

論文 / 著書情報
Article / Book Information

題目(和文)	大規模蓄電池システムの高効率運用に関する研究
Title(English)	Study on high efficient operation for the large scale battery system
著者(和文)	水谷麻美
Author(English)	Mami Mizutani
出典(和文)	学位:博士(工学), 学位授与機関:東京工業大学, 報告番号:甲第11502号, 授与年月日:2020年3月26日, 学位の種別:課程博士, 審査員:奥野 喜裕,岡村 哲至,末包 哲也,肖 鋒,長崎 孝夫
Citation(English)	Degree:Doctor (Engineering), Conferring organization: Tokyo Institute of Technology, Report number:甲第11502号, Conferred date:2020/3/26, Degree Type:Course doctor, Examiner:,,,,,
学位種別(和文)	博士論文
Type(English)	Doctoral Thesis

大規模蓄電池システムの高効率運用 に関する研究

Study on high efficient operation for the large scale battery system

東京工業大学 工学院 機械系 エネルギーコース
水谷 麻美

指導教員
奥野喜裕教授

目次

第 1 章	序論	1
1.1	本研究の背景.....	1
1.2	本研究の目的と構成.....	7
1.3	第 1 章の参考文献.....	8
第 2 章	蓄電池システムにおける充電状態推定	11
2.1	はじめに.....	11
2.2	系統用蓄電池システム.....	11
2.2.1	蓄電池システムの構成.....	11
2.2.2	蓄電池システムの監視手法と推定手法.....	14
2.3	SOC 推定.....	16
2.3.1	閉回路電圧による SOC 推定方式.....	16
2.3.2	SOC 推定精度.....	18
2.4	SOC 推定実証結果.....	19
2.5	まとめ.....	20
2.6	第 2 章の参考文献.....	21
第 3 章	大規模蓄電池システムの充放電効率の評価モデル	22
3.1	はじめに.....	22
3.2	充放電効率評価モデル.....	22
3.2.1	蓄電池システムの構成.....	22
3.2.2	構成要素の損失.....	25
3.2.3	蓄電池の損失.....	26
3.2.4	充放電効率計算時の運転パターン.....	28
3.2.5	蓄電池システムの充放電効率.....	30
3.3	フィールド実証における充放電効率測定.....	33
3.3.1	PCS の充放電効率.....	33
3.3.2	充放電効率測定.....	34
3.4	結果.....	36
3.4.1	PCS 効率.....	37
3.4.2	充放電効率.....	37
3.5	考察.....	39
3.5.1	実測定結果のばらつきに関する考察.....	39
3.5.2	机上検討および実測定結果に関する考察.....	42
3.6	まとめ.....	44

3.7	第3章の参考文献.....	45
第4章	大規模蓄電池システムの高効率有効電力指令配分手法.....	46
4.1	はじめに.....	46
4.2	NOC-MEP方式による有効電力指令配分方式.....	46
4.2.1	NOC方式.....	46
4.2.2	MEP方式.....	48
4.3	実フィールドにおける充放電効率.....	52
4.3.1	システム構成とフィールドデータ.....	52
4.3.2	充放電効率.....	55
4.4	シミュレータによる配分方式比較.....	59
4.4.1	蓄電池シミュレータ.....	59
4.4.2	均等配分方式とNOC-MEP方式の比較.....	61
4.5	充放電効率に関する考察.....	63
4.5.1	運転出力範囲と充放電効率との相関評価.....	63
4.5.2	PCS台数と充放電効率との相関評価.....	66
4.5.3	蓄電池の経年変化と充放電効率との相関評価.....	66
4.6	まとめ.....	67
4.7	第4章の参考文献.....	68
第5章	大規模蓄電池システムの経年劣化運用に関する研究.....	69
5.1	はじめに.....	69
5.2	DSOC電池容量推定方式.....	70
5.2.1	蓄電池システム.....	70
5.2.2	DSOC電池容量推定方式.....	71
5.2.3	DSOC電池容量推定方式の基本動作確認.....	74
5.3	実稼働データを用いた電池容量推定.....	78
5.4	電池容量推定誤差の要因に関する考察.....	82
5.4.1	SOC推定誤差.....	82
5.4.2	電流検出誤差.....	85
5.4.3	劣化が進行した際のSOC推定と電池容量.....	87
5.4.4	SOC推定誤差のNOC-MEP有効電力指令配分方式への影響に関する考察.....	89
5.5	まとめ.....	94
5.6	参考文献.....	95
第6章	結論.....	96
6.1	まとめ.....	96
6.2	今後の課題.....	99

略語

Ah	アンペアアワー : 蓄電池を満充電から完放電まで 1 時間に放電できる電流を表す単位
CCV	Closed Circuit Voltage (閉回路電圧)
DSOC	Different SOC (SOC 差を用いた)
HEV	Hybrid Electric Vehicle (ハイブリッド電気自動車)
MEP	Maximum Efficiency Power point operation (最高効率運用)
NEDO	National (国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構)
NOC	Need Of Charge (充電要求指標)
NaS	Natorium Sulfur (ナトリウム硫黄)
OCV	Open Circuit Voltage (開回路電圧)
PCS	Power Conditioning System (交流直流電力変換器)
SOC	State Of Charge (充電率または充電状態)
Wh	ワットアワー : 蓄電池を満充電から完放電まで 1 時間に放電できる電力を表す単位

第1章 序論

1.1 本研究の背景

蓄電池システムは、スマートグリッド社会の実現など、分散電源の促進にとって核となる重要技術である。モビリティへの適用も進められており、電気自動車やハイブリッド自動車(以下 HEV: Hybrid Electric Vehicle と記述する。)に蓄電池を用いるのはいうまでもなく、鉄道の車上システムや地上変電所への適用も拡大している⁽¹⁾。

近年、温室効果ガス排出削減や、エネルギー自給率の向上を目的に世界的に再生可能エネルギーの導入拡大が進められている。再生可能エネルギーとしては、主に水力発電、風力発電、太陽光発電、地熱発電、バイオマス発電があるが⁽²⁾、このうち、水力発電、地熱発電、バイオマス発電は、制御により安定した電力を供給可能である。しかしながら、風力発電、太陽光発電は気象条件により発電出力が変動することで、電力系統へ周波数変動や電圧変動などの影響を与える場合がある。これら電力系統へ与える影響を緩和する施策として大規模蓄電池システムの導入が進められており、すでに、日本国内⁽³⁾あるいは海外各国において系統に蓄電池システムが設置されている。さらに、大規模蓄電池システムは、電力需給制御による系統安定化用途⁽⁴⁾だけではなく、電力需要のピークマネジメント用途や非常用電源としての役割も期待される⁽⁵⁾。

本論文では蓄電池の適用先として実証から実用に移行が進む電力系統向け大規模蓄電池システムに焦点をあてる。電力系統向け蓄電池システムに適用される蓄電池として現状、充放電可能な鉛蓄電池⁽⁶⁾、ニッケル水素電池⁽⁷⁾、リチウムイオン電池⁽⁸⁾⁽⁹⁾をはじめ、Nas 電池⁽¹⁰⁾、レドックスフロー電池⁽¹¹⁾などが実用段階にある。

これらの蓄電池のうち、本論文では、小型軽量で取り扱いの容易なリチウムイオン電池を扱う⁽¹²⁾。リチウムイオン電池は、正極負極のいずれかにリチウムを用いており、原理的には図 1-1 に示すようなリチウムイオンの移動に伴って電流が発生する。なお、本論文で記述する「蓄電池セル」とは、蓄電池の構造としての最小単位を意味する。蓄電池セルの一例を図 1-2 に示す。蓄電池セルは、高電位側の正極と低電位側の負極を出力端子として有しており、正負極間の電位差が蓄電池セル電圧となる。蓄電池システムとして扱う場合は、蓄電池セルを多直列多並列に接続することで大容量化を図る⁽¹³⁾。

大容量化の一例を図 1-3 に示す。蓄電池セルを直列接続し、電圧および温度を計測する機能を付加したモジュールを構成する。モジュールをさらに直列接続して、ユニットを構築し、高電圧化を図る。ユニットでは、モジュールで測定した電圧および温度が保護レベルに到達するかどうかを監視し、保護レベルを超えた場合は、ユニット単位で切り離すように直流遮断器を設置する。ユニット内では、各セルの充電状態が均一となるようなセルバランス回路を併設する。蓄電池ユニットは、コンテナ内で並列に接続される。図 1-3 の蓄電池システムでは、蓄電池コンテナ毎に電力変

換器を配置する構成としている。現時点で、取り扱い対象の蓄電池セルそのものが故障した報告事例はないが、監視基板などの故障は発生しており、故障を検知した場合は蓄電池ユニットの直流遮断器を開放し、正常な蓄電池ユニットで安全に運用継続する。

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)では、蓄電池普及を促進するために「低コスト」、「長寿命」、「安全性」の3つの要素技術の進展が必要であるとしている⁽¹⁴⁾。特に、長期使用を前提とする社会インフラとして低コストの観点から、蓄電池の性能を可能な限り発揮できるように高精度な状態推定が必要であり、ランニングコストの低減すなわち省エネルギー運用という観点から、高効率な運用が必要となる。また長寿命、安全性の観点からは蓄電池の劣化状態を経時的に観測して把握し、適切なタイミングで保守対策を行って機能維持を図ることが必要である。

本論文では、蓄電池システム普及に必要な要素技術の中で、状態推定に関して蓄電池システムにおける充電状態(以降 State Of Charge: SOC と記載する)推定手法について検討し、大規模蓄電池システムの充放電効率に関する評価モデルの提案と考察を行った上で、省エネルギー運用を目的とした大規模蓄電池システムの高効率運転手法について論じ、さらに経年劣化時の電池容量推定手法についての検討を行った上で長期運用における高効率運用について論じる。

状態推定の一つとして、SOC 推定の精度は、蓄電池システムの運用において性能や効率を左右する重要なファクターであり、高効率運用手法(第4章)の入力となる重要な項目の一つであることから、まず、SOC 推定手法の高精度化の提案を本研究の第1の主題とする。

一方、蓄電池システムにおいて、スペックや性能を示す指標として、容積(L)、重量(kg)、設置面積(m²)、蓄電容量(Wh)、出力(W)、寿命、充放電効率などが挙げられる。容積、重量、設置面積などは客観的にも解釈が一致する指標であるが、蓄電池の性能を示す指標は、蓄電容量(Wh)ひとつをとっても、各メーカーで異なる解釈が適用されている。定格電池容量(Ah)と電池電圧(V)の中央値などの代表的な値を積算して、蓄電容量(Wh)を算出しているメーカーが多いが、例えば、蓄電池は放電末と充電末の電圧が一般的には異なることから、蓄電容量(Wh)として表されている値が、実際に充放電できるエネルギー量を示していない場合もある。また、蓄えたエネルギーをどれだけ損失少なく放出できるかを示す蓄電池システムの充放電効率は、電力貯蔵装置を評価するうえで重要な性能指標であるにもかかわらず、蓄電池の種類や蓄電池システム構成の違い、あるいはメーカーによっても測定方法が異なり、単純に比較することができない場合が多い。例えば文献(15)、(16)では、蓄電池システムの充放電効率値が記述されているものの測定条件や計算方法について十分な説明がされていない。また、高効率運用手法の提案に充放電効率の定義が必要となることから、蓄電池の充放電効率の定量的な評価のためのモデル提案を本研究の第2の主題とする(第3章)。

電力系統向け蓄電池システムは、数 MW から数十 MW の入出力定格で導入されている。このような大電力入出力を実現するために複数台の交流直流電力変換器(以下 PCS と記述する。)を並列運用する⁽¹⁷⁾。複数の PCS に対して、システム全体の有効電力入出力の分担を決める電力指令配分の手法として、稼働している PCS の台数に応じて均等に配分する方法が最も簡易な配分である⁽¹⁸⁾。しかしながら、文献(18)に示されるような均等電力指令配分には、効率や寿命へ配慮はない。

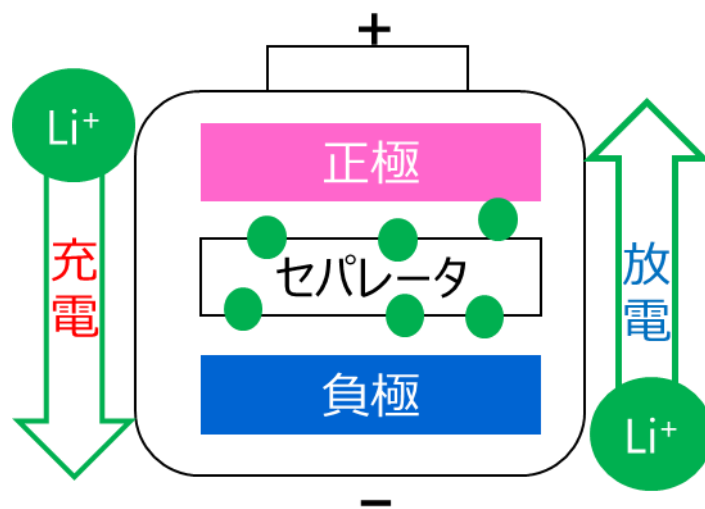
また、大規模蓄電池システムではないが、文献(19)では仮想電力プラント(Virtual Power Plant: VPP)を意識した需要家向け蓄電池システムに電力配分を行う手法が示されている。しかし、文献(19)の主眼は蓄電池システムではなく運用側にあり、運用時のインセンティブの低下を抑制することを目的としている。

今後増加が見込まれる系統連系用大規模蓄電池システムでは、これまで着目されていなかった効率向上を目標とした電力指令配分により、運用コストを低減できるというメリットがある。適切な有効電力指令配分が効率向上や寿命延伸に寄与可能であることは文献(20)、(21)に示されている。効率向上の観点から有効電力指令配分の手法を提案し、実証にて効果を確認することを、本研究の第3の主題とする(第4章)。

さらに、長寿命、安全性の観点からは蓄電池の劣化状態を経時的に観測して把握し、適切なタイミングで保守対策を行って機能維持を図ることが重要である。蓄電池の劣化状態に関しては「電池容量」と「内部抵抗」の2つの指標がある。一般的に、蓄電池の劣化に伴い、電池容量は低下し内部抵抗は増加する⁽²²⁾。それらの進行は蓄電池の種類、運用方法、使用環境などで異なり、「電池容量の低下」と「内部抵抗の増加」のどちらを重視するかは対象用途による。例えば、HEV などエンジンの補助機能として高出力電力を要求される蓄電池では、内部抵抗の増加によって必要な電力が出力できないことが問題となり、内部抵抗の推定が重視される。一方、再エネ発電の変動補償やピークシフトなどの電力系統用途では、広範囲の SOC で電力量(Wh)を入出力する運用となり、電池容量の推定が重視される。

後者の電池容量推定については、これまでに多くの手法が提案されている^{(23)~(25)}。文献(23)では、2種の時間スケール(Micro Time Scale, Macro Time Scale)を適用した拡張カルマンフィルタにより、短時間の時間軸で SOC を、長時間の時間軸では電池容量の誤差を収束させる方式を提案している。高 SOC から低 SOC に推移させる充放電パターンでは、最終的に SOC5%近傍で電池容量 3.9%の誤差で推定可能としているが、推定には決められたパターンの充放電が必要となる。文献(24)では、電池のモデル式を適用して電池電圧を推定し、検出電圧と推定電圧の差から SOC と電池容量を推定する方式を提案している。同一充放電パターンを低 SOC から高 SOC へ複数回繰り返すことで推定誤差を収束させる方式であり、6回の繰り返しで電池容量推定誤差を 1.1%まで低減可能としているが、推定のために特定パターンの繰り返し充放電が必要となる。また文献(25)では、蓄電池の正極および負極の容量推定方式が示されているが、特定の充電情報や電池のモデル式が必要である。

これらの従来手法では、いずれも電池容量推定に特定パターンの充放電が必要となり、その間、蓄電池システムは本来の用途で運用できないため稼働率が低下するという問題が生じる。一方で、定期点検が実施される発電所設備などに併設される蓄電池システムにおいても、経時的に劣化診断を実施することで定期点検周期を延伸することが可能となることから、通常の運用時に電池容量推定を行う手法を提案し実証すること、また電池容量の変化を第 2 章に述べる SOC 推定手法に反映することで劣化時にも高精度に SOC 推定が可能となることを確認することを、本研究の第 4 の主題とする(第 5 章)。



蓄電池セル イメージ

図 1-1 蓄電池セル 原理



図 1-2 リチウムイオン電池 蓄電池セル例 外観



図 1-3 リチウムイオン電池 大容量化:蓄電池セルから蓄電池システムへの拡張の一例

1.2 本研究の目的と構成

上述のとおり、電力系統向け大規模蓄電池システムに関して、前述のように長期の使用を前提とする社会インフラとして低コストの観点から、蓄電池の性能を可能な限り発揮できるように精度の高い SOC 推定が必要であり、またランニングコストの低減すなわち省エネルギー運用という観点から、高効率な運用が必要となる。また長寿命、安全性の観点からは蓄電池の劣化状態を経時的に観測して把握し、適切なタイミングで保守対策を行って機能維持を図ることが重要である。

本研究では、SOC 推定および充放電効率の2つの要素技術の検討について論じ、省エネルギー運用を目的とした大規模蓄電池システムの高効率運転手法について論じる。

第2章では、高効率運用手法の基本となる高精度 SOC 推定手法について提案し、提案手法を実証に適用した際の推定精度を示す。

第3章では、従来各電池メーカーの解釈で提示されていた充放電効率について整理を行い、充放電効率計算の一定式化への提案と、実証試験によるデータを用いて充放電効率の計算手法を考察する。

第4章では、充放電効率を向上させる運用手法として、大規模蓄電池システム向け有効電力配分方式について述べる。第2章の高精度 SOC 推定手法と蓄電池システムを構成する蓄電池温度を用いて、かつ蓄電池システムの PCS の機器効率を考慮した有効電力配分を行うことで、従来使用されていた均等配分方式よりも高効率運用が可能であることを、実機データおよびシミュレーションで示す。

第5章では、経年劣化により電池容量が低減すること、運用稼働率低下を抑制することから、運用中に電池容量を推定する手法を提案する。第2章で述べる SOC 推定に電池容量推定結果を反映することで経時劣化においても高精度に SOC 推定が可能であること、また SOC 推定値の誤差が電力配分方式とその効率に与える影響について考察する。

第6章では、本論文のまとめと今後の課題について述べる。

1.3 第1章の参考文献

- (1) M.Nagahama, Y.Kaiyama, Y.Osiro, M.Nogi, F.Ito: “The effect of Traction Energy Storage System at Okinawa Urban Monorail.”, 2016 Annual Meeting Record I.E.E. Japan, 5-174, pp.272-273 (2016) (in Japanese)
長浜正勝、神山康久、大城幸輝、野木雅之、伊藤房男:「沖縄都市モノレールにおける回生蓄電システム導入効果検証」, 平成 28 年電気学会全国大会, 5-174, pp.272-273 (2016)
- (2) エネルギー白書(2010)「平成 21 年度エネルギーに関する年次報告」:2010 年 6 月
- (3) T. Matsushita: “Demonstration Projects of Battery Control Technology in Japan.”, 2016 Annual Meeting Record I.E.E. Japan, 6-S8-6, pp.S8(19)-S8(22) (2016) (in Japanese)
松下哲也:「蓄電池制御技術に関する国内の実証事業」, 平成 28 年電気学会全国大会, 6-S8-6, pp.S8(19)-S8(22) (2016)
- (4) 草野日出男:「系統周波数変動抑制のための蓄電池システム納入」, 電気評論, No.3, pp.30-33 (2015)
- (5) H. Sugihara, A. Ogawa, M. Kuramoto, F. Ishikawa, H.Yata, T. Fukushima: ”Conceptual Study of Power System Stabilization and Supply-Demand Balancing for Expansion of the Introduction of Wind Power Generation in Poland”, IEEJ Trans. PE, Vol.133, No.4, pp350-357(2013)
杉原弘章・小川明宏・倉本学・石川文雄・矢田秀夫・福島透:「ポーランドにおける風力発電導入拡大のための安定化・需給制御の基礎的検討」, 電学論 B, Vol.133, No.4, pp350-357(2013)
- (6) 高野浩二・今吉忠利・林秀美・石田和仁・山田俊一・野口俊郎・毛内俊晴・太田敏之・荒井広・小島武彦:「小規模離島におけるマイクログリッドシステムの構築(その2)～システム構築」, 平成 22 年電気学会 B 部門大会, No.221 (2010)
- (7) 川崎重工ニュース(2012)「大型ニッケル水素電池「ギガセル」を用いたスマートグリッド実証試験を開始」:2012 年 4 月
(https://www.khi.co.jp/news/detail/20120424_1.html)
- (8) 経済産業省 (2012) 「平成 24 年度大型蓄電システム緊急実証事業費補助金に係る補助事業者の公募要領」:2012 年 12 月
(<http://www.meti.go.jp/press/2013/07/20130731007/20130731007.pdf>)
- (9) 東北電力 (2013) 「平成24年度大型蓄電システム緊急実証事業公募における当社申請事業の採択について」:2013 年 7 月
(http://www.tohoku-epco.co.jp/news/normal/1184372_1049.html)
- (10) 中国電力(2014)「環境省公募「平成 26 年度離島の再生可能エネルギー導入促進のための蓄電池実証事業」に係る当社提案の採択について」:2014 年 4 月
- (11) 住友電工(2013)「平成 24 年度大型蓄電システム緊急実証事業」に採択されました」:2013 年 9 月

<https://www.sei.co.jp/newsletter/2013/09/other01.html>

- (12) 電気学会技術報告書 第 1403 号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」(2017 年 5 月発行)
- (13) T. Toyosaki, M. Mizutani, T. Tanno, “Stationary Battery Energy Storage Systems for Stable Electric Power Supply”, Toshiba Review, Vol.68, No.8 pp.14-17 (2013)
豊崎智広、水谷麻美、丹野勉、「電力の安定供給を実現する定置型蓄電池システム」、東芝レビュー、Vol. 68, No. 8, 2013, pp.14-17.
- (14) NEDO「安全・低コスト大規模蓄電池システム技術開発」:プロジェクト概要
<http://www.nedo.go.jp/content/100805904.pdf>
- (15) A. Honzawa, T. Nomura, Y. Myogadani, M. Ohono, A. Emori, K. Takeda:”Container-type Energy Storage System with Grid Stabilization Capability”, Hitachi Review, Vol.96, No.5 pp.61-64 (2014)
本澤純・野村太一・茗荷谷佑輝・大野最英良・江守昭彦・武田賢治:「電力系統安定化に寄与するコンテナ型蓄電システム」、日立評論, Vol.96, No.5 pp.61-64 (2014)
- (16) T. Hashimoto, K.Hashizaki, T. Nishida, T. Shigemizu, H. Tajima, K.Adachi, Y. Wada, K. Kurayama:” Development of Lithium Ion Battery and Grid Stabilization Technology for Renewable Energy Using Secondary Battery System”, Mitsubishi Heavy Industries Technical Review, Vol.44, No.4, pp27-31(2007)
橋本勉・橋崎克雄・西田健彦・重水哲郎・田島英彦・足立和之・和田好広・倉山功治:「リチウム二次電池の開発と自然エネルギーの系統連系円滑化蓄電システムへの適用」、三菱重工技報,Vol.44, No.4, pp27-31(2007)
- (17) T. Hashimoto, T. Kawamata, K. Shimada, “Commencement of Operation of Large – Scale Battery Energy Storage System for Nishi-Sendai Substation of Tohoku Electric Power Co. Inc.”, Toshiba Review, Vol.70, No.9 pp.45-48 (2015)
橋本竜弥,川俣智幸,島田和義:「東北電力(株)西仙台変電所大型蓄電池システムの運転開始」、東芝レビュー, Vol.70, No.9 pp.45-48 (2015)
- (18) S. Naoi, Y. Noro, Y. Okuda, “Verification Tests on Photovoltaic Power Generation System with Output Fluctuation Suppression Function”, Toshiba Review, Vol.67, No.1, pp14-17 (2012)
直井伸也、野呂康宏、奥田靖男「出力変動抑制機能付き太陽光発電システムの実証試験」、東芝レビュー, Vol.67, No.1 pp.14-17 (2012)
- (19) Y. Osaki, K. Toba, M. Mizutani, “Evaluation of Supply and Demand Power Management System with Distributed Consumer Storage Batteries”, Proc. of 2016 Annual Conference of Power and Energy Society, IEEJ, No.263, (2016) (in Japanese)
大崎善朗、鳥羽廣次、水谷麻美:「需要家の蓄電池を活用した電力需給管理手法の特性評価」、H24 電気学会電力エネルギー部門大会 No.263, pp6-2-17 – 6-2-18 (2016)

- (20) M. Tohara, M. Kubota, T. Endo, Y. Sameda, M. Mizutani, “Power distribution algorithm for multiple batteries”, Proc. of 2013 Annual Conference of Power and Energy Society, IEEJ, No.131, (2013) (in Japanese)
戸原正博、久保田雅之、遠藤保、鮫田芳富、水谷麻美:「複数電池に対する充放電電力配分アルゴリズム」, H25 電気学会電力エネルギー部門大会 No.131, pp06-1 - 06-2 (2013)
- (21) M. Kiuchi, M. Mizutani, S. Yamazaki, “Study on control method for capacity reduction of PV battery system using output power prediction”, Proc. of 2016 Annual Conference of Power and Energy Society, IEEJ, No.294, pp.7-5-9 -7-5-10 (2016) (in Japanese)
木内麻紗子、水谷麻美、山崎修司:「PV 併設蓄電池システムの予測導入充放電制御手法による容量低減検討」, H28 電気学会電力エネルギー部門大会 No.294, pp.7-5-9 -7-5-10 (2016)
- (22) T. Morita, Y. Monden, K. Honda : “Charging Curve Analysis Method to Visualize State of Health of Lithium-Ion Batteries through Internal State Estimation”, Toshiba Review, Vol.68, No.10, pp.54-57 (2013) (in Japanese)
森田朋和, 門田行生, 本多啓三:「内部状態の推定により電池の健全性を可視化する充電曲線解析法」, 東芝レビュー, Vol.68, No.10, pp54-57(2013)
- (23) C. Hu, B. D. Youn, J. Chung : “A multiscale framework with extended Kalman filter for lithium-ion battery SOC and capacity estimation”, ELSEVIER journal “Applied Energy”, Vol. 92, pp.694-704 (2012)
- (24) L. Zheng, L. Zhang, J. Zhu, G. Wang, J. Jiang : “Co-estimation of state of charge, capacity and resistance for lithium-ion batteries based on a high-fidelity electrochemical model”, ELSEVIER journal “Applied Energy”, Vol. 180, pp.424-434 (2016)
- (25) Y. Monden, H. Sakurai, M. Hoshino, K. Honda, “Development of State calculation algorithm of Lithium Ion Battery by Charging curve analysis method”, The 53rd Battery symposium in Japan, 3A18, p.56 (2013) (in Japanese)
門田行生, 櫻井宏昭, 星野昌幸, 本多啓三, 高見則雄:「充電曲線解析法によるリチウムイオン二次電池の状態算出アルゴリズム開発」, 第 53 回電池討論会, 3A18, p56, (2013)

第2章 蓄電池システムにおける充電状態推定

2.1 はじめに

序論で述べたように蓄電池の SOC 推定の精度によって蓄電池システムの性能や効率が左右される。本章では、電力用途に適用される系統用蓄電池システムの構成について述べたあと、2.3 節にて提案する SOC 推定手法について述べる。また 2.4 節にて実証装置⁽¹⁾にて試験を行ったデータを用いて精度評価を行った結果について述べる。

2.2 系統用蓄電池システム

本節では大規模蓄電池システムの代表的な構成例を示しながら、監視および推定手法を示す。

2.2.1 蓄電池システムの構成

系統用大規模蓄電池システムとは、図 2-1 に示すように交流系統への接続を想定し、連系変圧器、PCS、蓄電池で構成されると定義する。通常、蓄電池システムの規模は、PCS の入出力定格の合計(W)と、蓄電池のエネルギー容量(Wh)で表す。図 2-1 では4台のPCSを表示しており、例えば PCS1 台分の入出力定格を 500kW とした場合、 $500\text{kW} \times 4 \text{台} = 2000\text{kW}$ と表す。一方、エネルギー容量(Wh)の大きさを求める統一した方法はないが、一般的には蓄電池の容量(Ah)と公称電圧(V)の積とで求めることが多い。リチウムイオン電池の場合、セルは 2~4(V)程度の起電力をもつが、PCS の直流電圧として 600~1000(V)程度を必要とすることから、セルを直列に複数接続して高電圧のシステムを構築する。また、PCS の入出力電力に対応できる電流を維持するために、セルを多並列に構成する必要がある。図 2-2 に蓄電池の多直列多並列構成の例を示す。エネルギー容量に関しては前述のように、公称電圧 2(V)の蓄電池セルを 200 直列にすると、 $2(\text{V}) \times 200 \text{直列} = 400(\text{V})$ 。セルの容量を 40(Ah)とすると、1 直列分(以下ユニットと表記)が $40(\text{Ah}) \times 400(\text{V}) = 16000(\text{Wh}) = 16(\text{kWh})$ となる。PCS の入出力定格を 500(kW)とし、500(kW)の電力を 1 時間(hour)使用できるエネルギーを蓄積できる蓄電池という意味で、500(kWh)の蓄電池システムを構築する場合、 $500(\text{kWh}) / 16(\text{kWh}) \doteq 31$ ユニット必要となる。

蓄電池システムの一例として本章で用いている実証装置の仕様および外観を表 2-1 および図 2-3 示す。本章では、放電電流(出力電力)を負値、充電電流(入力電力)を正值として扱う。

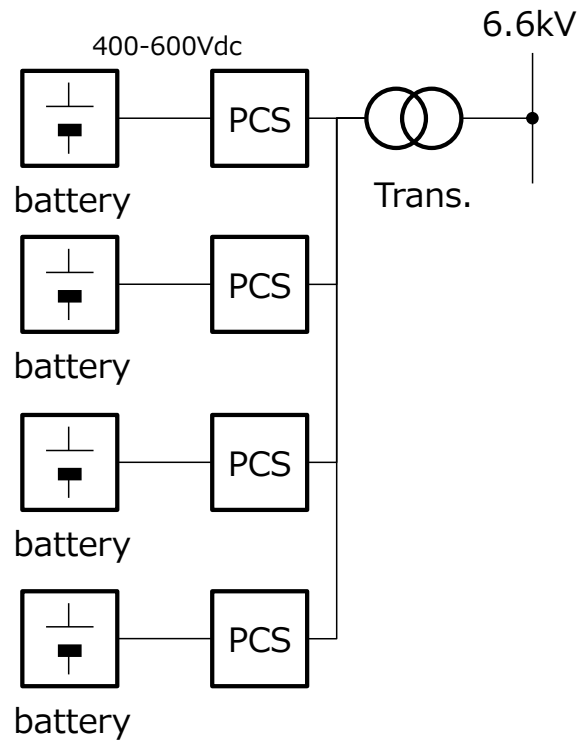


図 2-1 蓄電池システム概要

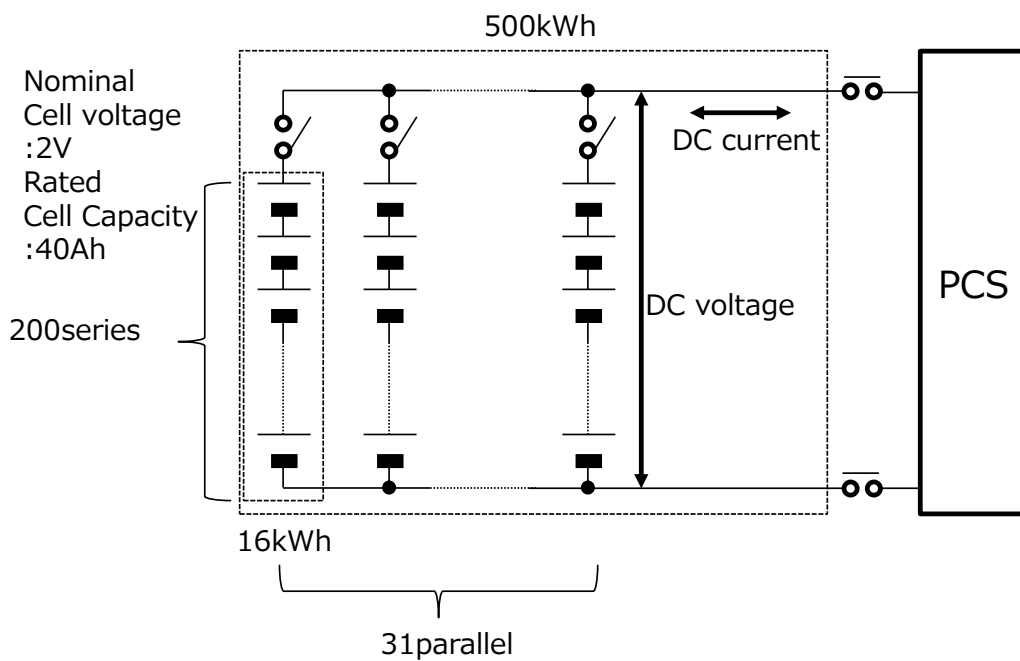


図 2-2 蓄電池部の多直列多並列構成例

表 2-1 蓄電池システム仕様

定格入出力電力	300kW
定格電力容量	100kWh
蓄電池種別	リチウムイオン電池
PCS	1 台
直流電圧範囲	475V ~ 712V
直流電流範囲	-630A ~ 420A (discharge(-),charge(+))



図 2-3 蓄電池システム実証機 外観

2.2.2 蓄電池システムの監視手法と推定手法

リチウムイオン電池は充電時に電圧が一定値以上に上昇しないニッケル水素電池とは異なり、充電を継続し続けると電圧が上昇しつづけ発火に至る危険性を持つ⁽²⁾。電圧上昇を防止するために蓄電池の状態を監視し、安全な状態で使用できるようにする。また、蓄電池はエネルギー状態や劣化状態を直接簡単に測定できないことから、これらを推定する機能が必要となる。以下、これらの監視・推定に関する手法の一例を示す。

(1) 監視

前述のように、リチウムイオン電池では、充電を継続し続けると、エネルギーが過剰な状態となり発火を引き起こすことがある。また、放電側もエネルギーを放出しすぎると劣化を促進する可能性がある。これらを防止するために、セルごとに電圧の監視と温度の監視を行う。システム用蓄電池システムでの電圧保護の一例として、図 2-4 に示すように充電末電圧 (End of Charge Voltage)・放電末電圧 (End of Discharge Voltage)を設定する方法がある。構成するセルのいずれか一つでも充電末電圧に到達した時点で放電のみ許可し、充電を禁止する。放電末電圧に到達時点で充電のみ許可し、放電を禁止する。通信や PCS の異常など何らかの異常で充放電が停止しなかった場合や、高電圧設定値 (Over Charge Voltage) に到達した時点で、各ユニットに接続される直流遮断器を開放することで、蓄電池の安全を確保する。

(2) 推定

蓄電池を使用する際に必要な状態推定として、劣化推定と SOC 推定とがある。蓄電池は経年とともに、蓄積できるエネルギーが減少し、蓄電池容量の減少として顕在化する。一般的に蓄電池容量は充電末から放電末まで、または放電末から充電末までの充放電電流の積算によって算出される。

SOC 推定は、現状どれだけのエネルギーを充電または放電することができるかを知る重要な指標である。推定誤差が少ないほど、設備マージンの低減などに寄与でき、ひいては導入コスト低減に寄与する。蓄電池への充放電電流を検出し、時間積分を行うことで SOC 推定を行う方式が一般的であるが、電流センサの誤差が積分されることにより、時間とともに真値から乖離する可能性がある。一方で、電流を流さない状態で静定している蓄電池の電圧 (以下、開回路電圧: Open Circuit Voltage: OCV と記述する。)と蓄積されたエネルギー量に相関がある蓄電池が多く、OCVを検出することで、SOCを推定することも可能である。しかしながら、正確な OCVを検出するためには、蓄電池システムにおいて充放電を一定時間停止させる必要があるが、OCV 検出を多用することはシステムの稼働率を低下させることにつながる。2.3 節で SOC 推定方式について述べる。

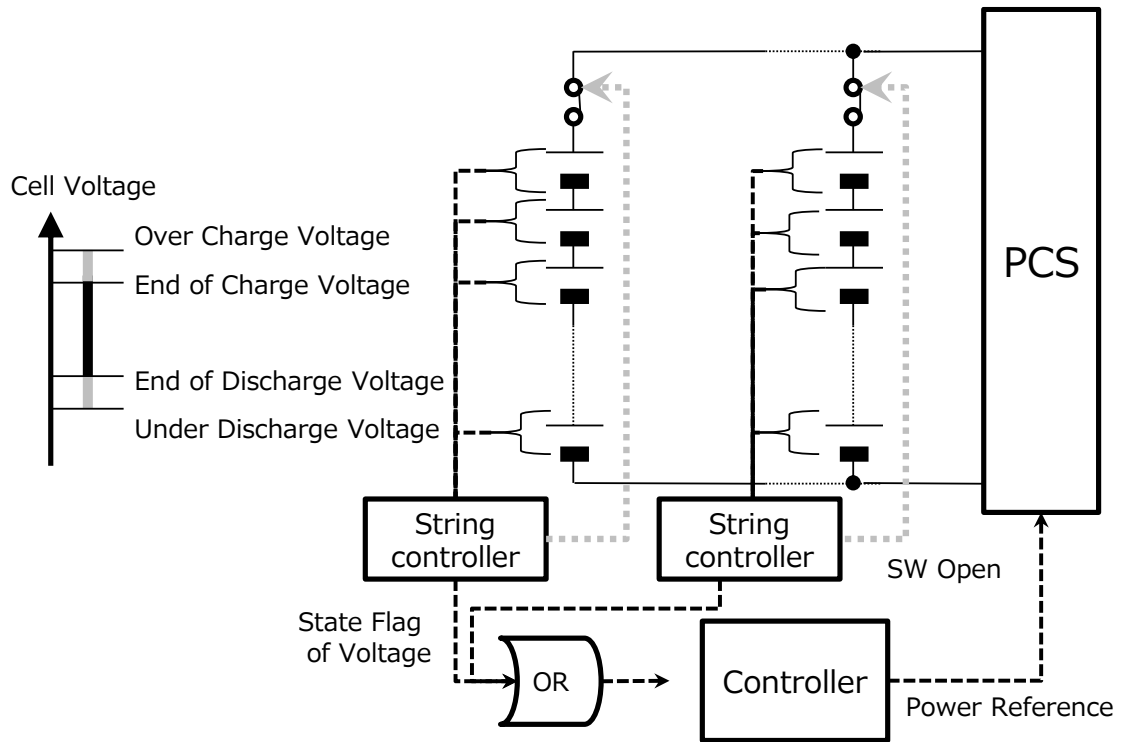


図 2-4 蓄電池システム監視手法例

2.3 SOC 推定

系統用蓄電池システムの SOC 推定において、OCV を適用することなく連続稼働を可能とする推定演算を提案し、推定演算およびその効果について示す。なお、SOC は、電池容量(Ah)に対する放電可能な電流量(Ah)の百分率(%)で表すと定義する。また、放電可能な電流時間積は温度条件によって異なるため、SOC 算出時の電流時間積は電池温度 25°Cにおける値として定義する。

2.3.1 閉回路電圧による SOC 推定方式

2.2 節で述べたように SOC 推定は電流積算や OCV を用いて測定する場合に、積算誤差の問題や、稼働率の低下が問題となる。本節では OCV ではなく、閉回路電圧(CCV: Closed Circuit Voltage)を使用する方法(以下 CCV-SOC 推定方式と記述する。)を提案する。図 2-5 に推定ブロック図を示す。

CCV-SOC 推定方式では、充放電している状態の充放電流(Charge/discharge current)、蓄電池電圧(Battery voltage: CCV)と蓄電池温度(Battery temperature)を検出し使用する。ここでは説明の簡略化のため蓄電池電圧はセル電圧、蓄電池温度はセル温度として記述する。多直列構成時には各蓄電池電圧が個体差によるばらつきを持つことにより同一値にならないという課題があるが、文献(3)にあるように蓄電池電圧を SOC に応じて重み付けすることで一義的に扱うことが可能である。CCV-SOC 推定方式では、充放電電流、蓄電池温度、SOC を入力することで、推定閉回路電圧 CCV_e を算出する蓄電池モデルを適用する。蓄電池モデルの概略図を図 2-6 に示す。蓄電池モデルは抵抗およびコンデンサ成分で記述される電気等価回路で記述し、電流を入力することで電圧を得る。各回路定数は SOC および温度に依存した値が定義される。 CCV_e に対して、検出電池電圧 CCV の差分を算出し、電池電圧の差を SOC の修正量として扱うことで、SOC 推定値を得ることができる。蓄電池モデルを構築できれば、蓄電池種別を問わず、CCV-SOC 推定方式が適用できる⁽⁴⁾。次節にて SOC 推定精度について示す。

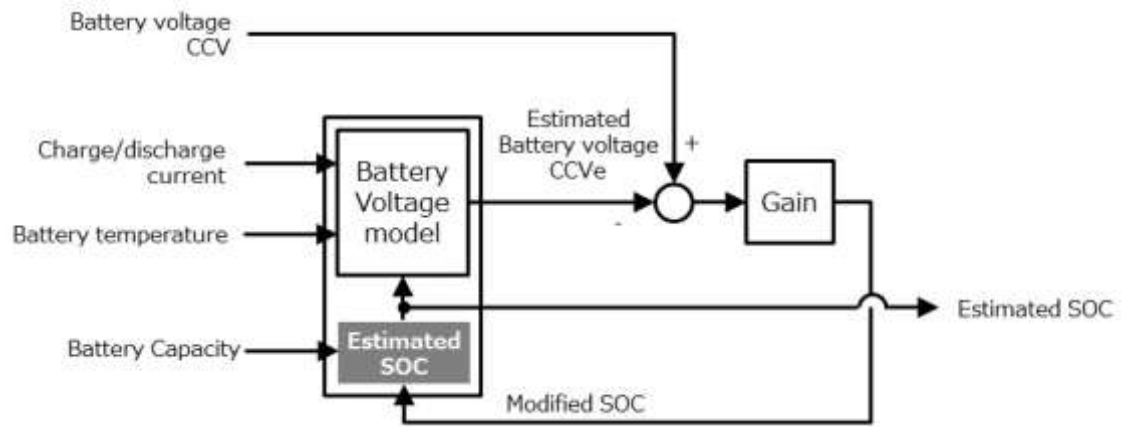


図 2-5 CCV-SOC 推定方式の推定ブロック

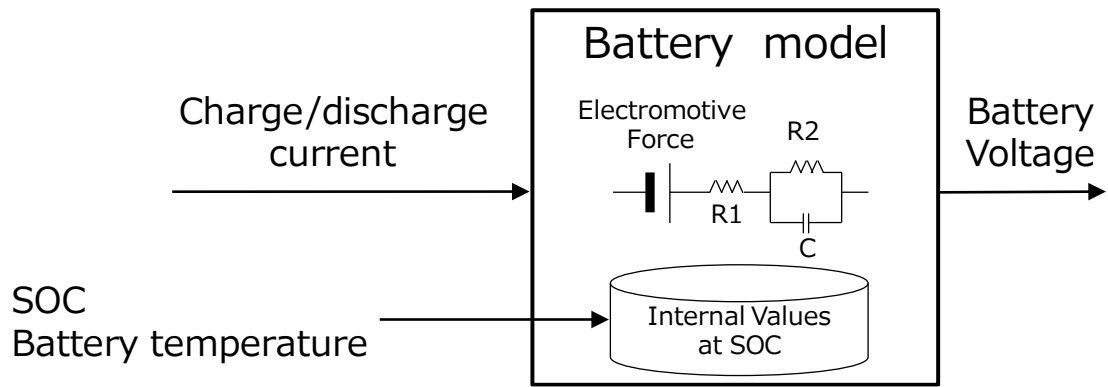


図 2-6 蓄電池電圧モデルのブロック

2.3.2 SOC 推定精度

図 2-7 に本論文における SOC 推定誤差の定義について示す。充放電されていない状態での SOC 推定値を静的 SOC 推定値(Static estimated SOC)とし、充放電状態での SOC 推定値を動的 SOC 推定値(Dynamic estimated SOC)とする。静的 SOC 推定値は 2.2.2 節(2)で述べたように、OCV に対応する SOC 値と同義になることから、これを真値とみなす。動的 SOC 推定値は、充放電中または充放電停止直前の CCV-SOC 推定方式による SOC 推定値となる。

(2-1)式で表すように SOC 推定誤差 SOC_error は、静的 SOC 推定値 SOC_static と動的 SOC 推定値 SOC_dynamic の差分と定義する。

$$\text{SOC_error} = \text{SOC_dynamic} - \text{SOC_static}$$

…(2-1)式

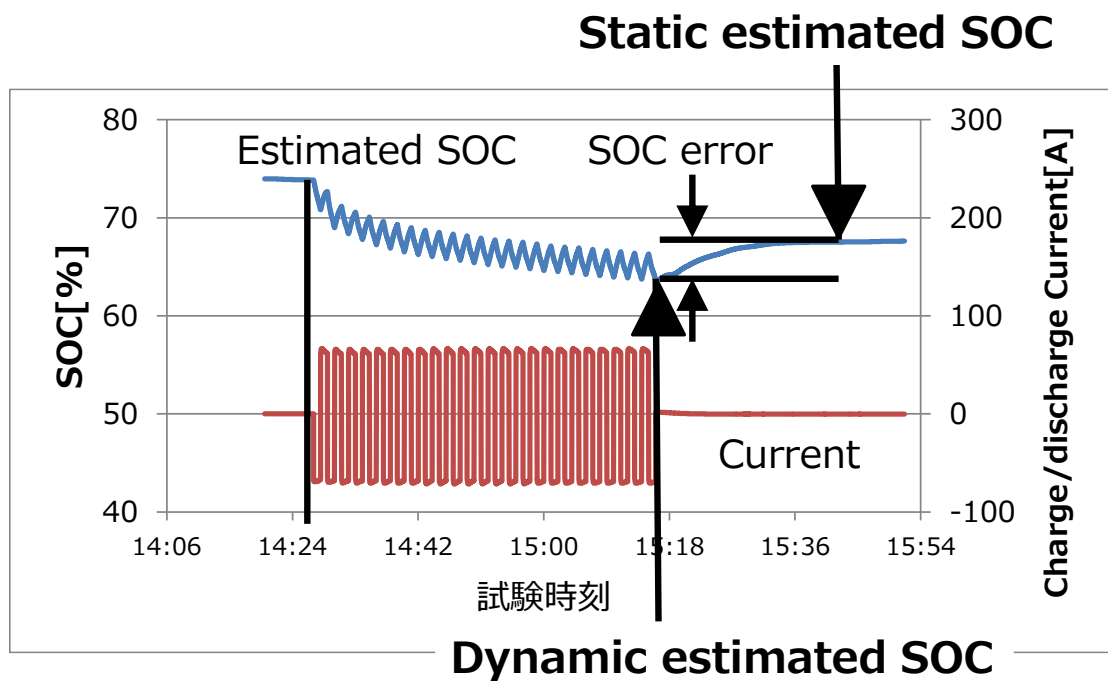


図 2-7 SOC 推定誤差の定義

2.4 SOC 推定実証結果

CCV-SOC 推定方式を表 2-1 および図 2-3 に示した実証装置に適用し、2014 年 2 月 3 日から 3 月 11 日までの 37 日間、充放電を繰り返した時の充放電電流と SOC 推定値を、図 2-8 に示す。図 2-8 の充放電試験では、システムの周波数変動抑制を想定した充放電パターンを日周期で適用する。図 2-9 は、図 2-8 に示した点線丸部の充放電停止時 SOC 推定値の拡大図を示す。長期間の充放電に対しても電流積算誤差の影響を受けることなく、また最終的な SOC 誤差が-0.8%となっていることが確認できる。

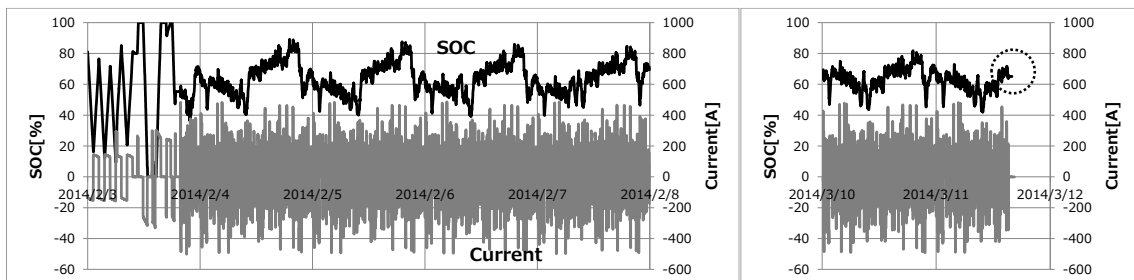


図 2-8 長期間充放電運用における SOC 推定結果

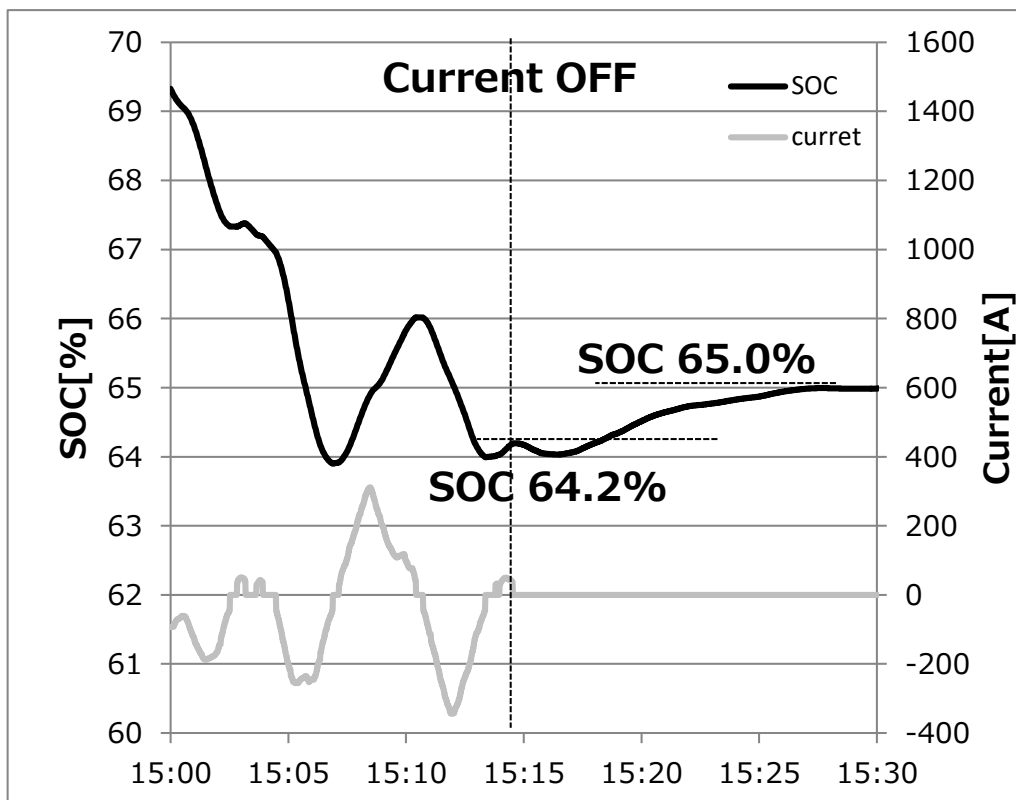


図 2-9 長期間充放電運用における SOC 推定結果(拡大)

2.5 まとめ

本章では、蓄電池システムの充電状態推定(SOC 推定)について、連続稼働可能な CCV-SOC 推定方式の提案を行い、実証装置にて 37 日間の長時間連続充放電試験を実施した結果、時間由来の誤差累積がないことを確認した。以降、本論文での SOC 推定は、本章で示した CCV-SOC 推定方式を適用する。

2.6 第2章の参考文献

- (1) 豊崎智広,水谷麻美,丹野勉:「電力の安定供給を実現する定置型蓄電池システム」, 東芝レビュー, Vol.68, No.8 pp.14-17 (2013)
- (2) 共同通信グループ アジア経済ニュース、「蓄電システムで相次ぎ火災、政府が安全対策」:2018年10月2日
<https://www.nna.jp/news/show/1818787>
- (3) M. Ide, M. Mizutani, M. Tohara, T. Morimoto, T. Kobayashi, "SOC Estimation of Multi-Series Battery Storage Systems" Proc. of 2013 Annual Conference of Power and Energy Society, IEEJ, No.334, pp.8-3-9 - 8-3-10 (2014) (in Japanese)
井出誠、水谷麻美、戸原正博、森本孝司、小林武則:「多直列蓄電システムにおけるSOC推定」, H26 電気学会電力エネルギー部門大会 No.334, pp.8-3-9 - 8-3-10 (2014)
- (4) M. Mizutani, M. Ide, S. Yamazaki, "Estimation method for Battery Capacity on the battery storage system using deviation of SOC", Proc. of 2013 Annual Conference of Power and Energy Society, IEEJ, No.27, pp4-2-7 - 4-2-12 (2018) (in Japanese)
水谷麻美、井出誠、山崎修司:「蓄電池システムのSOC差を用いた電池容量推定手法」, H30 電気学会電力エネルギー部門大会 No.27, pp4-2-7 - 4-2-12 (2018)

第3章 大規模蓄電池システムの充放電効率の評価モデル

3.1 はじめに

本章では、蓄電池システムの充放電効率を定量的に比較可能な評価モデルを提案する。本評価モデルは、汎用性を意識した定式化により異なる蓄電池システムの充放電効率を所定条件のもとで比較できるとともに、省エネルギーや環境影響の評価にも活用でき、有用性が高い。まず3.2節では、蓄電池システムとして考慮すべき電力損失項目を示し、蓄電池システムの充放電効率評価モデルを定式化する。そして蓄電池システムの諸元例を用いて机上計算による充放電効率の設計値を示す。3.3節以降では、フィールド実証における充放電効率測定の結果及び考察を示し、設計値と実測結果との比較を通じて充放電効率評価モデルの有効性について考察する。

3.2 充放電効率評価モデル

3.2.1 蓄電池システムの構成

ここで蓄電池システムとは、図 3-1 に示すように連系変圧器、PCS、電力貯蔵が可能な蓄電池 (Storage device)、および補機で構成されると定義する。

補機 (Auxiliary Machines) は、PCS や蓄電池の監視制御装置、空調を想定した温度管理装置などを意味する。蓄電池システムの充放電効率 η を計測する点 (電力量計が接続される点) は、再生可能エネルギーの変動抑制を行う際の入出力電力測定点にもなる連系点 (point common coupling) を提案する。ただし、補機の電源が図 3-1 (a)ではなく、図 3-1 (b)に示すように別の系統に接続されている場合もある。その場合にも適用できるように評価モデルを検討する。充放電効率 η は、連系点において、蓄電池システムへ入力される電力の時間積算値 Wh_{input} に対して、出力される電力の時間積算値 Wh_{output} の比率と定義できることができ、(3-1)式で表される。

$$\eta = \frac{Wh_{output}}{Wh_{input}} \quad \dots(3-1)式$$

図 3-2 に蓄電池システムの充放電電力の流れを示す。

蓄電池システムに入力される電力 W_{input} は、(3-2)式に示すとおり、蓄電池に充電される電力 W_{charge} に蓄電池システムを構成する機器の損失を加算したものとなる。また、蓄電池システムから出力される電力 W_{output} は(3-3)式に示すとおり、蓄電池から放電される電力 $W_{discharge}$ から機器の損失を差し引いたものとなる。

$$W_{input} = W_{charge} + LOSS_{Trans} + LOSS_{Aux} + LOSS_{PCS} + LOSS_{Sd} \quad \dots(3-2)式$$

$$W_{output} = W_{discharge} - LOSS_{Trans} - LOSS_{Aux} - LOSS_{PCS} - LOSS_{Sd} \quad \dots(3-3)式$$

$LOSS_{Trans}$: 連系変圧器損失、

$LOSS_{Aux}$: 補機損失、

$LOSS_{PCS}$: PCS 損失、

$LOSS_{Sd}$: 蓄電池損失

W_{charge} : 蓄電池充電電力

$W_{discharge}$: 蓄電池放電電力

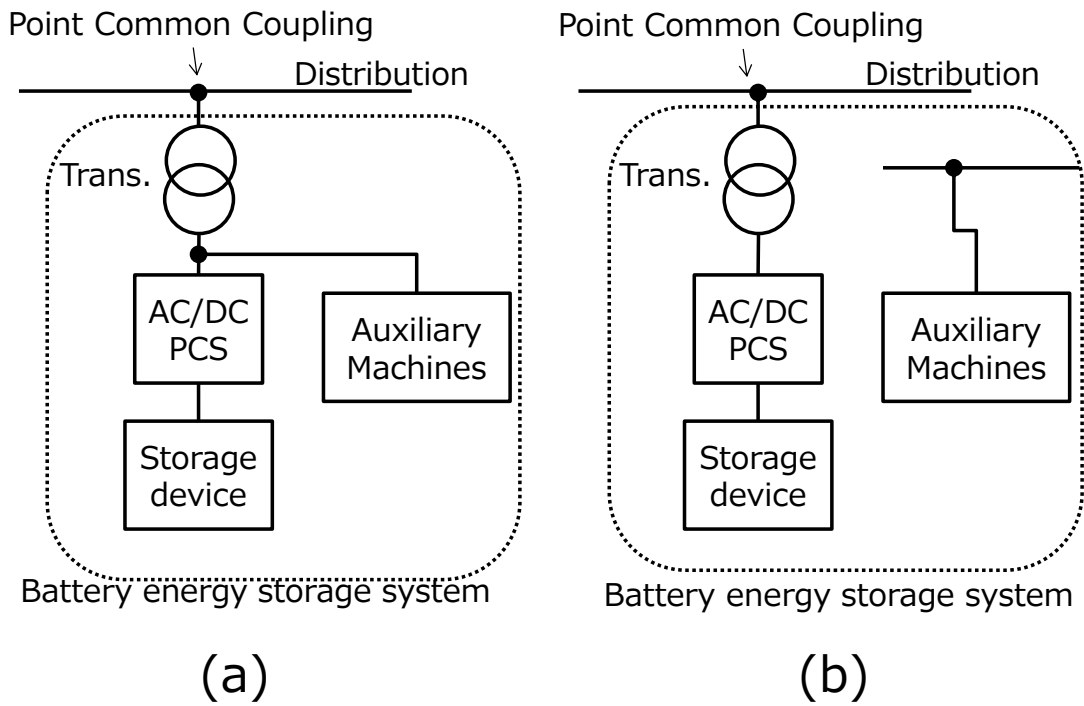


図 3-1 蓄電池システム モデル

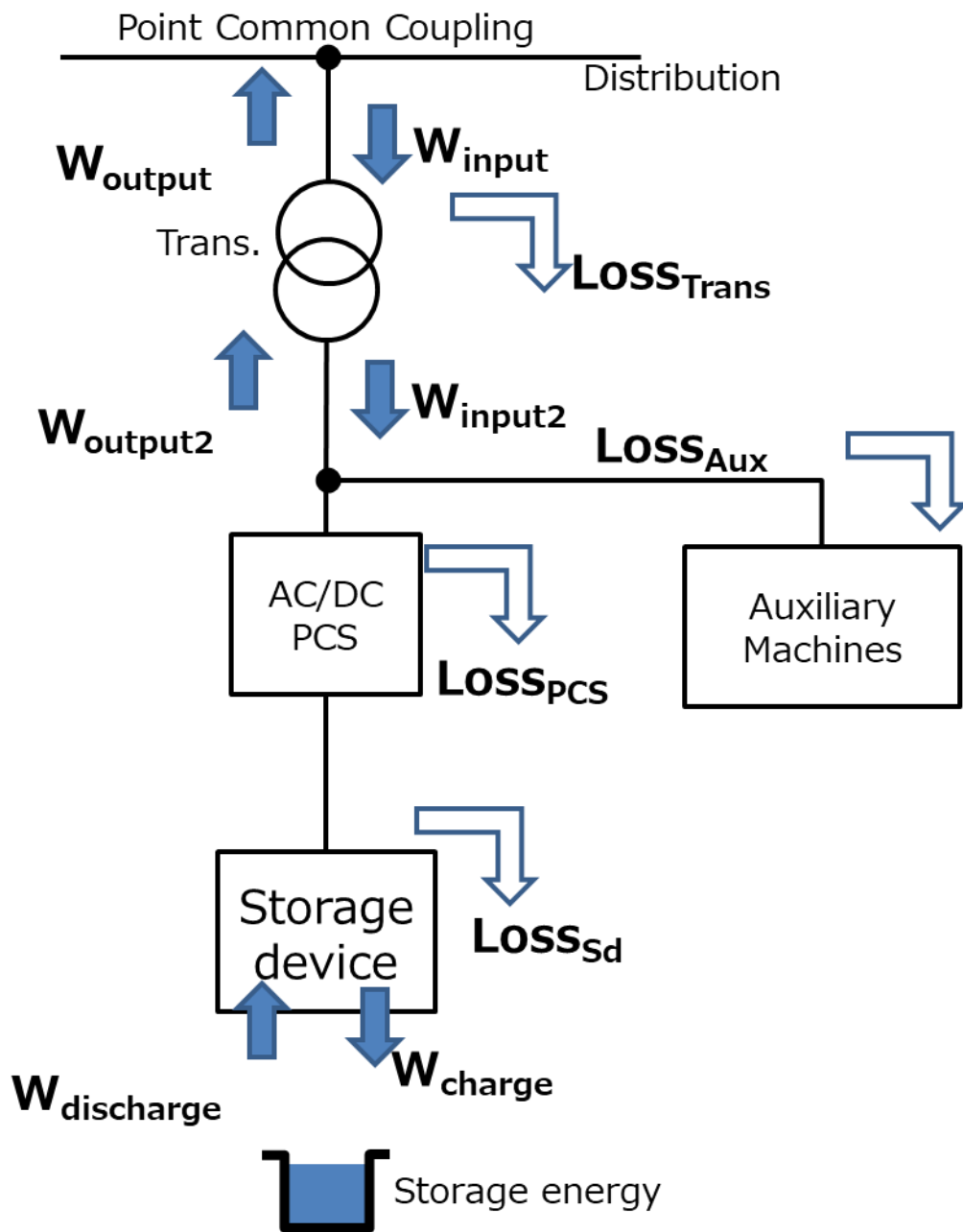


図 3-2 蓄電池システムの充放電電力の流れ

3.2.2 構成要素の損失

図 3-2 で示した蓄電池システムの構成要素である各機器の電力損失について検討する。連系変圧器損失 $Loss_{Trans}$ は、規格 JIS-C4306 に記載の損失測定方法から得られる無負荷損(W)および負荷損(W)の和を適用し、充放電効率を評価することが望ましい。ただし、本章における蓄電池システムでは、フィールドでの各種測定を容易にすること、ならびに充放電効率を評価するにあたって、最も単純化されたモデルを指向することの 2 つの観点から、以降、充放電効率の計測点である PCS 交流端における蓄電池システムの入出力電力として、 W_{input2} 、 $W_{output2}$ を定義し、これを用いて検討する。

PCS の変換効率は、交流端から PCS への入力電力に対する直流端での出力電力の比率、また逆に直流端から PCS への入力電力の比率とする。入出力電力の大きさに応じて PCS の変換効率が異なることにより、蓄電池システムの充放電効率測定に使用する入力電力 $W_{inputPCS}$ あるいは出力電力 $W_{outputPCS}$ 、および PCS 仕様書に記載される変換効率値 η_{PCS} を用いて PCS 損失 $Loss_{PCS}$ を算出する。PCS 仕様書には通常、変換効率は一義に記載されることから、本章では入出力電力の方向によらず同値とする。例えば、入力電力については(3-4)式となる。

$$Loss_{PCS} = W_{inputPCS} * (1 - \eta_{PCS}) \quad \dots(3-4)式$$

上記の $W_{inputPCS}$ は、PCS 交流端の入力電力を示しており、図 3-2 の構成をとる場合、蓄電池システムへの入力電力 W_{input2} と補機損失 $Loss_{Aux}$ を用いて(3-5)式で表される。

$$W_{inputPCS} = W_{input2} - Loss_{Aux} \quad \dots(3-5)式$$

なお、ここでは補機損失 $Loss_{Aux}$ を本蓄電池システムの運用に必要となる監視制御装置と、空調設備の電力損失と定義する。蓄電池の損失 $Loss_{St}$ については、次節で詳細を述べる。

3.2.3 蓄電池の損失

蓄電池の最小単位をセルと呼称する。セルの等価回路を図 3-3 に示す。セルの構成は、電圧源と内部インピーダンスに分けることができるが、電池を含めた回路の損失 $LOSS_{circuit}$ は、内部インピーダンスによる損失以外に配線のバスバーやその他の抵抗損失も包含する。

本章では後述するフィールド実証にリチウムイオン電池セルを多直列・多並列に接続した電池群を適用しており、この構成をもとに蓄電システムの充放電効率評価モデルを提案する。

例えば、リチウムイオン電池の多くは、図 3-4 に示すようにセルごとに電圧を監視し、過充電状態あるいは過放電状態に至らないような仕組みを設けている⁽¹⁾。また、セルのエネルギーに偏りが生じないように、バランス制御回路を組み込んでいる場合もある。この監視装置の消費電力やバランス駆動による損失を監視損失 $LOSS_{monitor}$ として定義し、蓄電池の損失 $LOSS_{sd}$ を $LOSS_{circuit}$ と $LOSS_{monitor}$ の和として(3-6)式に示す。

$$LOSS_{sd} = LOSS_{circuit} + LOSS_{monitor} \quad \dots(3-6)式$$

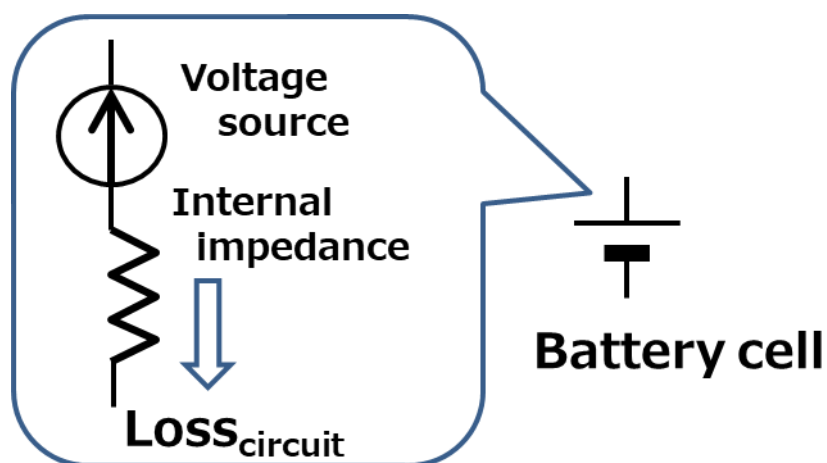


図 3-3 蓄電池の損失

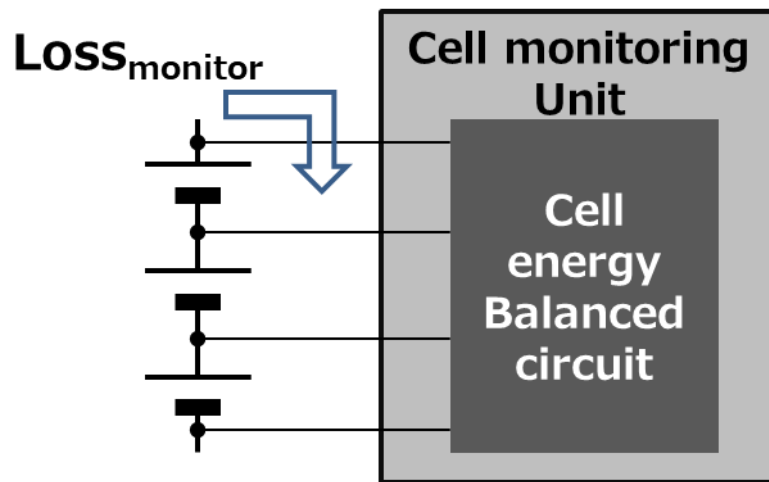


図 3-4 蓄電池監視ユニットの損失

3.2.4 充放電効率計算時の運転パターン

充放電効率評価モデルを構築するためには運転パターンも重要な項目となる。図 3-5 に運転パターンの例を示す。運転パターンにおいては、入出力電力と SOC の運用範囲が重要となる。例えば、低出力で蓄電池システムの充放電を行うと、3.2.3 節に示した蓄電池損失のうち回路損失が小さくなり、充放電効率が高く見積もられる可能性がある。一方で補機電力の影響が大きくなる可能性もあり精度の良い充放電効率が計算されない可能性がある。そこで、充放電効率を計算するにあたっては充放電電力の大きさを考慮する必要がある。

蓄電池システムの入出力定格は、通常 PCS の入出力定格であるため、PCS の入出力電力定格値、一般的には PCS の最大入出力電力を充放電効率の計算に適用する。また、運転パターンに待機 (Rest) がある場合、その時間帯に消費する電力も充放電効率計算に加味する必要がある。本章では、待機中の蓄電池の損失はゼロと仮定し、補機の損失のみを考慮する。すなわち待機中の電力は (3-7)式で表すことができる。

$$W_{rest} = LOSS_{Aux} \quad \dots \dots \dots \quad \dots \dots \dots \quad \dots \dots (3-7) \text{式}$$

また、充放電効率測定における SOC 運用として、測定開始時の SOC と終了時の SOC は一致させる必要がある。SOC 運用範囲は、充放電時間にも大きく影響する。SOC は、蓄電池のエネルギー残量を表す指標であり、定格電池容量 (Ah) に対するエネルギー残量 (Ah) の百分率 (%) である。本章では、充放電時の直流電流 (A) の時間積算に基づいて SOC を算出する。

図 3-5 で示す運転パターンの場合、入力される電力の時間積算値 Wh_{input} は(3-8)式で示され、出力される電力の時間積算値 Wh_{output} は(3-9)式で示される。

$$Wh_{input} = \int_{t_1}^{t_2} W_{input} dt + \int_{t_2}^{t_3} W_{rest} dt \quad \dots \dots \dots \quad \dots \dots \dots \quad \dots \dots (3-8) \text{式}$$

$$Wh_{output} = \int_{t_3}^{t_4} W_{output} dt \quad \dots \dots \dots \quad \dots \dots \dots \quad \dots \dots (3-9) \text{式}$$

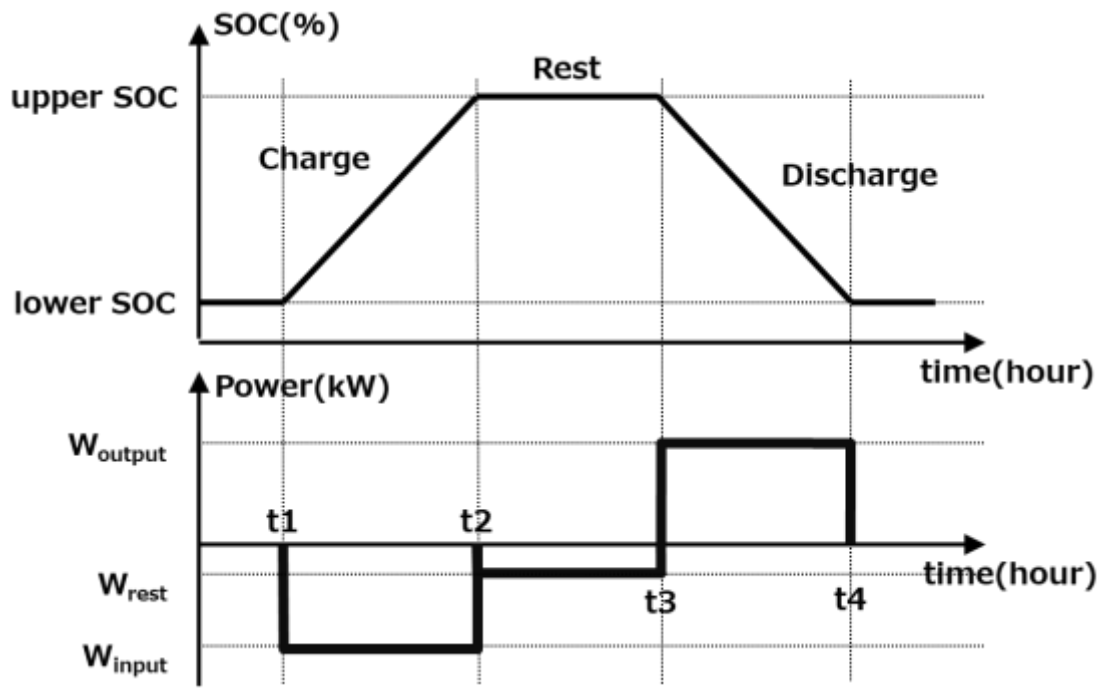


図 3-5 充放電効率計算時の運転パターン例

3.2.5 蓄電池システムの充放電効率

3.2.2 節、3.2.3 節に示した各損失を合算し、充放電効率を算出する。本章で算出対象とする蓄電池システムを図 3-6 に、蓄電池システムの仕様を表 3-1 に示す。また、充放電効率に関連する設計値を表 3-2 に示す。

以下にて、表 3-2 に示した設計値の算出方法を述べる。

まず変換器損失 ($Loss_{PCS}$) は、変換効率 0.955 を使用して算出する。たとえば、100kW 運転時は下記(3-10)式で計算される。

$$Loss_{PCS}=100kW*(1-0.955)=4.5kW\cdots\cdots(3-10)式$$

補機損失 ($Loss_{Aux}$) は、空調機の消費電力(カタログ値)および監視装置の消費電力(カタログ値)を単純加算して算出する。蓄電池の損失 ($Loss_{Sd}$) のうち、監視ユニット損失 ($Loss_{monitor}$) は監視基板等の消費電力を直接測定した値を使用する。回路損失 ($Loss_{circuit}$) は、蓄電池の環境温度が空調管理されることを前提とし、25°C環境温度での直流回路抵抗 (DC circuit resistance) の理論値を用いて 100kW 運転時の回路損失を算出する。ここで直流回路抵抗とは、電池の内部抵抗とバスバー抵抗の加算値である。表 3-1 の直流電圧値 442V から(3-11)式により直流電流値を求めた上で、(3-12)式により表 3-2 の直流回路抵抗を用いて 100kW 運転時の回路損失が計算される。

$$100kW/442V=226.2A\cdots\cdots(3-11)式$$

$$Loss_{circuit}=7.8m\Omega *226.2A*226.2A=0.40kW\cdots\cdots(3-12)式$$

(3-1)式～(3-3)式および(3-7)式～(3-9)式に表 3-1、表 3-2 の各値を適用すると、充放電効率の机上計算は、(3-13)式～(3-15)式となり、机上計算による蓄電池システムの充放電効率は 0.810 となる。

$$\begin{aligned} Wh_{input} &= (70.82[kW] + 3.38[kW] + 2.00[kW] + 0.80[kW]) * 2.97[hours] + 2.00[kW] \\ &\quad * 6[hours] \\ &= 240.69[kWh] \end{aligned} \cdots(3-13)式$$

$$\begin{aligned} Wh_{output} &= (105.30[kW] - 4.50[kW] - 2.00[kW] - 0.80[kW]) * 1.99[hours] \\ &= 195.02[kWh] \end{aligned} \cdots(3-14)式$$

$$\eta = \frac{Wh_{output}}{Wh_{input}}$$

$$= \frac{195.02[kWh]}{240.69[kWh]}$$

$$= 0.810$$

…(3-15)式

例えば待機時間(Rest)なしの運転パターンで充放電効率を計算すると、(3-13)式の $2.00[kW]*6[hours]$ が除外されることから Wh_{input} が $228.69kWh$ 、充放電効率は 0.853 となる。このように充放電効率は、運転パターンの定義によっても影響を受ける。



図 3-6 蓄電池システム (100kW-300kWh)

表 3-1 蓄電池システム仕様

項目	
定格入出力電力	100 kW
定格電力容量	300kWh
交流電圧	3 相 210V
直流電圧	442V
電池セル	リチウムイオン電池

表 3-2 蓄電池システム設計定数

項目	
PCS 効率 : η_{PCS}	0.955
直流回路抵抗 (25°C環境)	7.80mΩ
PCS 損失 : $LOSS_{PCS}$ (@100kW)	4.50kW
PCS 損失 : $LOSS_{PCS}$ (@75kW)	3.38kW
補機損失 : $LOSS_{Aux}$	2.00kW
蓄電池損失 : $LOSS_{Sd}$	0.80kW
回路損失 : $LOSS_{circuit}$	0.40kW
蓄電池監視ユニット損失 : $LOSS_{monitor}$	0.40kW
充放電効率試験時の電力変換器交流側入力 (充電) 電力	75kW
充放電効率試験時の電力変換器交流側出力 (放電) 電力	100kW
上限 SOC	90%
下限 SOC	20%
充放電効率試験時の充電時間	2.97hours
充放電効率試験時の放電時間	1.99hours
充放電効率試験時の待機時間	6.00hours
蓄電池システム 直流側充電電力 W_{charge}	70.82kW
蓄電池システム 直流側放電電力 $W_{discharge}$	105.30kW

3.3 フィールド実証における充放電効率測定

図 3-6 に示した蓄電池システムの充放電効率を測定する。

3.3.1 PCS の充放電効率

フィールド実証における PCS 損失測定方法について述べる。PCS 損失は交流側の入出力電力(W)と直流側の入出力電力(W)との差から算出する。測定点を図 3-7 に示す。

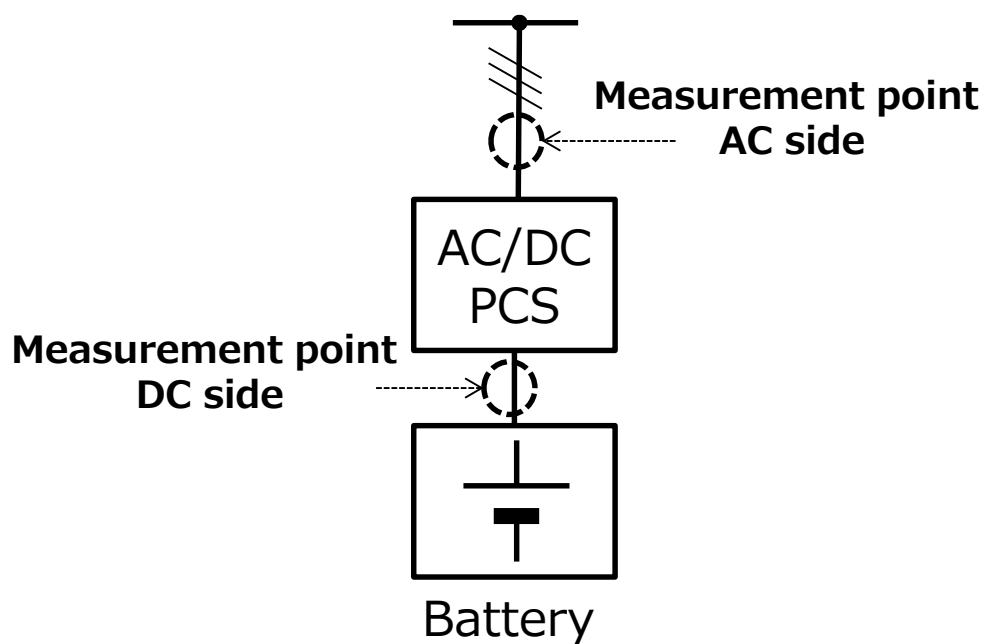


図 3-7 PCS 効率の測定点

3.3.2 充放電効率測定

フィールド実証における蓄電池システムの構成および測定点を図 3-8 に示す。補機としては PCS の制御電源 (Controller)、蓄電池の監視装置電源 (Monitor)、図 3-6 に示すコンテナの空調 (Air Conditioner)、換気扇 (Air Circulator) を備えている。

測定点 A では交流電力を測定する。測定点 A における入出力電力の時間積算すなわち電力量の比率により充放電効率を算出することができる。

測定点 B では制御系および空調系の補機の消費電力を測定する。

測定点 C では直流電力を測定する。入力した電力量に対して出力できた電力量の差を蓄電池の損失とみなすことができる。

充放電効率測定時の運転パターンを図 3-9 に示す。本蓄電池システムでは、ピークシフト運転の実施を想定しており、夜間に電力を充電し、日中の電力ピーク時までシステムを待機させることから、充放電効率測定においても待機時間(step4)を 6 時間と設定する。

フィールド実証における蓄電池システムの SOC 運用範囲は、電池寿命などを考慮し充電率 90%を上限とし、また停電など非常時に必要な電力量を確保するため、充電率 20%を下限として設定する。

充放電効率測定時の充電データは step3 で取得、放電データは step5 で取得する。なお、充電時は充電電力と充電時間を固定とし、Step1 および step5 の放電は、蓄電池システムの SOC で終了点を管理することで、充放電効率測定開始時の SOC と終了時の SOC が一致するように制御する。

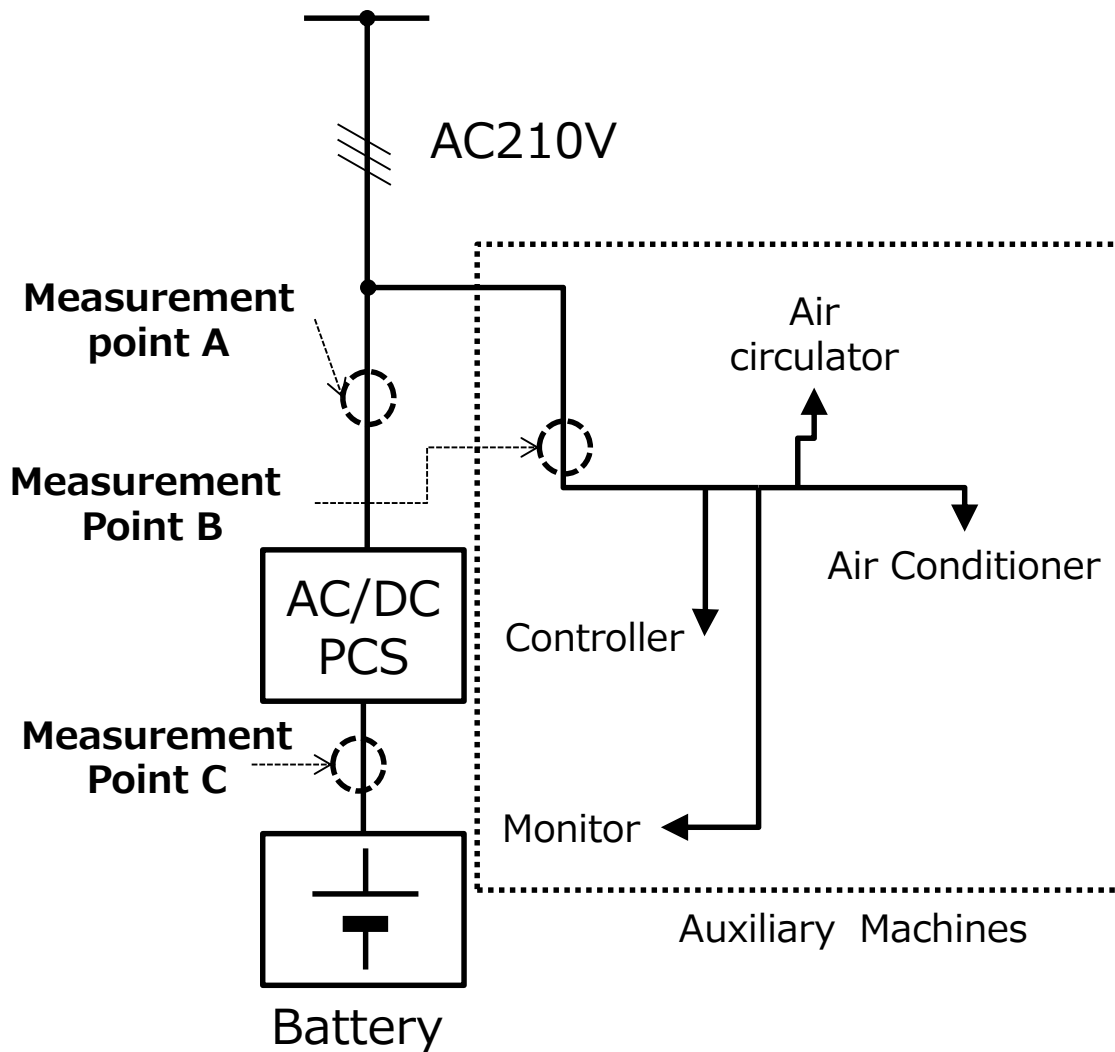


図 3-8 蓄電池システムの構成および測定点

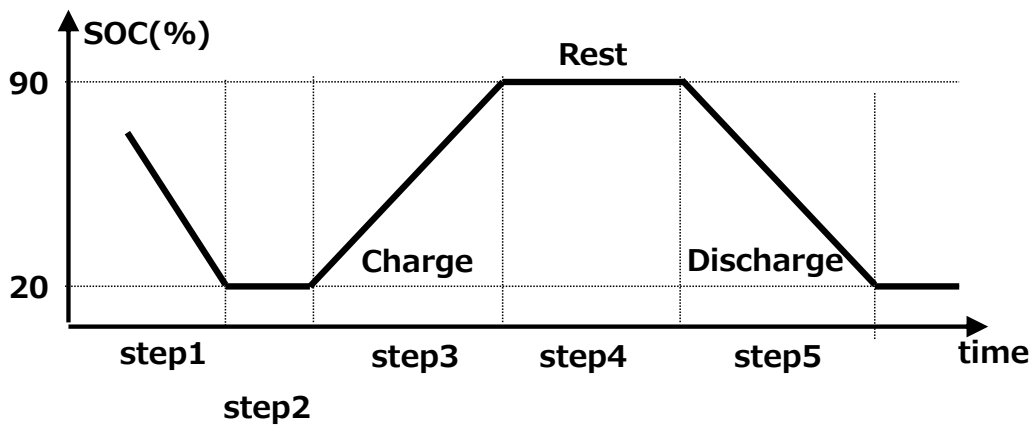


図 3-9 充放電効率測定時の運転パターン

3.4 結果

表 3-3 に夏季、秋季、冬季、春季のシーズンごとに蓄電池システムの電力量(kWh)を測定した結果を示す。同表では、図 3-8 に示した測定点ごとに電力量を示し、測定装置の精度からその有効桁数を小数点以下 2 桁で記述する。季節ごとの充放電効率の差や、机上計算値と実測値との差を述べる上で、これら測定器の精度も重要な要素である。

表 3-3 充放電効率試験 結果

測定日	時間	モード	各測定点での電力量(kWh)			蓄電池 平均温度
			A	B	C	
夏季 (2013年8月9日)	2.95	Charge	222.41	4.19	211.42	24°C
	6.00	Rest	0.00	5.48	0.00	26°C
	1.99	Discharge	198.60	3.31	209.35	30°C
秋季 (2013年10月21日)	2.95	Charge	221.31	2.77	212.91	27°C
	6.00	Rest	0.00	3.32	0.00	26°C
	1.97	Discharge	194.93	1.71	207.79	29°C
冬季 (2014年2月21日)	2.95	Charge	221.40	2.02	211.16	23°C
	6.00	Rest	0.00	3.41	0.00	19°C
	1.95	Discharge	193.26	1.56	203.92	21°C
春季 (2014年5月20日)	2.95	Charge	221.12	2.44	210.55	25°C
	6.00	Rest	0.00	3.99	0.00	25°C
	1.99	Discharge	195.50	1.63	206.47	28°C

3.4.1 PCS 効率

PCS の損失は、3.3.2 節で述べたように、直流側と交流側の電力の差で表すことができる。本試験においては表 3-3 の測定点 A における電力量(Wh)と測定点 C の電力量(Wh)を充電時間あるいは放電時間(Step Time)で割ったものを PCS 損失(kW)として算出する。結果を表 3-4 に示す。

表 3-4 PCS 効率試験 結果

季節	PCS 損失 (充電) (kW)	PCS 損失 (放電) (kW)
夏季	3.73	5.40
秋季	2.85	6.53
冬季	3.54	5.55
春季	3.58	5.51
平均	3.42	5.75

3.4.2 充放電効率

(3-1)式に示すように測定点 A における充電時の電力量(kWh)および放電時の電力量(kWh)に測定点 B で測定した補機の損失を加味し、充電電力量と放電電力量との比率を計算したものが蓄電池システムの充放電効率となる。

例えば、夏季の結果を用いると、放電電力量 $Wh_{output2}$ は測定点 A の放電時の電力量 198.60kWh から測定点 B の補機の電力量 3.31kWh を引いた値となる。また、充電電力量 Wh_{input2} は測定点 A の充電時の電力量 222.41kWh に測定点 B の補機の電力量 4.19kWh を加算し、かつ待機中の補機の電力量である 5.48kWh を加算することで求められる。これにより充放電効率は(3-16)式より 0.841 と求めることができる。

$$\eta = \frac{Wh_{output}}{Wh_{input}} = \frac{198.60[\text{kWh}] - 3.31[\text{kWh}]}{222.41[\text{kWh}] + 4.19[\text{kWh}] + 5.48[\text{kWh}]}$$

$$= 0.841$$

…(3-16)式

補機の電力損失(W)は図 3-8 に示す測定点 B の電力量(Wh)を各ステップの時間で割ることで得られる。例えば、夏季の結果を用いると、充電時の補機損失は、測定点 B の電力量 4.19kWh をステップ時間 2.95h で割ることで(3-17)式より 1.42kW と算出できる。

$$\text{Loss}_{\text{Aux}} = \frac{4.19[\text{kWh}]}{2.95[\text{hours}]} = 1.42[\text{kW}]$$

…(3-17)式

同様に待機時の補機損失を 0.91kW、放電時の補機損失を 1.66kW と求め、これら充電・待機・放電の平均値を夏季の補機損失 1.33kW とする。

また、3.2.3 節で述べた蓄電池の損失は、待機時には考慮しないことから、測定点 C の充電時の電力量と放電時の電力量の差を充電時間と放電時間の和で割ったものと定義することができる。

表 3-5 にこれらの結果をまとめる。

表 3-5 充放電効率算出 結果

季節	充放電効率	時間 (h)	補機損失 (kW)	蓄電池損 失(kW)	外気温 (°C)
夏季	0.841	1.99	1.33	0.42	33.1
秋季	0.850	1.97	0.79	1.04	20.9
冬季	0.845	1.95	0.68	1.48	5.3
春季	0.852	1.99	0.77	0.83	23.6
平均	0.847	1.97	0.89	0.94	

3.5 考察

3.5.1 実測定結果のばらつきに関する考察

表 3-5 の充放電効率の季節によるばらつきについて考察する。図 3-10 に表 3-5 の数値をグラフで表示する。春季の充放電効率と比較して、夏季の充放電効率は 0.011 の差が生じていることが確認できる。補機損失に関して夏季は春季よりも 0.56kW 大きく、夏季の充放電効率が低い要因に補機損失が影響することがわかる。

これに対して、冬季の充放電効率については、相対的に補機の損失が小さく、蓄電池の損失が大きくなる傾向が認められることから、蓄電池損失の影響が支配的と推察できる。

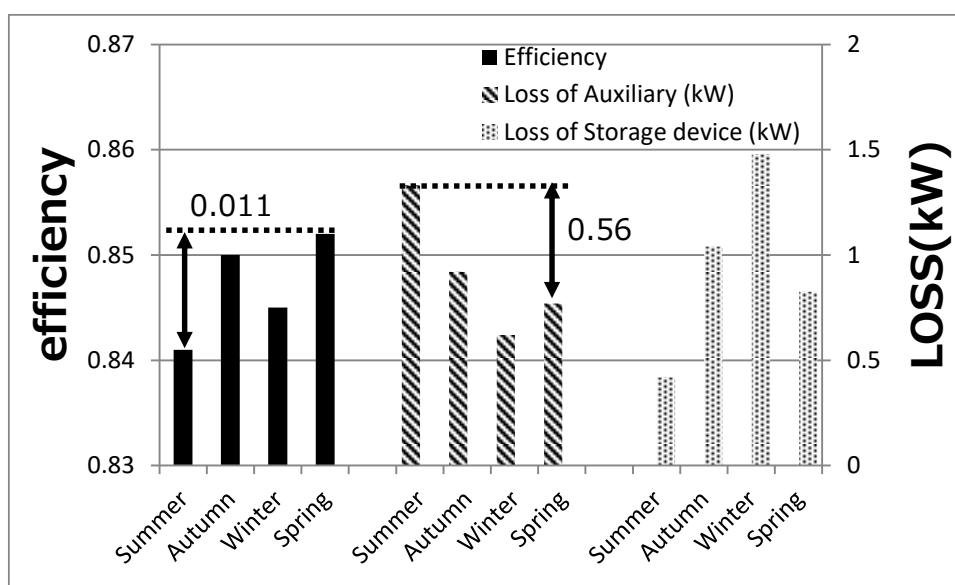


図 3-10 各季節における充放電効率と損失

図 3-11 に試験中の平均外気温と補機損失との相関を示す。

本フィールド実証における蓄電池システムは、屋外に設置したコンテナ内に収容されていることから、屋内に設置されている蓄電池システムに比べて、外気温や日射の影響をより受けやすい環境となっている。

外気温が 25°C以下のケースでは、外気温に対して補機損失にほとんど差が見られないが、夏季の外気温 33.1°Cのケースでは補機損失が大きくなっている。よって、蓄電池システムの補機損失のスペックとして、年間を通じての平均値を適用することは適切ではなく、空調や換気扇などの運用実態に合わせた値を適用する必要がある。本章では、年間を通じて外気温が安定していると想定される外気温 25°C近辺の春季・秋季の平均値 0.78kW を蓄電池システム補機損失として採用する。

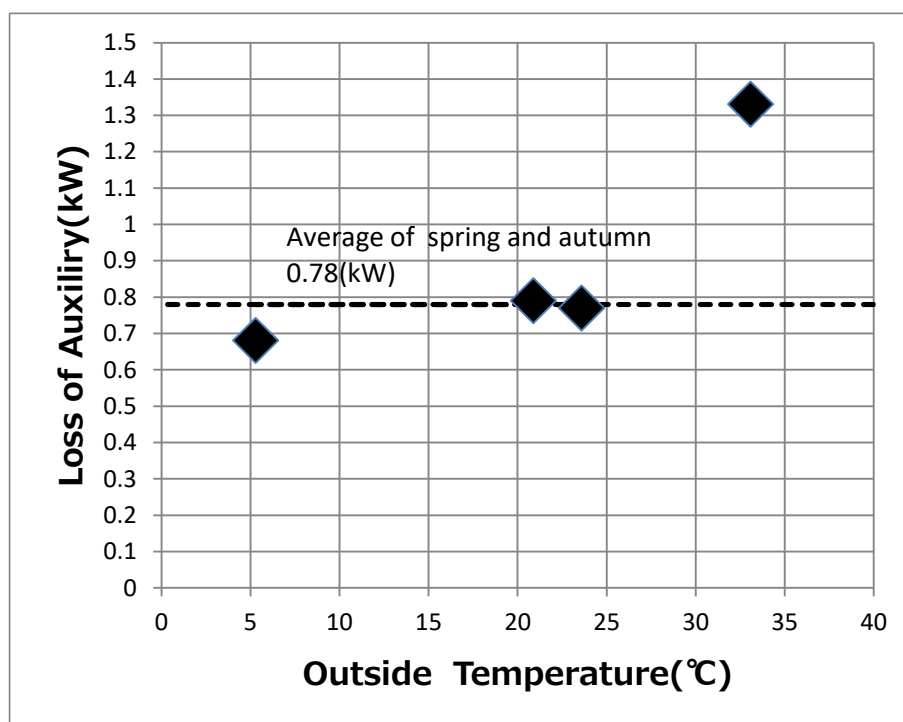


図 3-11 補機損失と外気温との相関

次に、蓄電池の損失 (Loss of Storage device) に注目する。図 3-12 では、縦軸に表 3-5 に示した蓄電池の損失、横軸に表 3-3 に示した電池セルの平均温度をもとに、放電時の平均セル温度から充電時の平均セル温度の差を差し引いた値を示す。

図 3-12 に示すように、充放電時のセル温度の変化に伴い、蓄電池損失にばらつきが生じており、蓄電池の損失と充放電時のセルの温度差に負の相関が認められる。

本フィールド実証で用いた蓄電池の電気化学的な熱挙動としては、充電時に吸熱反応、放電時に発熱反応を伴い、充電時のセル温度に比べて放電時のセル温度が高くなる傾向にある⁽²⁾。冬季においては、放電時のセル温度は充電時に比べて低くなる結果が得られたが、これは外気温の影響によりセル温度の上昇が抑えられたものと推察できる。

一般的に蓄電池は温度が高い場合、セルの内部抵抗が小さくなり、より多くのエネルギーを出力することができる⁽³⁾。充電時の温度に比べて放電時の温度が高い場合、充電時に対して放電時の内部抵抗が小さくなることから、充電したエネルギーに対して放電できるエネルギーが大きくなり、蓄電池の損失が小さくなる。このようにセル温度の違いによって損失にばらつきが生じることから、蓄電池システムの充放電効率の評価および蓄電池システムのスペックを表す指標として蓄電池損失を適用する場合、年間平均として扱うのが望ましい。

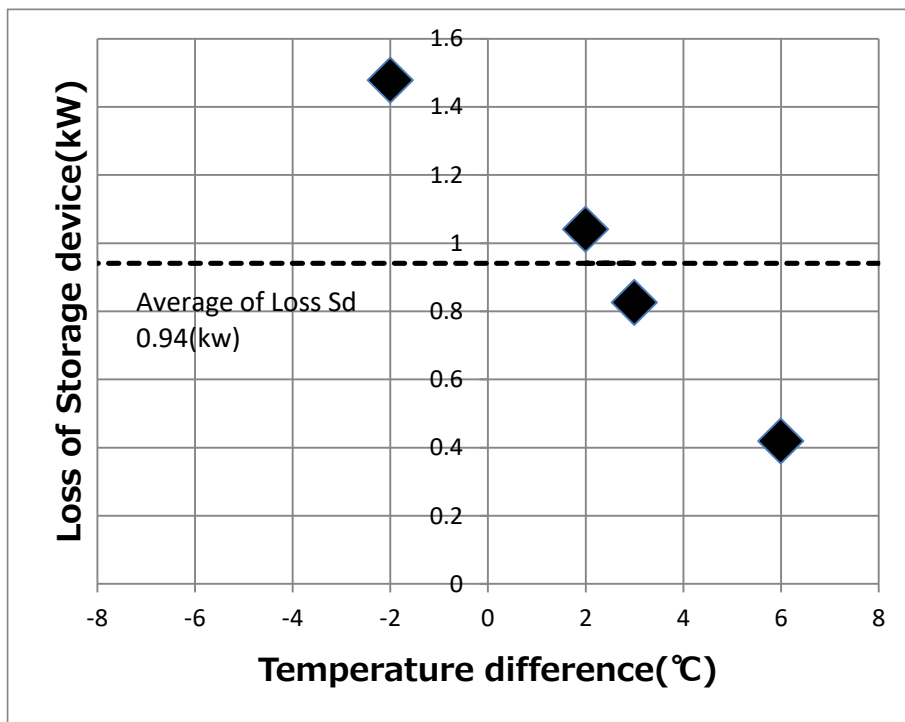


図 3-12 蓄電池損失と充放電時の温度差との相関

3.5.2 机上検討および実測定結果に関する考察

表 3-6 に設計値と実測値との比較を示す。 W_{charge} および $W_{discharge}$ は表 3-3 に示す測定点 C の充放電電力量(Wh)を充放電時間で割ったものから、表 3-5 で算出した蓄電池の損失 0.94kW を引いたものを実測値として採用した。3.2.5 節で提示したように、机上検討では、充放電効率を 0.810 と算出したが、表 3-5 に示すように各季節の蓄電池システムの充放電効率の平均値は 0.847となる。この充放電効率の差は表 3-6 に示すように、主に設計時の補機損失値との差に起因する。

3.2.5 節で示したように、設計時の補機損失はカタログ値を単純に加算したことにより、実際の運用よりも過大となっていた。蓄電池システムの補機損失のスペックとして、年間を通じての平均値を適用することは適切ではなく、空調や換気扇などの運用実態に合わせた値を適用する必要がある。本章では、年間を通じて外気温が安定していると想定される外気温 25°C近辺の春季・秋季の平均値 0.78kW を蓄電池システム補機損失として採用する。充放電効率の算出過程において、各種損失値の見積もり誤差が蓄積し、実測値と大きく乖離する可能性もある。したがって、設計時に充放電効率を見積もる場合には、蓄電池システムの設置環境や運用パターンなどについても十分考慮する必要がある。

表 3-6 損失に関する設計値と実測値の比較

項目	設計値	実測値
PCS 損失（入力：充電）	3.38kW	3.42kW
PCS 損失（出力：放電）	4.50kW	5.75kW
補機損失	2.00kW	0.78kW
蓄電池損失	0.80kW	0.94kW
充電電力 W_{charge}	70.82kW	70.76kW
放電電力 $W_{discharge}$	105.30kW	105.69kW

表 3-6 に示した値を用いて、再度蓄電池システムの充放電効率を(3-18)式～(3-20)式によって求めると、0.846 となり実フィールドでの測定結果である 0.847 とほぼ一致する。各損失の平均値および放電時間の平均値により 1 年を通した平均的な蓄電池システムの充放電効率を算出することができる。

$$\begin{aligned}
 Wh_{input2} &= (70.76[kW] + 3.42[kW] + 0.78[kW] + 0.94[kW]) * 2.95[hours] + 0.78 \\
 &\quad * 6.00[hours] \\
 &= 228.59[kWh]
 \end{aligned}$$

…(3-18)式

$$\begin{aligned} Wh_{\text{output2}} &= (105.69[\text{kW}] - 5.75[\text{kW}] - 0.78[\text{kW}] - 0.94[\text{kW}]) * 1.97[\text{hours}] \\ &= 193.49[\text{kWh}] \end{aligned}$$

…(3-19)式

$$\eta = \frac{Wh_{\text{output2}}}{Wh_{\text{input2}}} = \frac{193.49[\text{kWh}]}{228.59[\text{kWh}]} = 0.846$$

…(3-20)式

上述したように、各損失の設計値をベースとした充放電効率評価モデルは概ね有効である。ただし、実フィールドにおける蓄電池システムの充放電効率を導出するうえで、空調などを含む補機損失や蓄電池損失など、主に外気温度やセル温度に依存する項目が変動要因として支配的であると推察される。これらの項目を年間平均としてとらえることで、蓄電池システムのスペックとして、充放電効率を定義することが可能となる。

3.6 まとめ

本章では、蓄電池システムの充放電効率について、蓄電池システムの各構成要素の電力損失を抽出し、それらの電力損失項目にもとづき、充放電効率評価モデルを提案した。さらに、フィールド実証で得られた実測値を用いて充放電評価モデルを検証した結果、充放電効率の算出にあたっては、各季節の外気温度あるいはセル温度などに依存する電力損失項目について、季節平均値を適用するなど蓄電池システムの運用実態に応じる必要があることを明らかにした。

充放電効率評価モデルを適用するにあたって留意すべき点を以下にまとめる。

- 蓄電池システムの運転パターン(SOC 範囲、充放電電力など)を定義する必要がある。
- 空調や換気扇などの補機損失は、蓄電池システム設置場所の周辺環境温度によって変動する可能性があることから、補機の運用実態に応じ、季節平均あるいは外気温度の安定している期間の平均などの適切な値を採用することが望ましい。
- 蓄電池損失は、充電時から放電時のセル温度の差に有意な相関を見出したことから、季節平均値を採用するなど蓄電池が設置される環境を考慮することが望ましい。

提案した蓄電池システムの充放電効率評価モデルは実フィールドにおける実測値に近い値で充放電効率を導出、評価できることを確認した。

したがって、本章で示した充放電効率評価モデルは、蓄電池の種類や蓄電池システムの構成が異なる場合においても、ある一定条件下で蓄電池システムのスペックとして定量的に適用できることを示唆している。

3.7 第3章の参考文献

- (1) H. Miyamoto, T. Enomoto, S. Kosugi: “SCiBTM Battery Modules for Electric Vehicle”, TOSHIBA Review, Vol.66, No.11 pp.56-59 (2011)
宮本秀則・榎本貴志・小杉伸一郎:「電気自動車用 SCiBTM 電池モジュール」, 東芝レビュー, Vol.66, No.11 pp.56-59 (2011)
- (2) Y. Saito: “Thermal Behavior of Lithium-Ion Cell during Charge and Discharge”, Netsu Sokutei, Vol.30, No.1 pp.18-24 (2002)
齋藤喜康:「リチウムイオン電池の充放電時の熱挙動」, 熱測定, Vol.30, No.1 pp.18-24 (2002)
- (3) Y. Mita, Y. Kobayashi, S. Seki, Y. Ohta, H. Miyashiro: “Development of quantification method about lithium battery degradation”, Central Research Institute of Electric Power Industry Report, Rep.No.Q07023 (2008)
三田裕一・小林陽・関志朗・大野泰孝・宮代一:「リチウムイオン電池の劣化定量化手法の開発—熱的・電気的応答を用いた正負極特性の非破壊分析」, 電力中央研究所報告, 報告番号 Q07023 (2008)

第4章 大規模蓄電池システムの高効率有効電力指令配分手法

4.1 はじめに

本章では、リチウムイオン電池を用いた複数の PCS を有する大規模蓄電池システムにおいて有効電力指令配分方式を適用した実データを用いて効率観点から論じる。システムの高効率化を図るため、NOC(充電ニーズ(Need Of Charge))方式、およびシステム最高効率運用方式(system Maximum Efficiency Power point operation: MEP方式)という2つの方式を提案する(併せて NOC-MEP方式と記述する。)。NOCはSOCと温度の関数として定義する。NOCについての詳細は4.2.1節に記述するが、NOC方式は使用するPCSの優先度を決定する手法であり、MEP方式は効率の低い低電力領域を使用しないことを目的とした最高効率点以上の電力指令をPCSに割り当てる電力指令配分手法である。SOCは第2章で述べたCCV-SOC推定方式を適用する。

まず4.2節にて提案するNOC-MEP方式について述べる。4.3節ではNOC-MEP方式を実フィールドに適用した結果を述べ、4.4節では電池モデルを用いたシミュレータにて上述の有効電力指令の均等配分方式とNOC-MEP方式を比較した結果について示す。この結果から、効率向上の観点におけるNOC-MEP方式の有用性を論じたのち、考察を行う。

4.2 NOC-MEP方式による有効電力指令配分方式

蓄電池システムでは、システム全体の有効電力指令値を各PCSへの有効電力指令として配分演算する。提案する有効電力指令配分方式であるNOC-MEP方式について述べる。

4.2.1 NOC方式

NOCはSOCと温度の無単位の関数として定義しており、適用する蓄電池によって異なる特性を持つ。蓄電池の内部抵抗のSOC依存について文献(1)を参照する。文献(1)では低SOCまたは高SOCで内部抵抗が大きくなることが示されており、本論文で用いる蓄電池の特性に類似する。内部抵抗が大きくなると、ジュール損が大きくなることから蓄電池のSOCを50%近辺に滞在させることが望ましい。本章で使用するNOCを図4-1のように定義する。鉛蓄電池のようにSOCを高SOC状態に保持するのが好ましい蓄電池では、文献(2)に示すような高SOCでNOCがゼロクロスする関数を適用する。

また、文献(1)では低温時に内部抵抗が大きくなり、高温時に内部抵抗は小さくなる傾向を持つことが記載されている。SOCの相関と同様にジュール損の観点から低い温度の蓄電池よりも高い温度の蓄電池を使用するほうが効率は高くなる。このように、NOCを蓄電池の内部抵抗を元に算出することで、効率向上に寄与する。

なお、一般的に大規模蓄電池システムでは、蓄電池はコンテナなどに格納され空調設備により温度管理を行うことが多く、温度差は生じにくいですが、設置場所の日照条件などで温度差が生じるこ

ともあるため温度による優先順位を設定している。

NOC 方式は NOC を用いて電力入出力をどの PCS に担当させるかの優先度を設定するものである。充電時には NOC の大きい蓄電池が接続されている PCS を優先順位高とし、放電時には NOC の小さい蓄電池が接続されている PCS を優先順位高とする。NOC を用いることで、SOC の偏りなく PCS および蓄電池を使用することが期待される。

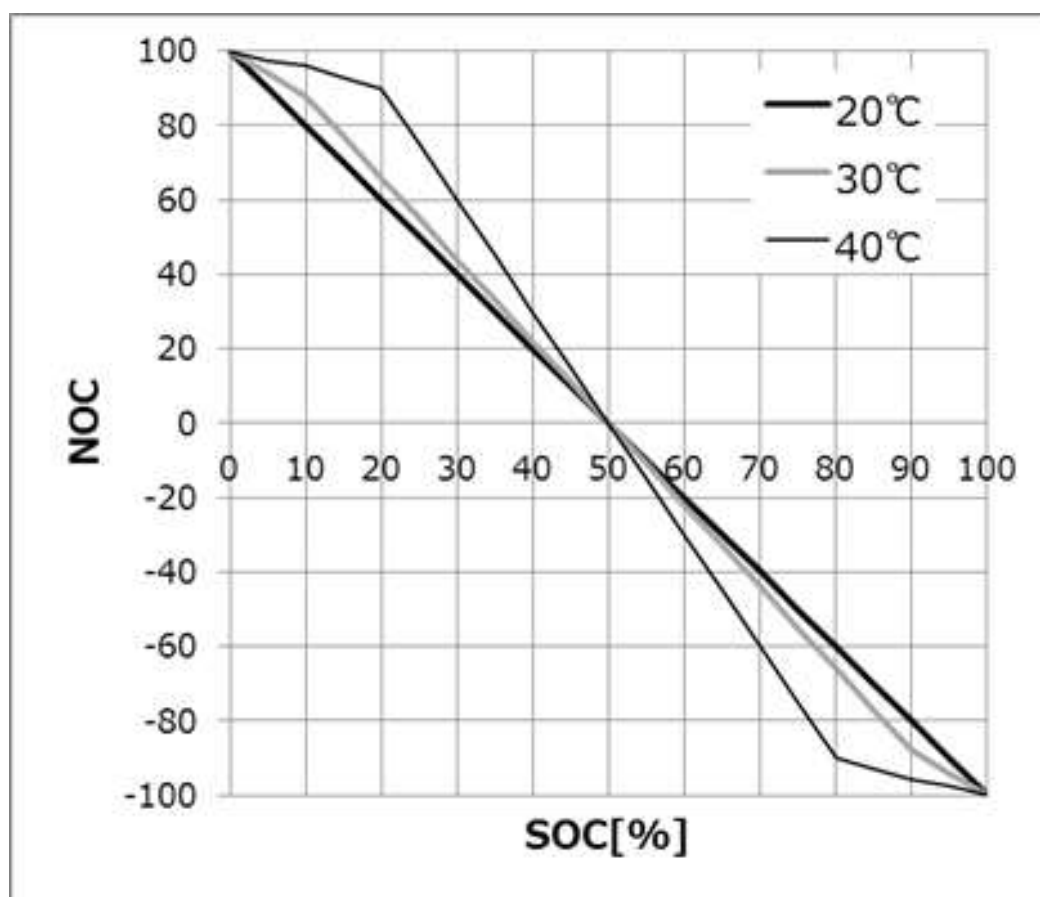


図 4-1 NOC における温度と SOC の相関

4.2.2 MEP 方式

本方式において、PCS の効率と、蓄電池の効率を合わせたものをシステムの効率と定義する。システム効率は、PCS の交流側の入力電力に対する蓄電池に蓄えられる電力の比、または蓄電池から放出される電力に対する PCS 交流側の出力電力の比と定義する。一般的に PCS は、低出力時では効率が低く、高出力時に効率が高くなる効率特性を持つ⁽³⁾。

一方、蓄電池は、蓄電池を流れる電流 I と蓄電池の内部抵抗 R で計算される損失 I^2R により高入出力時に損失が大きくなる。PCS および蓄電池の二つの特性を合わせて図 4-2 に示したシステム効率が算出される。図 4-2 から出力が MEP 以上の領域でのシステム効率の平均値は 95.2%と算出できる。

図 4-2 において、運転上限電力 UPP、効率最大となる最高効率点電力 MEP、運転下限電力 BPP を定義する。UPP はここでは PCS の最大入出力電力を示し、BPP は、PCS の電力制御を行うに当たり、効率の低い領域をしようしないこと、およびセンサのノイズなどから微小充放電を頻繁に繰り返さないことを目的に設定する。本章で使用する蓄電池の内部抵抗は充放電でほぼ差異がなく、急速充放電が可能であることから、図 4-2 の特性曲線を充放電で適用するが、蓄電池によっては、急速放電は可能でも、急速充電ができない蓄電池もある。その場合には、充電用 MEP、放電用 MEP を分けて設定することで対応する。

電力指令配分は最高効率点電力 MEP を用いて、ゼロではない配分値が最高効率点電力 MEP 以上の電力指令となるように、電力指令配分を行う。配分例を図 4-3 に示す。本図は、システムの有効入力(充電)電力指令 Pref を 4 台の PCS に配分する例を示す。均等配分方式では、4 台の PCS に同じ電力指令を与えるが、NOC-MEP 方式では、NOC による優先順位を付与し、優先順位の高いものから MEP 分の電力指令を割り振る。Pref が MEP の整数倍でない場合、MEP 以下の電力指令が生じることから、MEP 以下の電力指令はすでに電力指令が割り振られた PCS に対して按分加算する。

MEP ロジックを用いると、高効率運転の PCS および蓄電池と損失の小さい待機状態の PCS および蓄電池が併存することになり、蓄電池システムの高効率化が期待される。優先順位算出間隔を長くすると、PCS の稼働状況に偏重が発生する。この偏重を抑制する目的で、一定期間ごとに優先順位を切り替え、稼働を均等化させる。

4 台の PCS に接続される蓄電池システムの初期 SOC に差を設定し、本 NOC-MEP 方式を適用したシミュレーションにより動作確認を行った。シミュレーション条件を表 4-1 に、シミュレーションに用いた有効電力指令を図 4-4 に、結果を図 4-5 に示す。図 4-5 では充電の電力指令が与えられており、充電時は SOC の低い PCS1 の NOC が高いことから優先的に使用されていること、また 4 台の蓄電池システムの SOC が 2400 秒付近で同一の値に収束することが確認できる。この優先順位の再計算周期は 60 秒を設定している。蓄電池の温度時定数は文献(4)によれば、冷却機構や充放電電流にも依存するが、500 秒から 2000 秒の間であり、蓄電池の温度変化の時定数に比べて十分短い時間で再計算を行うため、計測温度を用いて優先順位を設定すること

が可能である。

NOC 方式で高効率運転となるように PCS・蓄電池群の優先順位を決定し、その優先順位に従って最高効率点電力 MEP 以上の電力指令値となるように有効電力指令値を配分する。NOC-MEP2つの方式の併用により均等配分方式よりも蓄電池システム全体の効率向上が可能となる。4.3 節では実蓄電池システムに NOC-MEP 方式を適用し、充放電効率を測定した結果を示す。

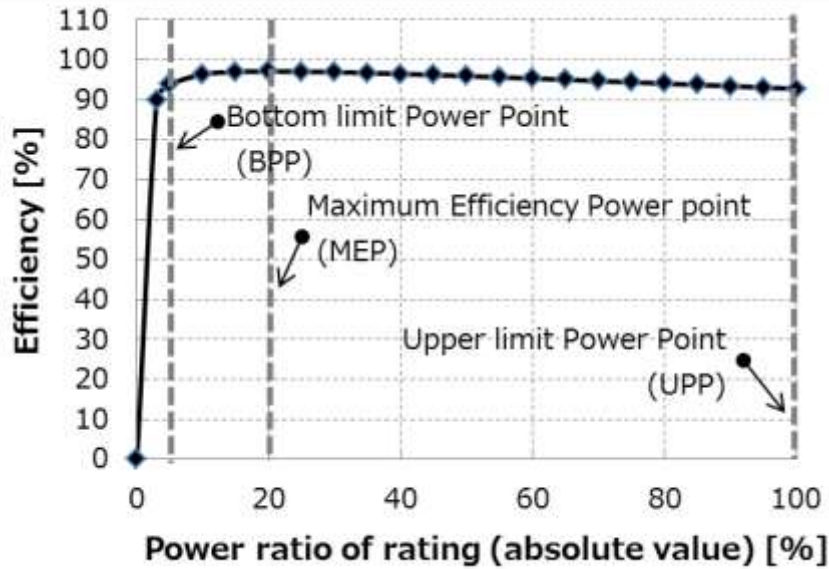


図 4-2 PCS および蓄電池を加算した効率

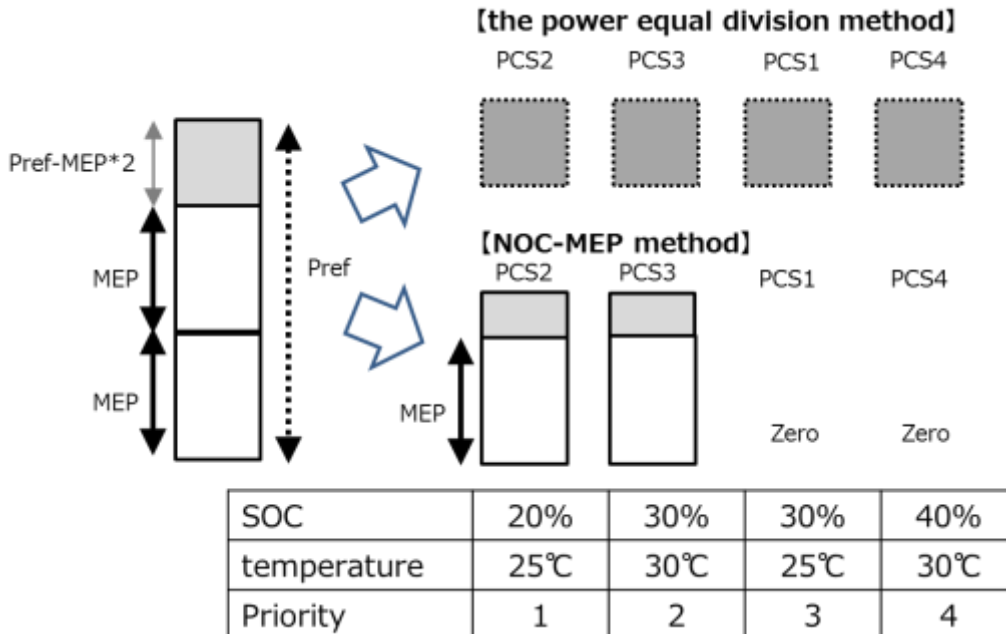


図 4-3 均等配分方式および NOC-MEP 方式の比較

表 4-1 シミュレーション条件

項目	設定値
蓄電池システム定格出力	2000kW
PCS	4 set(500kW*4set)
蓄電池システム定格電池容量	1000kWh
電池種別	リチウムイオン電池
最高効率点電力	300kW
優先順位再計算刻み時間	60 秒

	PCS に接続される蓄電池の初期 SOC
Battery at PCS1	30%
Battery at PCS2	40%
Battery at PCS3	50%
Battery at PCS4	60%

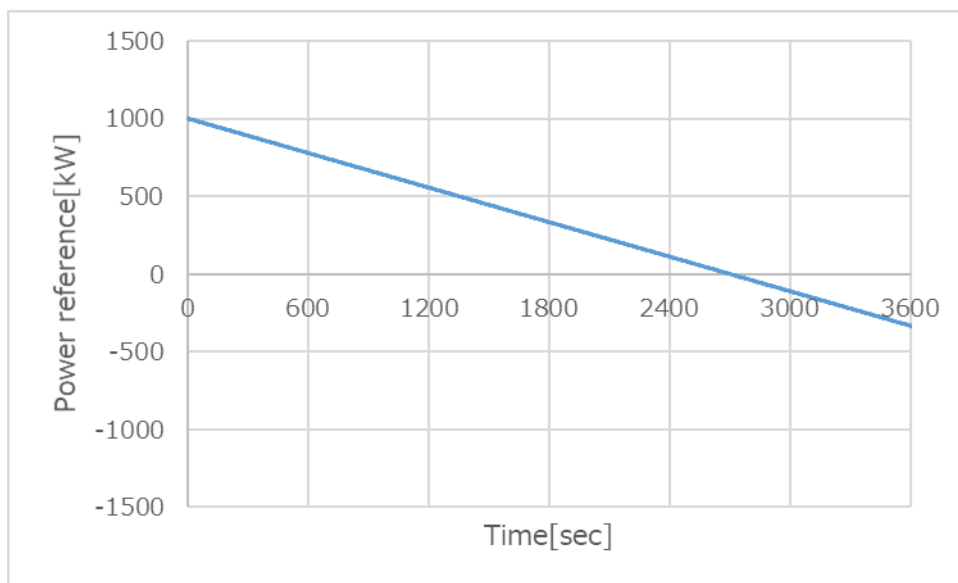


図 4-4 蓄電池システム全体の有効電力指令(充電(+)、放電(-))

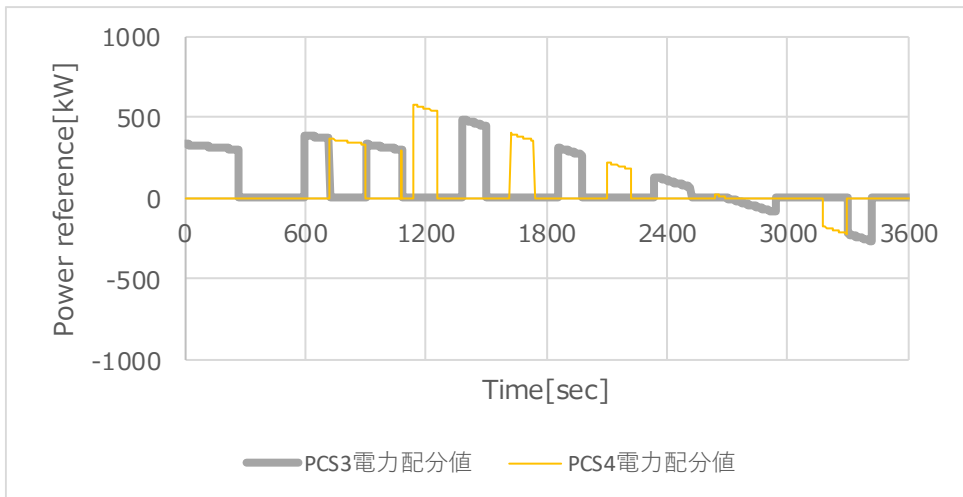
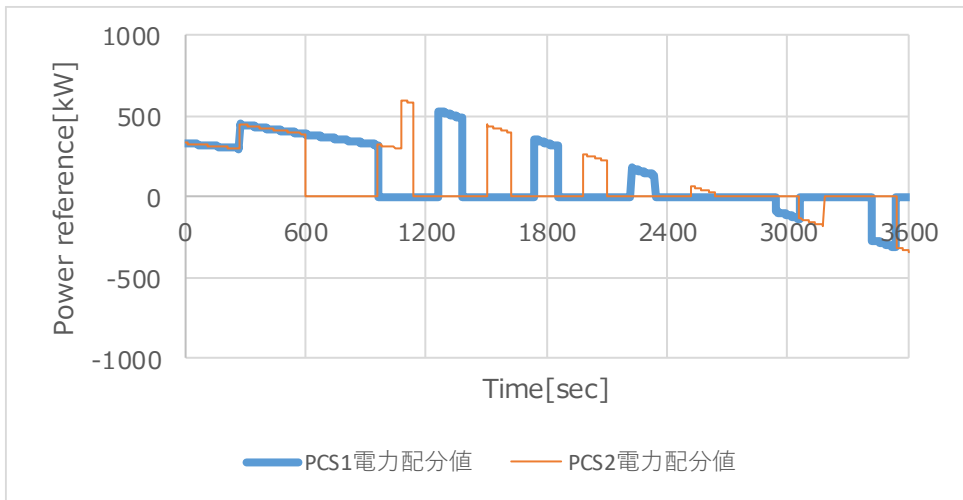
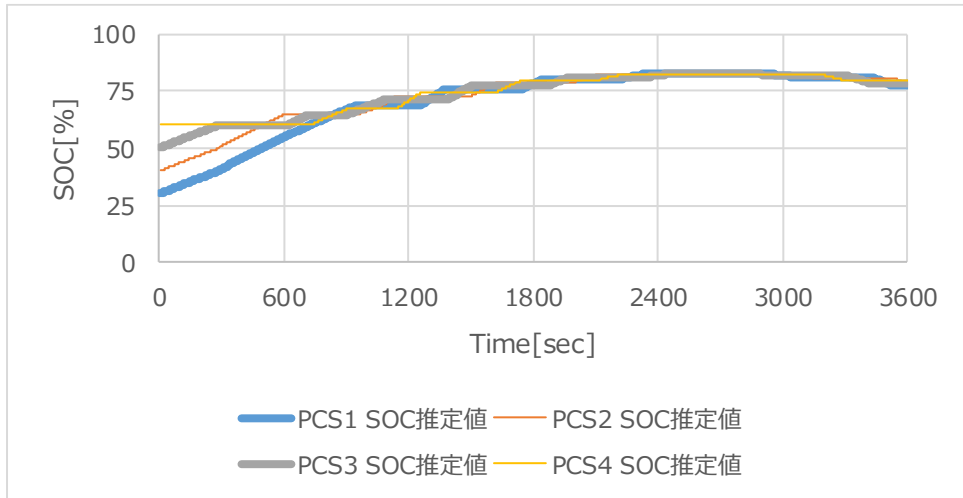


図 4-5 シミュレーション結果(充電(+)、放電(-))

4.3 実フィールドにおける充放電効率

提案の NOC-MEP 方式は、東北電力西仙台変電所に設置されている大規模蓄電池システム⁽³⁾に搭載されている。本節では、西仙台変電所大規模蓄電池システムでの運用データから充放電効率を算出した結果を示す。

4.3.1 システム構成とフィールドデータ

蓄電池システムの仕様を表 4-2 に、構成を図 4-6 に示す。図 4-6 では、20 台の変圧器に対してそれぞれ 4 台ずつ PCS が接続されていることを示しており、当該蓄電池システムは合計 PCS80 台で構成される。

西仙台変電所では、蓄電池システムは主に変動抑制用途として使用される。図 4-7 に 2017/02/12 のシステム入出力有効電力指令を示す。入出力有効電力指令は、出力を正值、入力を負値として扱っている。2017/02/12 は一日の充放電電力量の差が大きい日として抽出した。

図 4-7 に示す有効電力指令を 80 台の PCS に対して指令配分を行った例を図 4-8 に示す。図 4-8 では 12:00 から 12:10 の間のデータを抽出した。図 4-8 (a)には、システム有効電力指令(最大 40MW)を示す。図 4-8 (b)には NOC-MEP 方式で配分した PCS1-1 の有効電力指令と均等配分方式による有効電力指令を、図 4-8 (c)には(b)と同様に PCS1-2 の有効電力指令を示す。図 4-8 (b)と図 4-8 (c)の有効電力最大値は表 4-2 に示す PCS 定格電力 500kW である。

12:08 の電力指令を見ると、均等配分方式では 500kW の PCS 定格電力に対して-16.25kW が与えられるが、NOC-MEP 方式で電力指令を配分すると、PCS1-1 は 0kW、PCS1-2 は-200kW となり、低入出力を回避するような指令配分がなされていることが確認できる。

表 4-2 東北電力西仙台変電所内蓄電池システム仕様

項目	仕様
定格入出力電力	40MW
定格電力容量	20MWh
蓄電池種別	リチウムイオン電池
PCS 台数	80 台 PCS 定格電力： 500kW

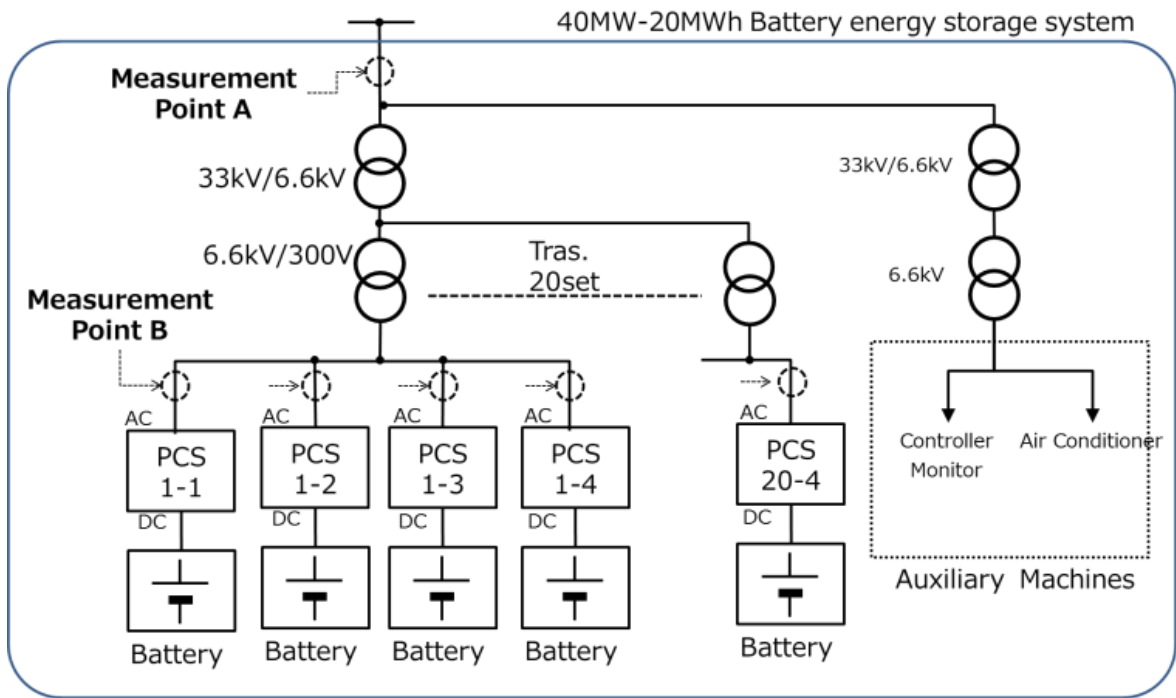


図 4-6 東北電力西仙台変電所内蓄電池システム構成

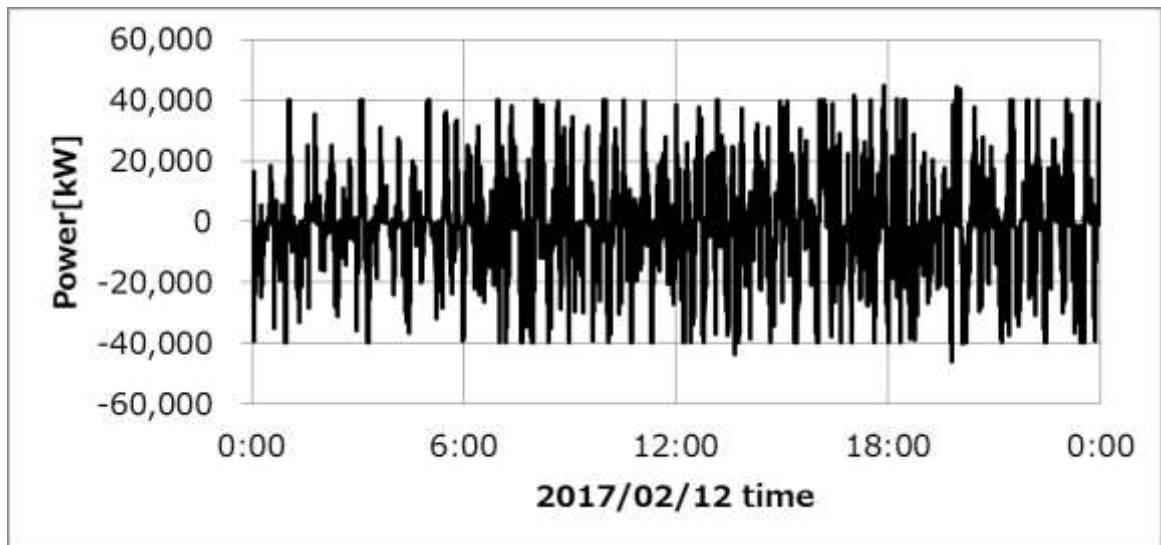
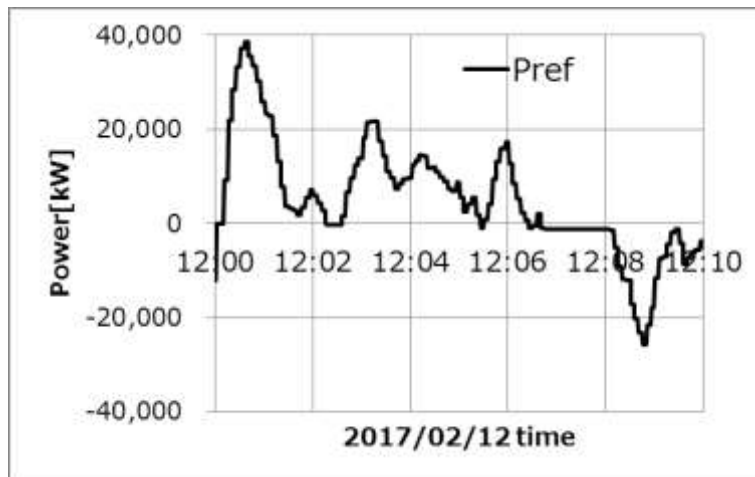
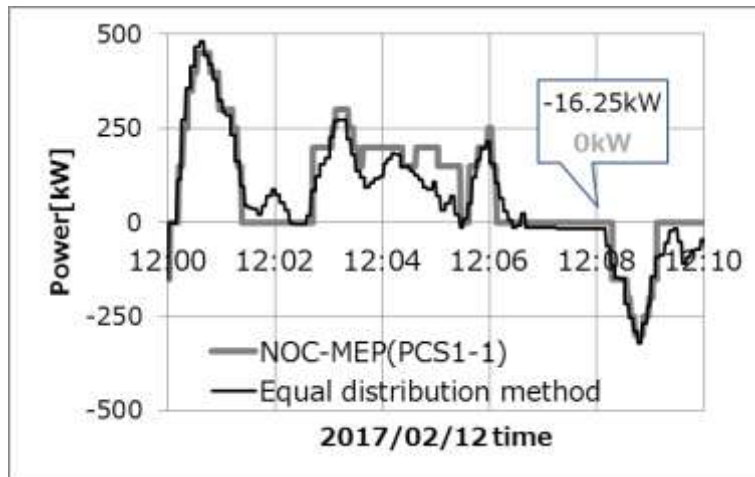


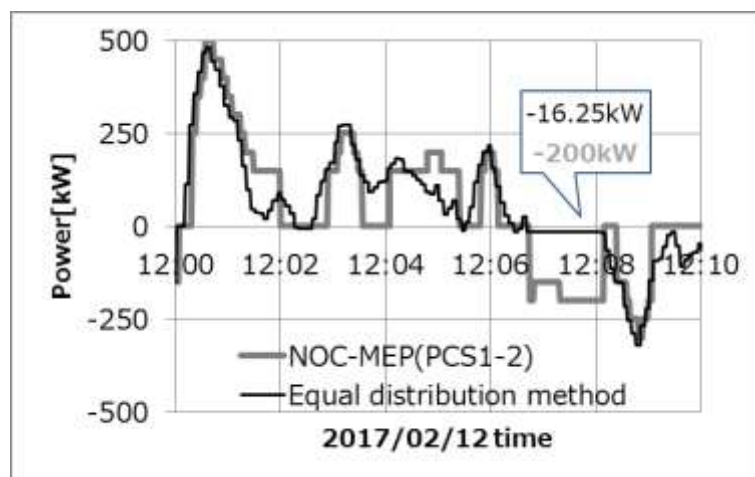
図 4-7 40MH-20MWh 蓄電池システムへの有効電力指令



(a) 蓄電池システム全体への有効電力指令



(b) PCS1-1 への有効電力指令



(c) PCS1-2 への有効電力指令

図 4-8 各測定点での有効電力指令

4.3.2 充放電効率

充放電効率は、入力した電力量に対して取り出すことができる電力量の割合を示す⁽⁵⁾。蓄電池システム全体の充放電効率は、第3章に示すように、補機の消費電力なども鑑みてシステムの最上流である33kV変圧器の1次側(図4-6のmeasurement point A)で測定することが望ましい。

しかしながら、第3章3.2.4節に示すように、蓄電池システムの充放電効率算出において、充放電効率算出開始時点のSOCと算出終了時のSOCが一致する必要がある。提案のNOC-MEP方式を適用すると、PCSの運用がそれぞれ異なることから、PCSに接続される蓄電池のSOCもそれぞれ異なる。本章では各PCSの交流側電力を用いて充放電効率を算出し評価を行うこととする。測定点は、図4-6のmeasurement point Bとする。

図4-9に蓄電池システムPCS1-1における蓄電池のSOCと蓄電池電圧を示す。図4-9に示すように時刻0:23と22:53はSOCが同一の48%である。0:23と22:53の間のPCSの入出力有効電力の充電電力量Wh_cと放電電力量Wh_dを算出する。なお、本章で用いているデータは蓄電池システム内で記録されているログデータを用いており、SOCデータは、分解能1%で記録されている。充放電効率Effは(4-1)式で表される。

$$\text{Eff} = \text{Wh}_d / \text{Wh}_c$$

…(4-1)式

Eff: 充放電効率、

Wh_c: 充電電力量、

Wh_d: 放電電力量

PCS1-1の2017/02/12の充電電力量Wh_cと放電電力量Wh_dおよび充放電効率Effの算出結果を表4-3に示す。同様に、2017/02/12において80台のPCSに対して充放電効率を算出した結果を表4-4、図4-10に、対象日のPCS80台の各充放電電力量を図4-11に示す。

なお、図4-6に示すように当該大規模蓄電池システムは、6.6kV/300V変圧器20台の300V側にPCSが4台接続されていることから、表4-4のように変圧器ごとに数値を記述した。PCS80台の充放電効率の平均は、93.5%となる。図4-11では7台のPCS(PCS1-4,PCS5-4,PCS8-4,PCS10-3,PCS16-3PCS20-4)において充放電電力量が多いこと、PCS2の群では充放電電力量が小さいことが確認されるが、1日の運用におけるばらつきであり、長期ではほぼ各PCSの充放電電力量のばらつきがなくなり、PCSが均等に使用される。

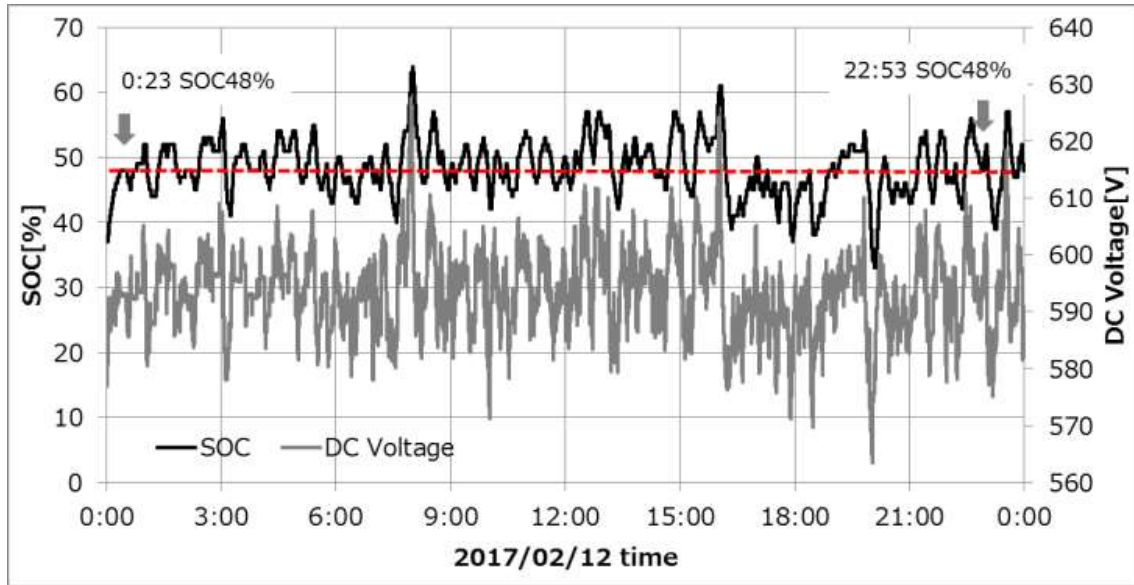


図 4-9 PCS1-1 の SOC および直流電圧

表 4-3 PCS1-1 における充放電効率

		充放電効率
Wh_c	1416kWh	93.7%
Wh_d	1327kWh	

表 4-4 PCS80 台の充放電効率

	PCS1	PCS2	PCS3	PCS4
Trans. 1	93.7%	93.5%	93.5%	93.6%
Trans. 2	93.6%	93.6%	93.4%	93.5%
Trans. 3	93.7%	93.7%	93.5%	93.5%
Trans. 4	93.5%	93.6%	93.5%	93.5%
Trans. 5	93.3%	93.3%	93.5%	93.6%
Trans. 6	93.4%	93.5%	93.3%	93.3%
Trans. 7	93.4%	93.4%	93.4%	93.6%
Trans. 8	93.2%	93.0%	93.1%	93.3%
Trans. 9	93.5%	93.5%	93.5%	93.4%
Trans. 10	93.4%	93.5%	93.6%	93.5%
Trans. 11	93.7%	93.6%	93.7%	93.7%
Trans. 12	93.7%	93.6%	93.7%	93.7%
Trans. 13	93.6%	93.5%	93.6%	93.6%
Trans. 14	93.4%	93.5%	93.5%	93.7%
Trans. 15	93.6%	93.6%	93.5%	93.5%
Trans. 16	93.4%	93.3%	93.3%	93.2%
Trans. 17	93.2%	93.6%	93.3%	93.6%
Trans. 18	93.5%	93.6%	93.2%	93.6%
Trans. 19	93.5%	93.5%	93.5%	93.7%
Trans. 20	93.5%	93.5%	93.3%	93.5%

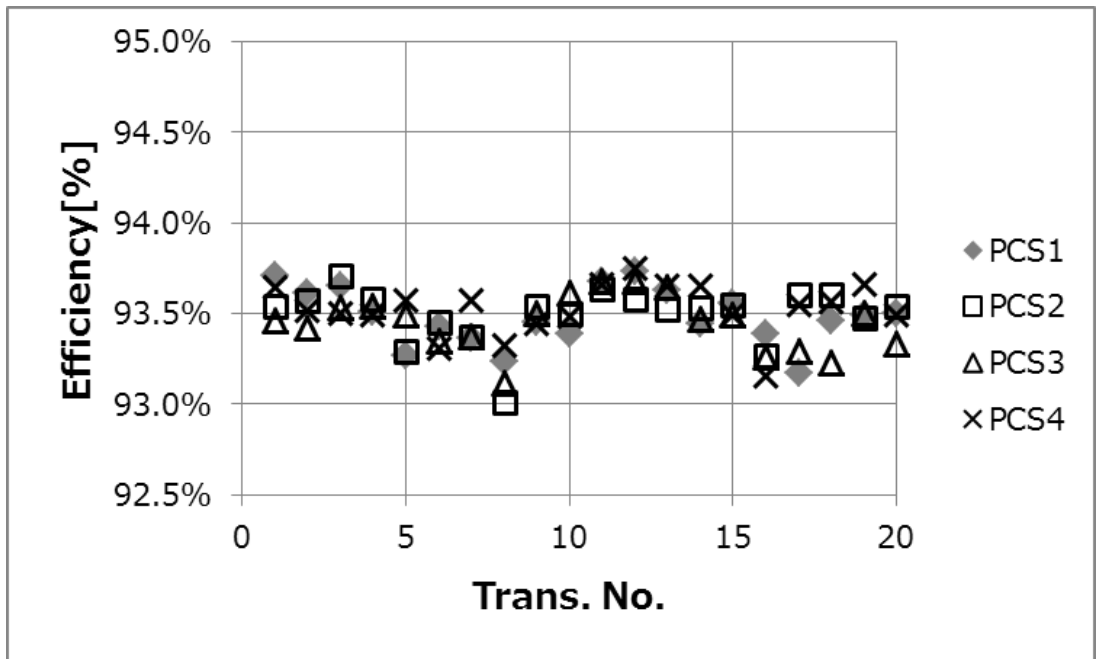


図 4-10 PCS80 台の充放電効率プロット

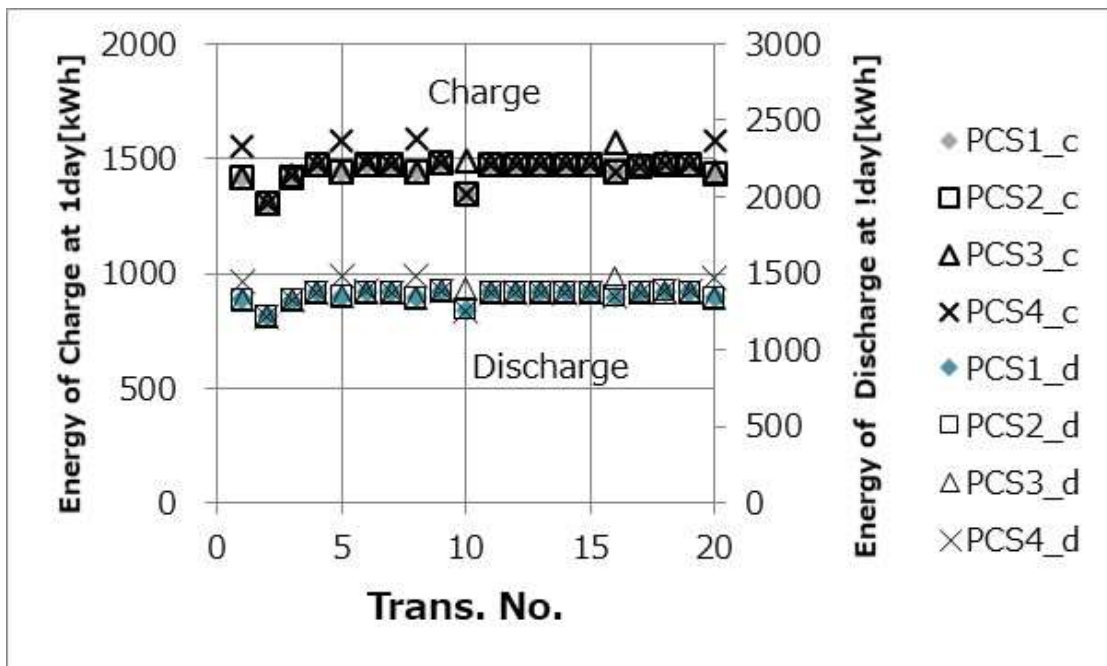


図 4-11 PCS80 台の 1 日の充放電電力量

4.4 シミュレータによる配分方式比較

提案の NOC-MEP 方式は、東北電力西仙台変電所に設置されている大規模蓄電池システムに適用されているが、均等配分方式は実装されていないので、実フィールドでの比較を行うことができない。本章では、電池の挙動を模擬可能な蓄電池シミュレータを用いて、均等配分方式と NOC-MEP 方式の比較を行う。

4.4.1 蓄電池シミュレータ

蓄電池シミュレータの概要を図 4-12 に示す。シミュレータでは、PCS の電力指令を入力し、PCS 効率を模擬して直流側の電力に変換。直流電力を蓄電池電圧で割ることで、蓄電池の入力電流とする。

蓄電池モデル(Battery Model)は、起電力、内部抵抗、コンデンサによる電気回路として模擬した。蓄電池モデルの概要を図 4-13 に示す。起電力、内部抵抗、コンデンサは SOC に依存する値として用いており、蓄電池モデルに SOC、電流を入力することで、蓄電池電圧を算出する。一方、SOC は電流の積算によって計算する。蓄電池電圧が正しく計算されない場合、入力直流電力から電流が適正に算出されず、SOC に誤差として現れる。ここで、シミュレータの妥当性を示すグラフとして図 4-14 を提示す。図 4-14 では実フィールド交流電力を蓄電池シミュレータに入力した結果のシミュレーション SOC と実フィールドでの SOC を示す。

データは図 4-9 と同様に PCS1-1 のデータを用いた。シミュレータでは、図 4-9 に示すように充放電効率を計算する

図 4-14 に示すように、0:23 SOC48%から、充放電効率計算終了時刻の 22:53 SOC48%までの挙動を模擬した。シミュレーション SOC と実フィールドでの SOC の差の二乗平均平方根(RMS)は 1.30%であり、かつ SOC 差の経時的な拡大がないことからシミュレータは実機の挙動を模擬可能であることが確認できる。

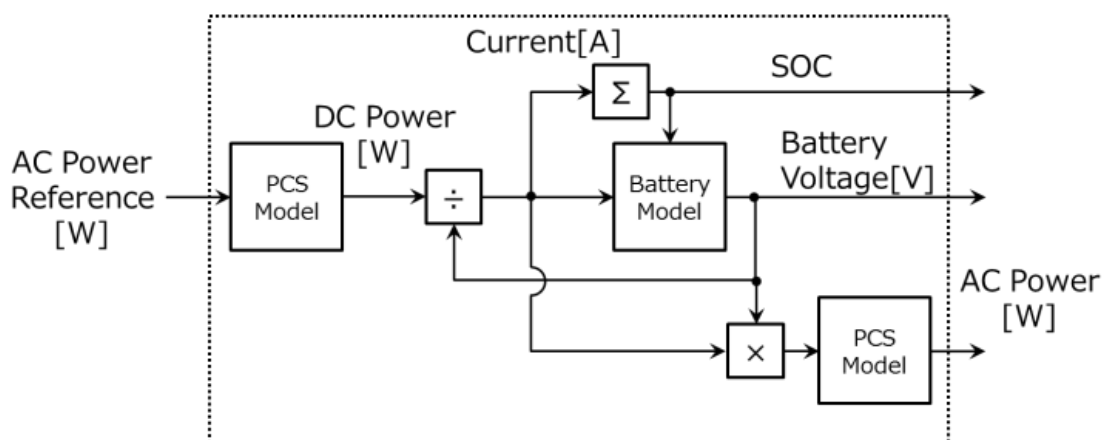


図 4-12 蓄電池シミュレータのブロック図

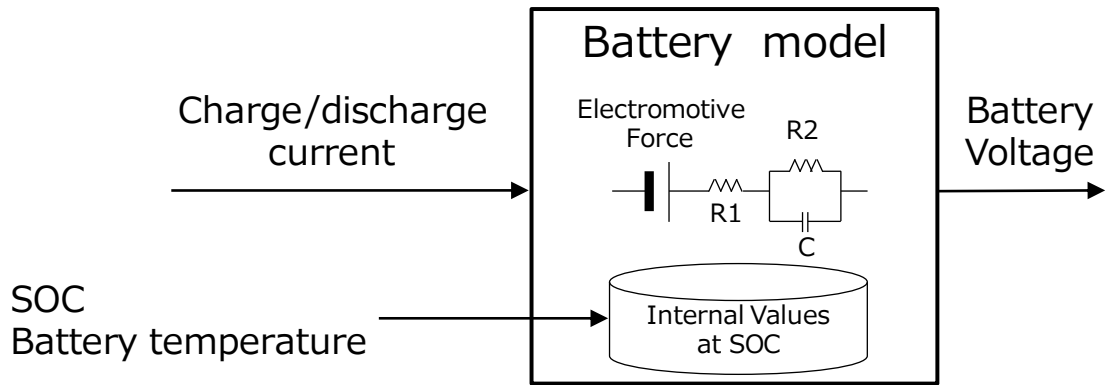


図 4-13 蓄電池モデルの詳細

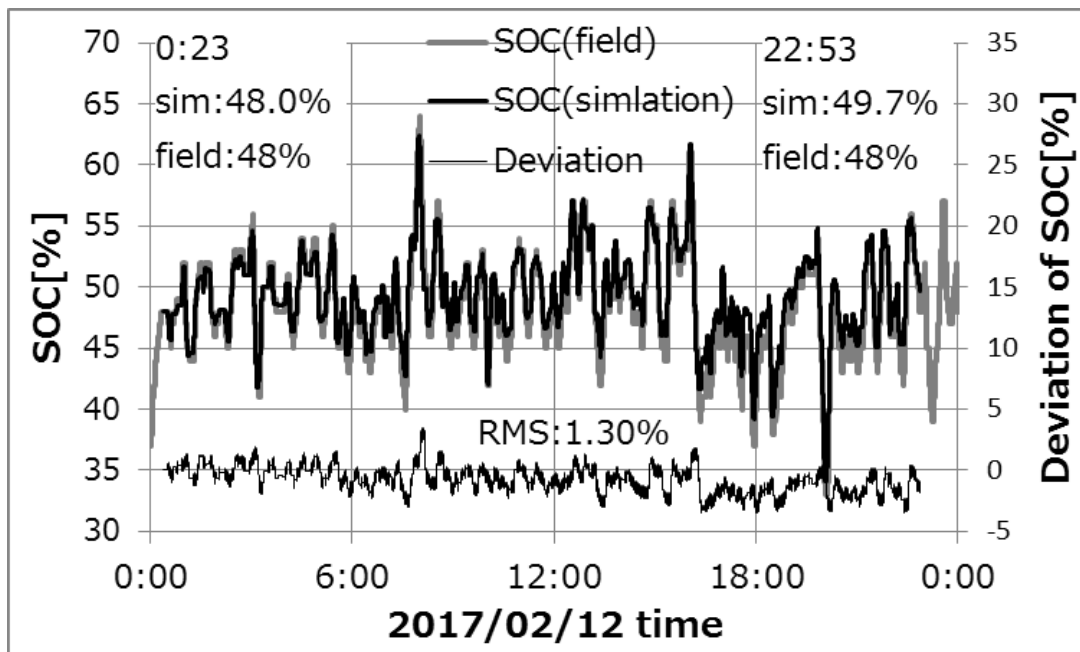


図 4-14 蓄電池シミュレータによる SOC と実機測定結果による SOC の比較(PCS1-1)

4.4.2 均等配分方式と NOC-MEP 方式の比較

蓄電池シミュレータを用いて均等配分方式と、NOC-MEP 方式の充放電効率の比較を行う。80 台の PCS に蓄電池システムの有効電力指令を均等配分した波形は図 4-8(b)、(c)に示した通りである。均等配分方式による有効電力指令をシミュレータの交流電力指令 (AC Power Reference)として SOC を算出した結果を図 4-15 に示す。4.3 節で述べたようにフィールドデータとして記録されている SOC の分解能は 1%であることから、シミュレーションにおいて、充放電効率算出開始点の SOC と終了点の SOC の差が 1%以内であれば同一と判断する。有効電力指令が実機と異なることにより、PCS1-1 のシミュレーションでの SO 開始点、終了点の時刻が実機と異なることが確認できる。

シミュレーション結果である交流電力を用いて充放電効率を算出した結果を表 4-5 に示す。また、表 4-5 に示した NOC-MEP 方式による蓄電池システムの充放電効率と、均等配分方式による充放電効率をグラフで比較したものを図 4-16 に示す。2017/02/12 のデータにおいては、均等配分方式に対して NOC-MEP 方式の PCS 交流側電力の充放電効率は 4.6%point 向上する。

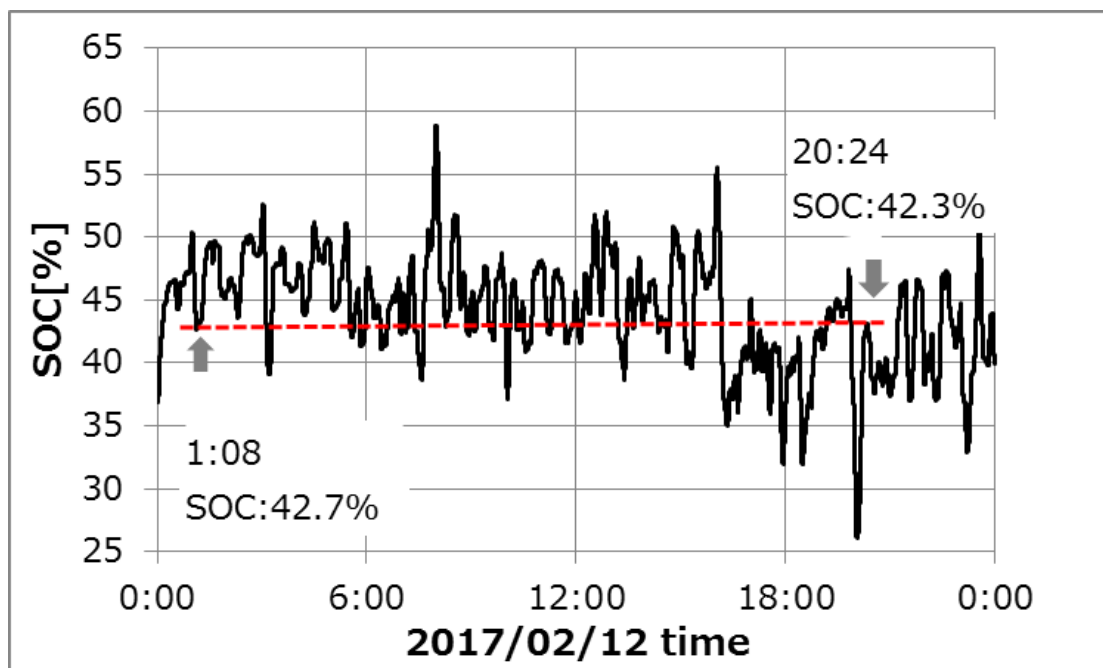


図 4-15 均等配分方式を用いたシミュレーション結果

表 4-5 シミュレーション結果より算出した均等配分方式における充放電効率

		充放電効率
Wh_c	1302[kWh]	89.1%
Wh_d	1160[kWh]	

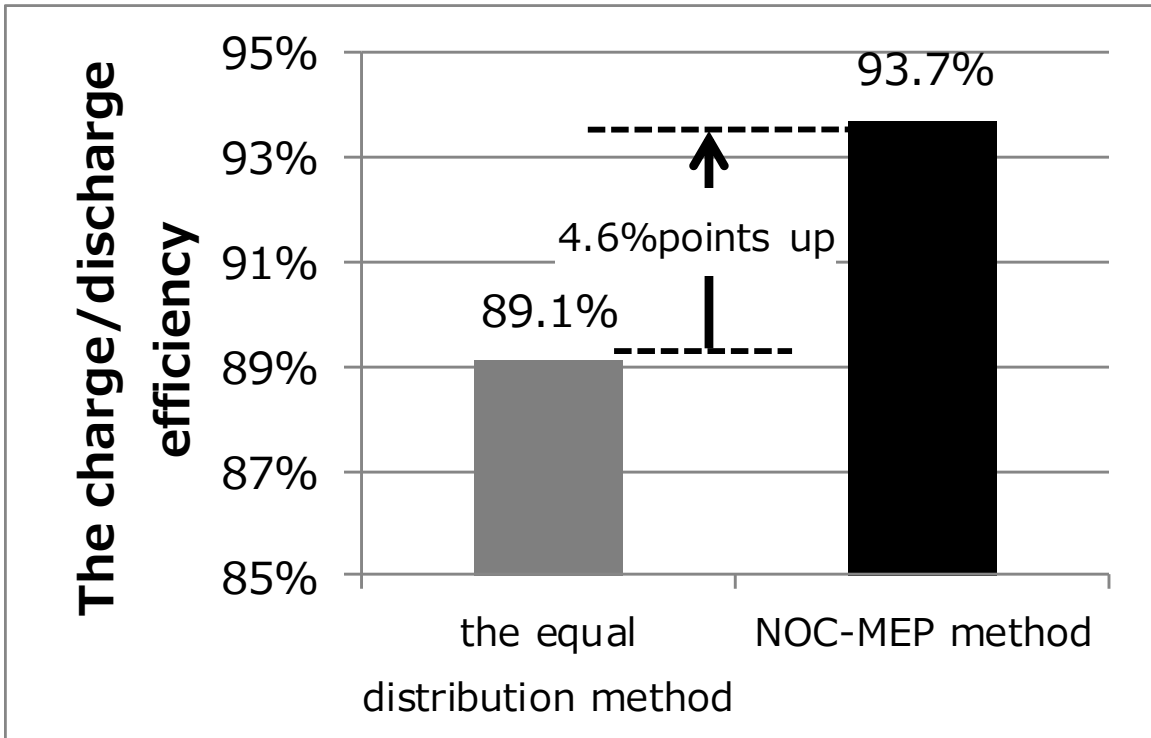


図 4-16 均等配分方式と NOC-MEP 方式の充放電効率比較

4.5 充放電効率に関する考察

本章で提案する NOC-MEP 方式による有効電力指令配分は、高充放電効率を目指した電力指令配分を行うものである。変動抑制用途に適用される蓄電池システムでは系統の変動に応じて入出力電力が与えられることから、低入出力運転、高入出力運転が混在する。NOC 方式は優先順位を常時入れ替えることで複数の PCS の均等運用を、MEP 方式は低入出力運転を排除することで効率的な運用を見込む。しかしながら例えば、最大電力で充放電を繰り返すアプリケーションでは、低入出力運転がなく NOC-MEP 方式と均等配分方式の差はない。NOC-MEP 方式の充放電効率への定量的な寄与の評価、および PCS 台数と充放電効率との相関に関する考察を合わせて行い、蓄電池の経年劣化において蓄電池の内部抵抗が上昇した場合の対応について提案を行う。

4.5.1 運転出力範囲と充放電効率との相関評価

まず、本章で適用した 2017/02/12 のデータを用い、低入出力運転の割合を算出した。低入出力運転は、PCS あたりの有効電力指令が図 4-2 で示した運転下限電力 BPP 以下であると定義する。図 4-17 に、2017/02/12 の 1 日のデータにおいて入出力指令値が BPP 以下となる発生タイミングでフラグを1としたものと、低入出力運転発生回数のカウント数を示す。データは 1 秒単位で記録されており、1 日あたり $60[\text{sec}] * 60[\text{min}] * 24[\text{hours}] = 86400[\text{counts}]$ のデータがある。図 4-17 から 1 日の発生分布をみると発生タイミングはほぼ均一に分布しており、かつ 2017/02/12 において $35347/86400 = 41\%$ で低出力運転が発生していることが確認できる。また、図 4-18 に同日の BPP 以下の有効電力指令のヒストグラムを示す。平均 12.9kW であり、入出力電力値の分布においてもほぼ均一であるとみなせる。この BPP 以下の有効電力指令平均値と低入出力発生時間から、低入出力時の電力量の総和は(4-2)式で表すことができる。

$$12.9[\text{kW}] * 35347[\text{sec}] / 3600[\text{sec}] = 126.7[\text{kWh}]$$

…(4-2)式

低入出力時の損失を上述の BPP 以下の有効電力指令値の総和 126.7kWh と図 4-2 のシステム効率のデータを用いて算出する。図 4-2 より BPP=25kW、その時のシステム効率が 95.0% である。入出力電力 0kW から 25kW までのシステム効率を 0.0% から 95.0% の直線近似として、損失=入出力電力*(1-システム効率)、で計算する。直線近似から、平均値 12.9kW 時のシステム効率は、49.0% である。低入出力時の損失は(4-3)式で算出できる。

$$126.7[\text{kWh}] * (1 - 49.0\%) = 64.6[\text{kWh}]$$

…(4-3)式

一方、電力量 126.7kWh が最高効率点電力 MEP 以上の高入出力にて運転された場合の損失を(4-4)式で算出する。MEP 以上の高入出力運転での効率は平均 95.2%である。

$$126.7[\text{kWh}] \times (1 - 95.2\%) = 6.1[\text{kWh}]$$

…(4-4)式

(4-3)式による結果と、(4-4)式による結果の差が均等配分方式と NOC-MEP 方式の差とみなすことができる。表 4-5 に示した充電電力量 1302kWh に対する割合を計算すると、 $(64.6[\text{kWh}] - 6.1[\text{kWh}]) / 1302[\text{kWh}] = 4.5\%$ となり、図 4-16 で示した均等配分方式と NOC-MEP 方式の充放電効率差 4.6% にほぼ一致する。低入出力運転の一日当たりの割合と、入出力の分布に応じて、NOC-MEP 方式の充放電効率向上の効果を算出することができる。

低入出力運転の割合が大きいアプリケーションに NOC-MEP 方式を適用することで蓄電池システムの充放電効率向上の効果が得られる。

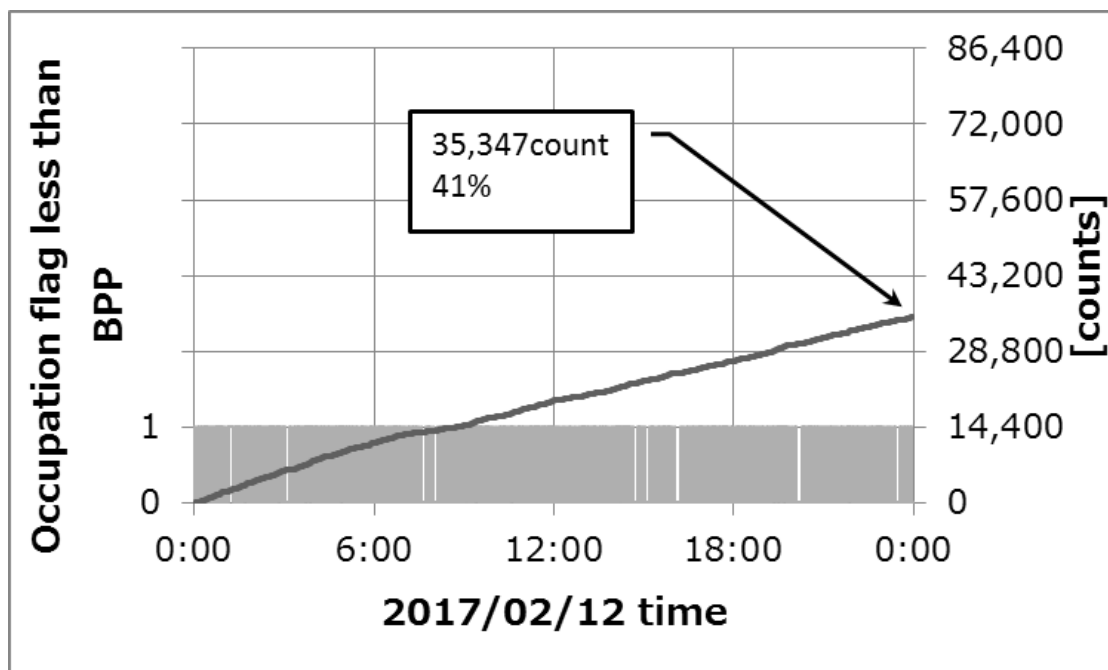


図 4-17 BPP 以下の有効電力指令が発生する頻度と分布

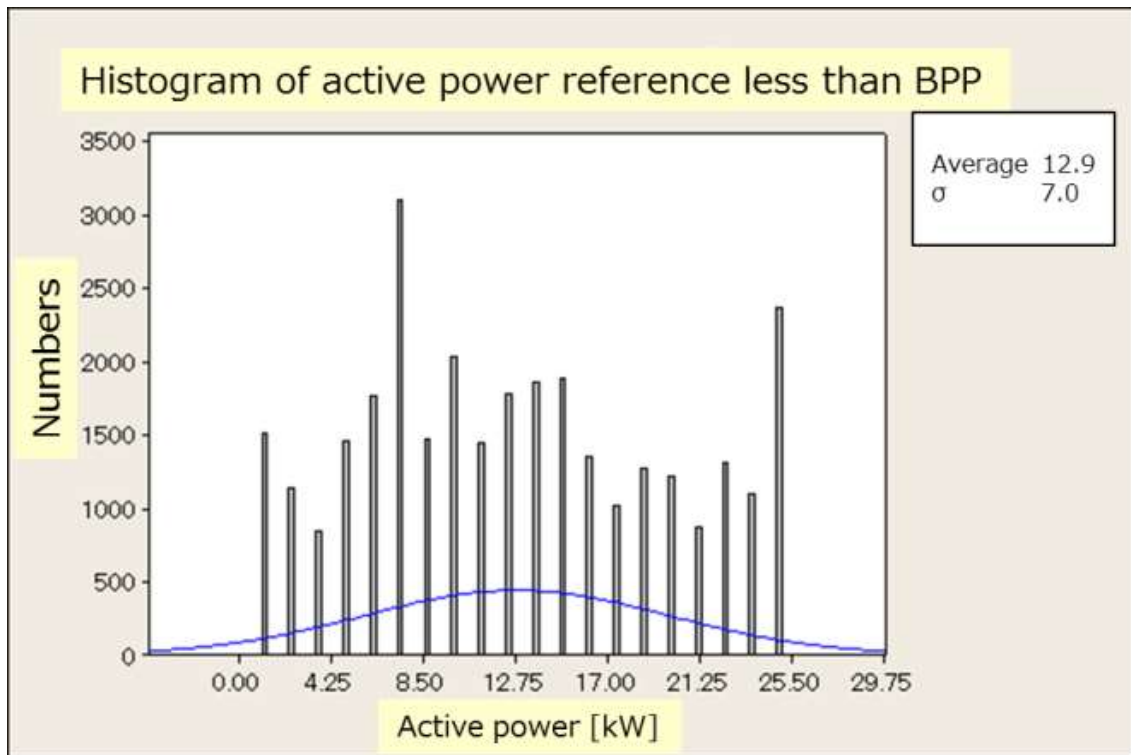


図 4-18 BPP 以下の有効電力指令のヒストグラム

4.5.2 PCS 台数と充放電効率との相関評価

充放電効率を低下させる要因が低入出力運転であることは、4.5.1 節に述べたとおりである。低入出力運転を抑制するために、高効率運転の PCS および蓄電池と損失の小さい待機状態の PCS および蓄電池が併存する必要がある、定性的には 2 台以上の PCS および蓄電池で構成される蓄電池システムであれば充放電効率向上の効果がある。PCS 設置台数と充放電効率の定量的な評価は今後詳細検討が必要である。

4.5.3 蓄電池の経年変化と充放電効率との相関評価

蓄電池の経年変化のひとつに蓄電池の内部抵抗の増加がある。例えば、導入初期 (Beginning of Life) の内部抵抗に対して、2 倍の内部抵抗となった場合を運用末期 (End of Life) として想定した充放電効率曲線を図 4-19 に示す。最高効率点電力 MEP が導入初期と運用末期で移動すること、高入出力運用で充放電効率が低下することから、寿命の指標としての内部抵抗の監視と内部抵抗の増加に合わせた運用の変更が必要となる。今後、経年変化に応じたアルゴリズムの提案が必要である。

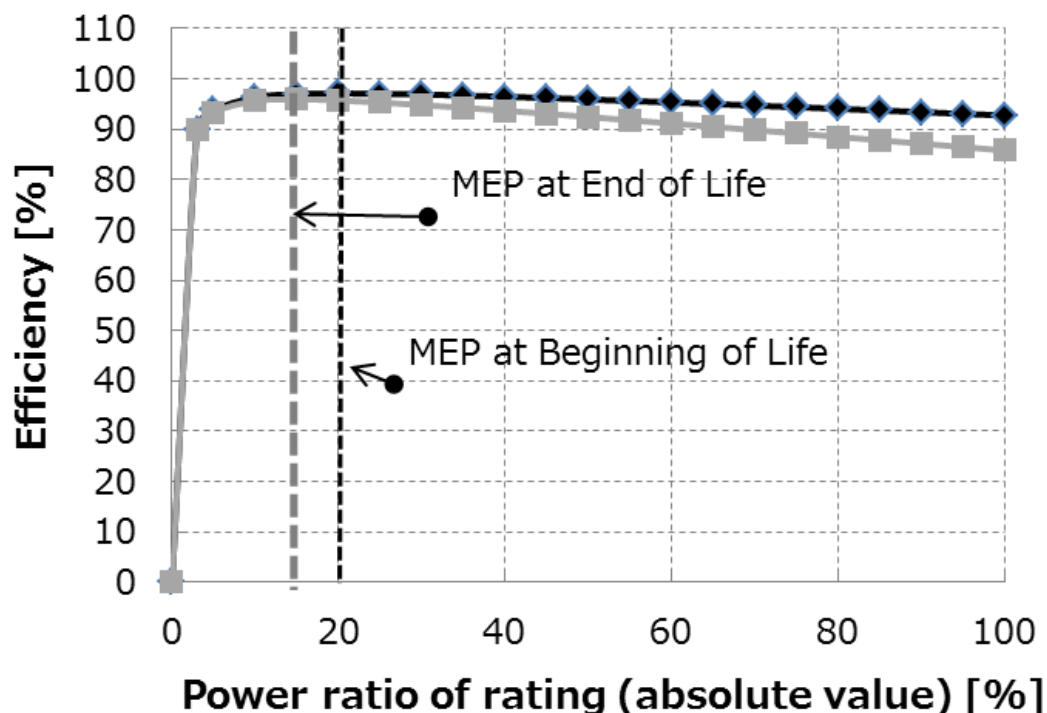


図 4-19 劣化を想定した効率曲線

4.6 まとめ

本章では、複数の PCS を有する大規模蓄電池システムの有効電力指令配分について SOC と温度情報による優先順位選定と低入出力運転を排除する NOC-MEP 方式を提案し、実フィールドデータにおいて PCS に低電力の電力指令が与えられていないことを確認した。

さらに、従来適用されていた均等配分方式と提案の NOC-MEP 方式を適用したシミュレーションを実施し、NOC-MEP 方式により充放電効率が向上することを確認した。変動抑制用途など蓄電池システムの運用や、蓄電池および PCS の特性に応じてシステム制御を行うことで効率向上が期待できる。

今後の課題として、PCS 台数の充放電効率に与える影響および、経年変化の影響を指摘した。それらに関するアルゴリズムの提案と、評価が必要となる。

また、複数の PCS を有するという観点から、文献(6)、(7)に示されるような異種電池への有効電力指令配分や、分散して配置される需要家蓄電池への適用も可能である。目標指標が高効率化だけでなく、長寿命化、系統安定化、電力指令に対する応答率などが指標となると推察される。目標となる総電力指令および配分のアルゴリズムを検討することや、特に長寿命化や系統安定化に関しては効果検証方法が確立されていないため方法の検討が必要となる。

4.7 第4章の参考文献

- (1) Li Yong, Wang Lifang, Liao Chenglin, Wu Lingfei, Li Junfeng, Guo Yanjie, “Effects of Temperature on Dynamic Characteristics of Li-ion Batteries in Electric Vehicle Applications”, ITEC Asia-Pacific 2014 , 1569888107, pp1-6 (2014)
- (2) M. Mizutani, M. Tohara, M. Ide, M. Kiuchi, T. Tanno, Y. Shimpo, T. Kobayashi, “A method of state-of-charge estimation and power reference distribution control for large-scale battery energy storage system” , The Papers of Technical Meeting on “Power Systems Engineering”, IEE Japan, PSE-16-003, pp.11 -16 (2016)
水谷麻美、戸原正博、井出誠、木内麻紗子、丹野勉、新保芳之、小林武則:「大規模蓄電池システムにおける充電状態推定とそれを用いた電力配分制御」, 電気学会研究会資料 電力系統技術研究会, PSE-16-003, pp.11 -16 (2016)
- (3) T. Ambo, E. Ikawa, K. Matsuoka, “Power Conditioning System for Photovoltaic Power Generation Systems”, Toshiba Review, Vol.66, No.1 pp.45-48 (2011)
安保達明、井川英一、松岡一正:「太陽光発電用パワーコンディショナ」, 東芝レビュー, Vol.66, No.1 pp.45-48 (2011)
- (4) S. Wada, “Development of Water Cooled Lithium-ion Battery Module for High Output Power Application”, Journal of the Heat Transfer Society of Japan, Vol.57, No. 240, pp.37-42. (2018)
和田怜:「高出力用途向け水冷リチウムイオン電池モジュールの開発」, 伝熱, Vol.57, No. 240, pp.37-42., (2018)
- (5) M. Mizutani, T. Kobayashi, K. Watabe, T. Wada, “Study of efficiency of Battery Energy Storage System”, IEEJ Transaction on Power and Energy, Vol.136, No. 11, pp.824-832. (2016)
水谷麻美、小林武則、渡部克典、和田具記:「蓄電池システムの充放電効率に関する考察」, 電学論 B, Vol.136, No. 11, pp.824-832., (2016)
- (6) M. Tohara, M. Kubota, T. Endo, Y. Sameda, M. Mizutani, “Power distribution algorithm for multiple batteries”, Proc. of 2013 Annual Conference of Power and Energy Society, IEEJ, No.131, (2013) (in Japanese)
戸原正博、久保田雅之、遠藤保、鮫田芳富、水谷麻美:「複数電池に対する充放電電力配分アルゴリズム」, H25 電気学会電力エネルギー部門大会 No.131, pp06-1 - 06-2 (2013)
- (7) Y. Osaki, K. Toba, M. Mizutani, “Evaluation of Supply and Demand Power Management System with Distributed Consumer Storage Batteries”, Proc. of 2016 Annual Conference of Power and Energy Society, IEEJ, No.263, (2016) (in Japanese)
大崎善朗、鳥羽廣次、水谷麻美:「需要家の蓄電池を活用した電力需給管理手法の特性評価」, H24 電気学会電力エネルギー部門大会 No.263, pp6-2-17 - 6-2-18 (2016)

第5章 大規模蓄電池システムの経年劣化運用に関する研究

5.1 はじめに

本章では、蓄電池システムの通常運用中の稼働データを用いて電池容量を推定する手法を提案する。蓄電池システムの稼働データを用いることで、稼働率を低下させずに電池容量を把握できるというメリットを利用者に提供できる。また提案手法は、計測された充放電電流の積算値とSOC推定値の関係から電池容量を算出する原理的な手法であり、電池種に固有の電池モデル式なども不要で汎用性が高い。さらに本章では、提案手法を実用化する上での課題として、電流検出誤差とSOC推定誤差が電池容量の推定精度に与える影響を低減する手法についても考察・提案する。

以下ではまず5.2節にて、提案手法としてSOC差を用いた電池容量推定方式(以下DSOC電池容量推定方式と記述する。)の概要を述べる⁽¹⁾。初期状態(新品)の蓄電池と初期状態から劣化させた蓄電池を対象に、定電流充放電データを用いた基礎的な評価結果を示す。5.3節では、変動抑制用途の蓄電池システムの実稼働データに提案手法を適用した結果を示し、5.4節にて、電池容量の推定精度に影響する電流積算値とSOC推定値の誤差低減方法を提案する。

また、5.4.3節、5.4.4節では電池容量劣化がSOC推定に及ぼす影響、第4章の有効電力指令配分手法に及ぼす影響について考察する。

5.2 DSOC 電池容量推定方式

5.2.1 蓄電池システム

図 5-1 に電池容量推定を行う蓄電池システムの例を示す。5.1 節で述べたように、電流積算値と蓄電池システムの SOC から電池容量を推定することから、推定対象の蓄電池システムは、単セル電池を多直列多並列に接続して構成され、かつ直列経路に電流センサを保持する蓄電池群を対象とする。

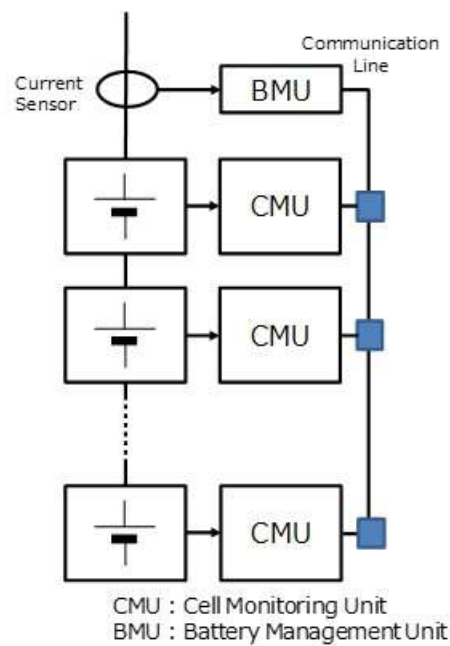


図 5-1 対象蓄電池システム構成例

5.2.2 DSOC 電池容量推定方式

静定状態では OCV から SOC を推定演算することが可能であることから⁽²⁾、蓄電池の充放電動作として、SOC 変動が小さい“静定状態”と、SOC 変動が比較的大きい“非静定状態”に分離可能な運用形態であることを前提とする。非静定状態から静定状態へ移行したタイミングで、静定データの取得と、それまでに取得した静定データ群との関係を利用して電池容量推定を実施する。

図 5-2 に時系列進行するデータを例にとって説明する。本図では、最新の静定状態 T_i が検出された時点の時系列データを示す。 T_i のタイミングでは T_i の SOC である $SOC(T_i)$ を取得するとともに、過去の静定状態のデータ (T_{i-n} , T_{i-2} , T_{i-1} のそれぞれのタイミングで取得した SOC) と、 T_{i-n} , T_{i-2} , T_{i-1} それぞれから T_i までの電流積算値の関係を求める。SOC の変化 (DSOC: Deviation of SOC) は(5-1)、(5-2)式に示すように電流積算値を電池容量 (Capacity) で除したものであり、

DSOC(T_{i-n} - T_i)と電流積算値 $\sum_{t=T_i}^{T_{i-n}} I(t)$ の間には図 5-3 に示すように T_i を原点に配置する直線関係 (比例関係) が成立し、直線の傾きは電池容量に相当する。

$$DSOC(T_{i-n} - T_i)[\%] = SOC(T_{i-n}) - SOC(T_i)$$

…(5-1)式

$$DSOC(T_{i-n} - T_i)[\%] = \sum_{t=T_i}^{T_{i-n}} I(t) \frac{100}{Capacity[Ah]}$$

…(5-2)式

本方式では、電池容量すなわち直線の傾きを推定し、その良否を判定することから、直線とデータとの乖離度合いを表す決定係数 R^2 を指標として扱う。なお、図 5-4 に示すように、横軸を

DSOC ではなく、横軸を静定状態での SOC でプロットしても DSOC との $\sum_{t=T_i}^{T_{i-n}} I(t)$ の相関が変わらないことから、直線の傾きは変わらない。本章では、SOC を横軸に設定することで、データの整合性が確認しやすくなるため、これ以降の相関プロットは横軸を SOC で示す。

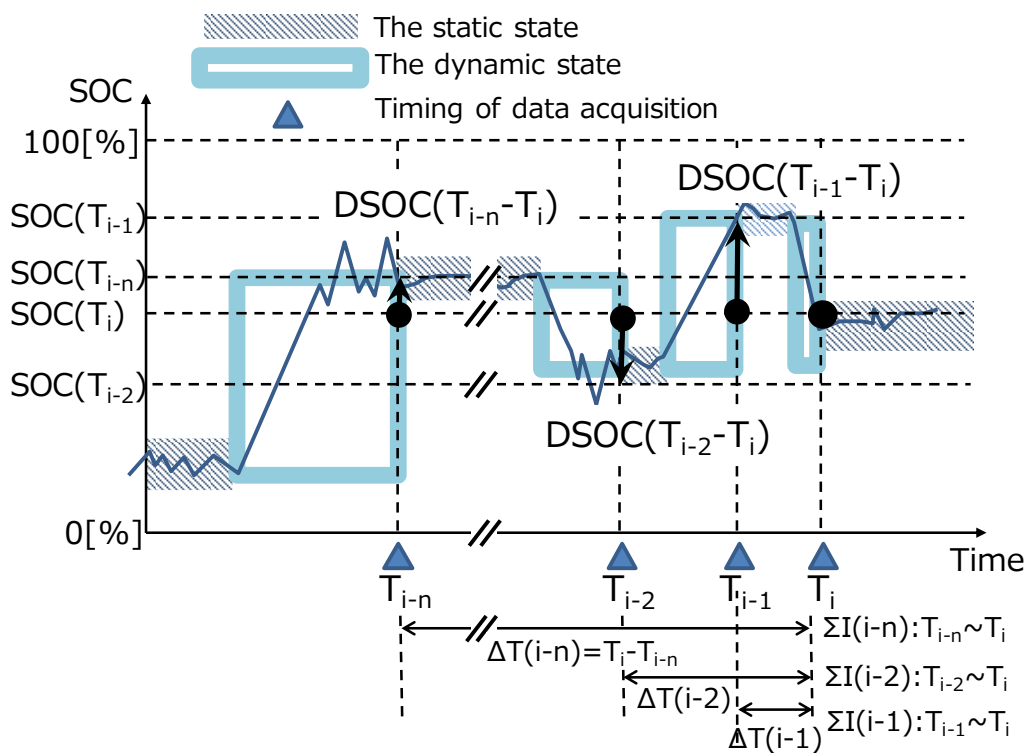


図 5-2 静定状態におけるデータ取得

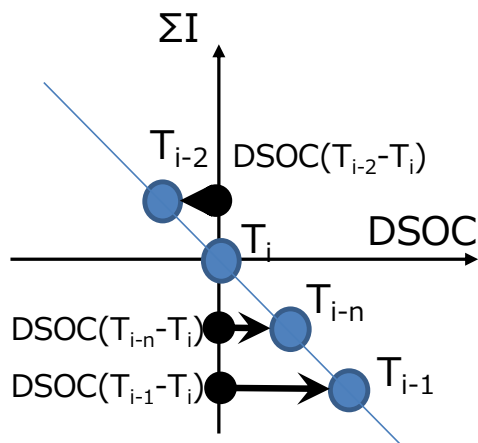


図 5-3 DSOC と $\sum_{t=T_i}^{T_{i-n}} I(t)$ の相関

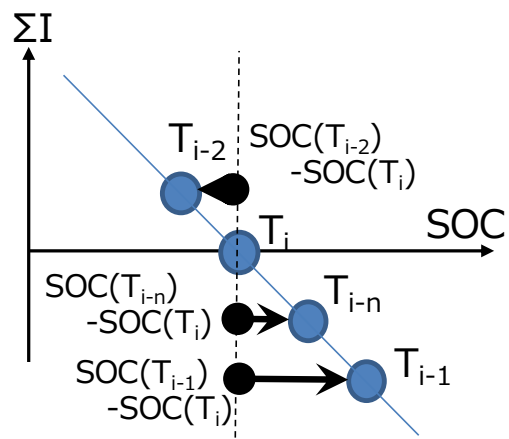


図 5-4 SOCと $\sum_{t=i}^{T-i} I(t)$ の相関

5.2.3 DSOC 電池容量推定方式の基本動作確認

表 5-1 に基本動作を確認する蓄電池の電池セル電圧と電池容量を示す。蓄電池は初期状態の蓄電池と、同じ蓄電池を SOC100%の状態に 65°C環境下に 2 か月設置したものを劣化蓄電池として適用する。

電池容量は、初期状態の蓄電池において放電終止電圧で停止させた状態から、一定電流で充電終止電圧まで充電した時の電流積算値を基準にしてその百分率と定義する。5.2.2 節で述べたように、DSOC 電池容量推定方式では、OCV から得られる SOC を用いており、初期状態および劣化状態においても OCV-SOC の相関が同一である必要がある。図 5-5 に表 5-1 の蓄電池の OCV 実測値を示す。ここでは横軸を放電終止電圧から充電終止電圧までの電流積算値とする。図 5-5 の OCV データに対して、横軸を図 5-5 に示す初期蓄電池、劣化蓄電池それぞれの電池容量(Capacity)の百分率としたグラフを図 5-6 に示す。横軸を SOC(%)とした場合、初期状態および劣化状態での OCV-SOC の相関がほぼ同一となることが確認できる。

適用蓄電池に対する充放電電流および SOC 推定値を図 5-7、図 5-9 に、本提案方式による電池容量推定結果を図 5-8、図 5-10 に示す。静定状態は 3 点観測され、最終静定状態が T3 となる。図 5-8、図 5-10 の直線の傾きから、それぞれの電池容量は、初期状態で 97.7%、劣化状態で 86.1%と推定できる。電池容量推定誤差はそれぞれ-2.3%point、1.2%point と計算される。図 5-7～図 5-10 では充放電が数時間であることから電流検出値の誤差の影響が小さく、また、OCV を用いていることから SOC 推定値の誤差も少ない。これにより、3 点のデータでも電池容量が精度よく推定されている。しかしながら実運用では、検出・推定に誤差が多く含まれると想定されることから、5.3 節以降では検出・推定誤差の影響について分析し、電池容量推定誤差を低減する手法を提案する。

表 5-1 電池仕様

電池セル 定格電圧	2.3[V]	
初期状態に対する電池容量	100.0%	84.9%
電池状態	初期状態	劣化状態

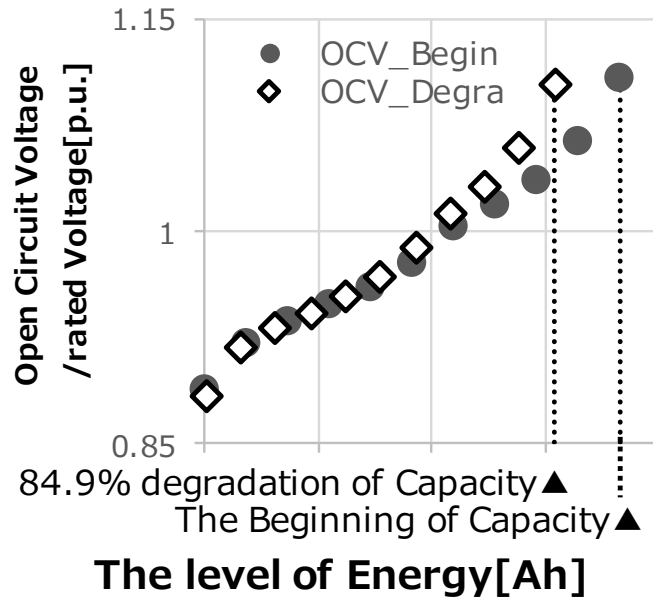


図 5-5 OCVと電流積算値の相関

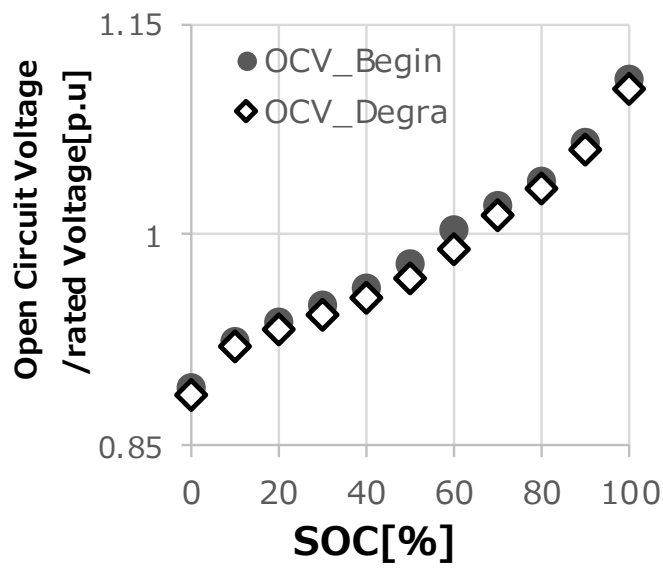


図 5-6 OCVとSOCの相関

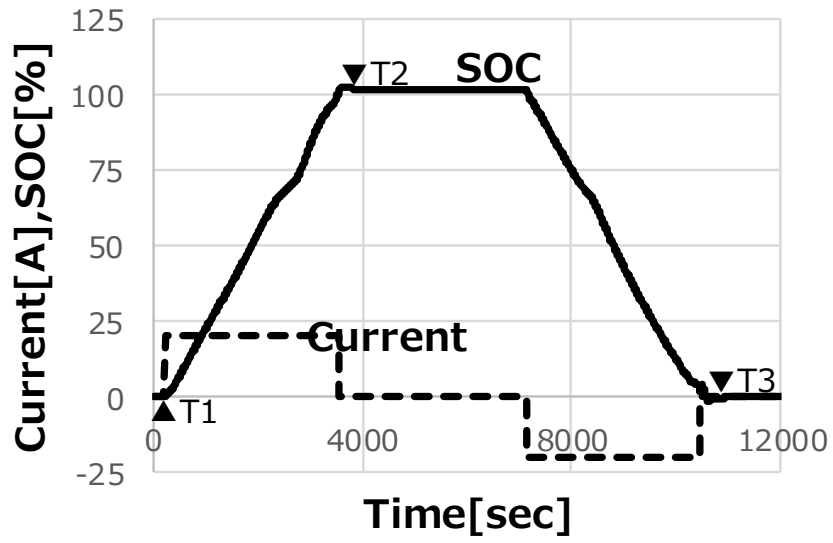


图 5-7 充放电波形(初期状态电池)

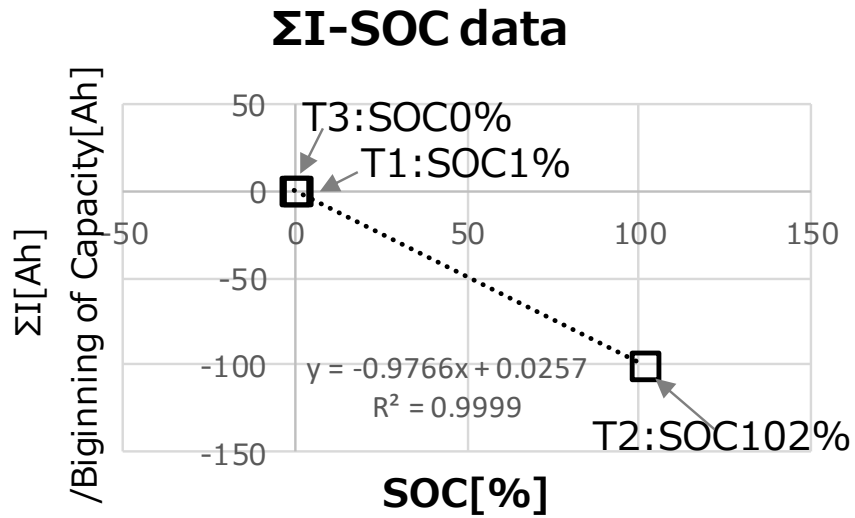


图 5-8 电池用炉輸推定結果(初期状态电池)

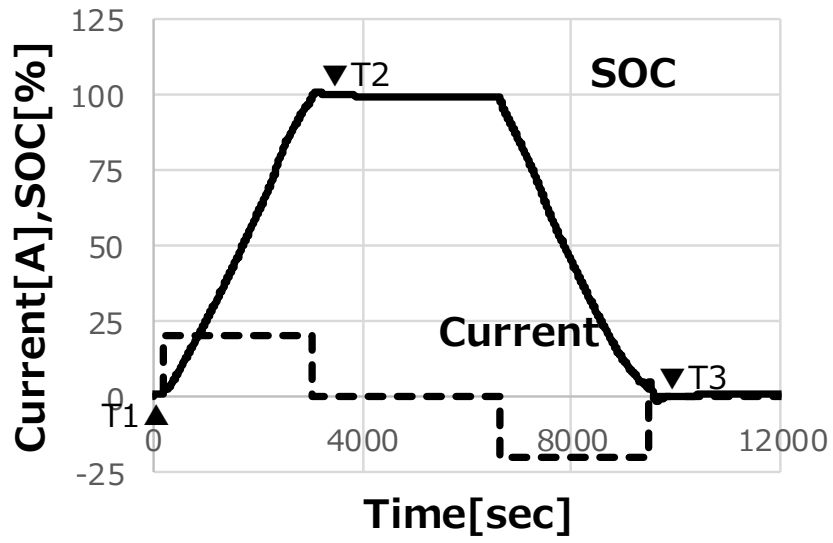


图 5-9 充放电波形(劣化状态電池)

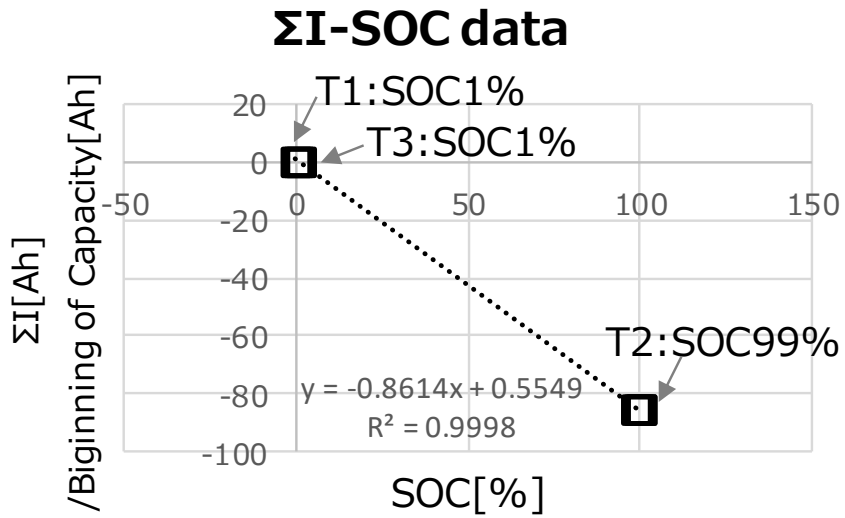


图 5-10 電池用炉輪推定結果(劣化状态電池)

5.3 実稼働データを用いた電池容量推定

5.2.3 節に示した数時間の充放電データにおいて $-2.3\%point \sim +1.2\%point$ の推定誤差で電池容量推定が可能であることが確認できた。本節では変動抑制用途に導入された実稼働データを用いた電池容量推定について述べる。適用蓄電池は表 5-1 に示した蓄電池と同一種のものを用いる。図 5-11 では系統の変動抑制用途に導入された蓄電池システムの、1つの電流センサあたりの1日の充放電電流を例として示す。図 5-11 のデータを含む1週間のデータを用いて電池容量推定を実施した。

稼働データ1週間においては、“非静定状態”から“静定状態”に切り替わる点が220点観測された。また“非静定状態”の最大継続時間は22551秒、最小継続時間は300秒であった。220点のデータにおいてSOCと電流積算値に対する計測電池容量初期値の割合をプロットすると、図 5-12 となる。最新日のデータ(7th day's data)と初日データ(1st day's data)を比較すると、傾きは同程度であるが電流積算値に差が確認される。この差は電流センサの測定誤差が単調に累積されていることによる。図 5-12 の全データを用いると直線の傾きから推定電池容量の計測電池容量初期値に対する百分率は89.3%と算出されるが、決定係数 R^2 は0.57であり、プロットデータと直線の相関が低いことが確認できる。データばらつきの要因は電流積算値とSOCの相関グラフにおける縦軸と横軸の誤差であると見なせるが、本方式ではOCVによるSOC推定を適用することから、SOC推定誤差が少ないとみなし、誤差の主因として電流センサの検出誤差を除去する手法を提案する。SOC推定誤差に関する考察は5.4.1節にて述べる。

補正のフローチャートを図 5-13 に示す。図 5-13 では直線関係を維持する指標、決定係数 R^2 が1に近づくように回帰補正を行う。①の検出(Detection)では、“非静定状態”から“静定状態”への移行を検出する。ここでは検出電流がゼロ近傍を検出する状態とその継続時間から“静定状態”を判定する。②のデータ取得(Data Acquisition)では、“静定状態”が判定される毎に過去のデータ取得値との電流積算値を更新し、SOC値とともに保持する。③の回帰補正(Regression Compensation)では、②の保持データが直線回帰するように電流センサの計測値を補正する。判定指標には直線に対する乖離度合いを表す決定係数 R^2 を用いる。最新データ取得時点 T_i で、直線に対する決定係数 R^2 が0.9以下の場合、データのばらつきが大きいと見なして補正を実施する。 T_i 取得以前に算出された電流積算値 $\Sigma(i-k)$ に対して固定補正值(I_{reg})に時間差 $\Delta T(i-k)$ を積算した値を加算($\Sigma_p(i-k)$)または減算($\Sigma_n(i-k)$)する。2つの補正計算結果を用いて再度決定係数を計算し、決定係数が大きい方の補正結果を電流積算値として保存する。データが取得されたタイミングで、これまでに取得した過去のデータに対して補正計算と決定係数の比較を繰り返し、検出誤差の影響を低減する。

図 5-14 に図 5-13 で提案の誤差低減手法を適用した結果を示す。ここで固定補正值 I_{reg} は収束値の発振を抑制するため微小量であることが望ましいが、小さすぎると図 5-13 の補正計算の収束性が悪化する。そこで図 5-14 の例では、後述の(5-3)式に述べるオフセット誤差の1/10の

値 ($I_{reg} = 0.055\%$) を設定した。誤差低減手法の適用により決定係数 R^2 は 0.93 となり直線性が改善されていることが確認できる。また直線の傾きから推定電池容量の計測電池容量初期値に対する百分率は 95.4% と推定され、計測電池容量初期値 100% に対して -4.6% point の誤差で電池容量を推定可能であることが確認できる。

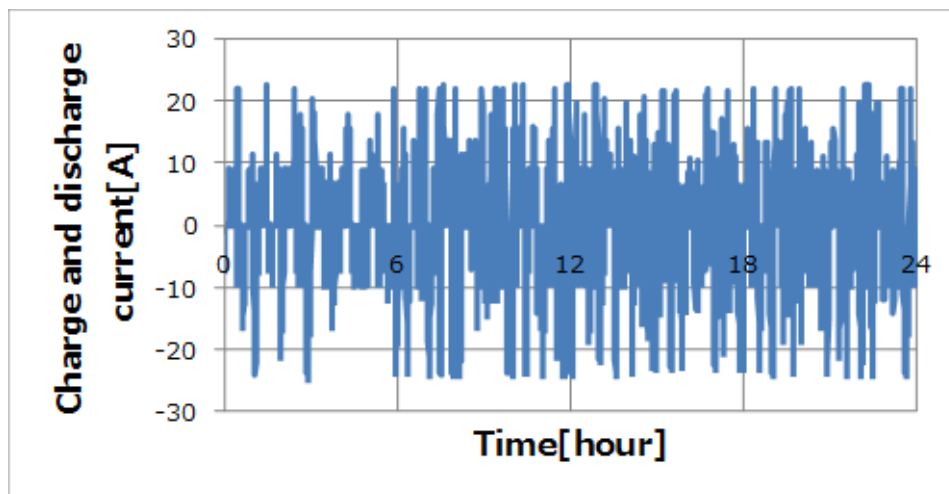


図 5-11 周波数変動抑制用途に導入された蓄電池システム実稼働データ: 電流データ

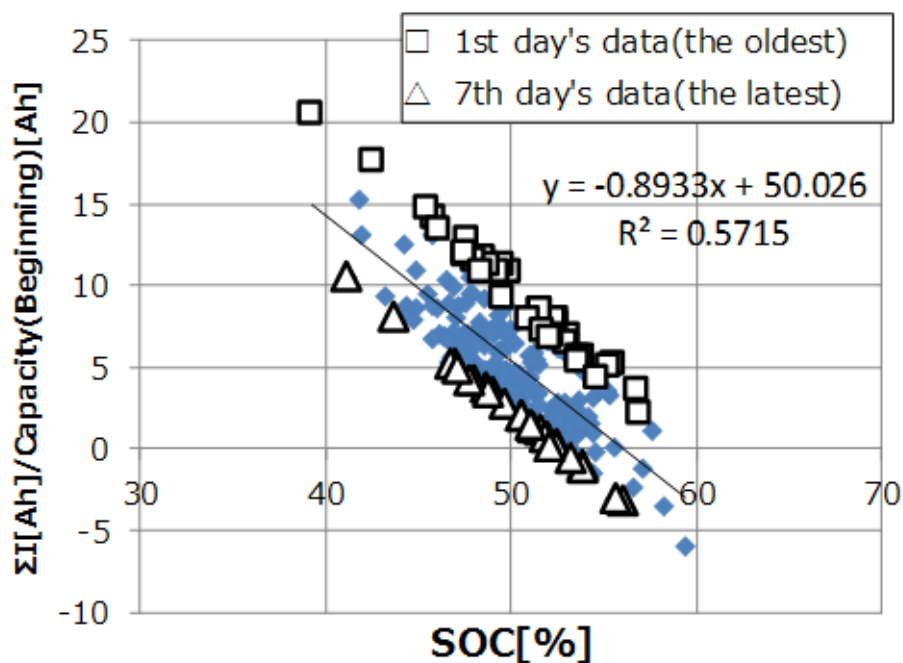


図 5-12 DSOC 電池容量推定方式適用 電流積算値と SOC との相関

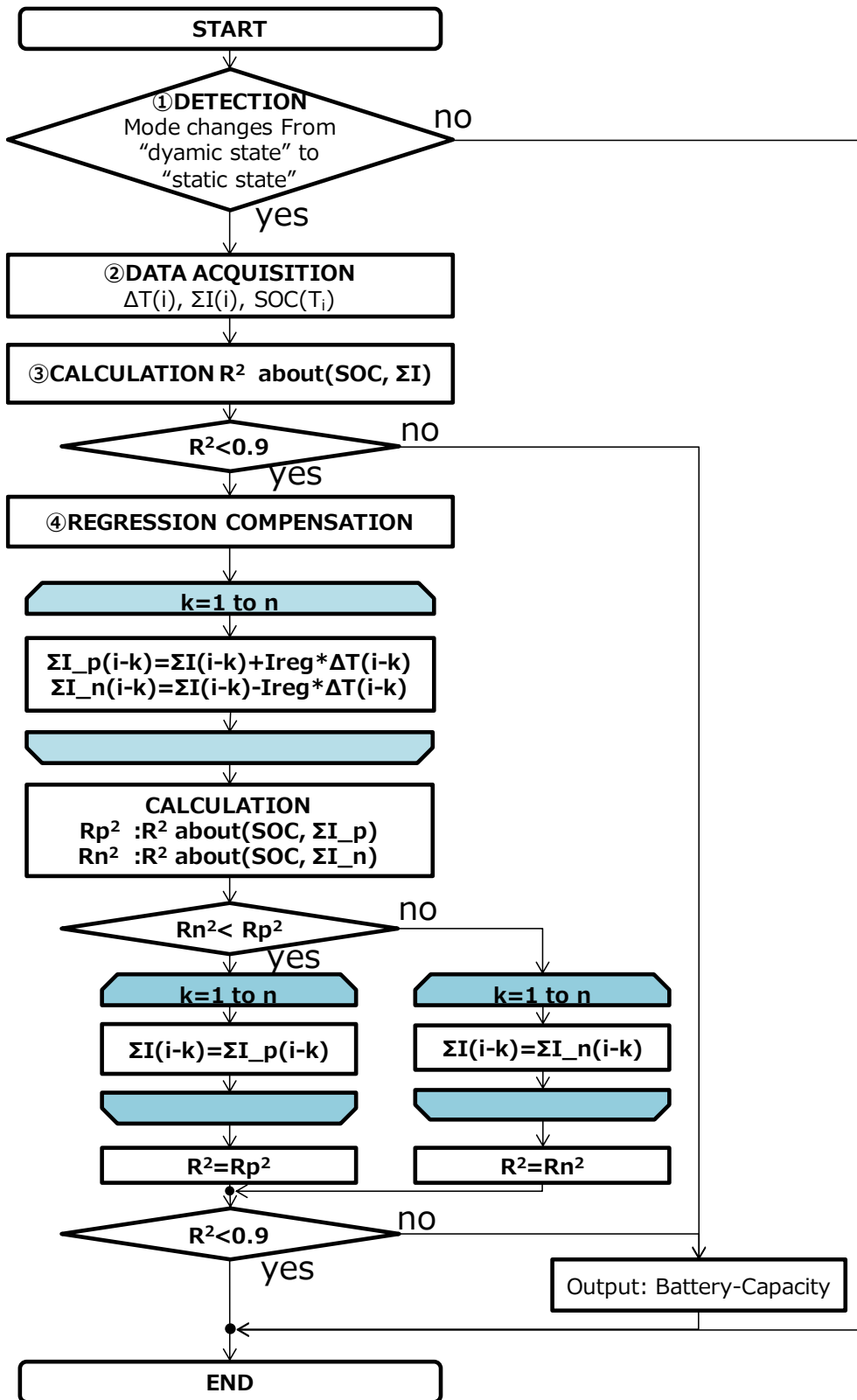


図 5-13 DSOC 電池容量推定方式における電池容量補正フローチャート

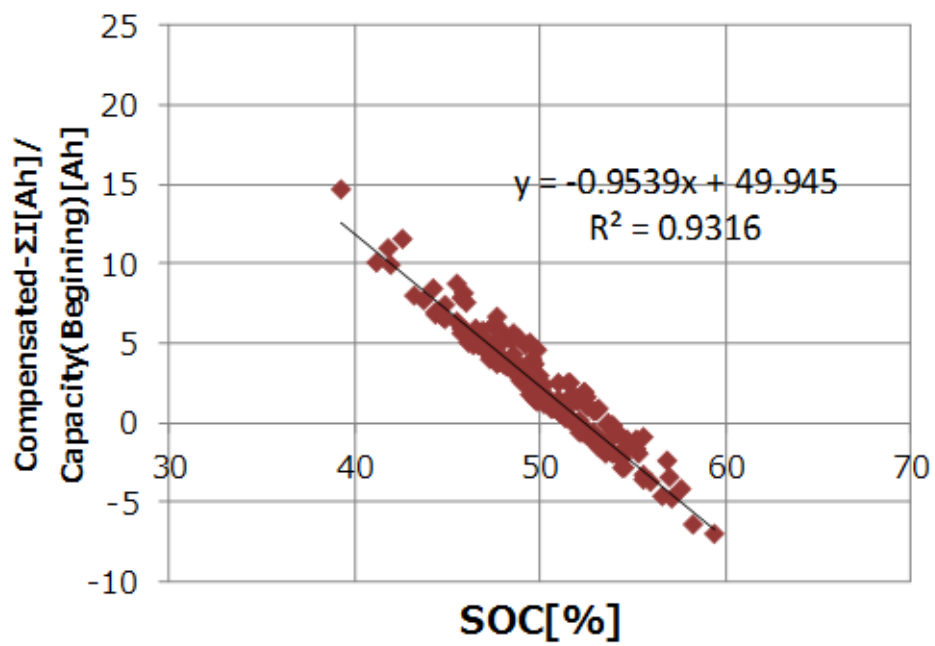


図 5-14 DSOC 電池容量推定方式適用 電池容量補正後の推定結果

5.4 電池容量推定誤差の要因に関する考察

5.3 節で述べたように、SOC 推定には推定誤差、電流積算値には検出誤差が含まれる。これらの誤差が電池容量推定の誤差要因となる。本節ではそれぞれについて考察を行う。

なお、蓄電池の内部抵抗などに起因する損失によって、電流センサで計測される電流積算値と、蓄電池に真に蓄電される電流量とに差異が生じることも誤差要因として推察されるが、温度条件、電流条件など様々な要因によって損失が異なることから、誤差の測定方法を含めて今後詳細検討を行うこととし、本節の検討では要因から除外する。

5.4.1 SOC 推定誤差

本方式では OCV より推定できる SOC を用いるが、充放電電流がゼロとなったのち、すぐに電圧が静定しない期間がある⁽⁶⁾。電圧の静定を待つ必要があるが、5.3 節に示す実稼働データでは静定判定時間を確保することは難しい。静定判定時間を長く設定すると取得データの減少につながる。本章では図 5-15 に示すように、OCV に対して 0.005V 以下となる点を静定判定時間とし、180 秒を設定する。

判定時間を長く設定することと SOC 誤差低減あるいは電池容量誤差低減への影響について述べる。表 5-2 に、5.2.3 節に示した初期蓄電池において電流がゼロになってから 180 秒後のセル電圧、360 秒後のセル電圧を示す。セル電圧は 180 秒と 360 秒で 0.001V の乖離となり、180 秒で取得した OCV と 360 秒で取得した OCV にはほぼ差がないことが確認できる。図 5-6 に示すように、OCV が決まれば SOC が一義的に決まることから、OCV 差が 0.001V であることは SOC に与える影響が軽微と見なせる。

一方で、5.3 節で用いた実稼働データに対して判定時間を 360 秒に変更した場合の回帰分析後のデータを図 5-16 に示す。図 5-14 と比較して決定係数が 0.83 と小さい理由は、取得できるデータが 220 点から 42 点に減少し、補正回数が減少したことが要因と推察できる。同じデータを用いても取得データが減ることによりばらつきが大きくなり電池容量推定の確度が低くなる。判定時間は適用する蓄電池の電圧特性にあわせて OCV の取得と、運用に応じた判定時間を設定する必要がある。

本提案方式は、SOC 差を用いて電池容量を推定することから、高精度な SOC 推定が必要である。充放電中であっても、SOC が精度よく推定可能であれば、OCV から SOC を算出する必要はなく、非静定、静定状態の判定によらず電池容量を推定することも可能である。今後、電池容量推定精度と SOC 推定精度との相関について考察を進め、非静定状態のない運用においても電池容量推定を実施可能な手法の提案が必要である。

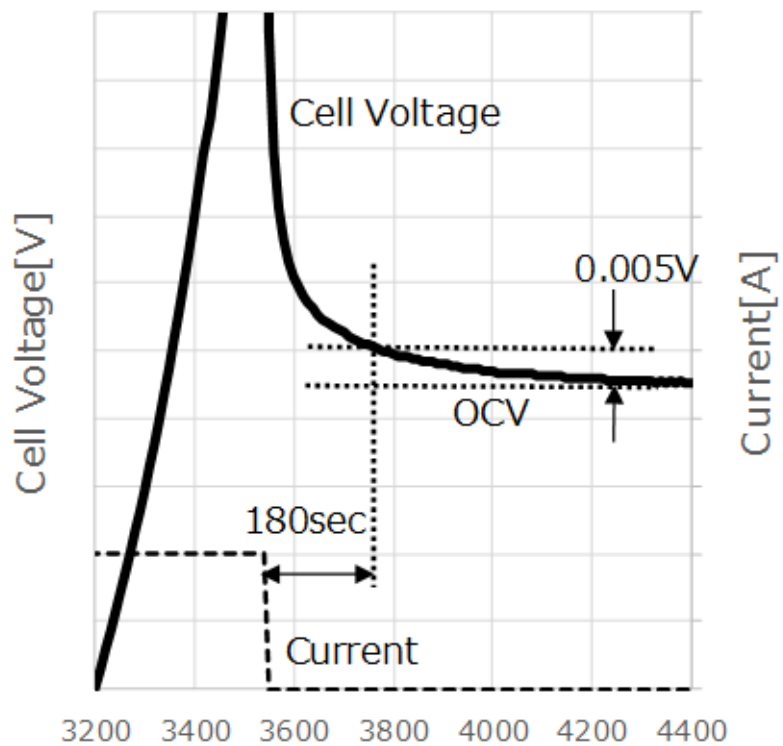


図 5-15 OCVと静定状態判定値

表 5-2 OCVと判定時間の一例

判定時間	180s	360s	差
OCV(T1)	2.103V	2.103V	0.000V
OCV(T2)	2.466V	2.465V	0.001V
OCV(T3)	2.099V	2.100V	-0.001V

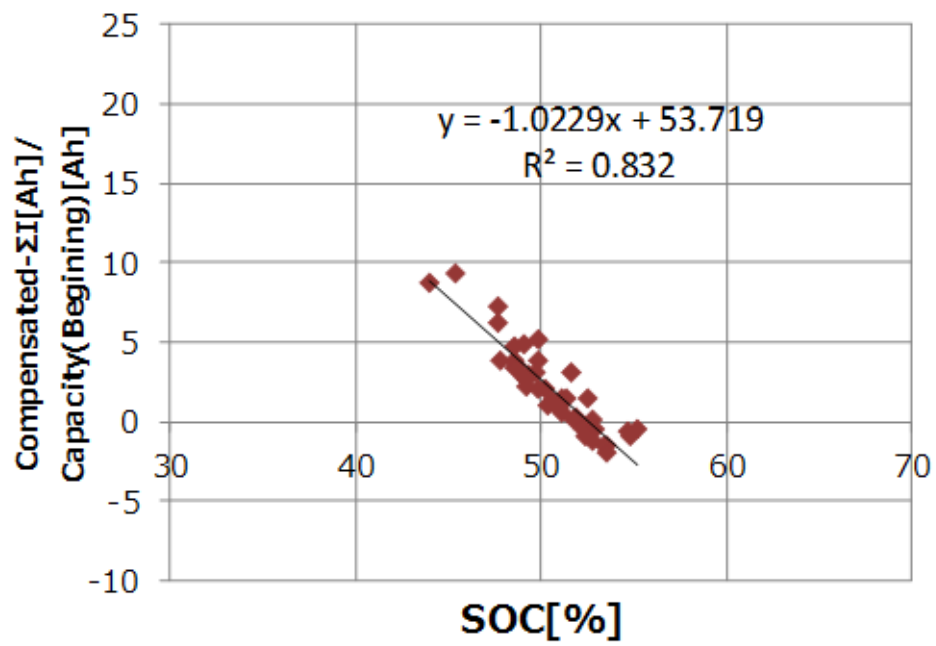


図 5-16 判定時間 360s時のデータによる電池容量推定

5.4.2 電流検出誤差

電流検出誤差は使用する電流センサの精度に依存する。図 5-17 に示すように電流センサの誤差には、電流の向きにかかわらず一定値重畳されるオフセット誤差と、真の電流値に対して K 倍の係数がかげられたとみなすゲイン誤差がある。ゲイン誤差は電流の向きが正負反転となる充放電動作によって相殺されることから、本節ではゼロ点のずれであるオフセット誤差に注目して考察する。5.2.3 節で使用した電流センサのオフセット電流 $I_{offset}(A)$ は 1 時間 (3600 秒) 同じ充放電電流で充放電したと仮定した場合、電池容量 $Capacity(Ah)$ 換算で $I_{offset_PU} = \pm 0.55\%$ となる。換算式を(5-3)式に示す。なお、オフセット電流値 I_{offset} は電流センサの仕様書に記載された値を使用する。

$$I_{offset_PU} = I_{offset} \times 1[h] / Capacity[Ah] \times 100$$

…(5-3)式

初期蓄電池での充電時間は 3319 秒、放電時間は 3319 秒である。電流センサのオフセット誤差による検出誤差は積算時間に比例すると見なせることから、充電時間 3319 秒の場合、(5-4)式で誤差計算でき、 $\pm 0.5\%$ point の電池容量推定誤差 Cp_err が想定される。

$$\begin{aligned} Cp_err &= I_{offset_PU} \times 3319[s] / 3600[s] \\ &= \pm 0.5\% \end{aligned}$$

…(5-4)式

同様に、劣化蓄電池での充電時間 2839 秒、放電時間 2836 秒で、誤差は $\pm 0.43\%$ point、5.3 節の実稼働データでは、電流積算を行う非静定状態の最大継続時間は 22551 秒であり、電流検出誤差による電池容量推定誤差は最大 $\pm 3.4\%$ point と計算される。これらの電流検出誤差と本方式による電池容量推定誤差とを比較したものを図 5-18 に示す。非静定時間すなわち充放電時間が長いと、誤差が大きくなる傾向は電流検出および電池容量推定の双方に共通することが確認できる。本方式では SOC 推定誤差の影響が現れないように、静定状態を検出し、OCV により SOC 推定を行っている、しかしながら、静定状態の出現が運用に依存することから、OCV 以外の手法により常に高精度に SOC 推定が可能であれば、電流検出誤差の影響を軽減できる短い周期での電流積算値を用いることが可能となり、本方式は安定した精度で電池容量推定が可能となる。5.4.1 節で述べたように高精度 SOC 推定手法と合わせて、定周期のデータ取得による電池容量推定手法についても今後検討が必要である。

5.4.1 節の考察から OCV 差が 0.001V と小さく電池容量推定に及ぼす影響は軽微である。一方、5.4.2 節の考察から非静定時間および電流センサのオフセット誤差の積として計算される電流検出誤差と、電池容量推定誤差とに相関があることから電流検出誤差の影響が大きいことが確認できる。

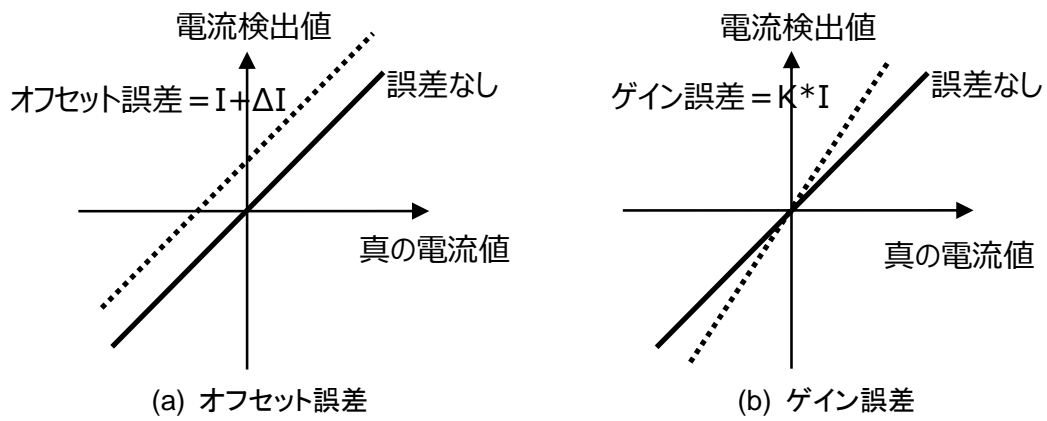


図 5-17 電流センサ誤差

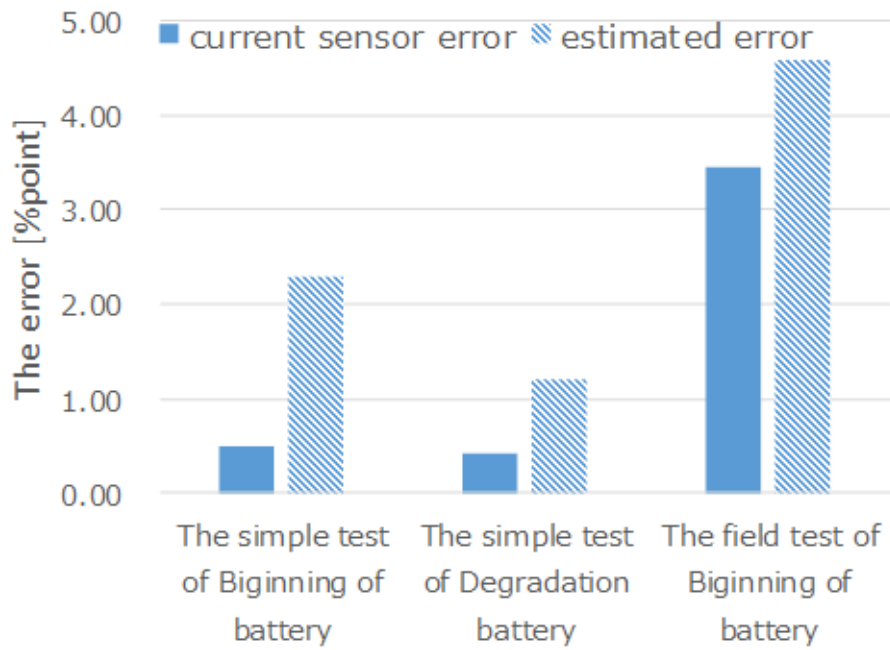


図 5-18 電流センサ誤差と電池容量推定誤差の比較

5.4.3 劣化が進行した際の SOC 推定と電池容量

第2章に述べた CCV-SOC 推定方式において、電池容量の設定によって SOC 推定値が異なる結果となる状態を図 5-19、図 5-20 に示す。図 5-19、図 5-20 は劣化した蓄電池に対して、実際に充放電を実施した結果である。劣化した蓄電池は、5.2.3 節に示した電池と同一のものを使用する。基準 SOC は、電流積算値と電池容量 84.9%で算出したものを使用する。図 5-19、図 5-20 から SOC 推定誤差は、電池容量を初期設定のまま 100%で算出すると、最大-11.5%となることが確認できる。正確に電池容量が推定できれば、SOC 誤差は-2.8%程度となる。このことから、蓄電池の劣化が検出されない状態で SOC 推定演算を行うことは SOC 推定誤差を拡大させることが確認できる。

蓄電池の劣化の傾向は、蓄電池が置かれた温度環境や、充放電の方法によって異なることが知られている^{(3)・(4)}。文献(3)、(4)によれば、劣化は正極・負極のそれぞれの電池容量の低下や正極負極の電位の組み合わせ位置のずれが顕在化するものとされているが、5.2.3 節で述べたように蓄電池の OCV と SOC の曲線形状は大きく変化しない場合、本提案のように、電流積算値と SOC 推定値との相関から電池容量推定を行うことが可能である。

一方、劣化により OCV-SOC 曲線の形状が大きく異なる電池も存在しうることから、今後そのような電池に対しても適用できる DSOC 電池容量推定方式の検討が必要となる。

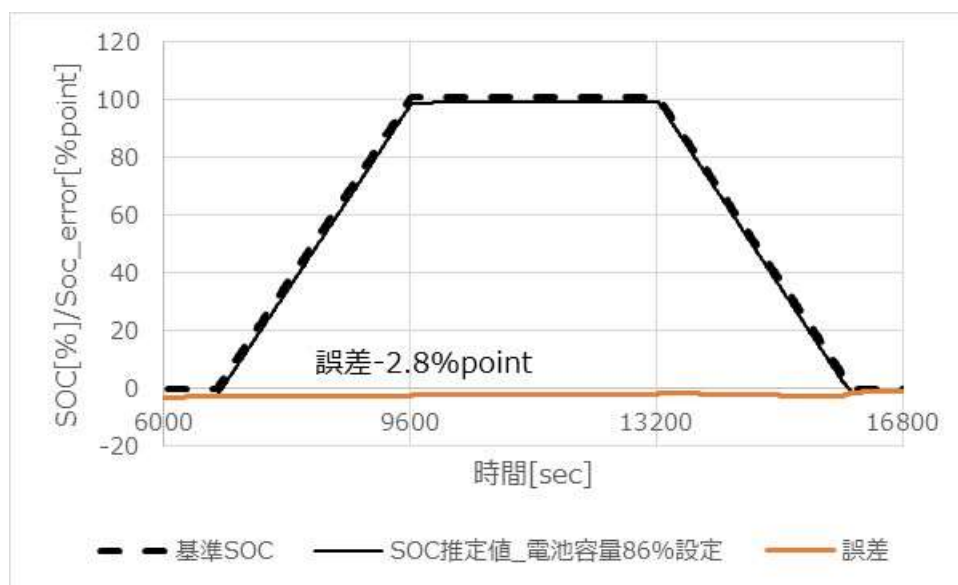


図 5-19 電池容量 84.9%劣化電池に対して、電池容量 85%と設定したケース

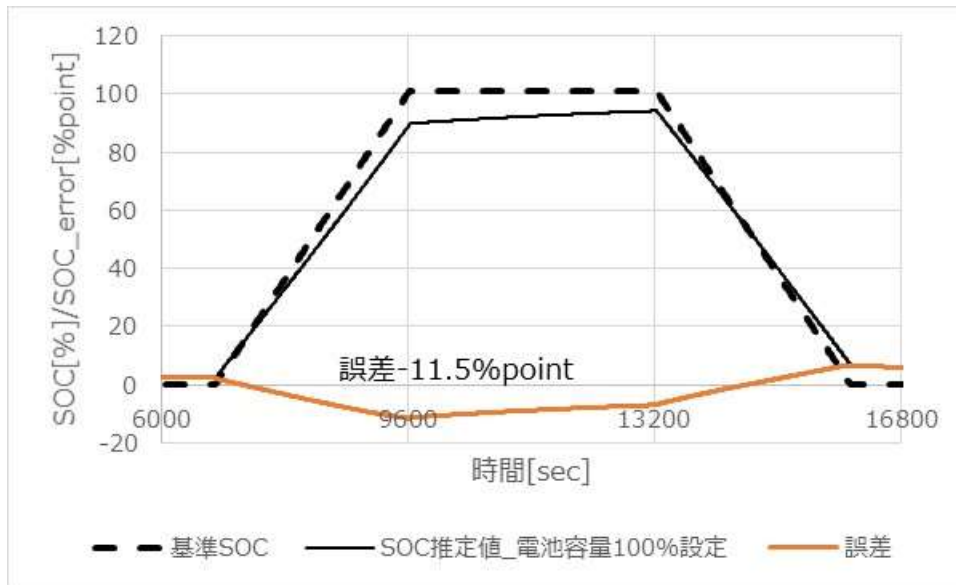


図 5-20 電池容量 84.9%劣化電池に対して、電池容量 100%と設定したケース

5.4.4 SOC 推定誤差の NOC-MEP 有効電力指令配分方式への影響に関する考察

SOC 推定誤差が第 4 章で提案した NOC-MEP 有効電力指令配分方式に及ぼす影響について述べる。誤差の重畳された SOC を適用した場合、図 5-21 に示すように SOC の運用領域を超えてしまう可能性がある。文献(5)では、高 SOC 領域、低 SOC 領域で劣化が促進されることが報告されており、SOC 誤差による SOC 運用領域の超過が効率や寿命へ及ぼす可能性がある。これらの影響についてシミュレーションを実施し、確認を行う。

シミュレーションでは、4 台の PCS に接続される蓄電池システムに一定の SOC 誤差を与える。誤差の設定値を表 5-3 に示す。図 5-22 に示す有効電力指令を 4 台の PCS の全体指令値として与えた場合、SOC 推定値と SOC の真値は図 5-23 に示すように推移する。推定値に誤差がある場合、SOC の真の値は推定値よりも高 SOC 側あるいは低 SOC 側に存在することが確認できる。図 5-24 では SOC 推定誤差 0%の時の容量減少率および効率を1とした時の SOC 推定誤差に対する比率を示す。図 5-24 の結果はシミュレーション対象である一日の充放電における容量低減と効率を計算したものである。容量低減は、文献(5)に示す type-1 の特性を用いて SOC の滞在時間と容量低下速度の相関から算出する。文献(5)に示す蓄電池の特性によれば、高 SOC、低 SOC で劣化が促進される劣化特性を示している。効率は、第 3 章に示す算出式を用いて算出する。この結果から SOC 推定誤差を低減することにより、真の SOC が高 SOC、低 SOC の領域に滞在しなくなるため、蓄電池の長寿命化、充放電効率の向上に寄与できる。文献(5)の劣化速度情報によれば、SOC20-80%であれば劣化の影響を受けにくいと推察できる。初期導入コストは SOC を 0-100%で運用することで小さくなるが、セルの交換を含むランニングコストでは、運用 SOC を制限するほうがよい場合もある。電池の特性、ユーザーの運用方法、ユーザーの期待寿命に従って使用 SOC 範囲を提案することが望ましい。

5.4.3 節で、劣化による電池容量低減を SOC 推定に反映した場合、SOC 誤差は 2.8%となることから、反映しない場合の 11.5%に比べて蓄電池の長寿命化、充放電効率の向上が見込めることが確認できる。

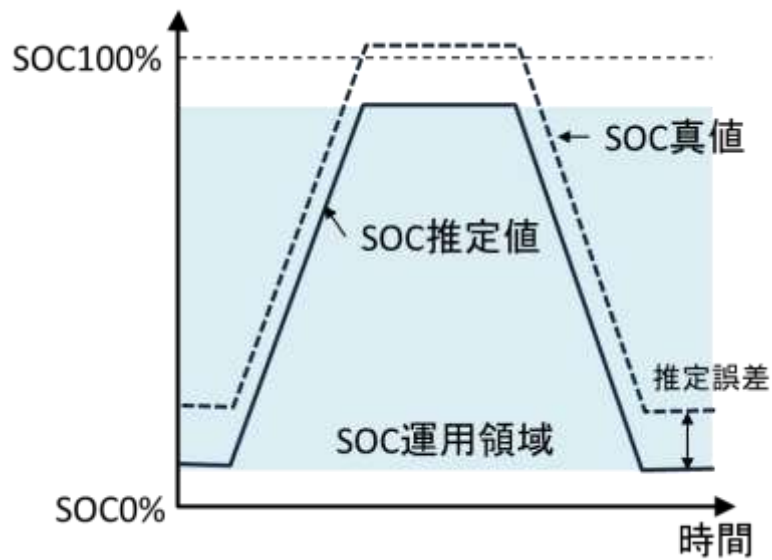


図 5-21 SOC 誤差による運用 SOC 領域超過の例

表 5-3 シミュレーション条件 SOC 誤差設定

項目	設定値
蓄電池システム定格出力	2000kW
PCS	4 set (500kW*4set)
蓄電池システム定格電池容量	1000kWh
電池種別	リチウムイオン電池
最高効率点電力	300kW
優先順位再計算刻み時間	60 秒

	Initial SOC	SOC 推定誤差設定			
		0%	+3%	+5%	+10%
Battery at PCS1	40%	0%	+3%	+5%	+10%
Battery at PCS2	50%	0%	-3%	-5%	-10%
Battery at PCS3	60%	0%	+3%	+5%	+10%
Battery at PCS4	70%	0%	-3%	-5%	-10%

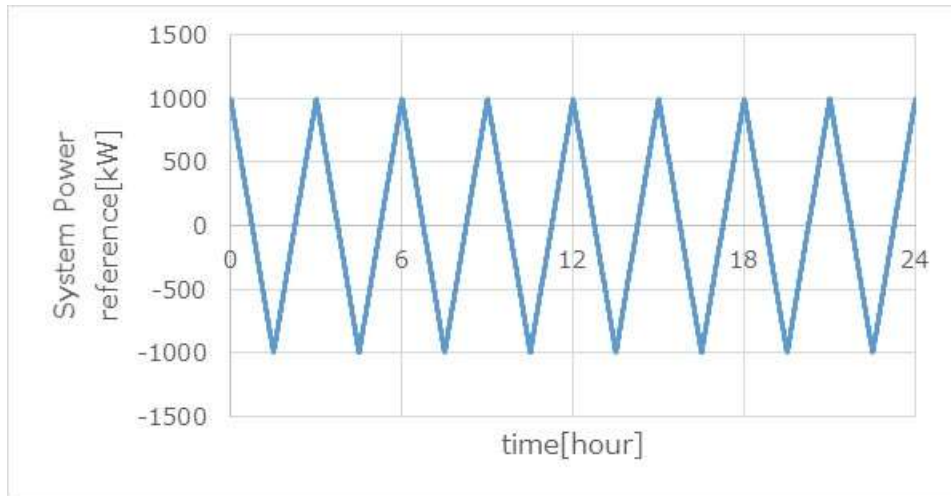
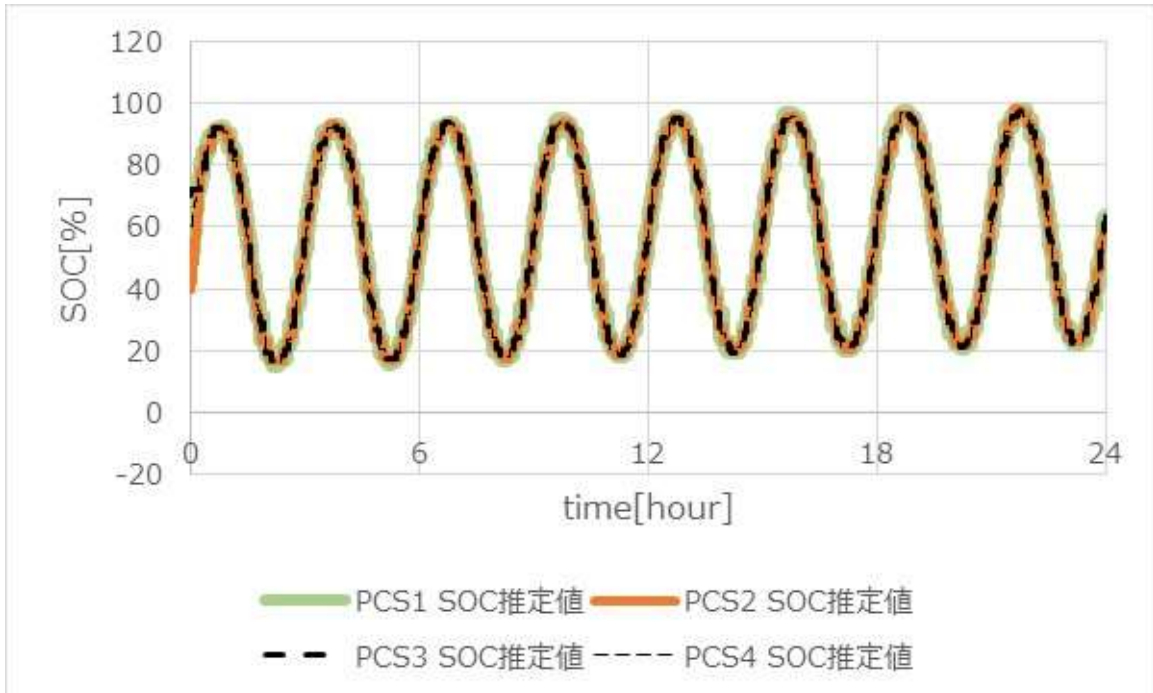
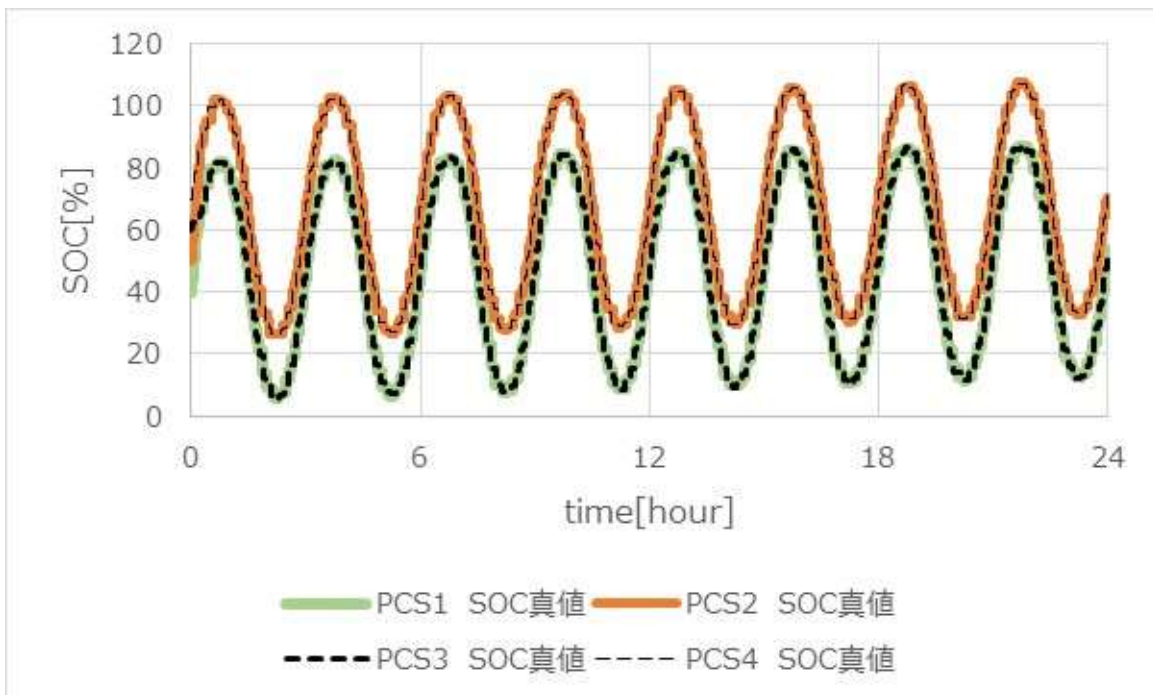


図 5-22 蓄電池システム全体の有効電力指令(+1015kW -1000kW)

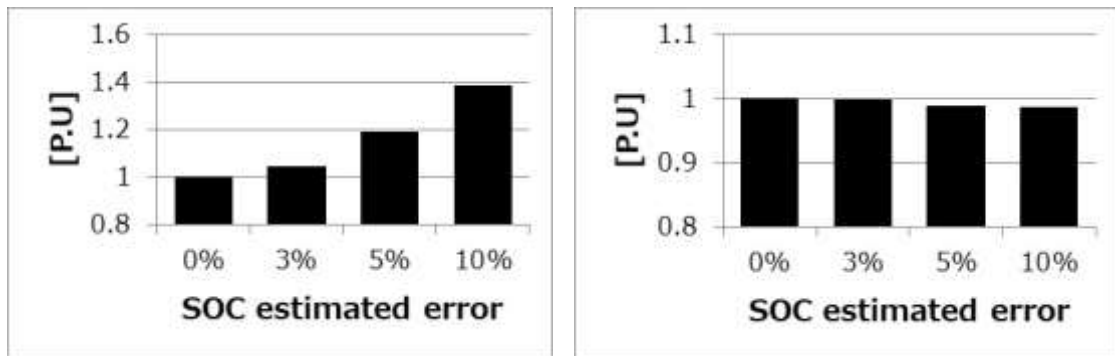


(a) SOC 推定値



(b) SOC 真値

図 5-23 SOC 推定誤差を与えた場合の推定値と真値の比較



(a) 蓄電池の容量減少率

(b) 効率減少率

図 5-24 SOC 推定誤差を与えた場合の蓄電池劣化と効率への影響

5.5 まとめ

本章では、蓄電池システムの電池容量の新しい推定手法として、SOC 差を用いた DSOC 電池容量推定方式を提案した。提案方式は、通常運用中の稼働データを用いて劣化傾向を把握できることから、蓄電池システムの稼働率を低下させない点に特長がある。定電流充放電データおよび変動抑制用途の実蓄電池システムの充放電データを用いて、電池容量が $\pm 5\%$ 以内の誤差で推定可能なことを示すとともに、提案手法を実用化する上での課題として電流計測誤差と SOC 推定誤差の影響について考察し、その低減方策を示した。

また、SOC 推定値には電池容量推定が必要であることを述べるとともに、SOC 推定誤差の低減が長寿命化と高効率化に寄与することも確認した。

蓄電池劣化の研究では長期間にわたる取り組みが必要である。継続的に精度評価を行うとともに、劣化に伴って OCV-SOC 曲線の形状が変化する電池への適用など、対象範囲の拡大についても検討する必要がある。

5.6 参考文献

- (1) M. Mizutani, M. Ide, S. Yamazaki : “Estimation method for Battery Capacity on the battery storage system using deviation of SOC”, Proc. of 2018 Annual Conference of Power and Energy Society, IEEJ, No.27, pp.4-2-7~4-2-12 (2018) (in Japanese)
水谷麻美, 井出誠, 山崎修司:「蓄電池システムの SOC 差を用いた電池容量推定手法」, 平成 30 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.27, pp.4-2-7~4-2-12 (2018)
- (2) Aaron Mills, Joseph Zambreno” Estimating state of charge and state of health of rechargeable batteries on a per-cell basis”, 2015 Workshop on Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES), pp.1-6, (2015)
- (3) T. Morita: “ Charge Curve Analysis for Performance Degradation Evaluation and Effective Utilization of Lithium-Ion Batteries Visualization of Values Resulting from Interoperation of Multiple Infrastructure Systems”, Toshiba Review, Vol.71, No.2, pp.52-53(2016) (in Japanese)
森田朋和:「電池の劣化把握と有効活用を実現する充電曲線解析技術」, 東芝レビュー, Vol.71, No.2, pp52-53(2016)
- (4) Yo Kobayasi, Takeshi Kobayashi, Kumi Shono, Yasutaka Ohno, Yuichi Mita, Hajime Miyashiro, ”Decrease in Capacity in Mn-Based/Graphite Commercial Lithium-Ion Batteries ”, Journal of The Electrochemical Society, 160(8), A1181-A1186 , (2013)
- (5) M. Tohara, M. Kubota, T. Endo, Y. Sameda, M. Mizutani, “Power distribution algorithm for multiple batteries”, Proc. of 2013 Annual Conference of Power and Energy Society, IEEJ, No.131, (2013) (in Japanese)
戸原正博、久保田雅之、遠藤保、鮫田芳富、水谷麻美:「複数電池に対する充放電電力配分アルゴリズム」, H25 電気学会電力エネルギー部門大会 No.131, pp06-1 - 06-2 (2013)

第6章 結論

6.1 まとめ

本論文では、電力系統向け蓄電池システムの高効率運用実現に必要な技術の一つである高精度 SOC 推定についての提案、充放電効率モデルについての提案、高効率運用手法提案、および経年劣化が高効率運用手法に与える影響について検討、考察を行った。本論文の成果を以下にまとめる。

(1) 蓄電池システムにおける充電状態推定(第2章)

SOC 推定の精度は、蓄電池システムの運用において性能や効率を左右する重要なファクターであり、高効率運用手法(第4章)の入力となる重要な項目であることを示した。

SOC 推定手法として、通電時の蓄電池セル電圧を用いた SOC 推定方式(閉回路電圧推定を用いた SOC 推定方式(CCV-SOC 推定方式))を提案した。提案方式では、閉回路電圧推定値と、検出される蓄電池電圧との差を SOC 推定値にフィードバックし、SOC 推定値を補正した。電圧情報を使用することで電流積算誤差の拡大を防ぐことが可能であり、CCV-SOC 推定方式の適用により 37 日間連続運用後の SOC 推定誤差が 0.8%であることを実証機にて確認した。

長期間の連続運用においても、電流センサ誤差が SOC 推定に影響を及ぼすことがなくかつ、高精度に SOC 推定が可能であることが確認できることから、閉回路電圧をもちいて SOC 推定を行う本方式が有用であることを示した。本論文の高効率運用手法(第4章)の SOC 推定は、CCV-SOC 推定方式を適用した。

(2) 大規模蓄電池システムの充放電効率の評価モデル(第3章)

汎用性のある定式化を行い、異なる蓄電池システムの充放電効率を所定条件のもとで比較可能な充放電効率モデルを新規に提案した。充放電効率モデルでは、電力系統向け蓄電池システムを構成する主要な機器として、変圧器、変換器、補機、蓄電素子の 4 種類を抽出し、それぞれの損失を設計値として定義した。また、充放電効率モデルにおいて考慮すべき下記2点を提示し、実フィールドにおける実測値に対して近い値で充放電効率を設計値から導出、評価できることを確認し、提案する充放電モデルの確からしさを示した。

- ① 蓄電池システムの運転パターン(SOC 範囲、充放電電力など)を定義する必要がある。
- ② 空調や換気扇などの補機損失は、蓄電池システム設置場所の周辺環境温度によって変動する可能性があり、補機の運用実態に応じ、季節平均・外気温度の安定している期間の平均などの適切な値を採用する必要がある。

(3) 大規模蓄電池システムの高効率有効電力指令配分手法(第4章)

大規模蓄電池システム、あるいは複数の需要家蓄電池システムを一括管理するようなシステムで着目されていなかった効率向上を目標とした有効電力指令配分により、運用コスト低減のメリットを提示し、有効電力指令配分手法として本論文(第2章)で提案したCCV-SOC推定方式を用いたNOC-MEP電力指令配分方式を提案した。

NOC-MEP電力指令配分方式では、複数の電力変換器を有する大規模蓄電池システムに対して、損失の少ないPCSと蓄電池の組み合わせを選択する優先度指標であるNOCの設定と、損失の大きい低出力領域を使用しないように最高効率点MEP以上の有効電力指令配分を行った。本方式の動作を確認するシミュレーションにより、充電時に低SOCの蓄電池を有するPCSを優先的に使用するアルゴリズムに従った有効電力指令配分が実施されていることを確認した。また実際の電力系統向け大規模蓄電池システム40MW-20MWhのPCS80台に対して提案方式を適用し、低電力領域を使用していないことを確認した。

さらに、第3章で提案した充放電効率評価モデルを用いて、前述の電力系統向け大規模蓄電池システム40MW-20MWhに対して従来の均等配分方式とNOC-MEP配分方式を適用・比較し、NOC-MEP配分方式の充放電効率が4.6%point向上することを確認した。考察として、周波数変動抑制のための総電力指令に低電力領域が41%含まれること、この低電力領域を使用しない電力指令配分が効率向上に寄与することを明らかにし、提案の電力指令配分方式が有用であることを示した。

(4) 大規模蓄電池システムの経年劣化運用に関する研究(第5章)

従来手法では、電池容量推定に特定パターンの充放電が必要となり、その間、蓄電池システムは本来の用途で運用できないため稼働率が低下するという課題について述べた。一方で、定期点検が実施される発電所設備などに併設される蓄電池システムにおいても、経時的に劣化診断を実施することで定期点検周期を延伸することが可能であることを提示した。

電池容量低下を推定する手法として、運用稼働中に電池容量を推定する方式(DSOC電池容量推定方式)を提案した。提案方式では、静定期間を検出することで得られるOCVによるSOC推定値と、静定期間と静定期間の間の電流積算値をプロットすることで得られる直線の傾きが電池容量であるという原理を適用することを示し、本手法が劣化によってOCVとSOCの相関が変わらない電池であれば電池種別を問わず適用可能であることを示した。

変動抑制用蓄電池システムの1週間の実運用データに本方式を適用した結果、電流積算誤差により、SOC推定値と電流積算値のデータにばらつきが生じることが確認できた。このばらつきを抑制するために、ばらつきの決定係数を1に近づけることを指標とした補正アルゴリズムを併せて提案した。これにより、±5%以内で電池容量が推定可能であることを確認し、提案方式が有効であることを示した。

さらに電池容量推定誤差に起因するSOC推定誤差が、第4章の有効電力指令配分方式の適用において、寿命と効率に及ぼす影響を明らかにした。真のSOCとSOC推定値に差が発生す

ることで、高 SOC、低 SOC 側に蓄電池の真の SOC が推移し、寿命の低下、効率の低下を引き起こすことを示した。寿命と効率の観点からも、SOC 推定誤差はできる限り小さくすることが望ましいことを提示した。

本論文では電力系統用大規模蓄電池システムの蓄電池としてリチウムイオン電池を対象としたが、それ以外にも鉛蓄電池、ニッケル水素電池、Nas 電池、レドックスフロー電池などさまざまな蓄電池があり、また全固体電池のように安全性が高く、高エネルギー密度の次世代蓄電池の開発も進んでいる。しかしながら、序論に述べた蓄電池の普及を推進する要素「低コスト」「長寿命」「安全性」のすべてを兼ね備えた蓄電池はリチウムイオン電池を含めて、まだ存在していない。なお、エネルギー密度は、系統用蓄電池システムとしては敷地面積に関係するため、コストに包含される。前述の 3 つの要素を備えた蓄電池が開発されることで、大規模蓄電池システムの可能性がさらに広がることが推察される。

6.2 今後の課題

大容量蓄電池システムはすでに国内外で普及しつつあるが、導入から 10 年経過したものは少ない。本論文においても劣化に関する電池容量低下を検討したが、劣化に関する更なる検討が今後の課題となる。

4 章で述べたように、蓄電池の経時劣化において、NOC-MEP 方式の初期導入時の MEP を使用し続けることの影響や、MEP を切り替える場合の指標を検討する必要がある。

また、5 章で述べたように、DSOC 電池容量推定方式を経時的に OCV が変化する電池に適用する場合の課題、あるいは、DSOC 電池容量推定方式が OCV の発生に依存することなく適用できるように常に高精度に SOC 推定を行う手法の検討が必要である。

また電力指令配分に関しては、最適化指標を、寿命、系統安定化あるいは電力指令に対する応答率など明らかにし、評価手法を明確にした上で、配分アルゴリズムを検討する必要がある。

謝辞

はじめに、奥野喜裕教授、岡村哲至教授、末包哲也教授、長崎孝夫准教授、肖鋒教授には、お忙しい中、本論文の審査を引き受けていただき、ご指導いただきましたことに深く感謝いたします。特に指導教員の奥野喜裕教授には、本論文を作成するにあたり、ご指導ご鞭撻を賜りました。心よりお礼を申し上げます。

本研究の開始に際し、東芝エネルギーシステムズ株式会社 エネルギーシステム技術開発センター 栗山透首席技監にご助力いただきました。本研究の主要な部分である、電力系統向け蓄電池システムの開発にあたり、東芝エネルギーシステムズ株式会社 グリッド・アグリゲーション事業部 高木喜久雄技監には、開発の初期から方向性の示唆をいただき、また同 小林武則主幹には学術論文作成を含め多大なご助言をいただきました。同社府中工場電力システム制御部の丹野勉グループ長をはじめとした製品部各位には大規模蓄電池システム開発で大変お世話になりました。電池各種推定アルゴリズムは、株式会社東芝を定年退職されております戸原正博氏が基礎を構築されました。

関西電力株式会社 渡部克典様、和田具記様には論文執筆時、データ分析等多大なご助言をいただきました。

東北電力株式会社の蓄電池システム関係者各位には実データの使用を快く許可いただき、開発成果の実用性を示すことができました。

また東芝インフラシステムズ株式会社 インフラシステム技術開発センター 電機応用・パワーシステム開発部 パワエレシステム技術担当井出誠氏、木内麻紗子氏にはデータ作成などご協力いただきました。本開発に関係するすべての皆様に深く感謝いたします。

業績リスト

学術論文

1. **水谷麻美**、小林武則、渡部克典、和田具記、「蓄電池システムの充放電効率に関する考察」、電気学会 B 分冊論文、Vol.136, No. 11, 2016, pp.824-832.
..第 3 章「大規模蓄電池システムの充放電効率の評価モデル」に該当
2. **水谷麻美**、河内駿介、木内麻紗子、丹野勉、橋本竜弥、「大規模蓄電池システムの高効率有効電力指令配分手法に関する考察」、電気学会 B 分冊論文、Vol.138, No. 2, 2018, pp.193-200.
..第 4 章「大規模蓄電池システムの高効率有効電力指令配分手法」に該当
3. **水谷麻美**、井出誠、小林武則、山崎修司、「運用稼働中の蓄電池システムに適用可能な SOC 差を用いた電池容量推定手法」、電気学会 B 分冊論文、Vol.140, No. 5, 2020,掲載予定
..第 5 章「大規模蓄電池システムの経年劣化運用に関する研究」に該当
4. 波多野譲、位田薫、中島強、**水谷麻美**、田中茂、多田隈進、守谷文康、「ファジィ理論を用いた定点停止制御法」、電気学会 D 分冊論文、Vol.113, No. 4, 1993, pp.468-476.
5. **水谷麻美**、田中茂、麦屋安義、池田春男、中島強、「逐次学習による浮上式鉄道の走行抵抗同定」、電気学会 D 分冊論文、Vol.116, No. 4, 1996, pp.477-483.
6. 長田豊、北野淳一、池田春男、中島強、**水谷麻美**、田中茂、鶴田慎一郎、麦屋安義、伊藤健治、「山梨リニア実験線の駆動制御システム」、電気学会 D 分冊論文、Vol.119, No. 3, 1999, pp. 308-314.
7. M. Wada, **M. Mizutani**, M. Saito, X. Mao, H. Hashimoto, “iCAN : Pursuing Technology for Near-Future ITS”, IEEE Intelligent Systems, Vol.19, 2004, 18-23
8. **M. Mizutani**, Y. Monden, J. Sato, T. Kono, R. Nakajima, “ENERGY MANAGEMENT FOR HYDROGEN ENERGY STORAGE SYSTEM”, CIRED Workshop, No.201, 2016

国際会議・国際シンポジウム

<口頭発表>

1. **M. Mizutani**, S. Matsuda, H. Hashimoto, “A Consideration on Speed and Direction Control of Electric Vehicle for Community Car”, IPEC-2000, No. 3, 2000, pp.1644-1649.
2. **M. Mizutani**, K. Inagaki, K. Suzuki, Y. Yamamoto, N. Kawakami, Y. Iijima, H. Takeda, H. Aizawa, “Development and Simulation Tool of the Voltage Sag Compensation System

using NAS Battery”, IPEC-2005, Session6-1, 2005.

3. **M. Mizutani**, K. Takagi, K. Shimada, “Energy Storage System using SCiBTM for Distribution systems”, ICEE-2012, No. EC-5, 2012, pp676-679
4. **M. Mizutani**, K. Shimada, Y. Ebata, T. Isogai, “Development on Battery SCADA and Stationary Battery System for Load Frequency Control”, CIGRE , 2013.
5. **M. Mizutani**, Y. Monden, J. Sato, T. Kono, R. Nakajima, “ENERGY MANAGEMENT FOR HYDROGEN ENERGY STORAGE SYSTEM”, CIRED 2016, No.0201,2016
6. **M. Mizutani**, M. Kiuchi, T. Tanno, T. Toyosaki, “A HIGH-EFFICIENCY ACTIVE POWER DISPATCH METHOD FOR LARGE SCALE BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS”, GRE2018, 2018

<ポスター発表>

1. T. Nakashima, S. Koga, **M. Mizutani**, S. Tanaka, “Disturbance Elimination in Vehicle Location Signal Generation for LSM Drive Control”, IPEC-1995, No.2, 1995, pp.1050-1055.

国内研究会

1. 波多野譲、位田薫、中島強、**水谷麻美**、田中茂、多田隈進、守谷文康、「浮上式鉄道の走行制御に関する考察」、電気学会全国大会、Vol.6, No. 674, 1992、 pp.138-139.
2. 中島強、古賀俊作、**水谷麻美**、田中茂、守谷文康、石井秀明「LSM 駆動用位相信号の外乱処理」、電気学会全国大会、Vol.6, No. 753, 1994, pp.180-181.
3. **水谷麻美**、田中茂、「多レベル出力 GTO インバータのアノードリアクトルに関する検討」、電気学会産業応用部門大会、Vol.3, No. 297, 1996, pp.391-394.
4. **水谷麻美**、田中茂、「NPC インバータの低損失スナバ回路の考察」、電気学会産業応用部門大会、Vol.4, No. 894, 1997, pp.178-179.
5. 鎌田恵一、南陽太朗、大場義和、小山敏博、**水谷麻美**、波多野通広、「学習機能を備えた自動列車運転アルゴリズムの開発」、第 39 回鉄道サイバネシンポジウム, No.516, 2002
6. **水谷麻美**、麦屋安義、重枝秀紀、北野淳一、「浮上式鉄道の新停止制御方式」、電気学会産業応用全国大会、No. 3, 2005, pp. 115-120.
7. **水谷麻美**、坂田康治、渡並洋介、森本孝司、戸原正博、「風力発電システムに併設するハイブリッド電池の提案」、電気学会全国大会、Vol.6, No.178, 2012, pp316-317.
8. **水谷麻美**、戸原正博、坂田康治、小林武則、「統合型スマートグリッド評価システムの拡張(4)-ハイブリッド電池システムにおける寿命延伸制御の検討-」、電気学会電力エネルギー部門全国大会、No.167, 2012, pp11-9-10
9. 戸原正博、久保田雅之、遠藤保、鮫田芳富、**水谷麻美**「複数電池に対する充放電電力配分アルゴリズム」、電気学会電力エネルギー部門全国大会、No.131, 2013, pp06_1-2

10. **水谷麻美**、小林武則、渡部克典、和田具記、「蓄電池システムの充放電効率測定」、電気学会電力エネルギー部門全国大会、No.131,2015, pp06-1-2
11. **水谷麻美**、戸原正博、井出誠、木内麻紗子、丹野勉、新保芳之、小林武則、「大規模蓄電池システムにおける充電状態推定とそれを用いた電力配分制御」、電気学会研究会、2016, pp.11-16
 ・第 2 章「蓄電池システムにおける充電状態推定」および第 5 章「大規模蓄電池システムの経年劣化運用に関する研究」に該当
12. 木内麻紗子、**水谷麻美**、山崎修司、「PV 併設蓄電池システムの予測導入充放電制御手法による容量低減検討」、電気学会電力エネルギー部門全国大会、No.294,2016, pp07-5-9
13. **水谷麻美**、河内俊介、木内麻紗子、丹野勉、橋本竜弥、「大規模蓄電池システムの高効率有効電力指令配分手法に関する考察」、電気学会電力エネルギー部門全国大会、No.5, 2017, pp1-5-1_1-5-7
14. **水谷麻美**、井出誠、山崎修司「蓄電池システムの電池容量推定手法」、電気学会全国大会、No.7-041, 2018, pp60-61
15. **水谷麻美**、井出誠、山崎修司「蓄電池システムの SOC 差を用いた電池容量推定手法」、電気学会電力エネルギー部門全国大会、No.27, 2018, pp4-2-7~4-2-12
16. **水谷麻美**、井出誠、峯岸利明、山崎修司「蓄電池長期運用と電池容量測定・推定の推移」、電気学会全国大会、No.7-033, 2019, pp49-50
17. **水谷麻美**、木内麻紗子、三ツ本憲史、山岸則之、若杉健一、瀬戸寿之「SOC 差を用いた電池容量推定手法による VPP 用途蓄電池システムの劣化評価」、電気学会電力エネルギー部門全国大会、No. 231, 2019, pp6-3-7 – 6-3-8
18. 木内麻紗子、**水谷麻美**、三ツ本憲史、「SOC 差を用いた蓄電池容量推定手法の交流連系蓄電池システムへの適用検討」、電気学会電力エネルギー部門全国大会、No. 230, 2019, pp6-3-5 – 6-3-6

大学紀要・研究所報等

1. 増田広司、水谷麻美、木村正博、「ITS 応用 自動運転の第一歩」、東芝レビュー、Vol. 55, No. 11, 2000, pp.23-26.
2. 伊藤康行、鈴木盛雄、水谷麻美、「電動二輪車用 SCiBTM バッテリーシステム」、東芝レビュー、Vol. 66, No. 2, 2011, pp.50-53.
3. 小林武則、水谷麻美、島田和義、「SCiBTM を適用した定置型電池システム」、東芝レビュー、Vol. 67, No. 6, 2012, pp.49-51.
4. 豊崎智広、水谷麻美、丹野勉、「電力の安定供給を実現する定置型蓄電池システム」、東芝レビュー、Vol. 68, No. 8, 2013, pp.14-17.

受賞

1. (一般社団法人)電気学会論文発表賞 平成 7 年(2005)

- 「浮上式鉄道の新停止制御方式」、電気学会産業応用全国大会
2. (一般社団法人)電気学会 電気学術奨励賞 進歩賞 平成 27 年(2015)
可搬型蓄電池電源設備の開発
 3. (一般社団法人)電気学会 電気学術奨励賞 論文賞 平成 30 年(2018)
蓄電池システムの充放電効率に関する考察