

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

Demonstrative project of deterioration restraint of Lead Acid Batteries for Stability of Photovoltaic using Charge-Discharge power control of Electric Vehicle

武田 隆^{*1}
Takashi TAKEDA
雪田和人^{*1}
Kazuto YUKITA

後川知仁^{*2}
Tomohito USHIROKAWA
後藤泰之^{*1}
Yasuyuki GOTO

三好宏明^{*1}
Hiroaki MIYOSHI
一柳勝宏^{*1}
Katsuhiko ICHIYANAGI

小山正善^{*1}
Masayoshi KOYAMA
太田拓弥^{*3}
Takuya OHTA

ABSTRACT

For the reduction of environmental issues and the depletion of fossil fuels, measures are taken. For example, it is the market introduction of electric vehicle (EV). EV does not emit pollutants, because using only the electric drive. In this paper, we investigated to use as the power storage device of EV in the system that has installed solar power generation equipment. As a result, it can be expected to reduce the impact on the life of the Valve Regulated Lead Acid (VRLA) batteries by controlling the charge-discharge power value of the VRLA batteries and the EV.

キーワード：太陽光発電，電気自動車，再生可能エネルギー，マイクログリッド，V2B

Key words: Photovoltaic, Electric Vehicle, Renewable energy, Micro grid, Vehicle to Building

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(PHV: Plug-in Hybrid Vehicle)，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池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⁾。

本論文では，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。

*1 愛知工業大学大学院 工学研究科

(〒470-0392 愛知県豊田市八草町八千草 1247)

*2 株式会社 NTT ファシリティーズ

(〒135-0007 東京都江東区新大橋 1-1-8 F101(パブリックセンター))

*3 山洋電気株式会社 テクノロジーセンター

(〒386-1211 長野県上田市下之郷 812-3)

(原稿受付: 2014 年 12 月 11 日)

2. システム概要

実験システムの構成を図1に、システムを構成する各機器の容量と数量を表1に示す。図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1(b)に示す。

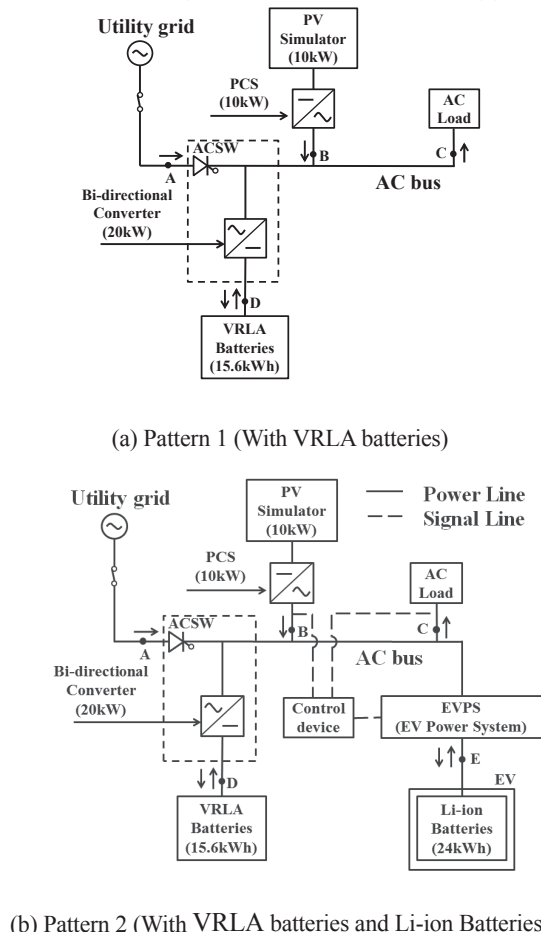


Fig.1. System block diagram

表1 実験装置の仕様

Table 1 Specifications of the equipment

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

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(P.P.UPS: Parallel Processing Uninterruptible Power Supply)の構成に着目し、図1に示すように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、パワーコンディショナー(PCS)を介して太陽光発電シミュレータ(PV Simulator)とEV充電装置(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。

3. 実験方法

本論文では、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充電状態(SOC: State of charge)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、マイクログリッド内の需給調整をパターン1では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に、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。

3.1 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を一定にする。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(1)式により導出される。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動し、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。本検討では、デイトタイムの負荷消費電力のうち常時稼動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ト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、デイト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。

$$P = (P_L - P_p) - P_U + P_{loss} \text{ [kW]} \quad \cdots(1)$$

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]

3.2 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を一定にする。リチウムイオン蓄電池の充放電制御フローを図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(1)で P を算出し、表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50μsec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5sec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、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、系統受電電力に設定した一定値を解除し、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⁾で推奨とされる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(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、今後も制御時間短縮に向けた検討を継続することとする。

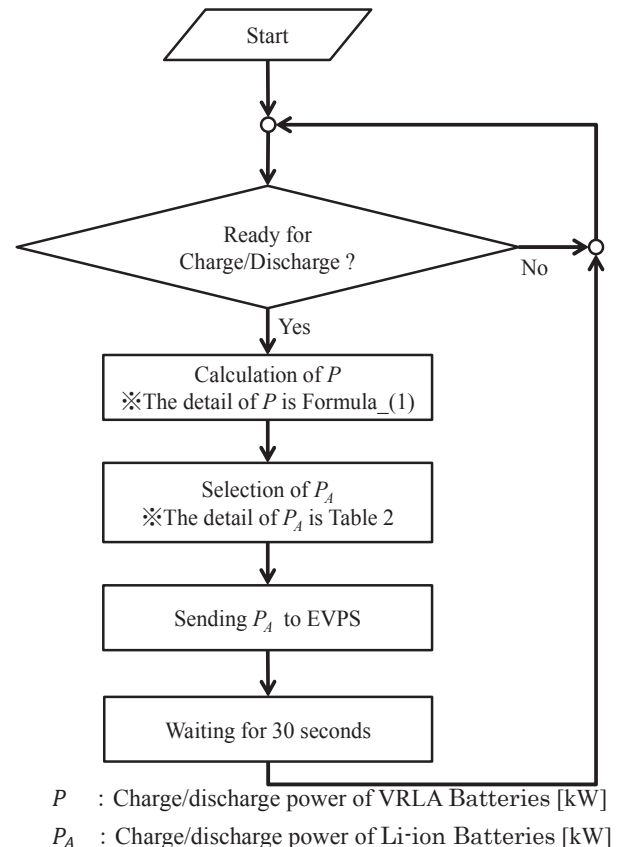


図2 パターン2におけるリチウムイオン蓄電池充放電制御フロー

Fig.2. Charge and discharge power control flow of Li-ion Batteries in pattern 2

表2 リチウムイオン蓄電池充放電電力対照表
 Table 2 Comparative table of Li-ion Batteries charge/discharge power

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

+ : Discharge
 - : Charge

4. 蓄電池の充電制御実験

4.1 測定ポイント

本論文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1(a)のA～D点で示す4箇所、パターン2で図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。

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、太陽光発電電力および負荷消費電力を正符合で示す。鉛蓄電池充放電電力は正符合が放電を示し、負符合が充電を示す。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。

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実験の需給計測値曲線を図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、SOC100%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。

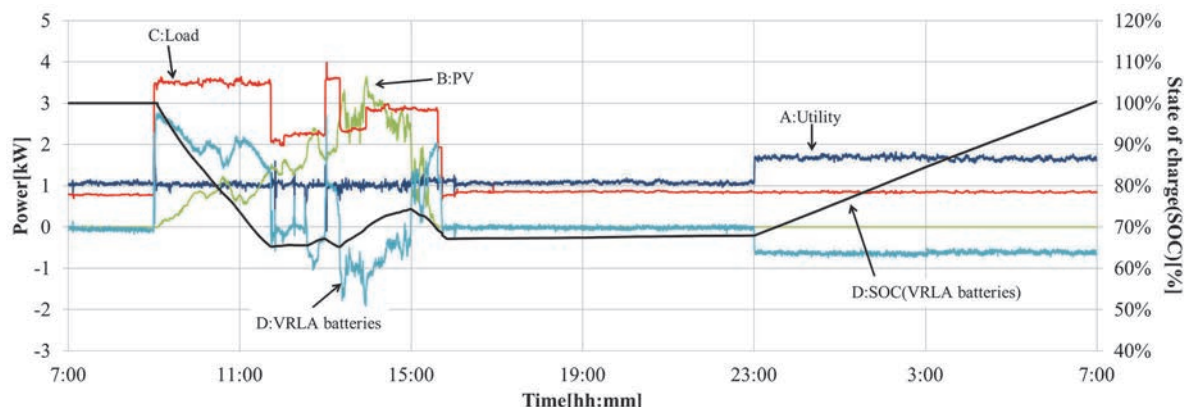


Fig.3. Supply and demand measurement value curve of Pattern1 (With VRLA Batteries)

図3 パターン1：需給曲線(鉛蓄電池運用)

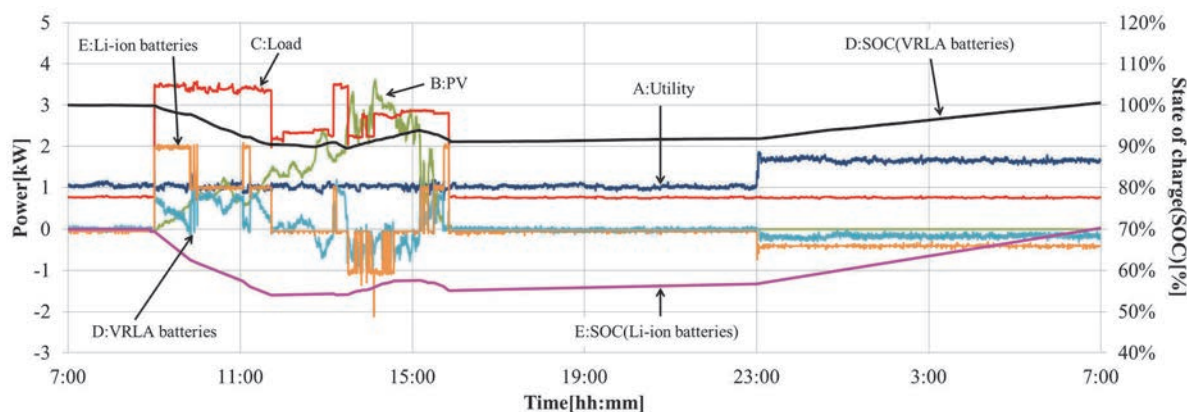


Fig.4. Supply and demand measurement value curve of Pattern2 (With VRLA Batteries and Li-ion Batteries)

図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)

5. 検討

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5, 6に示す。図5, 6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(2)式に示す。

$$C = I_N \div C_{nom} \cdots (2)$$

C : 充放電電流率(Cレート) [C] ($N \times 10$ 秒時)
 I_N : 充放電電流 [A] ($N \times 10$ 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 $N \times 10$ 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5より-0.15C (充電)から0.20C (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 $\pm 0.10C$ 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。

5.2 蓄電池の充電状態(SOC)変動比較

図7, 図8にパターン1及びパターン2における24時間のSOC変動を示す。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(3)式、(4)式、(5)式に示す。

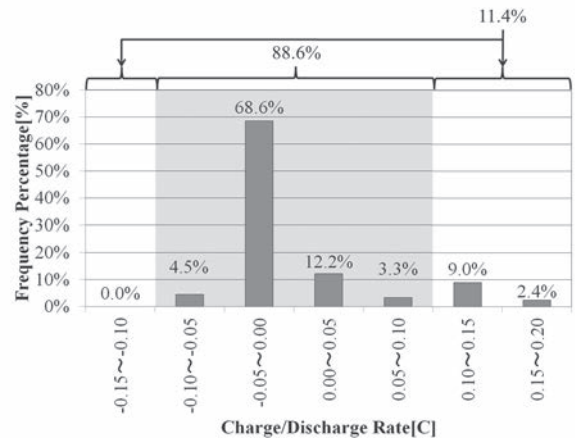
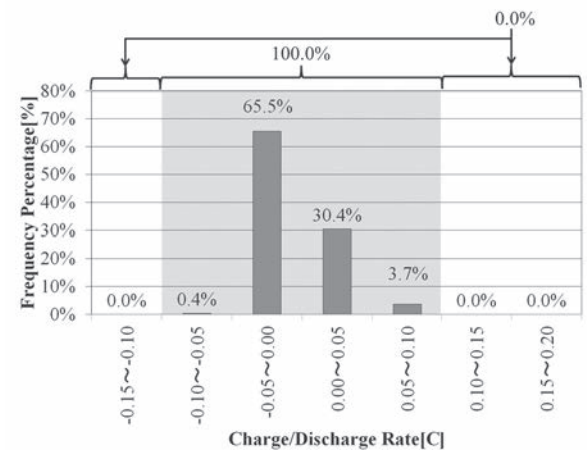
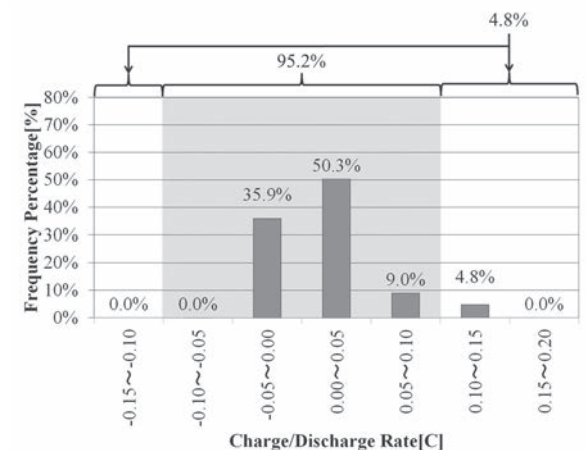


Fig.5. Charge/Discharge rate relative frequency of Pattern1 (With VRLA Batteries)

図5 パターン1：充電/放電率相対度数(鉛蓄電池運用)



(a) VRLA Batteries



(b) Li-ion Batteries

Fig.6. Charge/Discharge rate relative frequency of Pattern2 (With VRLA Batteries and Li-ion Batteries)

図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)

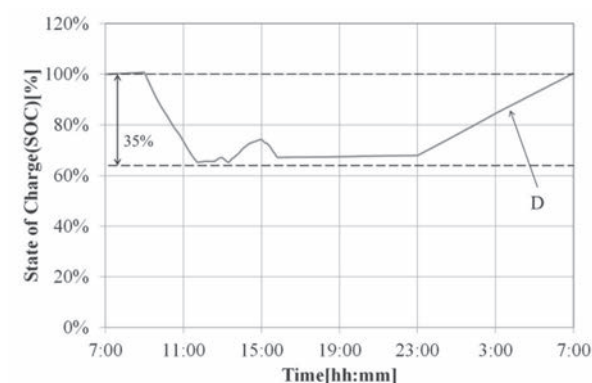


Fig.7. SOC characteristic curve of Pattern1
(With VRLA Batteries)

図7 パターン1：SOC変化の様子(鉛蓄電池運用)

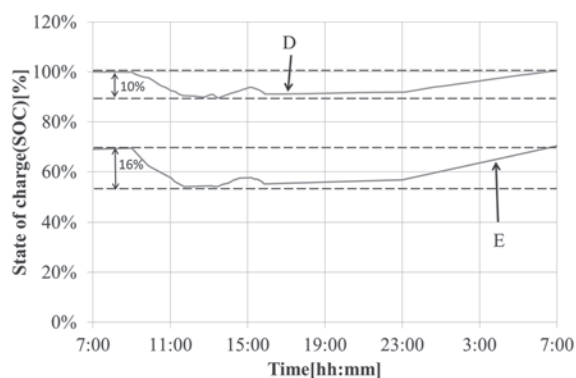


Fig.8. SOC characteristic curve of Pattern2
(With VRLA Batteries and Li-ion Batteries)

図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時)

$$W_N = P_N \times 10 \times \frac{1}{3600} \quad [\text{kWh}] \cdots \cdots (3)$$

$$W_{\text{sum}_k} = \sum_{N=1}^k W_N \quad [\text{kWh}] \cdots \cdots (4)$$

$$\text{SOC}_{\text{sum}_k} = \frac{W_{\text{nom}} - W_{\text{sum}_k} - W_{\text{Loss}}}{W_{\text{nom}}} \times 100 \quad [\%] \cdots \cdots (5)$$

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]
$\text{SOC}_{\text{sum}_k}$	： 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。

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、(3) 式より 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、(4) 式から $k \times 10$ 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：15.6[kWh]，リチウムイオン蓄電池：24[kWh])からこの値を減じ、蓄電池容量で除した値を用い、(5) 式より $\text{SOC}_{\text{sum}_k}$ 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。

6. まとめ

本論文では、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、デイト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。

今後は、本検討で得られた成果と抽出した課題を活用し、太陽光発電など再生可能エネルギーを含むマイクログリッドにおいて、需給調整に用いる蓄電設備の設置・更新費用を極小化すべく、各種蓄電池の特長を活かした運用方法の策定、およびそれぞれの導入比率の定量化について検討を行う予定である。

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
- (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 (1012)
- (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) 野田真一郎, 三谷康範, 渡邊政幸, 原田克彦, 山田久文, 藤 清高“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, Katsuhiro Ichihyanagi” 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. Murai, T. Takeda, K. Hirose, Y. Okui, Y. Iwase, K. Yukita, K. Ichihyanagi ” 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ス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 (2009), No. 11, pp.1349-1356
- (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/LEAFHOME>
- (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, 広瀬義和“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
- (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