

# 住宅用蓄電池群による電力系統安定化のための連携制御技術

Cooperative Control of Residential Storage Batteries for Power System Stabilization

渡辺 健一  
Kenichi Watanabe

溝端 竜也  
Tatsuya Mizobata

董 思含  
Sihan Dong

脇 有紀  
Yuki Waki

杉本 貴大  
Takahiro Sugimoto

工藤 貴弘  
Takahiro Kudoh

## 要 旨

原子力発電所の稼働停止や再生可能エネルギーの導入拡大に伴う電力系統の不安定化が顕在化しており、電力需要や逆潮流のピークの削減が求められている。また、2016年4月に一般家庭など低圧の電力小売りが自由化される予定であり、小売電気事業者には買電量実績値と事前に計画した買電量計画値とを合わせることが求められている。電力需要や逆潮流のピークの削減、および買電量実績値と買電量計画値の一致のために、筆者らは住宅用の蓄電池群を制御して、買電量を調整する連携制御技術の開発に取り組んでいる。本稿では、開発技術およびシミュレーション評価、実証実験の結果を報告する。シミュレーションでは、従来技術に比べ、買電量の調整精度を約12%向上でき、通信量を約30%削減できることを確認した。また、実証実験では、1年間にわたり、買電量のピークを制御しない場合に比べ約5%削減できることを確認した。

## Abstract

In recent years, nuclear power plants have been shut down in Japan and there has been a rapid increase in use of renewable energy. These factors have been making power systems less stable, and there are needs to reduce both consumption peak and renewable energy reverse flow peak. Moreover, a reform of the electricity market, a new opening up of the household electricity market, will take place in April 2016. Players entering this new market will be asked to ensure they balance the predicted planned demand and actual demand. To resolve these problems, we developed battery cooperative control technology to regulate actual demand value. In this paper, we will describe this technology and the results of evaluating it in a simulation, while mentioning actual batteries. In a simulation, we confirmed that our technology has improved regulation accuracy by about 12%, and reduced correspondence volume by about 30% at the same time. And in an experiment on actual batteries, we reduced demand peak by 5% in a one-year experiment.

## 1. はじめに

原子力発電所の稼働停止によって電力需要ピーク時の供給予備力が低下している。また、再生可能エネルギー（特に、太陽光発電システム）の導入拡大によって火力発電所の調整力不足などが顕在化しており、電力供給が電力需要を上回ることが想定される場合には、一般電気事業者<sup>(注1)</sup>によって再生可能エネルギーの出力が制限される[1]。このような電力需給問題を緩和し電力系統を安定化するためには、電力需要ピーク時に需要家が購入する電力量（以降、買電量）を抑えること（以降、買電ピーク抑制）、および発電余剰が多く発生する時間帯の逆潮流量を減らすこと（以降、逆潮流ピーク制限）が求められる。

また、電気料金が下げられることからマンションを中心に高圧一括受電サービスが普及し始めている[2]。高圧

一括受電における電気料金は基本料金と電力量料金で構成されており、基本料金は過去1年間における30分単位（以降、デマンド時限）の平均買電量の最大値に基づいて算出されるため、買電量のピークを抑制することで電気料金の低減が期待される。

一方、2016年4月に一般家庭など低圧を含む電力小売りが全面自由化される予定である。現行の電気事業制度では、PPS（特定規模電気事業者）には、同時同量（30分単位でPPSの供給する電力量を需要家が購入する電力量の $\pm 3\%$ 以内に合わせる）が求められており、逸脱した場合には高額な追加調達または調達ロスが発生する[3]。規模が小さいPPSにとって同時同量の実現は困難であり、参入障壁の一因となっている。全面自由化後の小売電気事業者についても同時同量制が求められる方向で検討が進んでいるが（以降、計画値同時同量[3]）、事前に提出する電力調達量の計画値（以降、買電量計画値）と買電量実績値とを合わせることが困難であるため、蓄電池などを活用して買電量を調整する効果は大きい。蓄電池には、充電率（以降、SOC（State Of Charge））が0%（あるいは100%）に近づくと放電（あるいは充電）で

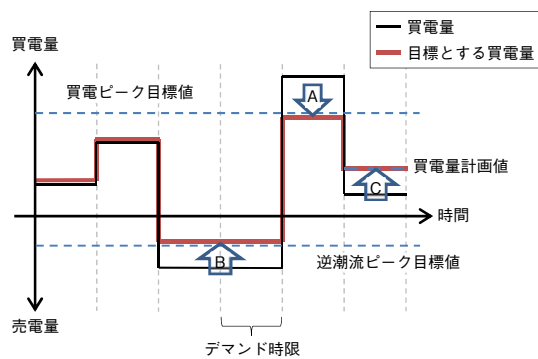
(注1) 2016年4月の小売全面自由化後、一般電気事業者といった業種類型はなくなる予定であるが、本稿は2016年4月以前に執筆されたため、全面自由化前の電気事業制度に従って説明するものとする。

きない、放電した電力は電力系統に逆潮流しない(以降、逆潮流制約)といった特性上の制約があり、指令に合わせて充放電できない場合がある。一方で、蓄電池は応答が速く指令に合わせて数百ミリ秒で充放電できるため、買電量の調整に有益であり、前述の制約を考慮した蓄電池の制御技術が求められる。

当社は住宅用・産業用の小型・中型の蓄電池を開発しており、筆者らは、マンションや戸建てに分散設置された数百台から数万台の蓄電池を群として制御する連携制御技術の開発に取り組んでいる。買電量の調整により、買電ピーク抑制といった機能を実現し、電力需給問題を緩和して電力系統安定化へ貢献することを目指している。本稿では、開発した連携制御技術、およびシミュレーション、実証実験による評価結果について報告する。

## 2. 買電量調整機能

第1図に示すように、蓄電池群を充放電させることで、東ねた需要家全体の買電量のカーブを、電力系統や全面自由化後の小売電気事業者にとって望ましい形状に成形する3つの主機能を提供する。なお、消費電力が太陽光発電システムの発電を上回る場合は買電、下回る場合は売電となることから、本稿では、売電を負の買電として扱う。



第1図 買電量調整機能

Fig. 1 Electricity functions we are intending to provide

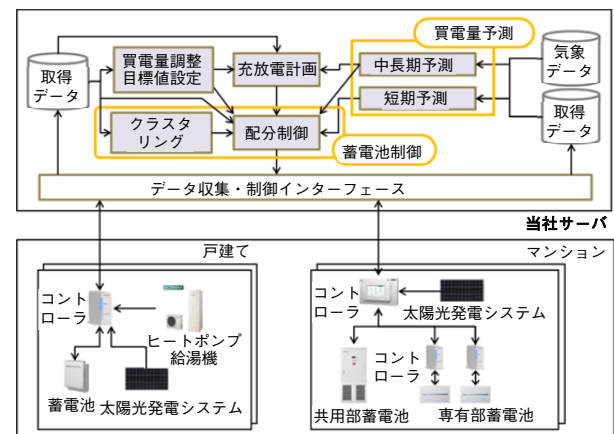
買電ピーク抑制では、図中Aに示すように、買電量が設定された閾(しきい)値(以降、買電ピーク目標値)を逸脱する場合、蓄電池群に放電させ、買電量を買電ピーク目標値以下に抑える。ピークシフトやDR(Demand Response)などがこの機能に該当する。逆潮流ピーク制限では、図中Bに示すように、売電量が設定された閾値(以降、逆潮流ピーク目標値)を逸脱する場合、蓄電池群に充電させ、売電量を逆潮流ピーク目標値以下に抑える。計画値同時同量では、図中Cに示すように、買電量が買電計画値と一致しない場合、その過不足に応じ蓄

電池群に充放電させ、買電量実績値を買電計画値に一致させる。

## 3. 分散蓄電池による連携制御技術の概要

買電量調整機能を実現するための分散蓄電池による連携制御技術(以降、開発技術)のシステム構成を第2図に示す。システムは、各需要家に設置されたコントローラ、蓄電池、負荷(ヒートポンプ給湯機など)と、インターネット経由でコントローラと接続された当社サーバで構成される。第2図では、矢印線は情報の流れを表しており、電力線、および一般電気事業者といった外部とのインターフェースは省略している。

当社サーバは、各コントローラから、買電量実績値および蓄電池特性を定期的に収集する。ここで、蓄電池特性は、定格容量、定格入出力、SOC、劣化度(以降、SOH)である。また、当社サーバは、収集した情報に基づいて、買電量実績値が望ましい値となるように配分指令を算出し、各コントローラへ送信する。各コントローラは、配分指令に基づいて、蓄電池の充放電を制御する。なお、本稿では、通信量を削減するために、セルデータといった蓄電池の詳細データは蓄電池内部で管理するものとし、蓄電池特性のみを用いて充放電計画および配分制御を行うものとする。以下、開発技術の特徴について詳述する。



第2図 システム構成図

Fig. 2 System configuration for providing the electricity functions

### 3.1 買電量調整目標値設定

各デマンド時限の買電ピーク目標値、逆潮流ピーク目標値、買電計画値を30分周期で設定する。需要家の基本料金が最大限低減するように、過去の買電量実績値、蓄電池の放電可能量などに基づいて最適な目標値を算出し、買電ピーク目標値に設定する。逆潮流ピーク目標値には、一般電気事業者から指示された制限値を設定する

[1]. 買電量計画値には、全面自由化後の小売電気事業者から受信した計画値を設定することを想定している。

各デマンド時限において、算出した買電ピーク目標値、逆潮流ピーク目標値、買電量計画値から、第1表により買電量調整目標値を設定する。なお、本稿では、簡易化のため、1つのデマンド時限では1つの機能を提供するものとし、第1表では1つの機能を提供する場合のみ記載している。そのため、同一デマンド時限で複数の機能を提供する場合は第1表とは別に決定する必要がある。

第1表 買電量調整目標値

Table 1 Targeted value of purchase energy

条 件	買電量調整目標値
通常時	買電ピーク目標値
逆潮流が制限される場合	逆潮流ピーク目標値
買電量計画値を受信した場合	買電量計画値

### 3.2 買電量予測

買電量予測には、中長期と短期の2種類の予測がある。中長期の予測では、所定時間先までのデマンド時限単位の消費電力量と太陽光発電システムの発電量を予測し、その差から買電量を予測する。予測結果は後述する充放電計画、配分制御で利用される。なお、スポット市場では、翌日に必要な電気を前日に売買するため、本稿では所定時間先を48時間先とする。また、短期の予測では、現デマンド時限における終了時点までの5分単位の消費電力量と発電量を予測し、その差から短期の買電量を予測する。予測結果は後述する配分制御で利用される。

### 3.3 充放電計画

蓄電池のある状態 (SOC) によってもたらされる電気料金削減といった短期の経済的価値が最大となるように、電気料金体系、中長期期間の買電量予測値、買電量調整目標値、蓄電池特性、各需要家の蓄電池充放電計画に基づき、48時間先までの充放電を計画する。蓄電池の初期状態および (1) 式で表される状態方程式のもとで、(2) 式で表される収益の合計値を最大化する充放電量を求める。(1) 式は、あるデマンド時限  $t$  における状態  $\mathbf{S}_t$  および充放電量  $\mathbf{u}_t$  から、デマンド時限  $t+1$  の状態  $\mathbf{S}_{t+1}$  を求める状態方程式である。(2) 式は、48時間先のデマンド時限  $T$  ( $T=96$ ) までの状態  $\mathbf{S}_t$  における収益の合計値を求める式であり、収益関数  $R_t$  は電気料金体系、買電量の調整失敗によって発生する損失などに基いて決定する。求めた充放電量が、デマンド時限ごとの目標充放電量として、後述する配分制御に渡される。

$$\mathbf{S}_{t+1} = \mathbf{F}(\mathbf{S}_t, \mathbf{u}_t) \quad \dots \quad (1)$$

$$\sum_{t=1}^T R_t(\mathbf{S}_t, \mathbf{u}_t) \quad \dots \quad (2)$$

ここで、買電量の調整にあたり需要家の蓄電池を制御することになるため、充放電計画を策定する際は需要家個々の充放電計画を考慮する必要があり、蓄電池の台数分だけ動的計画法を解く必要がでてくる。そこで、開発技術では各需要家の充放電計画は (2) 式による収益を増減させることで考慮するようにし、各蓄電池を束ねて仮想的に1台の蓄電池とすることで、一度、動的計画法を解けば充放電計画が策定できるようにした。

### 3.4 蓄電池制御

蓄電池制御では、各蓄電池の充放電量の合計値が、充放電計画が策定した目標充放電量に近づくように配分指令を算出して蓄電池に充放電させる。ただし、デマンド時限  $t$  の終了時点における買電量を推定し、推定買電量が買電量調整目標値を逸脱または乖離 (かいら) する場合には買電量が買電量調整目標値に近づくように配分指令を算出して蓄電池に充放電させる。配分指令を算出する際に、各蓄電池のSOCに基づいて配分するのが一般的であるが、逆潮流制約によって、蓄電池が配分指令通りに放電できず、買電量の調整に失敗することが、筆者らのこれまでの検証でわかっている。そこで、開発技術では、次の [2] 項の通り、逆潮流制約を考慮した配分制御の方式とした。

また、筆者らは需要家を数百軒から数万軒規模で束ねることを想定しており、当社サーバ、コントローラ間の通信量が増加し、配分指令の送信、買電量実績値および蓄電池特性の収集に時間がかかり、買電量の調整に失敗することが懸念される。そこで、開発技術では、次の [1] 項の通り、蓄電池を充放電可能量に応じてクラスタリングし、配分指令を送信する蓄電池を限定することで、また配分指令の送信間隔を長くすることで通信量の削減を実現した。

#### [1] クラスタリング

通信量を削減するために、蓄電池を複数のクラスタに周期的に分類し、クラスタごとに配分指令の送信周期を変更する方式を開発した。放電可能量 (または充電可能量) を分類の基準とし、放電可能量 (または充電可能量) が同程度の蓄電池を同一のクラスタに分類する。蓄電池は放電および充電の双方向の制御が可能であること、また放電と充電とで可能量がそれぞれ異なることから、充電と放電で異なるクラスタに分類する。放電可能量 (または充電可能量) が大きい蓄電池が所属するクラスタであるほど、短い制御周期を割り当てる。放電可能量 (または充電可能量) が大きいクラスタに属する蓄電池であ

るほど高頻度に制御することで、調整の精度を維持しつつ、通信量を削減できる。

〔2〕配分制御

デマンド時限*t*の各時点*x* ( $0 \leq x < 30$ , 制御間隔単位)において、(3)式により、デマンド時限終了時点の推定買電量 $EP_t$ を算出する。(3)式において、 $RP_i$ は開始時点から時点*x*までの買電量実績値であり、 $DP_i$ は時点*x*から終了時点までの短期の買電量の予測値である。また、 $NCP$ は時点*x*で制御対象外のクラスタ、すなわち配分指令を送信しないクラスタに属する蓄電池の充放電量の推定値である。クラスタリングによって、時点*x*で制御される蓄電池は限定されるが、制御対象外の蓄電池は時点*x*より以前の時点で送信した配分指令に従って充放電を行っているため、調整の精度を上げるには $NCP$ の考慮が重要となる。

$$EP_t = \sum_{i=0}^x \sum_{j=1}^n RP_{ij} + \sum_{i=x}^{30} DP_i + \sum_{i=x}^{30} \sum_{j=1}^m NCP_{ij} \dots\dots\dots (3)$$

(3)式により算出した推定買電量 $EP_t$ が買電量調整目標値 $TV_t$ を逸脱または乖離しない場合、各蓄電池の充放電量の合計値が、充放電計画が策定した目標充放電量に近づくように各蓄電池を充放電させる。一方、逸脱または乖離する場合には、(4)式により、時点*x*で制御対象であるクラスタに属する蓄電池全体に充放電させる量である総充放電量 $V_x$ を算出する(放電を正とする)。

$$V_x = EP_t - TV_t \dots\dots\dots (4)$$

(4)式により算出した総充放電量 $V_x$ を、制御対象のクラスタのうち充放電可能量の大きいクラスタに属する蓄電池から順に配分する。配分に数理計画法などを用いることも考えられるが、開発技術では、蓄電池の台数が増えても計算量の増加を抑えるという利点から、(5)式、

(6)式を用いて、総充放電量 $V_x$ を充放電可能量 $CDA_j$ で比例配分し、制御対象のクラスタの蓄電池*j*に対する配分指令 $CDO_j$ を算出する方式を開発した。

$$CDO_j = V_x \times \frac{CDA_j}{\sum CDA_j} \dots\dots\dots (5)$$

(6)式において、充電時 ( $V_x$ が負)における蓄電池*j*の充電可能量 $CDA_j$ は、蓄電池の定格容量 $CAP_j$ 、 $SOH_j$ 、 $SOC_j$ の積で算出される空き容量と、制御間隔 $CT_j$ の間、最大値 $CRT_j$ で充電したときの電力量とのうち小さい値となる。一方、放電時 ( $V_x$ が正)における蓄電池*j*の放電可能量 $CDA_j$ は、充電可能量 $CDA_j$ と同様の方法で算出されるが、制御間隔 $CT_j$ の間の買電量予測値 $DP_{ij}$ で制限することで逆潮流制約を考慮し、放電可能量 $CDA_j$ の推定精度を高めている。

$$CDA_j = \begin{cases} \min(CAP_j \times SOH_j \times (1 - SOC_j), CRT_j \times \frac{\min(CT_j, 30 - x)}{60}) \text{ if } V_x < 0 \\ \min(CAP_j \times SOH_j \times SOC_j, DRT_j \times \frac{\min(CT_j, 30 - x)}{60}, \sum_{i=x}^{\min(x+CT_j, 30)} \max(DP_{ij}, 0)) \text{ if } V_x > 0 \end{cases} \dots\dots\dots (6)$$

4. シミュレーション評価

数万台規模における買電量調整の評価が行えるシミュレータを開発し、開発技術の評価した。評価では、従来の蓄電池のSOCに応じて比例配分する方式を比較対象とした。従来方式では、(6)式において買電量予測値 $DP_{ij}$ を考慮せずに放電可能量 $CDA_j$ を算出するようにし、放電可能量 $CDA_j$ の算出以外はすべて同一方式とした。

従来技術における配分指令の送信周期 $CT$ を5分とし、開発技術は充放電可能量 $CDA_j$ に応じて従来技術の2倍または3倍(10分または15分)とした。また、開発技術、従来技術ともに、買電量実績値および蓄電池特性の収集周期を5分とした。その他シミュレーション諸元を第2表に示す。

第2表 シミュレーションパラメータ

Table 2 Simulation parameters

評価期間		1週間
需要家	需要家数	1000軒
蓄電池	導入台数 (導入率)	200台 (20%)
	1台あたりの容量	5.6 kWh / 1.35 kW
	使用するSOC範囲	10% - 90%
太陽光発電システム	導入台数 (導入率)	100台 (10%)

シミュレーションでは、評価期間におけるデマンド時限数に対し、買電量実績値が買電量計画値の $\pm \beta$ %以内に収まったデマンド時限数の割合(以降、買電量調整成功率)を評価した。ここで、計画値同時同量では、買電量計画値と買電量実績値の変動範囲は規定されない予定であるが、本評価では $\beta$ を現行のPPSに要求されている3%とした。さらに、評価期間において送信された配分指令数についても評価した。

シミュレーション結果を第3表に示す。第3表より、従来技術に比べ、開発技術は約70%の配分指令数で買電量調整成功率を12.5%向上できた。開発技術では、逆潮流制約を考慮することで充放電可能量を推定する精度を向上させ、配分指令に対する蓄電池充放電の追従性を高くすることで、買電量調整成功率を改善できる。充放電可能量の推定精度が高いことから、配分指令の送信間隔を長くし、配分指令数を削減できる。また、充放電可能量に応じて配分指令の送信周期を割り当てることで、配分指令数を削減できる。なお、買電量調整失敗の原因は買電量の予測誤差、充放電可能量の推定誤差によるもので

第3表 シミュレーション結果

Table 3 Simulation results for development-art

評価項目	従来技術	開発技術
買電量調整成功率	75 %	87.5 %
配分指令数	100 %とする	70.8 %

あり、失敗時の買電量実績値は最大で買電量計画値の±3.1%であった。

次に、買電量調整後のSOCのばらつきについても評価を行った。従来技術は、充電、放電ともにSOCに応じて配分するため、蓄電池間のSOCのばらつきを抑えられるという特徴をもつ。一方、開発技術は、SOCや買電量予測値などから算出される充放電可能量に応じて配分することから、従来方式に比べ、SOCのばらつきがどの程度大きくなるのか評価を行った。消費電力が小さい昼間の時間帯においてシミュレーションした結果、デマンド時終了後（買電量調整後）において、開発技術で発生したSOCのばらつきは、従来技術より約0.1%の増加であった。これは、開発技術では、(6)式により放電可能量CDAの推定精度が高く、調整に必要であった放電量を小さく抑えられたことによるものである。さらに、開発技術では、(5)式、(6)式によって充電時にはSOCのばらつきが小さくなるように配分されるが、評価では買電量調整目標値に一致させるために一部充電が発生し、SOCのばらつきが抑制された。以上のことから、開発技術ではSOCのばらつきに対する影響を及ぼさず、買電量調整成功率を向上できることを確認できた。

今後の課題として、 $\beta$ の最適値設定、および買電量調整成功率のさらなる向上が考えられる。計画値同時同量において、買電量調整成功率の低下はインバランス料金での精算につながるため[3]、買電量予測精度、充放電可能量の推定精度を向上させ、買電量調整成功率を改善していく。

## 5. 実証実験

当社社宅に設置した蓄電池2台を用いて、開発技術による買電ピーク抑制を評価した。充放電計画において、収益関数Rは買電ピーク目標値の逸脱による損失、充電時の電気料金で構成され、需要家の充放電計画は考慮していない。その他の実証実験の諸元を第4表に示す。

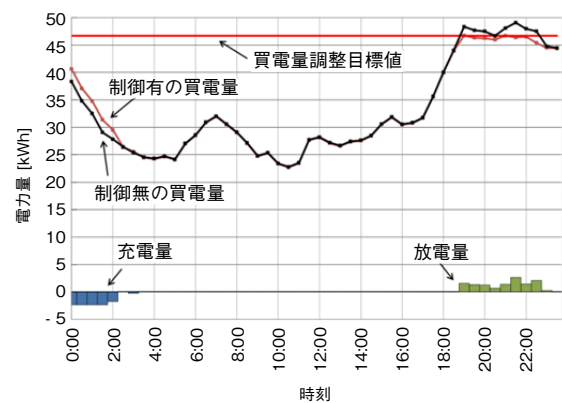
実証実験を行った1年間のうち買電量のピークが最大となった日の実験結果を第3図に示す。第3図は当該日における制御有無の買電量、およびそのときの充放電量である。充放電量は2台の蓄電池の合計値としており、目標充放電量は省略している。第3図より、19:00~22:30の間、

制御無の買電量は買電ピーク目標値を逸脱しているが、2台の蓄電池の放電によって制御後の買電量は買電量調整目標値以下になっている。また、19:00以降に発生する買電量のピークに備え、2台の蓄電池は電力量料金が安い夜間時間の00:00~03:30に充電していることがわかる。夜間時間は22:00から始まるが[4]、第3図では22:00~翌00:00の間は制御無の買電量が買電量調整目標値を逸脱あるいは逸脱するリスクがあるため、充電が行われていない。したがって、電気料金体系、買電量調整目標値などに基づいて充放電計画が策定されているといえる。

第4表 実験パラメータ

Table 4 Parameters of actual experiment

実験期間		1年間
需要家	需要家数	約100世帯 + 共用部
蓄電池	導入台数	2台
	1台あたりの容量	15 kWh / 10 kW
	使用するSOC範囲	50 % - 90 %
電気料金体系[4]	基本料金	1733.40 円/kW
	電力量料金	22.58 円 (重負荷時間) 17.36 円 (昼間時間) 13.08 円 (夜間時間)



第3図 ピークが最大となった日の買電ピーク抑制

Fig. 3 Peak-shift experiment result using actual storage batteries

次に、買電ピーク抑制による電気料金の削減について評価を行った。高圧一括受電における基本料金は過去1年間におけるデマンド時限の平均買電量の最大値と基本料金単価の積で算出される[4]。第3図より、実証実験では最大5.3 kWのピーク削減に成功しており、基本料金単価が1 kWあたり1733.4円であることから[4]、1か月あたり最大8667円、1年間で約10万円の電気料金削減効果が得られることを確認できた。なお、今回の評価では買電ピーク抑制による基本料金の削減効果を評価するため、電力量料金の削減については評価の対象外としたが、実証実験では電気料金が安い夜間時間に充電し、電気料金が

高い昼間時間あるいは重負荷時間に放電しており、電力量料金削減によるさらなる電気料金の削減効果についても期待できる。以上の結果から、経済的価値が最大となる充放電計画の策定および蓄電池制御が行われ、基本料金および電力量料金が削減できており、開発技術が有用であることが示された。

今回の実証実験では、蓄電池の台数が2台と少なかったため、買電量予測、配分制御などの処理時間や、コントローラとの通信にかかる時間は問題とならなかったが、蓄電池の台数が数百軒から数万軒規模に増加した場合、処理時間や通信時間が問題となる可能性がある。そのため、クラスタリングの方式改良や、充放電可能量の推定精度を向上させることで、処理時間や通信時間の削減を図っていく。

## 6. まとめ

本稿では、再生可能エネルギーの導入拡大や電力制度改革を見据え、需要家のもつ蓄電池群を制御して買電量を調整し、買電量のカーブを望ましい形状に成形することで、電力需給問題の緩和や電力系統安定化へ貢献する連携制御技術について説明した。開発技術により、蓄電池のもつSOCの制約および逆潮流制約の影響を抑え、買電量調整成功率を向上させることができるようになった。シミュレーション評価により、開発技術は、従来技術に比べ通信量を約30%削減したうえで、買電量調整成功率を約12%向上させることができた。また実環境における評価により、買電量の年間のピークを5.3 kW (約5%)抑制し、電力料金を年間約10万円低減させる効果を確認した。現状、蓄電池は高価であるが、北米の周波数調整市場に参画して導入コストを回収する事例もでてきており、今後低コスト化や運用方法の改善が進むことで、さらなる導入メリットが得られるものと考えられる。

今後の課題として、予測精度および充放電可能量の推定精度の向上による買電量調整成功率のさらなる向上、クラスタリングの方式改良および買電量実績値などの収集周期を長くすることによる通信量のさらなる削減を図る。

さらに、蓄電池は使用方法（充放電レート、SOCの範囲など）に応じて劣化の進み具合が変化するため、今後は蓄電池の短期的な劣化特性や導入コストを考慮した経済的価値を最大化する充放電計画および配分制御の開発を目指す。また、制御対象の蓄電池数を増やし、通信遅延やデータ欠落などの実環境要因に対してロバストな連携制御技術を開発する。

## 参考文献

- [1] 経済産業省令, “電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則,” <http://law.e-gov.go.jp/htmldata/H24/H24F15001000046.html>, 参照 Apr. 15, 2016.
- [2] 富士経済, “平成26年度電源立地推進調整等事業,” [http://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/2015fy/001056.pdf](http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2015fy/001056.pdf), 参照 Apr. 15, 2016.
- [3] 産業競争力懇談会, “ゼロエミッションの実現を目指すソースアグリゲーター,” <http://www.cocn.jp/thema77-L.pdf>, 参照 Apr. 15, 2016.
- [4] 関西電力, “電気料金のご案内,” [http://www.kepco.co.jp/business/yakkan/high/500kw\\_less.html](http://www.kepco.co.jp/business/yakkan/high/500kw_less.html), 参照 Apr. 15, 2016.

## 執筆者紹介



渡辺 健一 Kenichi Watanabe  
エコソリューションズ社 技術本部  
Engineering Div.,  
Eco Solutions Company  
博士 (情報学)



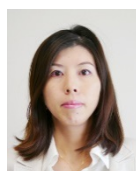
董 思含 Sihan Dong  
エコソリューションズ社 技術本部  
Engineering Div.,  
Eco Solutions Company



杉本 貴大 Takahiro Sugimoto  
エコソリューションズ社 技術本部  
Engineering Div.,  
Eco Solutions Company



溝端 竜也 Tatsuya Mizobata  
エコソリューションズ社 技術本部  
Engineering Div.,  
Eco Solutions Company



脇 有紀 Yuki Waki  
エコソリューションズ社 技術本部  
Engineering Div.,  
Eco Solutions Company



工藤 貴弘 Takahiro Kudoh  
エコソリューションズ社 技術本部  
Engineering Div.,  
Eco Solutions Company