

令和4年度委託成果報告書

ダイナミックプライシングによる電動車の 充電シフトに関する電力系統への 影響等の分析調査事業 【公開版】

2023年3月22日



委託先： **IR** 電力中央研究所

本資料について

- 本資料は、一般社団法人 環境共創イニシアチブが実施した「令和4年度蓄電池等の分散型エネルギーリソースを活用した次世代技術構築実証事業費補助金(ダイナミックプライシングによる電動車の充電シフト実証事業)」の一環として行った「ダイナミックプライシングによる電動車の充電シフトに関する電力系統への影響等の分析調査事業」における各種調査等に関する業務を委託した一般財団法人 電力中央研究所より、報告を受けたものです。
- 本調査を通して得られた分析結果や、ダイナミックプライシングによる電動車の充電シフトの効果・検討すべき事項について、再生可能エネルギーの導入・活用を検討する方をはじめ、多くの方々に広く役立てていただくため、公開を行っております。

目次

- 実証事業の概要、参加者の属性
- ダイナミックプライシングによる電動車の充電シフトへの影響
- 電力系統への影響の分析・調査
- 再エネ出力制御回避への効果分析
- 調整力や供給力としての活用可能性の検証
- 3か年事業としての総括としての分析
- 本実証をもとにしたDP関連サービス等に対する政策への提言

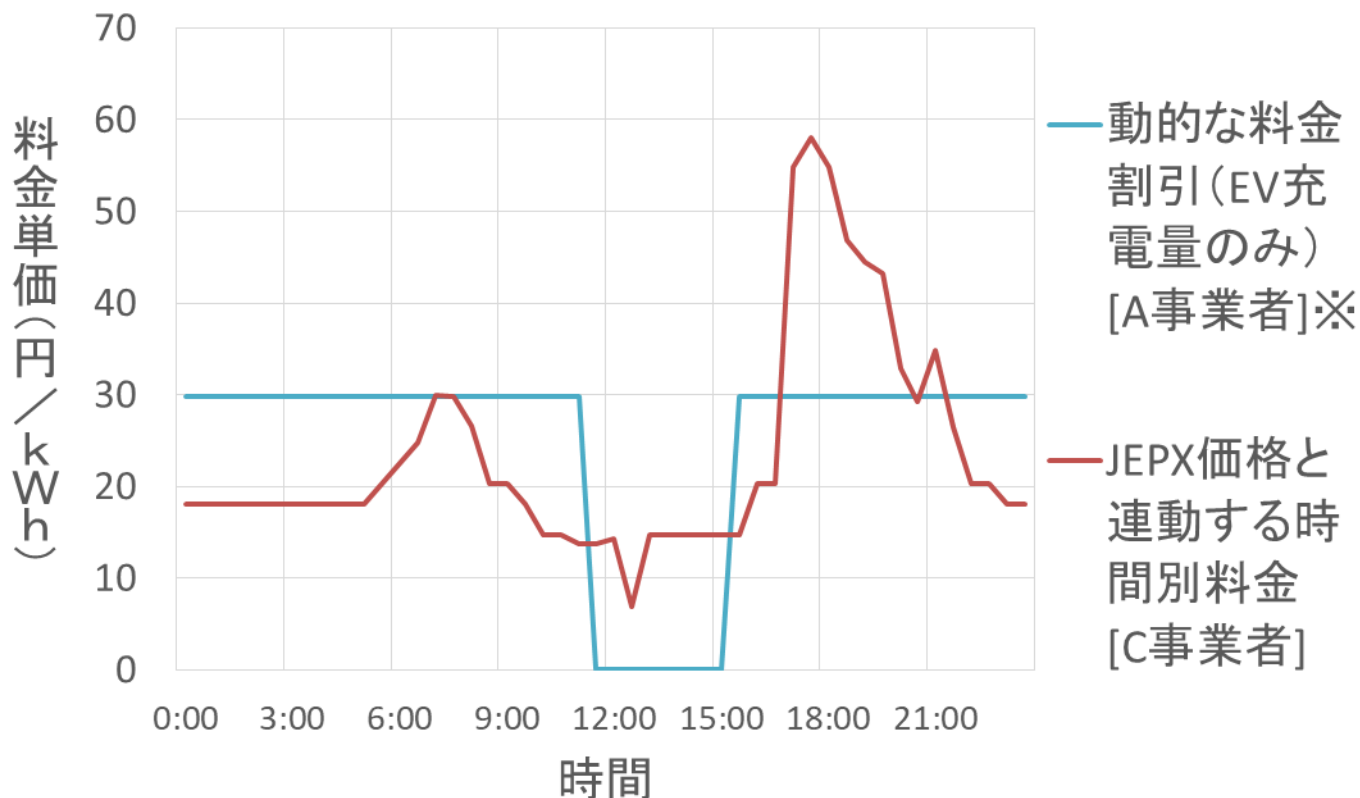
本実証の概要

- 実証対象：3事業者、参加者数は夏期は計236名（個人229名、法人7名）、冬期は計678名（個人655名、法人23名）
- 実証期間：2022/9～2022/10（夏期）、2022/12～2023/1（冬期）
 - ・ 期間中に、DPメニューを適用する「DP期間」と非DPメニューを適用する「非DP期間」を設定
- 各事業者が参加者に適用するダイナミックプライシング（DP）の料金タイプや料金水準、制御方式は、各事業者が事業アイデアに基づき独自に設定
- 参加者は、各事業者と自宅における小売供給契約を締結。自宅でのEVの充電量に対して、提示されるDP・非DPメニューで実際に課金される。

事業者名	参加者数	実証エリア	DPの種類と制御方式	実証方法
A事業者	夏230名、 冬505名	東北、東京、中部、 関西、中国、四国、 九州	動的な電気料金割引（EV充電量のみ） & 手動	前後比較
B事業者	夏2名、 冬157名	東北、東京、中部、 関西、北陸、中国、 四国、九州	JEPX価格と連動する時間別電気料金 （30分単位） & 自動制御	RCT（※）
C事業者	夏4名、 冬16名	九州	JEPX価格と連動する時間別電気料金 （30分単位） & 手動	昨年度との 比較

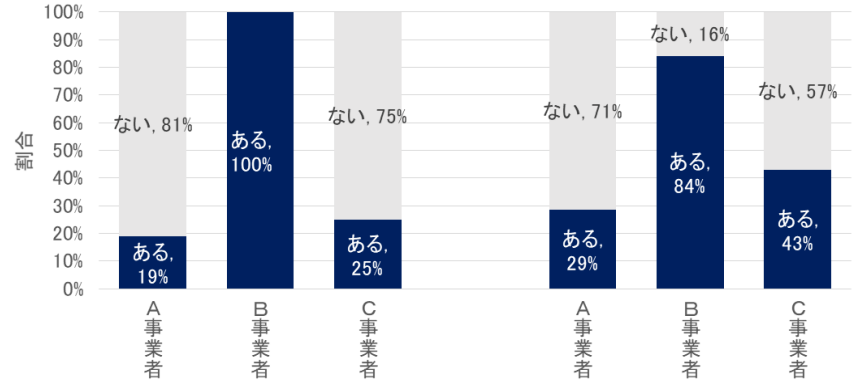
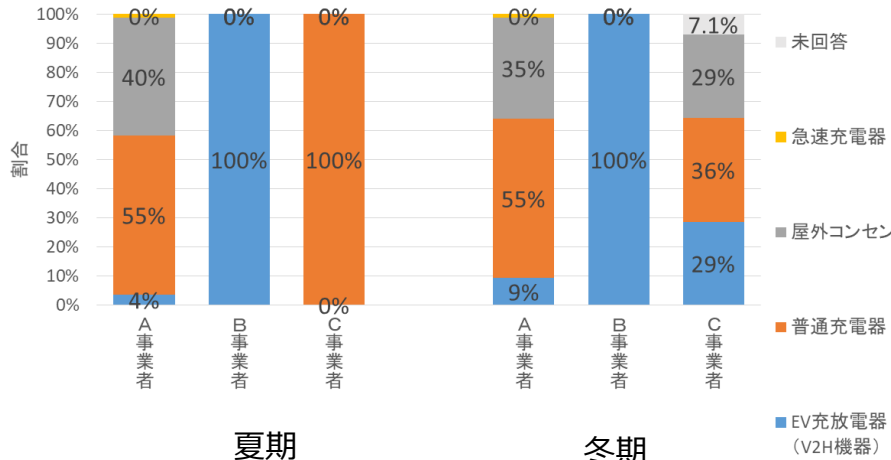
※RCT: ランダム化比較試験 (randomized controlled trial)

DPメニューにおける料金単価の時間変化の例



※A事業者：JEPX価格が最安である連続4時間がEVの無料充電時間帯。JEPX価格と連動して無料充電時間帯が日毎に変化する。

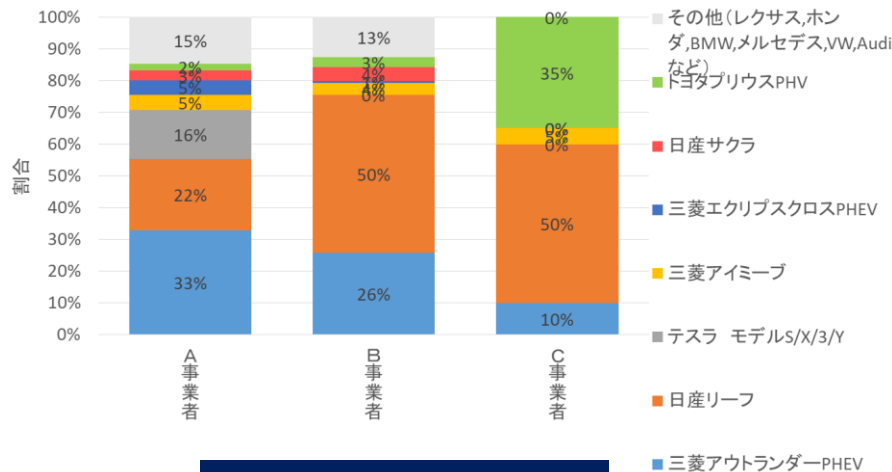
参加者の属性



夏期

冬期

自宅充電設備の種類

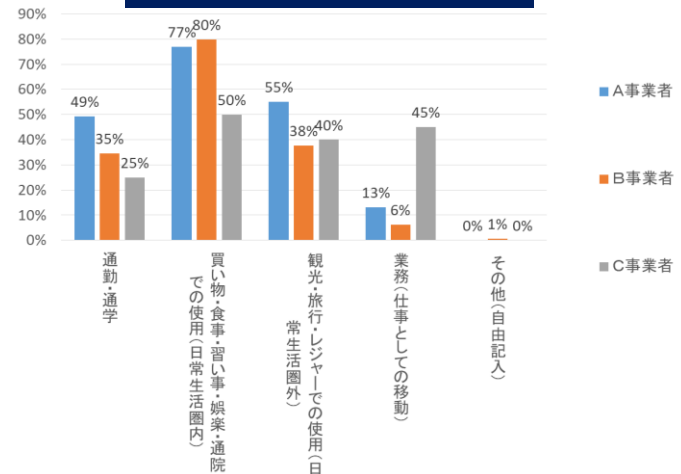


EVの車名

夏期

冬期

PV設備保有率



EVの利用用途 (複数回答)

目次

- 実証事業の概要、参加者の属性
- **ダイナミックプライシングによる電動車の充電シフトへの影響**
- 電力系統への影響の分析・調査
- 再エネ出力制御回避への効果分析
- 調整力や供給力としての活用可能性の検証
- 3か年事業としての総括としての分析
- 本実証をもとにしたDP関連サービス等に対する政策への提言

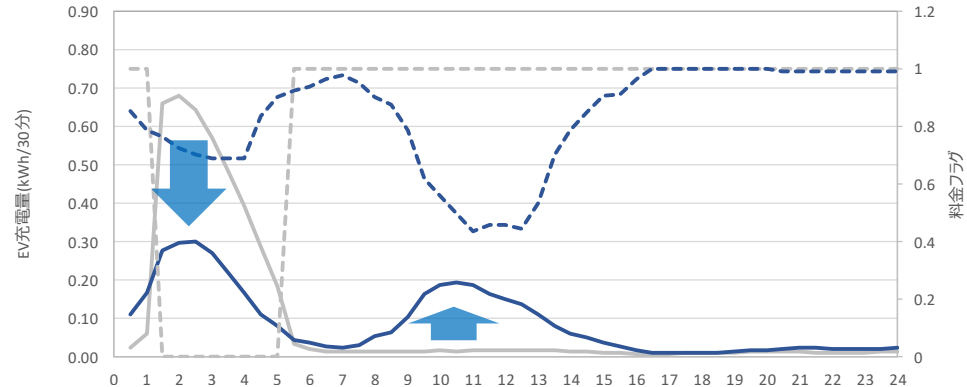
DP・非DP期間の自宅EV充電量と電気料金 (夏期、冬期)

A事業者

- DP期間は、昼間に無料充電時間帯が設定される日があり、昼間のEV充電量が、非DP期間よりも増加する。DP期間の深夜時間帯のEV充電量は、非DP期間よりも減少する。充電シフトの傾向は夏期も冬期も同様。

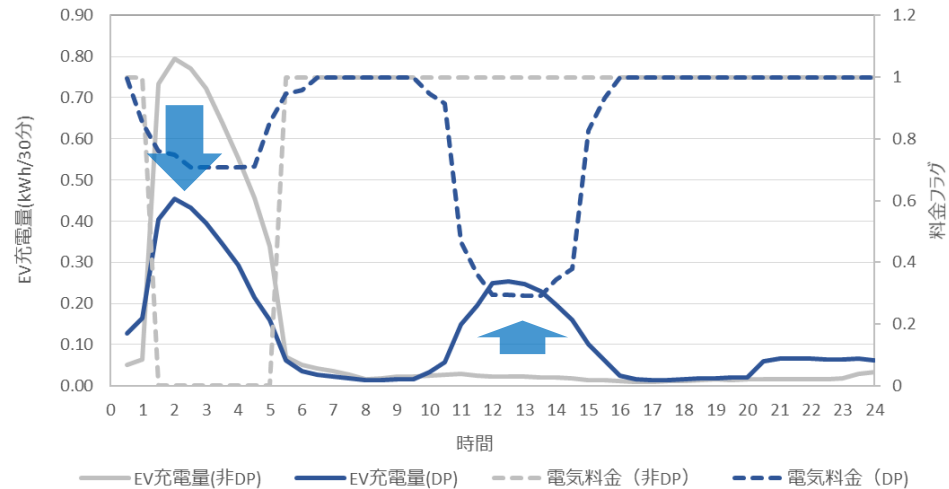
夏期実証

(DP期間は2022/10/1~2022/10/20、
非DP期間は2022/9/15~2022/9/30)



冬期実証

(DP期間は2023/1/13~1/31、
非DP期間は2022/12/26~2023/1/12)

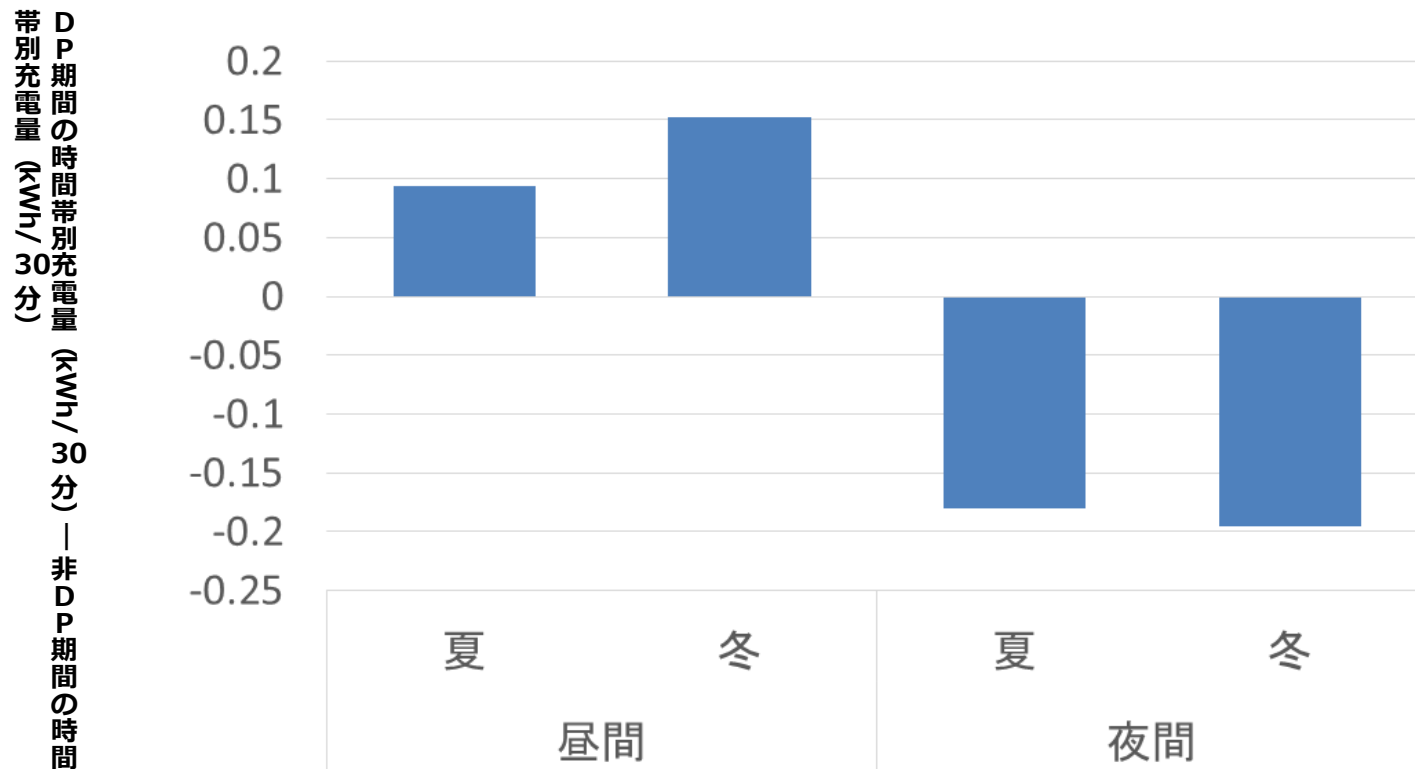


注：DP期間は連続する4時間のJEPX価格が最安となる連続4時間を無料充電時間帯とし、非DP期間は無料充電時間帯を深夜1時-5時に固定している。その他の時間帯はどちらの期間も有料充電時間帯となる。料金フラグ（右軸）は、有料充電時間帯は1、無料充電時間帯は0の値をとる。

無料充電時間帯の設定をJEPX価格連動に変更した場合の時間帯別EV充電量の変化

A事業者

- 無料充電時間帯の設定をJEPX価格連動にすることで、**昼間のEV充電量（期間平均）は、夏期は0.09kWh/30分、冬期は0.15kWh/30分増加した**。一方、夜間のEV充電量は、夏期は0.18kWh/30分、冬期は0.19kWh/30分減少した。なお、この充電量の変化量は、前後比較方式による比較に基づいている。



注：時間帯の定義は、昼間は10:00-15:30、夜間は0:00-5:30とする。

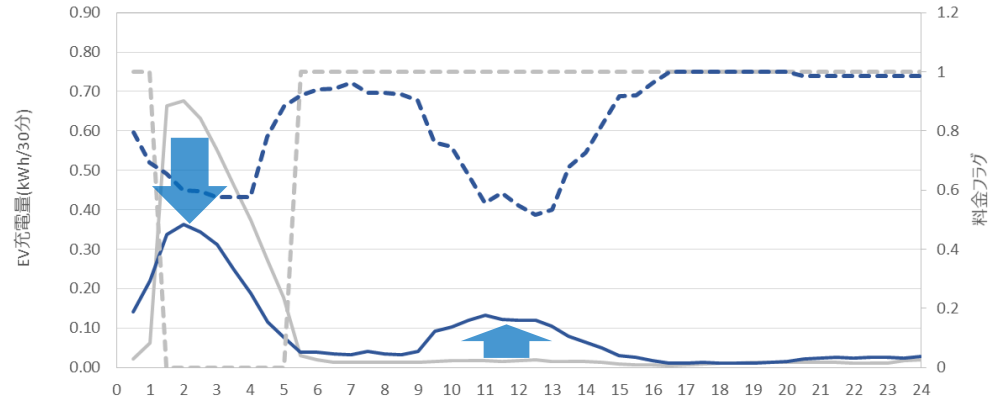
DP・非DP期間の自宅EV充電量と電気料金 (夏期平日、夏期休日)

A事業者

- 夏期実証のDP期間において、平日よりも、休日の方が昼間に無料充電時間帯が設定される日が多く、昼間のEV充電量は、平日よりも、休日の方が増加している。

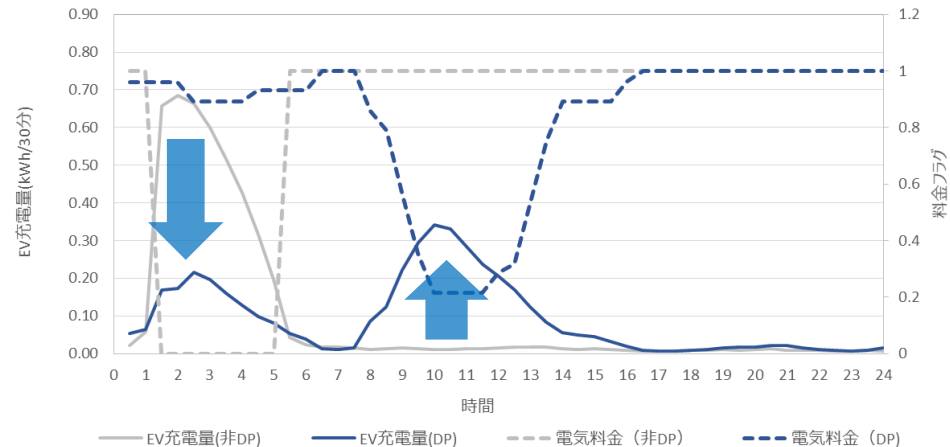
夏期実証_平日

(DP期間は2022/10/1~2022/10/20、
非DP期間は2022/9/15~2022/9/30)



夏期実証_休日

(DP期間は2022/10/1~2022/10/20、
非DP期間は2022/9/15~2022/9/30)

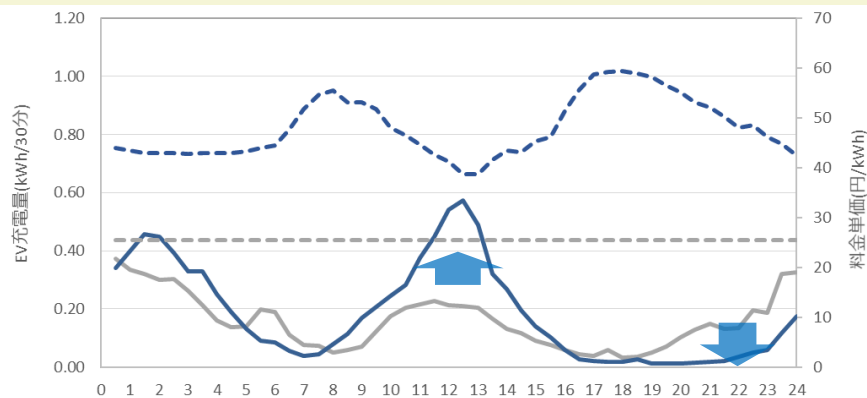


注：DP期間は連続する4時間のJEPX価格が最安となる連続4時間を無料充電時間帯とし、非DP期間は無料充電時間帯を深夜1時-5時に固定している。その他の時間帯はどちらの期間も有料充電時間帯となる。料金フラグ（右軸）は、有料充電時間帯は1、無料充電時間帯は0の値をとる。

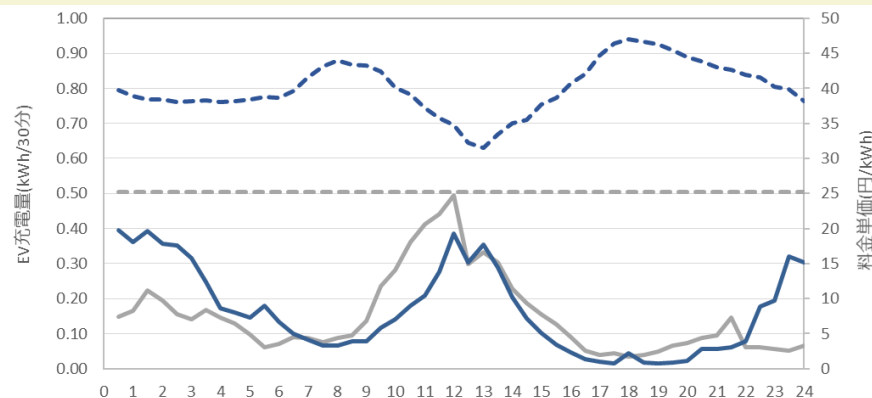
DP・非DP期間の自宅EV充電量と電気料金 (冬期)

B事業者

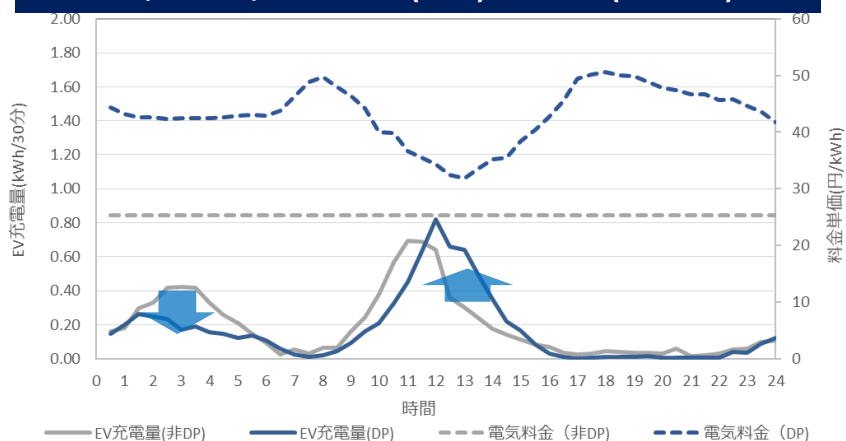
- 参加者をG1～G4の4グループに分割し、12月-1月にRCT方式で実証を行った。DP期間におけるG1・G3・G4の3グループは、各々が参照する非DPグループを比べて、昼間のEV充電量が増加する傾向が見られた。



12/1-12/31 G1(DP) vs G2(非DP)



1/1-1/31 G2(DP) vs G1(非DP)



12/25-1/12 G3(DP) vs G4(非DP)



1/13-1/31 G4(DP) vs G3(非DP)

注：EV充電量の供給元は、系統からの購入電力以外に、自宅におけるPV発電電力も含む。

JEPX価格連動の電気料金に変更した場合の 昼間のEV充電量の変化（冬期）

B事業者

- JEPX価格連動の電気料金に変更することで、昼間のEV充電量は、各々が参照する非DPグループと比べて、G1では0.17kWh/30分、G3とG4では0.075kWh/30分増加した。G2では充電量が増加する傾向が見られなかった。



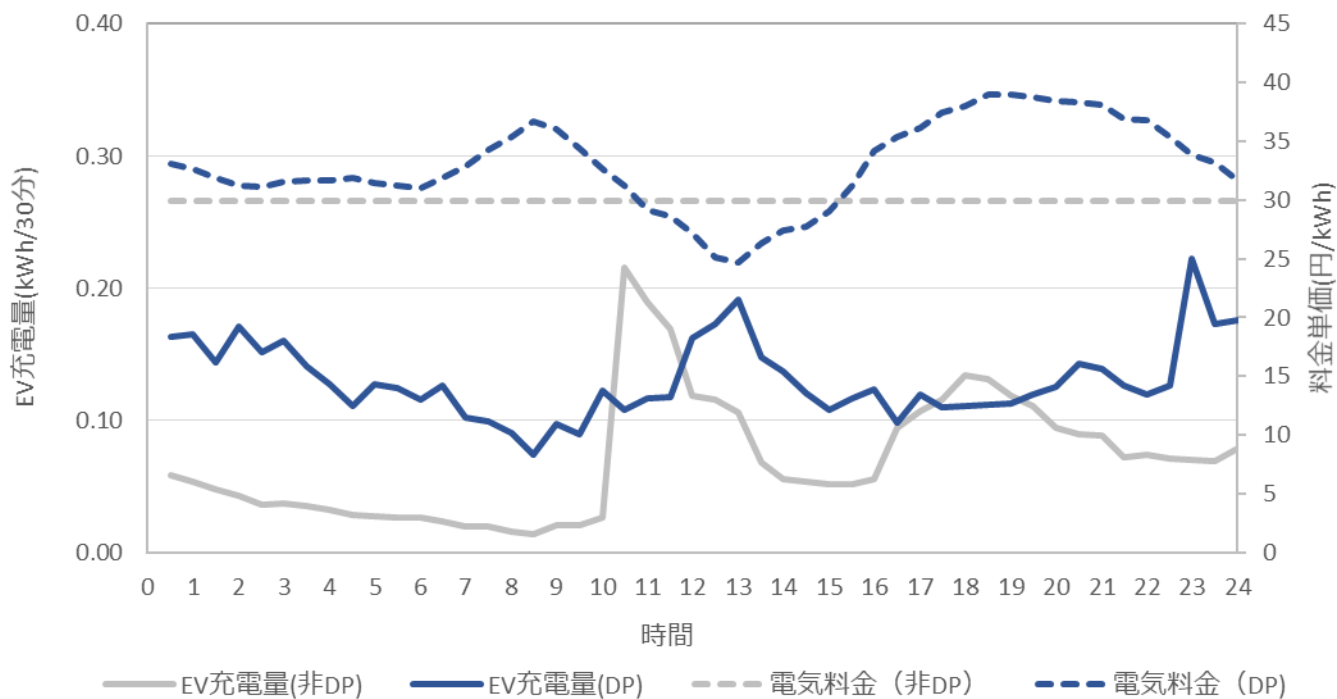
注：昼間の定義は10:00-15:30。

注：EV充電量の供給元は、系統からの購入電力以外に、自宅におけるPV発電電力も含む。

DP・非DP期間の自宅EV充電量と電気料金 (冬期)

C事業者

- DP期間（2022/12/1-2023/1/31）と非DP期間（昨年度の2021/12/1-2022/1/31）のEV充電量を比べたところ、DP適用により、昼間のEV充電量が、非DP期間よりも増加するという傾向は見られなかった。



DP期間は2022/12～2023/1、非DP期間は2021/12～2022/1

目次

- 実証事業の概要、参加者の属性
- ダイナミックプライシングによる電動車の充電シフトへの影響
- 電力系統への影響の分析・調査**
- 再エネ出力制御回避への効果分析
- 調整力や供給力としての活用可能性の検証
- 3か年事業としての総括としての分析
- 本実証をもとにしたDP関連サービス等に対する政策への提言

配電系統解析用の充電負荷モデル

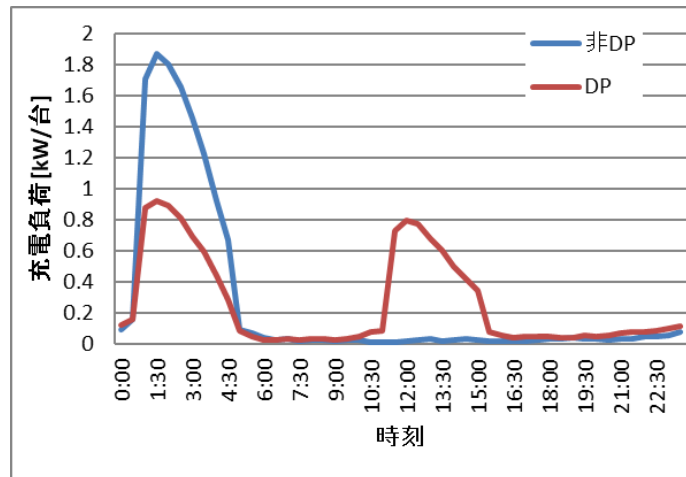
A事業者

冬期（12月）と夏期（10月）の各期間で下記の条件を満たす日を代表日とし、代表日の30分値の充電データ（kWh/30分）の2倍値をEVの台数で割ったもの（下図）を、1台あたりの充電負荷モデルとした。

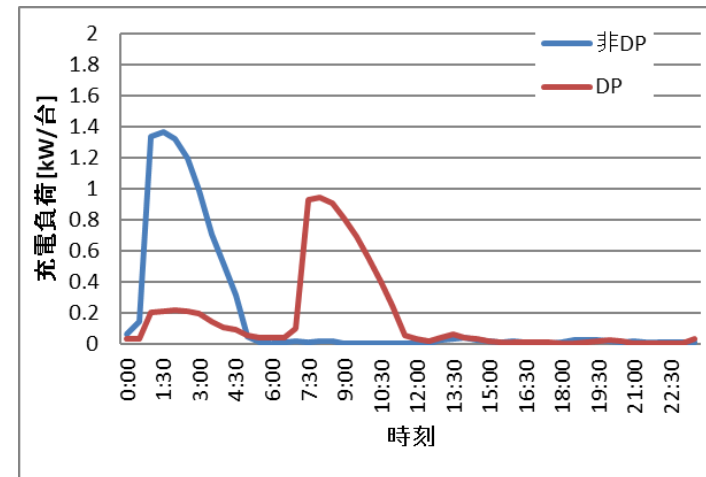
条件1 全ての地域に同じ無料時間帯が設定されている

条件2 無料時間帯に充電したEVの台数が最も多い

冬期（12月）



夏期（10月）



- 冬期、夏期ともに無料時間帯が開始した直後に充電負荷ピークが現れた（上図のDPのケースでは冬期の無料時間帯が11時～15時、夏期の無料時間帯が7時～11時に設定されている）。
- DPを開始する10月期の方が無料時間帯の充電負荷のピークは大きい、その後充電負荷が著しく減少した（無料時間帯の違いも影響していると考えられる）。
- 非DPに対応する充電負荷モデルでは1時半～5時半に充電負荷が集中した。

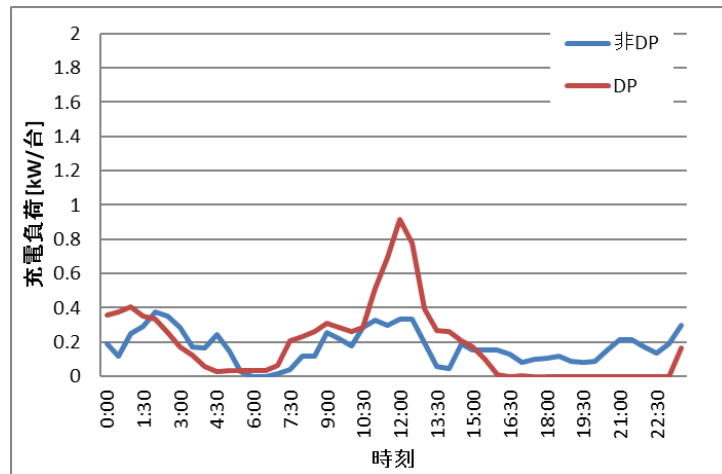
配電系統解析用の充電負荷モデル

B事業者

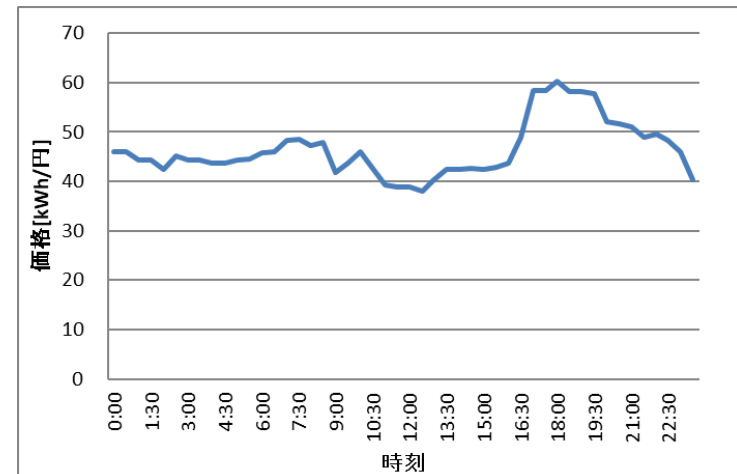
下記の条件を満たす日をDP期間中の代表日とし、代表日の30分値の充電データ (kWh/30分) の2倍値をEVの台数で割ったもの (下図) を、1台あたりの充電負荷モデルとした。

条件 昼間 (10時~14時) の充電推奨に従ったEVの台数が最も多い日

冬期 (12月)



参考：代表日の価格変動



- DPに対応する充電負荷では、価格の変動をもとに多くのEVが昼間に充電行動を推奨されていることが影響し、充電負荷のピークが12時に現れた。また、それ以外の時間帯にも充電負荷が広く分布していた。
- 非DPに対応する充電負荷では、充電負荷が1日全体にわたって分布していた。

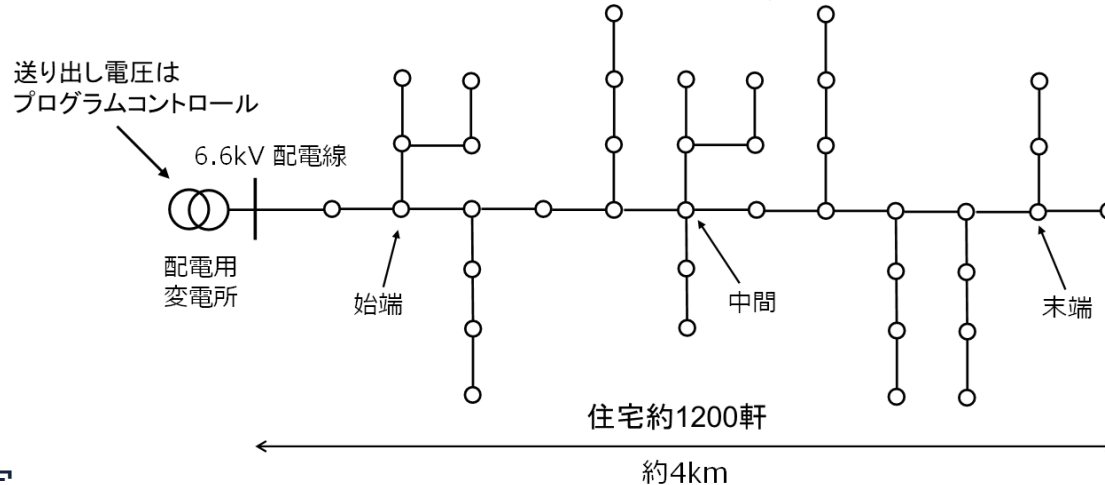
配電系統解析の条件

□ 配電系統モデル

- 配電系統には電気協同研究※1の配電系統モデル（住宅地域C2）を使用した。
- 電力中央研究所の配電系統総合解析ツール※2（CALDG）によるシミュレーションを行った。

※1 電気協同研究 第54巻2号,「高圧受電設備における高調波問題の現状と対策」, 1998

※2 電力中央研究所報告 R15024,「配電系統総合解析ツールの開発（その2）」, 2016



□ ケース設定

- 配電系統内へのPVおよびEVの導入率注を20%刻みで変えてシミュレーションを行った。
- 本資料では下記の代表ケースにおける潮流，電圧変動への影響評価を示す。

PV導入率	EV導入率	備考
0%	100%	EVの影響が顕著
40%	20%	2030年の導入想定
100%	100%	PVとEVの影響が顕著

注：PVおよびEVの導入率は、配電線容量3000kWを基準にした導入容量（kW）の割合とし、導入率100%は、PV750台（4kW/台）、EV充電器1000台（3kW/台）に相当する。

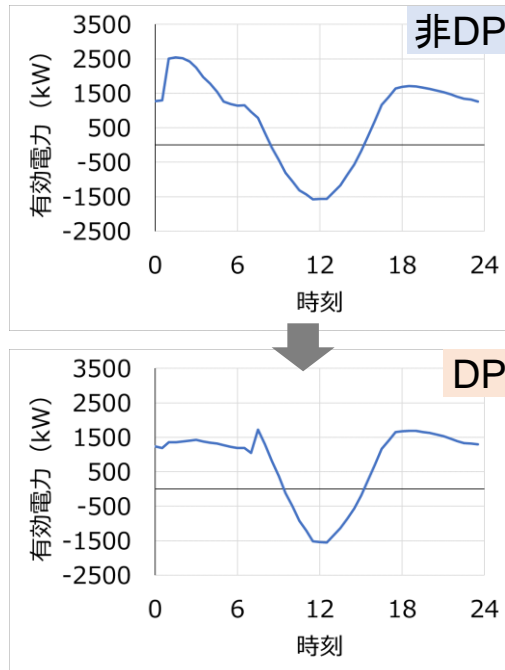
代表ケースの潮流と電圧の変化

時期	事業者	PV導入率[%]	EV導入率[%]	DP	順潮流[kW] (順潮流方向が正, 有効電力の値を示す)		電圧[V]	
					最大値	最小値	最大値	最小値
夏期 (10月)	A事業者	0	100	あり	2260	1190	106.6	102.4
				なし	2550	1160	106.8	102.1
		40	20	あり	1690	200	107.7	103.0
				なし	1690	190	107.8	103.0
		100	100	あり	1721	-1550	109.6	102.8
				なし	2550	-1570	109.6	102.1
冬期 (12月)	A事業者	0	100	あり	3240	1260	106.5	102.3
				なし	2900	1270	106.5	101.6
		40	20	あり	2160	780	107.1	102.6
				なし	2160	730	107.1	102.6
		100	100	あり	2250	-870	108.7	102.3
				なし	3240	-1060	108.7	101.6
	B事業者	0	100	あり	2900	1260	106.3	102.6
				なし	2300	1230	106.4	102.5
		40	20	あり	2150	840	107.0	102.6
				なし	2170	790	107.1	102.6
		100	100	あり	2150	-570	108.3	102.6
				なし	2240	-770	108.6	102.6

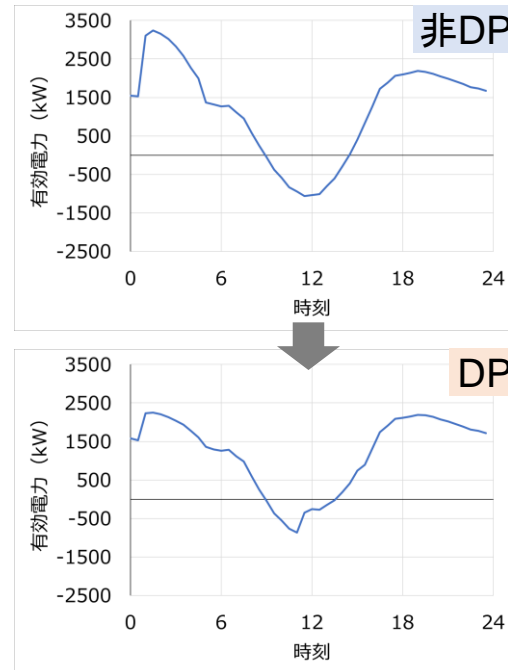
- 順潮流の最大値は、PV導入時（20%、100%）にはDPによって抑制された。
- 逆潮流が流れる際（最小値が負の時）には、DPによって逆潮流が20kW～200kW程度抑制された。
- 逆潮流による電圧上昇が、DPによって最大0.3V程度抑制された。

配電線潮流の例(PV100%, EV100%)

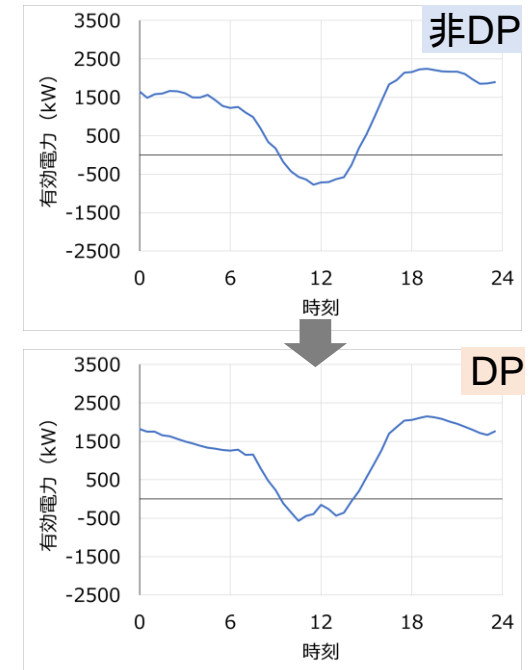
A事業者
夏期 (10月)



A事業者
冬期 (12月)



B事業者
冬期 (12月)



A事業者:

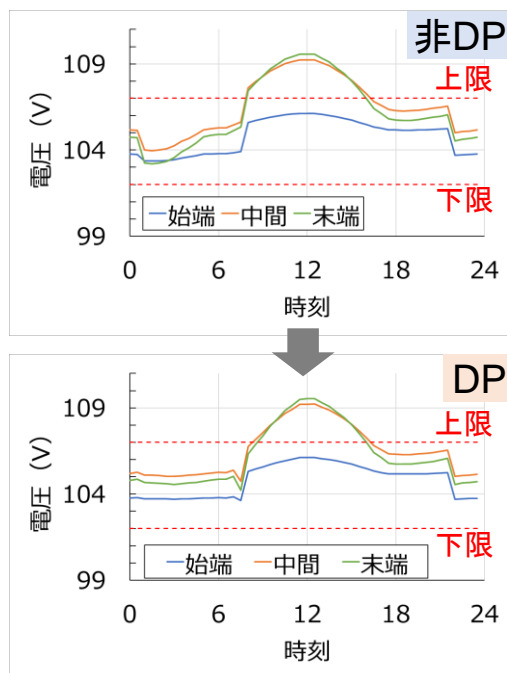
DPにより夜間 (1時半～5時半) の順潮流が抑制された。また、夏期の場合は午前中の、冬期の場合は12時以降のPV発電由来の逆潮流が抑制された。

B事業者:

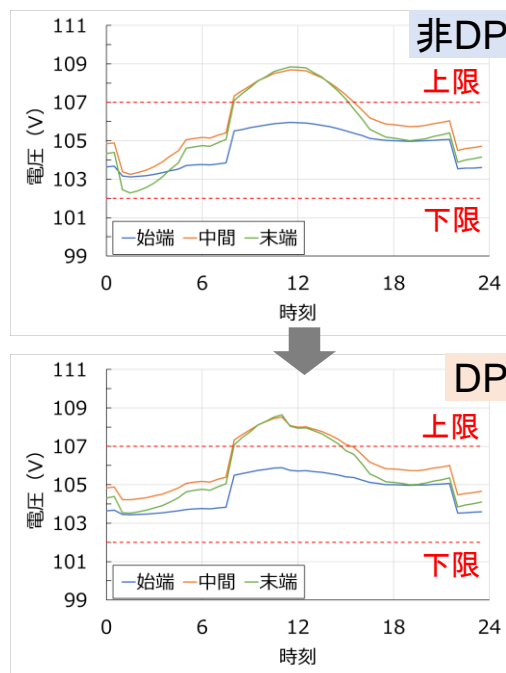
12時を中心に、PV発電由来の逆潮流が抑制された。

配電線電圧の例(PV100%, EV100%)

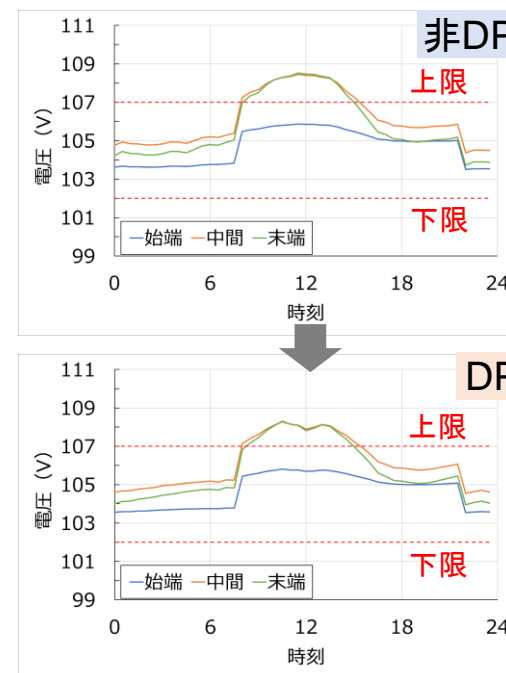
A事業者
夏期 (10月)



A事業者
冬期 (12月)



B事業者
冬期 (12月)



A事業者:

DPにより夜間（1時半～5時半）における中間と末端点の電圧降下が抑制された。また、夏期の場合には午前中の、冬期の場合には12時以降の逆潮流に由来する電圧上昇が抑制された。

B事業者:

12時を中心に、PV発電由来の電圧上昇が抑制された。

目次

- 実証事業の概要、参加者の属性
- ダイナミックプライシングによる電動車の充電シフトへの影響
- 電力系統への影響の分析・調査
- 再エネ出力制御回避への効果分析**
- 調整力や供給力としての活用可能性の検証
- 3か年事業としての総括としての分析
- 本実証をもとにしたDP関連サービス等に対する政策への提言

再エネ出力制御の回避 ①

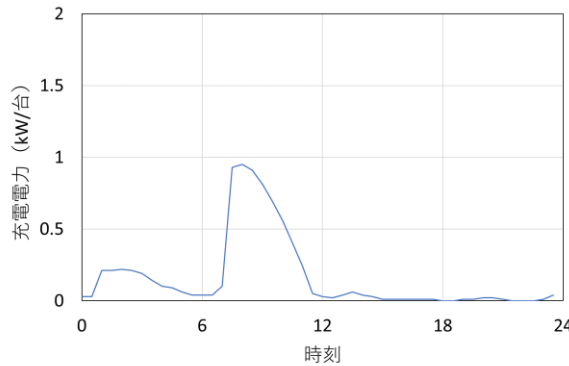
□ 評価条件

- 対象エリア：九州エリア全域
- 対象日：2021/4/25（日）
- 将来のEV普及台数：116万台を仮定

乗用車 保有台数	727万台 (九州エリア, 2021年実績)
EV普及率	16% (2030年想定)
EV普及台数	116万台

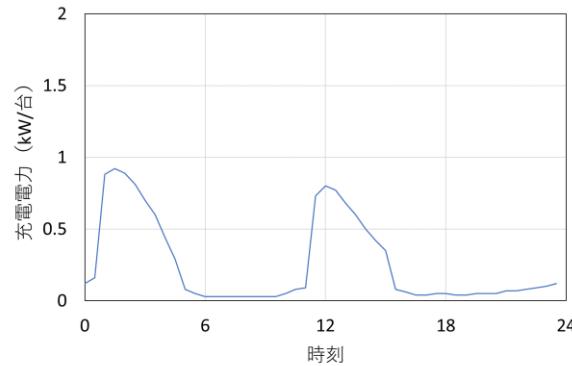
□ EV充電需要

- EV充電需要が異なる場合を分析するために3通りのケースを設定



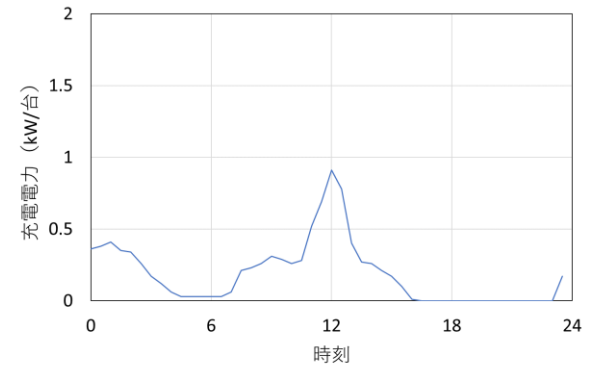
ケース1

(2022年度、10月、A事業者)



ケース2

(2022年度、12月、A事業者)

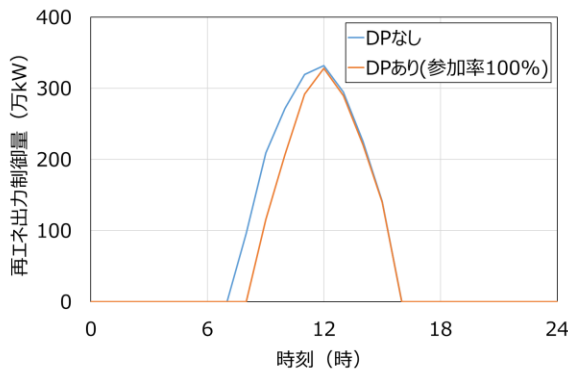
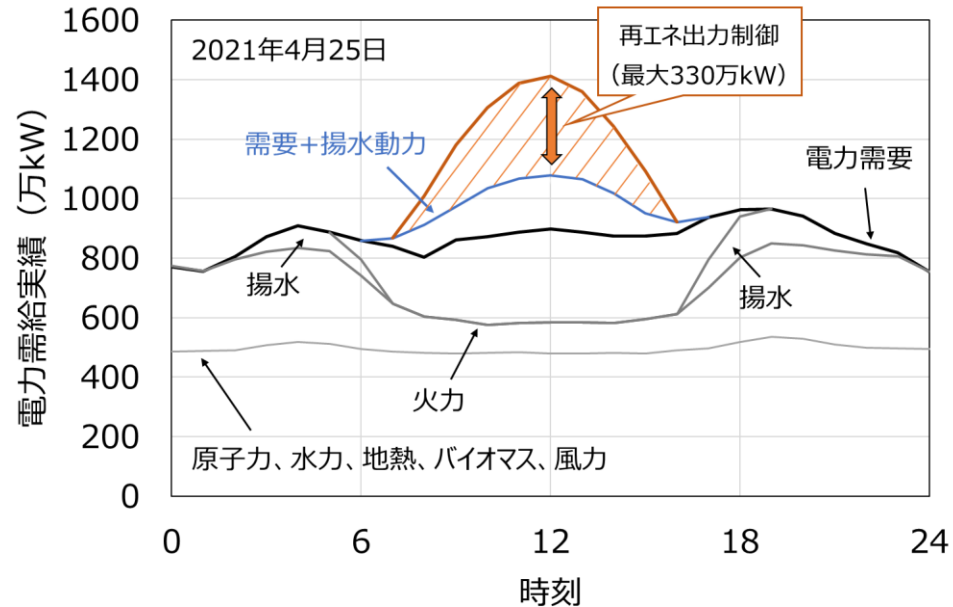


ケース3

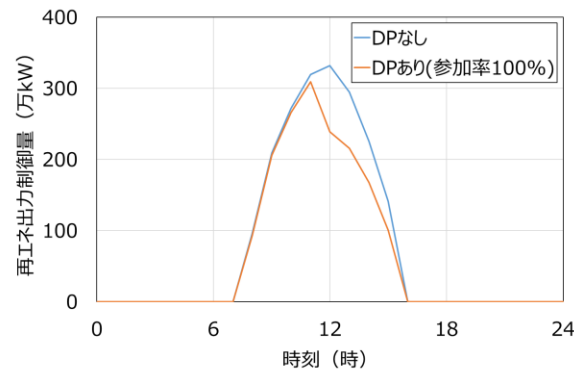
(2022年度、12月、B事業者)

再エネ出力制御の回避 ②

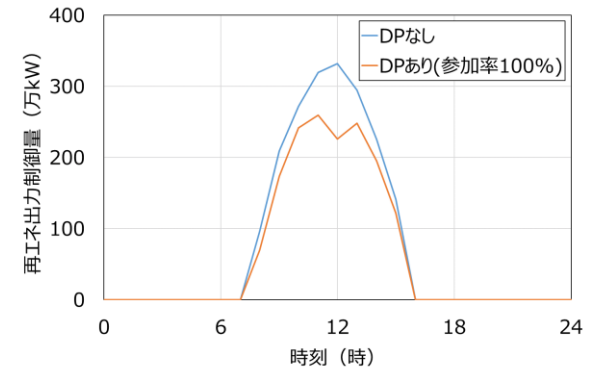
- DP参加率を100%として、3通りのケースでDP有無による再エネ出力制御量を比較した。
- いずれのケースもDP適用により再エネ出力制御量を低減できるが、その時間帯が異なる。ケース1では、最大値の抑制効果が小さい。



ケース1



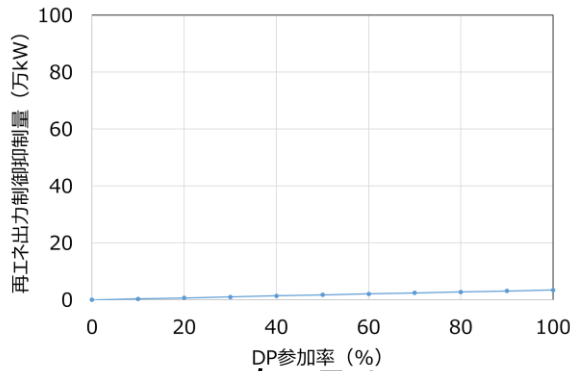
ケース2



ケース3

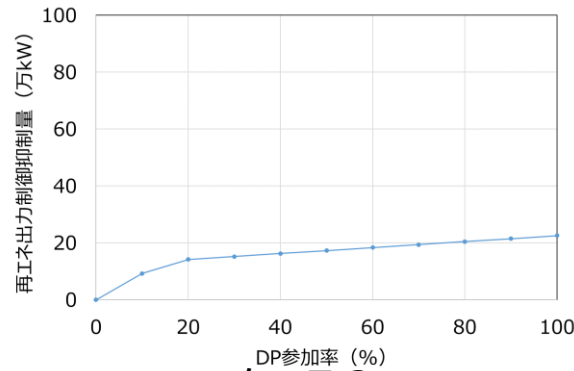
再エネ出力制御の回避 ③

DP参加率をパラメータとして、DP適用が再エネ出力制御量に与える影響を評価。いずれのケースでも、DP適用により再エネ出力制御量が抑制されるが、最大値の抑制効果はケースによって大きく異なる結果となった。



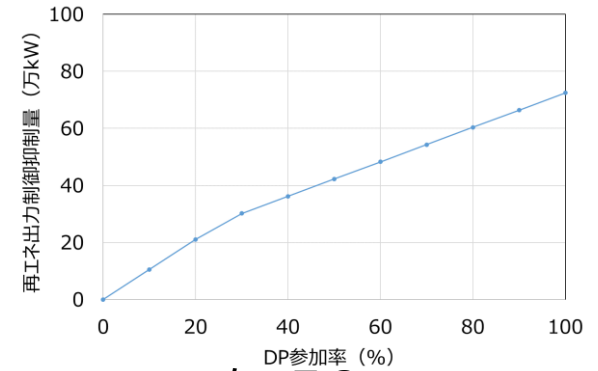
ケース1

再エネ出力制御量の最大値



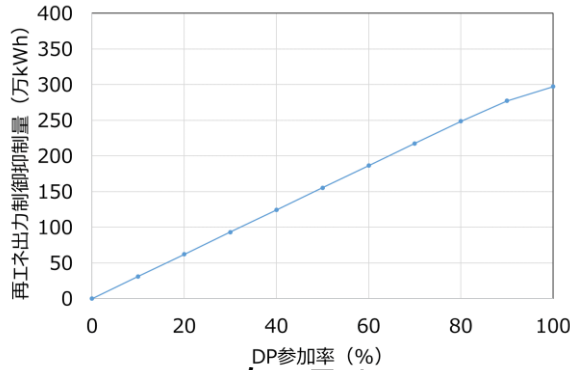
ケース2

再エネ出力制御量の最大値



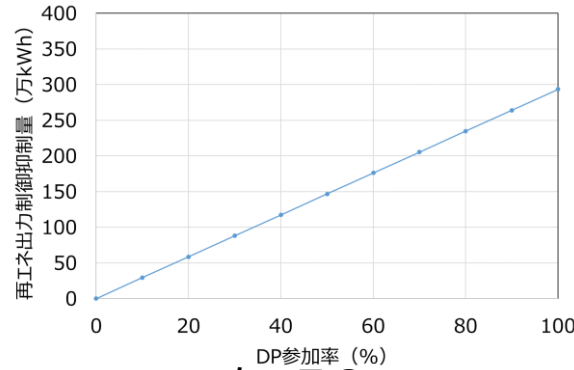
ケース3

再エネ出力制御量の最大値



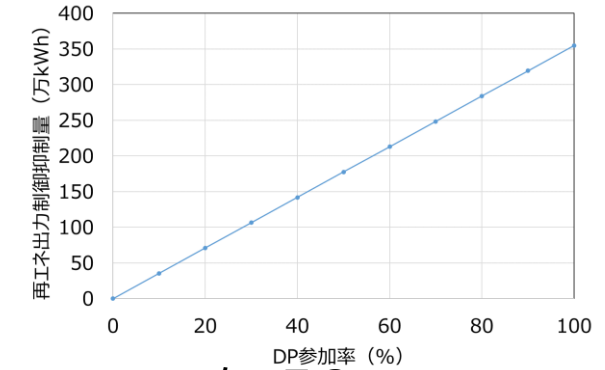
ケース1

抑制量の日量



ケース2

抑制量の日量



ケース3

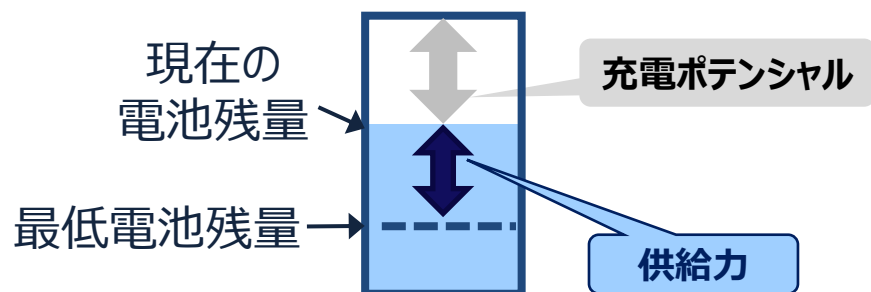
抑制量の日量

目次

- 実証事業の概要、参加者の属性
- ダイナミックプライシングによる電動車の充電シフトへの影響
- 電力系統への影響の分析・調査
- 再エネ出力制御回避への効果分析
- 調整力や供給力としての活用可能性の検証**
- 3か年事業としての総括としての分析
- 本実証をもとにしたDP関連サービス等に対する政策への提言

供給力と充電ポテンシャルの評価方法

- ◆ テレマティクスデータ※1を利用できた下記の実証EV30台を対象に、各住宅にV2H機器※2があると仮定し、EVからの供給力と充電ポテンシャル（実証期間の平均）を評価した。なお、事業者から提供された実証EV30台のテレマティクスデータは、クレンジングせずに、そのまま利用した。
 - A事業者 夏期実証（2022/9/15～2022/10/31）15台、A事業者 冬期実証（2022/12/1～2023/1/31）9台、B事業者 冬期実証（2022/12/1～2023/1/31）6台
- ◆ 試算条件
 - 充放電電力は3kWと6kW、継続時間は30分※3と3時間※4、最低電池残量は4kWh,8kWh,12kWh,16kWh,20kWhを仮定して評価を行った。
- ◆ 供給可能な電力量（下図の青矢印）が必要な放電電力量（＝放電電力×継続時間）以上である場合に供給力としてカウント
- ◆ 充電可能な電力量（下図の灰色矢印）が必要な充電電力量（＝充電電力×継続時間）以上である場合に充電ポテンシャルとしてカウント



※1 通信ネットワークを介して取得できるEVの位置や走行履歴、電池残量などの車両情報

※2 自宅駐車中は常にプラグインすると仮定

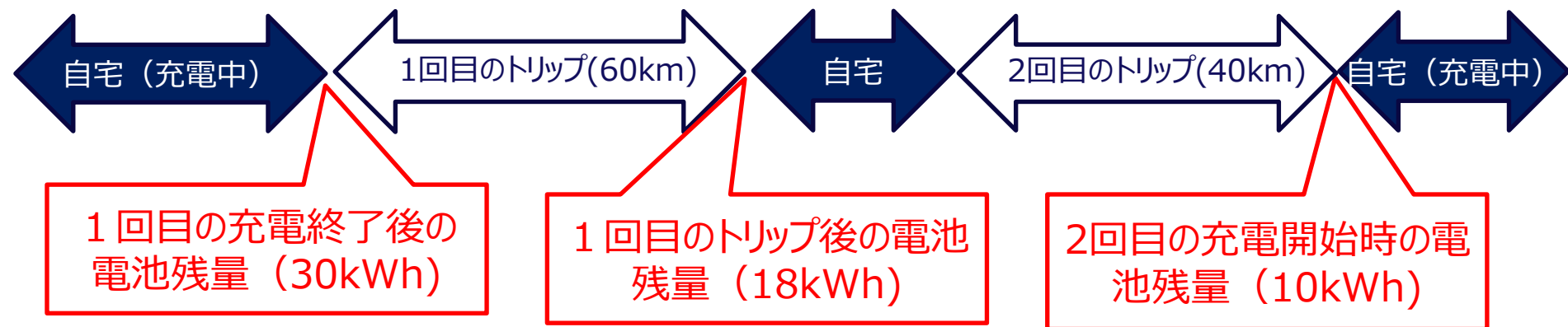
※3 需給調整市場の二次調整力の継続時間に相当

※4 需給調整市場の三次調整力の継続時間に相当

蓄電池残量データの作成

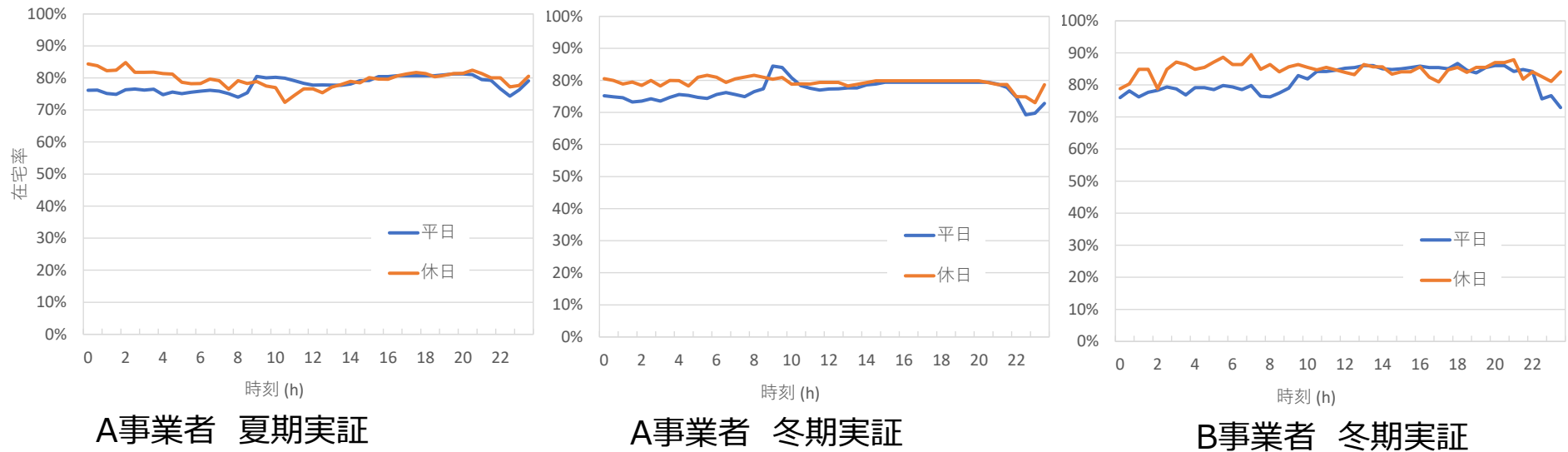
◆ 蓄電池の残量データは、充電器に接続したタイミングしか得られないため、それ以外の時間帯の値を下記の手順で推定した。

- 下図の例では、充電と充電の間に2回のトリップを実施
- 2回目の充電開始時の電池残量と1回目の充電終了後の電池残量の差から、その間に消費した電力量を算出 ($30\text{kWh}-10\text{kWh}=20\text{kWh}$)
- 上記で算出した消費電力量を1回目の充電終了後から2回目の充電開始時までの走行距離で割って、km当たりの電費を算出 ($20\text{kWh}\div 100\text{km}=0.2\text{kWh}/\text{km}$)
- トリップ毎に、km当たりの電費を掛けることで、トリップ終了時の電池残量を算出 ($30\text{kWh}-0.2\text{kWh}/\text{km}\times 60\text{km}=18\text{kWh}$)



在宅率

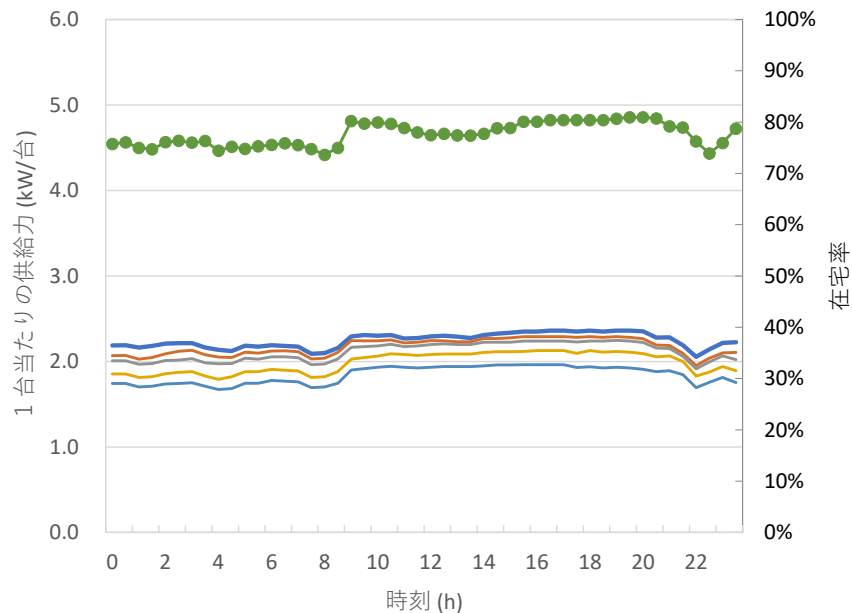
自宅で充電を行っている時間帯のEV車両の緯度・経度から、「自宅の緯度経度」を設定し、当該の場所に停車している時間帯の割合を「在宅率」と定義



- ◆ A事業者の結果において、夏期実証と冬期実証で大きな違いは見られず、在宅率に関して季節による影響は少ないといえる
- ◆ A事業者が69～85%、B事業者が73～89%と、B事業者の方が少しだけ高くなったが、B事業者の評価対象の台数が6台と少なく、評価対象の偏りに起因するものと考えられる

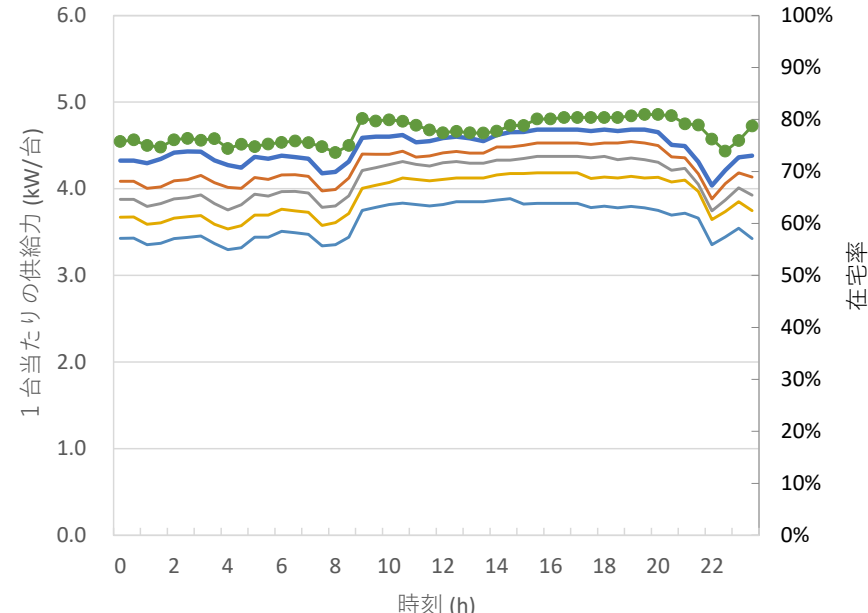
EV1台当たりの供給力

(供給継続時間: 30分、平日、A事業者、夏期実証)



最低電池残量 — 4kWh — 8kWh — 12kWh — 16kWh — 20kWh — 在宅率

放電電力：3kW



最低電池残量 — 4kWh — 8kWh — 12kWh — 16kWh — 20kWh — 在宅率

放電電力：6kW

◆ 最低電池残量が小さい程、供給力は大きい

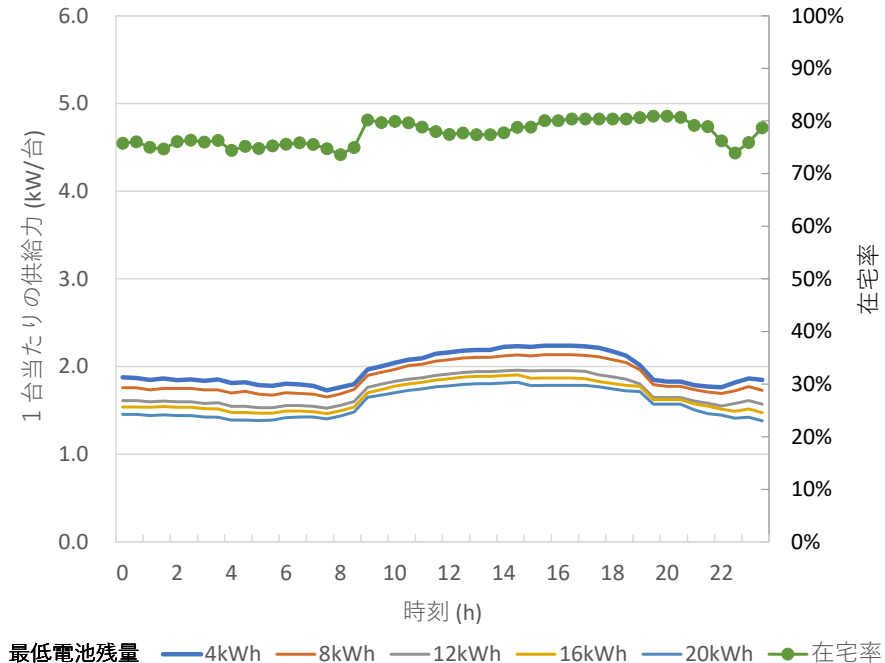
- 最低電池残量が小さい程、供給可能な電力量（＝現在の電池残量－最低電池残量）が放電電力量（＝放電電力×放電継続時間）を上回りやすくなるため

◆ 放電電力を3kWから6kWにすると、供給力はおおよそ2倍になる

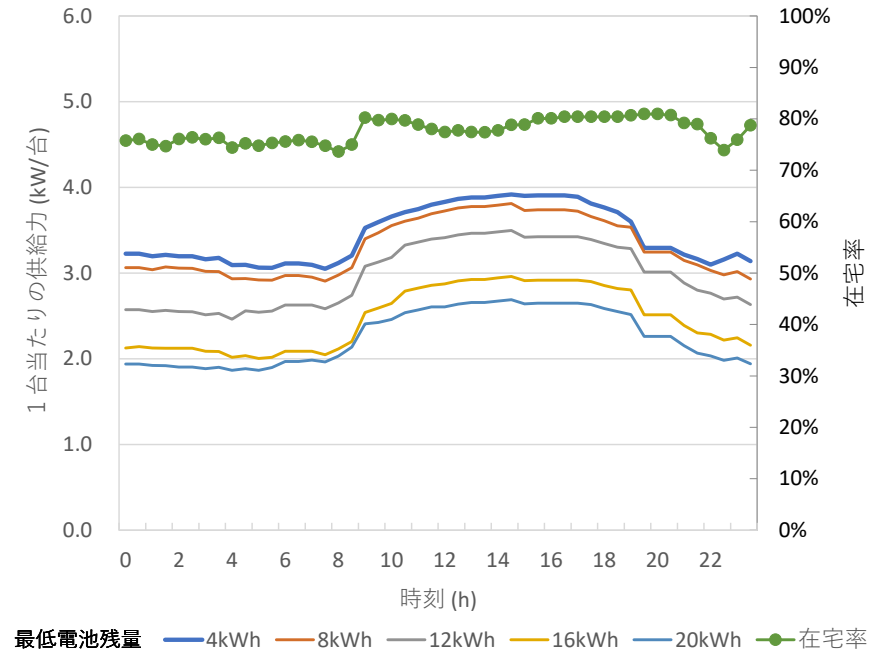
◆ 在宅率とほぼ同様に変化

EV1台当たりの供給力

(供給継続時間: 3時間、平日、A事業者、夏期実証)



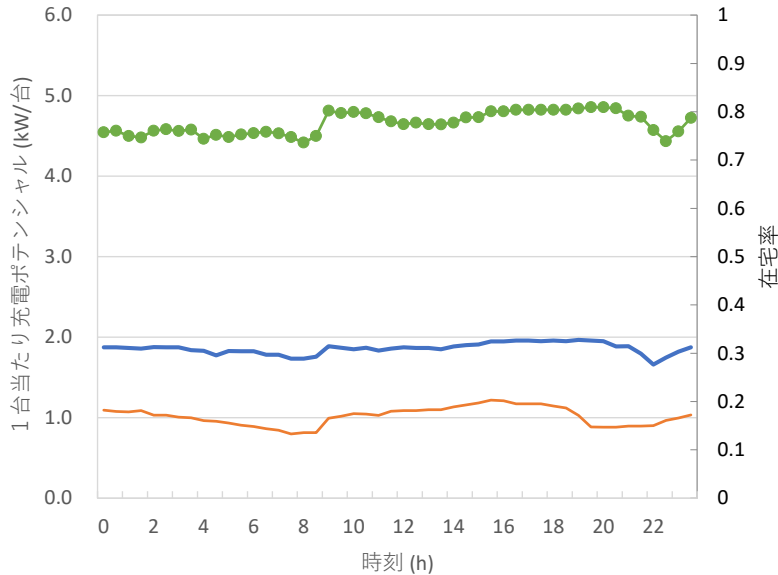
放電電力: 3kW



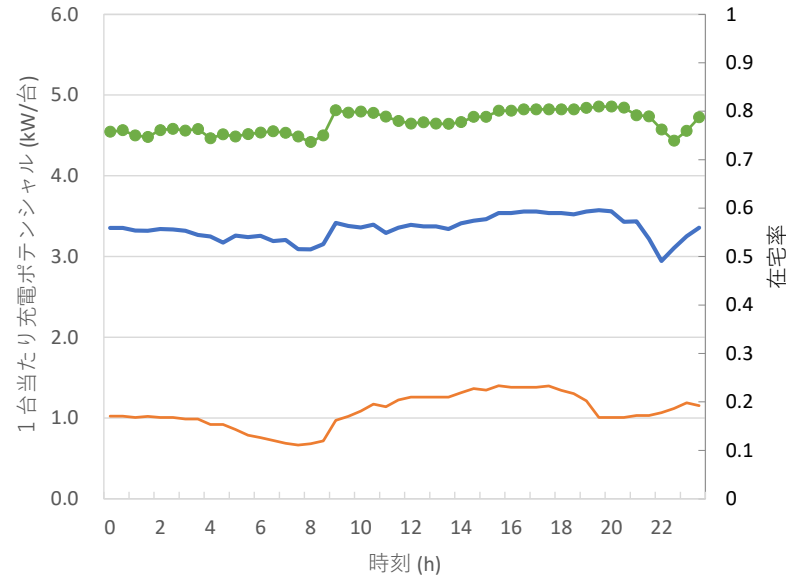
放電電力: 6kW

- ◆ 最低電池残量が小さい程、供給力は大きい
- ◆ 放電電力を3kWから6kWにすると、供給力は1.3~1.8倍になる
 - 2倍にならない理由: 放電継続時間が3時間であるため、放電電力が大きくなると、供給可能な電力量 (= 現在の電池残量 - 最低電池残量) が、放電電力量 (= 放電電力 × 放電継続時間) を上回らないケースが発生するため

EV1台当たりの充電ポテンシャル (平日、A事業者、夏期実証)



充電電力：3kW



充電電力：6kW

- ◆ 充電継続時間が30分の場合、充電電力を3kWから6kWにすると、充電ポテンシャルはおおよそ1.8倍になる
- ◆ 充電継続時間が3時間の場合、充電電力を3kWから6kWにすると、充電ポテンシャルは0.8～1.2倍になる
 - 減少するケースがある理由：充電継続時間が3時間であるため、充電電力が大きくなると、充電可能な電力量（＝蓄電池容量－現在の電池残量）が、調整に必要な充電電力量（＝充電電力×充電継続時間）を上回らないため

まとめ

- ◆ テレマティクスデータを用いて、EV毎に、在宅パターンと蓄電残量の時間変化を考慮して、調整力量を見積もる手法を提示した。実証EV30台のテレマティクスデータに適用し、供給力と充電ポテンシャルを評価した。なお、本事業では、事業者から提供されたデータをクレンジングせずに、そのまま利用した。
- ◆ EV1台当たりの供給力
 - 最低蓄電池残量や放電電力をパラメータとして変化させた時の傾向と規模感はA事業者とB事業者でほぼ同じである
- ◆ EV1台当たりの充電ポテンシャル
 - 充電継続時間や充電電力をパラメータとして変化させた時の傾向と規模感はA事業者とB事業者でほぼ同じである
- ◆ 供給力や充電ポテンシャルは、在宅率と電池残量によって決まるため、評価対象とするEVに極端な偏りが無い限りは、事業者間による差は無いものと推測する。同様に、季節によって大きく走行パターンが変化しない限りは、季節間による差も無いものと推測する。

目次

- 実証事業の概要、参加者の属性
- ダイナミックプライシングによる電動車の充電シフトへの影響
- 電力系統への影響の分析・調査
- 再エネ出力制御回避への効果分析
- 調整力や供給力としての活用可能性の検証
- 3か年事業としての総括としての分析
- 本実証をもとにしたDP関連サービス等に対する政策への提言

3か年の分析・調査事業のまとめ（1/3）

◆ 本事業の成果

- ✓ 3か年実証を通じて、DP適用によりEV充電シフト（kWh）を促すことが可能であることを確認できた。ただし、自宅での充電量が割安時間帯にシフトし、同時時間帯の電力需要・充電量（kWh）が増える事業がある一方で、そのような傾向が明確ではないケースもあった。充電シフト効果が明確に見られたケースの昼間充電シフト量（kWh/30分・台、期間平均）は次の通りである。
 - **A事業者**（手動）：0.2～0.3kWh（2020年度）、0.1～0.13kWh（2021年度）、0.09～0.15kWh（2022年度）
 - **B事業者**（自動制御）：0.075～0.17kWh（2022年度）
 - **D事業者**（自動制御）：0.1～0.16kWh（2021年度）
- ✓ DP適用後のEV充電シフトは、配電システムの運用や再エネ出力制御回避の点でメリットがある可能性があることを確認できた。
 - DP適用により、配電システムの一日の潮流ピーク値や変動幅の抑制、電圧上昇抑制の効果が得られる。

3か年の分析・調査事業のまとめ（2/3）

◆ 本事業の成果（続き）

- ✓ テレマティクスデータを用いて、EV毎に、在宅パターンと蓄電残量の時間変化を考慮して、調整力量を見積もる手法を提示した。

3か年の分析・調査事業のまとめ（3/3）

◆ 今後の課題

- ✓ DP適用後のEV充電シフトによる、年間を通じた配電システムの運用や再エネ出力制御回避のメリットの評価を実施できなかった。
- ✓ 提供されたテレマティクスデータの質が十分ではなかったため、全てのデータを用いた調整力可能量の分析が出来なかった。今後、調整力可能量の算定に用いるためには、テレマティクスデータの質の改善が必要である。

DP関連サービス等に対する政策への提言

◆ DPによる充電シフトサービスの可能性について

- 商用DPサービス内容（制御方式、料金、充電器など）は、採算性にに基づき事業者が選択することになるが、一方で、EV充電シフトによる電気容量を、電力システム・電力市場側でどのように活用するか、その価値を検討すべきではないか。

◆ テレマティクスデータについて

- テレマティクスデータを用いると、個々のEVの充電シフトを推定できることから、事業者にとって非常に有用である。 事業者に、質的にも商用利用できるデータが提供されているとは言い難く、支援する取り組みが必要ではないか。

◆ DP関連サービスを支援するインフラについて

- EVの昼間充電シフトを促すため、職場や住宅（戸建、集合）など昼間に駐車している可能性が高い場所への充電インフラ整備を支援すべきではないか。併せて、自宅に加えて、自宅以外での昼間充電シフトを促すようなDPやインセンティブを検討する必要があるのではないか。

