

太陽光発電システムと蓄電設備の
調和技術に関する研究

武 田 隆

目 次

第1章 緒 言

1-1	研究の背景	1
1-2	本論文の構成	3
第1章	参考文献	6

第2章 太陽光発電装置と蓄電装置が導入された小規模システムにおける次世代自動車の充電制御

2-1	はじめに	7
2-2	EV/PHV 充電装置	8
2-3	交流充電制御方法	8
2-3-1	交流充電制御方法	8
2-3-2	開発した充電制御装置	11
2-4	EV/PHV の充電制御実験	15
2-5	まとめ	22
第2章	参考文献	23

第3章 太陽光発電の需給調整に用いる鉛蓄電池の劣化抑制に電気自動車の充放電電力を活用した実証実験

3-1	はじめに	25
3-2	システム概要	26
3-3	実験方法	29
3-3-1	パターン1: 蓄電池のみで運用を行う場合	29
3-3-2	パターン2: 蓄電池とリチウムイオン蓄電池を併用した場合	31

3-4	蓄電池の充電制御実験	33
3-4-1	測定ポイント	33
3-4-2	パターン1: 鉛蓄電池のみで運用を行う場合	33
3-4-3	パターン2: 鉛蓄電池とリチウムイオン蓄電池を 併用した場合	33
3-5	検討	36
3-5-1	蓄電池の充放電電流率	36
3-5-2	蓄電池の充電状態(SOC)変動比較	39
3-6	まとめ	42
第3章	参考文献	43

第4章 太陽光発電を用いた無停電給電システムにおける受電点 電力制御の検討

4-1	はじめに	45
4-2	構築した給電システムの構成	46
4-3	システムの動作	48
4-3-1	自立モード	48
4-3-2	連系モード	48
4-3-3	バックアップモード	48
4-4	システム制御パターン	50
4-4-1	パターン1: 自立優先制御(従来方式)	51
4-4-2	パターン2: 間帯別料金追従制御	51
4-4-3	パターン3: 受電点電力一定制御	53
4-5	実測およびシミュレーション結果	54
4-5-1	運用内容, 測定ポイント	54
4-5-2	日負荷曲線	55
4-6	検討	59
4-6-1	電気料金(基本料金, 電力量料金)比較	59
4-6-2	蓄電池の充電状態(SOC)相対度数比較	60

4-7	まとめ	65
第4章	参考文献	66
第5章 太陽光発電を有する需要家間における直流電力融通に関する一検討		
5-1	はじめに	67
5-2	検討概要	68
5-3	システム導入効果	69
5-3-1	発電電力における損失低減	69
5-3-2	蓄電池充放電電力における損失低減	69
5-3-3	配電損失の低減	69
5-4	システム構成	70
5-4-1	需給制御装置 (Power Flow Controller)	71
5-4-2	双方向 DC/DC コンバータ (DC/DC)	71
5-4-3	リチウムイオン蓄電池 (Batteries)	71
5-4-4	分散型電源用系統連系装置 (PCS)	71
5-5	システム動作	72
5-6	システム評価方法	74
5-7	システム評価結果	76
5-7-1	評価モデルによる動作シミュレーション結果	76
5-7-2	実験システムによる評価結果	77
5-8	考察	82
5-9	まとめ	84
第5章	参考文献	85
第6章 結 言		
		86
謝 辞		
		88

第1章 緒 言

1-1 研究の背景

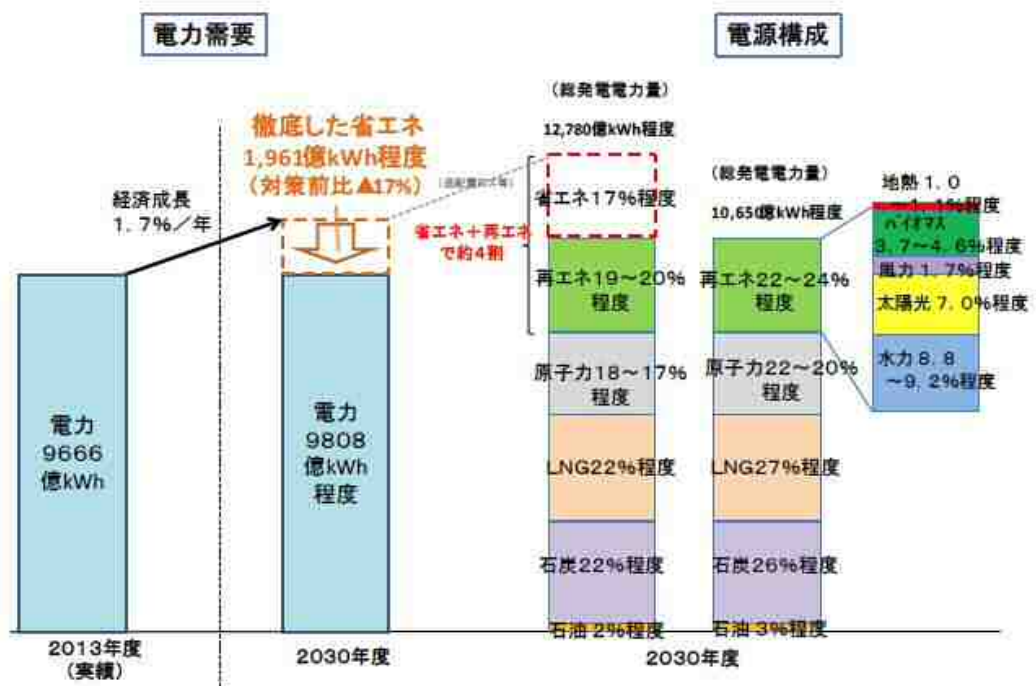
太陽光発電システムは、1950年代に発明され、実用化に向けた取組みが進められてきた。日本国内を見ると、太陽光発電システムの導入に向けて実証事業、補助事業と進められ、2003年の電力会社への義務量の枠づけ(RPS)制度、その後の余剰電力買取制度、固定価格買取(FIT)制度と需要と供給のバランス、すなわち市場メカニズムにより導入が拡大している。2009年度の余剰電力買取制度を受けて、再生可能エネルギー全体で年平均の伸び率がそれまでの5%から9%に上昇し、固定価格買取制度が適用された2013年度には前年度比で32%上昇した。太陽光発電システムにのみ注目すると、伸び率はさらに大きく、2012年度から2013年度にかけての年間導入量が約2倍伸びている⁽¹⁾ (図1-1)。

国は、再生可能エネルギーの導入量が、2030年には国内電源構成の最大24%を占めると予想する。その時点で、太陽光発電は国内電源構成の7%を占める存在となっており、再生可能エネルギーの中では、水力に次ぐ発電電力量を担う存在となっている⁽²⁾ (図1-2)。



出典：経済産業省

図1-1 再生可能エネルギー等による設備容量の推移⁽¹⁾



出典：経済産業省

図 1-2 電力需要と電源構成⁽²⁾

このような状況や予想を受けて、再生可能エネルギー、特に太陽光発電システムの出
力平滑化や既存の電力システムとの調和について課題提起され検討が行われている⁽³⁾⁽⁴⁾。

国は、エネルギー政策の長期エネルギー需給における基本的視点として、「3E+S」す
なわち、安全性(Safety)、安定供給(Energy Security)、経済効率性(Economic Efficiency)、環
境適合(Environment)を掲げる⁽²⁾。このうち、安定供給(Energy Security)の実現手段として、
太陽光発電システムの出力量準化、商用停電時の電力供給使用（給電バックアップ）に
ついて、太陽光発電とエネルギー蓄積要素の複合設備の検討が求められている。ここで
述べるエネルギー蓄積手段には、揚水発電のように位置エネルギーとして蓄積するもの、
フライホイール蓄電設備のように運動エネルギーとしての蓄積するもの、さらに蓄電池
や水素貯蔵のように化学変化を用いて蓄積するものが考えられるが、現時点で需要地
におけるエネルギー蓄積手段として、最も普及し、かつ投資対効果が高い手段は蓄電池と
考えられる。

蓄電池は、放電のみ許容する一次電池と、充放電の繰り返しが可能な二次電池とに大別されるが、本研究の対象となるのはその利用形態から考えて二次電池である。二次電池といってもその種類は、鉛蓄電池、リチウムイオン蓄電池、ナトリウム硫黄電池、レドックスフロー電池など複数ある。また、その社会実装の形態も多様であり、蓄電設備として設置されるいわゆる据置型や、例えば電気自動車(EV)やいわゆるプラグインハイブリッド自動車(PHV)など移動体に搭載される場合もある。

このような国全体としての電源構成の見直し、再生可能エネルギーの導入促進、および蓄電池の社会実装の拡がりが進むなか、各要素技術としての研究、技術開発は進んでいるものの、再生可能エネルギーと蓄電設備とを調和させてシステム全体としてこれらをコーディネート(相互調整)する研究については、必ずしも十分であるとは言えない。

本研究では、再生可能エネルギーのうち太陽光発電と蓄電設備の調和技術として、発電設備と蓄電設備の容量設定、運用コスト低減(電気料金低減や蓄電池劣化抑制)を目的とした需給制御技術について検討して報告している。

また、太陽光発電の導入拡大とともに、導入が進みつつある直流給配電の利用形態の一例についても報告している。

1-2 本論文の構成

本論文は6章からなる。**第1章「緒言」**について本節では割愛する。

第2章「太陽光発電装置と蓄電装置が導入された小規模系統における次世代自動車の充電制御」では、電気自動車(EV)やプラグインハイブリッド自動車(PHV)といった次世代自動車と据置蓄電池による小規模需要地系統での分散型電源の出力平滑化を検討し、電力システム側からの要求で次世代自動車の充電を制御する、いわゆる可制御負荷としての運用方法、実証結果について報告している。従来から次世代自動車による電力システム安定化、電力品質維持への寄与の概念は、従来から提唱されていたものの、特にEV用充電装置のコネクタの物理的構造、充電制御のために充電装置と車両間でやり取りされる論理信号(インタフェース条件)、および制御フローについて明らかにしている研究は無かった。今回、これらを整理したうえで、実証のためのEV用充電装置を試作し、受電容量が50kW程度の需要地系統(マイクログリッド)に連系させて、据置蓄電池との分担による太陽光発電の出力平滑化を実証した。

第3章「太陽光発電の需給調整に用いる鉛蓄電池の劣化抑制に電気自動車の充放電電力を活用した実証実験」では、第2章で得た成果、知見をさらに発展させて、EVと据置蓄電池による小規模需要地系統での分散型電源の出力平滑化を目的として、EVへの充放電電力量を制御することで、制御弁式鉛蓄電池の充放電に伴う短寿命化(劣化)を抑制するとともに、マイクログリッド全体として安定的な運用を目指した検討および実証結果を報告している。実証に用いたEV充放電器では、充電から放電、放電から充電といった電力潮流が反転するタイミングでデットタイム(ゼロ潮流の状態を保持する時間)が設定されていること、また、制御周期などの制約により外部からの命令(指示値)への応答性に制約があることを突止め、これらの制約条件から据置蓄電池(鉛蓄電池)とEVとの分担を決定している。さらに、鉛蓄電池は、大きな充放電率にて使用すると正極格子の腐食量が増加し、劣化することが報告されている⁽⁵⁾が、今回のEVと据置蓄電池との分担により、据置蓄電池として使用したサイクル用鉛蓄電池の劣化抑制が期待できることを報告している。

第4章「太陽光発電を用いた無停電給電システムにおける受電点電力制御の検討」では、太陽光発電と蓄電設備を有する小規模需要地系統(マイクログリッド)の電力会社との連系点(受電点)での潮流制御検討している。現行の電気料金メニューのうち時間帯により電力量単価が異なる、「時間帯別電気料金契約」において、基本料金の低減、および従量料金の削減を目的とした実証結果を報告する。本実証では、受電点電力の制御目標を3パターン設定し、任意の一日を想定した需給条件のもと、蓄電池の充放電電力を制御することで、それぞれのパターンについて電気料金削減効果および蓄電池のサイクル使用による劣化の傾向について定量的に分析し、報告する。

第5章「太陽光発電を有する需要家間における直流電力融通に関する一検討」では、太陽光発電と蓄電設備などから構成される小規模需要地系統(マイクログリッド:直流給配電システム)を複数構築し、マイクログリッド間の直流電力融通について検討している。蓄電設備の創設費はマイクログリッドを構築する際の障壁の一つになっている。本研究では、直流電力融通を行うことによる蓄電池の総容量の低減を提案し、その効果を示す。また、直流融通制御の実証試験結果を報告している。

第6章「結言」では、本論文の各章の研究課題について総括を述べ、今後の再生可能エネルギーの導入拡大における蓄電設備との協調の必要性について再確認している。さら

に、今後、電力システムの中での社会実装が進むであろう直流給配電について、システム構築技術および協調制御技術の重要性について言及している。

第1章 参考文献

- (1) 経済産業省：「総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会
新エネルギー小委員会 第1回（2014.6.17）資料」
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/001_03_00.pdf
- (2) 経済産業省：「総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会
第8回（2015.4.28）資料」
- (3) 名古屋洋之, 駒見慎太郎, 荻本和彦：「太陽光発電が大量導入された電力系統における蓄電池を用いた負荷周波数制御の一方式」, 電気学会論文誌B, Vol.132, No.4, Page.325-333 (2012)
- (4) 林 秀樹：「再生可能エネルギー導入をもたらすエネルギー管理と蓄電池制御」, 電学誌, Vol.132, No.10, Page.684-687 (2012)
- (5) 廣瀬義和：「持続可能な社会インフラに貢献する蓄電デバイス」, 日立評論, Vol.94, No.3, Page.286-287(2012)

第2章 太陽光発電装置と蓄電装置が導入された小規模系統における次世代自動車の充電制御

2-1 はじめに

地球温暖化防止，持続可能な社会の実現，エネルギー自給率の向上などが社会的な問題となっており，これら問題の解決手段の一つとして，再生可能エネルギーを利用した分散型電源の導入が急速に進んでいる。特に分散型電源を用いた発電方式は，災害時においても商用系統から切離して自立して電力供給をできることから，各地域における避難所等への導入が進みつつある⁽¹⁾。また，このような社会的な問題に対しては，エネルギー供給分野だけでなく，運輸・輸送分野においても対策が進んでいる。例えば，エンジン駆動と電動駆動を組み合わせたハイブリッド車（Hybrid vehicle: HV），さらに HV において商用系統からの充電を可能にしたプラグインハイブリッド車（Plug-in hybrid vehicle: PHV），電動駆動だけを用いた電気自動車（Electric vehicle: EV）などが市場へ投入されている。また，EV の更なる有効活用も期待されており，EV による家庭用給電装置の開発もされている⁽²⁾。このように，エネルギー分野や運輸・輸送分野でも，様々な取り組みがなされ期待が寄せられている。

しかし，これら新たに講じた対策のために，問題も露見し始めている。例えば，再生可能エネルギーを利用した分散型電源は，出力が不安定なために系統連系時における電圧変動問題⁽³⁾，気象状況の変化による分散型電源の一斉解列に起因した系統周波数低下問題などが表面化しつつある⁽⁴⁾。また，EV/PHV について見てみると充電時に使用する電力が比較的大きいため，充電器が多数台ある地域では電圧変動問題⁽⁵⁾，現行の電気料金制度における需要家の契約電力超過などが表面化しつつある。

このため，再生可能エネルギーを利用した分散型電源導入時の出力変動問題と EV/PHV の充電時の問題の両方を解決するために，EV/PHV を利活用した制御・運用手法が国内外で提案されている^{(6)~(14)}。

本研究では，太陽光発電装置と蓄電装置を導入した電力システムにおいて，EV/PHV の蓄電装置としての利活用について検討を行った。（ここで，本研究では，系統容量が 50kVA 程度の電力系統を小規模系統とした。）具体的には，太陽光発電装置と蓄電装置を導入した系統における EV/PHV の充電制御装置を開発し実験を行った。

その結果、本研究では、EV/PHVの充電制御により、車両を移動手段としてだけでなく蓄電装置としての利活用や可制御負荷としての導入効果について報告する。

2-2 EV/PHVの充電装置

現在、国内におけるEV/PHVにおける充電装置は、普通充電方式、倍速充電方式の交流給電方式と急速充電方式の直流給電方式⁽¹⁵⁾⁽¹⁶⁾、非接触給電方式⁽¹⁷⁾が提案されている。また、現在市販されているEV/PHVの蓄電池容量は、車種によって異なっており5～24kWh程度、充電時間は单相200Vの普通充電器で7～8時間程度である。このとき、使用されている交流充電器は、一般に電源線と通信線から構成されている⁽¹⁸⁾。

この充電装置と車両を接続するコネクタ外形例を図2-1に示す。充電器は、信号線によって、車両との接続を検知するとともに、車両に充電装置の出力電流容量（利用可能電流）を通知する。車両は、この信号によって通知された利用可能電流範囲内の電流値にて、搭載している蓄電池の充電を実施する。



図2-1 充電コネクタ外形例

2-3 交流充電制御方法

EV/PHVの交流充電に関して、制御方法と開発した制御手法を以下に示す。

2-3-1 交流充電制御方法⁽¹⁹⁾

SAE J1772規格で定められているEV/PHVの交流充電時における制御手順を、以下に示す。

(1) 車両接続検出 充電コネクタは、Control Pilot信号(CPLT)電圧の変動をモニタし、

コネクタが車に接続されたことを認識する。

- (2) **電流定格値の通知** 充電コネクタは充電設備の定格電流を CPLT のデューティ比で通知する。
- (3) **車両充電準備の完了通知** 充電コネクタは、CPLT の電圧 (V2→V3) を変化させることにより充電準備完了を通知する。
- (4) **内部接点接続** 充電準備完了を検出した後、充電を開始するために内部接続スイッチを接続する。

ここで、CPLT の波形を図 2-2 に示す。同図(a)は利用可能電流とデューティ比の関係であり、同図(b)は CPLT の一例である。また、手順(1)から手順(4)までの CPLT の変化を図 2-3 に示す。同図に示すように、車両接続、電流量通知、充電準備完了までを双方向通信で実施している。

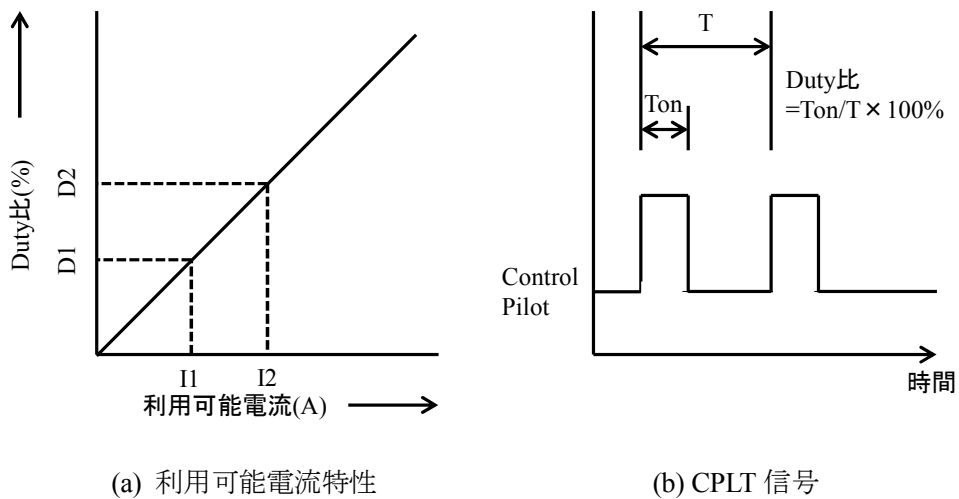


図 2-2 Control Pilot 信号の波形

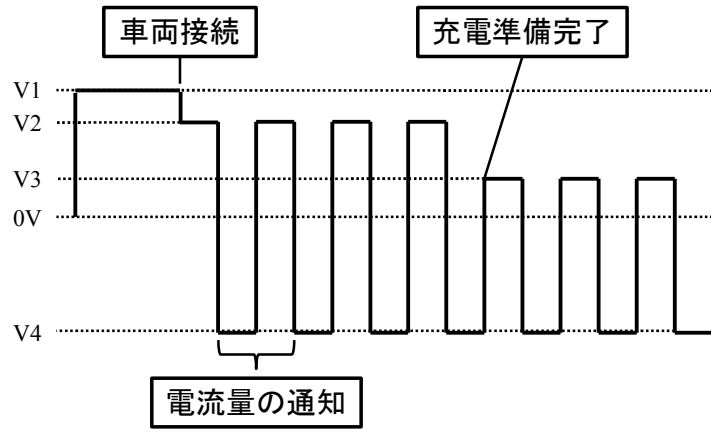


図 2-3 車両側からみた Control Pilot 信号

2-3-2 開発した充電制御装置

本研究では、EV/PHV を移動するものとしての利用だけでなく、蓄電装置としての利活用を目指すため充電制御装置を開発した。この充電制御を実施することにより、太陽光発電装置と蓄電装置が導入された系統において、EV/PHV の利用により、利用した容量の蓄電容量が増加することが期待できる。

ここで、電力系統の系統制御に関して考えてみると、EV/PHV の充電制御が利用できれば、可制御性が高い負荷として期待でき、大量導入された場合、系統制御にも貢献できる可能性がある。

本研究で開発した EV/PHV の充電制御装置の概念を図 2-4 に示す。同図(a)に示すように、EV/PHV と充電器との制御信号線間に、開発した装置を導入し、制御信号を変化させることで、EV/PHV への充電制御を実施する。また、同図(b)に製作した制御装置と使用した充電装置を示す。そして、この充電制御の制御則を図 2-5 に示す。同図に示すように、充電開始に制御信号を読み込み、充電可能電流の制御を実施するものとしている。充電可能電流値 I_A の設定は、0A, 6A, 9A, 12A, 15A, 18A までの 6 段階に変更するものとした。この 6 段階への変更は、太陽光発電装置、蓄電装置が導入された小規模系統における発電電力および受電電力の総和と負荷との差分 X を算出し、以下に示す制御則に従って充電可能電流値を決定している。

$$X \leq 0.0 \text{ kW} , I_A=0.0 \text{ A} \quad (2.1)$$

$$0.0 \text{ kW} < X \leq 1.2 \text{ kW} , I_A=6.0 \text{ A} \quad (2.2)$$

$$1.2 \text{ kW} < X \leq 1.8 \text{ kW} , I_A=9.0 \text{ A} \quad (2.3)$$

$$1.8 \text{ kW} < X \leq 2.4 \text{ kW} , I_A=12.0 \text{ A} \quad (2.4)$$

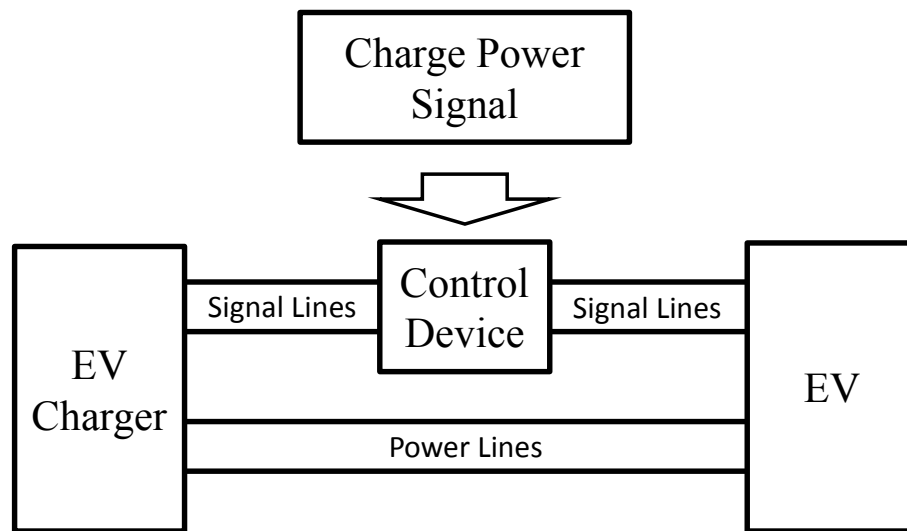
$$2.4 \text{ kW} < X \leq 3.0 \text{ kW} , I_A=15.0 \text{ A} \quad (2.5)$$

$$3.0 \text{ kW} < X \leq 3.6 \text{ kW} , I_A=18.0 \text{ A} \quad (2.6)$$

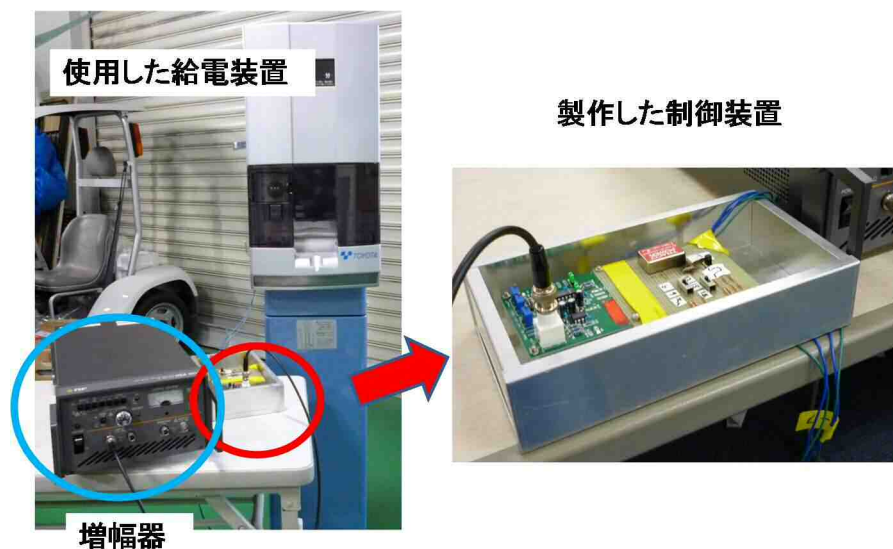
ここで、 X は系統内の分散型電源の出力に系統受電電力を加えた合計値から負荷消費電力を減じた値である。

この充電可能電流値は，制御周期ごとに変更するものとしている。この装置の応答速度は，車両との通信があるため充電電流の変更に約 10 秒間必要とする。このため，最低でも電流値の変更は 10 秒間以上必要になる。

本研究では，上述したように充電電力の制御量を 1.2kW から 3.6kW までとし，階段状に制御を実施するため，制御周期を 5 分間と設定している。これにより，電力系統の負荷周波数制御の制御対象域の比較的周期の長い負荷変動を対象とすることになる。ここで充電装置の定格値は，交流電圧 200V で電流 20A である。



(a) 制御構成



(b) 制御装置外形

図 2-4 開発した充電制御装置の概念

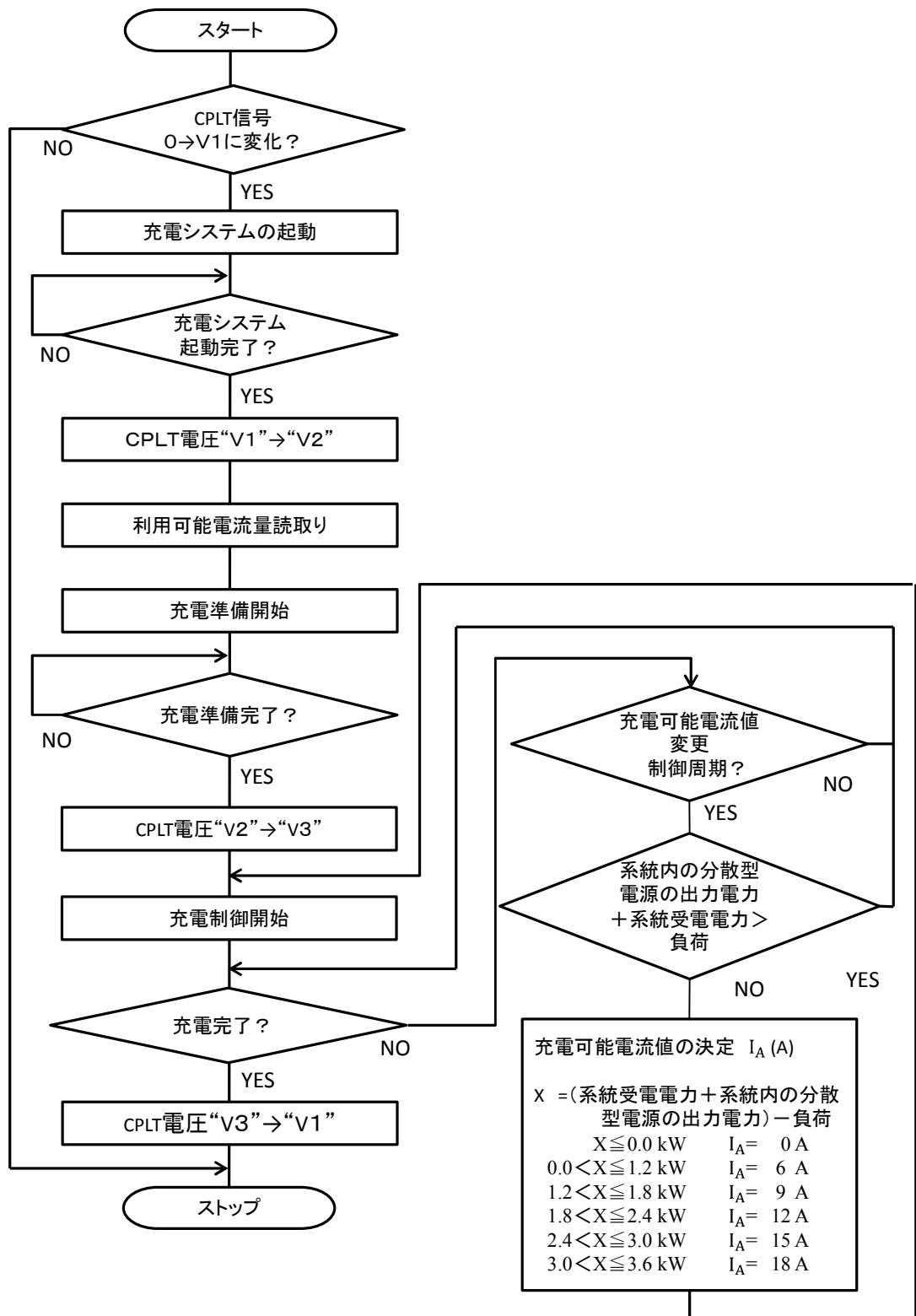


図 2-5 充電制御の流れ図

2-4 EV/PHV の充電制御実験

EV/PHV の充電を考えた場合、通常は車両として使用した後に充電することが想定される。しかし、近年の社会的な状況を考慮するとエネルギー蓄積要素として、電力需給への加担も検討されEV/PHV などの使用環境は、多様化しているものと思われる⁽²⁰⁾。

そこで、本研究においてはEV/PHV が駐車中での価値向上(蓄電装置としての利用)も考慮に入れた検討を実施するため、搭載している蓄電池を満充電ではなく、一定容量の余裕を持たせるものとした。ここで、この一定容量の余裕は、本研究では約 20 から 30% と想定する。これは現在の急速充電器を考えた場合、急速充電では車両蓄電装置の 80% 充電とも一致するので、車両としての使用には影響を与えないものと思われる。さらに、自家用車の年間実働率は登録車の約 65% であり、1 日の平均走行距離は、約 40km であるとの報告がある⁽²¹⁾。従って、EV/PHV を考えた場合、走行距離と搭載蓄電容量からみても蓄電装置として利活用することができるものと思われる。

本研究で用いた実験の系統構成を図 2-6 に示す。同図に示す装置の仕様を表 2-1 に示す。図中に示すように、太陽光発電装置、蓄電装置、EV/PHV の充電装置、制御・監視装置で構成している。これらの実験装置を用いて太陽光発電装置と蓄電装置導入系統における実験で、EV/PHV の充電制御効果について検討を行った。実験内容は、次に示す代表的な 2 つの場合である。なお、本実験では充電制御対象として EV を使用している。

- 1) EV の充電制御を実施した場合
- 2) EV を導入していない場合

ここで、太陽光発電装置と蓄電装置が導入された小規模系統において、太陽光発電装置、負荷との調整は、主に蓄電装置(鉛電池)にて実施するものとしている。また、この小規模系統においては、常に系統からある一定電力量(ここでは 2kW を一定受電)を受電するものとした。ここで、用いた鉛蓄電池の時間率を表 2-1 に示す。

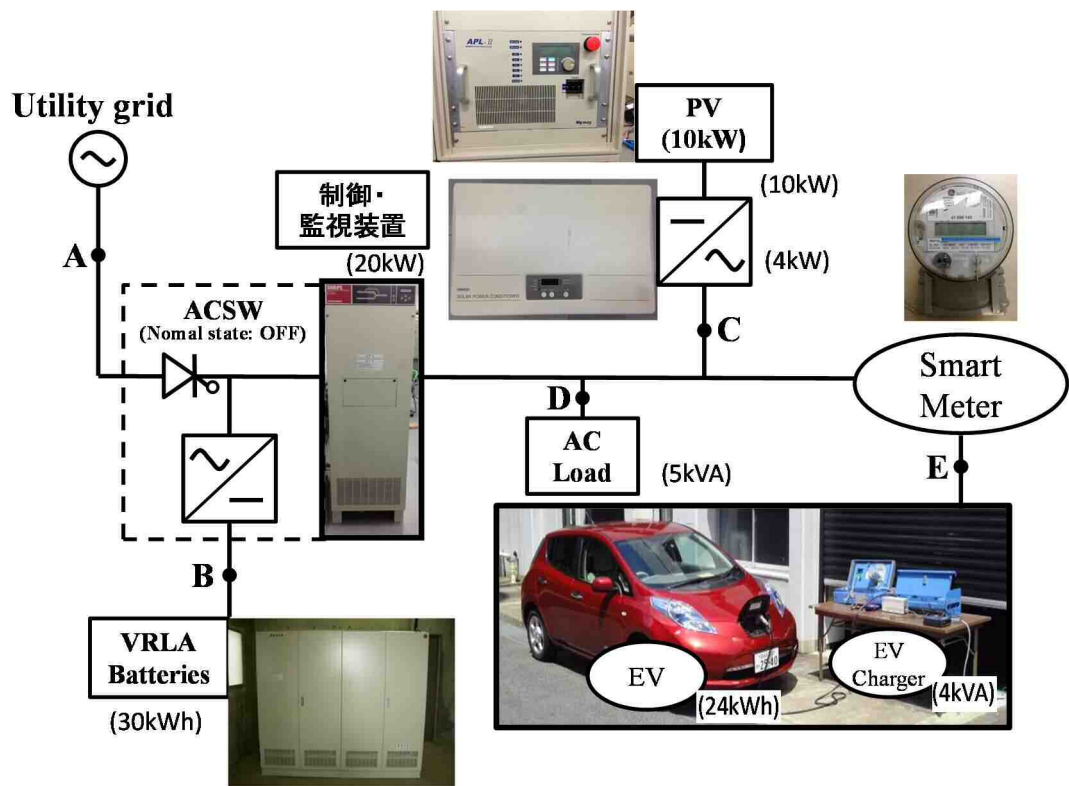


図 2-6 実験システムの構成図

表 2-1 実験装置の仕様

装置	定格
制御監視装置	20kVA
PVシミュレータ	10kVA
系統連系装置	4kVA
蓄電装置	30kWh (容量 10時間率 100Ah) (容量 5時間率 65Ah)
電気自動車の蓄電容量	24kWh (カタログ値) ※実験での容量は7.2kWhとした。

具体的に実施する制御は、充電制御であるから、小規模系統に導入されている分散型電源と太陽光発電装置の出力との総和から消費電力である負荷との差をとり、余剰電力を算出する。この余剰電力値を、上述した式(2.1)から式(2.6)の条件により、EVの充電可能電流値を設定している。実験は6時間での実施とし、太陽光発電装置の出力はPVシミュレータを用いて、上記2つの比較を、同一条件で実施できるようにした。このときの太陽光発電の出力特性は、雨から曇りそして晴天になった実測日の日射量を模擬している。また、この日の太陽光発電装置の最大出力は約3kWとした。EVは日産自動車の「リーフ」を用いた。系統の蓄電装置は、MSE型の鉛蓄電池約30kWhを用いている。負荷は、最大で約4kWの変動があるものとした。ここで、2-3-2項で述べたようにEV/PHVの充電装置における充電可能電流値の制御周期は、5分間とした。このため瞬時の調整は、系統に導入された蓄電装置が担っている。電力系統の周波数制御に対応させて、この制御分担を考えると、调速機制御域と負荷周波数制御域の比較的早い変動成分（負荷変動のサイクリック分とフリンジ分の一部）を鉛蓄電池にて分担させ、比較的のゆっくりした数分程度の負荷変動（上記で対応できなかったフリンジ分とサステンド分の一部）をEVの充電制御にて分担するものとしている。

図2-7はEVが導入され制御を実施した場合の電力特性、図2-8は、このときの蓄電池電圧特性である。また、図2-9はEVが導入されていない場合の電力特性であり、図2-10は、このときの蓄電池電圧特性である。図2-7には、系統の受電電力、太陽光発電装置の出力（PV）、負荷、蓄電装置からの出力、EVの充電特性を示している。図2-9には系統の受電電力、太陽光発電装置の出力（PV）、負荷、蓄電装置からの出力を示している。この各特性では太陽光発電の発電量は正方向、負荷の消費量も正方向であり、蓄電装置の出力が正方向の場合は放電を示し、負方向の場合は充電を示している。EVの充電特性は正方向を充電としている。

ここでこの実験では、EVは約70%を充電の初期状態とし、約7.2kWhの充電容量があるものとしている。

図2-7と図2-9を比較すると、太陽光発電装置の発電量と消費している負荷変動が同一としたため、蓄電装置の変動量の比較検討ができることになる。そこで、蓄電装置の充放電に関して比較すると、図2-7では最大ピーク幅約3kWの変動であるのに対して、図2-9では、約4.5kWの変動である。

この図 2-7 と図 2-9 の蓄電装置の電力特性の比較を、表 2-2 に示す。同表には、蓄電電力の標準偏差値と平均値を各々示している。ここで、本研究では、変動のフリンジ分を分担させる目的から、表 2-2 の各値は 1 分間の平均値から算出している。そこで EV ありの場合と EV なしの場合を、EV なしを基準として比較すると、蓄電電力の標準偏差が EV を導入することにより、55.7% (471.0/845.1) に改善されていることがわかる。また、蓄電電力の変化に関して dP/dt (W/s) を比較すると、約 2.0W の差があることがわかる。そこで、充電量の比較をするため、 $dP/dt < 0$ の場合のみについて注目すると、最大値で EV ありの場合 728.5W/s となり EV なしの場合 2681.1W/s となっており、EV ありの場合は約 27.2%程度に、充電電力の最大変化を抑えていることがわかる。平均値で見ると、EV ありの場合 155.8W/s であり、EV なしの場合 804.8W/s となっており、約 20% 改善している。さらに図 2-8 と図 2-10 の電圧特性について注目する。このときの特性比較を表 3 に示す。電圧変動幅について比較すると、EV なしの場合 60.4V の変化であるのに対して、EV ありの場合は 40.4V である。ここで、EV ありの場合と EV なしの場合とを比較すると、67%になっていることがわかる。ここで電圧特性の平均値を比較すると、EV ありの場合は 334.5V となり、充電容量に余裕があることがわかる。また、EV への充電量は、約 5.6kWh であった。

ここで、仮に EV の充電装置が導入された系統にて EV の充電制御を実施しない場合を考えてみる。このとき、EV の充電量が 70%とすると、系統からの普通充電方式を実施すると約 3kW 一定で車両に充電される。(この 3kW の一定受電方式は、製品カタログ値を参照。) 従って、実験で使用した負荷特性を考慮すると、負荷需要に車両の充電量である 3kW が加算されることになる。この場合、ある時間帯においては受電電力が大きくなり、契約電力以上の電力消費が懸念される。

このような観点からも、充電制御は有効であることが言える。

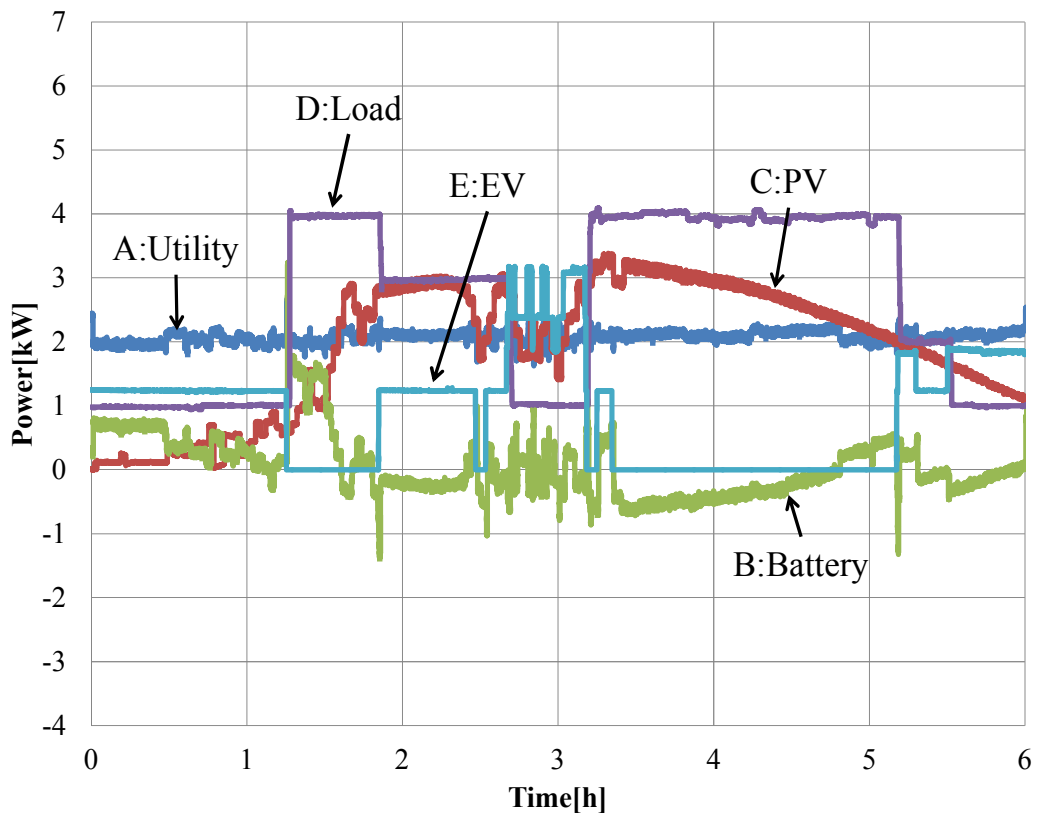


図 2-7 EV を導入した場合の電力特性

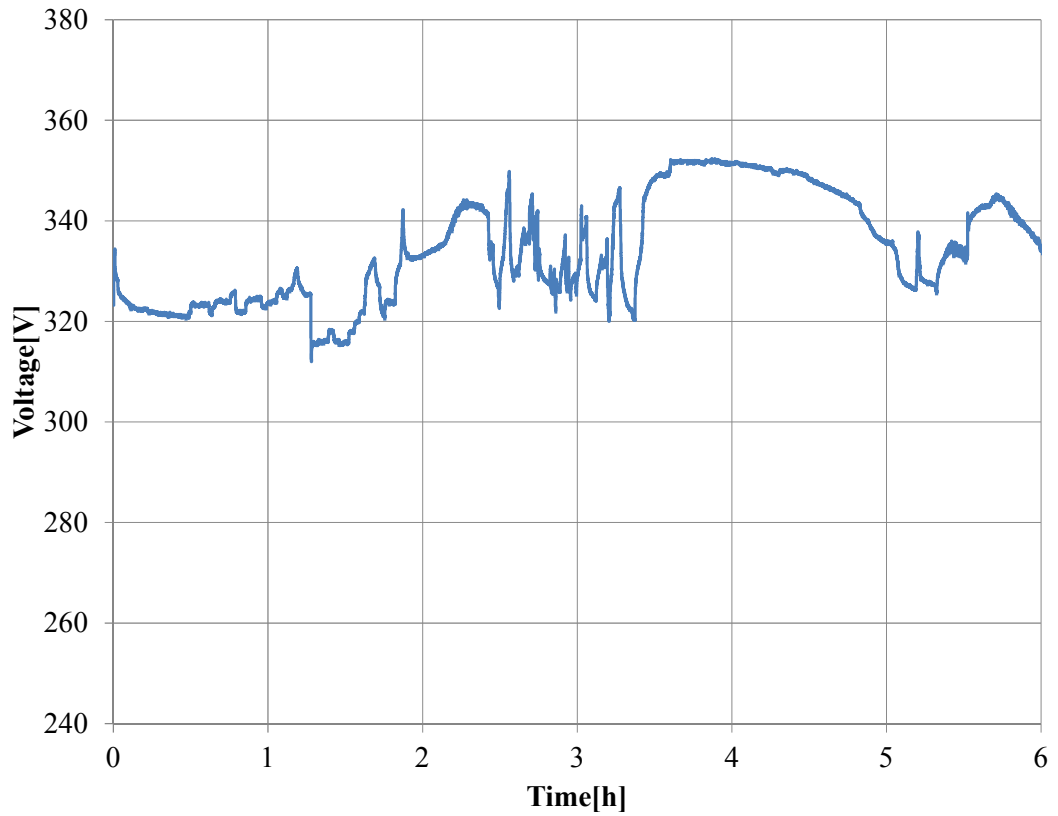


図 2-8 EV を導入した場合の蓄電池の電圧特性

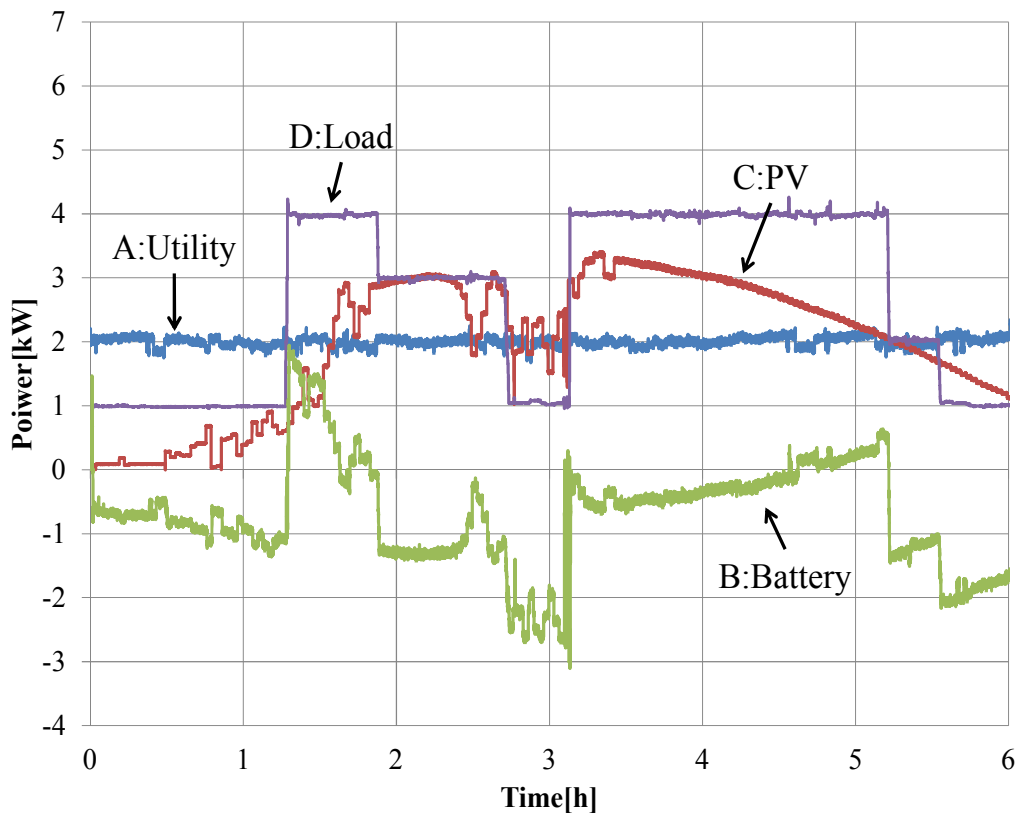


図 2-9 EV を導入していない場合の電力特性

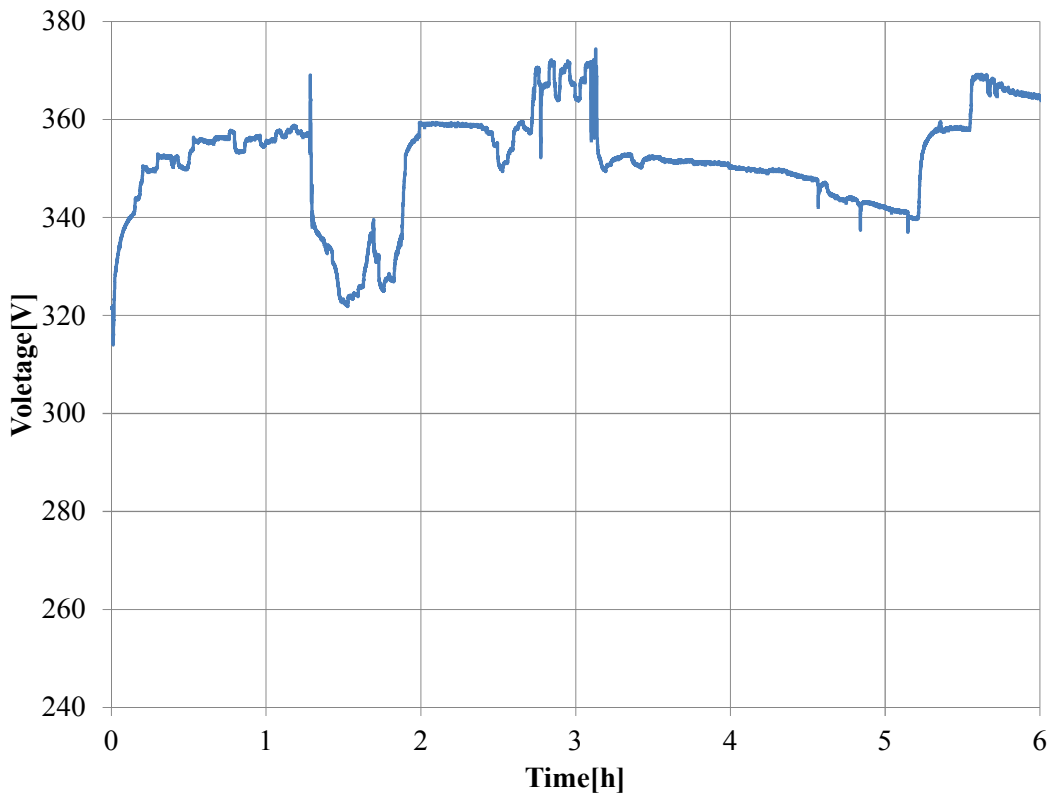


図 2-10 EV を導入していない場合の蓄電池の電圧特性

表 2-2 蓄電池の電力特性比較

	EVあり		EVなし	
	蓄電電力(W)	蓄電電力変化(W/s)	蓄電電力(W)	蓄電電力変化(W/s)
標準偏差	471.0	164.4	845.1	204.8
平均	51.1	-0.91	-711.9	-2.96

2-5 まとめ

本研究では、太陽光発電装置と蓄電装置が導入された小規模系統において、今後普及してくると期待されているEV/PHVの充電制御を実施し、蓄電装置としての可能性について検討を実施した。このとき、充電制御を実施するため、本研究ではEV/PHVへの充電制御方法を調査分析し、その充電制御装置を製作した。そして、製作した充電制御装置の有効性を確認するため、当該充電制御装置のほかに、制御監視装置、太陽光発電(PV)シミュレータ、系統連系装置、蓄電装置、負荷装置からなる実験系統において、EVの充電制御実施時とEVを導入しない場合について、比較検討を実施した。

本研究における実験結果から明らかとなった主な事項を以下に示す。

- ・ 充電制御を実施することにより、系統に導入されている蓄電装置の充電電力の変化を約50%に抑制できた。
- ・ EVの充電制御をすることにより、可制御負荷であることを示した。このため充電制御を大量導入された電力系統において、実施すると系統制御に貢献できる可能性を示した。
- ・ EVの充電を70%程度にすることにより、残り30%を蓄電装置として活用する可能性を示した。
- ・ 太陽電池発電装置と蓄電装置で構成されたグリッドでの自立運転実施時に蓄電池の充電容量が満充電に近い状況において、EVを用いることにより、太陽光発電の出力抑制に貢献できる。

さらに、EV/PHVの充電装置が導入された系統で、充電制御を実施すると需要家における契約電力の超過を解決できる可能性を示した。また、充電可能電流値の決定プロセスで制御目標（例えば分散型電源の出力変動など）に応じて、充電可能電流値を変更すれば、この充電制御技術が系統安定化に貢献できる可能性があることを示唆した。

第2章 参考文献

- (1) 例えば, 仙台市役所 : 防災対応型太陽光発電システム導入事業
http://www.city.sendai.jp/business/d/1204672_1434.html
- (2) 例えば, 日産自動車 : リーフホームページ
<http://ev.nissan.co.jp/LEAFTOHOME/>
- (3) 例えば, 経済産業省エネルギー・新エネルギー部 : 再生可能エネルギー導入拡大に向けた電力システムにおける課題,
(2012),http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku_system_kaikaku/pdf/003_s01_05.pdf (2012)
- (4) VDE: Conclusion of the study on the "50.2 Hz shutdown of PV systems in the low voltage distribution network"
<http://www.vde.com/en/fnn/pages/50-2-hz.aspx>
- (5) 野田琢, 樺澤祐一郎, 福島健太, 根本孝七, 上村敏 : 電気自動車普通充電器からの無効電力注入による夜間一斉充電時の需要家電圧低下補償手法 : 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) , Vol132.No.2, pp.163-pp.170 (2012)
- (6) 石橋和樹, 三谷康範, 渡邊政幸, 舟橋俊久 : 「太陽光発電大量導入時の電力品質向上のための電気自動車充電制御管理表示システムの構築」, 平 24 年 電気設備学会全国大会, No.D-23, pp.219-220, (2012)
- (7) 野田, 三谷, 渡邊, 原田, 山田, 藤 : 「太陽光発電と電気自動車による機能的自立電力供給システム」, 平 24 年電気学会全国大会, No.6-188 (2012)
- (8) 太田豊, 谷口治人, 鈴木宏和, 中島達人, 馬場旬平, 横山昭彦 : 「電気自動車／充電インフラの V2G (Vehicle-to-Grid) テストシステムの構築」, 平 24 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 149 (2012)
- (9) 石田隆張 : 「EV 充電方式の配電線ロス低減の効果」, 電気学会, 電力技術, 電力系統技術合同研究会, PE-11-108, PSE-11-125, pp.119-124, (2011)
- (10) 高木雅昭, 山本博巳, 山地憲治, 岡野邦彦, 日渡良爾, 池谷知彦 : LFC 信号を用いたプラグインハイブリッド車の充電制御による負荷周波数制御手法, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) Vol. 129-B No. 11. pp.1333-1241, (2009)

- (11) 高木雅昭, 岩船由美子, 山本博巳, 山地憲治, 岡野邦彦, 日渡良爾, 池谷知彦: プラグインハイブリッド車の負荷持続曲線に基づいたボトム充電アルゴリズム, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌) Vol. 130-B No. 8.pp.727-736,(2010)
- (12) 二宮貴之,小澄直也,金納朋輝,河合智成,酒井浩太,酒井智康,雪田和人,後藤泰之,一柳勝宏,後川知仁,他: マイクログリッドにおける次世代自動車の充電制御: 電気学会, 電力技術, 電力系統技術合同研究会, PE-12-105, PSE-12-125, pp.79-84, (2012)
- (13) 北條昌秀, 三谷康範, 樋口登, 山口浩, 西村和則, 雪田 和人: エネルギーバッファとしての車載及び定置型蓄電池の応用,平成 25 年電気学会全国大会
- (14) 例えば, EV・PHV 普通充電設備の設置に関する検討, 電力中央研究所報告 (2010-3)
- (15) 電気自動車用急速充電器の設置・運用に関する手引書, CHAdeMO 協議会
- (16) 電動車両用電力供給システム協議会
<http://evpossa.or.jp/>
- (17) 例えば, 非接触給電システム, 昭和飛行機工業
www.showa-aircraft.co.jp/products/EV/catalog_kyuuden.pdf
- (18) SAE 規格“SAEJ 1772 : SAE Electric Vehicle Conductive Charge Coupler”
- (19) 釜賀隆市, 森口広, 福嶋孝章, 福井誠志, 日比野卓也, 鷹取剛: 「プラグインハイブリッド制御 EUC の開発」, 富士通テン技報, Vol.28,No.1,pp.14-20,(2010-6)
- (20) 日産自動車: リーフを使って電気代を節約
<http://ev.nissan.co.jp/LEAFTOHOME/>
- (21) ガベージニュース: 自家用車の年間平均走行距離をグラフ化してみる,
<http://www.garbage news.net/archives/1678484.html>

第3章 太陽光発電の需給調整に用いる鉛蓄電池の劣化抑制に 電気自動車の充放電電力を活用した実証実験

3-1 はじめに

近年、電力安定供給に向けたエネルギー自給率の向上、電源のベストミックスが社会的な急務となっている。また、太陽光発電など再生可能エネルギーを利用した分散電源の導入が急速に進んでいる。その一方で、自然条件により発電出力が変動する再生可能エネルギーの大量導入が電力の安定供給に与える影響が危惧されており、再生可能エネルギーの出力変動緩和について昨今活発な議論が交わされている。その有望な解決手法の一つである再生可能エネルギーと蓄電設備の併設は、再生可能エネルギーの出力変動緩和だけでなく、大規模災害時における電力供給の継続など事業継続計画(BCP: Business Continuity Plan)の観点でも有効である⁽¹⁾⁻⁽³⁾。一方、運輸分野である自動車業界に目を向けると、燃料費高騰や環境規制への適応のため、電気自動車(EV :Electric Vehicle)やプラグインハイブリッド車(Plug-in Hybrid Vehicle : PHV)、燃料電池自動車(FCV :Fuel Cell Vehicle)の市場投入が活発に進んでいる。中でもEVは、蓄電設備としての活用方法に関しても様々な提案がなされており、V2H(Vehicle to Home)、V2B(Vehicle to Building)といった給電形態に注目が集まっている⁽⁴⁾⁻⁽⁷⁾。

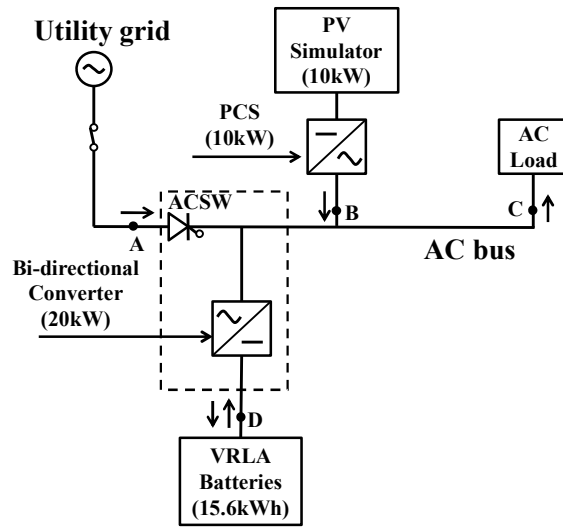
これまで筆者らは大学構内に構築した太陽光発電と制御弁式鉛蓄電設備を導入したマイクログリッドの実証設備において、実需要環境下での実験、分析、及び評価を行ってきた。本マイクログリッドは、系統からの電力供給が途絶しても蓄電設備と太陽光発電の組み合わせにより、無瞬断で電力供給を継続できることを特長としている⁽⁸⁾⁻⁽¹¹⁾。ここで、マイクログリッド内の制御弁式鉛蓄電池は、再生可能エネルギーなど他の設備と同等以上の継続使用が望まれるが、その寿命は運用方法や使用環境条件により大きく変化することが分かっている⁽¹²⁾。

本研究では、太陽光発電の需給調整に制御弁式鉛蓄電池とEVを併用し、EVの充放電電力量を制御することで、制御弁式鉛蓄電池の充放電に伴う短寿命化(劣化)を抑制するとともに、マイクログリッド全体として安定的な運用を目指した検討および実験を行ったので報告する。

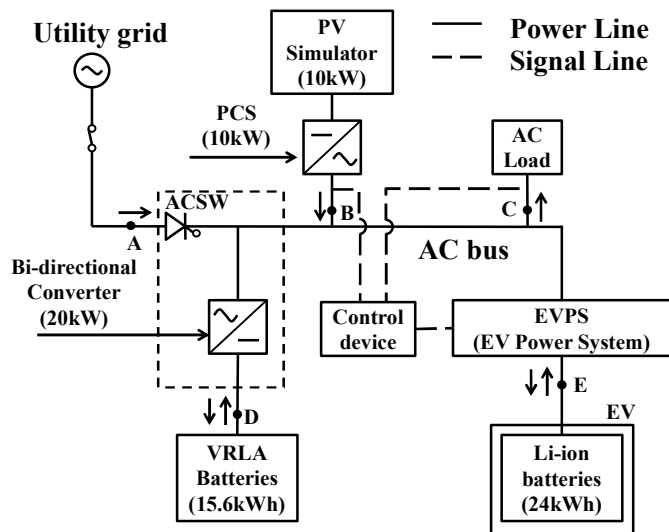
3-2 システム概要

実験システムの構成を図 3-1 に、システムを構成する各機器の容量と数量を表 3-1 に示す。図 3-1 では、太陽光発電と負荷設備の需給調整に制御弁式鉛蓄電池(VRLA Batteries, 以下, 鉛蓄電池)のみを用いるシステムを図 3-1(a)に、鉛蓄電池と EV 内のリチウムイオン蓄電池(Li-ion Batteries, 以下, リチウムイオン蓄電池)を併用するシステムを図 3-1(b)に示す。本システムは、既存技術であるパラレルプロセッシング方式無停電電源装置(Parallel Processing Uninterruptible Power Supply:P.P.UPS)の構成に着目し、その主要な構成要素である交流スイッチ(ACSW)を系統との連系点に挿入、双方向変換装置(Bi-directional Converter)を交流スイッチと交流負荷(AC-Load)との間に並列接続したことを特徴とする。

交流母線(AC-bus)には、系統連系装置(PCS)を介して太陽光発電シミュレータ(PV Simulator), EV 充放電装置(EVPS :EV Power System)を介してリチウムイオン蓄電池が接続され、双方向変換装置の直流側には、鉛蓄電池が接続される。交流母線に接続される EVPS は、外部制御装置(Control device)からの指令によりリチウムイオン蓄電池の充放電電力量を制御する。リチウムイオン電池と鉛蓄電池は、日中帯の系統受電電力を一定と定めた実験条件において、需給調整（負荷消費電力から太陽光発電電力を減じた差分の補完）に必要な容量としている。



(a) パターン 1 (鉛蓄電池のみで運用を行う場合)



(b) パターン 2 (鉛蓄電池とリチウムイオン蓄電池を併用した場合)

図 3-1 システムモデル

表 3-1 実験装置の仕様

Devices	Capacity	Number of devices	Remarks
Bi-directional Converter	20kW	1	
PV simulator	10kW	1	
Power Conditioning System(PCS)	10kW	1	
VRLA batteries	15.6kWh 50Ah	1	VRLA batteries
Li-ion batteries	24kWh 66.7Ah	1	lithium-ion batteries
AC Load	4.0kW	1set	
EV Power System(EVPS)	5kW	1	

3-3 実験方法

本研究では、太陽光発電装置と鉛蓄電池が導入されたマイクログリッドにおいて、リチウムイオン蓄電池の併用により、鉛蓄電池の充放電電流率の低減と充放電に伴うSOC(State of charge：充電状態)の変化幅を狭小化し、鉛蓄電池の劣化抑制を図る手法について検討を行った。実験に向けた検討パターンは、次に示す2つである。

- ・パターン1：鉛蓄電池のみで運用を行う場合
- ・パターン2：鉛蓄電池とリチウムイオン蓄電池を併用する場合

ここで、パターン1ではマイクログリッド内の需給調整を鉛蓄電池のみが担う。パターン2では、比較的周期が短い(30秒周期未満)の需給調整を鉛蓄電池が、比較的周期が長い(30秒周期以上)の需給調整をリチウムイオン蓄電池が担うものとした。系統受電電力について、電力会社の電気料金メニューにおけるタイムプラン(時間帯別電灯)⁽¹³⁾のデイトタイム(7-23時)には、系統から一定電力を受電する。ナイトタイム(23-翌7時)には、翌7時時点のSOCが実験開始時(7時時点)と同等に回復するよう、それぞれの蓄電池を系統受電電力により充電する。現状、これらは双方向電力変換装置のスケジュール運転機能にて実現している。このとき、負荷への電力供給は、系統受電電力によるものとする。また、デイトタイムにおいてそれぞれの蓄電池が放電下限値に達した場合、双方向変換装置を停止して、鉛蓄電池からの電力供給を停止する。リチウムイオン蓄電池においてはEVPSを停止して、リチウムイオン蓄電池からの電力供給を停止する。

3-3-1 パターン1：鉛蓄電池のみで運用を行う場合

パターン1では、鉛蓄電池の充放電による需給調整で系統受電電力一定を目標に運用する。鉛蓄電池充放電電力 P は、負荷消費電力から太陽光発電電力及び系統受電電力を減じ、双方向変換装置の電力損失を加えた式(3.1)により導出される。ここで P_{loss} は、双方向変換装置の損失を示しており、今回の検討においては充放電電力値に関わらず一定(0.3kW)とした。また、太陽光発電シミュレータは、大学構内の太陽光発電設備から採取した実測データを模擬した出力とした。本検討では、天候の変化に伴う比較的大きな出力変動を有するデータを用いた。交流負荷は、大学構内の5階建ての講義棟における2、3階の実測データを模擬した負荷パターンとした。この講義棟では、ネットワーク設備が常時稼働し、授業が行われる日中帯には照明、空調装置、コンセント機器が負荷とし

て加わる。本研究では、デイタイムの負荷消費電力のうち常時稼働のベース負荷と双方向変換装置の損失とを考慮してデイタイムにおける系統受電電力を 1kW に、またナイトタイムにおける系統受電電力は 1.7kW に設定した。今回用いた負荷パターンは、デイタイムの負荷消費電力量が 27.7kWh であり、そのうち系統から供給される電力量は、双方向変換装置の損失分を除くと 11.2kWh である。さらに、太陽光発電出力により 7.4kWh 供給され、残り(9.1kWh)を鉛蓄電池が補完する。

$$P = (P_L - P_p) - P_U + P_{loss} \text{ [kW]} \quad \cdot \cdot \cdot (3.1)$$

P : 鉛蓄電池充放電電力 [kW] (+:放電電力, -:充電電力)

P_L : 負荷消費電力 [kW]

P_p : 太陽光発電電力 [kW]

P_U : 系統受電電力 [kW]

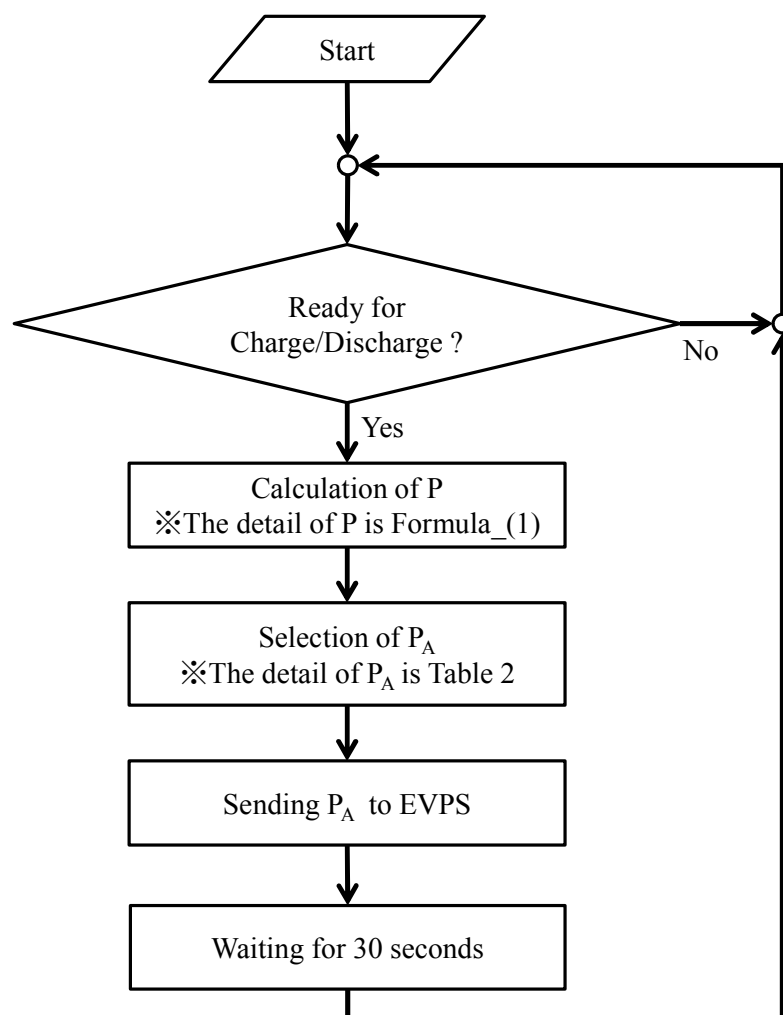
P_{loss} : 電力損失 [kW]

3-3-2 パターン2：鉛蓄電池とリチウムイオン蓄電池を併用した場合

パターン2では、鉛蓄電池とリチウムイオン蓄電池の充放電による需給調整で系統受電電力一定を目標に運用する。リチウムイオン蓄電池の充放電制御フローを図3-2に示す。ここではリチウムイオン蓄電池充放電電力 P_A を、-2kWから2kWまで1kW刻みに5段階で設定した。

具体的には、式(3.1)で P を算出し、表3-2に示す対照表に従い充放電電力 P_A を決定する。ここで、充放電電力 P_A 制御フローの時限設定(30s)について述べる。本システムでは充放電電力 P_A 導出に必要な情報の取得、および演算に約50 μ s必要である。さらに、充放電電力 P_A を充放電指令としてEVPSに転送しリチウムイオン蓄電池の充放電動作を行うに際し、EVPSとリチウムイオン蓄電池間のCAN通信で約5s必要となる。さらに充放電動作開始から出力確立までの到達時間、いわゆるステップ応答の遅れが数秒オーダーで発生する。これらの遅れ要素の総計から、一巡の制御シーケンスが全て完了する所要時間として、制御装置側に30sの遅延を持たせることとした。

次に、EVに搭載されるリチウムイオン蓄電池の定格容量に対するSOC利用範囲について述べる。本システムでは、リチウムイオン蓄電池を電力の需給調整だけでなく、自動車として本来の目的である移動手段として機能できることを考慮して、本システムでのSOC運用範囲の下限値を50%と定め、上限値を70%と設定した。この時SOCが運用範囲に達した場合、系統受電電力一定を目標にした運用を取止め、不足電力分は系統電力から供給されるものとする。さらに、リチウムイオン蓄電池併用による鉛蓄電池の充放電電流率の最大設定値は、公開される技術資料⁽¹⁶⁾で推奨される0.1Cとする。ただし、前述の通り制御シーケンスに30sを要するため、シーケンス処理中にリチウムイオン電池の充放電電力前回指令値が式(3.1)の右辺合計値を下回る場合、鉛蓄電池が残りの不足電力を担うこととなる。この際、電流率が0.1Cを超過する可能性があるため、今後の課題として制御時間短縮に向けた更なる検討が必要である。



P : Charge/discharge power of VRLA Batteries [kW]

P_A : Charge/discharge power of Li-ion Batteries [kW]

図 3-2 パターン 2 におけるリチウムイオン蓄電池充放電制御フロー

表 3-2 リチウムイオン蓄電池充放電電力対照表

P [kW]	P_A [kW]
$-3.0 < P \leq -2.0$	-2
$-2.0 < P \leq -1.0$	-1
$-1.0 < P \leq 1.0$	0
$1.0 < P \leq 2.0$	1
$2.0 < P \leq 3.0$	2

+ : Discharge
- : Charge

3-4 蓄電池の充電制御実験

3-4-1 測定ポイント

本研究で報告する実験の計測ポイントについて述べる。計測ポイントは、パターン 1 で図 3-1(a)の A~D 点で示す 4 箇所、パターン 2 で図 3-1(b)の A~E 点で示す 5 箇所とした。商用系統からの受電電力を A 点、太陽光発電電力を B 点、負荷消費電力を C 点、鉛蓄電池充放電電力を D 点、リチウムイオン蓄電池充放電電力を E 点とする。各電池の充放電電力量、鉛蓄電池の SOC については各計測点で取得した値をもとに算出し、リチウムイオン蓄電池の SOC については EVPS から出力される情報を用いた。計測データは 10 秒毎に取得した。

3-4-2 パターン 1：鉛蓄電池のみで運用を行う場合

パターン 1 の実験で実測した需給曲線を図 3-3 に示す。ここでは、系統受電電力、太陽光発電電力、負荷消費電力および鉛蓄電池充放電電力を 24 時間分示している。各電力値の正負の符号について、太陽光発電電力は発電状態を、負荷消費電力は消費状態を正符合で示す。鉛蓄電池充放電電力は放電状態を正符合で示し、充電状態を負符合で示す。同図において、太陽光発電電力は 9 時から 15 時 30 分頃まで成行きで変動するが、この間は鉛蓄電池の充放電により、系統からの電力供給が指示値通り(1kW)一定であることを確認できる。また、鉛蓄電池は 23 時から翌 7 時において、系統受電電力により SOC100% まで回復していることが確認できる。

3-4-3 パターン 2：鉛蓄電池とリチウムイオン蓄電池を併用した場合

パターン 2 の実験で実測した需給曲線を図 3-4 に示す。ここでは、系統受電電力、太陽光発電電力、負荷消費電力、鉛蓄電池充放電電力及びリチウムイオン蓄電池充放電電力の 24 時間の変化を示している。リチウムイオン蓄電池充放電電力の正負の符号も鉛蓄電池と同様、正符合の場合は放電を示し、負符合の場合は充電を示している。なお、この実験では、リチウムイオン蓄電池の SOC 初期値を 70%とし、SOC 100%までの差分(定格容量の 30% : 7.2kWh)を初期状態の「充電しろ」として確保している。同図から、7 時から 23 時の間、リチウムイオン蓄電池充放電電力が電力制御フローに従って、1kW 単位で充放電電力が変化していることを確認できる。また、鉛蓄電池が比較

的短い周期の需給調整に応答し、デイトタイムの系統受電電力が受電目標値である 1kW 一定を保持していることを確認できる。さらに、23 時から翌 7 時の時間帯で鉛蓄電池とリチウムイオン蓄電池が実験開始時と同一の SOC になるよう、充電される様子が確認できる。

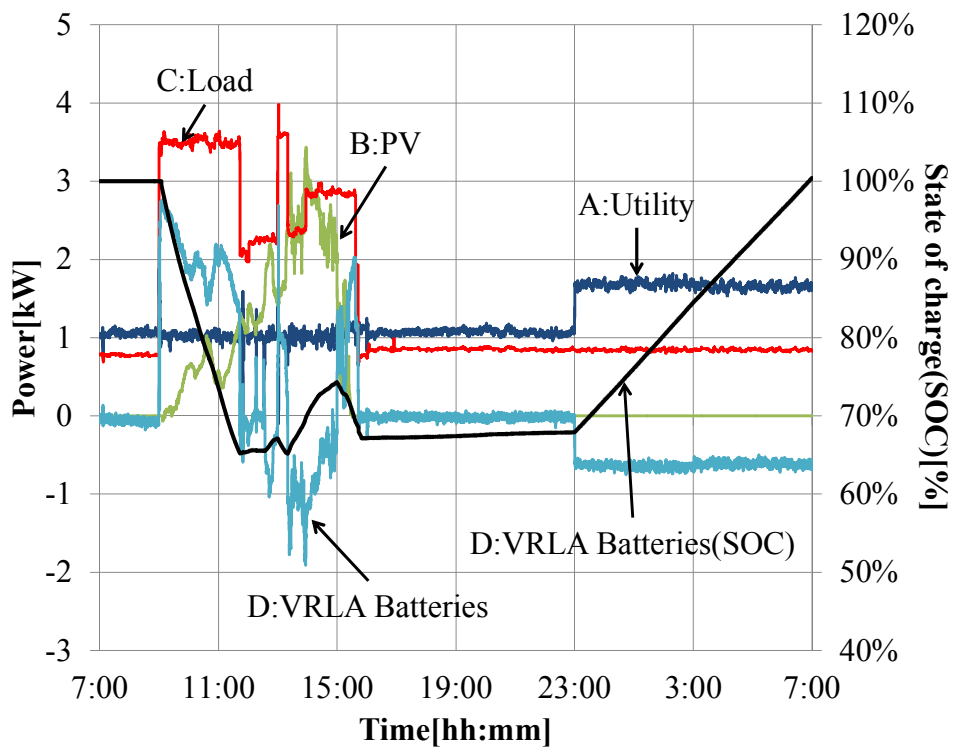


図 3-3 パターン 1 : 需給曲線(鉛蓄電池運用)

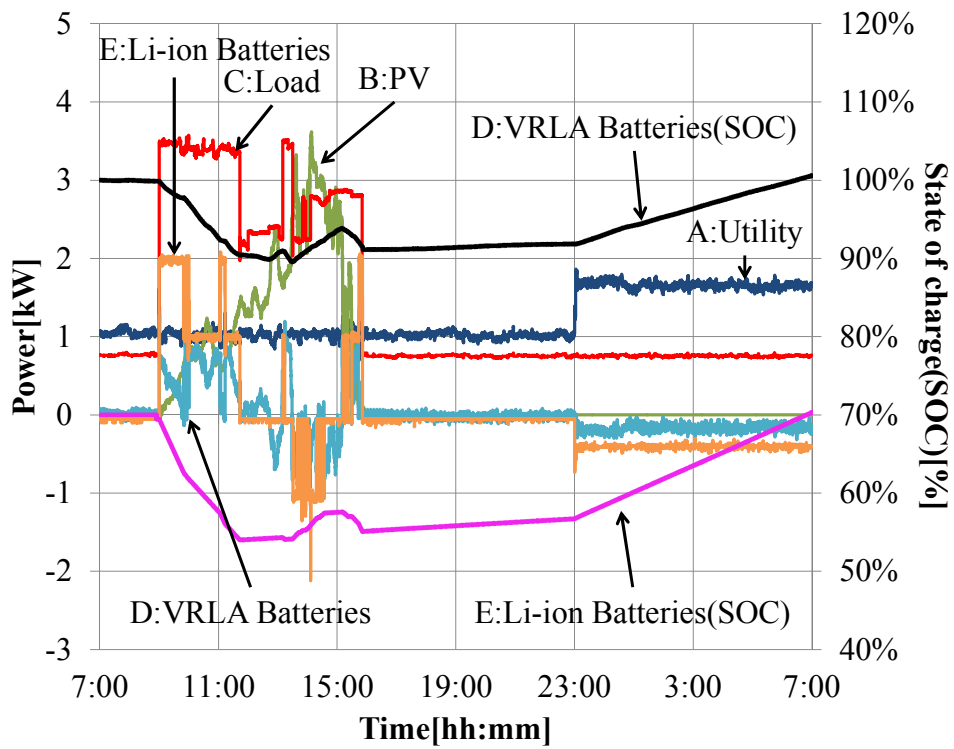


図 3-4 パターン 2 : 需給曲線(鉛蓄電池とリチウムイオン蓄電池併用時)

3-5 検討

3-5-1 蓄電池の充放電電流率

パターン1及びパターン2における24時間の蓄電池の充放電電流率の相対度数を図3-5、図3-6に示す。両図では、電力需給調整に際し、各蓄電池がどの程度の電流レベルで充放電されていたか確認できる。ここで充放電電流率の算出式を式(3.2)に示す。

$$C = I_N \div C_{nom} \quad [CA] \quad \dots (3.2)$$

C : 充放電電流率(Cレート) [CA] (N×10秒時)

I_N : 充放電電流 [A] (N×10秒時)

C_{nom} : 満充電容量 [Ah]

ここに、計測データは10秒毎に取得しており、 I_N (−値：充電，＋値：放電)は計測開始からN×10秒後に取得した充放電電流値である。

パターン1：鉛蓄電池のみで運用を行う場合において鉛蓄電池の充放電電流率は図3-5より-0.15C (充電)から0.2C (放電)までの範囲で変動していることが確認できる。また1日の運用において±0.1Cを超える相対度数は全体の11.4%である。

パターン2：鉛蓄電池とリチウムイオン蓄電池を併用した場合において鉛蓄電池の充放電電流率は、図3-6(a)より-0.10C (充電)から0.10C (放電)までの範囲で収まっており、0.1Cを超える充放電が無いことを確認できる。なお、図3-6(b)より、リチウムイオン蓄電池の充放電電流率は、-0.05C (充電)から0.15C (放電)までの範囲で変動している。

鉛蓄電池は大きな充放電電流率にて使用すると正極格子の腐食量が増加し、劣化することが報告されている⁽¹⁶⁾。サイクル用の鉛蓄電池で推奨される充放電電流率は、0.1C以下である⁽¹⁷⁾ためパターン2の運用により、鉛蓄電池の負担が小さくなり、劣化抑制が期待できるといえる。リチウムイオン蓄電池も鉛蓄電池と同様に充放電電流率の増加に伴い、サイクル寿命が低下するという報告がある。しかし、リチウムイオン蓄電池は、鉛蓄電池に比べ高い充放電電流率(例えば1.0C)に対応している⁽¹⁸⁾。従って、本実験で得た運用手法は、それぞれの種類の蓄電池の特性に合致しているといえる。

以上のことから、パターン2の制御方式を用いることで、鉛蓄電池の劣化抑制が期待できると言える。

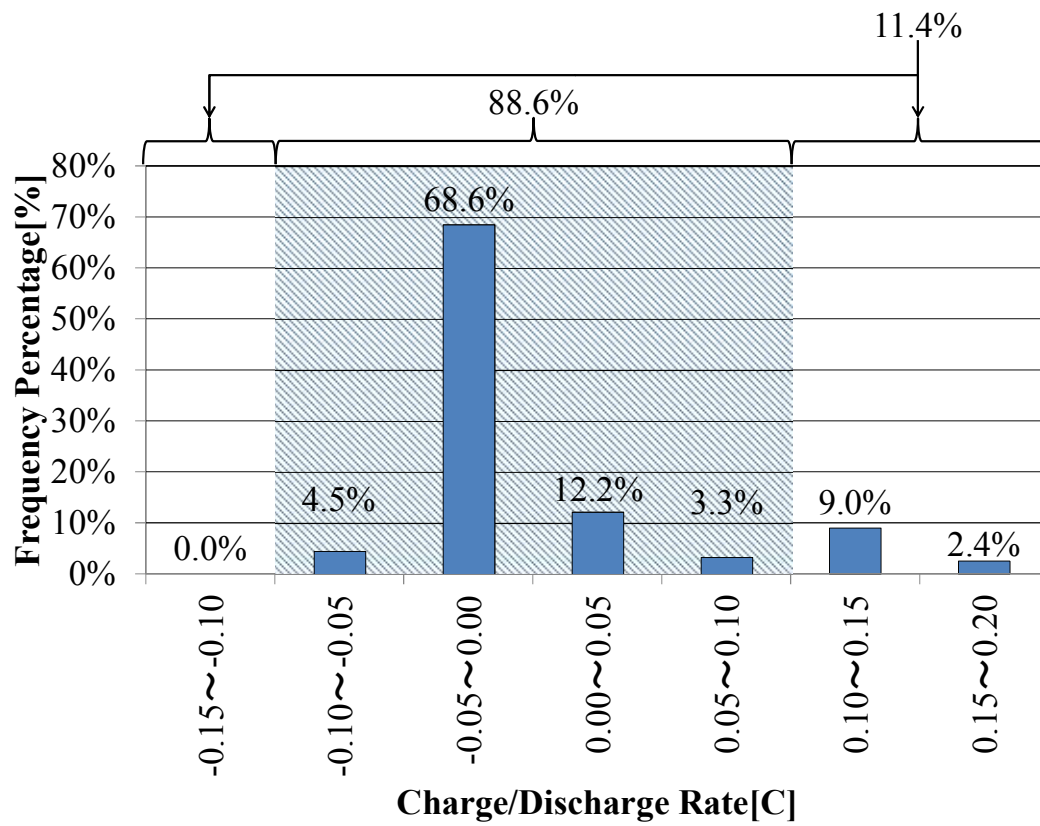
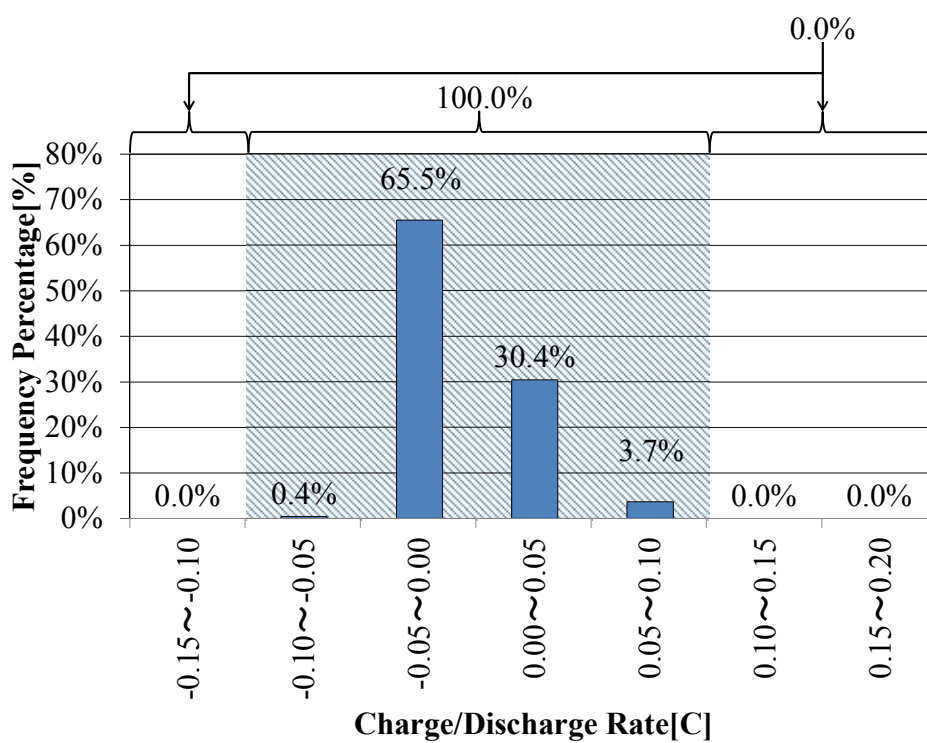
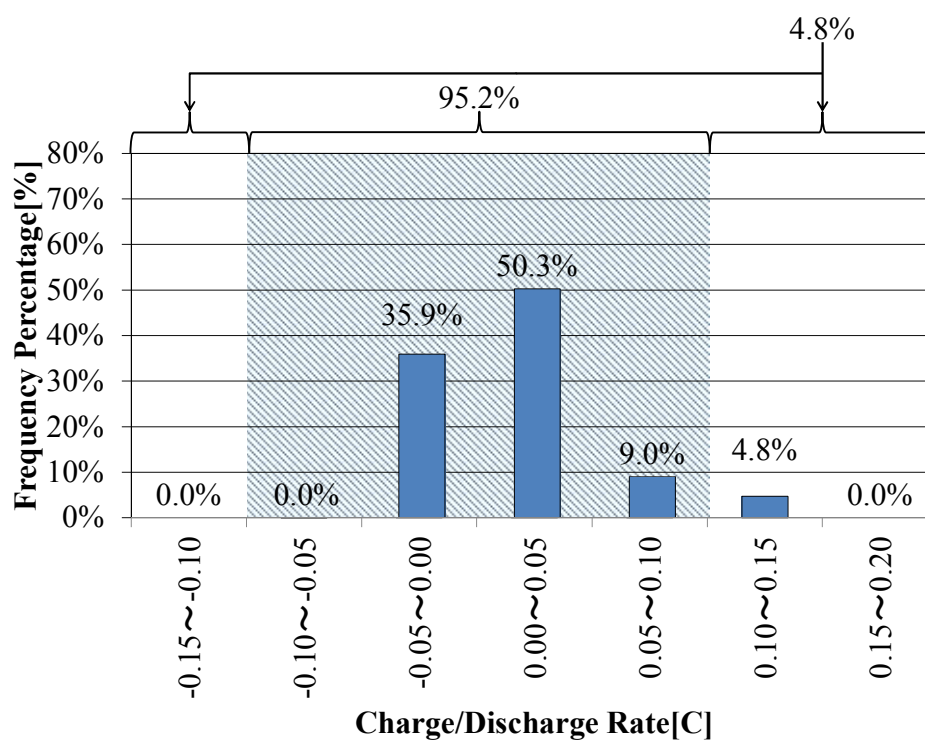


図 3-5 パターン 1 : 充電/放電率相対度数(鉛蓄電池運用)



(a) 鉛蓄電池



(b) リチウムイオン蓄電池

図 3-6 パターン 2 : 充電/放電率相対度数(鉛蓄電池とリチウムイオン蓄電池併用時)

3-5-2 蓄電池の充電状態(SOC)変動比較

パターン 1 及びパターン 2 における 24 時間の SOC 変動を図 3-7, 図 3-8 に示す。
これにより, 蓄電池の充電状態(SOC)の変動範囲を確認できる。ここで測定開始から任意の時点($k \times 10$ 秒時)における充電状態($SOC_k[\%]$)の算出式を式(3.3), 式(3.4), 式(3.5) に示す。

$$W_N = P_N \times 10 \times \frac{1}{3600} \quad [\text{kWh}] \quad \dots (3.3)$$

$$W_{sum_k} = \sum_{N=1}^k W_N \quad [\text{kWh}] \quad \dots (3.4)$$

$$SOC_{sum_k} = \frac{W_{nom} - W_{sum_k} - W_{Loss}}{W_{nom}} \times 100 \quad [\%] \quad \dots (3.5)$$

P_N : 充放電電力値 [kW]

W_N : 充放電電力量(10 秒間) [kWh]

W_{sum_k} : 総和充放電電力量($k \times 10$ 秒時) [kWh]

SOC_{sum_k} : 蓄電池残容量($k \times 10$ 秒時) [%]

W_{nom} : 蓄電池満充電容量 [kWh]

W_{Loss} : 蓄電池充放電損失量 [kWh]

ただし, N と k は測定サンプル数を示す自然数であり, 上限は 8,640 である。

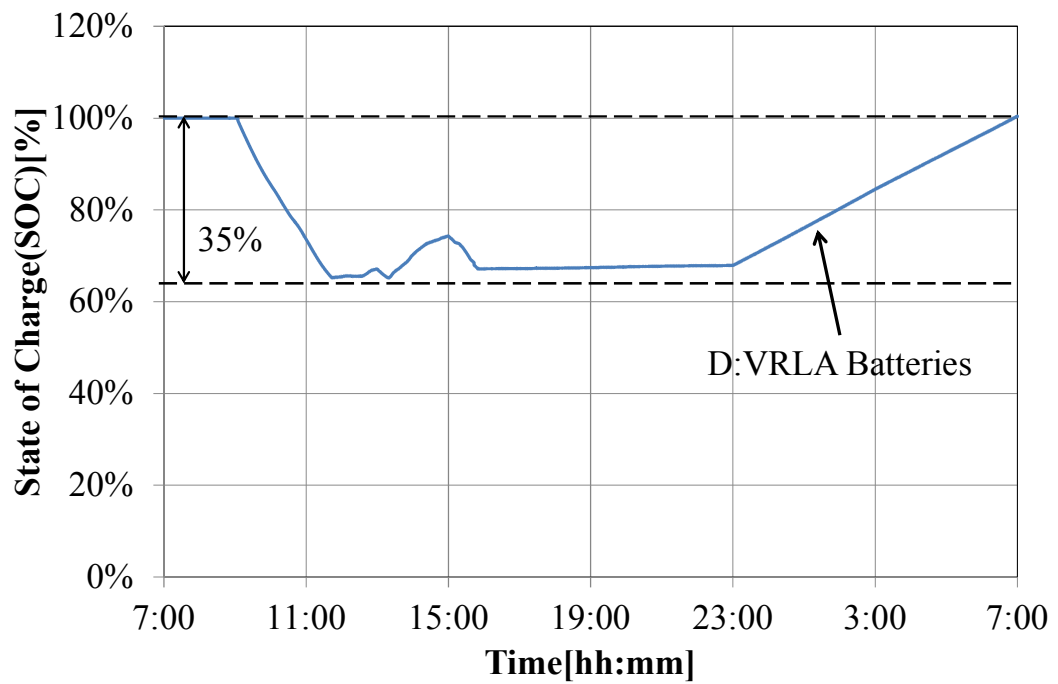


図 3-7 パターン 1 : SOC 変化の様子(鉛蓄電池運用)

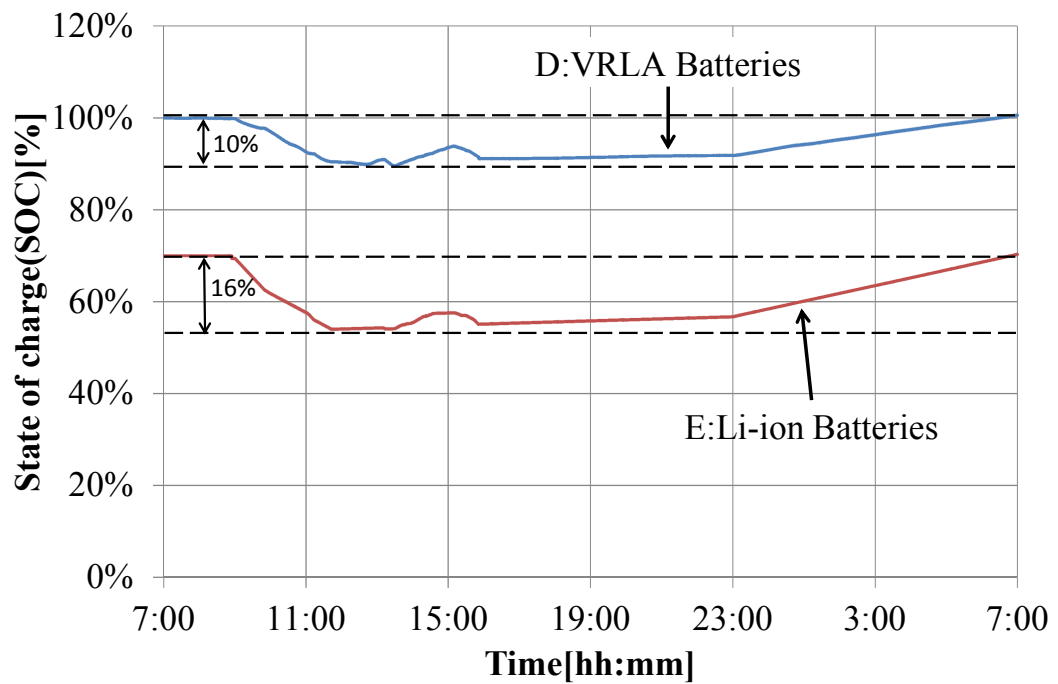


図 3-8 パターン 2 : SOC 変化の様子(鉛蓄電池とリチウムイオン蓄電池併用)

ここに、計測データは 10 秒毎に取得しており、 P_N (一値：充電，+値：放電)は計測開始から $N \times 10$ 秒後に取得した充放電電力値である。計測データ P_N を、 P_{N-1} を取得した時点から 10 秒間の平均値とみなし、式(3.3) より 10 秒間充放電電力量 W_N を導出した。10 秒ごとに取得した W_N を用い、式(3.4) から $k \times 10$ 秒時点における総和充放電電力量 $W_{sum,k}$ を求める。最後に蓄電池満充電容量(鉛蓄電池：15.6kWh, リチウムイオン蓄電池：24kWh)からこの値を減じ、蓄電池容量で除した値を用い、式(3.5) より $SOC_{sum,k}$ を求めた。 W_{Loss} は、各電池の充放電による損失量を表し、本実験では 0[kWh]とした。測定開始時の SOC は、鉛蓄電池においてパターン 1 及び 2 では 100%，リチウムイオン蓄電池においては 70%とした。

パターン 1:鉛蓄電池のみで運用を行う場合において鉛蓄電池の SOC は 100%から 65%まで 35%の範囲内で変動していることが確認できる。

パターン 2：鉛蓄電池とリチウムイオン蓄電池を併用した場合において鉛蓄電池の SOC は 100%から 90%までの 10%の範囲内での変動であり、パターン 1 と比較し 25%小さい範囲となっている。なお、リチウムイオン蓄電池の充放電幅は SOC 70%から 54%までの 16%の範囲である。

なお、各パターンにおいて 13 時から 15 時の時間帯に太陽光発電電力による余剰電力が発生しているため、 SOC が上昇する様子が確認できる。

3-6 まとめ

本研究では、太陽光発電を含むマイクログリッドの需給調整用蓄電設備として据置の鉛蓄電池に加え、EV 内のリチウムイオン蓄電池の併用に着目し、鉛蓄電池の劣化抑制効果について検証を行った。具体的には、太陽光発電シミュレータ、鉛蓄電池、負荷装置からなるマイクログリッドにおいて、鉛蓄電池のみで需給調整を行った場合とリチウムイオン蓄電池を需給調整に併用した場合について、実験による比較検討を実施した。その結果、以下の知見を得た。

- ・ リチウムイオン蓄電池を併用することにより、鉛蓄電池の充放電電流率を低減させ、SOC 変動幅を狭小化でき、充放電に伴う鉛蓄電池の劣化抑制が期待できること。
- ・ 現行の電気料金体系に従い、デイタイム時間帯は目標値で一定受電を行い、ナイトタイム時間帯でそれぞれの蓄電池の SOC を実験開始時まで回復させるという、マイクログリッド全体として連続運用可能な安定的なシステム動作を実現できること。
- ・ 本実験では、リチウムイオン蓄電池の充放電の制御周期(30 秒)で応答できない急峻な需給変動を鉛蓄電池が吸収していること。また、今後の課題としてリチウムイオン蓄電池の通信時間短縮、制御系の高速化があり、これによりさらに鉛蓄電池への負担を軽減できる可能性があること。

第3章 参考文献

- (1) 名古屋洋之“太陽光発電が大量導入された電力系統における蓄電池を用いた負荷周波数制御の一方式”電気学会論文誌 B Vol.132 No.4 pp.325-333(2012)
- (2) NEDO 二次電池技術開発ロードマップ 2013
http://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100220.html
- (3) 林 秀樹“再生可能エネルギー導入をもたらすエネルギー管理と蓄電池制御” 電学誌 Vol.12 No.10 (2012)
- (4) 石橋和樹, 三谷康範, 渡邊政幸, 舟橋俊久“太陽光発電大量導入時の電力品質向上のための電気自動車充電制御管理表示システムの構築”, 平 24 年 電気設備学会全国大会, No.D-23, pp.219-220, (2012)
- (5) 野田, 三谷, 渡邊, 原田, 山田, 藤“太陽光発電と電気自動車による機能的自立電力供給システム”, 平 24 年電気学会全国大会, No.6-188 (2012)
- (6) 太田豊, 谷口治人, 鈴木宏和, 中島達人, 馬場旬平, 横山昭彦“電気自動車/充電インフラの V2G (Vehicle-to-Grid) テストシステムの構築”, 平 24 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 149 (2012)
- (7) 高木雅昭, 山本博巳, 山地憲治, 岡野邦彦, 日渡良爾, 池谷知彦“LFC 信号を用いたプラグインハイブリッド車の充電制御による負荷周波数制御手法, 電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌)Vol. 129-B No. 11, pp.1333-1241,(2009)
- (8) Takashi Takeda, Keiichi Hirose, Yoshiaki Okui, Kazuto Yukita, Katsuhiko Ichiyanagi” Development of uninterruptible power supply system with distributed generators (DGs)”, INTELEC 2008
- (9) Tetsushi Tsumura, Tomohito Ushirokawa, Takashi Takeda, Masato Mino, Keiichi Hirose ”Power flow control for micro grid with interconnection device using semiconductor-based switch and bidirectional inverter”, INTELEC 2013
- (10) H. Murai¹, T. Takeda, K. Hirose¹, Y. Okui, Y. Iwase, K. Yukita, K. Ichiyanagi ” A study on charge patterns for uninterruptible power supply system with distributed generators”, INTELEC 2009

- (11)廣瀬 圭一, 武田 隆, 奥井 芳明, 雪田 和人, 後藤 泰之,一柳 勝宏, 松村 年郎“分散形電源導入系統におけるパラレルプロセッシング方式を用いた給電システムの開発”, 電気学会論文誌B(電力・エネルギー部門誌)Vol. 129, No. 11,pp.1349-1356, (2009)
- (12)郡司圭子, 小林康弘, 渡辺雅浩, 下浦一郎, 福原啓介, 廣瀬義和, 三谷桂“風力発電出力変動緩和用鉛蓄電池の寿命・劣化予測モデル”, 新神戸テクニカルレポート No.22(2012-3)
- (13)中部電力 HP <http://www.chuden.co.jp/>より抜粋
- (14)日産自動車：リーフホームページ <http://ev.nissan.co.jp/LEAFTOHOME>
- (15)ガベージニュース：自家用車の年間平均走行距離をグラフ化してみる,
<http://www.garbage news.net/archives/1678484.html>
- (16)佐野伸一, 三谷桂, 廣瀬義和, 若田部浩之, 高林久顕, 下浦一郎“風力発電の出力変動緩和用制御弁式据置鉛蓄電池”LL1500-W 形”, 新神戸テクニカルレポート No.21(2011-3)
- (17)例えば, 廣瀬義和“持続可能な社会インフラに貢献する蓄電デバイス”日立評論, Vol.94, No.03, 286-287,(2012-3)
- (18)市村雅弘“小形リチウムイオン電池の寿命特性”, NTT Building Technology Institute 2005

第4章 太陽光発電を用いた無停電給電システムにおける受電点電力制御の検討

4-1 はじめに

近年、地球温暖化や異常気象など地球環境問題が世界中で深刻さを増している。それに伴い環境負荷軽減を目的として、化石燃料の代替となるエネルギーの導入が積極的に進められており、再生可能エネルギーを利用した分散型電源に関する研究が活発化している。特に日本では、2011年3月11日の東日本大震災以降発生した原子力発電所の稼働停止、電力需要逼迫による計画停電の実施により、その後のエネルギー政策の抜本の見直しを迫られており、この事態の改善手段の一つとして太陽光発電等の再生可能エネルギーの導入拡大、およびそれらを活用した新たな給電システムに一層の期待が寄せられている。しかしながら再生可能エネルギーの多くは、自然現象の中でエネルギーが生成されることから、一般的に単体では安定した発電が困難であるという課題を有する。この課題を解決するため、再生可能エネルギーとエネルギー蓄積要素である蓄電池とを組み合わせ、給電システムの研究⁽¹⁾⁽²⁾が行われている。

筆者らは、前述した給電システム(マイクログリッド)について、直流電力供給による情報処理装置(サーバー)の動作検証や、交流電力と直流電力を併給可能な実証設備を構築し、実需要環境下での実験、分析、および評価を行ってきた^{(3)~(6)}。これまで、当該マイクログリッドは実需要への電力供給継続に関して良好な運用実績を残している。その一方で、今までの研究では再生可能エネルギーの発電電力量の不足を補う系統電力の連系動作において、そのタイミングや受電電力量が気象状況と需要状況に依存して不確定であるという課題があった。これを、商用系統側から観ると需要パターンが予測しにくい需要家であり、需要家側のシステム導入便益の観点では受電電力のピーク値が大きく、基本料金の増大が懸念されるといった課題があった。また、需要家に設置した蓄電池のライフサイクルの観点では、蓄電池充放電が高い電流率で頻繁に繰り返され、蓄電池の劣化が早期化するといった課題があった。本研究では、電気料金削減および蓄電池早期劣化防止の両面から、提案システムの連系点電力(受電電力)の制御方法について、実際の運用に基づいた現状把握、および複数稼働パターンのシミュレーションの実施結果を報告する。

4-2 構築した給電システムの構成

本検討において構築したマイクログリッドシステムの外観を図4-1に示す。このシステムは、愛知工業大学の八草キャンパスに2005年に構築された後、実用に供している。再生可能エネルギーとして太陽光発電が採用され、需給調整用の蓄電池を有するとともに、キャンパス内の教室や図書館の照明、空調、コンセント負荷に電力供給を行っている。本システムの構成を図4-2に、各機器の仕様を表4-1示す。本システムは、既存技術であるパラレルプロセッシング方式無停電電源装置(Parallel Processing (Line-Interactive) Uninterruptible Power Supply:P.P.UPS)⁷⁾の構成に着目し、その主要な構成要素である交流スイッチ(ACSW)を商用系統(Utility grid)との連系点に挿入、双方向変換装置(Bi-directional Converter)を交流スイッチと交流負荷(AC-Load)との間に並列接続したことを特徴とする。交流母線(AC-bus)には、太陽光発電が接続され、双方向変換装置を介した直流母線(DC-bus)には、制御弁式鉛蓄電池(VRLA batteries)が接続される。

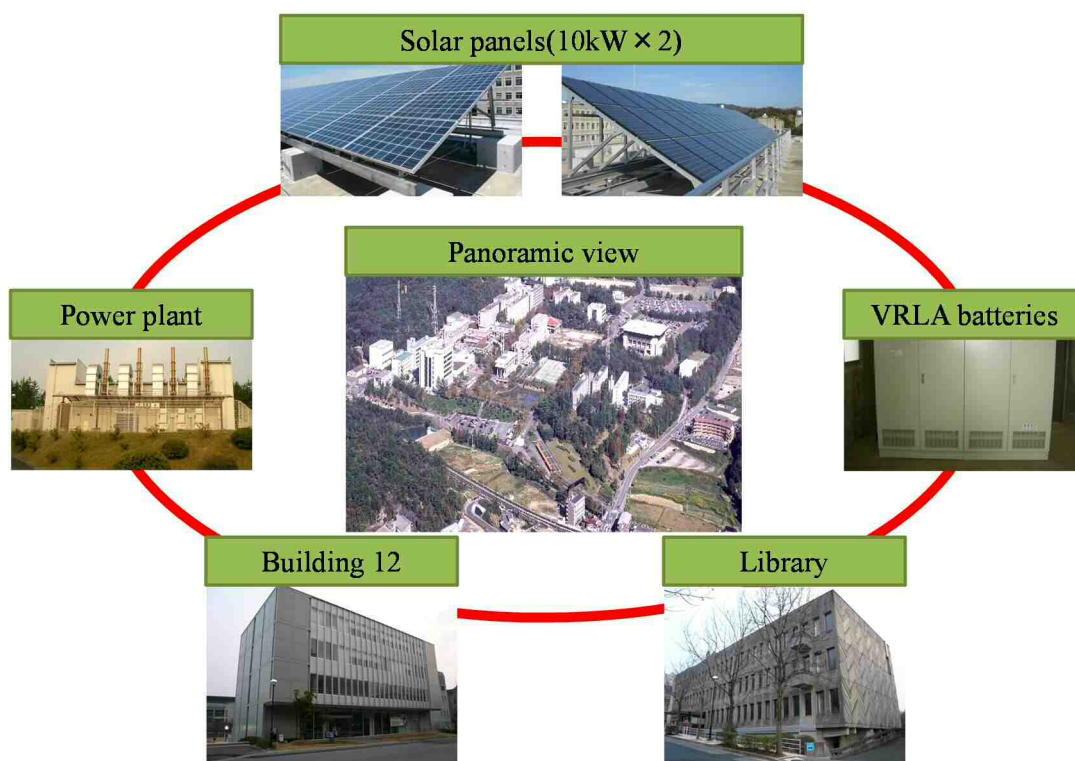


図4-1 システム外観図

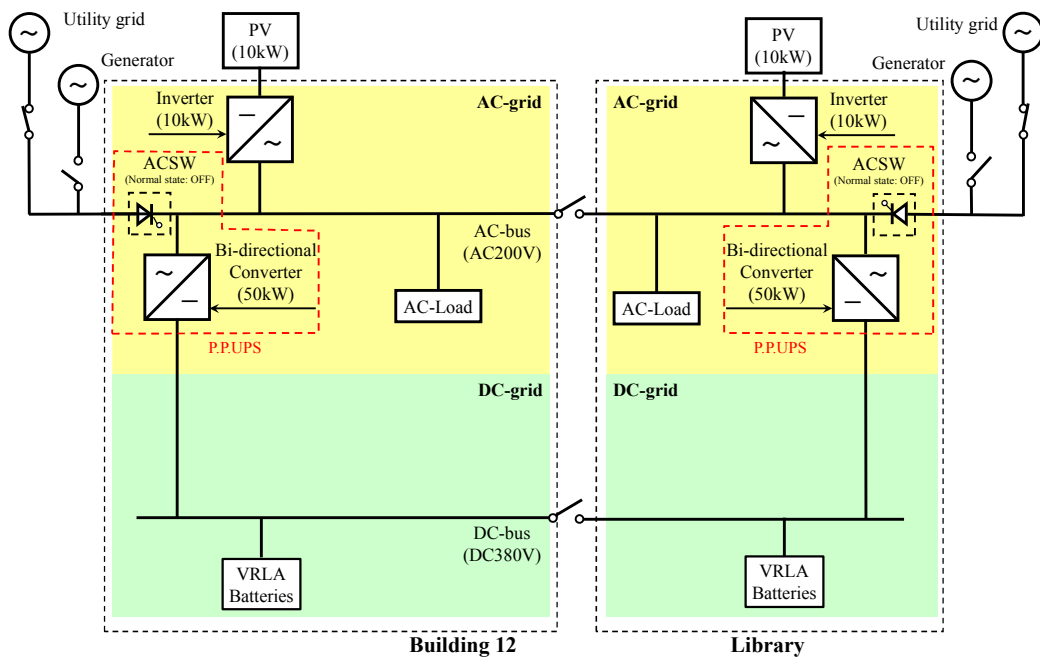


図 4-2 システム構成図

表 4-1 各機器の仕様

Equipment name	Capacity	Number of devices	Remarks
Solar power generation device	10kW	2	
Bi-directional converter device	50kW	2	
Storage battery	62kWh	2	VRLA batteries
AC Load	10kW	1 set	

4-3 システムの動作

本検討で用いるシステムは、3種類の運転モードを有する。1つめは商用系統からシステムを切り離し、分散型電源、蓄電池から負荷に電力を供給する自立モードである。2つめは、商用系統と連系して、商用系統と分散型電源、蓄電池から負荷に電力を供給する連系モードである。3つめは、商用系統で停電などの異常が発生した時、交流スイッチをオフにして商用系統を切り離し、分散型電源と蓄電池から負荷に電力を供給するバックアップモードである。

4-3-1 自立モード

交流スイッチを常時ターンオフとすることで商用系統からの電力潮流をゼロにする。このとき、太陽光発電、双方向変換装置および交流負荷が接続されている交流母線は、双方向変換装置を電圧源とした自立運転状態となる。電源と負荷との需給バランスの不均衡は、双方向変換装置を介した蓄電池の充放電により解消する。自立モードでは、双方向変換装置の出力を商用系統の電圧、周波数、位相に同期させる同期運転(Synchronous operation)と、その電圧・周波数を一定に制御する自立運転(Islanding operation)とを切替できる。本検討では自立運転を用いている。

4-3-2 連系モード

自立モードにおいて太陽光発電の発電量が需要よりも少なく、蓄電池放電が継続、直流母線の電圧が予め設定したしきい値を下回った場合、交流スイッチに点弧パルスを印加しターンオンさせることで、商用系統からの電力を交流母線に取り込む。また、この際、双方向変換装置に整流(順変換)動作をさせ、蓄電池充電を併せて行う。また、付帯機能として双方向変換装置をアクティブフィルタとして用いることにより、交流負荷で発生した高調波電流の商用系統側への流出を抑制する。

4-3-3 バックアップモード

連系モード運転中において商用系統に停電、瞬低等の異常が発生した場合には、交流スイッチの点弧パルスをオフにし、電流ゼロのタイミングでサイリスタをターンオフさせる。その動作と並行して、双方向変換装置を定電圧、定周波数でインバータ(逆変換)

動作させ、蓄電池からの電気エネルギーを供給することで、交流母線への電力供給を継続する。

4-4 システム制御パターン

これまでの検討では、蓄電池の充電時に逐一連系する必要があり、間欠的に大きな受電電力が発生するため供給系統側から見ると負荷変動の大きい需要家と言えた。

また、充電時間が気象状況により不規則であり、時間帯別料金など電気料金低減が可能な契約メニューに対応できないといった課題があった。そこで4-3-2項の連系モードで商用系統からの受電電力を任意に制御できるよう、双方向変換装置の制御プログラムを改良した。そこで以下の3パターンの制御アルゴリズムを本システムに適用した際のメリット・デメリットを検討した。なお、制御フロー(図4-3)は通常時のシステム切替え条件のみを示しており、バックアップモード移行への制御フローは省略している。

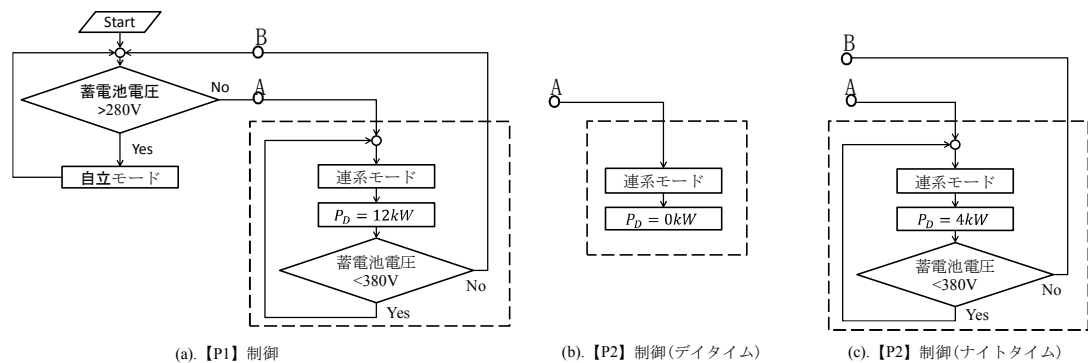


図4-3 制御フロー

4-4-1 パターン 1:自立優先制御(従来方式)

この方式は、従来の制御方式⁽⁶⁾である。蓄電池電圧が予め定めた範囲内にある場合、自立モードで運用する。制御フローを図 4-3(a)に示す。蓄電池電圧を逐次計測し、蓄電池電圧が放電終止しきい値(280V)に達した時点で連系モードに切替え、蓄電池充電が進み充電終止しきい値(380V)に達した時点で自立モードに切替える。この制御は、連系する時間を最短化できるが、蓄電池の充電に際し、双方向変換装置の定格容量を最大とする商用系統からの電力を必要とする。また、太陽光発電が出力していない夜間の需要が大きい場合、連系モードと自立モードとの切り替えが頻繁に発生する。

さらに、蓄電池電圧が放電終止しきい値近くにある時に商用系統で異常が発生した場合、バックアップモードで運転継続できる時間が極めて短時間となってしまう。このように、無停電電力供給の観点でバックアップ可能時間が定まらないこともシステム運用上の課題であった。

4-4-2 パターン 2:時間帯別料金追従制御

この方式は、季節別時間帯別料金などの時間帯毎に設定された電力量単価に連動して、電力量単価が安い時間帯に連系し、受電することで蓄電池充電を行う制御である。

電力会社の低圧季節別時間帯別契約における、電力量料金(夏季以外の季節)の一日の推移の一例を図 4-4 に示す⁽⁸⁾。また、この低圧季節別時間帯別料金に対応した制御フローを図 4-3(a)~(c)に示す。デイトタイム(7-23 時)には、制御フロー図 4-3(a)の点線部を図 4-3(b)に変更し、ナイトタイム(23-翌 7 時)には、制御フローの同部を図 4-3(c)に変更する。パターン 1 との相違点として、デイトタイムに連系モードに移行した場合でも、蓄電池の充放電電力を 0kW となるように制御し、蓄電池充電は行わない。ナイトタイムの終わり、すなわち翌 7 時までに蓄電池が満充電となるように 3.8kW で蓄電池を充電する。この制御の特長は、デイトタイムの受電電力量を抑えることができ、電力量料金を低減できることにある。この連系モード時において、停電等の商用系統異常が発生した場合は、無瞬断で連系モードからバックアップモードへ移行する。バックアップモードの下限蓄電池容量(State of Charge : SOC)は連系モードの下限 SOC より小さい値を設定しており、この差分及び太陽光発電電力を電力供給に使用することが可能である。

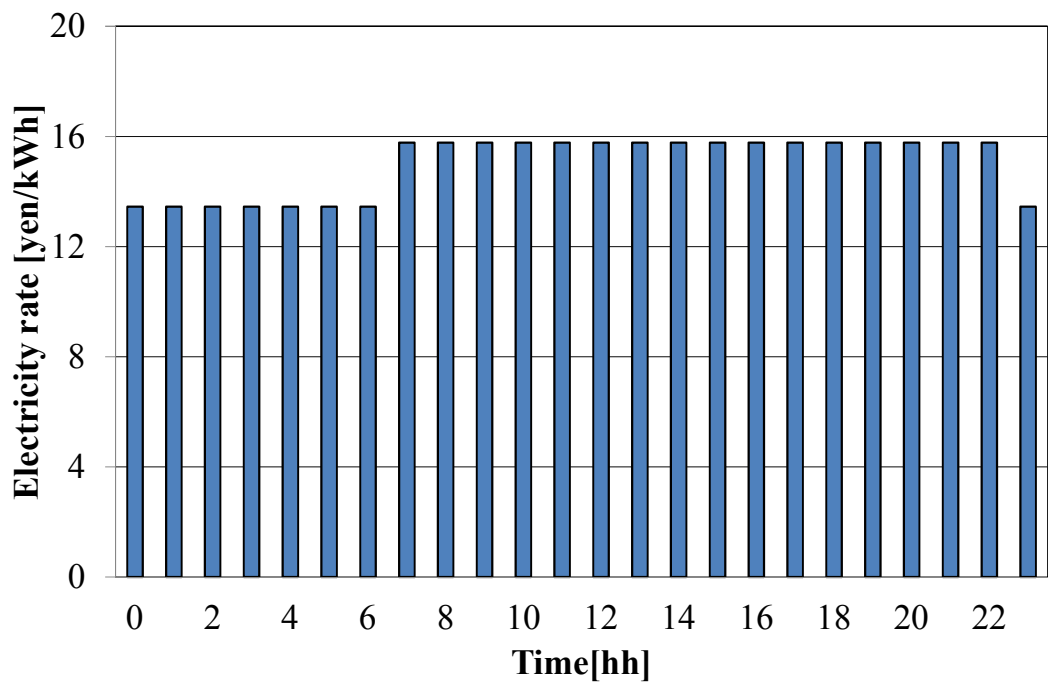


図 4-4 電力量料金時間推移

4-4-3 パターン3:受電点電力一定制御

商用電力を終日一定量で受電する方式である。この制御における受電点電力 P は、パターン2：時間帯別料金追従制御における受電点電力量 W の1日分を平均した値であり、具体的には以下の式(4.1)、式(4.2)から導出される。電力損失量 W_{loss} は、受電電力を一度蓄電池に充電し、その後放電して負荷で消費される場合において発生する、双方向変換器の1日の電力損失量の総和を示す。

$$P = W/24 \quad [\text{kW}] \quad \dots (4.1)$$

$$W = (W_L - W_D) + W_{loss} \quad [\text{kWh}] \quad \dots (4.2)$$

W : 受電点電力量 [kWh]

W_L : 負荷消費電力量 [kWh]

W_D : 太陽光発電電力量 [kWh]

W_{loss} : 電力損失量 [kWh]

この方式の特長として、商用系統側から見ると常に一定量買電する需要家であり、式(4.3) で定義される負荷率 μ は100%となる。

$$\mu = (P_{ave} / P_{max}) [\%] \quad (4.3)$$

P_{ave} : 1日の平均受電電力 [kW]

P_{max} : 30分間平均最大受電電力 [kW]

従って、電気事業者にとっては配電設備の利用率が向上し、設備投資の抑制に繋がる。また需要家の観点での特長は、受電点電力一定によって最大電力が抑制されるため、(基本料金単価) \times (30分間平均の最大需要電力)で求められる電気料金の基本料金部分がパターン1のピーク電力、すなわち双方向変換装置の定格容量の値と比較し安価に抑えられる点にある。また、当パターン3では需給調整に使う蓄電池が、比較的高いSOCで使用出来るため、蓄電池への負担軽減に伴う蓄電池のライフサイクルの長期化が可能となる。

4-5 実測およびシミュレーション結果

4-5-1 運用内容, 測定ポイント

今回の実験は、愛知工業大学八草キャンパス内の 12 号館の交流負荷(照明, 空調及びコンセント負荷)に太陽光発電および蓄電池, 商用系統で電力を供給した。実験で用いたシステムの構成を図 4-5 に示す。計測ポイントは 4 箇所とし, 商用系統からの受電電力を A 点, 太陽光発電の出力を B 点, 負荷電力を C 点, さらに蓄電池充放電電力を D 点で示している。また, 計測データは 10 秒毎に取得している。

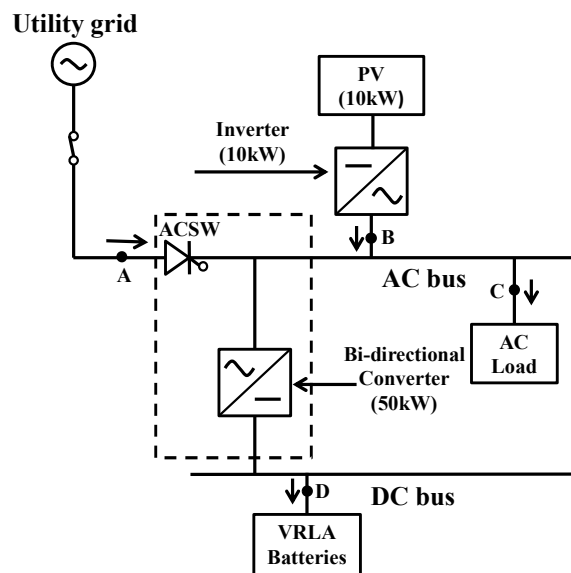


図 4-5 交流システムの測定ポイント

4-5-2 日負荷曲線

前章において、パターン 1~3 として述べた各制御方式における日負荷曲線の一例を図 4-6 から図 4-8 に示す。本研究では、各方式間の電気料金比較を行うためにパターン 1 は実運用データを用い、パターン 2 とパターン 3 についてはパターン 1 の交流負荷電力と太陽光発電出力を与条件としたシミュレーションで、受電電力および蓄電池充放電電力を導出した。

パターン 1：自立優先制御(図 4-6)では、日中帯(7 時 00 分から 16 時 45 分まで)太陽光発電の出力と蓄電池による需給調整で負荷に電力供給している。16 時 45 分から 19 時 15 分、翌日の 4 時 30 分から 7 時 00 分の間、連系モードに移行して蓄電池を充電している。前述のとおり、この制御方法には、現行の電気料金制度における基本料金の上昇や充放電サイクルの増加に伴う、蓄電池早期劣化の課題がある。

パターン 2：時間帯電力料金追従制御(図 4-7)では、現行の電気料金制度で電力量料金の安く設定される夜間帯(ナイトタイム)に蓄電池を充電する制御とした。また、デイトタイムの買電量が最小となるように、デイトタイムに蓄電池電圧が放電終止しきい値に至った場合でも、ナイトタイム(23 時 00 分)になるまで 16 時 45 分からは系統電力が負荷に電力供給を行い、充電を行わない制御とした。16 時 45 分から 30 分間系統電力が振動しているのは、交流負荷の ON, OFF 制御の頻繁な繰り返し等が原因と想定される。

パターン 3：受電点電力一定制御(図 4-8)では、商用系統からの電力を平準化し、現行の電気料金制度における基本料金を抑制する制御を行った。平準化により終日の受電電力を一定、すなわち負荷率 100%の需要家を実現した。この制御ではシミュレーション開始時(7 時 00 分)の蓄電池状態を SOC80%としている。なぜなら、受電点電力一定で受電し続ける最中、需要の小さい状態が続くと、蓄電池充電が継続して SOC が 100%に達するためである。なお、翌 7 時 00 分には SOC80%となるようにし、シミュレーション開始時と終了時の充電状態を同一(SOC80%)にしている。

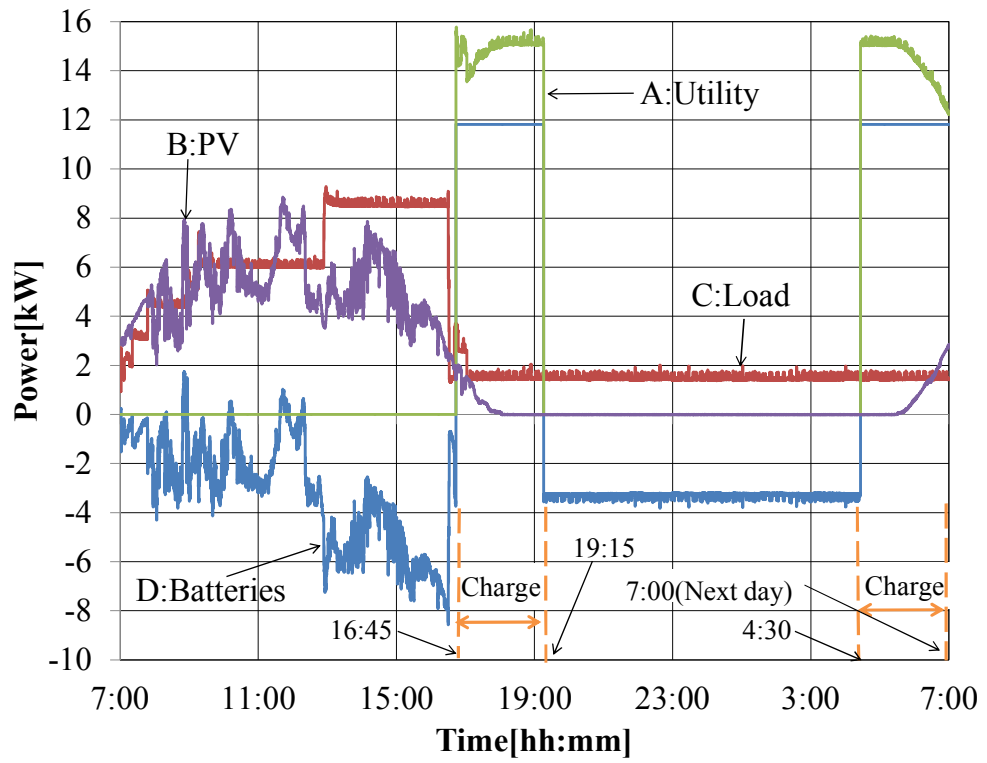


図 4-6 パターン 1:日負荷曲線 (自立優先制御時)

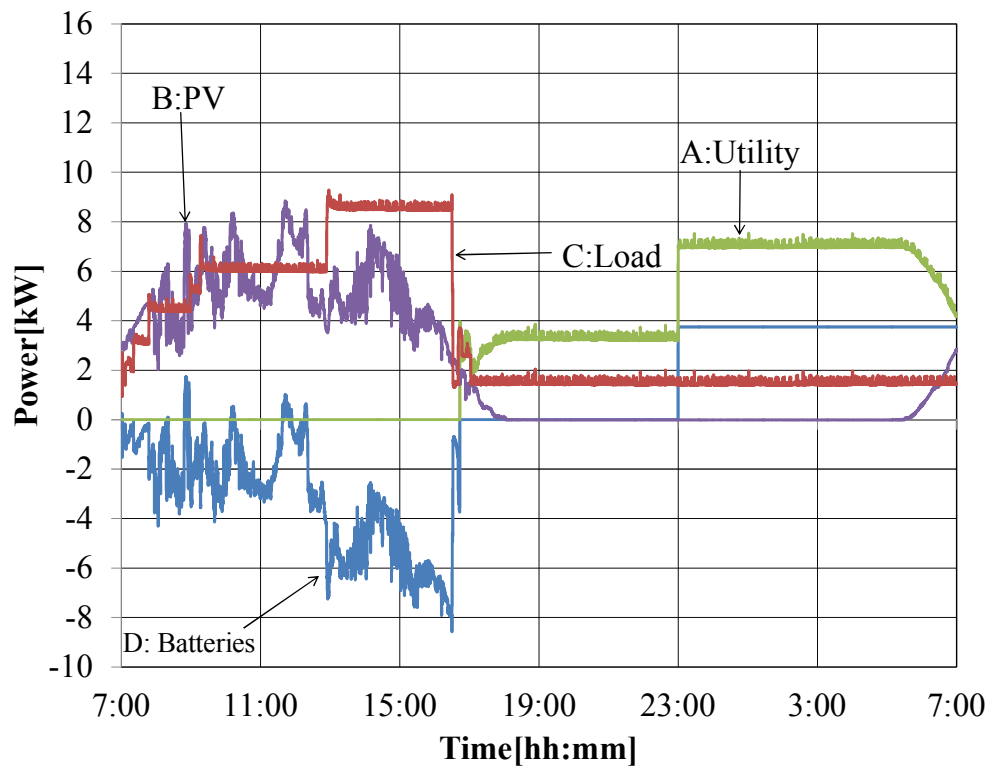


図 4-7 パターン 2:日負荷曲線(時間帯別電力料金追従制御時)

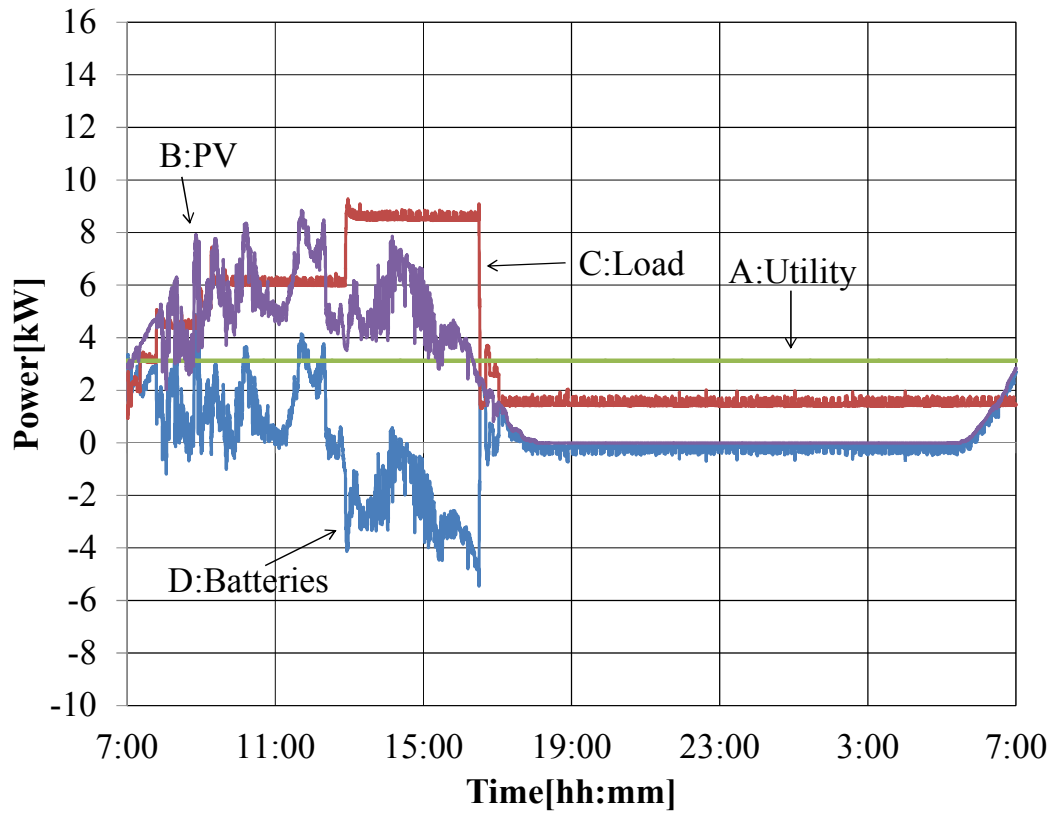


図 4-8 パターン 3:日負荷曲線(受電点電力一定制御時)

4-6 検討

これまで示した3パターンの制御について、現行の電気料金制度における基本料金、電力量料金、および蓄電池の充電状態(SOC)3つの視点で考察する。

4-6-1 電気料金(基本料金, 電力量料金)比較

電気料金削減効果について考察する。電力料金は、式(4.4)により決定されるものとする。

$$\text{電気料金} = (\text{基本料金単価} \times \text{最大電力}) + (\text{電力量単価} \times \text{購入電力量}) \quad [\text{円}] \quad (4.4)$$

ここで電力量単価については、図4-4に示した低圧季節別時間帯別契約の金額を用い、基本料金単価についても同契約の金額を引用した。また最大電力は、取得データを30分間単位に平均化した値を用いた。パターン1~3の運転制御を30日間(1ヶ月間)継続した場合の電気料金を表4-2に示す。1ヶ月の購入電力量については、図4-6から図4-8の1日の実測データまたは導出値の30倍とした。表4-2より、パターン3の制御はパターン1の制御と比較し、基本料金で80.4%、電気料金全体としては26.7%低減可能であり、運転制御の工夫により提案システムでコストメリットが得られることを確認した。

表4-2 各運転制御による電気料金

	Basic charge	Reduction rate against the basic charge of pattern 1	Energy charge	Electricity charge of a month	Reduction rate against the Electricity charge of pattern 1
Pattern1	¥18,166		¥32,765	¥50,931	
Pattern2	¥8,057	55.6%	¥31,459	¥39,516	22.4%
Pattern3	¥3,564	80.4%	¥33,758	¥37,322	26.7%

4-6-2 蓄電池の充電状態(SOC)相対度数比較

パターン 1~3 における 1 日間の蓄電池の充電状態(SOC)のばらつき(相対度数分布)を図 4-9 から図 4-11 に示す。これにより、蓄電池の充電状態(SOC)の変動範囲、および滞在時間を確認できる。ここで測定開始から任意の時点($k \times 10$ 秒時)における充電状態($SOC_k[\%]$)の算出式を式(4.5)、式(4.6)、式(4.7) に示す。

$$W_N = P_N \times \frac{1}{360} \quad [\text{kWh}] \quad (4.5)$$

$$W_{sum_k} = \sum_{N=1}^k W_N \quad [\text{kWh}] \quad (4.6)$$

$$SOC_{sum_k} = SOC_0 + \left(\frac{W_{sum_k}}{62} \right) \times 100 \quad [\%] \quad (4.7)$$

- P_N : 充放電電力値 [kW]
 W_N : 充放電電力量(10 秒間) [kWh]
 W_{sum_k} : 総和充放電電力量($k \times 10$ 秒時) [kWh]
 SOC_0 : 蓄電池残容量(測定開始時) [%]
 SOC_{sum_k} : 蓄電池残容量($k \times 10$ 秒時) [%]

ここに、計測データは 10 秒毎に取得しており、 P_N (-値：放電，+値：充電)は計測開始から $N \times 10$ 秒後に取得した充放電電力値である。計測データ P_N を、 P_{N-1} を取得した時点から 10 秒間の平均値とみなし、式(4.5) より 10 秒間充放電電力量 W_N を導出した。10 秒ごとに取得した W_N を用い、式(4.6) から $k \times 10$ 秒時点における総和充放電電力量 W_{sum_k} を求める。最後にこの値を蓄電池容量(62[kWh])で除した値を用い、式(4.7) より SOC_{sum_k} を求めた。 SOC_0 は、蓄電池の測定開始時の残容量を示し、パターン 1 及び 2 では 100%，パターン 3 では 80%である。(ここで N は $N \times 10$ 秒時の値を示す際の変数、 k は $k \times 10$ 秒時の総和値を示す時の変数とする。)

パターン 1：自立優先制御(図 4-9)では、充電状態(SOC)が 100%から 45%までの広い範囲で変動しており深い放電深度(Depth of Discharge : DOD)での充放電が周期的に行われている様子を確認できる。二次電池の DOD の深さと蓄電池のサイクル寿命には負の相関があり⁹⁾、深い DOD での充放電を頻繁に行うパターン 1 制御は、比較的早期に蓄電池が寿命に達する可能性があることを示す。

パターン 2：時間帯電力料金追従制御(図 4-10)でもパターン 1 制御と同様に，充電状態(SOC)が 100%から 45%までの広い範囲で変動しており深い DOD での放電と充電が周期的に行われている様子を確認できる。

パターン 3：受電点電力一定制御(図 4-11)では，充電状態(SOC)の変動範囲が 94%から 75%に限定されている。また，相対度数百分率が 72%の割合で充電状態(SOC)が 84%から 75%に滞在しており，運用の中での蓄電池の充放電への依存性が低減している様子を確認できる。

以上より，蓄電池の充電状態(SOC)の変動範囲は，制御方法により大きく変化し，特にパターン 3 は，その変動幅を小さく，充電状態(SOC)を高い値で維持している。これによりパターン 3 は，パターン 1，パターン 2 と比較し深い DOD での充放電サイクル回数を減少させることができ，蓄電池寿命の長期化が可能と考える。

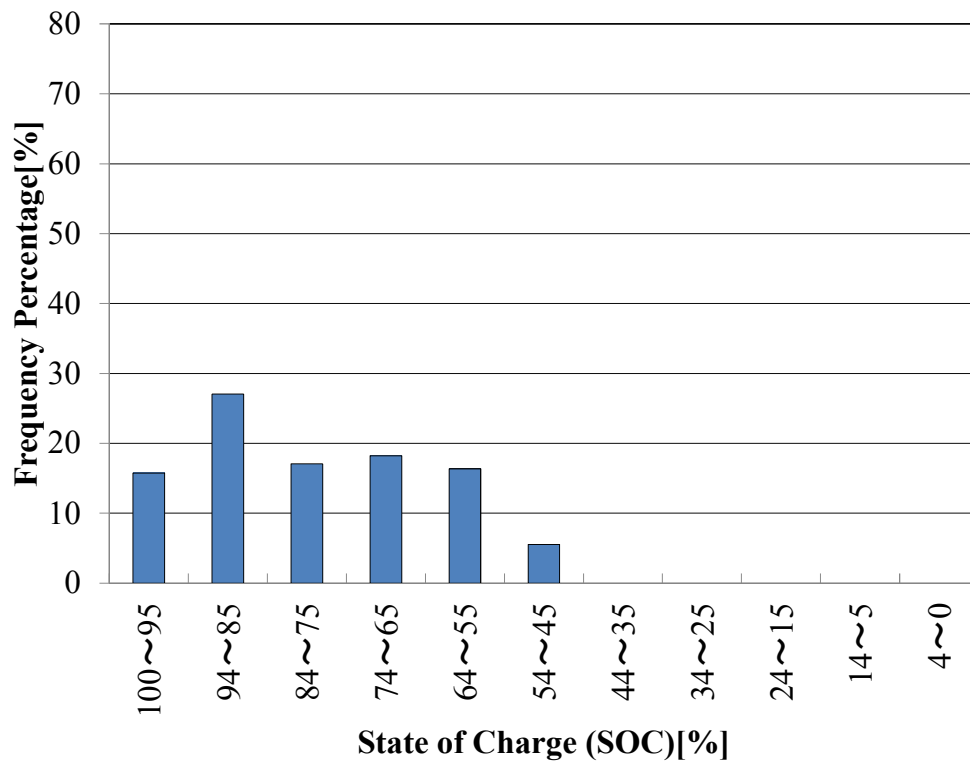


図 4-9 パターン 1 の SOC 相対度数分布

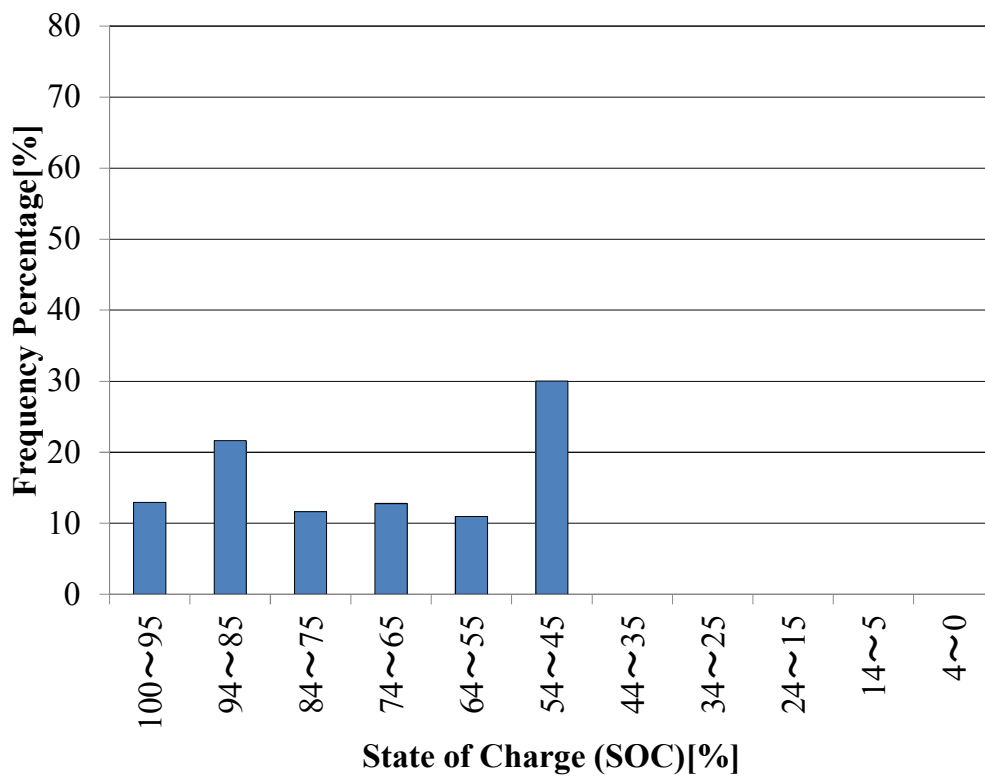


図 4-10 パターン 2 の SOC 相対度数分布

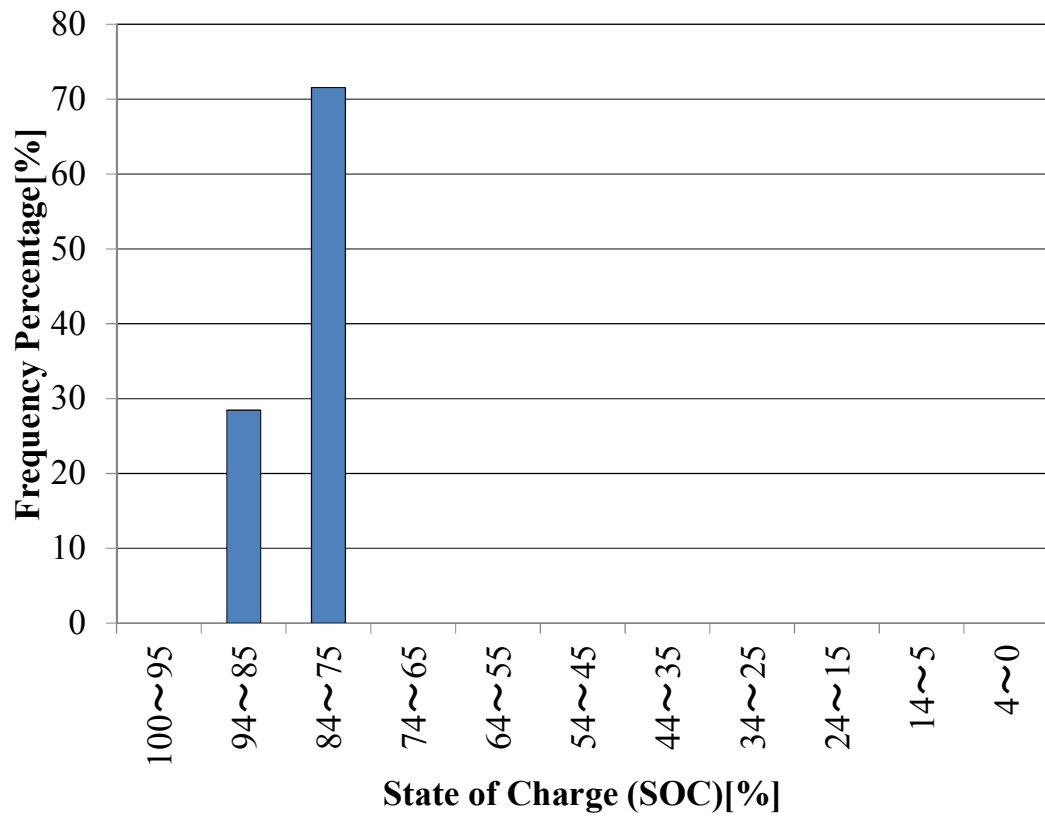


図 4-11 パターン 3 の SOC 相対度数分布

4-7 まとめ

本研究では、構築した給電システムにおいて 3 パターンの制御アルゴリズムを適用し、各制御において電気料金、蓄電池の充電状態(SOC)の観点から比較を行い、以下の知見を得た。

- ・ 制御フローに追随したシステム制御を行い、正常に動作を切替えられること。
- ・ パターン 3 : 受電点電力一定制御を適用した場合、基本料金で 80.4%削減、電気料金で 26.7%の削減効果が得られること。
- ・ パターン 3:受電点電力一定制御を適用した場合、蓄電池の深い DOD の充放電サイクル回数低減が可能であること。

第4章 参考文献

- (1) 名古屋洋之“太陽光発電が大量導入された電力系統における蓄電池を用いた負荷周波数制御の一方式”電気学会論文誌 B Vol.132 No.4 pp.325-333(2012)
- (2) 林 秀樹“再生可能エネルギー導入をもたらすエネルギー管理と蓄電池制御”電学誌 Vol.12 No.10 (2012)
- (3) Takashi Takeda, Keiichi Hirose, Yoshiaki Okui, Kazuto Yukita, Katsuhiko Ichiyangi” Development of uninterruptible power supply system with distributed generators (DGs)”, INTELEC 2008
- (4) Tetsushi Tsumura, Tomohito Ushirokawa, Takashi Takeda, Masato Mino, Keiichi Hirose ”Power flow control for micro grid with interconnection device using semiconductor-based switch and bidirectional inverter”, INTELEC 2013
- (5) H. Murai, T. Takeda, K. Hirose, Y. Okui, Y. Iwase, K. Yukita, K. Ichiyangi ” A study on charge patterns for uninterruptible power supply system with distributed generators”, INTELEC 2009
- (6) 廣瀬 圭一, 武田 隆, 奥井 芳明, 雪田 和人, 後藤 泰之, 一柳 勝宏, 松村 年郎“分散形電源導入系統におけるパラレルプロセッシング方式を用いた給電システムの開発”, 電気学会論文誌 B(電力・エネルギー部門誌)Vol. 129, No. 11, pp.1349-1356, (2009)
- (7) 奥井芳明, “スマートグリッド社会に向けた新たな製品「SANUPS K」の技術について”, 山洋電気テクニカルレポート, No.34, pp.7-11(2012)
- (8) 中部電力 HP <http://www.chuden.co.jp/> より抜粋(2014年6月時点)
- (9) 市村 雅弘, “小形リチウムイオン電池の寿命特性”, NTT Building Technology Institute 2005

第5章 太陽光発電を有する需要家間における直流電力融通に関する一検討

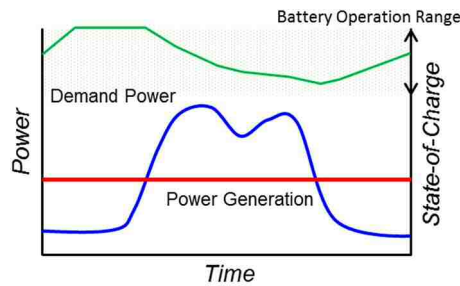
5-1 はじめに

発電・蓄電装置の設備コストは分散型電源を主体としたマイクログリッドの普及を進めるにあたり重要な課題である。需要家が系統から受電する電力量を低減できれば、送電、変電、配電など基盤設備への膨大な設備投資を削減できる可能性があり、また、送配電の過程で発生する電力損失の低減にも寄与する。一方で、系統からの受電電力量と発電・蓄電装置の設備容量はトレードオフの関係にある。加えて、自立的な電力供給システムを考えた場合、電力供給の安定性の観点から発電・蓄電装置の設備容量を低減させることは容易ではなく、その設備コストが普及の障壁になることが想定される。このような状況下で近年、マイクログリッド内の給配電で直流化の検討が積極的に行われており、主要な蓄電設備として蓄電池が社会実装され始めている⁽¹⁾⁻⁽⁵⁾。

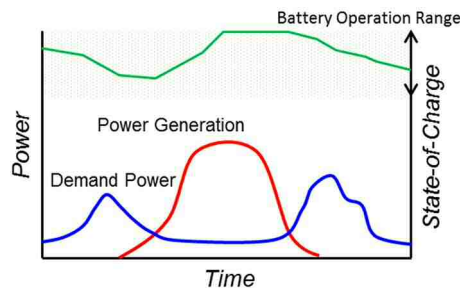
筆者らは、環境省「地球温暖化対策技術開発・実証研究事業」の「自立・分散型エネルギー社会に向けた直流方式による地域間相互エネルギー融通システムの開発」(2012年度～2014年度)において、実フィールドに三つの需要地(ここでは単一の需要地をクラスタと称す)を構築した。本研究ではこれらのクラスタ間で直流電力の相互融通を行うことにより、蓄電装置の設備容量を低減する方法について提案し、検証を行った。本章では、この給電システムの概要と直流電力融通によってもたらされる蓄電池の削減効果について報告する。

5-2 検討概要

本研究では、分散型電源の発電電力、蓄電池の充放電電力と系統電力とを相互補完的に活用した需要地内の給電システムを構築する。各クラスタにおける需給バランスの時間的な変化の例を図 5-1 に示す。図 5-1(a)は、終日の発電出力が一定の分散型電源(例えば燃料電池)を設置し、日中帯に需要が集中するクラスタ(学校やオフィス)を示し、図 5-1(b)は太陽光発電を設置するが、当該クラスタの需要のピークは朝夕に発生するクラスタ(例えば住戸)を示す。ここで、当該クラスタでは需要に対して発電量が過多となった場合、蓄電池に充電、その後発電が需要を下回った際に放電することで、分散型電源の発電電力を有効的に活用する。しかし、発電電力や負荷電力(需要)の大小関係は、天候、日時、需要家の行動など、様々な要因によりクラスタ毎に時々刻々と変化するため、蓄電池のみでこれを補償しようとする蓄電池容量が過大になる場合がある。そこで、本研究ではクラスタ間で電力の相互融通を行うことで、コミュニティ(複数クラスタ)内の需給バランス調整で必要となる蓄電池設備の総容量の低減を目指す。なお、本研究では後述する直流電力融通の3つの利点から、直流バスによる電力融通に着目し、システム動作確認のための総合動作試験を行い、その結果をもとに、実験システムを模擬した評価モデル(数式解析用モデル)との整合性確認を行った。更に、評価モデルを用いた最適化計算を行うことで蓄電設備の削減可能割合の試算を行った。試算に際しては、季節の違い(中間季, 夏季)による2パターンのパラメータを用いた。



(a) Power may be insufficient during the daytime



(b) Power may be excessive during the daytime

図 5-1 需給バランスの時間的な差異

5-3 システム構成

本研究では、系統連系装置（PCS）や蓄電池の充放電に伴う電力変換損失を低減させるために直流バスを介した電力融通を行う。本研究では、電力自給率を一定以上高めることも目標として掲げており、それに見合った各装置の容量選定を行っている。ここでは、PCSによる電力変換、蓄電池充放電及び電力融通の過程で発生する電力損失について、交流電力融通（交流融通）と直流電力融通（直流融通）とで比較する。

5-3-1 発電電力における損失低減

発電電力は、分散型電源から PCS を介して母線（バス）に供給される。ここでの電力損失は、主に PCS による電力変換損失であり、その損失値は採用する PCS の仕様により区々である。しかしながら、太陽光発電の出力自体は直流であり、直流でそのままバスに連系する場合、PCS 内の直流から交流に変換する電力変換を1段省略できる可能性があり、直流出力タイプの PCS を用いた直流融通で電力損失低減が期待できる。

5-3-2 蓄電池充放電電力における損失低減

蓄電池の充放電電力を交流バスを介して電力融通しようとする、必ず電力変換器（インバータ）が必要となる。一方、直流融通の場合は、電力変換器を介さず直接蓄電池を接続するも可能であるため、電力変換1段分の電力変換損失の低減が期待できる。

5-3-3 配電損失の低減

配電損失は、電力融通時に各クラスタ間のバスで生じる導通損失であり、一般的に通過電流の2乗に比例する。直流融通の場合、交流の場合に生ずる浮遊容量などの寄生要素を排除でき、かつ、給電電圧を直流 380V に高電圧化することで電流を抑制することにより、電力損失低減が期待できる。

5-4 システム構成

本研究において構築するマイクログリッドのシステム構成図を図 5-2 に示す。各クラスタ間は交流バスおよび直流バスを介してそれぞれ接続されている。各クラスタには需給制御装置(図 5-2 の Power Flow Controller), 双方向 DC/DC コンバータ(図 5-2 の DC/DC), リチウムイオン蓄電池 (図 5-2 の Batteries), 分散型電源用系統連系装置 (図 5-2 の PCS) が接続されている。各装置の仕様を表 5-1 に示す。

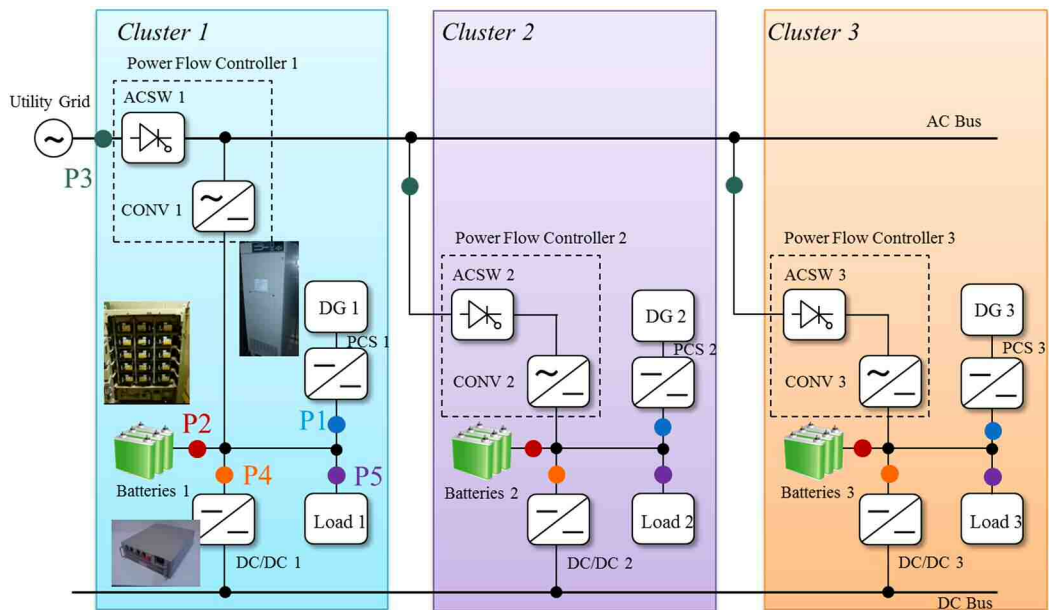


図 5-2 システム構成

表 5-1 装置仕様

Device	Voltage Rating [V]	Power Rating [kW]		
		Cluster1	Cluster2	Cluster3
Power Flow Controller	3φ 200 Vac	100	20	20
DC/DC	380 Vdc	5	5	5
Batteries	378 Vdc	46 kWh	25 kWh	23 kWh
PCS	380 Vdc	8	5	5

5-4-1 需給制御装置(Power Flow Controller)

需給制御装置は筆者らが開発したラインインタラクティブ型UPSをベースとする電力変換装置である^{(6),(7)}。この装置は、系統との接続、切り離しを行うためのACスイッチ(図5-2: ACSW)と、交流と直流との変換を行う双方向コンバータ(図5-2: CONV)を有する。

需給制御装置は、リチウムイオン蓄電池の蓄電池制御ユニット(BCU: Battery Control Unit)から取得する充電レベル(SOC: State-Of-Charge)を動作条件決定のためのパラメータとする。各クラスタの蓄電池のSOCが予め設定した範囲内にある場合、交流受電電力をゼロとすることで、当該クラスタとしての自立運用を実現する。蓄電池のSOCが運用下限閾値に到達した場合には、系統からの受電を開始する。

5-4-2 双方向DC/DCコンバータ(DC/DC)

双方向DC/DCコンバータは、各クラスタと直流バス(図5-2のDC Bus)の連系点に接続される。この装置は、直流バスの電圧値が予め設定した範囲に入ったことを検知するか、需給制御装置から送出される信号により動作してクラスタ間の電力融通を行う。当該装置の出力電圧は任意に設定が可能だが、本研究の実験では直流380V一定とした。

5-4-3 リチウムイオン蓄電池(Batteries)

本研究における実験では、サイクル用途の据置用リチウムイオン蓄電池を採用した。マイクログリッド内の電力自給率を予め定める値(70%)以上とするために必要な容量を選定した。また、リチウムイオン蓄電池には、5-4-1項で述べたとおりBCUが接続されており、通信線を介してSOCに関する情報を需給制御装置に送出する。

5-4-4 分散型電源用系統連系装置(PCS)

本研究における実験では、分散型電源用系統連系装置をCluster1, 2, 3(図5-2のPCS)それぞれに設置した。また、分散型電源(図5-2のDG)としてCluster1では燃料電池等のベース電源を模擬した直流電源装置を、Cluster2および3では太陽光発電を模擬した直流電源装置を設置した。

5-5 システム動作

クラスタ間の直流融通制御におけるフローチャートを図 5-3 に示す。図 5-3 内の SOC_n 及び SOC_{MINn} SOC_{MAXn} (n は 1, 2, 3 のいずれか)は、各クラスタに設置したリチウムイオン蓄電池の SOC, 運用下限閾値および運用上限閾値の設定値をそれぞれ示す。各クラスタにおいて、直流バス電圧値と SOC の値を取得後、受電もしくは給電準備のために双方向 DC/DC コンバータを動作させる。マイクログリッド内に受電可能、給電可能なクラスタがそれぞれ一つ以上存在する場合、直流バスを介した電力融通を実施する。電力融通を開始する条件が成立しない場合、双方向 DC/DC コンバータは待機状態となり、電力融通は行わない。本研究における実験では、双方向 DC/DC コンバータの装置容量 $P_{DC/DC}$ に対して、最大給電電力 P_S を $P_{DC/DC}$ と同一になるように、また最大受電電力 P_R を $P_{DC/DC}$ の 2 分の 1 になるように設定した。ここで、1つのクラスタに対して2つのクラスタから給電する場合、本研究における実験では容量分担の制御を行っていないため、送電点から受電点までの抵抗値に反比例した容量で分担される。また、全クラスタの蓄電池が満充電になった場合には、PCS の発電電力を抑制する。

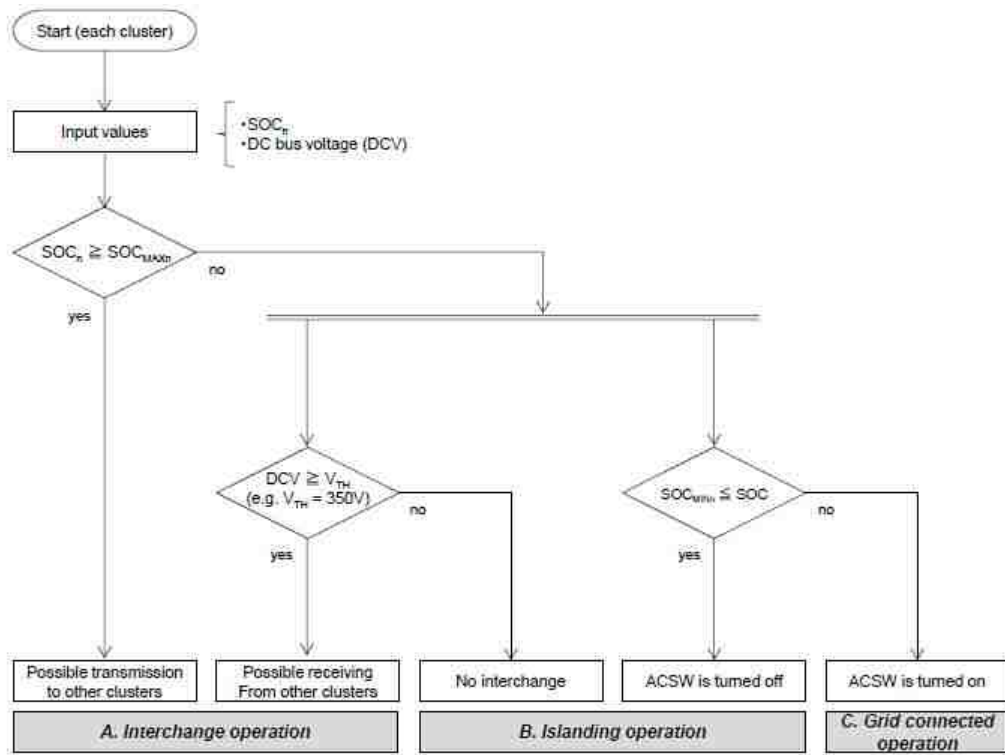


図 5-3 マイクログリッドの給電フローチャート

5-6 システム評価方法

本研究にて構築したマイクログリッドにおいて、融通を実施しない場合を基準とし、融通による蓄電池削減効果を導出する。また、評価モデルの妥当性を評価するため、実験システムを用い、中間季および夏季の運用を模擬した動作試験を実施した。また、評価モデルの再現性を向上するため、需給制御装置および双方向 DC/DC コンバータの効率特性を実機により計測し、効率特性を評価モデルに反映させた。

本研究で用いた負荷モデルは、Cluster1 で日中帯に需要が増加する学校、Cluster2 および 3 で朝夕の需要が増加し、日中帯の需要が減少する一般家庭とした。各クラスタの需要パターンには実測データを利用した。

ただし、Cluster1 については、Cluster2 および Cluster3 との電力融通効果がより明確に確認できるよう、需要電力量を縮小している。分散型電源について、Cluster1 では 6.5 kW 一定出力のベース電源とした。Cluster2 および 3 での太陽光発電は、新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)提供の太陽光発電用シミュレータ STEP-PV⁽⁸⁾の計算値(発電期待値)で出力させた。各クラスタ内では、需給の不整合により、蓄電池の充放電が発生する。ここで、電力融通による蓄電池充放電の補完の有効性を確認する。

本研究では、以下の 2 パターンを抽出し 0-24 時までの 1 日間で直流融通がもたらし得る蓄電池削減効果を試算した。パターン 1 として中間季の平日、パターン 2 として夏季の平日を選んだ。また、実験開始時と終了時の蓄電池残容量を一致させるため、実験開始時の蓄電池 SOC を 50%とし、21 時以降で容量が不足する場合には系統から充電を行う。数値計算における最適化計算手法としては、広範囲における最適解を比較的短時間で探索可能であり、かつ局所解への収束の回避が比較的容易である、解適応焼きなまし法 (ASA : Adaptive Simulated Annealing) ⁽⁹⁾を用いた。

目的関数は蓄電池削減容量とし、制約条件は以下の 3 つとした。

- ・クラスタ内電力変換器及び蓄電池の装置容量は表 5-1 の通りであること。

- 3つのクラスタの電力自給率 α が全て 70%以上であること。ここで、電力自給率 α は1日の需要電力量の総計に対する、自給可能な電力量(分散型電源、蓄電池および電力融通)の総計の割合を示し、電力自給率が高いほど自給自足を実現していることを意味する。

$$\alpha = \left(\frac{\text{総計自給電力量}}{\text{総計需要電力量}} \right) \times 100[\%] \cdots (5.1)$$

- 最適化計算時、各クラスタ内蓄電池の SOC 変動範囲が 20%から 80%の範囲に収まっていること。

一方、実験システムを用いた動作試験では、24時間の負荷モデルおよび分散電源モデルを12分の1に縮約し、その他のパラメータは評価モデルによるシミュレーションと同値で実験を行った。

5-7 システム評価結果

5-7-1 評価モデルによる動作シミュレーション結果

評価結果の各値の凡例を図 5-4 に示す。括弧内の数値は図 5-2 における各クラスタの測定点を示す。符号について、蓄電池電力(図 5-4 の BATT Power)は、充電向き潮流を負符合、放電向き潮流を正符合とした。また、融通電力(図 5-4 の Interchange Power)は、他クラスタへの給電を負符合、他クラスタからの受電を正符合とした。以降に示すシミュレーション結果は、5.6 節にて記述した最適化計算における従属変数として導出される、各時間単位の融通電力量及び SOC の値を用いて作成したものである。

パターン 1: 中間季(平日)の条件下で直流融通を実施し運用した場合のシミュレーション結果を図 5-5、直流融通を実施しない場合のシミュレーション結果を図 5-6 に示す。図 5-5 の 9-19 時において Cluster2 及び Cluster3 にて余剰となった電力を Cluster1 へ直流融通することにより、Cluster1 の蓄電池放電を抑制していることが確認出来る。図 5-5 と図 5-6 の SOC 運用幅を比較すると全クラスタの SOC 運用幅が縮小していることが確認できる。

パターン 2: 夏季(平日)の条件下で直流融通を実施し運用した場合のシミュレーション結果を図 5-7、直流融通を実施しない場合のシミュレーション結果を図 5-8 に示す。図 5-7 の 12-18 時においてはパターン 1 と同様、Cluster2 及び Cluster3 から Cluster1 への直流融通により、Cluster1 の蓄電池放電を抑制していることが確認出来る。加えて、図 5-7 の直流融通を実施した場合の SOC 運用幅も図 5-8 のそれと比較すると、全クラスタにおいて縮小していることが明らかである。前記より、多クラスタ間の直流融通実施による蓄電池容量削減効果が確認できる。

5-7-2 実験システムによる評価結果

パターン1:中間季(平日)の条件下で直流融通を行った場合の試験結果を図5-9に示す。実験システムにおいても、各クラスタ間で、自立的に DC/DC コンバータが動作しており、余剰電力を他クラスタへ給電する動作及び、不足電力を他クラスタから受電する動作、それぞれが正常であることが確認できる。

パターン2:夏季(平日)の条件下で直流融通を行った場合の試験結果を図5-10に示す。こちらもパターン1と同様に電力融通が条件に従い正常動作しているが、各クラスタの負荷モデルが大きいため、融通電力の総量が減ることが確認できる。

また、2パターンともシミュレーションと実験とで差異が生じているが、24時間の負荷モデルおよび分散電源モデルを12分の1に短縮したことや、状態遷移に要する動作遅延等が影響していると考えられる。加えて、図中のSOCについては蓄電池電圧から算出したみなし換算値であり、縮約した試験であるため動作範囲がシミュレーションと比較して小さいことが影響しているものと推察する。

また、パターン1に関して同一条件下で交流融通試験を行った。同一条件下における直流融通および交流融通に対する蓄電池のSOC動作範囲を表5-2に示す。その結果、直流融通の場合、正味のSOC動作範囲が小さく抑えられ、蓄電池容量に換算すると交流融通と比較して13%程度の容量低減が見込まれる。

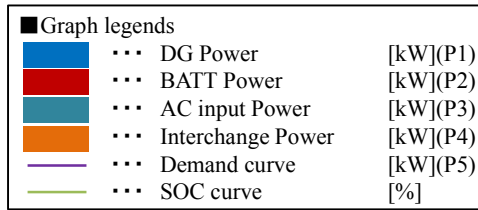


図 5-4 システム評価結果における説明(凡例)

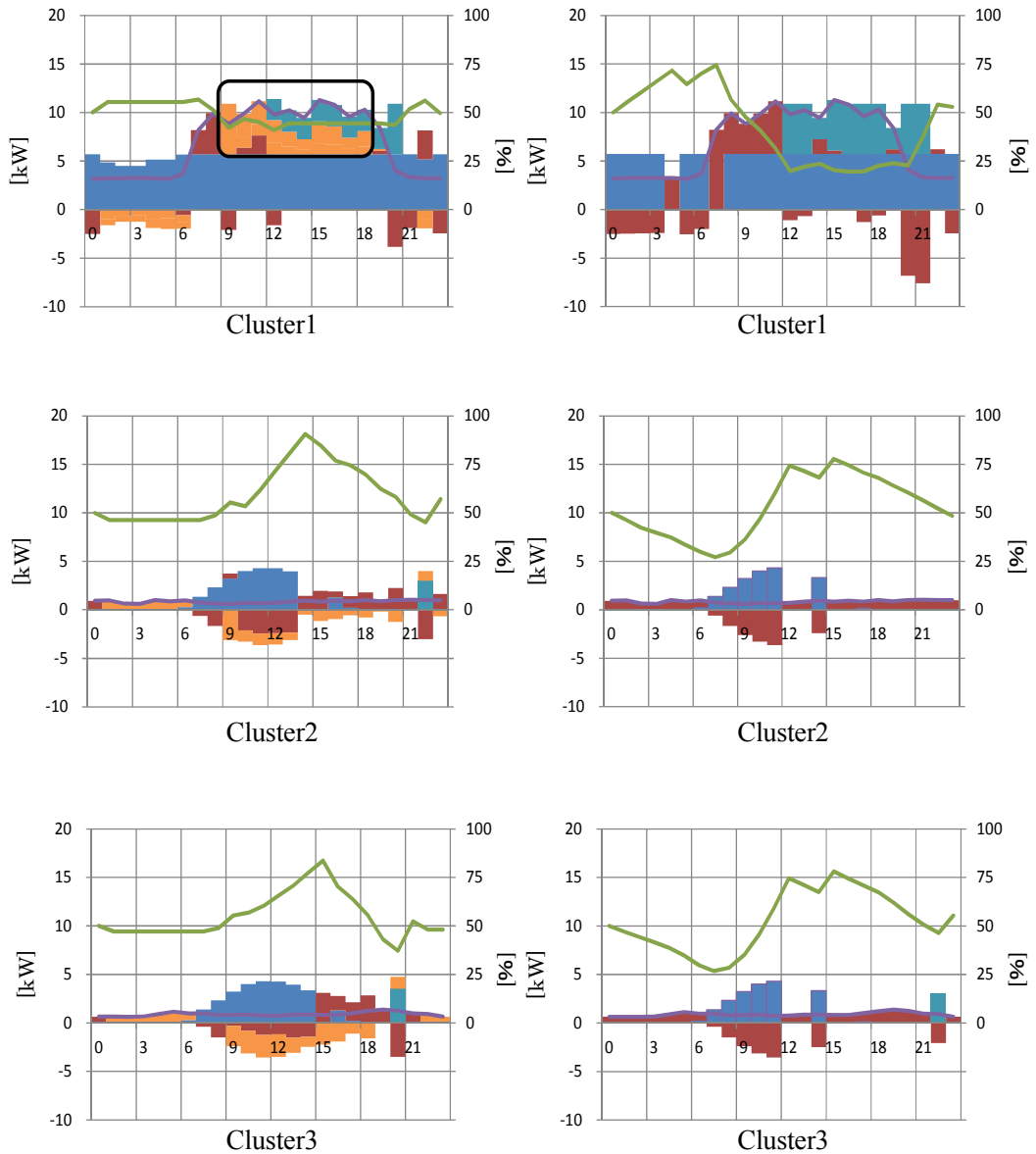


図 5-5 シミュレーションによる需給曲線

(パターン 1 : 直流融通あり)

図 5-6 シミュレーションによる需給曲線

(パターン 1 : 直流融通なし)

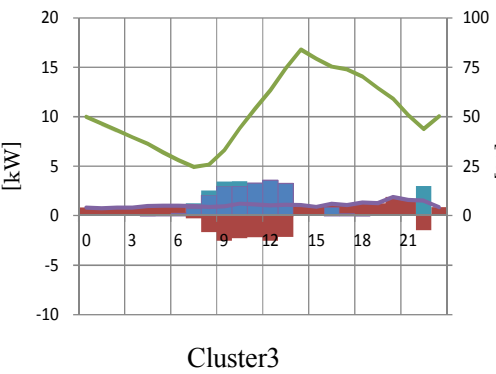
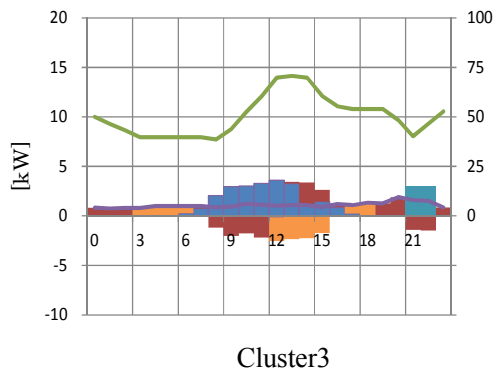
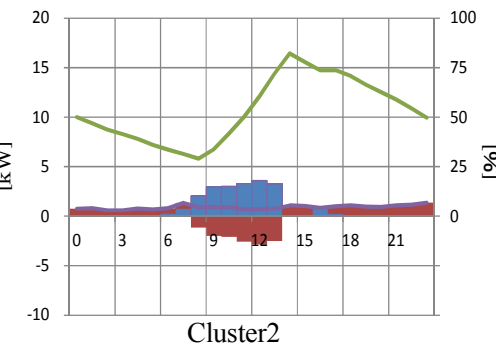
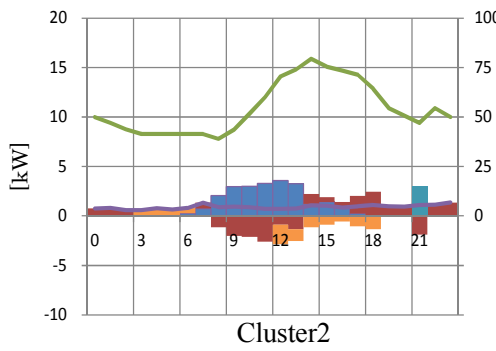
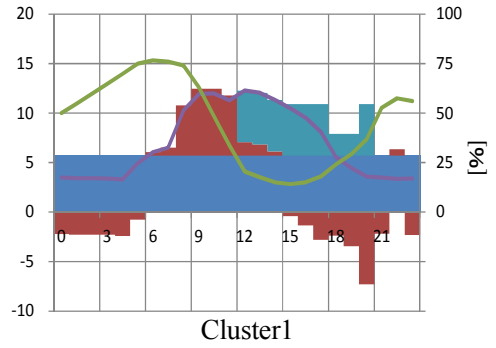
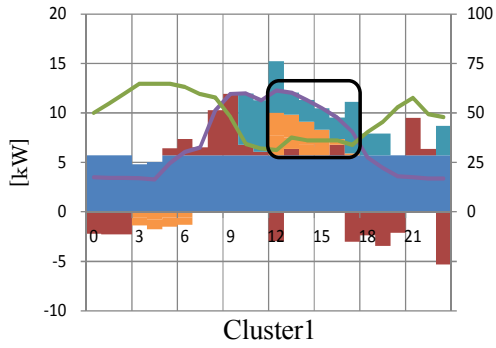
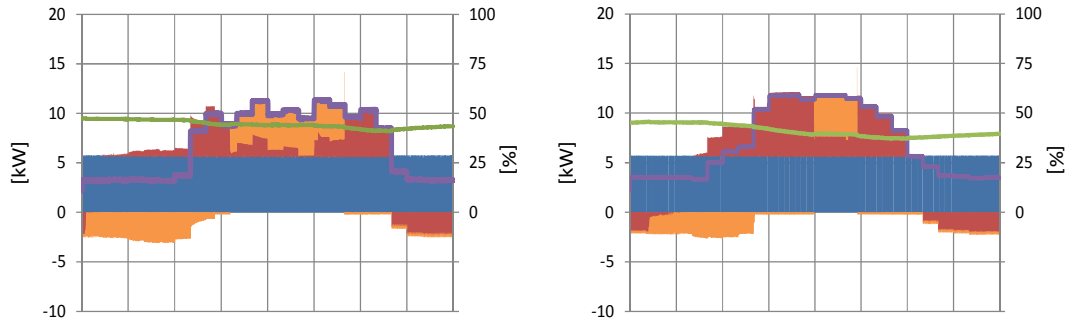
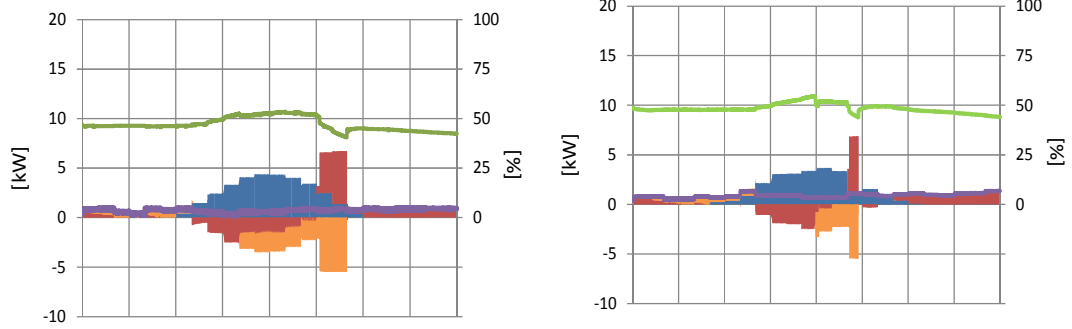


図 5-7 シミュレーションによる需給曲線
(パターン 2 : 直流融通あり)

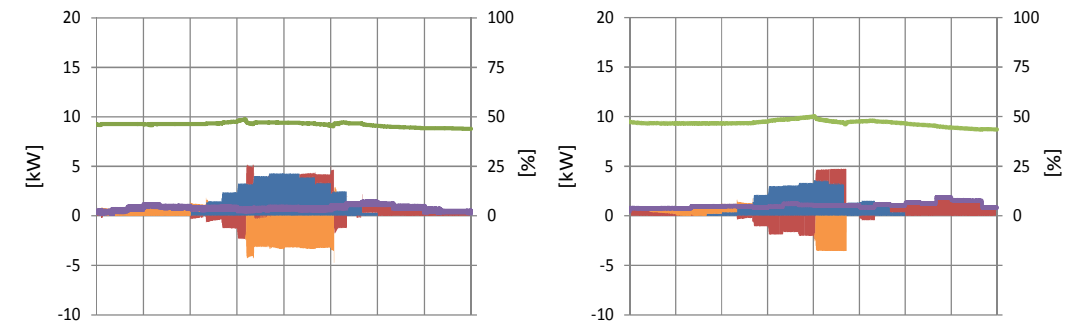
図 5-8 シミュレーションによる需給曲線
(パターン 2 : 直流融通なし)



Cluster1



Cluster2



Cluster3

図 5-9 実験システムによる評価結果
(パターン 1 : 直流融通あり)

図 5-10 実験システムによる評価結果
(パターン 2 : 直流融通あり)

表 5-2 直流融通と交流融通における SOC 動作範囲の比較

	DC			AC		
	Cluster1	Cluster2	Cluster3	Cluster1	Cluster2	Cluster3
SOC _{max} [%]	47.5	62.0	48.6	47.7	62.4	50.3
SOC _{min} [%]	41.0	50.9	43.9	39.5	52.0	43.9
Operation range[%]	6.5	11.1	4.7	8.2	10.4	6.3
Battery capacity [kWh]	3.27	2.55	1.18	4.11	2.38	1.58
Total battery capacity [kWh]	7.00			8.07		

5-8 考察

評価モデルに基づき、マイクログリッド全体(3 クラスタ総計) の蓄電池容量削減効果について検討を行った。表 5-1 に示すとおり、直流融通を実施しない場合の蓄電池容量は、Cluster1 が 46kWh, Cluster2, 3 がそれぞれ 25 kWh, 23kWh である。これは、各クラスタで 式(5.2)に示す電力自給率 α を 70%以上とするために必要な容量である。この条件は、融通なし、融通ありで共通とした。ここで、電力自給率 α は 1 日の需要電力量の総計に対する、自給可能な電力量(分散型電源、蓄電池および電力融通)の総計の割合を示し、電力自給率が高いほど自給自足を実現していることを意味する。

$$\alpha = \left(\frac{\text{総計自給電力量}}{\text{総計需要電力量}} \right) \times 100[\%] \cdots (5.2)$$

ここで、式(5.2)において $\alpha \geq 70\%$ を満たすために必要な蓄電池容量について、融通なし、融通ありと比較し、どの程度、容量削減できたかを検討した。なお、蓄電池容量の削減率 β は式(5.3)により導出した。

$$\beta = 100 - \frac{\left\{ \begin{array}{l} C_1(SOC_{\max_1} - SOC_{\min_1}) + \\ C_2(SOC_{\max_2} - SOC_{\min_2}) + \\ C_3(SOC_{\max_3} - SOC_{\min_3}) \end{array} \right\}}{(C_1 + C_2 + C_3) \times 0.6} [\%] \cdots (5.3)$$

C_x : クラスタ X(X は 1, 2, 3 のいずれか)の電池容量[kWh]

SOC_{\max_x} : クラスタ X(X は 1, 2, 3 のいずれか)の SOC 最大値[%]

SOC_{\min_x} : クラスタ X(X は 1, 2, 3 のいずれか)の SOC 最小値[%]

今回、蓄電池運用範囲となる SOC を 20~80%としたため、各クラスタの定格蓄電池容量の総和(C_1, C_2, C_3 の合計)に係数 (0.6) を乗じた。

パターン 1, 2 における直流融通ありの蓄電池容量の削減率 β を表 5-3 に示す。いずれのパターンにおいても直流電力融通を行った場合において、蓄電池容量の削減効果が得

られており，電力自給率 α を 70%以上に維持しつつ，40%以上の蓄電池容量の削減を実現できることを示した。

表 5-3 蓄電池削減率算出結果

Pattern	Used Battery capacity [kWh]		β [%]
	Non-Interchange	Interchange	
1	56.4	29.4	48.0
2	56.4	32.9	41.7

5-9 まとめ

蓄電池の設備コストはマイクログリッドを構築する際の障壁の一つになっている。本研究では、自立的なクラスター相互間で電力融通を行うことで、蓄電池の設備容量を低減する方法を提案し、その効果を試算した。最適化計算による数値解析の結果、需給バランスの差異に電力融通を適用することで、蓄電池容量を40%以上削減できることを確認した。また実験システムを用いた動作試験により、直流融通制御が正常に動作することを確認した。

第5章 参考文献

- (1) Kiyoyuki Kitamura “スマートグリッドの技術動向と当社の取り組み” 明電時報 通巻339号 No.2, (2013)
- (2) 高木喜久雄, 竹田大輔, 飯野穰: 「災害に強い電力供給インフラを実現するスマートグリッド技術」, 東芝レビュー Vol.66 No.8 (2011)
- (3) Samuele Grillo, V. Musolino, Luigi Piegari, Enrico Tioni, Carlo Tornelli, “DC Islands in AC smart Grids” IEEE Transactions on Power Electronics, Volume 29, No.1, pp. 89-98 (2014)
- (4) Tomislav Dragicevic, Josep M. Guerrero, Juan C. Vasquez, “A Distributed Control Strategy for Coordination of an Autonomous LVDC Microgrid Based on Power-Line Signaling” IEEE Transaction on Industrial Electronics, Volume 61, No.7, pp 3313-3326 (2014)
- (5) Xiaonan Lu, Kai Sun, Josep M. Guerrero, Juan C. Vasquez, Lipei Huang “State-of-Charge Balance Using Adaptive Droop Control for Distributed Energy Storage Systems in DC Microgrid Applications” IEEE Transactions on Industrial electronics, Volume 61, No.6 (2014)
- (6) 廣瀬圭一, 武田隆, 奥井芳明, 雪田和人, 後藤泰之, 一柳勝宏, 松村年郎: 「分散形電源導入系統におけるパラレルプロセッシング方式を用いた給電システムの開発」, 電学論 B, Vol129, No.11, pp. 1349-1356 (2009)..
- (7) Tetsushi Tsumura, Tomohito Ushirokawa, Takashi Takeda, Masato Mino, Keiichi Hirose, “Power flow control for micro grid with interconnection device using semiconductor-based switch and bidirectional inverter” INTELEC 2013
- (8) 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 HP (<http://www.nedo.go.jp/library/mega-solar.html>) (2015年6月時点)
- (9) Hime Aguiar e Oliveira Junior, Lester Ingber, Antonio Petraglia, Mariane Rembold Petraglia, Maria Augusta Soares Machado, “Stochastic Global Optimization and Its Applications with Fuzzy Adaptive Simulated Annealing (Intelligent Systems Reference Library), Volume 35, pp. 33-62 (2012)

第6章 結言

太陽光発電システムは、1950年代に発明され、実用化に向けた取組みが進められた。21世紀になり、国内の状況を見ると、余剰電力買取制度、固定価格買取(FIT)制度を活用した市場メカニズムにより、急激に導入が進んでいる。その伸び率は、2012年度から2013年度にかけて約2倍の年間導入量となっている。さらに、今後も堅調に太陽光発電の導入が進むと予想され、2030年には国内電源構成の7%を占める存在となり、国内の電源構成の一端を担う存在となることが予想される。国は、エネルギー政策の長期エネルギー需給における基本的視点として、「3E+S」、すなわち、安全性(Safety)、安定供給(Energy Security)、経済効率性(Economic Efficiency)、環境適合(Environment)を示しているが、再生可能エネルギーの多くは、自然現象の中から電気エネルギーが生成されることから、一般的に単体では安定した発電が困難であるという課題を有する。したがって、今後、電力システムに大量導入される再生可能エネルギーは、蓄電設備による平滑化の対策を講じたうえで社会実装が許容されるようになると考えられる。

蓄電設備に搭載される蓄電電池には、鉛蓄電池やリチウムイオン蓄電池、ナトリウムイオン電池、レドックスフロー電池など複数種存在し、その社会実装の形態も多種に分かれる。蓄電設備として電力変換器とともに設置されるいわゆる据置型や、最近では電気自動車やいわゆるハイブリッド自動車や電動アシストサイクルなどとしても導入されている。

本研究では、太陽光発電とともに、導入が進んでいる電気自動車(EV)の充電制御を太陽光発電の出力平滑化に活用する手段について検討、実証した「太陽光発電装置と蓄電装置が導入された小規模系統における次世代自動車の充電制御」、EVを充電だけでなく放電させることにより、建物側の据置蓄電設備と太陽光発電の出力変動の平滑化を分担し、据置蓄電池の劣化の要因となる、充放電サイクルの軽減を検討、実証した「太陽光発電の需給調整に用いる鉛蓄電池の劣化抑制に電気自動車の充放電電力を活用した実証実験」。さらに、需要地における蓄電設備導入の経済的な利点の一つである、電気料金削減の手段を検討し、実証した、「太陽光発電を用いた無停電給電システムにおける受電点電力制御の検討」。最後に、それまでの研究で検討した、太陽光発電と蓄電池設備等からなる需要地が、特定エリアに複数存在する場合、相互間の電力融通効果を検討し、

実証した「太陽光発電を有する需要家間における直流電力融通に関する一検討」により、それぞれの需要地に設置する蓄電設備の容量の総和を削減することが可能とすることを実証で示した。

今後さらに多種多様な形態で再生可能エネルギーが電力システムに導入されることを考えると、電力の安定供給のための需給調整、電力品質維持をどのように行うか課題になってくる。現在、電力システム改革における議論でも、常にこの問題が取り上げられていることから、需要地の自立制御と電力システム全体との協調がさらに重要になってくるものと考えられる。この根幹を成すのが、半導体電力変換技術、蓄電技術および制御技術である。これらを複合させた応用化技術として、本研究の各成果が、次世代の電力システムの発展の礎となることを期待してやまない。

謝辞

本研究を進めるにあたり、最初に一柳勝宏教授に、研究環境の提供をいただいたことを感謝いたします。この論文の草稿におきましては、一柳勝宏教授、依田正之教授、大澤善美教授、雪田和人教授のご指導に深く感謝いたします。「太陽光発電装置と蓄電装置が導入された小規模系統における次世代自動車の充電制御」におきましては、当時の院生、金納朋輝君、に感謝する次第であります。「太陽光発電の需給調整に用いる鉛蓄電池の劣化抑制に電気自動車の充放電電力を活用した実証実験」におきましては、院生、三好宏明、小山正善両君に感謝する次第であります。「太陽光発電を用いた無停電給電システムにおける受電点電力制御の検討」におきましては、院生、三好宏明君に感謝いたします。「太陽光発電を有する需要家間における直流電力融通に関する一検討」におきましては、ご協力いただきました株式会社NTTファシリティーズの後川知仁氏、湯浅一史氏をはじめとする関係各位に深く感謝いたしております。特に太陽光発電装置の屋外実験におきましては、多数の学生諸君の協力なくしてはデータの収集など不可能でありました。重ねて学生諸君に感謝の意を表します。最後に、これらの研究を長きに渡りご指導くださった雪田和人教授に、再度深く感謝する次第であります。

博士論文用件論文表

論文名	著者など	引用箇所
太陽光発電装置と蓄電装置が導入された小規模系統における次世代自動車の充電制御	武田 隆, 松尾 英徳, 金納 朋輝, 雪田 和人, 後藤 泰之, 一柳 勝宏, 太田 拓弥	第 1 章, 第 2 章, 第 6 章
太陽光発電の需給調整に用いる鉛蓄電池の劣化抑制に電気自動車の充放電電力を活用した実証実験	武田 隆, 後川 知仁, 三好 宏明, 小山 正善, 雪田 和人, 後藤 泰之, 一柳 勝宏, 太田 拓弥	第 1 章, 第 3 章, 第 6 章
太陽光発電を用いた無停電給電システムにおける受電点電力制御の検討	武田 隆, 後川 知仁, 村井 秀幸, 三好 宏明, 雪田 和人, 後藤 泰之, 一柳 勝宏, 太田 拓弥	第 1 章, 第 4 章, 第 6 章
太陽光発電を有する需要家間における直流電力融通に関する一検討	武田 隆, 湯浅 一史, 後川 知仁, 則竹政俊, 廣瀬 圭一, 雪田 和人	第 1 章, 第 5 章, 第 6 章