

蓄電池の外部制御等による家庭部門でのDR実証 ～既存機能を活用した簡易上げDR

Demonstration of DR in the Residential by External Control of Storage Batteries, Simplified Raised DR Using Existing Functions

八木橋 威夫*・中澤 裕之**・田中 香名**・塚本 剛***
Takeo Yagihashi Hiroyuki Nakazawa Kana Tanaka Go Tsukamoto

(原稿受付日 2024年6月14日, 受理日 2025年2月21日)

Abstract

To address the challenge of managing the output of renewable energies, it is advisable to implement a strategy of increased demand response, which increases electricity demand during the daytime. However, there are concerns about the increased cost burden on the customer side and the need to balance the economic benefits of providing incentives to electricity retailers. In December 2023, we demonstrated the efficacy of increased DR using storage batteries. As a result, we were able to confirm a DR effect of about 3 kWh per household, as well as a 6.8% reduction in CO₂ emissions. The encouraging results indicated that only about 30% of all households had increased costs. Furthermore, the electricity retailer may be able to ensure a profit and loss balance even if it fully compensates for the amount borne by consumers. Additionally, we found that implementing continuous DR for a certain period is the optimal approach for considering the economic benefits for consumers and electricity retailers. Now, we are preparing to launch the new service to facilitate the greater use of renewable energy and reduces CO₂ emissions.

Key words: equipment-controlled DR, Continuous implementation of up-DR, Battery control method, market-linked pricing

1. はじめに

既報¹⁾では、太陽光発電（以下、PVという）と家庭用蓄電池保有世帯における系統からの買電量に対する下げDRに対し、機器制御時の課題やDR効果の算定方法別の水準比較や課題について2022年度の実証結果を報告した。

2023年度の実証は、顕在化している再生可能エネルギーの出力制御問題等に対して有効策とされる日中の電力需要増(上げDR)の実証を行った。上げDRは需要家側がコスト負担の増加に対する懸念があること、また電力小売り事業者側（以下、事業者という）にとっても需要家の懸念払拭に対するインセンティブ付与等に対する経済メリットバランスなどが課題となる。

そのため、本報では、日中の電力を多く使うことによる上げDRを実施することでの需要家側コスト発生割合や事業者側の収支への影響有無、またCO₂排出削減効果について分析した結果や効果算定手法に対する課題などについて報告する。

2. DR実証の概要について

2.1 モニターの選定

PVと伊藤忠商事(NFブロッサムテクノロジー社)が製

Corresponding author; Takeo Yagihashi, E-mail: yagihashi.t@tepcoco.jp

*東京電力ホールディングス(株)経営技術戦略研究所

〒230-8510 神奈川県横浜市鶴見区江ヶ崎町4-1

E-mail: yagihashi.t@tepcoco.jp

**東京電力エナジーパートナー(株)お客さま営業部

〒104-0061 東京都中央区銀座8-13-1 銀座三井ビルディング

***伊藤忠商事(株)エネルギー・化学品カンパニー

〒107-8077 東京都港区北青山2-5-1

造販売する家庭用蓄電池(スマートスター, 実行容量8.8kWh)を保有し、東京電力エナジーパートナーと契約がある世帯からDR実証モニターを募集した。応募者のうち契約数の多い時間帯別料金プランである電化上手に加入している31世帯を本報で報告するDR実証対象として選定した。なお、FITは7世帯、卒FITは24世帯となった。

2.2 実証期間

2023年11月25日(土)から12月15日(金)までの3週間、毎日連続して行った。なお、本実証に入る前に機器制御テストを1週間程度行っている。

2.3 上げDR実施に対する蓄電池の制御方法

既報で行った下げDRの実証では、翌週の需給見通しなどから人手でDR実施時間帯を判断して実施時間帯を決定した。しかし、この方法では日々DRを実施するには労力がかかり不適であること、またPV予測等を踏まえた制御方法を実施するには大幅なシステム改修が必要になるという課題があった。一方、モニター宅が保有している蓄電池はAIが気象予報や電気使用状況からPV発電量と宅内消費電力量を予測したうえで、需要家が契約している料金プラン単価や売電単価を踏まえて需要家の経済メリットが最大化となるように蓄電池の充放電量を制御している。ただし、現状の電力会社の主な時間帯別電気料金プランは表1に示すとおり昼間時間帯は他時間帯より単価が高くなっていることから、通常の料金プラン単価を使った制御では需要家の経済メリットを最大化するため昼間の買電電力量を抑制する動きとな

第43回エネルギー・資源学会研究発表会の内容をもとに作成されたもの

り上げ DR を目的とした制御は困難である。そこで電気の市場価格である日本卸電力取引所²⁾ (以下、JEPX) の約定価格が図 1 のように昼間時間帯単価が安くなっていることを踏まえ、本実証ではこの蓄電池の既存機能を利用することで簡単に上げ DR を実行できるか、また上げ DR の実施により料金単価が他時間帯より高い昼間時間帯の使用量が増えることによる需要家コストの増加がどの程度になるかを実証することにした。具体的な流れとしては、毎日 10 時に JEPX が公表する翌日の約定価格を Web から取り込み、表 2 の計算式にて送電端 (託送単価含む) 税抜きベースで変換したうえで蓄電池制御に使用している料金テーブルに反映させるという一連の処理をプログラム化して行った。

表 1 電化上手単価 (円/kWh・税込み)

	夜間	昼間時間	朝晩時間
単価	29.05	40.64	36.07
時間帯	23~翌7時	10~17時	左記以外

*東京電力 EP 社の電化上手料金プラン単価 (実証時)、昼間時間はその他季単価 (10月1日から翌年6月30日)

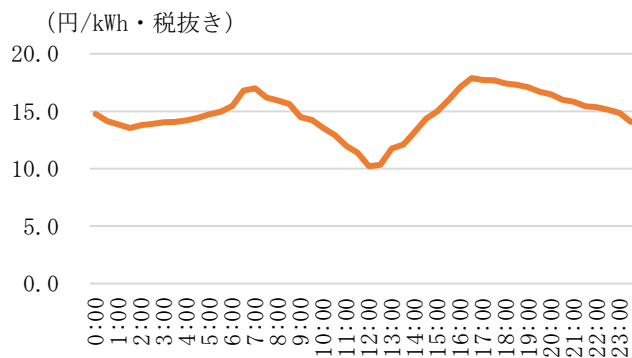


図 1 JEPX 約定価格 (実証期間平均値 東京地方)

表 2 料金単価テーブル計算式

単価	計算方法
買電単価	JEPX 単価+託送単価÷1.1×ロス率 (0.931)
売電単価	売電単価 (FIT/卒 FIT) ÷1.1

3. データ採録ならびに欠損値処理等について

計測地点や計測箇所等について表 3 に示す。計測は受電点計測ではなく、蓄電池側で採録している個別計測値 (1分サンプリング) を使用した。時刻は世帯により秒単位で時刻ズレが発生するため分単位で決定した。欠損値処理については、欠損時刻の前後 1 分値があった場合のみ前後の 1 分値の平均で補完することにした。30 分値への変換については、0~29 分は[0 分]、30~59 分は[30 分]として集計 (平均) した。なお、分数が 20 未満の場合は「欠測」としている。kWh (電気使用量) の算出は、kW (電力) を 2 で徐することにより算出した。

表 3 計測地点、計測箇所

計測地点	個別計測	
計測間隔	1分サンプリング (CT 式)	
計測箇所	買電電力	充電電力
	売電電力	放電電力
	太陽光発電電力	

4. ベースラインの作成と補正・分析対象について

4.1 ベースラインについて

DR 効果を算出するための基準となるベースラインは資源エネルギー庁が指針として出しているガイドライン³⁾ (以下、ERAB という) でその種類と設定方法が示されている。また算出方法は直近 5 日間もしくは過去 30 日間の実績値を使用することになっている。しかし本実証のようにある一定期間連続して実施する場合や今後恒常的に実施する場合を考慮すると ERAB の作成方法では困難になる。そのため本実証においては前述の蓄電池の AI 制御システムを使用し、通常の料金プラン単価で制御した場合の充放電電力量と売買電力量を 30 分値単位でシミュレーションしたものをベースラインとした (以下、模擬値という)。なお、模擬値の作成にあたっては、各世帯の宅内使用電力量と PV 発電量は DR 実証期間中の実績値を使用した。また模擬値開始時の SOC は各世帯の 11 月 25 日 00:00 時点の SOC 1 分値の実績を使用している。

4.2 蓄電池の微小充電量に対するデータ補正

当実証で使用した蓄電池の待機時消費電力は系統からの買電による充電量として計上される。模擬値作成において待機時消費電力はデフォルトで設定されているが、図 2 の箱ひげ図と中央値が示すとおりモニター宅の実績値がほぼ 0kWh なことに対し模擬値はバラつきが多く見られた (中央値は 0.029kWh/30 分、58W 相当)。待機消費電力量自体は微小であるが、積算していくと実績の買電値が模擬値より大きく減少することになり需要家の買電料金が安くなるということになるため分析結果を見誤るリスクがある。

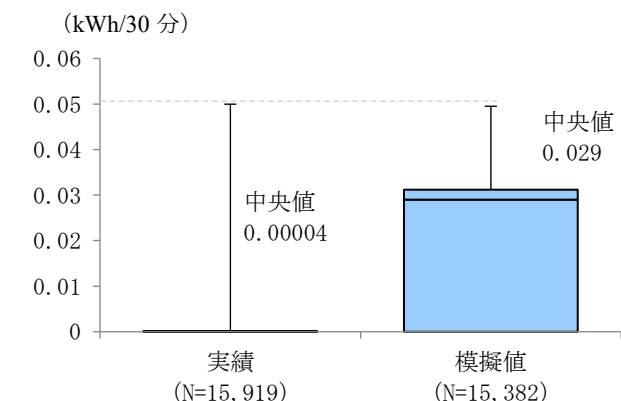


図 2 蓄電池の微小充電量 (卒 FIT 世帯)

そのため、本実証での分析にあたっては表4のとおりPV発電量が30分値で0.01kWh未満かつ蓄電池の充電量が同0.05kWh未満(ひげ上側末端)の30分値において、実績・シミュレーション値ともに系統からの買電電力量から充電分を差し引きし、充電電力量を0にする補正を行った。

表4 蓄電池待機電力の微小充電量補正

	PV 発電量	充電量	買電量
補正前	<0.01	<0.05 (α)	β
補正後	<0.01	0	$\beta - \alpha$

*単位は kWh/30 分

4.3 分析対象軒数

模擬値作成時に実績値で30分値データの欠損が発生した場合、充放電時間は実績とは異なる制御で行っているため欠損後のSOC実績が参考値として使用できないこと、過去実績などを使用した充放電電力量の推定は欠損後の充放電電力量に影響を与えるが、欠損期間中のPV電力量も考慮する必要があるなど不確定要素が多い。そのため本実証においては実証期間内において1時間(30分値2コマ)以上のデータ欠損があった世帯を分析対象から除外した。表5に応募数と分析対象軒数内訳を示す。データ欠損の影響が分析対象件数減に大きく影響した。なおFIT世帯サンプル数が極端に少ないことなどから本報告での対象外とする。

表5 実証モニターの内訳

	合計	FIT世帯	卒FIT
応募数	31	7	24
(再掲)分析対象	22	3*	19

*FIT世帯は本報での報告対象外

4.4 分析対象世帯の電力量水準

DR分析対象世帯と電化上手・卒FIT世帯全体(DR実施世帯除く)の電力量水準について2022年度10-12月の月平均電力量で確認したものを図3で、統計値(中央値とP値)を確認したものを表6に示す。DR実証世帯は同一契約全世帯(DR実証世帯除く)と各電力量で中央値がほぼ同じとなっている。また、P値は各電力量すべてで0.05以上であることから統計的な有意差がないことを示している。

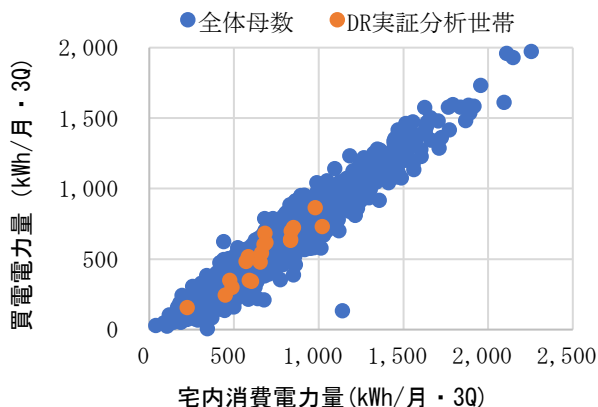


図3 DR実証世帯の電力量水準(宅内消費と買電)

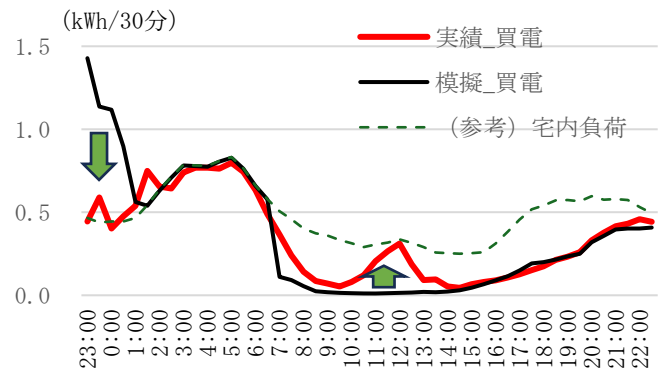
表6 中央値(kWh)とP値(有意差検定)

	宅内	買電	PV	充電	放電	売電
母数	671	531	273	201	151	68
実証	662	541	315	205	154	72
P値	0.29	0.53	0.72	0.98	0.97	0.58

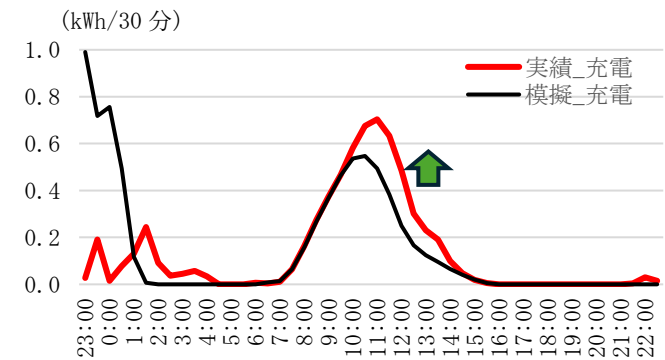
*N数: 母数 2,915世帯, 実証 19世帯, P値は母平均の差の検定で算出(t分布, 両側検定, 有位水準 0.05)

5. DR実証結果

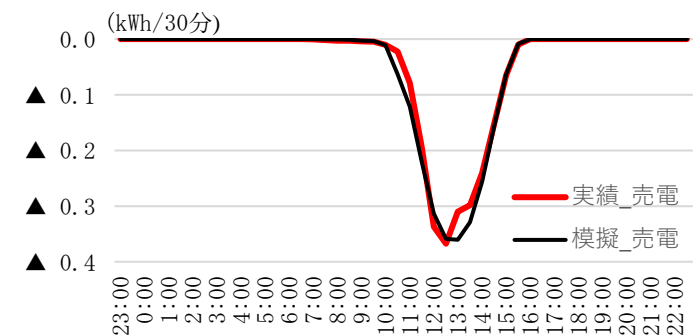
実証世帯の30分平均値について買電量, 充電量, 売電量のグラフを図4で, 各電力量の増減と充電量の内訳を表7で示す。



(a) 買電電力量の実績・模擬値比較



(b) 充電電力量の実績・模擬値比較



(c) 売電電力量の実績・模擬値比較

図4 実績値と模擬値の電力量別・時間帯別平均値

買電は模擬値では料金単価が安くなる夜間時間帯の開始時刻の 23 時から充電用に買電が行われているが、実績では夜間買電はほぼ宅内負荷のみに使用され昼間の買電にシフトされている。充電量については買電と同様に夜間での買電による充電が減少した一方、昼間の PV からの充電量が約 1.3kWh 程度増加していることがわかる。一方、売電については大きな変化は出ていない。また各電力量での実績と模擬値の増減は大きくなく、当実証における制御方法で問題なく上げ DR が実行出来たことが確認出来た。

表 7 実績と模擬値の 1 日あたり累計差異 (kWh/日)

	買電	売電	充電	放電
実績-模擬	-0.75	-0.17	-0.82	-0.39

(再掲) 充電分の内訳 (1 日あたり平均値 (kWh/日))

	実績値	模擬値	実績-模擬
系統より	1.01	3.08	-2.07
PV より	5.33	4.07	1.26
充電計	6.34	7.16	-0.82

6. 経済性分析

6.1 需要家総コストの算定方法と定義

需要家総コストは事業者への支払い額 (以下、需要家コストという) と PV 余剰電力の売電収入 (以下、需要家売電収入という) との差し引きで求められる。需要家売電収入が大きいほど負が大きくなる。また DR 実施における需要家総コスト増減は上記で算出した需要家コストと需要家売電収入の実績値と模擬値の差し引きで求め、負に大きいほど DR による顧客メリットが出ることを示す。表 8 にて使用した単価を示す。また、顧客負担が増加した場合の補填方法は実証期間の合計で負担増が発生した世帯のみに対し超過分を全額補填している。

表 8 電化上手単価と売電単価 (円/kWh)

	夜間	昼間	朝晩	売電
単価	24.59	34.40	30.53	7.73
時間帯	23~翌7時	10~17時	左記以外	—

* 税抜・送電端ベース：料金単価 $\div 1.1 \times$ ロス率 (0.931),
売電は卒 FIT 料金単価 $\div 1.1$

6.2 事業者総収支の算定方法と定義

事業者の総収支は需要家からの料金収支 (収入-支出, 以下、買電収支という) と PV 余剰電力の買い取り分を売却した収支 (収入-支出, 以下、売電収支という) の合計値となる。事業者の総収支が大きいほど正に大きくなる。事業者総収支増減は上記総収支の実績値と模擬値の差し引きで求める。なお需要家総コストが増加 (需要家総コスト > 0) した場合の世帯においては事業者メリットから需要家コスト増加分を差し引くことで事業者コストに含めている。なお、算出に使

用した単価の定義は表 9 に記載する。事業者の支出 (調達単価) と売電収入単価は JEPX 単価を使用している。

表 9 買電と売電単価の算出定義

単価		計算定義
買電単価	収入	料金単価 $\div 1.1 \times$ ロス率 (0.931)
	支出	JEPX 単価 + 託送単価 (7.48) $\div 1.1 \times$ ロス率 (0.931)
売電単価	収入	JEPX 単価
	支出	売電単価 (8.5) $\div 1.1$

* 税抜き・送電端ベース (託送含む)

6.3 需要家コストと事業者コストの算定結果

需要家総コストと事業者総収支の増減を世帯別に算定した結果を図 5 に示す。横軸を需要家総コスト増減、縦軸を事業者総収支増減とし、各世帯をデータ点とする。左上の象限 (需要家はマイナス、事業者はプラス) にデータ点が集まるのが両者にとって理想である。19 世帯中補填が必要となったのは図中の橙色で示した 6 世帯 (約 1/3) であった。コスト増加のなかった世帯は前述 5 章で示したように買電コストがかからない PV からの充電増とそれに伴う買電の減少が要因となっている。補填後の経済メリットの日平均値は、需要家は ▲4 円弱 (補正前はプラス値であったが、ほぼ 0 円)、事業者は 10 円台半ば程度となった。また補填後の事業者メリットがマイナスになったのは 1 世帯のみであった。なお、需要家のコスト増加に対する補填を日々実施した場合、事業者メリットは期間集計値より数円減少した。これは需要家コスト増減がプラスマイナスで日々変動する中、一定期間で集計化することで需要家の損失を吸収していることによる。このことから、DR 実施の需要家コスト増への補填等については日単位で行うのではなく連続した一定期間で集計したほうが事業者にとってのメリットが多くでると考える。

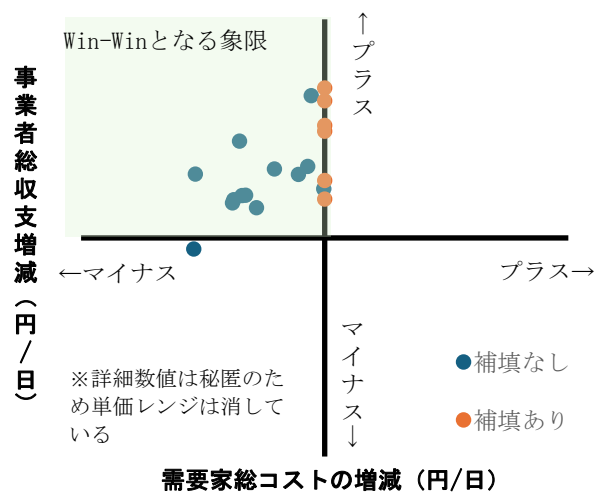


図 5 需要家と事業者のメリット散布図 (補正後) 円/日

7 DR 効果について

7.1 DR 効果の算定方法

実績と模擬値との比較において前述のように電力量の増減があること等も鑑み、次の考え方・計算式で電力量のシフト量 (DR 効果) と電力量の増減に要因分解を行った。なお、**図 6** にイメージ図を記す。なお、GI は Grid Import (買電) の略称である。

- (1) 各コマtにおいて ΔGI (実績-模擬値) を計算し、正負に分ける
- (2) 正負の ΔGI を 1 日単位で合計する
- (3) 正の量と負の量 (ともに絶対値) の差分を増減量とする
- (4) 増減量を除いた値をシフト量 (DR) とする

※正の買電シフト量 (橙色) と負の買電シフト量 (水色) は等しい。※売電についても同様に算出

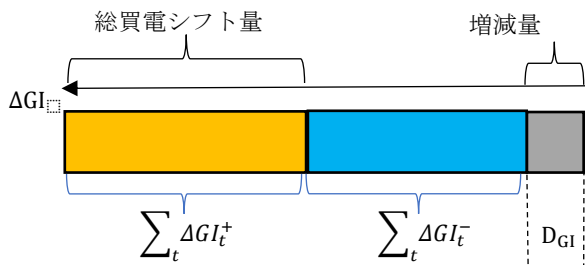


図 6 シフト量と増減量算出のイメージ図

7.2 DR 効果 (要因分解) の算定結果

7.1 に基づき算出した 1 世帯・1 日あたりの平均増減量を **表 10** に示す。この結果、買電量の時間シフト量 (DR 効果) は 3kWh/日を獲得できたことがわかる。

表 10 平均シフト量・増減量 (kWh/世帯・日)

買電量		売電量	
時間シフト	増減量・率	時間シフト	増減量・率
3.01	-0.75	0.15	-0.17
	-4.3%		-7.4%

*増減量は前述の**表 7**の値と一致

8. CO₂ 削減効果分析

8.1 日別・時間帯別の CO₂ 排出量原単位の作成

CO₂削減効果については、現時点では東京電力旧営業エリア内 (関東エリア) で再生可能エネルギーの出力抑制が顕在化していないため、日別・時間帯別平均 CO₂排出原単位⁵⁾ (以下、原単位という) を用いて算定することとした。

東京電力エナジーパートナー社の 2022 年度電源構成比⁴⁾より火力のみの構成比を算出したものと環境省が 2020 年に公表した石炭と火力発電の原単位を加重平均することで**表 11** のとおり火力発電の原単位を試算した。上記で求めた原単位を**表 12** の試算例で示すように東京電力管内の 2023 年度需給実績⁶⁾の毎時の火力発電電力量に乗じて CO₂ 排出量

を算定した。次に算定した排出量を供給量合計で除することで日別・時間帯別原単位を算定する。算出した CO₂の実証期間中の時間帯別平均値を**図 7**に示す。原単位は 1 時間単位での算出であるが実証データが 30 分単位なので 30 分値単位でグラフを作成している (:00 と :30 は同じ値)。再生可能エネルギーの拡大などにより昼間の原単位が他時間帯に比べ低下していることがわかる。

表 11 火力発電の原単位試算 (CO₂-kg/kWh)

	構成比	各原単位	火力原単位
石炭火力 (従来型)	21% (28.8%)	0.867	0.545
LNG 火力 (従来型)	52% (71.2%)	0.415	

*火力原単位=0.288×0.867+0.712×0.415=0.545

表 12 日別・時間帯別原単位の試算例

(万 kWh, CO₂-kg/kWh)

年月日	時間帯	火力	供給力	CO ₂ 原単位
2023/11/25	00 : 00	1,791	1,915	0.510
2023/11/25	01 : 00	1,706	1,827	0.509

*00 : 00 の原単位算出=1,791×0.545÷1,915=0.510

(kg-CO₂/kWh)

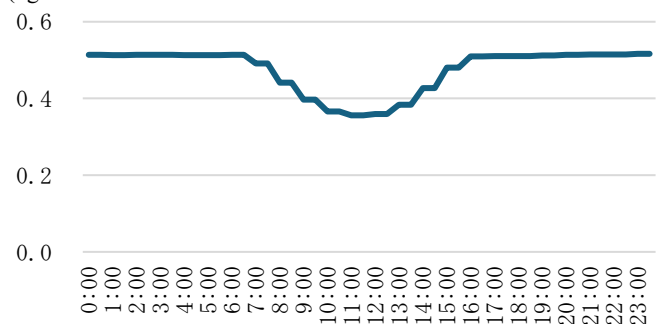


図 7 実証期間中の時間帯別 CO₂ 排出原単位

8.2 CO₂ 排出量の算定と削減量

実績と模擬値の系統からの買電電力量に日時別の CO₂ 原単位を乗じて算出した実証期間での CO₂ 排出量合計値と削減率を**表 13**にて示す。系統からの買電電力量が昼間時間帯にシフトしたことにより CO₂ 排出量が約 7%削減された。

今後、再生可能エネルギーが普及してその出力抑制が顕在化した場合、上げ DR により再生可能エネルギーの出力制御が減少することで、CO₂削減効果はより多くなると思われる。このようなダイナミックな電源構成の変化まで考慮した CO₂削減効果の算出は、今後の課題とする。

表 13 実証期間における CO₂ 排出量 (kg-CO₂) と削減率

	実績値	模擬値	削減率
CO ₂ 排出量	3,300	3,542	▲6.8%

9. まとめ

本実証により大幅なシステム改修を行うことなく、蓄電池がもつ充放電制御に使用する電気料金テーブルに JEPX 単価を活用するという比較的簡易な方法で日々の需要動向を反映させた上げ DR を実施できることが確認出来た。また上げ DR の効果としては 1 日あたり 3kWh 程度の需要シフトが確認されたことに加え、CO₂ 排出量は約 ▲7% 削減された。経済性分析では需要家のコスト増化は全体の 3 割程度にとどまり、事業者においても需要家コスト増化分を補填しても収支バランスを確保できる可能性があることが確認できた。今後は再生可能エネルギーの利用拡大と CO₂ 排出量削減を促進するために、実証で課題となったデータ欠損時の対応や需要家の上げ DR に対する参加促進方策などを図っていく。

参考文献

- 1) 八木橋威夫ほか、蓄電池の外部制御等による家庭部門での DR 実証, エネルギー・資源学会論文誌, 45-1, p. 50-56, 2024, https://www.jstage.jst.go.jp/article/jjser/45/1/45_50/_article/-char/ja (アクセス日 2024. 12. 13)
- 2) 一般社団法人 日本卸電力取引所
<https://www.jepx.jp/electricpower/market-data/spot/>
(アクセス日 2024. 12. 13) ,
- 3) 資源エネルギー庁, エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン令和 2 年 6 月 1 日改訂
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/vpp_dr/files/20171129001-1.pdf
(アクセス日 2024. 12. 13)
- 4) 東京電力エナジーパートナー社; 電源構成・非化石証書の使用状況
https://www.tepco.co.jp/ep/power_supply/index-j.html
(アクセス日 2024. 12. 13)
- 5) 環境省『電気事業分野における地球温暖化対策の進捗状況の評価結果について』(p37)(2020/7/14)
<https://www.env.go.jp/content/900515878.pdf>
(アクセス日 2024. 12. 13)
- 6) 東京電力パワーグリッド社; エリア需給実績 2023 年度
https://www.tepco.co.jp/forecast/html/area_jukyu_p-j.html (アクセス日 2024. 12. 13)