件

Conditions	Mode change
$I_L < 30 \text{ A}$	Autonomous mode to MPPT priority mode
$I_L > 30 \text{ A (30 ms)}$ or Battery disconnected	MPPT priority mode to Autonomous mode (Selected subsystems)

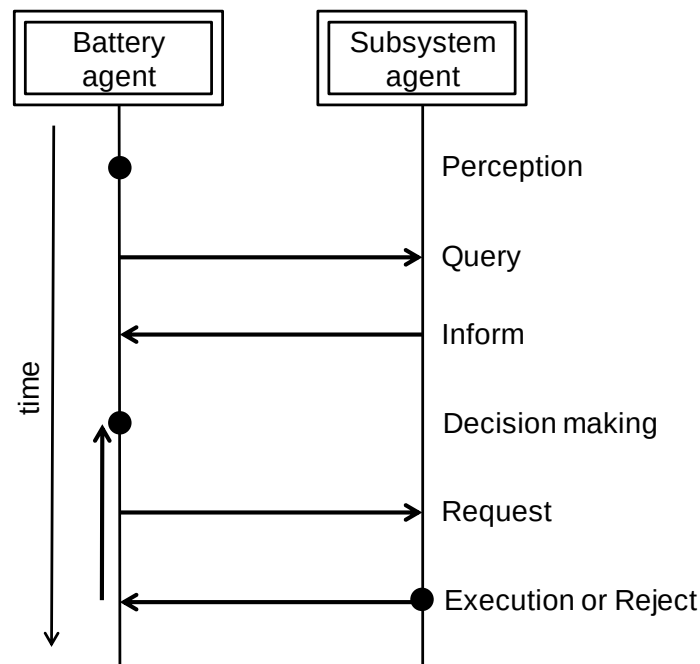


図 3.14 グループ内のエージェントの協力動作

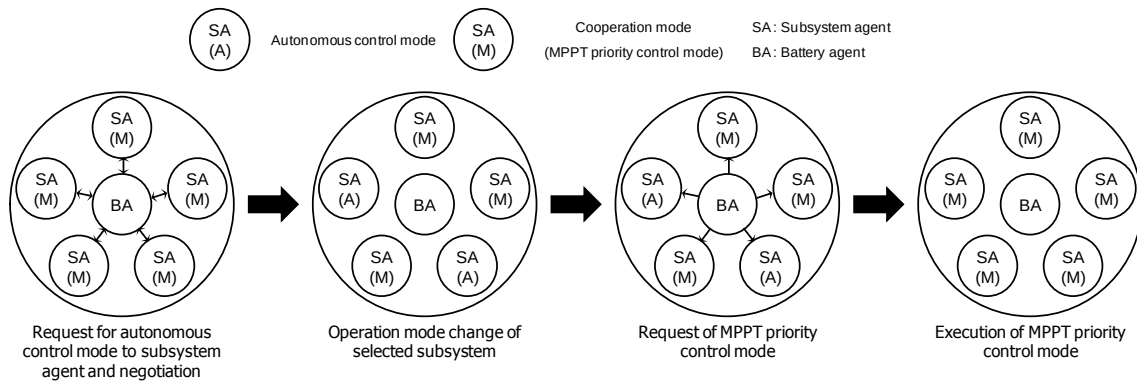


図 3.15 MPPT 優先制御の一例

しかし、意思決定プロセスにおいて、協力モード（MPPT優先制御）に変更することになるとすべてのサブシステムがMPPT制御をするようにサブシステムの協力を求める。

図3.15は一つの二次電池システムと五つのサブシステムを用いたグループ内制御の一例である。左から1番目と2番目の図は二次電池エージェントが制御モード変更条件を認識し、上記のエージェントの協力動作を通していくつかのサブシステムが自律制御モードに変更することを示している。また3番目から4番目の図は逆に二次電池エージェントがMPPT優先モードに変更する条件を認識してサブシステムエージェントにMPPT優先制御の要請をすることによりすべてのサブシステムがMPPT制御を行うことを示している。

3.4.2 自律制御モード

良い天候条件においてによる大量の発電電力を二次電池が吸収できない時は二次電池が遮断もしくは充電電流を制限する。その時、DCリンク電圧はサブシステムが維持することになる。このような状況が起きると二次電池エージェントはサブシステムエージェントに情報の要請信号を出してサブシステムの電圧、電流の情報をもらう。その情報に基づいて、二次電池エージェントは制御モードを変更するサブシステムを式(3.30)により決定して選択されたサブシステムエージェントに要請の信号を出す。しかし、その時サブシステムエージェントはその要請に応じて自律制御モードに変更するかしないかを判断して二次電池エージェントに返事をする。サブシステムエージェントがagreeの場合は制御モードを自律制御に変えて、rejectの場合は二次電池エージェントに信号を送って他のサブシステムを選択するようにする。

エージェントにより自律制御モードに入ると選ばれたサブシステムは自律的に図3.5の制御アルゴリズムにより制御を行い負荷電圧を一定に保つ。このように二次電池が遮断された、もしくは充電電流が上限へ達した場合、エージェン

トはMPPT制御を無理に優先する必要がないと判断し、各コンバータの制御は自律制御に任せることが自律制御モードである。

3.4.3 協力モード (MPPT 優先制御)

この制御モードは二次電池が余剰電力を吸収できる間はできるだけ多くの発電電力を出したいということで提案された。二次電池エージェントがMPPT制御を行うべき状態であると判断した場合、二次電池エージェントはサブシステムエージェントにMPPT優先モードへの変更指令を送る。二次電池エージェントからこの指令を受け取ったサブシステムエージェントは無条件にMPPT制御を行いシステム全体の目的に協力する。この一連のことを協力モード (MPPT優先制御) という。

3.5 まとめ

本章では、自立ネットワーク型太陽光発電システムにおけるグループ内の制御について述べた。まずシステム全般的に必要な基本的な制御を述べ、次にマルチエージェントの適用による新しい制御法を提案し、そのMPPT優先制御を行った場合の得られる効果について述べた。MPPT優先制御により普段は最大電力を得るためにMPPT制御を優先して制御を行い、二次電池が満充電状態もしくは瞬間充電電流の限界値を超える状態になると制御モードの変更の要請により自律制御への変更時は変更するサブシステムを決める。またMPPT優先制御への変更時はすべてのサブシステムの協力を得てMPPT制御を行い最大電力を得る。それにより発電電力の増加や負荷電圧の変動の抑制を可能にする。

参考文献

- (1) 徳島大己, 内田正人, 神戸智, 石川裕記, 内藤治夫, : “瞬時最大電力追従法を用いたMPPT制御”, 電気学会論文誌D, 124巻, 12号, pp.1182-1188 (2004).
- (2) K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada, : “Maximum Photovoltaic Power Tracking : an Algorithm for Rapidly Charging Atmospheric Conditons”, IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution, Vol. 142, No. 1, pp. 59-64 (1995).
- (3) D. H. Hohm, M. E. Ropp, : “Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test Bed”, 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference anchorage, Alaska, pp.1699-1702 (2000).
- (4) 佐藤亮, : “分散電源・電力貯蔵装置を含む直流ループ型配電システムにおける事故時の制御法に関する研究”, 大阪大学学位論文 (2004).
- (5) S. Park, Y. Miura, T. Ise, : “An Intelligent Control for the Distributed Flexible Network Photovoltaic System using Autonomous control and Agent”, IEEEJ Transactions on Electronics, Information and Systems, Vol. 132, No. 1, pp. 141-150 (2012).
- (6) S. Park, Y. Hamano, Y. Miura, T. Ise, : “A Control Method based on Multi-Agent for a Large Scale Distributed Flexible Network Photovoltaic System”, accepted by IEEEJ Transactions on Power and Energy (2014).

第4章 グループ間の制御

4.1 緒言

本章ではシステムが大規模化、ネットワーク化されたときに、その大規模システムを多数の小規模グループに分けてシステムを構成した場合のグループ間の電力融通に関して述べる。DC接続の場合、グループ間の電力融通を行うためにはグループ間のDCリンク電圧をうまく調整する必要がある。自端情報しか持っていない制御法ではこのようなDCリンク部の制御がうまく調整できないため、マルチエージェントが各グループの電力情報に基づき電力融通制御を行う。普段は各グループが自グループの電力供給を担当するスタンドアローンモードとして運転し、必要なときは協力モードになって電力融通制御を行うことで余剰電力を有効活用する。その電力融通を行う条件は各グループが電力余剰、不足または二次電池充放電電流が限界値を超えることである。本研究ではマルチエージェントを用いて電力融通が必要な時に、必要な場所に、必要な量の電力を送ることを自律的に可能にすることを目的としている。

4.2 スタンドアローンモード (Standalone mode)

よく知られているようにスタンドアローンとは他のグループまたは系統に依存せず独立で動作する環境のことである。この論文で使われるスタンドアローンモードも同様に、他のグループの助力はなく自グループだけで負荷に電力を供給することを称する。本システムは普段はスタンドアローンモードとして第3章に述べたグループ内の制御だけを行う。その理由はグループ間の電力融通には連携線の線路抵抗により電力損失が発生するのでなるべく自グループ内だけで電力を供給したいからである。しかし、電力融通が必要な状況（二次電池が遮断された場合または二次電池の充放電電流がその限界値を超えた場合）が発見されると制御モードは次節に述べる協力モードに制御モードの変更を行う。

4.3 協力モード（電力融通制御）

4.3.1 2グループにおける電力融通制御

図4.1に2グループでの電力融通の概念図を示す。電力融通制御では、 V を計算し電力を受け取る側の電圧 V_{dc_r} を制御することにより受け取る電力を調整する。その方法を説明する⁽¹⁾。

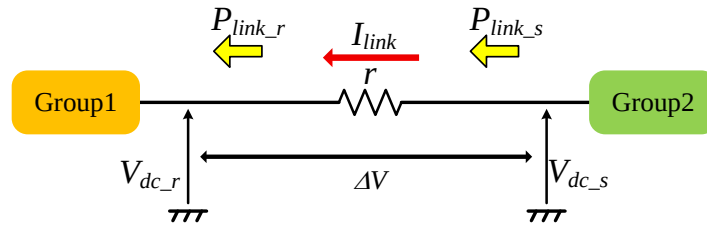


図 4.1 2グループでの電力融通の概念図

図4.1において V_{dc_r} 、 V_{dc_s} はそれぞれグループ1とグループ2のDCリンク電圧を表しており、その電圧差は ΔV で表している。また、グループ1がグループ2から受けている電力を P_{link_r} 、グループ2がグループ1へ送っている電力を P_{link_s} と表している。さらに、グループ間の線路抵抗を r で表し、そこに流れる電流を I_{link} で表している。このとき、グループ2からグループ1へ電力を供給することを考えると、以下の式(4.1)が成り立つ。ここで、添え字のsは電力を送る側、添え字のrは電力を受け取る側を表す。

$$\begin{cases} \Delta V = V_{dc_s} - V_{dc_r} \\ I_{link} = \frac{\Delta V}{r} \\ P_{link_r} = V_{dc_r} \cdot I_{link} \end{cases} \quad (4.1)$$

これらの式から次の式(4.2)のような方程式が立てられる。

$$\Delta V^2 - V_{dc_s} \cdot \Delta V + r \cdot P_{link_r} = 0 \quad (4.2)$$

これを ΔV について解くと2つの解が得られるがそのうち適切な解は式(4.3)のようになる。

$$\Delta V = \frac{V_{dc_s} - \sqrt{V_{dc_s}^2 - 4 \cdot r \cdot P_{link_r}}}{2} \quad (4.3)$$

この式を用いて V_{dc_r} を式(4.4)のように表すことができる。

$$V_{dc_r} = V_{dc_s} - \Delta V = \frac{V_{dc_s} + \sqrt{V_{dc_s}^2 - 4 \cdot r \cdot P_{link_r}}}{2} \quad (4.4)$$

つまり、グループ1のDCリンク電圧を式(4.4)で表す電圧に下げれば、 P_{link_r} の電力がグループ2から得られることになる。このことを利用して電力融通制御法を提案した。

2グループ間の電力融通制御では、自律制御から電力融通制御に移ったグループにおいて式(4.4)により計算された値が二次電池のDC/DCコンバータのDCリンク電圧の指令値となるように制御されている。式(4.4)で計算する際には、 P_{link_r} は不足グループの不足分電力とした。これにより、過不足なく電力を受け取ることができる。

4.3.2 3グループ以上における電力融通制御

3グループ以上における電力融通制御について、例をあげて説明する。図4.2に4グループにおける電力融通の例を示す。 P_{mi} ($i=1, 2, 3, 4$) は各グループの余剰電力を表している。プラスならば電力余剰であり、マイナスならば電力不足である⁽²⁾。

初期状態の(a)では、グループ1が1000 Wだけ不足しており、グループ2とグループ3がそれぞれ500 Wと800 Wの余剰である。また、グループ4は過不足がない状態である。

(b)でグループ1は電力融通してもらうために、2グループにおける電力融通制御と同様に式(4.4)によりDCリンク電圧を制御するが、このとき P_{link_r} をどのように決定するかが問題となる。提案する電力融通制御では、グループ間の線路抵抗がほぼ等しいものと考えて電力余剰の多いところから電力をもらうこととした。そのため、図4.2の例ではまずグループ3から800 Wの電力をもらうこととなり、式(4.4)で計算するときの P_{link_r} は800となる。しかし、グループ1はまだ電力不足が改善されず、200 Wの電力不足である。さらに、このままグループ1が電圧を下げるとグループ2とグループ4からも800 Wの電力を受け取ることになる。

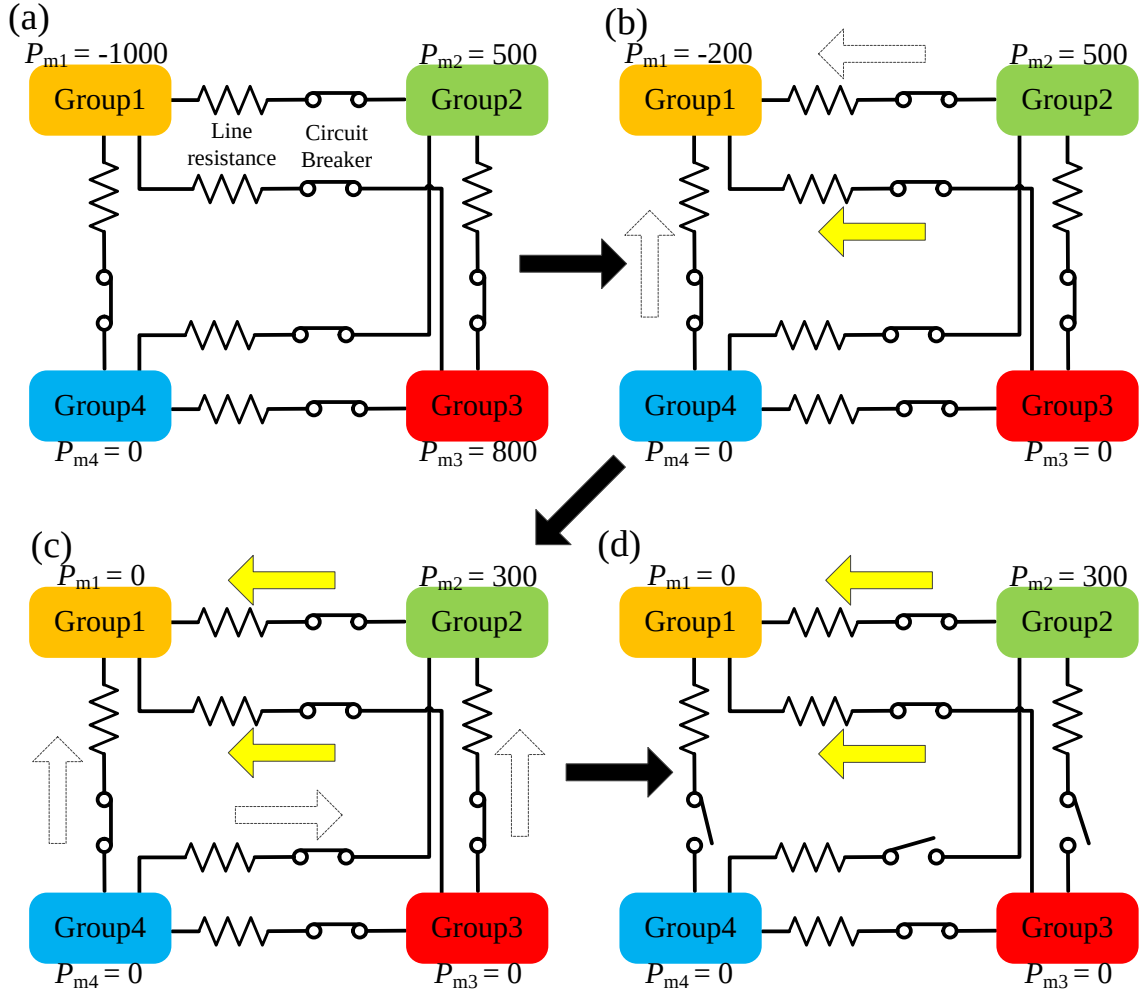


図 4.2 4グループにおける電力融通の例

そこで(c)では、グループ1がまだ電力余剰のあるグループ2から200 Wだけ電力を受け取ることを考える。この時点でグループ1の電圧指令値は決定しているため、グループ2の電圧を制御することになる。グループ1とグループ2の電圧差は次の式(4.5)により計算できる。

$$\Delta V = \frac{r \cdot P_{link,r}}{V_{dc,r}} \quad (4.5)$$

前節と同様に、 r はグループ間の線路抵抗、 $P_{link,r}$ は供給される電力、 $V_{dc,r}$ は電力を受け取る側の DC リンク電圧を表している。この式で表される電圧差を設けることにより、電圧が低い方に $P_{link,r}$ だけの電力を供給することができる。図 4.2 (b) の例では、 $P_{link,r}$ は 200 となり、グループ 1 はグループ 2 から 200 W の電力を受け取る。これにより、グループ 1 の電力不足が解消される。しかし、各

グループの DC リンク電圧の大小関係により電力融通の必要のないグループまでに電力が供給されてしまう (c)。

そのため、(d)では電力融通の必要のないところの遮断器を開放することにより電力融通の必要のないグループに電力を供給することを防ぐ。これにより、グループ 3 は 800 W、グループ 2 は 200 W だけの電力を供給でき、その全てをグループ 1 に供給することができる。

4.3.3 電力融通制御アルゴリズム

4.3.2節まで数グループ間における電力融通制御の概略について述べた。本節では電力融通制御のアルゴリズムについて図4.3を用いて説明する⁽²⁾。スタンダローンモードから始め、二次電池の連結状態または充放電電流によって動作するアルゴリズムを次の状況で実行する。

例としてグループ1を考えてみる。グループ1の二次電池が遮断されていると二次電池エージェントはその二次電池が過充電状態なのか過放電状態なのかを確認するためそのグループの発電電力 (P_{pv_G}) と消費電力 (P_{load_G}) を比較する。

- 1) グループ1が電力余剰状態の場合は他のグループから電力不足による sending requestがあるかないかを確認する。sending requestが無い場合は二次電池エージェントはスタンダローンモードを維持する。一方、sending requestがある場合はグループ1のDCリンク電圧設定値 (ΔV) を計算してその指令値 (V_{dc}) が限界値である V_{dc_max} より下回ると一定の電力を供給し、 V_{dc_max} より上回ると二次電池を再接続することになる。
- 2) グループ1が電力不足状態の場合は他のグループから電力余剰による receiving requestがあるかないかを確認する。receiving requestが無い場合は二次電池エージェントはスタンダローンモードを維持する。一方、receiving requestがある場合はグループ1のDCリンク電圧設定値 (ΔV) を計算してその指令値 (V_{dc}) が限界値である V_{dc_min} より上回ると一定の電力を供給し、 V_{dc_min} より下回ると二次電池を再接続することになる。

一方、二次電池が接続状態である場合は二次電池エージェントは二次電池の充放電電流を確認する。

- 3) 二次電池の電流が I_{charge_limit} (negative value) より下回ると、他グループの sending requestがあるかないかを確認する。sending requestが無い場合は二次電池エージェントはスタンダローンモードを維持する。一方、sending

requestがある場合はグループ1のDCリンク電圧設定値 (ΔV) を計算して二次電池の電圧 (V_{bat}) が限界値である V_{bat_max} より下回ると一定の電力を供給させてもらい、 V_{bat_max} より上回ると二次電池を遮断することになる。

- 4) 二次電池の電流が $I_{discharge_limit}$ (*positive value*) より下回ると、他グループのreceiving requestがあるかないかを確認する。Receiving requestが無い場合は二次電池エージェントはスタンドアローンモードを維持する。一方、receiving requestがある場合はグループ1のDCリンク電圧設定値 (ΔV) を計算して二次電池の電圧 (V_{bat}) が限界値である V_{bat_min} より上回ると一定の電力を供給し、 V_{bat_min} より下回ると二次電池を遮断することになる。

図4.4に二次電池エージェント間の協力動作を示す。上記のように電力融通制御の動作条件を満たすとエージェントも協力動作を始める。その時、状況を認識したグループの二次電池エージェントは他のグループの二次電池エージェントに電力情報を求める信号を出す。電力情報の交換後、二次電池エージェントは電力を送電・受電できるグループを選択して、余剰または不足電力量に応じてDCリンク電圧を計算する。電力不足または余剰が解消できるとプロセスを終わらせる、さもなければ二次電池エージェントは他のグループと協力して再び状況を解消しようとする。この時最も電力が不足しているグループの二次電池エージェントをメインとして電圧の計算および遮断機の制御を行う。

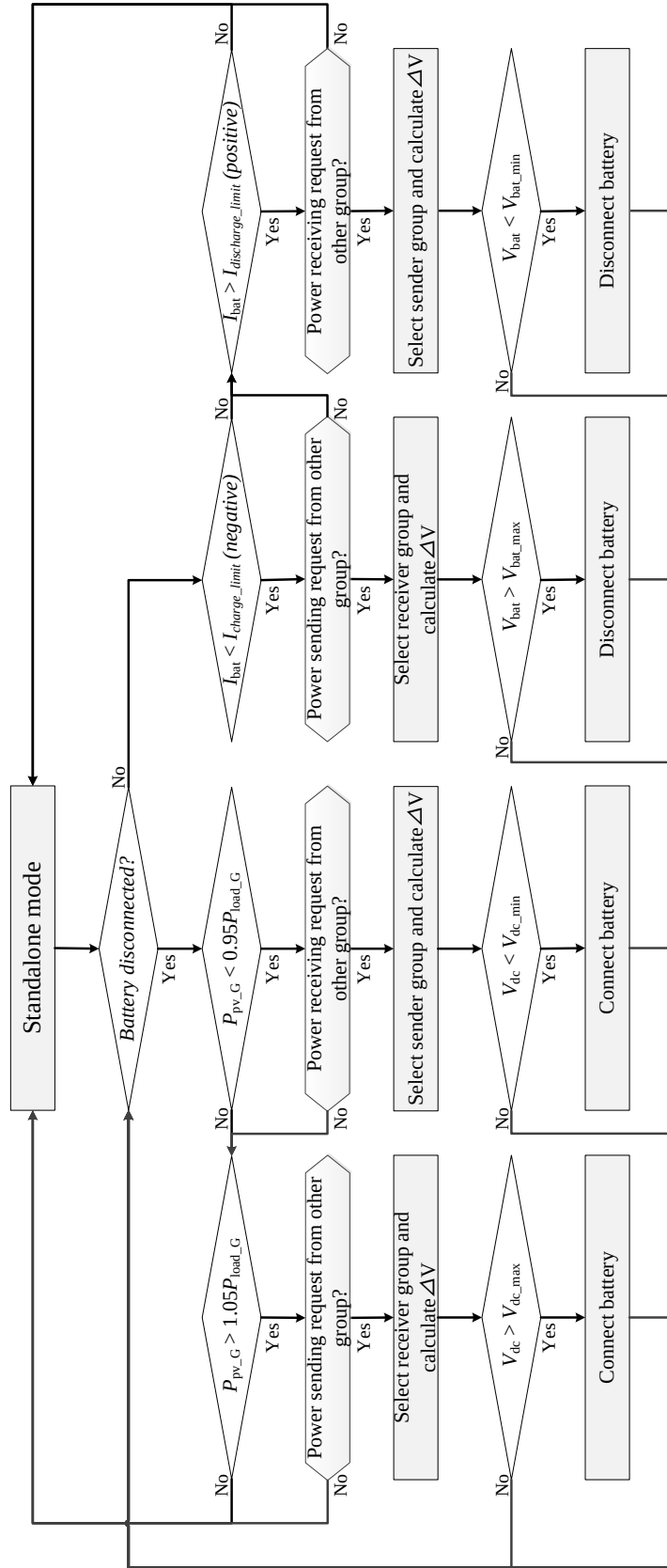


図 4.3 電力融通制御の切り替えアルゴリズム

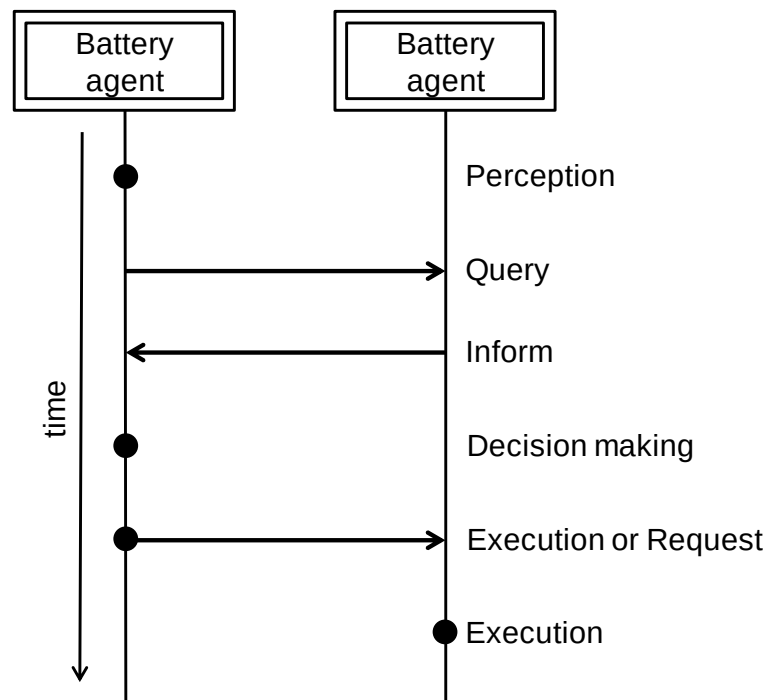


図 4.4 グループ間の二次電池エージェントの協力動作

4.4 まとめ

本章では、グループ間の制御について述べた。システムの構成において、システムが電力余剰、不足または二次電池充放電電流が限界値を超えるとときに電力融通制御は行われる。自端情報だけで行われる制御ではできない複雑な制御をマルチエージェントの導入により実現した。本研究のように普段はスタンバイモードとして動作させることにより、電力の自給率を上げて長い線路の線路抵抗による損失も減らすことができると考えられる。さらに本制御法では電力融通が必要な時に、必要なところに、必要な電力量を送ることができることが示された。

参考文献

- (1) 濱野善行, 朴相守, 三浦友史, 伊瀬敏史, : “自立ネットワーク型太陽光発電システムのグループ間電力融通制御”, 平成 25 年電力技術/電力系統技術/半導体電力変換合同研究会, PE-13-014, PSE-13-030, SPC-13-050, 沖縄, pp.31-36 (2013).
- (2) S. Park, Y. Hamano, Y. Miura, T. Ise, : “A Control Method based on Multi-Agent for a Large Scale Distributed Flexible Network Photovoltaic System”, accepted by IEEJ Transactions on Power and Energy (2014).

第5章 シミュレーションおよび実験結果

5.1 緒言

これまで、大規模DFNPVにおける制御アルゴリズムを説明した。本章ではそのアルゴリズムの検証のため、シミュレーションと実験結果を用いて検討する。シミュレーションツールはPSCAD/EMTDCを使用した。このツールには太陽電池と二次電池のコンポーネントがないため太陽電池や二次電池の等価回路と特性式を用いてコンポーネントを作成し、シミュレーションを行った。

実験は屋上に設置されている実物の3つの3kW級太陽電池アレイを用いて行った。日射量は日射計を太陽電池の横に太陽電池と同じ角度になるよう設置し、発電電力量の比較に用いた。マルチエージェントの通信機能を行うためTMS320F28335が提供するCAN通信を用いてマルチエージェントの機能を実現した。

5.2 シミュレーション結果

シミュレーションはPSCAD/EMTDCを用いてを行った。表5.1に太陽電池と二次電池の仕様を示す。ここで、 V_{oc} 、 I_{sc} 、 V_{op} 、 I_{op} 、 P_{MPP} はそれぞれ太陽電池の開放電圧、短絡電流、MPPT制御時の電圧、電流、そして日射量が 1000W/m^2 時の最大電力である。

5.2.1 グループ内の制御（MPPT優先制御）

本節では第3章で述べたようにMASの導入により各サブシステムと二次電池システムはお互いの情報を持って適切な制御を行うことで発電電力を増やすことの示す。MPPT優先制御を確認するためサブシステム2台および二次電池1台で構成される図5.1に示すシミュレーション回路について検討した⁽¹⁾。

負荷は定抵抗負荷として、負荷1は 3.56Ω （80 V印加時約1800 W）とし、負荷2は 7.12Ω （80 V印加時約900 W）とした。太陽電池の出力は、最大で3000Wでシミュレーションを開始し、時刻5秒において2000W、7.5秒において1300Wへ変更

表 5.1 PV アレイおよび二次電池の仕様

PV array				
V_{oc}	I_{sc}	V_{op}	I_{op}	P_{MPP}
303.8 V	13.4 A	243.6 V	12.2 A	2972 W
Battery bank				
Output voltage		Capacity		
54 V		128 Ah		

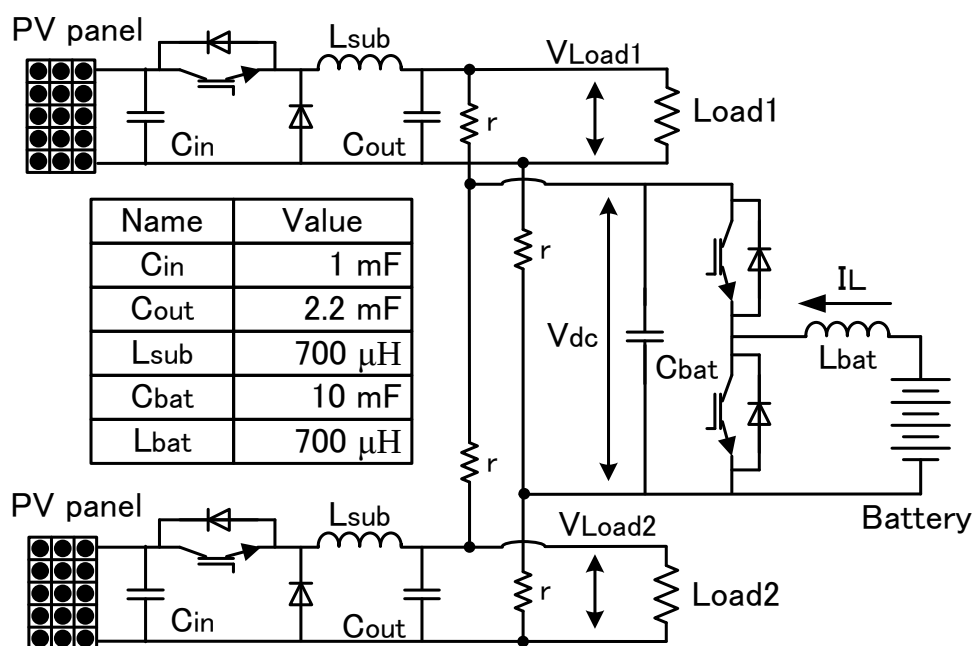


図 5.1 MPPT 優先制御シミュレーション回路

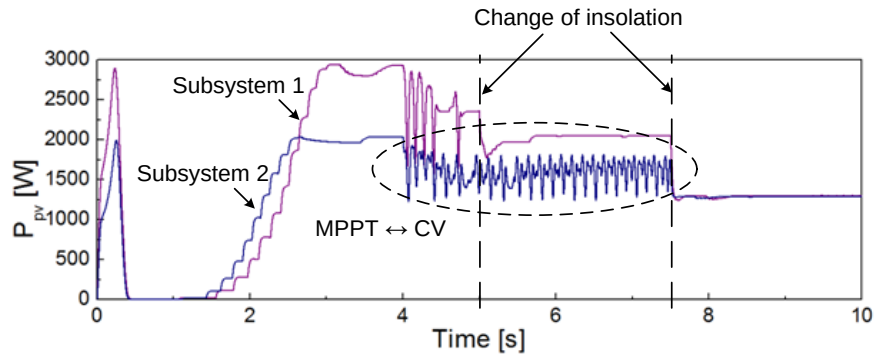
させた。

図5.2はMASが導入されてない結果であり、図5.3はMASによるMPPT優先制御を適用した結果である。シミュレーション条件は両方同じである。

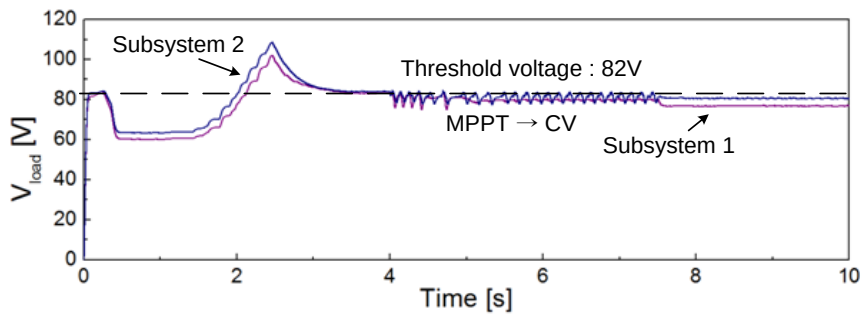
図5.2の結果において、サブシステムの降圧コンバータは、時刻1秒にMPPT制御を始め、2秒後に最大電力点にたどり着いている。シミュレーションにおいてシステムが安定する時刻4秒以降に制御を開始した。システムが電力余剰状態のため負荷電圧がしきい値（82V）を上回り、PV側降圧コンバータはMPPT制御からCV制御に制御モードを変える。しかし、すぐ再度太陽電池の電圧が160Vを下回るためMPPT制御を実行し、CVとMPPT優先制御を繰り返す。そして5秒で日射量が減っても線路抵抗が大きい二次電池に流入する電流は少なく、負荷電圧が上昇する。この時、本来二次電池は充電可能なので、MPPT制御を行うべき状態であるが、自端情報から判断しているため、CV制御に移行してしまっ

いる。

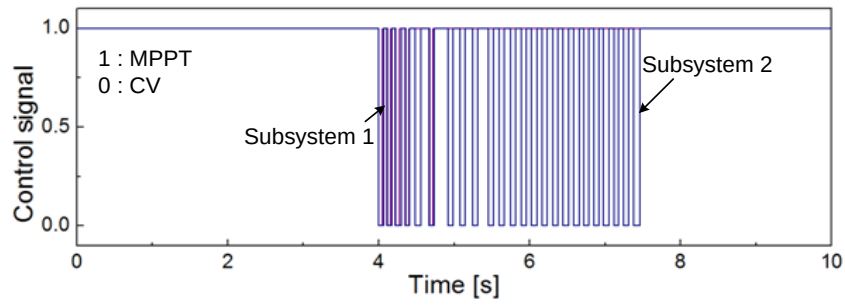
一方, MASを導入した図5.3では4秒から制御を始め、電力余剰状態であるので、CV制御を行うが、二次電池エージェントは二次電池の電流を常に確認して充電可能であることを認識するのでサブシステムエージェントがMPPT制御を行うべき状態であると判断して二次電池エージェントは自律制御部にMPPT優先モードへの変更指令をサブシステムエージェントに送る。これでDC/DCコンバータはMPPTを行う。そして5秒からは日射量の減少により、発電電力が消費電力より少なくなるから発電量の最大化のためにMPPT制御を続ける。その結果システムは図5.2の場合に比べ2.5秒の間に500Wの差のより多くの発電電力を取得することができた。



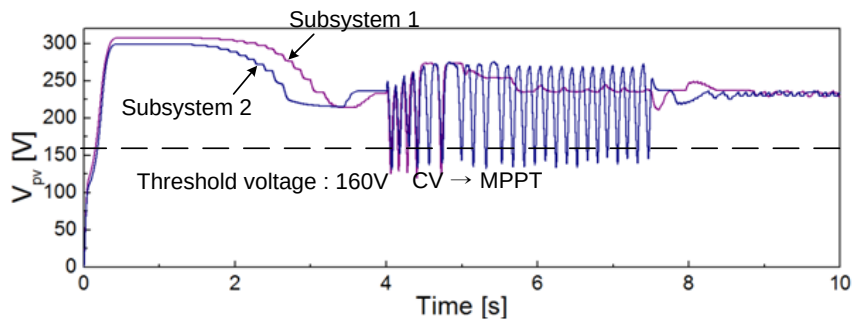
(a) Generated power (PV)



(b) Load voltage

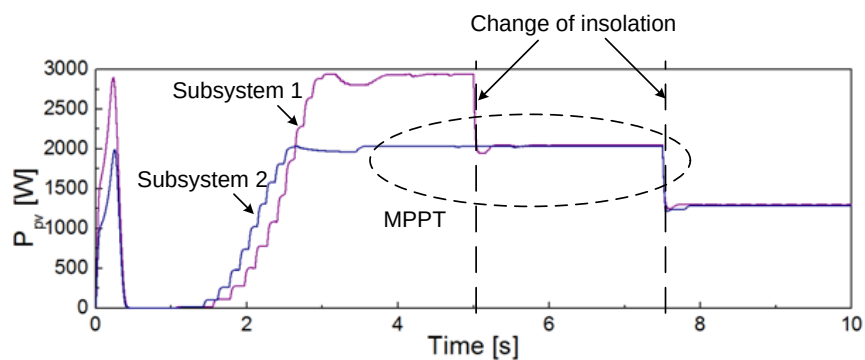


(c) Control signal

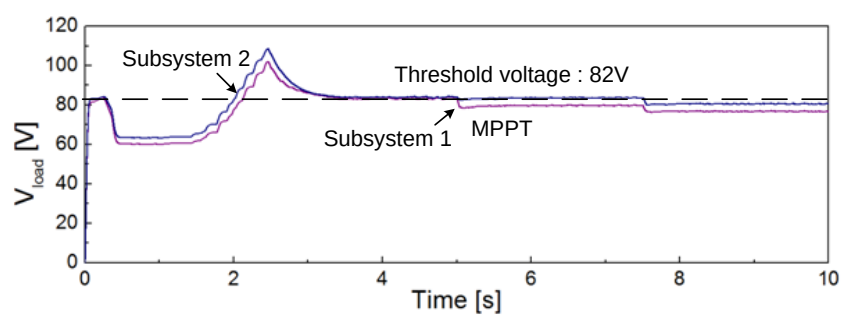


(d) PV voltage

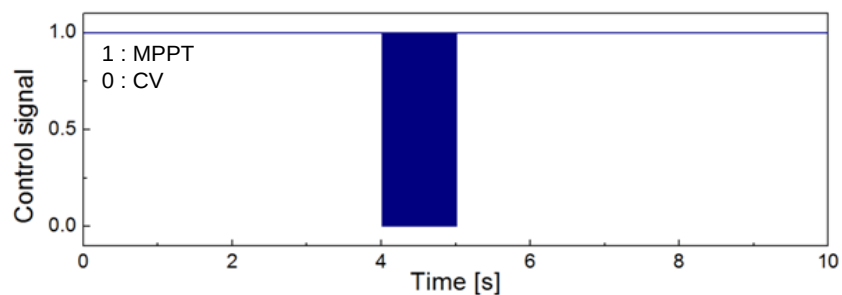
図 5.2 自端情報のみによるシミュレーション結果 (MAS なし)



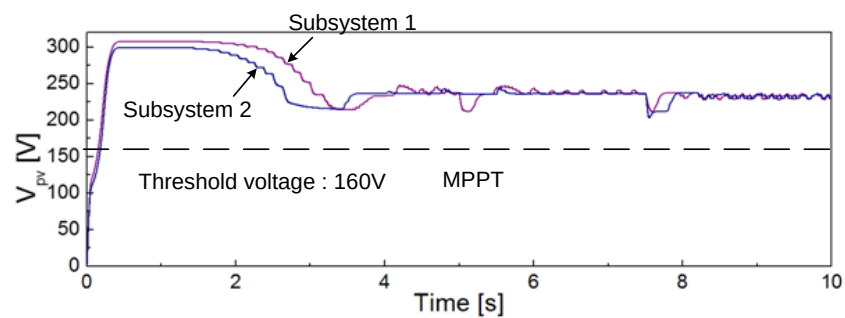
(a) Generated power (PV)



(b) Load voltage



(c) Control signal



(d) PV voltage

図 5.3 MPPT 優先制御のシミュレーション結果 (MAS あり)

5.2.2 グループ間の制御（電力融通制御）

ー 2グループにおける電力融通制御

この節では、第3章で述べた2グループにおける電力融通制御について確認する。また、PVの出力電力の変動により一時的に電力不足になるがすぐにPVの出力電力が回復し電力不足が解消される場合で、電力融通制御を行わないことも確認する。システムはグループ1にサブシステムが2つと二次電池が2つ、グループ2にサブシステムが1つと二次電池が1つを想定して検討を行う。

・ 負荷増加による電力融通制御

初期状態でグループ1全体のPVの発電電力は3.0 kWであり、グループ2全体のPVの発電電力は1.4 kW、グループ1全体の消費電力は2.5 kW、グループ2全体の消費電力は1.2 kWである。双方のグループとも電力に余裕がある状態である。シミュレーションの0.5秒でグループ2全体の消費電力を1.7 kWとし電力不足を起こした。また、シミュレーションの2.0秒でグループ2全体の消費電力を1.3 kWとして再度、電力に余裕がある状態にした（図5.4）。

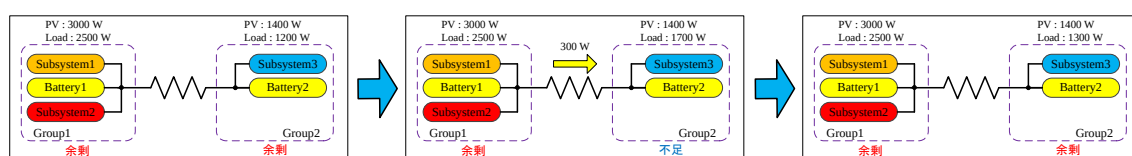


図 5.4 負荷増加による電力融通

シミュレーション結果を図5.5に示す。時刻0.5秒でグループ2の負荷が増加することにより電力不足となる。その状態が0.5秒間（自律制御から電力融通制御または電力融通制御から自律制御に移るための判定をする時間）続いたところ（時刻1.0秒）で二次電池の電力がなくなることによりグループ2のDCリンク電圧が下がり電力融通が開始している。このときにグループ2全体で約300 Wの電力不足を起こしており、グループ1からはその分の電力が送られていることから必要な分だけの電力を供給されていることが確認できた。その後、時刻2.0秒でグループ2の負荷が減少し電力に余裕が生じる。その状態が0.5秒間続いたところ（時刻2.5秒）でグループ2のDCリンク電圧が上がり電力融通が停止することが確認できた。

また、自律制御から電力融通制御または電力融通制御から自律制御に移るための判定をする0.5秒の間は二次電池が電力余剰分・電力不足分を充放電していることも確認できた。

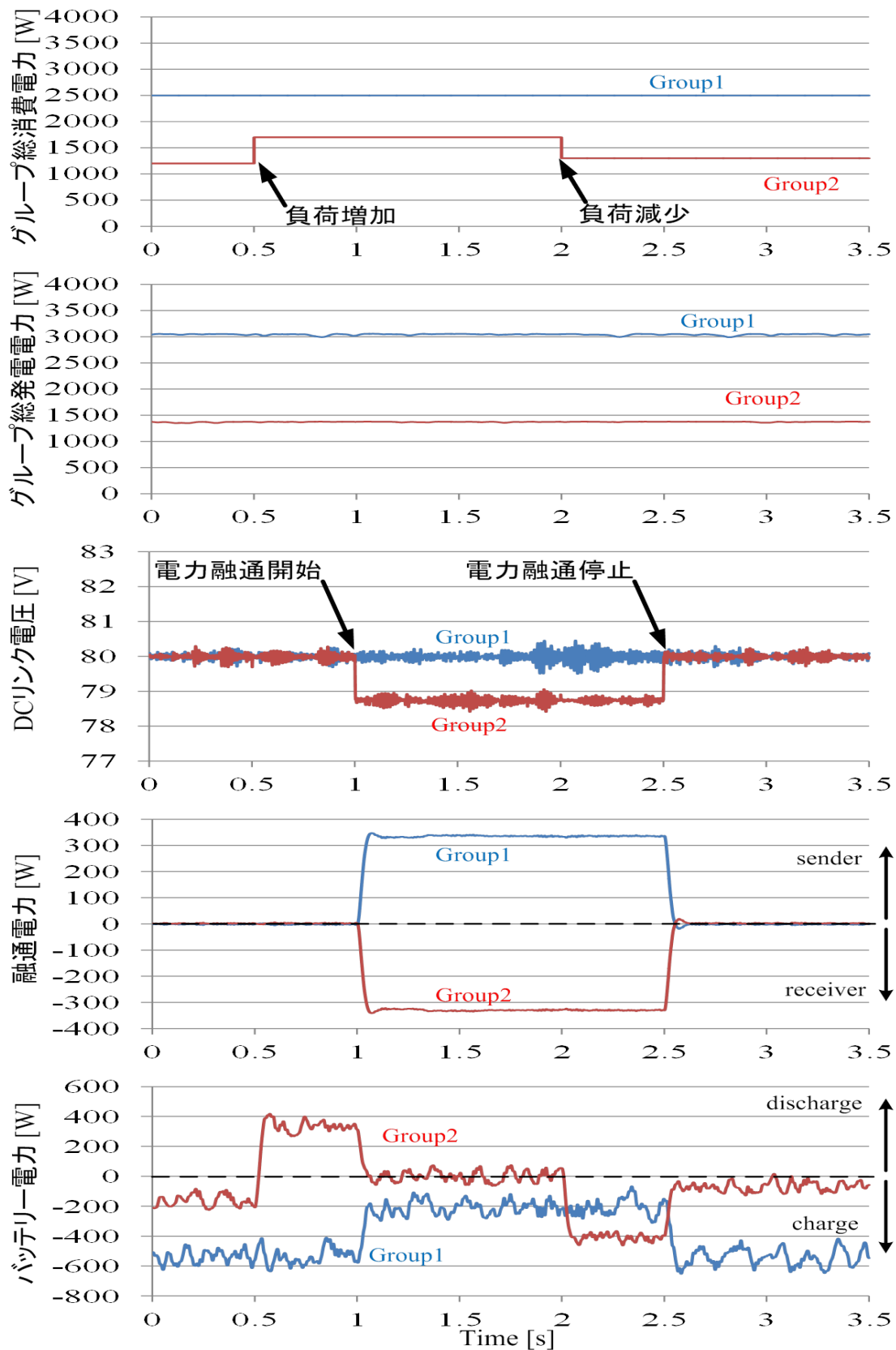


図 5.5 シミュレーション結果 (2グループ ; 負荷増加による電力融通制御)

- ・日射量減少による電力融通制御

初期状態でグループ1全体のPVの発電電力は4.0 kWであり、グループ2全体のPVの発電電力は2.5 kW、グループ1全体の消費電力は3.0 kW、グループ2全体の消費電力は2.0 kWである。双方のグループとも電力に余裕がある状態である。シミュレーションの0.5秒でグループ2の日射量を減少させ、PVの発電電力を1.5 kWとし電力不足を起こした。また、シミュレーションの2.0秒でグループ2の日射量を増加させ、PVの発電電力を2.2 kWとして再度、電力に余裕がある状態にした（図5.6）。

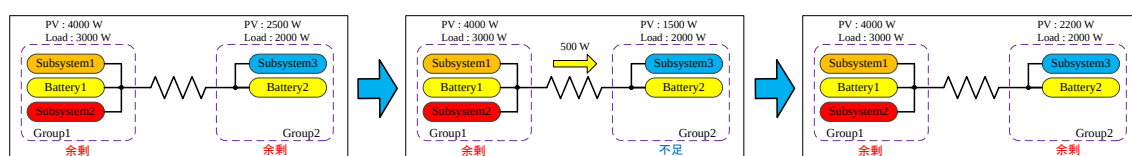


図 5.6 日射量減少による電力融通制御

シミュレーション結果を図5.7に示す。時刻0.5秒でグループ2の日射量が減少することにより電力不足となる。その状態が0.5秒間続いたところ（時刻1.0秒）でグループ2のDCリンク電圧が下がり電力融通が開始している。このときにグループ2全体で約500 Wの電力不足を起こしており、グループ1からはその分だけの電力が送られていることから必要な分だけの電力を供給されていることが確認できた。その後、時刻2.0秒でグループ2の日射量が増加し電力に余裕が生じる。その状態が0.5 s間続いたところ（時刻2.5秒）でグループ2のDCリンク電圧が上がり電力融通が停止することが確認できた。

また、自律制御から電力融通制御または電力融通制御から自律制御に移るための判定をする0.5秒の間は二次電池が電力余剰分・電力不足分を充放電していることも確認できた。

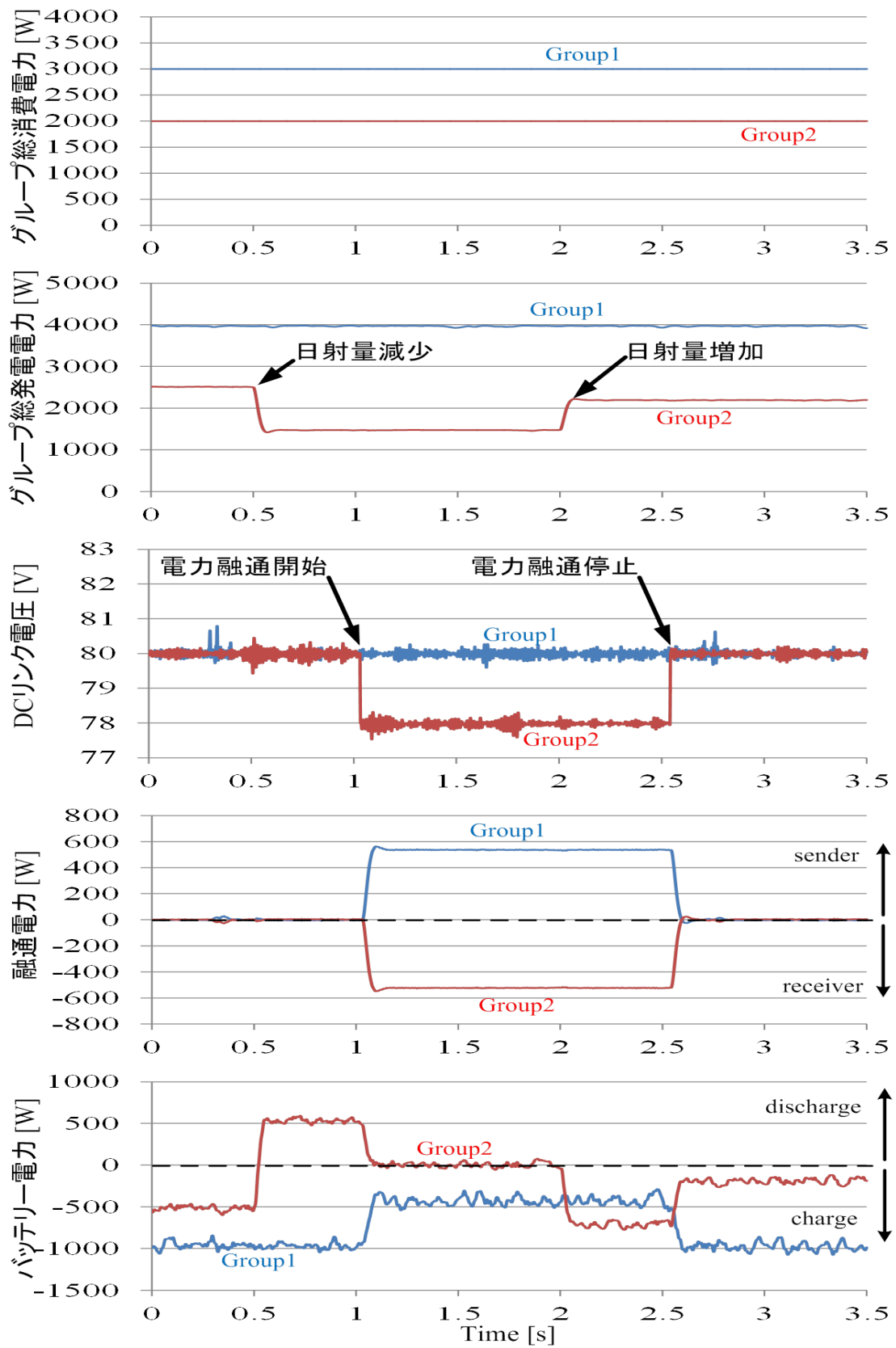


図 5.7 シミュレーション結果 (2グループ ; 日射量減少による電力融通制御)

- ・短時間の日射量減少

初期状態でグループ1全体のPVの発電電力は4.0 kWであり、グループ2全体のPVの発電電力は3.2 kW、グループ1全体の消費電力は3.2 kW、グループ2全体の消費電力は3.0 kWである。双方のグループとも電力に余裕がある状態である。シミュレーションの時刻0.5秒付近でグループ2の日射量を徐々に減少させ、時刻1.3秒付近で最小値を取りその後徐々に増加させた。これによりグループ2に短時間の電力不足を起こした（図5.8）。

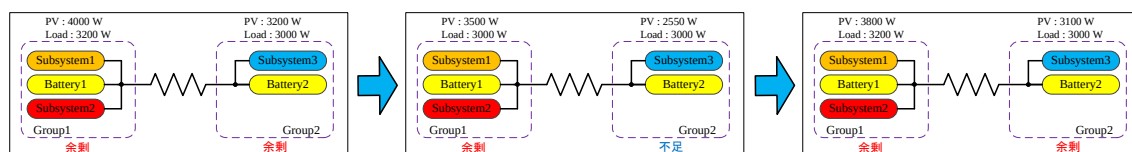


図 5.8 短時間の日射量減少

シミュレーション結果を図5.9に示す。今回の電力融通制御はグループ全体の発電電力がグループ全体の消費電力の90 %を下回ったら電力不足と判断し、その状態が0.5 s間続いたら電力融通制御を始めるようになっている。そのため、グループ2は発電電力が2.7 kW (= 3.0 kW × 0.9) を下回ったら電力不足と判断される。図5.9のシミュレーション結果から、グループ2の発電電力が2.7 kWを下回って電力不足を起こしている期間はあるものの、電力不足を起こしている期間が約0.45秒と短く、グループ2は電力融通制御を開始していないことが確認できた。

つまり、短時間の電力不足の場合は電力融通を行わないことにより電力融通の回数を減らし、電力を融通するときの電力損失を減らす。

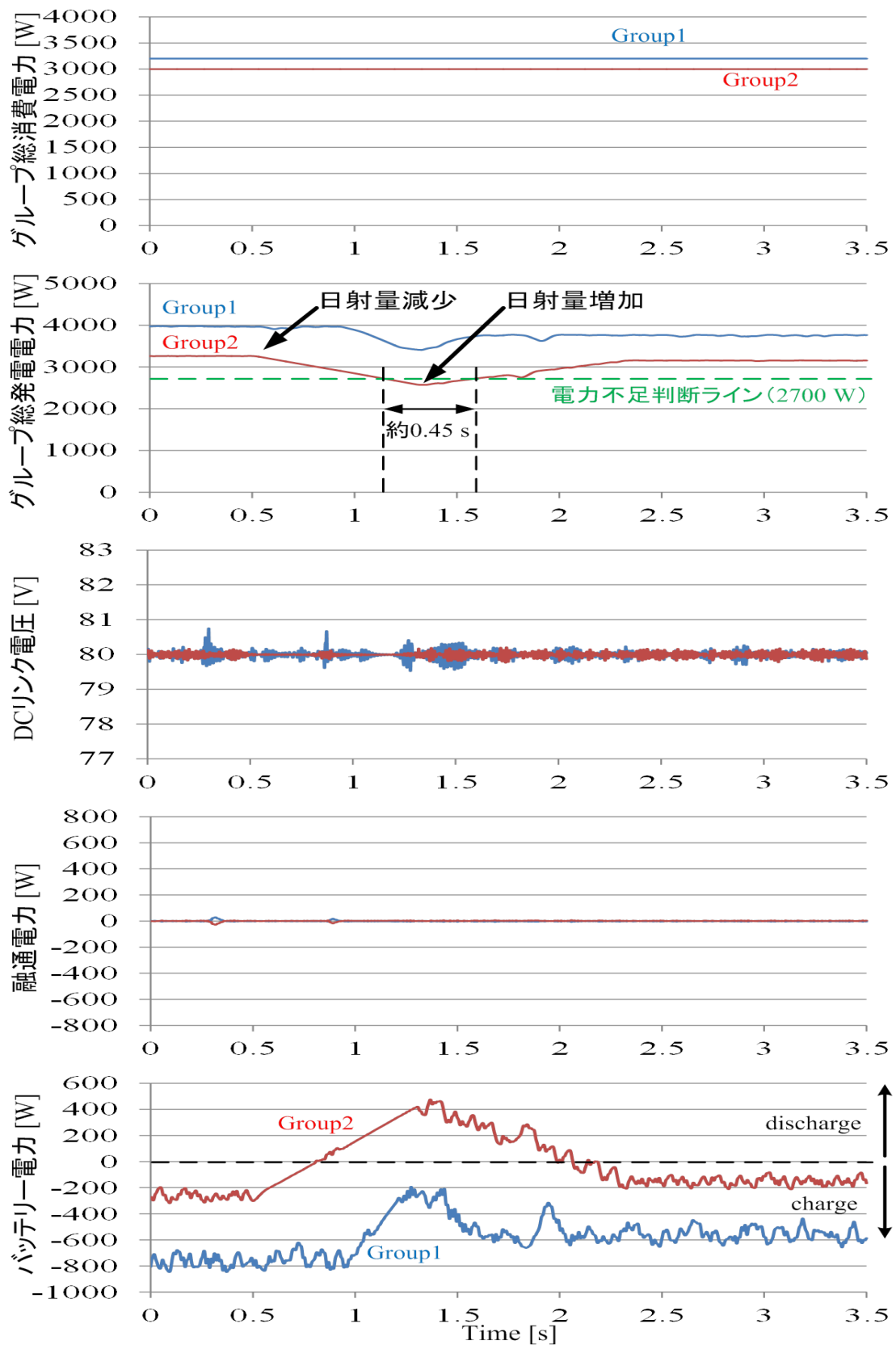


図 5.9 シミュレーション結果 (2グループ ; 短時間の日射量減少)

ー 3グループ以上における電力融通制御

この節では、第4章で述べた3グループ以上における電力融通制御について確認する。今回は4グループのシステムについてシミュレーションを行った。グループ内の構成としては、全てのグループにおいてサブシステム2つと二次電池1つを想定した。

・電力余剰が3グループ、電力不足が1グループの場合

初期状態でグループ全体のPVの発電電力はグループ1が4.0 kW、グループ2が5.0 kW、グループ3が4.0 kW、グループ4が3.0 kWである。また、グループ全体の消費電力はグループ1が4.0 kW、グループ2が4.6 kW、グループ3が3.4 kW、グループ4が2.7 kWである。初期状態では全てのグループにおいて電力に余裕または過不足がない状態である。シミュレーションの0.5 sでグループ1の消費電力を5.2 kWとし電力不足を起こした（図5.10）。

シミュレーション結果を図5.11に示す。時刻0.5秒でグループ1の負荷が増加することにより電力不足となる。その状態が0.5秒間続いたところ（時刻1.0秒）で電力融通が開始される。グループ3が最も電力余剰が大きいので、グループ1とグループ3の組で電圧差が計算されグループ1のDCリンク電圧が決定される。次にグループ2の電力余剰が大きいので、グループ2のDCリンク電圧が決定され、グループ4のDCリンク電圧が決定される。最後に電力融通が必要のないグループ間の遮断器が開放されることによって電力融通が必要なグループに必要な分だけの電力が送られていることが確認できた。

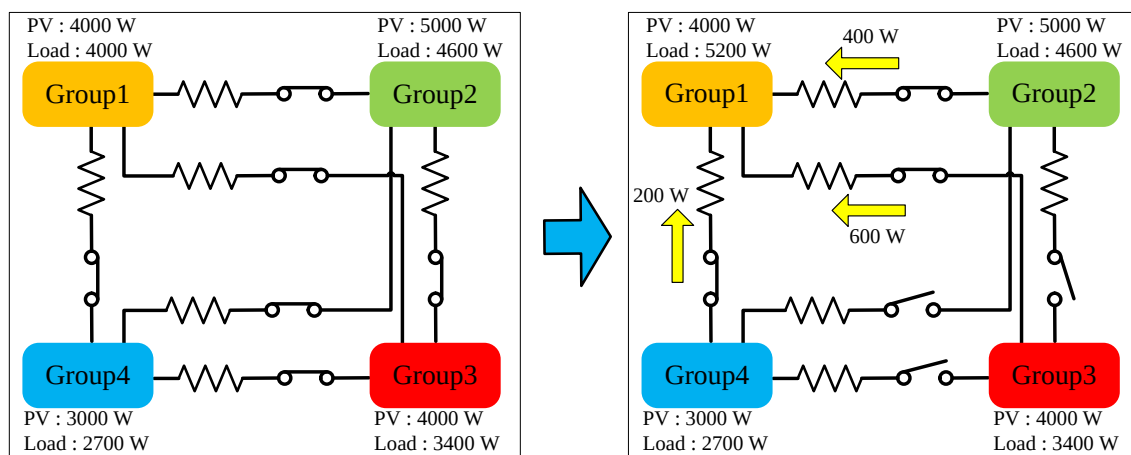


図 5.10 電力余剰：3グループ、電力不足：1グループ

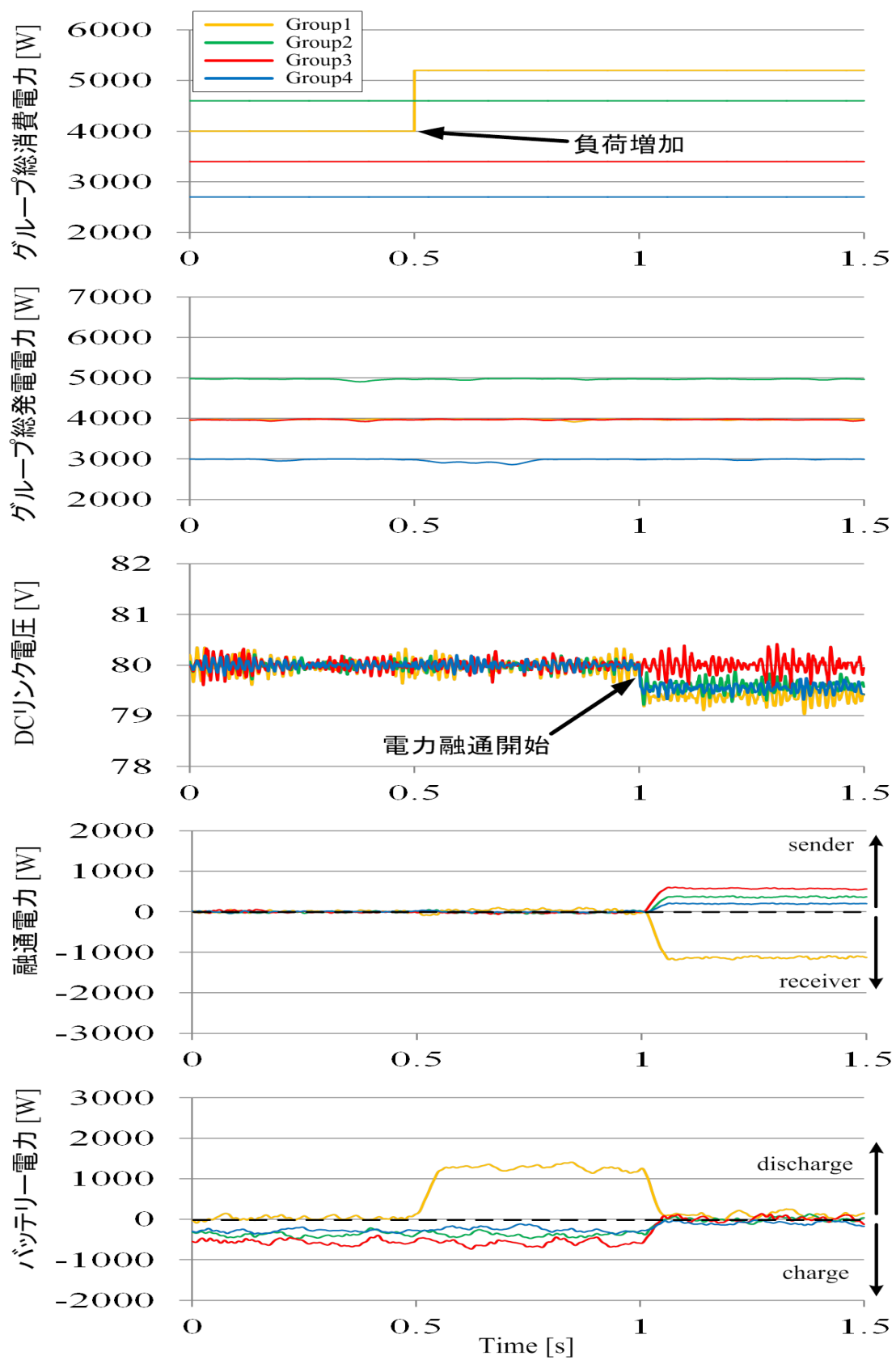


図 5.11 シミュレーション結果 (電力余剰: 3グループ、電力不足: 1グループ)

- ・電力余剰が2グループ、電力不足が2グループの場合（case.1）

初期状態でグループ全体のPVの発電電力はグループ1が4.0 kW、グループ2が5.0 kW、グループ3が6.0 kW、グループ4が5.0 kWである。また、グループ全体の消費電力はグループ1が3.6 kW、グループ2が4.5 kW、グループ3が5.0 kW、グループ4が4.2 kWである。初期状態では全てのグループにおいて電力に余裕がある状態である。シミュレーションの0.3秒でグループ1の消費電力を4.6 kWとし電力不足を起こした。また、シミュレーションの1.0秒でグループ2の日射量を減少させることでPVの発電電力を4.0 kWに減少させて、電力不足を起こした（図5.12）。

シミュレーション結果を図5.13に示す。0.3秒でグループ1の負荷が増加することにより電力不足となる。その状態が0.5秒間続いたところ（0.8秒）で電力融通が開始される。グループ3が最も電力余剰が大きくグループ1の不足電力よりも大きいので、グループ3が600 Wだけの電力をグループ1に送ることでグループ1の電力不足は解消される。また、電力融通の必要のないグループ1とグループ2の間とグループ1とグループ4の間の遮断器は開放される。

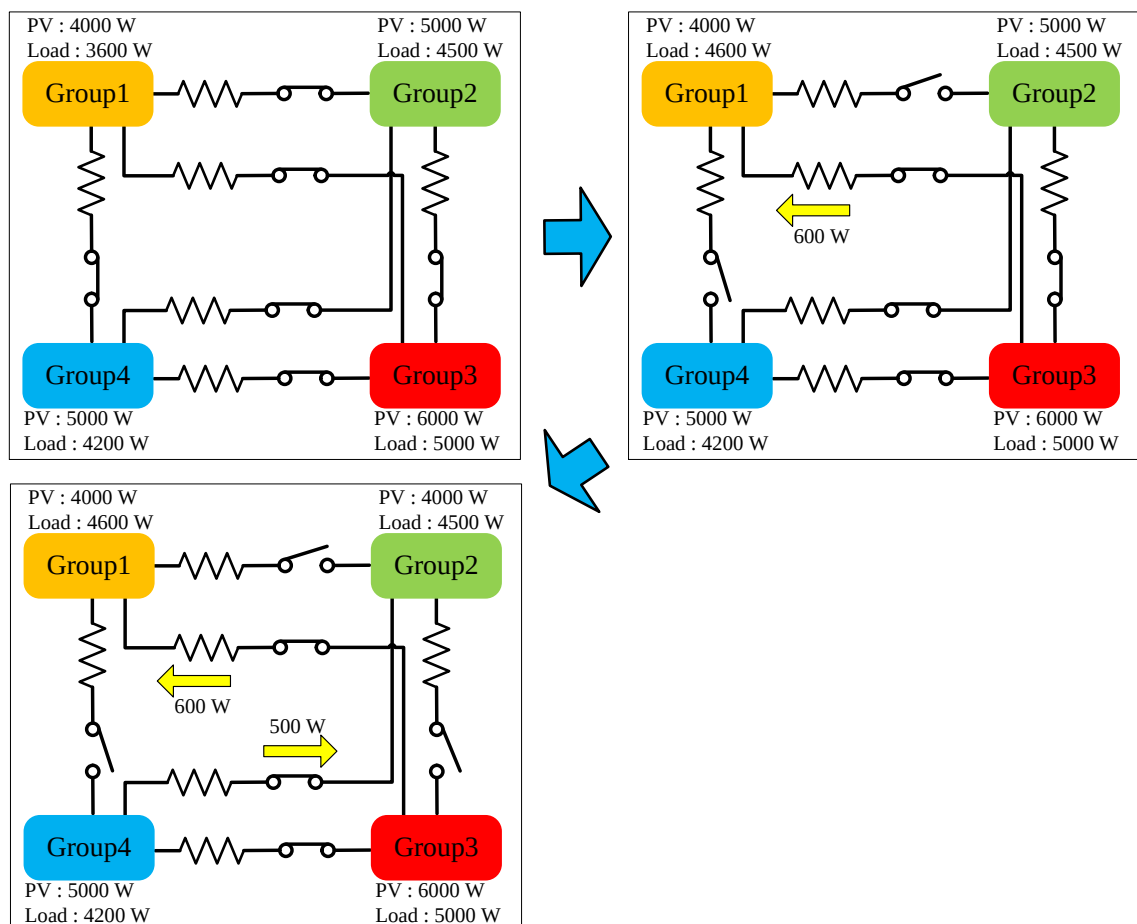


図 5.12 電力余剰：2グループ、電力不足：2グループ（case.1）

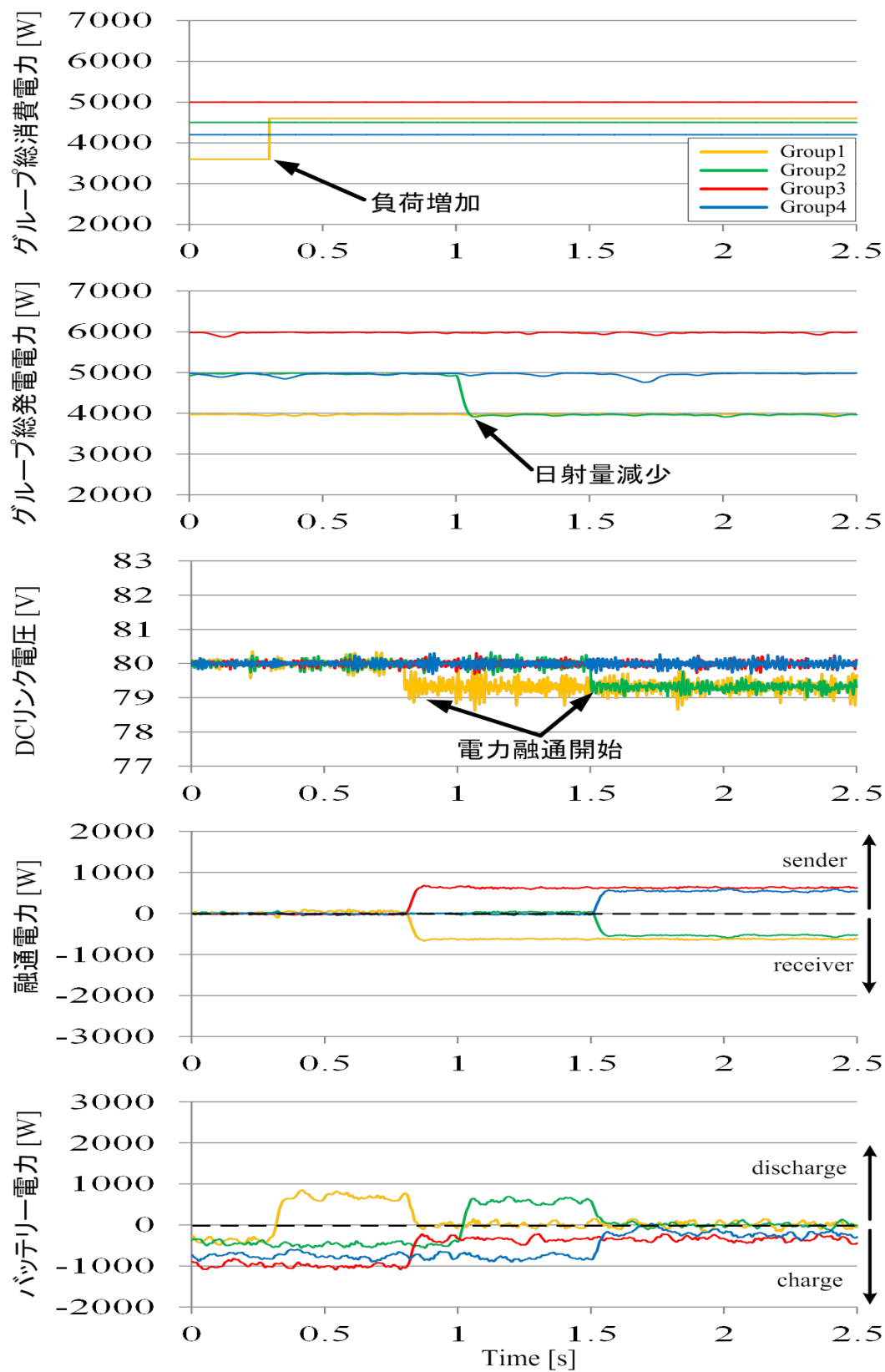


図 5.13 シミュレーション結果 (case.1)

また、1.0 sでグループ2の発電電力が減少することにより電力不足となる。その状態が0.5 s間続いたところ（1.5 s）で電力融通が開始される。グループ3がグループ1に電力融通をしていることから、グループ4の電力余剰が最も大きくグループ2の不足電力よりも大きいので、グループ4が500 Wだけの電力をグループ2に送ることでグループ2の電力不足は解消される。また、電力融通の必要のないグループ2とグループ3の間の遮断器は開放される。

・電力余剰が2グループ、電力不足が2グループの場合（case.2）

初期状態でグループ全体のPVの発電電力はグループ1が4.0 kW、グループ2が3.5 kW、グループ3が5.0 kW、グループ4が6.0 kWである。また、グループ全体の消費電力はグループ1が3.9 kW、グループ2が3.4 kW、グループ3が4.4 kW、グループ4が5.2 kWである。初期状態では全てのグループにおいて電力に余裕がある状態である。シミュレーションの0.3 sでグループ1の消費電力を4.9 kWとし電力不足を起こした。また、シミュレーションの1.0 sでグループ2の日射量を減少させることでPVの発電電力を3.0 kWに減少させて、電力不足を起こした（図5.14）。

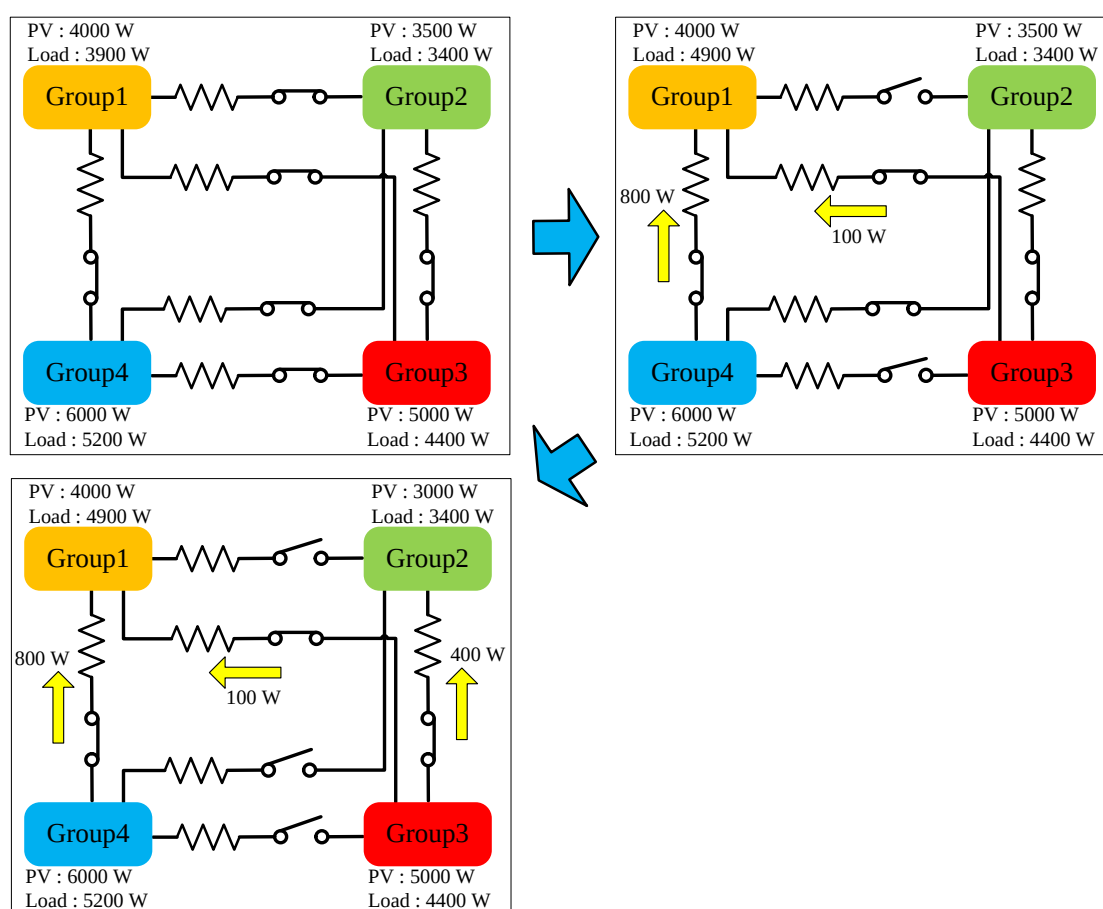


図 5.14 電力余剰：2グループ、電力不足：2グループ（case.2）

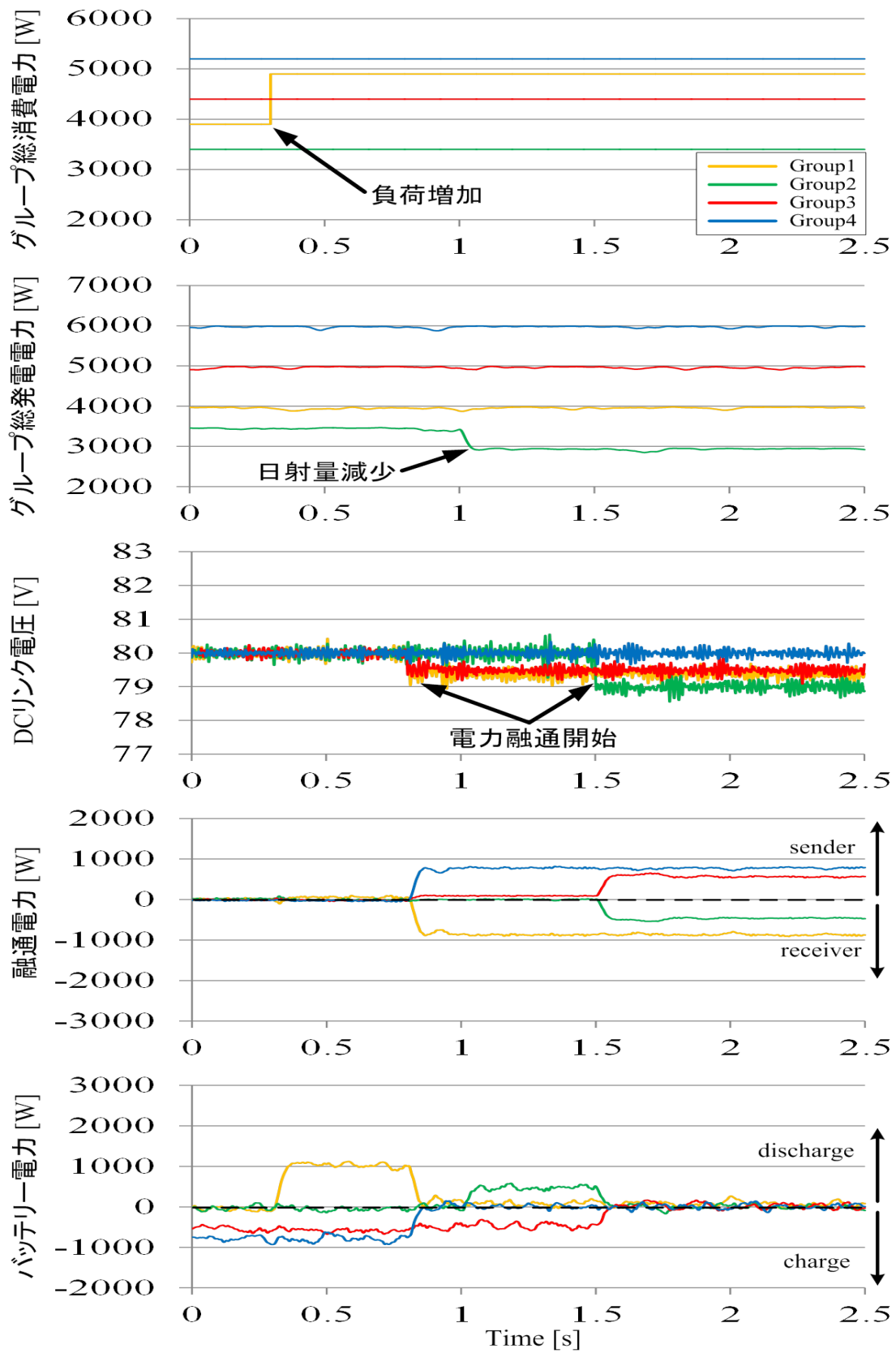


図 5.15 シミュレーション結果 (case.2)

シミュレーション結果を図5.15に示す。0.3秒でグループ1の負荷が増加することにより電力不足となる。その状態が0.5秒間続いたところ（0.8秒）で電力融通が開始される。グループ4が最も電力余剰が大きいと異なり、グループ4の余剰電力よりもグループ1の不足電力の方が大きい。そのためまず、グループ1とグループ4の組で電圧差が計算されグループ1のDCリンク電圧が決定される。次にグループ3の電力余剰が大きいので、グループ3のDCリンク電圧が適切に決定される。グループ4とグループ3がそれぞれ800 Wと100 Wの電力をグループ1に供給することにより、グループ1の電力不足が解消される。また、電力融通の必要のないグループ1とグループ2の間とグループ3とグループ4の間の遮断器は開放される。

また、1.0秒でグループ2の発電電力が減少することにより電力不足となる。その状態が0.5秒間続いたところ（1.5秒）で電力融通が開始される。グループ4がグループ1に電力融通をしていることから、グループ3の電力余剰が最も大きくグループ2の不足電力よりも大きいので、グループ3が400 Wだけの電力をグループ2に送ることによってグループ2の電力不足は解消される。また、電力融通の必要のないグループ2とグループ3の間の遮断器は開放される。

・電力余剰が1グループ、電力不足が3グループの場合

初期状態でグループ全体のPVの発電電力はグループ1が3.0 kW、グループ2が5.0 kW、グループ3が4.0 kW、グループ4が6.0 kWである。また、グループ全体の消費電力はグループ1が2.7 kW、グループ2が4.5 kW、グループ3が4.0 kW、グループ4が4.5 kWである。初期状態では全てのグループにおいて電力に余裕または過不足がない状態である。シミュレーションの0.3秒でグループ1の消費電力を3.4 kWとし電力不足を起こした。また、シミュレーションの0.8秒でグループ2の日射量を減少させることでPVの発電電力を4.0 kWに減少させて、電力不足を起こした。さらに、シミュレーションの1.3秒でグループ3の消費電力を4.5 kWとし電力不足を起こした（図5.16）。

シミュレーション結果を図5.17に示す。0.3秒でグループ1の負荷が増加することにより電力不足となる。その状態が0.5 s間続いたところ（0.8秒）で電力融通が開始される。グループ4が最も電力余剰が大きくグループ1の不足電力よりも大きいので、グループ4が400 Wだけの電力をグループ1に送ることによってグループ1の電力不足は解消される。また、電力融通の必要のないグループ1とグループ2の間とグループ1とグループ3の間の遮断器は開放される。

また、0.8秒でグループ2の発電電力が減少することにより電力不足となる。その状態が0.5秒間続いたところ（1.3秒）で電力融通が開始される。グループ4はグループ1に電力融通しているが、まだグループ4が最も電力余剰が大きい。さ

らに、グループ2の不足電力よりも大きいので、グループ4が500 Wだけの電力をグループ2に送ることでグループ2の電力不足は解消される。また、電力融通の必要のないグループ2とグループ3の間の遮断器は開放される。

最後に、1.3秒でグループ3の負荷が増加することにより電力不足となる。その状態が0.5秒間続いたところ（1.8秒）で電力融通が開始される。グループ4の余剰電力はグループ3の不足電力よりも大きいので、グループ4が500 Wだけの電力をグループ3に送ることでグループ3の電力不足は解消される。最終的にグループ4の余剰電力は100 Wとなる。

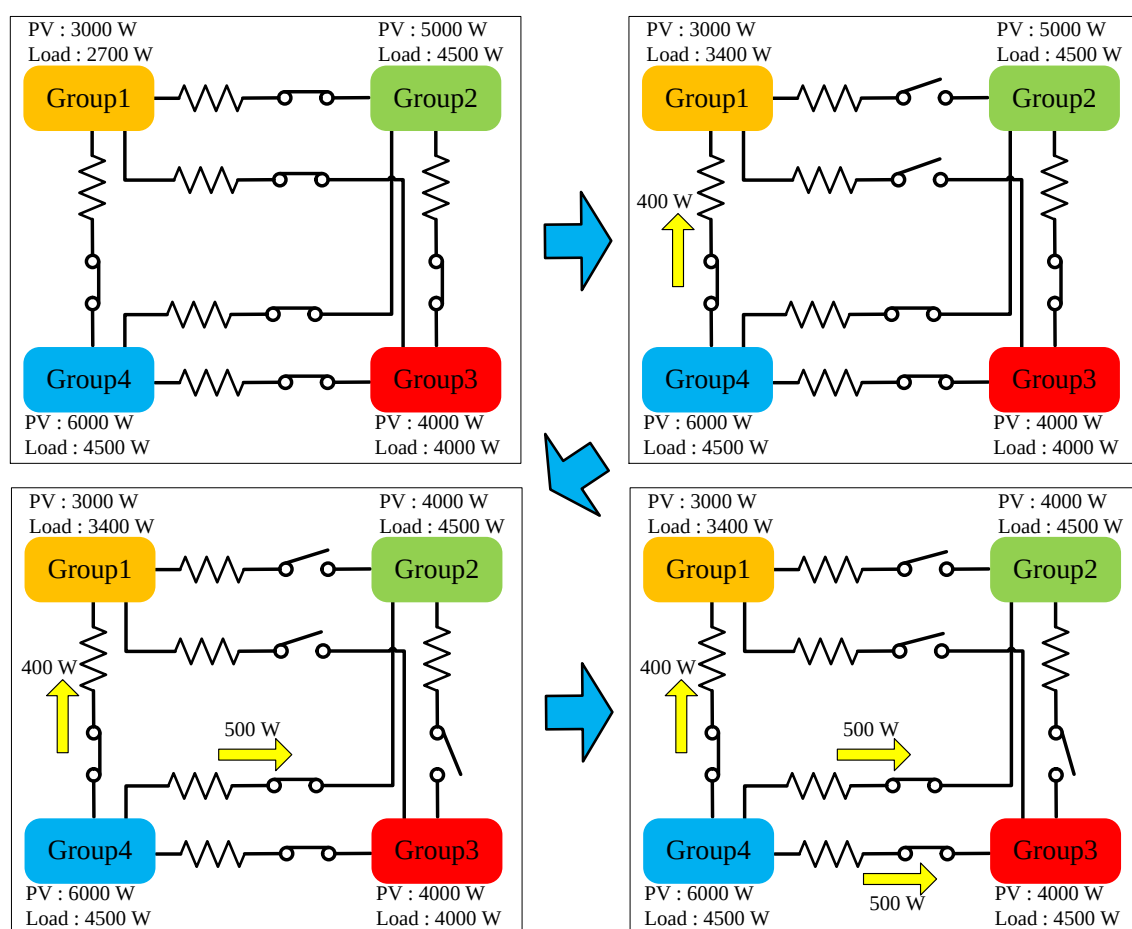


図 5.16 電力余剰：1グループ、電力不足：3グループ

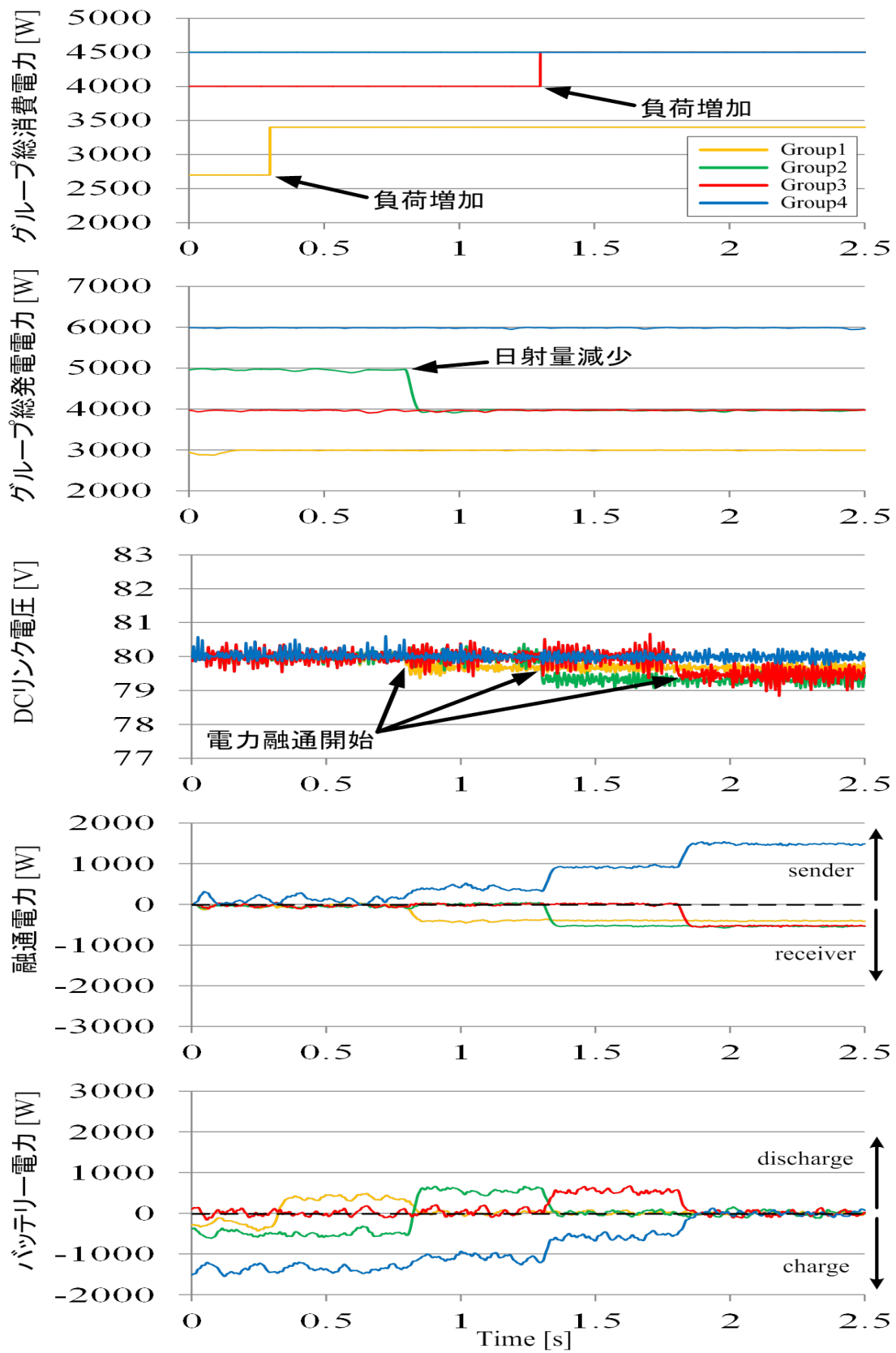


図 5.17 シミュレーション結果 (電力余剰: 1グループ、電力不足: 3グループ)

5.3 実験結果

ここでは実験により提案した制御アルゴリズムを検討する。表5.2に本研究に使われた実験装置の仕様を示す。図5.18は実験に使われた実験装置の実物写真である。コンバータのスイッチング周波数は10 kHzとし、負荷の変動はマニュアルスイッチで行った。実験のため5セットのTMS320F28335基盤が使用され、各PWMコンバータの制御役だけではなくエージェント同士の通信の役割も行う。

表 5.2 2 グループ電力融通制御における実験条件

	Group1	Group2
PV array [W]	Subsystem 1 : 2700 Subsystem 2 : 2700	Subsystem 3 : 3000
Battery [W]	48 V, 35 Ah	48 V, 35 Ah
Switching frequency [kHz]	10	
Load	Resistor	
Controller	TMS320F28335 (5 sets)	
Communication	Controller Area Network	



図 5.18 システム設置の様子

通信方式はTMS320F28335が提供してくれるCAN (controller area network) 方式を利用している。CANプロトコルはdata frame、error frameなどで構成される。data frameにはメールボックス (transmit mail boxとreceive mail box) のIDの設定部、必要なデータ (電流、電圧、制御モードの情報など) が入るdata fieldで構成されている。そのデータは受ける側が前もって約束されていることによりデコードしてデータを処理する⁽²⁾。

図5.19はMASに基づく実験システムの構成を示す。グループ1は2個のサブシステムと1個の二次電池システムで構成し、グループ2はサブシステム1個と二次電池システム1個で構成した。各システムはTMS320F28335のCANポートを介して2線だけで通信を行う。

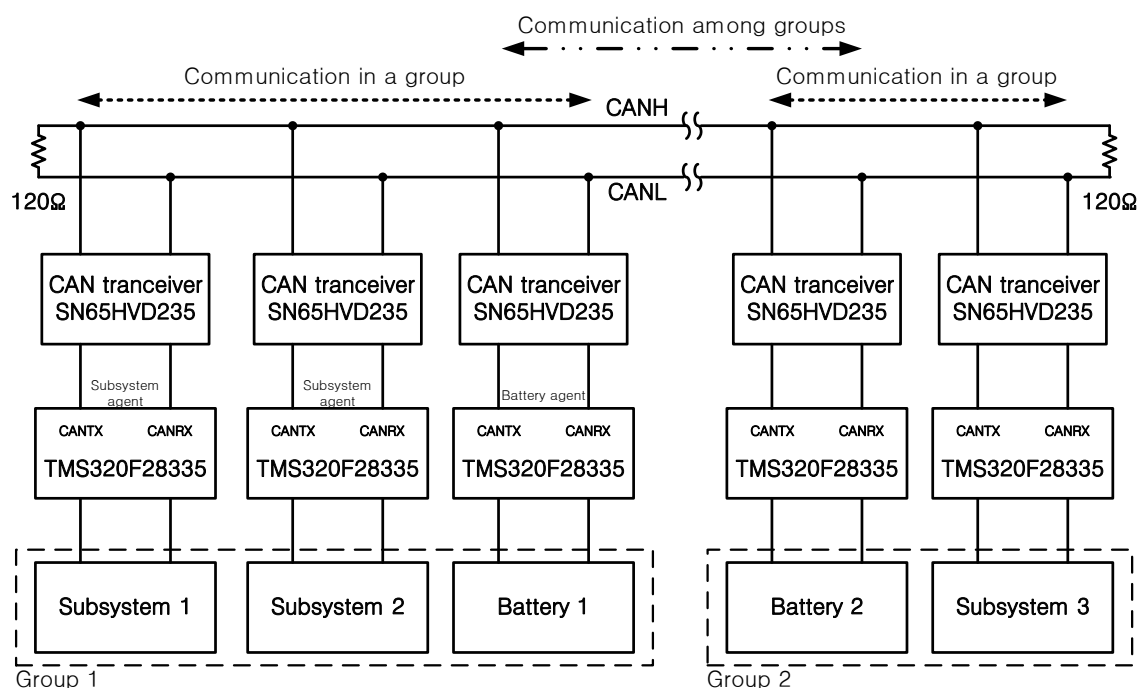


図 5.19 MAS に基づく実験回路

5.3.1 グループ内の制御 (MPPT優先制御)

図5.20にグループ内制御のための実験回路を示す。実験回路から分かるようにマニュアルスイッチで負荷を変えるようにして、その変動によりシステムがどのように反応するのかを確認した。本節ではMASが導入されたときの利点を示すためMASが導入されていない結果とMASの導入によるMPPT優先制御の結果を比較した。

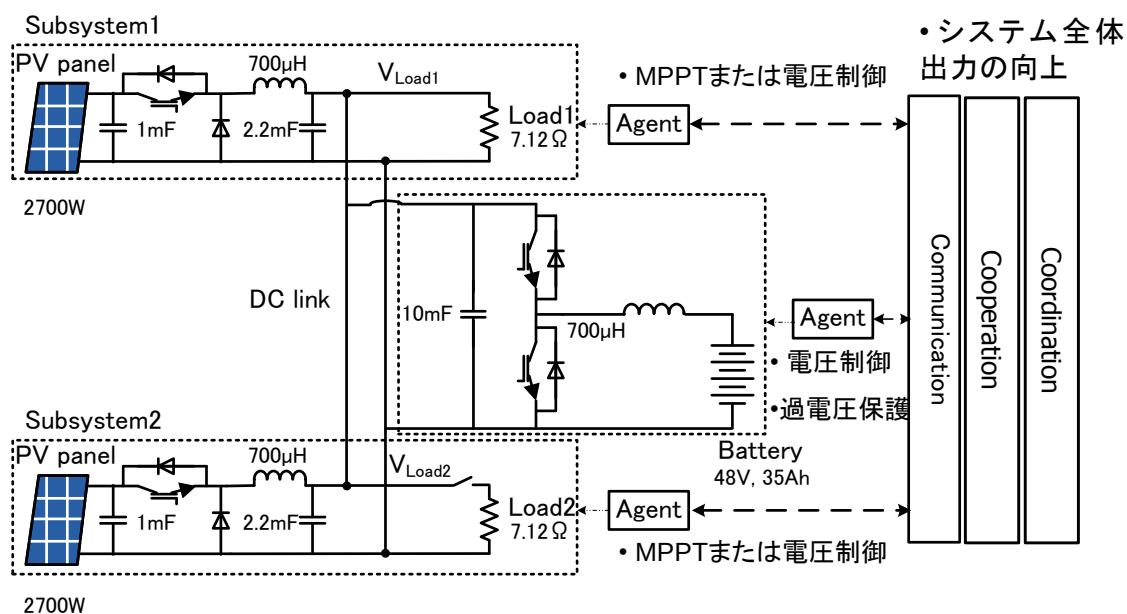


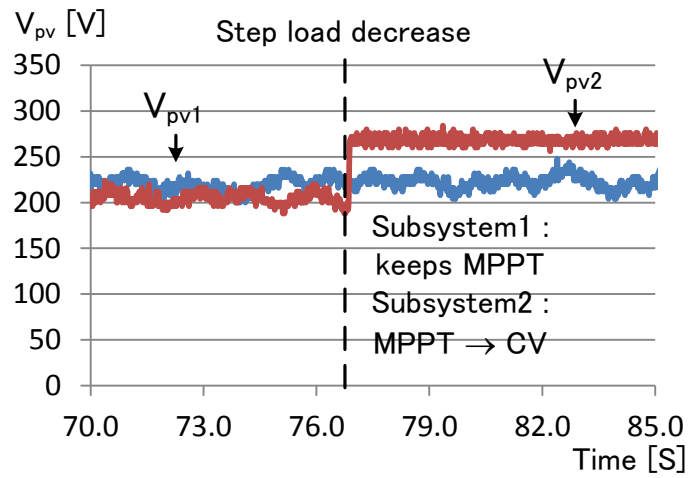
図 5.20 グループ内制御の実験回路

－MASが導入されていない場合

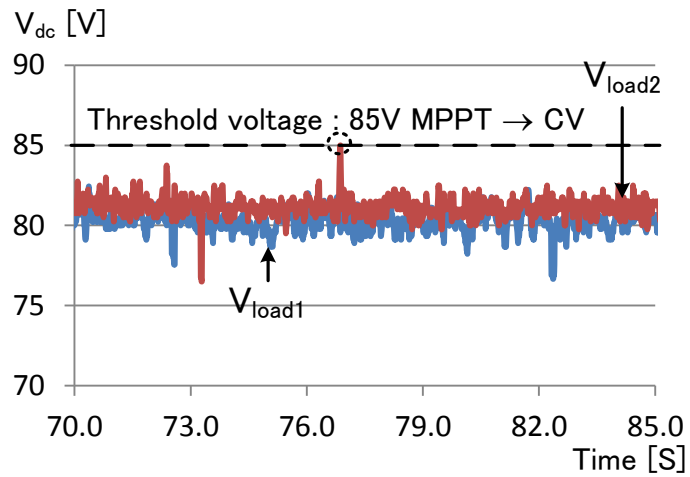
図5.21はMASが導入されていないときのグループ内の運転結果を示している。両サブシステムははじめにMPPT制御を行っている。時刻77秒付近で抵抗を 3.56Ω から 7.12Ω へ変更することで負荷が減少し、負荷電圧が瞬間的に上昇する。負荷2の電圧が V_{load_max} を超えると、サブシステム2の制御モードがMPPTからCVに変わる。しかし、その瞬間は短く、全体のシステムが電力余剰状態ではなく二次電池が放電を続けているためMPPTを行った方が望ましい状態である。

－MASの導入によるMPPT優先制御の場合

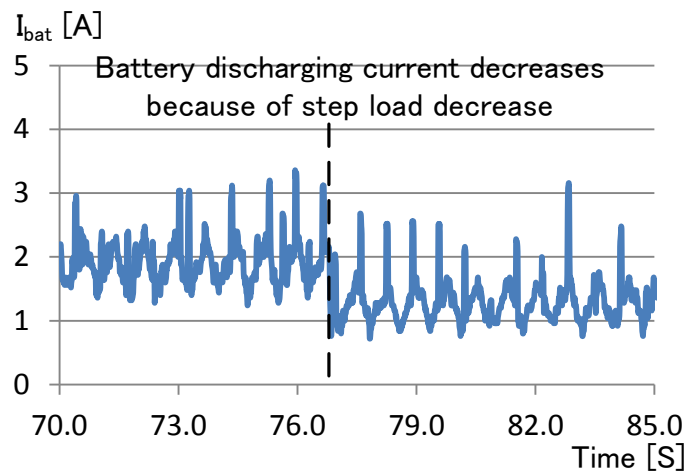
一方、MPPT優先制御の結果である図5.22を見ると、両サブシステムは同じようにはじめにMPPT制御を行っていて、82秒に負荷の減少が起こってもサブシステム2の制御モードはMPPTを続けることがわかる。二次電池は余剰電力を受け入れることができる状態であるから、MPPTを行って太陽電池からできるだけ多くの電力を取り出すほうが効率的である。



(a) Voltage profile of PV1 and PV2

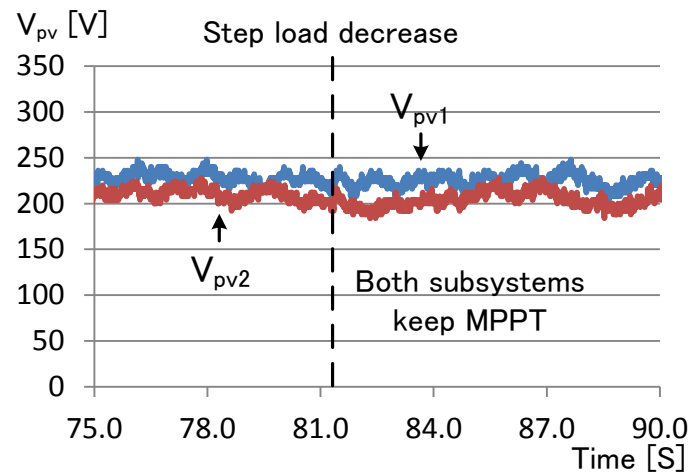


(b) Voltage profile of load1 and load2

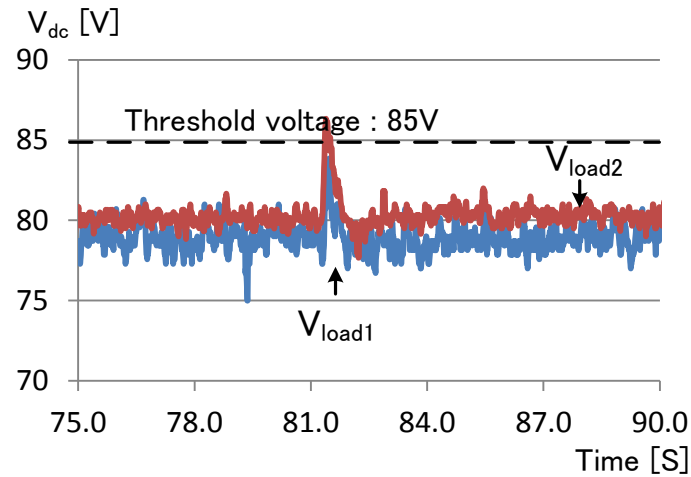


(c) Battery discharging current

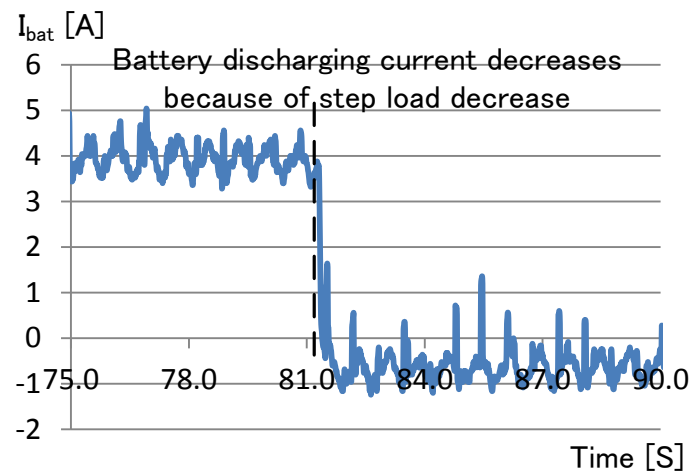
図 5.21 マルチエージェント導入されていない場合の実験結果



(a) Voltage profile of PV1 and PV2



(b) Voltage profile of load1 and load2



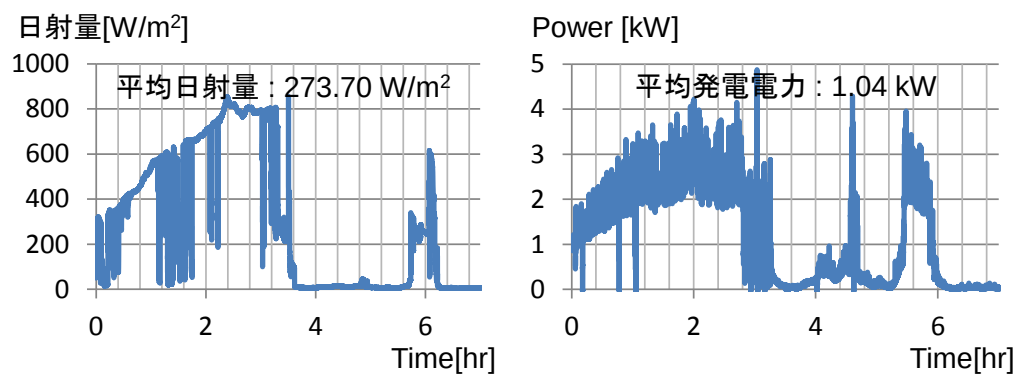
(c) Battery discharging current

図 5.22 MAS による MPPT 優先制御の実験結果

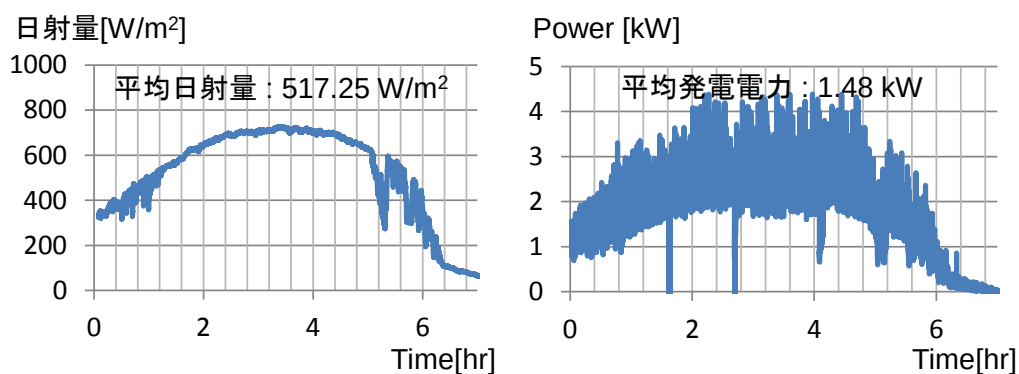
ー両ケースにおける長時間運転時の発電電力の比較

図5.23はマルチエージェントが導入されていないシステムが長時間運転した場合日射量に対する発電電力の結果を3つのケースで表している。また図5.24はマルチエージェントが導入されているシステムが長時間運転した場合の日射量に対する発電電力の結果を3つのケースで表している。両結果は日射量の差により当然に発電電力の差もあるが、似ている傾向のグラフを示すことにより日射量の激しい変動はどのような影響を及ぼすかを示す。両実験の（a）ケース1は日射量の変動は少なく時間が経ってから日射量が急激に減少する日の結果である。（b）ケース2は日射量の変動がない天候の良い日の結果で、（c）ケース3は雲により日射量の変動が激しい日の結果を示す。日射量の変動が激しい日はMPPT優先制御を行っていない図5.23のケース3の平均発電電力がケース1の平均発電電力と比べて、平均日射量を考えると明らかに少ないことが分かる。一方、MPPT優先制御を行った図5.24の結果ではこの結果から日射量の変動が激しい時、MPPT優先制御がより効果的であることが分かる。（c）ケース3の場合でも、平均日射量に相当する平均発電電力が得られている。

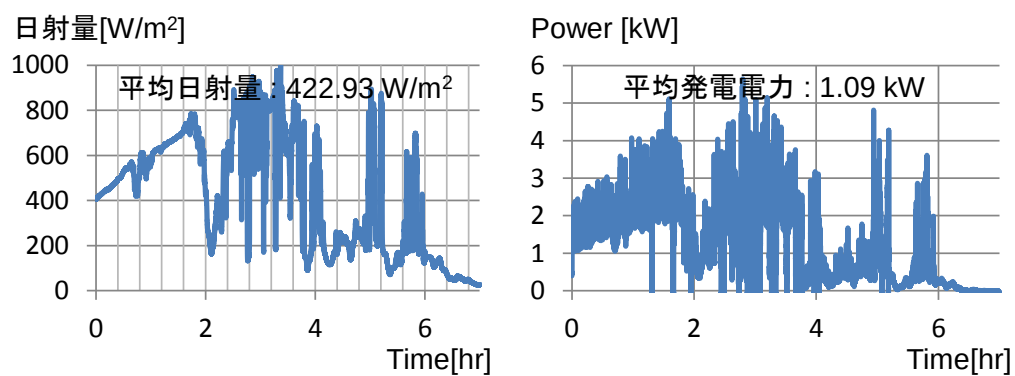
実験では日射量の条件を自由に変更することができないため二つの結果から発電量の比較を行うことは難しいので実験の回数を増やして長時間運転時の両ケースの日射量に対する発電電力量を比較した。日射量の条件を同じにすることができないため実験を繰り返し、実験を行っている間の日射量の平均値に対する発電電力量を算出した結果を図5.25に示す。日射量は日射計を太陽電池の横に太陽電池と同じ角度に設置し、測定した。実験は日が昇っている朝9時から午後4時まで7時間行った。結果からわかるように日射量が低いときは発電電力の差が少なく、日射量が強くて度々余剰電力になるときは発電電力の差が大きくなることがわかる。平均的に1.4kWhぐらいの差があって、この差は石油や二酸化炭素の減少に大きく役に立てると期待される。



(a) ケース1

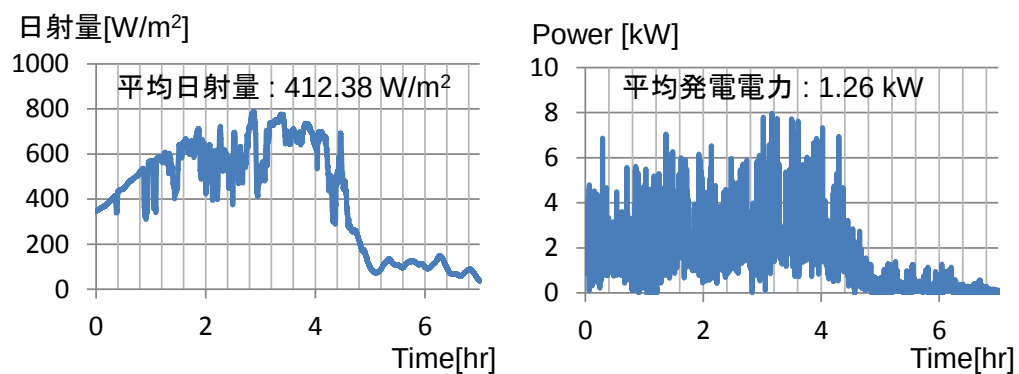


(b) ケース2

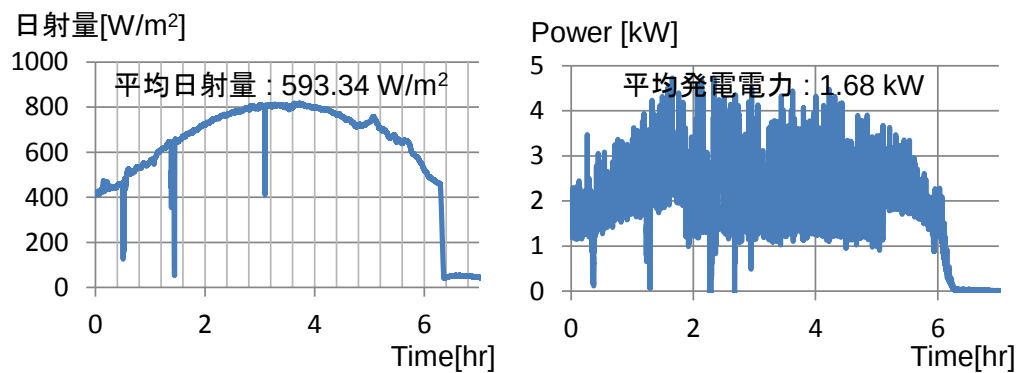


(c) ケース3

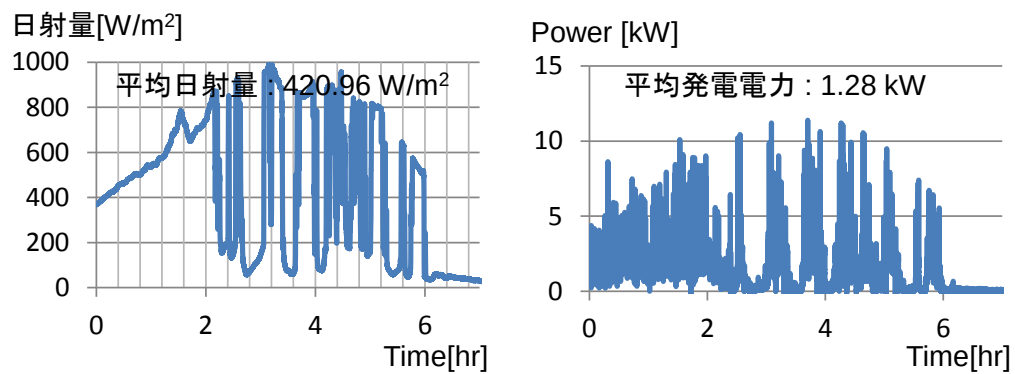
図 5.23 長時間実験結果 (Without MAS)



(a) ケース 1



(b) ケース2



(c) ケース3

図 5.24 長時間実験結果 (With MAS)

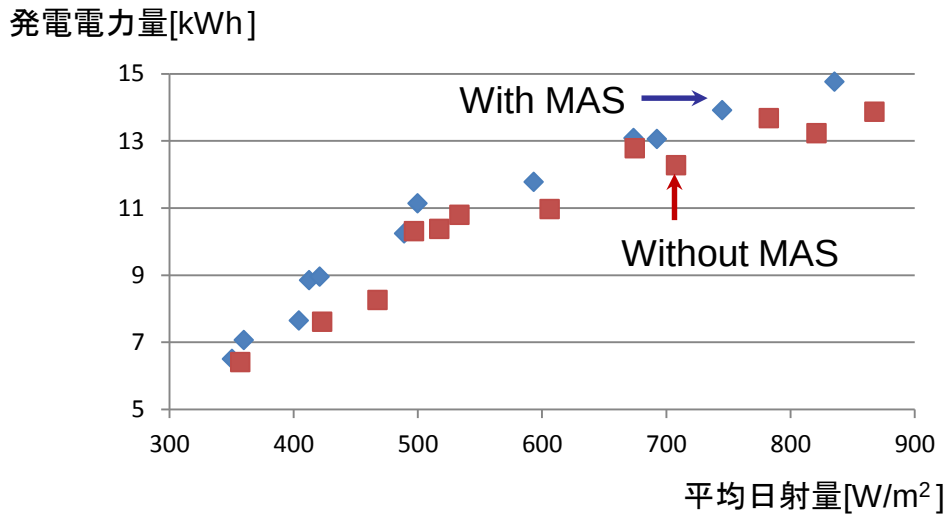


図 5.25 MAS の導入有無による 7 時間の発電電力量の比較

5.3.2 グループ間の制御（電力融通制御）

実験システムの制約により電力融通制御の実験は2グループで行った⁽²⁾。実験回路を図5.26に示す。グループ1には二つのサブシステムと二次電池システムで構成し、グループ2には一つのサブシステムと二次電池システムで構成した。そして負荷変動のためグループ2の方に電子負荷を設置して実験条件に合わせて負荷を変更できるようにした。

実験条件を表5.3に、実験結果を図5.27に示す。この条件においては二次電池が放電されているため、接続されておらず、グループ2が不足電力状態であることを想定した。実験では、20秒付近で電力融通制御を開始している。20秒から30秒付近ではグループ2の電力が不足しているため、グループ2のDCリンク電圧が下がり、グループ1から電力が供給されている。30秒付近から40秒付近ではグループ2の発電電力が増加し、DCリンク電圧が回復している。40秒付近においてグループ2の消費電力が1500Wから2500Wまで増加し、再度グループ2のDCリンク電圧が下がり、グループ1から電力が供給されている。50秒付近でグループ2の消費電力が2500Wから2000Wまで減少し、グループ2は電力がほぼ不足していない。そのため、グループ2のDCリンク電圧は上昇し、融通されている電力はほぼ0である。電力融通制御を開始してからグループ2の二次電池電力がほぼ0になっていることから、適切な電力がグループ1から供給されていることがわかる。

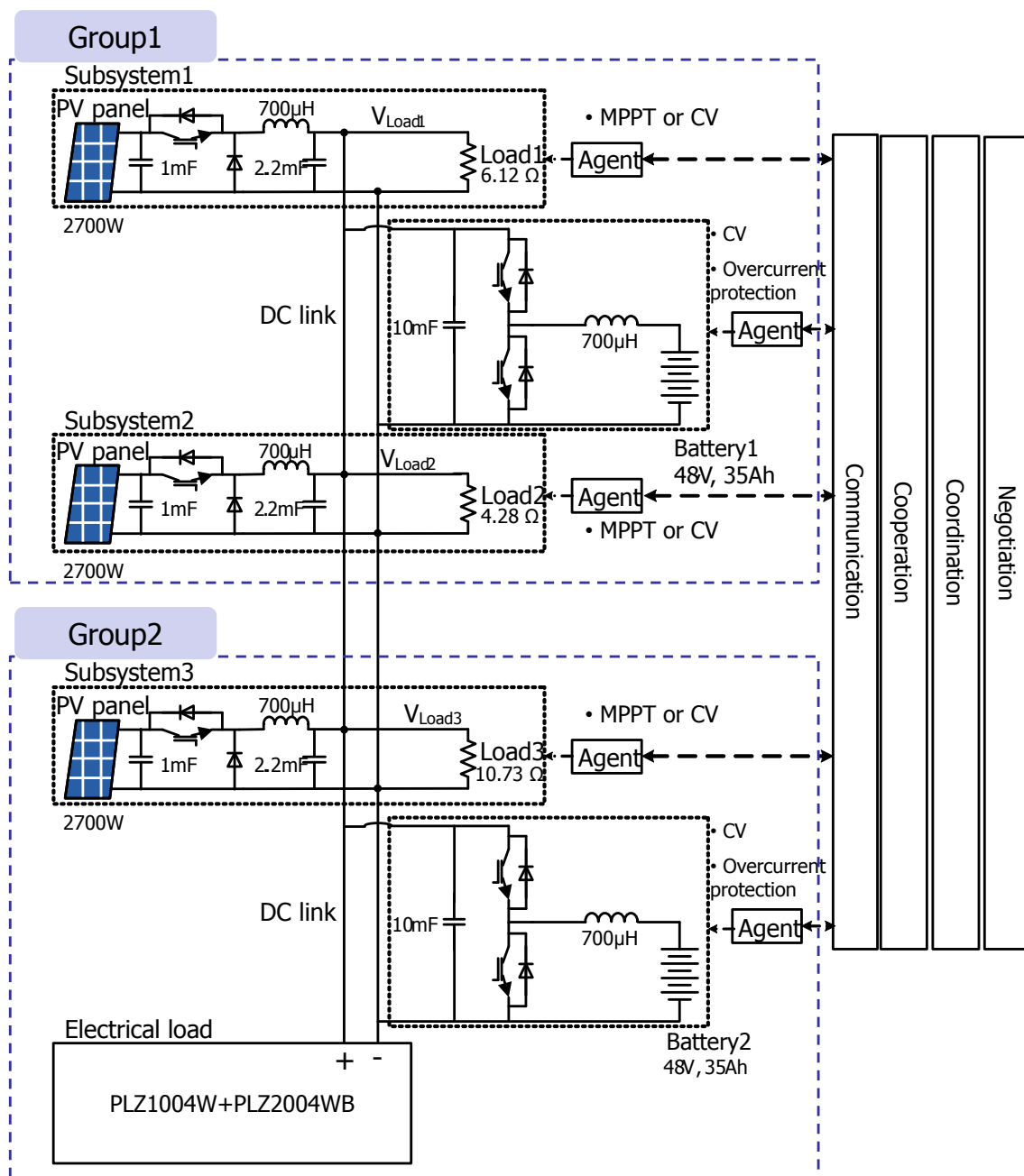
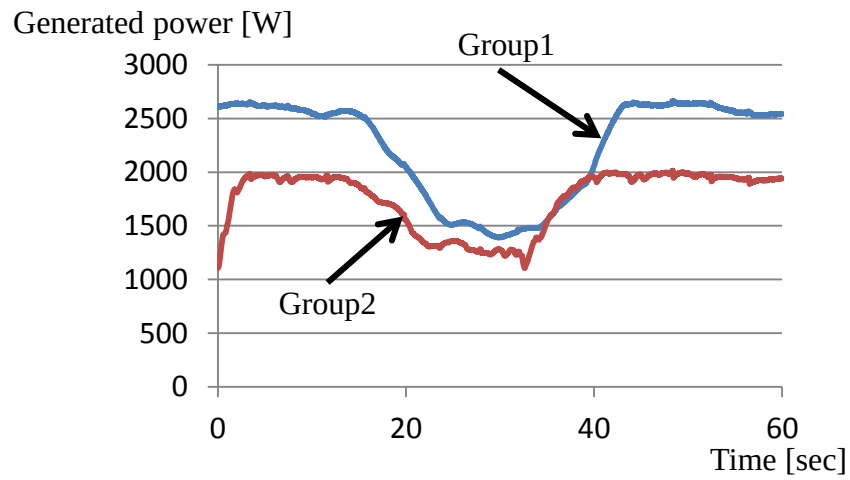


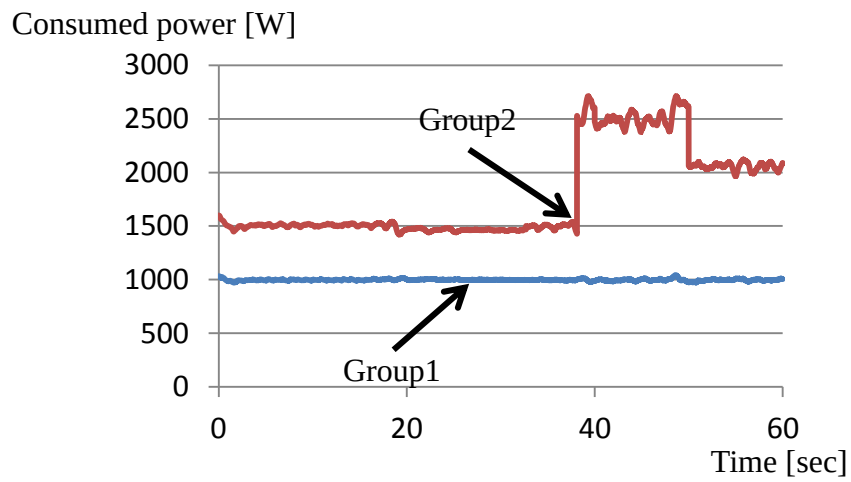
図 5.26 電力融通制御の実験回路

表 5.3 電力融通制御における実験条件

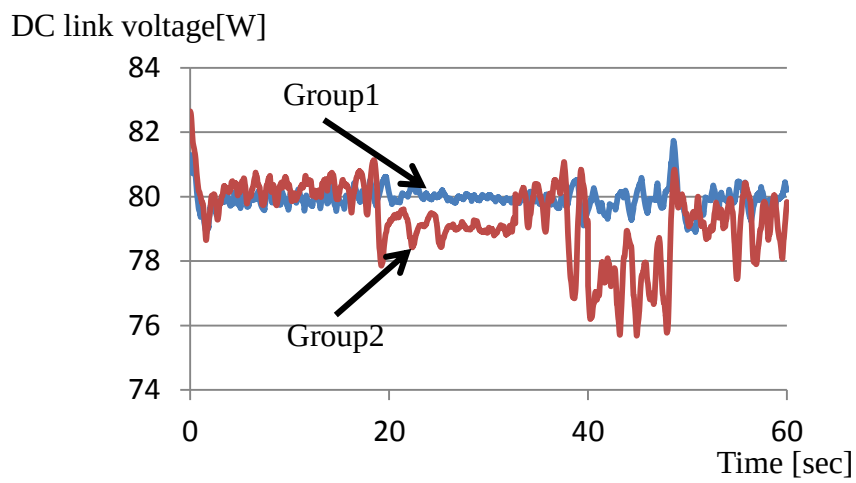
	Group1	Group2
Consumed power [W]	1000 (一定)	1500 (0 ~ 40 秒) →2500 (40 ~ 50 秒) →2000 (50 秒 ~)



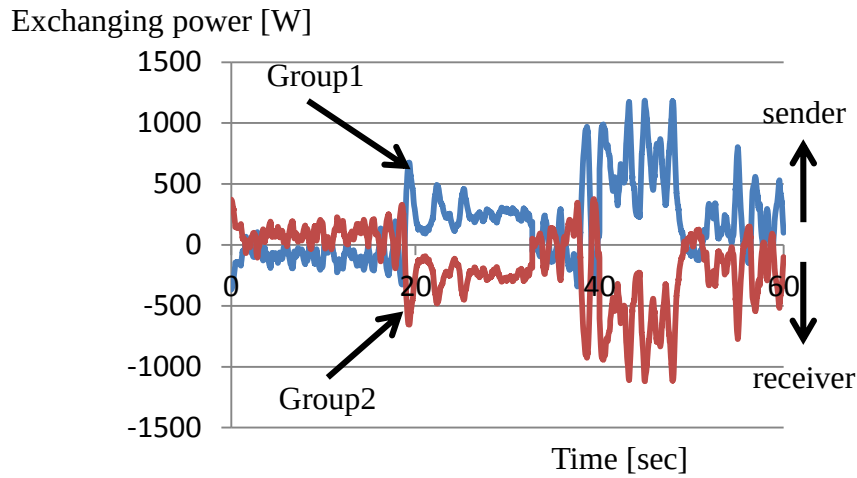
(a) Total generated power in a group



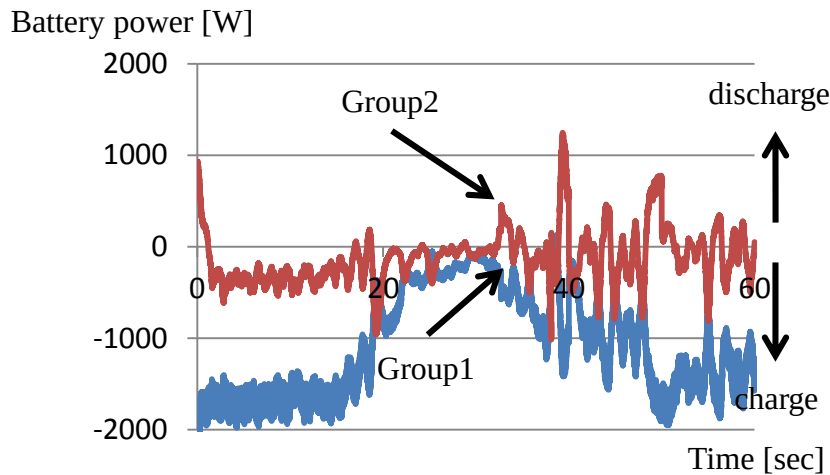
(b) Total consumed power in a group



(c) DC link voltage



(d) Exchanged power among groups



(e) Battery power in a group

図 5.27 電力融通制御の実験結果

5.4 まとめ

本章ではエネルギーの有効活用のため提案されたMPPT優先制御や電力融通制御の検証のためシミュレーションおよび実験を行った。グループ内の制御ではMASが導入されていない制御の結果の場合、二次電池が余剰電力を充電できる状態なのに負荷電圧の一時的な上昇により太陽電池から最大の電力を取らずに負荷電圧一定制御を行って適切な制御ができなかった。一方、MASの導入によるMPPT優先制御アルゴリズムを適用した結果、二次電池の状態を常に確認することによりサブシステムが太陽電池から最大の電力を得ていることをシミュレーションおよび実験により確認できた。さらにMPPT優先制御のアルゴリズムがどのぐらいの効果があるかを確かめるため一日に7時間の長時間運転実験を

行って日射量に対する発電電力量を比較した。その結果、本実験システムでは平均的に1.4 kWhの差が生じて1ヶ月使用を想定して計算すると42 kWhの電力量を得られると考えられる。電力をより多く発電することにより、石油など化石燃料の使用も減らせるため環境問題にも役に立てる。

グループ間の制御では系統に繋がっていないこのシステムの安定的な電力供給のため、必要に応じて各グループがスタンドアローンモードと協力モード（電力融通制御）のどちらを選択して動作することを表すためシミュレーションおよび実験を行った。シミュレーションは4グループでシステムを構成して様々なケース（負荷増加による電力融通、日射量減少による電力融通、短時間の日射量減少による電力融通）の検証を行ったが、実験は実験装置の制約と不可能な日射量操作により2グループだけで負荷変動による電力融通制御の検証を行った。シミュレーションおよび実験結果は予想した結果と同じよう、DCリンク電圧とスイッチの適切な制御により電力不足のグループに電力余剰のグループが不足分の電力を供給していることが確認できた。

まだDC系統に関する規制などがはっきりとしていない現時点で、本システムのためにはDCリンク電圧の $\pm 5\%$ まで電圧を調節できるようにした。しかし、DC系統に関する規制が定まったらその規制に従って制御アルゴリズムを少し変更する必要がある。

参考文献

- (1) S. Park, Y. Miura, T. Ise, : “An Intelligent Control for the Distributed Flexible Network Photovoltaic System using Autonomous control and Agent”, IEEJ Transactions on Electronics, Information and Systems, Vol. 132, No. 1, pp. 141-150 (2012).
- (2) S. Park, Y. Hamano, Y. Miura, T. Ise, : “A Control Method based on Multi-Agent for a Large Scale Distributed Flexible Network Photovoltaic System”, accepted by IEEJ Transactions on Power and Energy (2014).

第6章 結論

本論文では離島や山間部の僻地などにおいて、低環境負荷の電化方式として太陽光発電を主体とした小規模系統を構成するシステムである大規模自立ネットワーク型太陽光発電システムに対し、マルチエージェントシステムを導入した制御の一方式を提案し、シミュレーションおよび実験により検証を行った。本研究により得られた結果を以下に要約する。

第1章では、新再生可能エネルギーの導入概要について説明した。その中で、太陽光発電システムの大量導入に太陽電池と二次電池で構成するシステムを想定し、本研究の背景と目的を明確にした。

第2章では、僻地・離島における電力供給のため提案された自立ネットワーク型太陽光発電システムの構成、メリットについて説明し、そのシステムが大規模化された場合のシステム構成、問題点を示した。そしてその問題点を解決するためマルチエージェントの導入を提案した。本システムにおけるマルチエージェントは個々のサブシステムと二次電池が一つずつエージェントを持ち、それぞれ異なる目的を持って、個々のエージェントでは困難な課題をシステム全体として達成するシステムである。各々のエージェントの役割は以下で要約する。

(1) サブシステムエージェント

サブシステムエージェントは 担当しているサブシステムからPV出力電圧・電流および負荷電圧・電流といった情報を収集する。これらの情報を二次電池エージェントへ随時送信する一方で二次電池エージェントからMPPT優先制御または自律制御の要請を受け取り、自律制御の時はサブシステムエージェントの判断で行動し、MPPT優先制御の時は二次電池エージェントに協力してMPPT制御を行う。

(2) 二次電池エージェント

二次電池エージェントは主にシステムの制御モードを決定する役割をする。担当している二次電池から収集する二次電池電圧・電流や接続状態などの情報を集めて、その情報に基づいて制御モードを判断してサブシステムエージェントに協力を要請する。その時、サブシステムエージェントはその要請を拒絶することもでき、サブシステムエージェントとの交渉が行われる。また、マルチグループ状態では他グループの二次電池エージェントとの通信を行い、各グループの電力状態によるDCリンク電圧の調節により適切な電力融通制御を行う。

第3章では、本システムにおけるグループ内の制御について述べた。グループ内のシステム構成や必要な制御について述べ、マルチエージェントによる新しい制御法（MPPT優先制御）を提案した。MPPT優先制御は二次電池の容量が許容する限りできるだけ太陽電池からの発電電力を最大にするための制御法である。このMPPT優先制御の効果としては発電電力の増加、そして制御モードを変更する数を減らすことにより、負荷電圧の変動も小さく抑えられる。

第4章では、大規模システムに対してグループ間の電力融通制御について述べた。DC接続の本システムの場合グループ間の電力融通のためにはグループ間のDCリンク電圧をうまく調整する必要がある。自端情報のみによる制御ではこのような制御がたいへん困難なため、マルチエージェントが各グループの電力情報に基づき電力融通制御を行う。普段は各グループが自グループの電力供給を担当して、必要なときに電力融通を行って余剰電力を有効活用する。その電力融通を行う条件はシステムが電力余剰、不足または二次電池充放電電流がしきい値を超えるときである。本研究ではマルチエージェントを用いてそのとき望むところに望む量の電力を送ることを自律的に可能にさせることを目的としている。

第5章では、提案したグループ内外の制御についてシミュレーションおよび実験により検討を行った。グループ内のMPPT優先制御により発電電力が増加できることを確認した。そしてグループ間の電力融通制御により自グループの余剰電力が有効活用できることが明らかとなった。

以上により、本研究では太陽電池を相互に接続し、また二次電池を一箇所にまとめることにより二次電池の低容量化ならびに低メンテナンス化を実現したシステムのマルチエージェントによる制御に関して述べた。本研究の結果として太陽電池と二次電池だけで構成された弱い系統のため電力をより多く発電し、

そして余剰電力をより効率的に有効活用するためマルチエージェントシステムが導入された制御方法が提案できた。

最後に今後の課題について述べる。

- ・今回電力融通制御についてはグループ間の線路抵抗をほぼ同じだと仮定して行った。しかし、実際システムの線路抵抗はそれぞれ違うため、今後は線路抵抗による電力損失を考慮したアルゴリズムを検討する必要がある
- ・実験を行った際、DSPのCAN通信方式を活用した。実験装置が近距離であることにもかかわらずノイズの影響が大きかったためノイズ対策に苦勞した。現在は通信の失敗があっても自端情報を用いて制御を続けることになっているが、さらに通信の失敗を回復するような対策も必要である
- ・本システムは太陽光電池と二次電池で構成されたシステムで梅雨などに突入すると電力を供給し続けることは難しい。そこでグループの間は交流連系にして電力を自システム内で供給できない場合には既存系統もしくは発電機を繋ぐことができるようにすることも考えられる
- ・グループ間で電力を売買するシステムが必要になった場合は、自グループの利益を最大化するように電力融通制御を行うといったことも考えられる

謝辞

大阪大学に博士後期課程として 4 年間在籍させて頂き、自立ネットワーク型太陽光発電システムの制御に関する研究を行って参りました。その中で数多くの方々にご指導・ご支援いただき、本論分を執筆するに至りました。ここにご指導・ご支援くださった皆様に対して感謝の意を表します。

本研究の全過程を通じて、終始懇切なご指導とご鞭撻を賜りました、大阪大学大学院工学研究科・伊瀬敏史教授に謹んで深く感謝の意を表します。

本研究の遂行と論文のまとめに当たり、適切なご教示と御協力をいただきました大阪大学大学院工学研究科・三浦友史准教授に謹んで深く感謝の意を表します。

研究方針の相談や論文、報告書の作成、実験のご指導など、多岐にわたり御助言をいただきました、立命館大学理工学部・柿ヶ野浩明准教授に謹んで感謝の意を表します。

本論文をまとめるにあたり、適切な御指導と御指摘を賜りました、大阪大学大学院工学研究科・高井重昌教授、舟木剛教授、谷野哲三教授、レーザーエネルギー学研究センター白神宏之教授に厚く御礼を申し上げます。

最後に、研究を進めるにあたりご協力およびアドバイスをいただきました伊瀬研究室の皆様へ深く感謝の意を表します。

研究業績

・ 学術論文

1. 朴相守, 三浦友史, 伊瀬敏史
“自律制御とエージェントを併用した自立ネットワーク型太陽光発電システムのインテリジェント制御,” 電気学会論文誌 C (電子・情報・システム部門誌), Vol. 132, No. 1, pp.141-150, 2012.
(English translation)
Sangsoo Park, Yushi Miura, Toshifumi Ise
“Intelligent Control for a Distributed Flexible Network Photovoltaic System Using Autonomous control and Agent,” Electronics and Communication in Japan, Wiley Periodicals, Inc., Vol. 96, No. 1, pp. 14-24, 2013.
2. Sangsoo Park, Yoshiyuki Hamano, Yushi Miura, Toshifumi Ise
“A Control Method based on Multi-Agent for a Large Scale Distributed Flexible Network Photovoltaic System,” accepted for publication by IEEJ Transactions on Power and Energy, 2014.

・ 国際会議論文

1. Sangsoo Park, Kentaro Tanaka, Yushi Miura, Toshifumi Ise
“An Intelligent Control for Distributed Flexible Network Photovoltaic System,” The fourth IASTED Asian Conference on Power and Energy Systems, Thailand, Nov. 24-26, 2010.
2. Sangsoo Park, Yushi Miura, Toshifumi Ise
“A Maximum Power Control Scheme based on Multi-Agent System for Distributed Flexible Network Photovoltaic System,” International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Japan, Nov. 11-14, 2012.

・ その他（国内大会， 研究会）

1. 朴相守, 田中健太郎, 三浦友史, 伊瀬敏史
“自立ネットワーク型太陽光発電システムにおけるエージェントを用いた電

- 力融通制御性の向上,” 平成 22 年電気関係学会関西連合大会, 滋賀, Nov. 13-14, 2010.
2. 濱野善行, 朴相守, 三浦友史, 伊瀬敏史
“系統連系されたネットワーク型太陽光発電システムの制御,” 平成 23 年パワーエレクトロニクス学会第 191 回定例研究会, 大阪, Dec. 17, 2011.
3. Sangsoo Park, Yushi Miura, Toshifumi Ise
“Controlled Characteristics of a Distributed Flexible Network Photovoltaic System Equipped with Autonomous Control and Agents,” 半導体電力変換研究会, SPC-12-103, 奈良, Jul. 30-31, 2012.
4. 濱野善行, 朴相守, 三浦友史, 伊瀬敏史
“自立ネットワーク型太陽光発電システムのグループ間電力融通制御,” 平成 25 年電力技術/電力系統技術/半導体電力変換合同研究会, PE-13-014, PSE-13-030, SPC-13-050, 沖縄, Mar. 4-5, 2013.