

公開版

令和4年度 再生可能エネルギーアグリゲーション実証事業 成果報告

日付：2023/3/23

社名：SBIナジー株式会社



1. 事業概要

2. 共通実証 実証結果

3. 独自実証① 実証結果

4. 独自実証② 実証結果

5. 実証総括

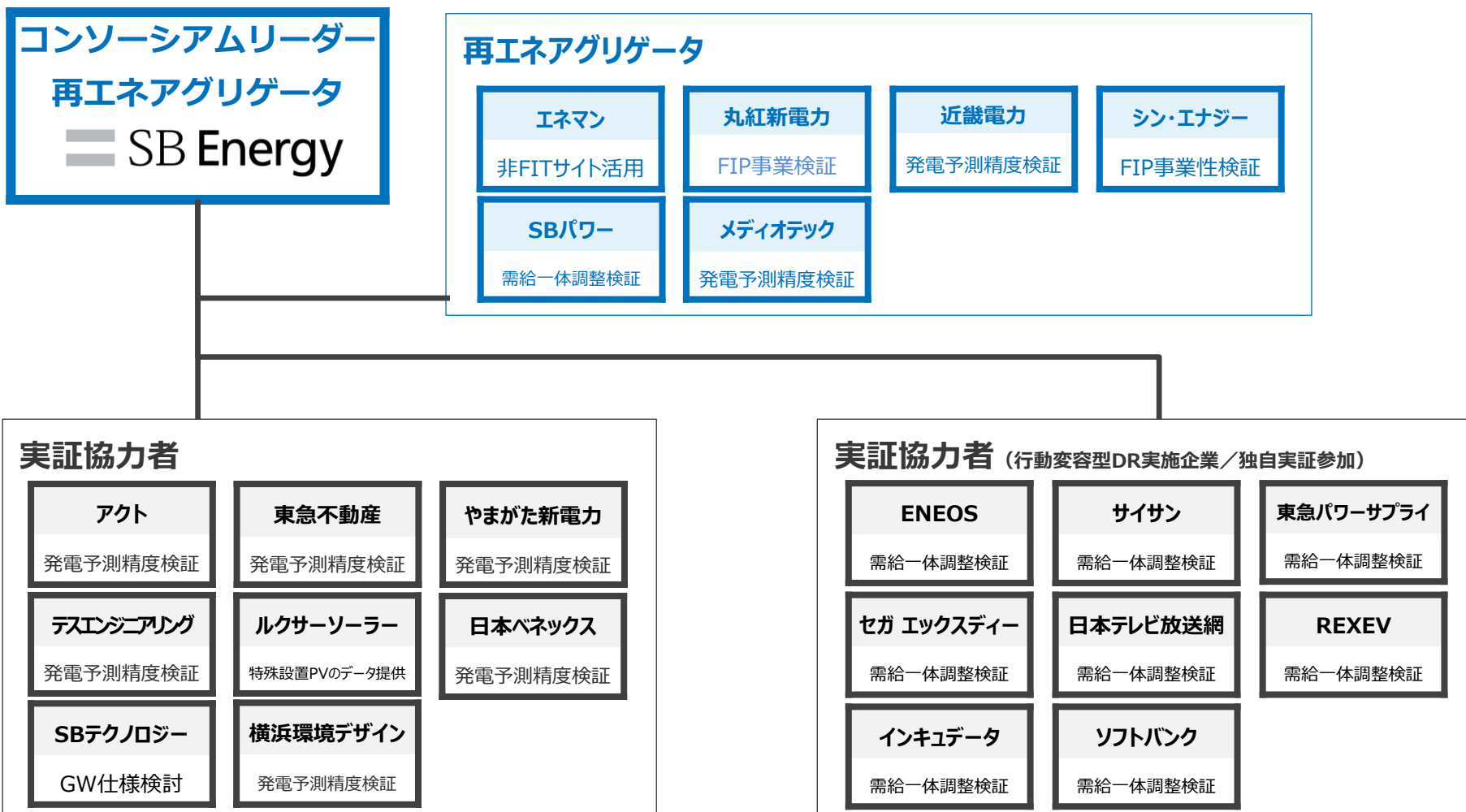
SBIナジー株式会社 再エネアグリゲーション実証事業

申請者	SBIナジー株式会社
補助事業名	再エネ普及拡大に向けた再エネアグリゲーション実証事業
実証目的	本実証は、今後のFIPサイトの普及を見据え、機械学習や統計モデルによる発電量予測技術の高精度化、再エネ電源を束ねることによる均し効果、再エネアグリゲーションの経済効果を最大化するESSマルチユース制御の開発及び経済効果の検証により、再エネアグリゲーションビジネスモデルの構築を目的とする
共通実証	<p>発電量予測・卸市場価格予測開発及び、発電側併設ESSマルチユース制御技術の開発、経済性検証</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 【共通実証③】 需給バランスの確保のための高精度な再エネ発電量予測技術の実証 ➤ 【共通実証①】 発電バランシンググループのインバランス回避効果に向けた検証 ➤ 【共通実証①】 多様な再エネ電源データの分析、ポートフォリオ効果のケーススタディ ➤ 【共通実証②】 インバランス回避と市場取引での収益拡大に容量市場対応を加えたマルチユース制御開発 ➤ ※【】内の番号は公募要領P10の補助対象となる事業における共通実証の条件①～③に基づいた記載としております。
独自実証	<p>【独自実証①：需給一体調整モデル検証実証】</p> <p>発電バランシンググループと需要バランシンググループの連携を通じた需給バランス確保の検証に係る実証</p> <p>【独自実証②：需要側ESS制御実証】</p> <p>発電・価格・需要予測開発及び、需要側ESS_(※1)のマルチユース制御技術の開発、経済性検証</p>
その他 (各実証を跨る観点)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ FIPの事業性検証（共通実証・独自実証） ➤ 実機によるリアルタイム制御の追加課題整理/R3年度整理済み課題の対応（共通実証・独自実証）

(※1) 電力貯蔵（蓄電池）システムの略。

R3年度実証から更に取組対象を拡張し、再エネアグリゲーションの事業性検証を深める

	実証検証項目	R3年度実証内容	R4年度実証内容
再エネアグリ	多様なサイトを束ねることで インバランス低減 FIT⇒FIP移行検討	<p>太陽光発電所（特高・高圧）</p> <p>事業所PV（他社） 集合住宅PV（他社）</p>	<p>FIP実サイト運用</p> <p>データを活用した検証</p> <p>PV以外の再エネ</p> <p>大型ESS</p>
予測AI	機械学習等を活用した 予測で経済性を向上	<p>※以降、BGと略記</p> <p>balancing group* 発電量予測</p> <p>負荷予測 卸価格予測</p>	<p>クレンジング強化</p> <p>予測精度の向上</p>
ESS制御	蓄電池のマルチユース制御 により経済性を向上 非FIT事業の収益化	<p>インバランス回避&アービトラージ</p> <p>ピークカット&抑制回避&アービトラージ</p> <p>需給一体型調整</p>	<p>容量市場対応</p>



実証メニュー(実証区分・実証観点・対策)






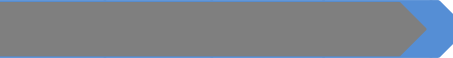




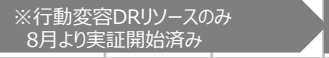


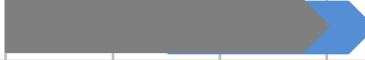

実証区分	実証観点	対策
共通実証	発電量予測	<ul style="list-style-type: none"> データ欠損/異常値対策としてのデータクレンジング改善
	均し効果検証	<ul style="list-style-type: none"> 各管区毎のサイト数を増やすことにより、均し効果の検証 多様な再エネ電源データの分析、ポートフォリオ効果のケーススタディ
	インバランス調整効果	<ul style="list-style-type: none"> 新インバランス制度を考慮した制御配分比率の最適化
	価格予測・ アービトラージ制御	<ul style="list-style-type: none"> 価格予測精度向上（精度指標の比較検討等）
	発電側ESS制御	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場 発動指令対応制御機能の追加 蓄電池収益性分析の実施
	実機制御検証	<ul style="list-style-type: none"> R3年度課題の対応（実績データ遅延、SOC補正など）
	FIP経済性	<ul style="list-style-type: none"> 試算条件を変更し、経済性試算実施（基準価格・対象期間など） 販売スキームによる経済性の差異検証
独自実証①	運用面の課題	<ul style="list-style-type: none"> オンライン連携：要件定義/リードタイム短縮効果/業務フロー等
	事業開発面の課題	<ul style="list-style-type: none"> 商用スキーム/制御台数確保/DR対価/契約関連の整理
独自実証②	予測機能	<ul style="list-style-type: none"> 負荷予測の精度向上（稼働/非稼働の自動判定処理など）
	需要側ESS制御	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場発動指令対応機能の追加
	経済性試算	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池収益性分析の実施
その他	その他	<ul style="list-style-type: none"> 再エネアグリ用GWの検証（GWベンダーサーバー間のセキュリティ対策・データ取得遅延対策） FIPサイトの実運用に向けた検証 ERABサイバーセキュリティガイドラインに基づく対策の継続実施

1. 事業概要

実証スケジュール (R4年度)

<凡例>  計画時
 計画との差異



期間	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
補助事業申請	★4/21コンソーシアム参加書類 ★4/26申請		★5月下旬 交付決定						★中間報告会 ★中間報告	★2/21実績報告 ★確定検査	★2/21実績報告 ★成果報告	
実証試験の詳細検討 (実証スキーム・システム構成・成果物・実証サイトデータ等)												
基本合意書 締結												
実証試験内容に関する覚書												
実証活用データ等やり取り												
実証試験準備 (実証サイトデータ等確認・テスト)									※データを適宜受領しながら実証実施			
実証環境構築 (現地調査・要件定義・GW設置・接続試験等)									※一部12月上旬にずれ込んだ			
システム開発 (追加分) (AI・アグリゲーターシステム・GW開発)									※実証実施により一部改修が発生			
情報セキュリティ対策												
共通実証 (発電側BG調整実証)												
独自実証① (需要側ESS制御実証)												
独自実証② (需給一体調整モデル)												
シミュレーション等実証												
試験結果取り纏め・成果報告												

実証メニュー(評価指標・実証レベル)

■ 今年度共通実証に用いた設備の評価指標及び実証レベルは以下の通り。

#	共通実証名* 評価指標	レベル* (1~4)	BG数	供給区域	変動電源	調整電源
1	共通実証① After①	レベル2~4	9	北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州	436MW (462MW)	3.3MW (39MW)
2		レベル1	17	北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州	597MW (714MW)	7.3MW (59MW)
3	共通実証① After②	レベル3,4	5	北海道,東京,中部,関西,九州	387MW (371MW)	3.3MW (3.9MW)
4		レベル1,2	6	北海道,東京,中部,関西,九州,四国	387MW (379MW)	3.3MW (5MW)
5	共通実証② After①	レベル2~4	9	北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州	436MW (462MW)	3.3MW (39MW)
6		レベル1	17	北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州	597MW (714MW)	7.3MW (59MW)
7	共通実証② After②	レベル3,4	5	北海道,東京,中部,関西,九州	387MW (371MW)	3.3MW (3.9MW)
8		レベル1,2	6	北海道,東京,中部,関西,九州,四国	387MW (379MW)	3.3MW (5MW)

*共通実証名及びレベルは以下資料に基づき記載。(以降スライドも同資料に基づく記載としております)
2022年4月8日一般社団法人環境共創イニシアチブ令和4年度再生可能エネルギーアグリゲーション実証事業共通評価指標 案
https://sii.or.jp/saieneaggregation04/uploads/R4SAIENE_kyoutuhyouka.pdf

※括弧内は交付申請時の値

制御対象種別毎の制御ポテンシャル

■ 今年度の制御対象再エネ等DERの制御ポテンシャルは下表の通り

制御対象 再エネ等DER	新設・ 既設	属性情報	台数 (台)	設備出力 (kW)	制御ポテンシャル (kW)					
					共通実証			独自実証		
					インバランス 回避	需給 変動	発電量 予測	需給バランスの 確保	DERの 最適運用	事業性の 検証
太陽光発電設備 (PV)	既存	特高メガソーラー／高圧メガソーラー／事業者用PV ※PCS出力合計を記載	208 (190)	498,065 (553,486)	498,065 (553,486)	498,065 (553,486)	498,065 (553,486)	498,065 (553,486)	498,065 (553,486)	498,065 (553,486)
行動変容型DR	既存	アプリを通じた負荷設備の節電	2,781 (10,000)	1,390 (3,000)				195 (300)		
産業用ESS	既存	産業用蓄電池 (出力：10kW／制御出力：10kW) (出力：8kW／制御出力：8kW)	14 (31)	4,864 (4,780)	4,864 (4,780)	4,864 (4,780)	4,864 (4,780)	4,864 (4,780)	4,864 (4,780)	4,864 (4,780)
基地局蓄電池	既存	出力：10kW／制御容量：10kW	10	100				100		
風力	既存	—	2 (5)	55,930 (21,000)	※ 風力・水力の発電予測はインバランス傾向を把握するための簡易版					
水力	既存	—	13	42,569						
地熱バイナリー	既存	—	0 (2)	0 (250)						
バイオマス発電	既存	—	0 (18)	0 (96,640)						
太陽光発電設備	新設	出力50kW～400kW	11 (111)	1,823 (1,350)	1,823 (1,350)	1,823 (1,350)	1,823 (1,350)	1,823 (1,350)	1,823 (1,350)	1,823 (1,350)
産業用ESS	新設	出力：32.6kW／制御容量：32.6kW	10 (201)	2,475 (19,150)	2,475 (19,150)	2,475 (19,150)	2,475 (19,150)	2,475 (19,150)	2,475 (19,150)	2,475 (19,150)
基地局蓄電池	新設	—	0 (1)	0 (10)				0 (10)		
合計	既設		3,028 (10,269)	602,918 (721,825)	502,929 (578,766)	502,929 (578,766)	502,929 (578,766)	503,224 (579,176)	502,929 (578,766)	502,929 (578,766)
	新設		21 (313)	4,298 (20,510)	4,298 (20,500)	4,298 (20,500)	4,298 (20,500)	4,298 (20,510)	4,298 (20,500)	4,298 (20,500)

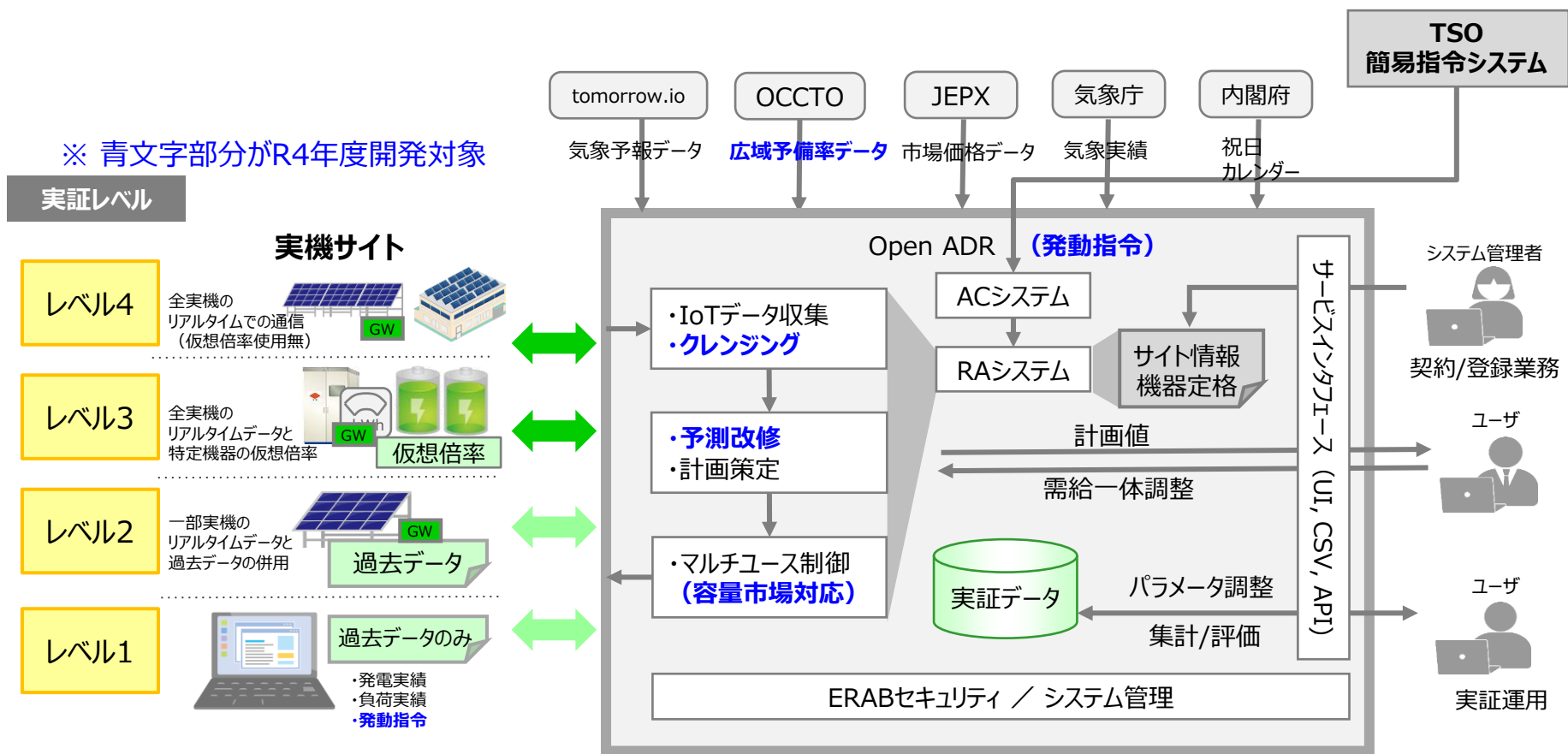
※括弧内の数値は交付申請時のもの

システム全体構成

■システム機能ブロック図

R3年度開発システムをベースにクレンジング/予測性能を改善し、容量市場に対応した制御機能を追加

※ 青文字部分がR4年度開発対象



-
1. 事業概要
 - 2. 共通実証 実証結果**
 3. 独自実証① 実証結果
 4. 独自実証② 実証結果
 5. 実証総括

発電予測結果

太陽光発電 全国173サイト(*1)、年間の予測精度 (MAE) は88.1% (*2)

発電種別	電力管区	設備容量[kW]	サイト数	余剰量[kWh/年]	不足量[kWh/年]	余剰量比率	不足量比率	予測精度(RMSE)	予測精度(MAE)
太陽光	全国	496,392	173	17,816,229	17,795,995	36.5%	42.2%	83.1%	88.1%
	北海道	182,785	7	55,224,475	58,825,379	48.8%	53.6%	79.3%	85.5%
	東北	21,440	8	5,579,143	6,529,658	43.1%	48.9%	83.4%	88.6%
	東京	42,269	50	11,429,065	13,312,472	34.9%	39.2%	86.4%	90.7%
	中部	87,978	57	11,429,065	13,312,472	34.9%	39.2%	84.5%	89.2%
	北陸	1,990	1	27,132,527	26,006,016	33.6%	40.4%	78.8%	84.6%
	関西	31,502	23	7,783,642	6,972,442	29.8%	36.5%	86.3%	90.5%
	中国	35,490	4	11,949,786	9,272,433	37.2%	38.4%	83.8%	88.5%
	四国	7,730	6	2,224,937	2,152,933	30.9%	41.0%	84.0%	88.6%
九州	85,208	17	27,593,417	23,780,146	35.0%	42.2%	81.1%	86.6%	
風力	東北	7,500	1	7,439,353	3,741,760	137.9%	46.1%	75.7%	84.4%
	中国	38,410	1	24,412,716	17,839,292	120.8%	47.3%	80.6%	87.4%
水力	東北	800	3	249,497	310,285	18.0%	11.6%	85.0%	91.6%
	中部	970	4	235,463	331,361	12.3%	8.4%	84.4%	93.3%

- 太陽光発電の予測精度(RMSE)は、R4年実証との比較で 1.4%向上、クレンジング改善の対策などが寄与
- 積雪検知で改善したサイトもあるが、北海道/北陸は精度低め、九州は出力抑制による不足インバランスが発生
- PV/非PVの均し効果を検証するため、風力/水力の簡易予測も実施

(*1) 当社サイト及び他社からのデータ提供サイトの内、データ不備や異常値データを除外し、本実証で活用したサイト数

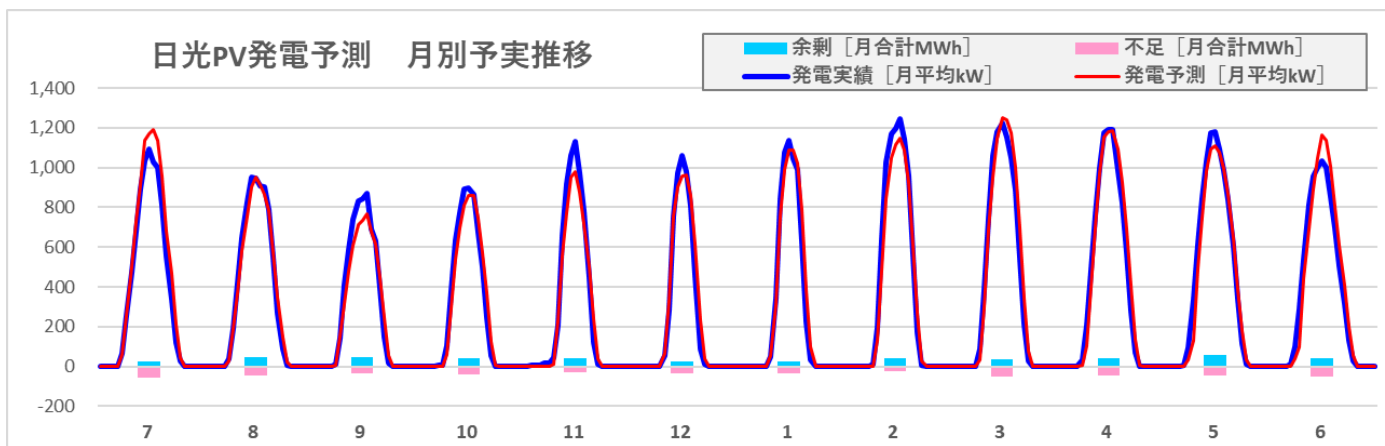
(*2) 対象期間2021/7~2022/6、前日6:30に48コマ分を予測、余剰/不足量比率[%]はインバランス発生時の計画値を分母とした場合のインバランス量比率

予測精度 (RMSE精度) [%] = (1 - RMSE/設備容量)x100、予測精度 (MAE精度) [%]=(1 - MAE/設備容量)x100、精度は6:00~18:00の24コマを評価

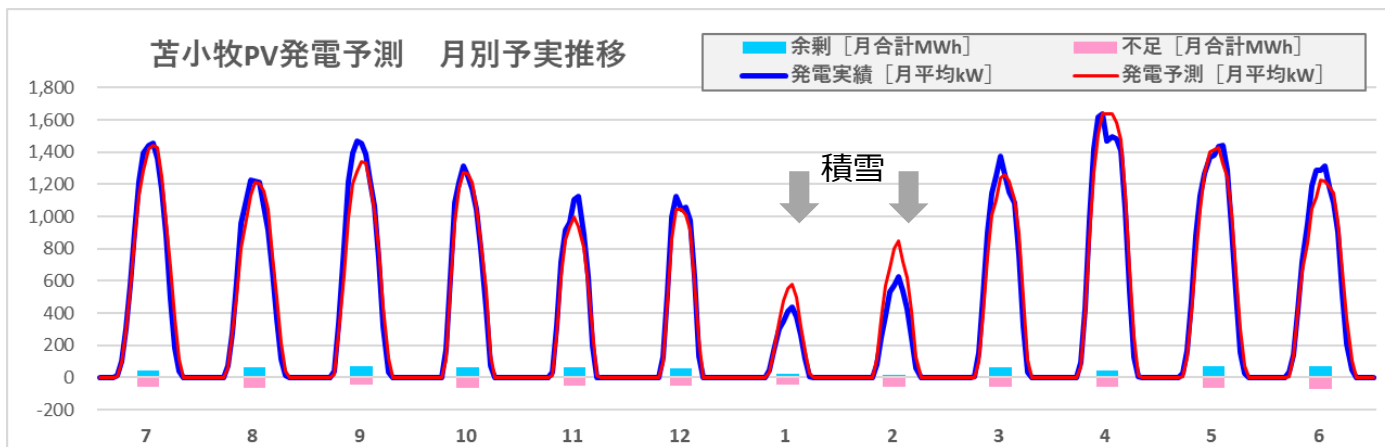
太陽光発電予測の具体例

173サイトのうち、典型的な予測（日光）、積雪を伴う予測（苫小牧）を以下に記す

場所	日光
電力管区	東京電力
PV出力[kW]	2,418
PCS出力[kW]	1,980
傾斜[°]	10
方位[°]	0
設備利用率[%]	15.7
余剰量[MWh/年]	482
不足量[MWh/年]	484
余剰量比率[%]	33.5
不足量比率[%]	38.4
予測精度 (RMSE) [%]	84.7
予測精度 (MAE) [%]	88.9



場所	苫小牧
電力管区	北海道電力
PV出力[kW]	3,105
PCS出力[kW]	1,998
傾斜[°]	30
方位[°]	0
設備利用率[%]	19.0
余剰量[MWh/年]	659
不足量[MWh/年]	684
余剰量比率[%]	39.2
不足量比率[%]	41.7
予測精度 (RMSE) [%]	78.6
予測精度 (MAE) [%]	84.7



※ 対象期間2021/7~2022/6、前日6:30に48コマ分を予測、精度は6:00~18:00の24コマを評価、設備利用率=実績平均/PCS出力
 予測精度 (RMSE) [%] = (1 - RMSE/設備容量)x100、予測精度 (MAE) [%] = (1 - MAE/設備容量)x100

太陽光発電のインバランス要因

「発電停止、パネル積雪、データ欠損、データ異常」で大量の不足インバランスが発生しやすい

発電停止	点検・故障などによる部分停止や全停止。[稼働PCS数/全PCS数] を乗じた実績が、数日間続く。
パネル積雪	積雪すると「快晴でも発電ゼロ」となり、計画値との乖離（不足インバランス）が出やすくなる。
データ欠損	通信不良などでデータが欠けた状態。「ゼロがある（停止）」と「値がない（状態不明）」は全く異なる事象。
データ異常	定格の数倍に相当する実績データの記録。実際に発電しているわけではなく、データ化けなどが原因。

エリア	#	規模	発電停止	パネル積雪	データ欠損	データ異常
北海道	1	特高	✓	✓		
	2	特高	✓	✓		
	3	高圧		✓		
	4	高圧		✓		
	5	高圧		✓		
東北	6	特高		✓		✓
	7	高圧		✓		
関東	8	高圧	✓		✓	✓
	9	高圧				✓
	10	高圧	✓			
	11	高圧	✓			
中部	12	特高			✓	
	13	特高		✓		
	14	高圧		✓		
	15	高圧	✓			✓

エリア	#	規模	発電停止	パネル積雪	データ欠損	データ異常
北陸	16	高圧		✓		✓
	17	特高	✓			
関西	18	高圧				✓
	19	高圧			✓	✓
中国	20	特高			✓	
	21	高圧		✓		✓
四国	22	高圧			✓	✓
九州	23	特高	✓			
	24	特高	✓			
	25	特高	✓			
	26	特高	✓			✓
	27	高圧	✓			
	28	高圧			✓	
	29	高圧	✓			
	30	高圧				✓

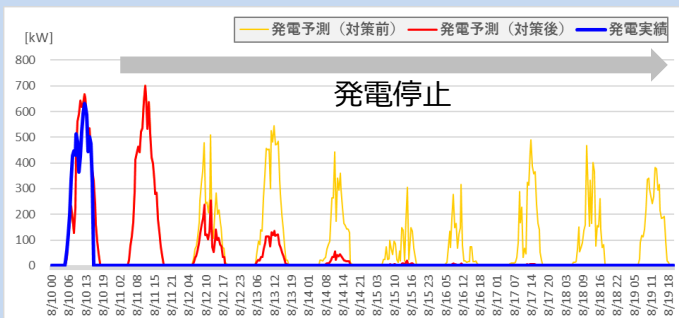
※1 分析期間は 48コマ×365日（2021/7～2022/6）

※2 SBEナジの41サイト中、30サイトで発生（1年分のコマ別発電実績データから推定）、黄色網掛けは各状態の代表事例として次項でグラフ説明。
上記4要因のほか、出力抑制時は大量の不足インバランスが発生しやすい（指令タイミングに依存）。

データクレンジング適用結果

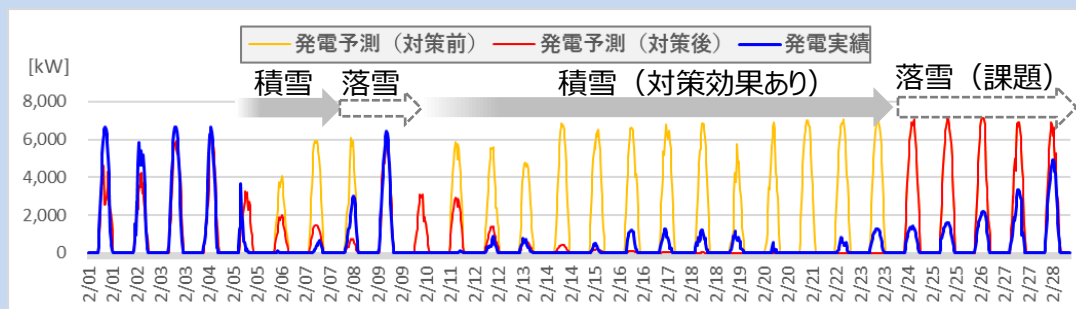
インバランスが出やすい4シーンを分析、対策効果や残課題を確認

【発電停止】



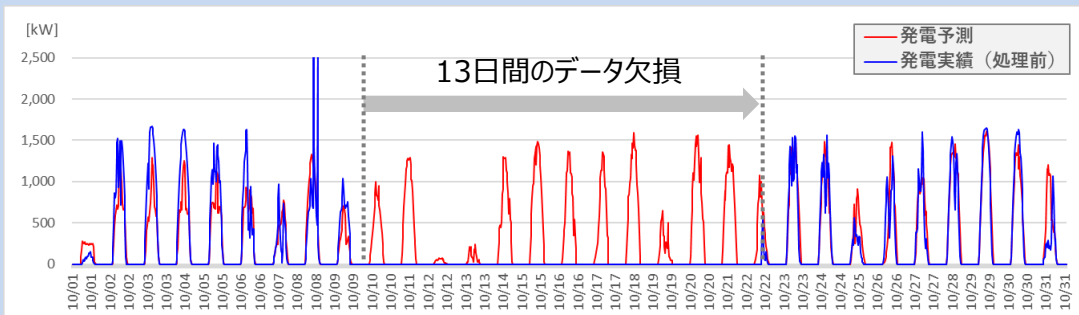
突発停止時の不足インバランスは不可避だが、その後の予測は対策前（R3実証）から大きく改善。

【パネル積雪】



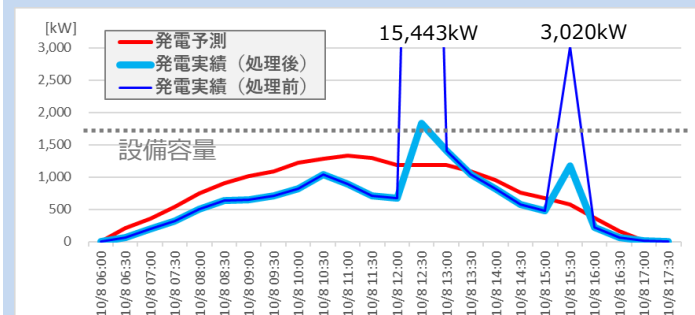
対策前は「晴れなら発電する予測」を出したが、積雪時の予測に対応し、大きく改善。積雪し始めと、落雪し始めのインバランスは今後の課題。

【データ欠損】



R3実証は欠損を「実績ゼロ」扱い、大量の不足を出す試算としていた（実際は発電していた期間）。R4実証では欠損コマは評価対象外とした。

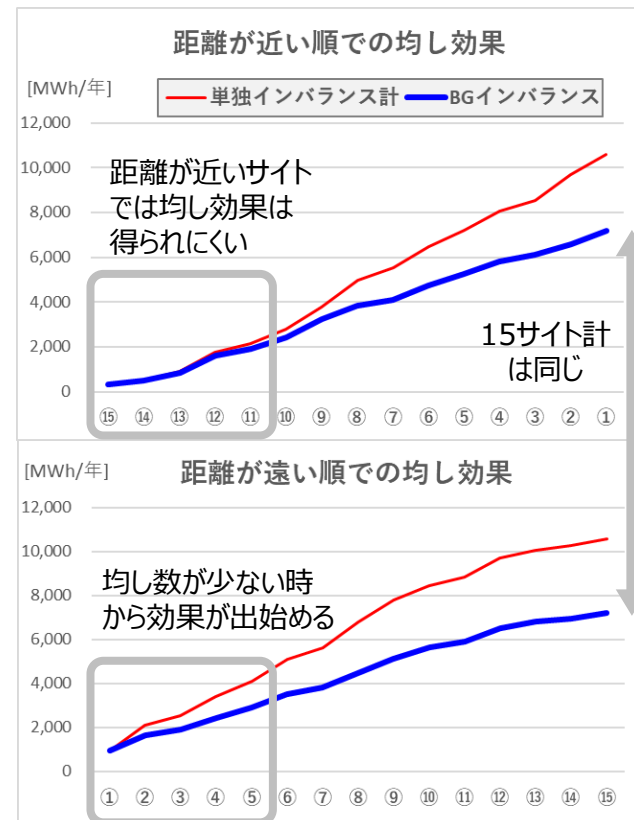
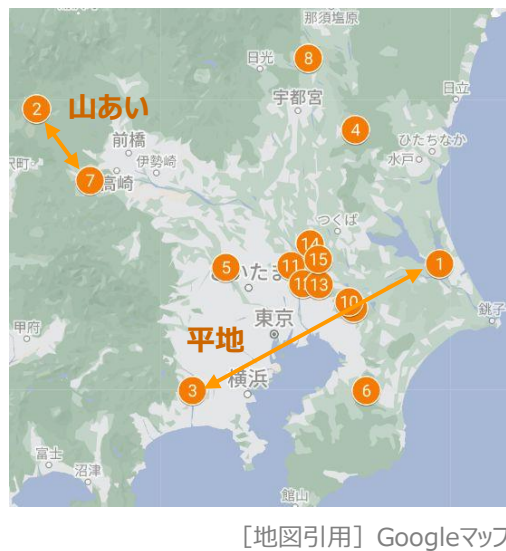
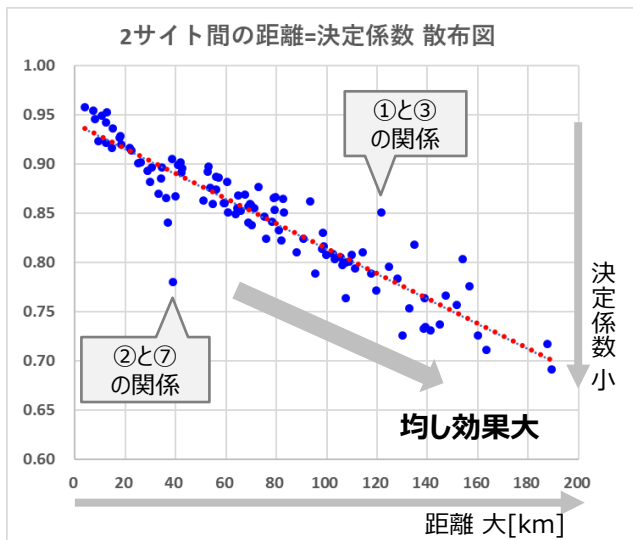
【データ異常】



その設備、その時刻に取りえる基準値を算出して異常値を判定、妥当な値に変換（または除去）。

均し効果の事前分析結果

均し順の選択に先立ち、実績相関度 = 位置関係の観点で事前分析を実施
距離が遠い順で発電BGを組成すると効果が得られやすいため、以降「遠い順」で検証



均し効果の原理上、「違う発電推移」を混ぜるほど効果は大きくなる。そのためまず、2サイト間の距離と発電実績の決定係数 R^2 を算出。距離と決定係数の関係を散布図としてプロットした所、概ね負比例の関係があることがわかった。ただし、地形によって（②と⑦、①と③のように）距離が近い方が決定係数が小さい（違う発電推移）ケースもある。

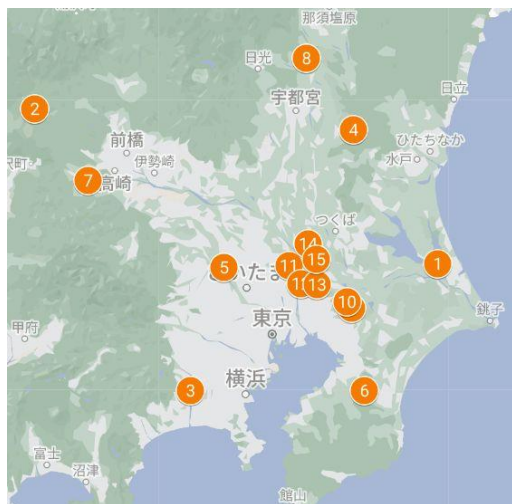
ここで「新設サイトがどのBGに入ると良いか」という場合、発電実績がないため決定係数が算出できない。そのため、決定係数と負比例の関係にある距離のみで判断し、距離が「近い順」「遠い順」でそれぞれ均し効果を比較した所、**遠い順で効果が出やすい**ことを確認できた。

※1 分析期間はいずれも 48コマ×365日（2021/7～2022/6）

※2 決定係数 R^2 ：数式は付録参照。実績相関を見る指標として R^2 を使用。 $R^2=1.0$ の時は均し効果ゼロ、小さくなるほど効果は出やすい。

均し効果（太陽光，関東）

3～7サイトまで精度改善が顕著、15サイトで32.1%のインバランス改善

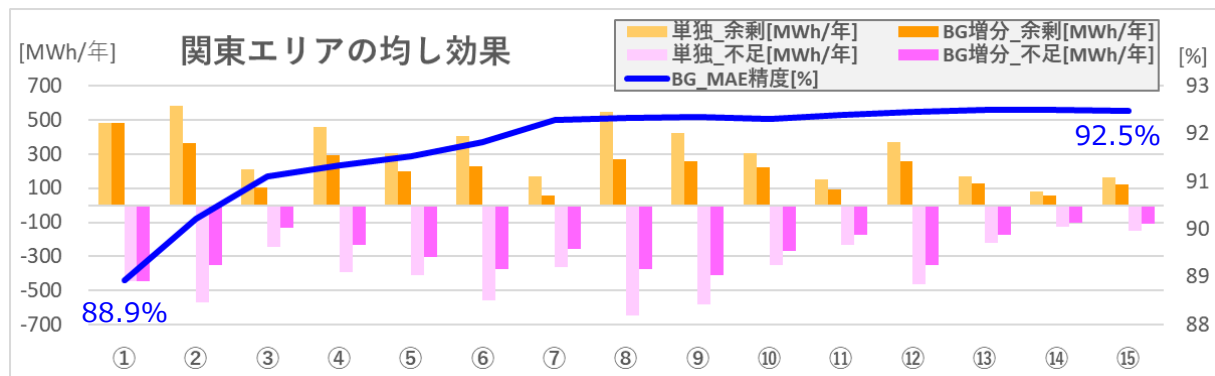


[地図引用] Googleマップ

R3実証は西日本広域で検証したが、同じ管区内でも同様の効果が得られることを確認できた。①→②の効果が大きいのは距離が離れており、異なる気象を組み合わせているため。

※1 分析期間は48コマ×365日（2021/7～2022/6）

※2 BG増分は「BGのインバランス増加分」、MAE精度 = (1 - 絶対誤差平均/設備容量)×100、計画値は前日6:30作成、PVは6:00～18:00を評価、比率[%]はインバランス発生時の計画値を分母とした場合のインバランス量比率



均し順	種別	余剰[MWh/年]		不足[MWh/年]		余剰量比率[%]		不足量比率[%]	
		単独	BG増分	単独	BG増分	単独	BG増分	単独	BG増分
①	太陽光	485	485	446	446	34.0	34.0	36.5	36.5
②	太陽光	584	363	571	350	36.1	22.5	42.8	26.2
③	太陽光	213	103	245	135	26.3	12.7	36.8	20.2
④	太陽光	457	293	394	230	35.3	22.6	34.9	20.4
⑤	太陽光	308	201	413	306	24.6	16.1	35.9	26.6
⑥	太陽光	407	228	555	377	27.3	15.3	36.6	24.9
⑦	太陽光	171	59	365	254	29.2	10.1	34.6	24.0
⑧	太陽光	545	269	649	372	29.9	14.7	39.5	22.6
⑨	太陽光	422	256	579	413	25.0	15.2	33.0	23.5
⑩	太陽光	308	223	351	266	25.9	18.8	35.5	26.9
⑪	太陽光	153	91	236	173	26.0	15.3	36.3	26.6
⑫	太陽光	370	260	462	352	25.7	18.1	34.2	26.1
⑬	太陽光	170	125	220	175	25.0	18.4	33.4	26.5
⑭	太陽光	81	55	127	102	23.8	16.4	34.2	27.4
⑮	太陽光	164	125	149	110	32.8	25.0	34.2	25.2
		4,838	3,135	5,762	4,059				

35.2%改善

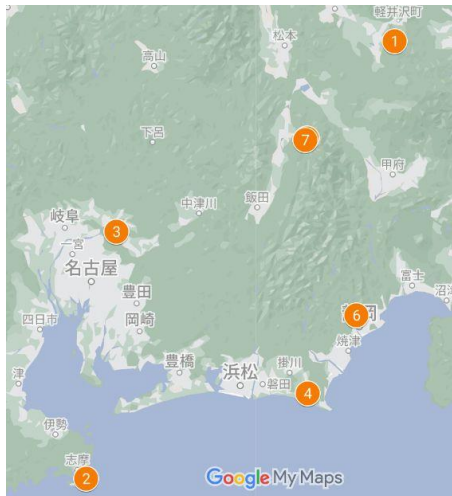
29.6%改善

➔ 余剰/不足計で**32.1%改善**

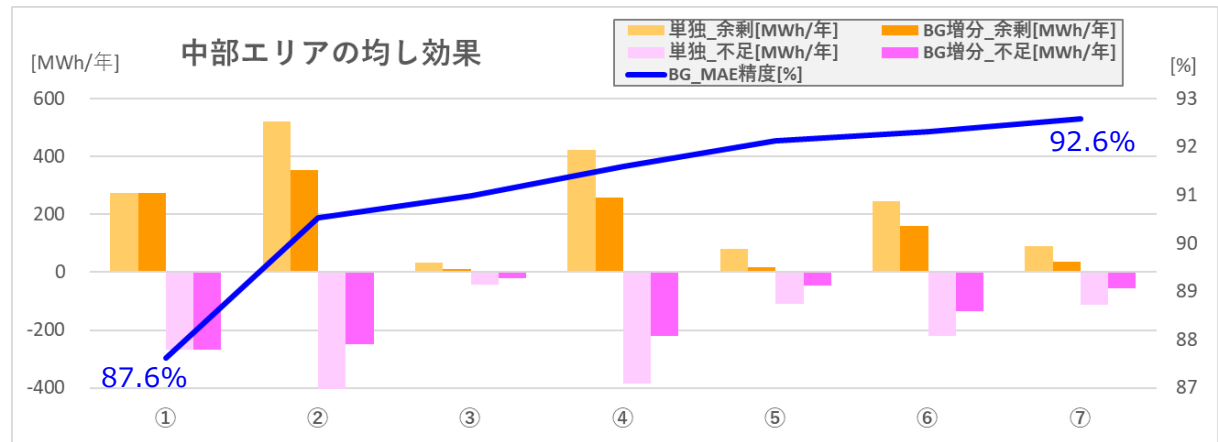
均し効果（太陽光，中部）

7サイトで34.6%の改善、関東・関西を上回ったのは互いに離れた位置関係にあるため

< 2サイト間の平均距離：関東 76km，中部 126km，関西 62km >



[地図引用] Googleマップ



均し順	種別	余剰[MWh/年]		不足[MWh/年]		余剰量比率[%]		不足量比率[%]	
		単独	BG増分	単独	BG増分	単独	BG増分	単独	BG増分
①	太陽光	274	274	267	267	30.2	30.2	39.9	39.9
②	太陽光	520	352	416	248	32.0	21.7	36.5	21.8
③	太陽光	35	11	43	20	30.0	9.9	33.1	15.4
④	太陽光	423	258	385	221	32.1	19.6	39.2	22.5
⑤	太陽光	81	18	109	46	36.4	8.2	36.1	15.4
⑥	太陽光	245	160	219	136	26.4	17.2	33.9	21.0
⑦	太陽光	90	35	112	57	33.6	13.1	33.6	17.1
	計	1,667	1,109	1,551	996				
		33.5%改善		35.8%改善		➡ 余剰/不足計で 34.6%改善			

関東・関西よりサイト数は少ないが、地理的な散らばりが大きく、異なる気象条件の組み合わせとなっているため、均し効果は大きめに働いた。

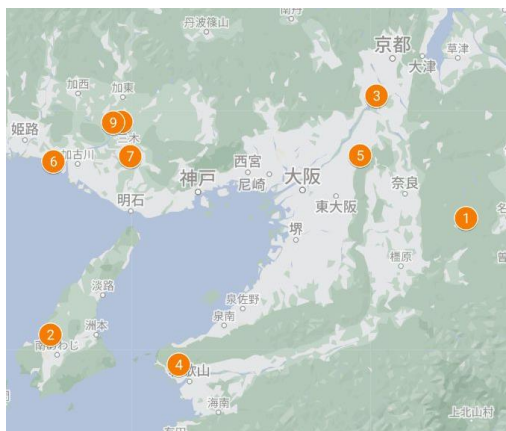
※1 分析期間は48コマ×365日（2021/7～2022/6）

※2 BG増分は「BGのインバンス増加分」、MAE精度 = $(1 - \text{絶対誤差平均} / \text{設備容量}) \times 100$ 、計画値は前日6:30作成、PVは6:00～18:00を評価、比率[%]はインバンス発生時の計画値を分母とした場合のインバンス量比率

均し効果 (太陽光, 関西)

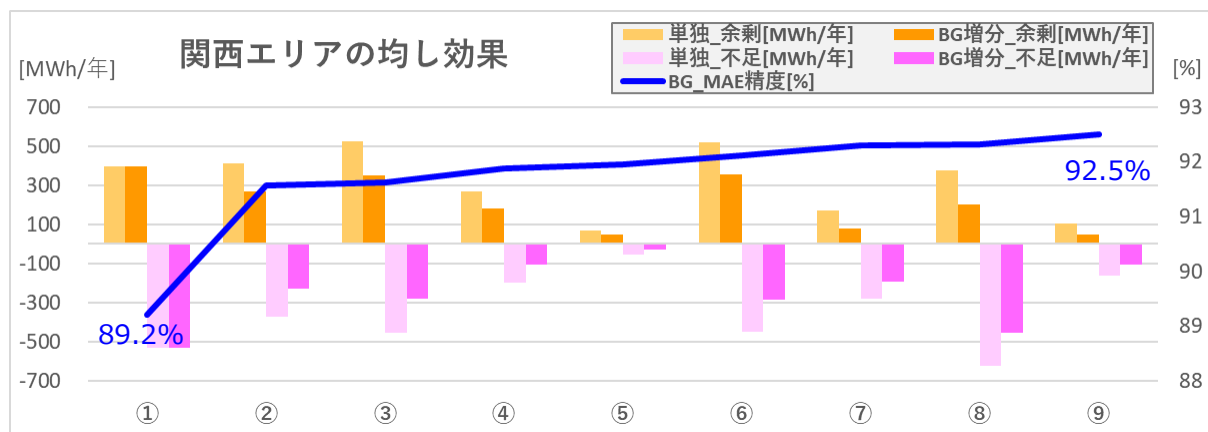
9サイトで30.4%の改善、関東・中部を下回ったのは位置関係が近い

<2サイト間の平均距離：関東 76km, 中部 126km, 関西 62km>



[地図引用] Googleマップ

他の2エリアと比して、2サイト間の平均距離が近いこと、最もインバランス改善効果が小さかった。



均し順	種別	余剰[MWh/年]		不足[MWh/年]		余剰量比率[%]		不足量比率[%]	
		単独	BG増分	単独	BG増分	単独	BG増分	単独	BG増分
①	太陽光	399	399	533	533	32.4	32.4	37.0	37.0
②	太陽光	413	267	370	229	30.4	19.7	36.3	22.5
③	太陽光	527	353	456	282	36.3	24.4	39.1	24.2
④	太陽光	272	183	196	107	31.3	21.0	35.3	19.4
⑤	太陽光	69	47	52	31	32.6	22.4	32.9	19.5
⑥	太陽光	521	357	450	286	28.9	19.8	34.0	21.6
⑦	太陽光	170	79	281	191	25.9	12.1	33.2	22.5
⑧	太陽光	375	204	624	452	27.4	14.9	34.2	24.8
⑨	太陽光	104	48	160	106	30.1	14.0	32.4	21.3
	計	2,849	1,938	3,121	2,217				

32.0%改善

29.0%改善

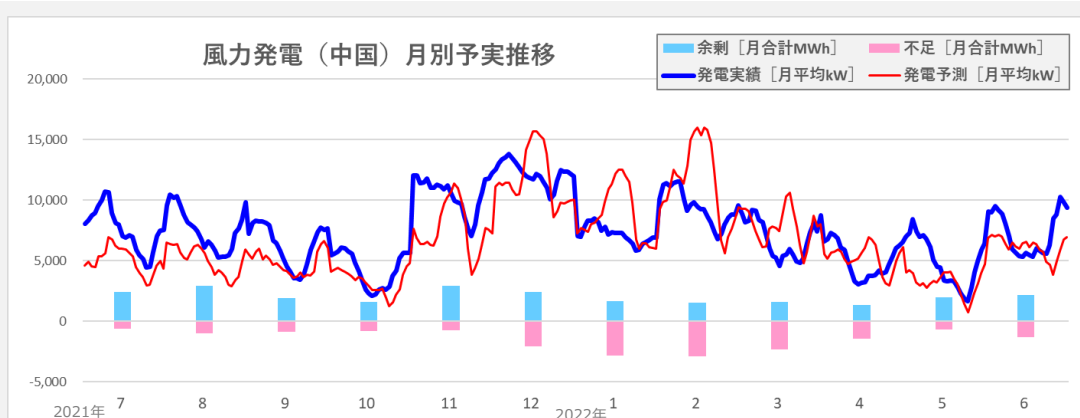
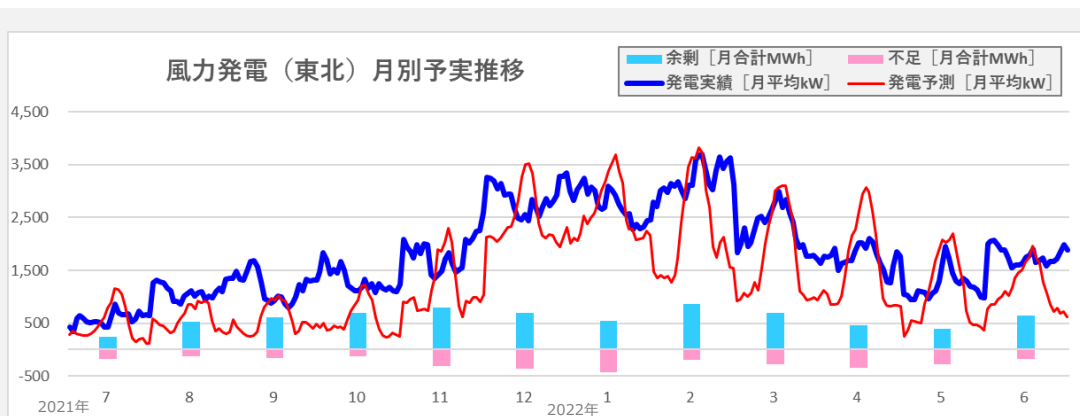
➔ 余剰/不足計で**30.4%改善**

※1 分析期間は48コマ×365日 (2021/7~2022/6)

※2 BG増分は「BGのインバランス増加分」、MAE精度 = (1 - 絶対誤差平均/設備容量)×100、計画値は前日6:30作成、PVは6:00~18:00を評価、比率[%]はインバランス発生時の計画値を分母とした場合のインバランス量比率

風力発電の予測結果

太陽光発電と比べて予測が困難、風が強い冬場にインバランスが大きくなりやすい
風力発電サイト内の均し効果で、インバランスを1割程度削減



- 太陽光と異なり、終日インバランスが発生。風が強い季節ほど変動が大きく予測が困難。
- 3機しかない風力発電サイトでも均し効果を確認できた。

東北1サイト	単機集計	全機集計 3機
余剰 インバランス	7,438 MWh/年 169.1 %	7,186 MWh/年 137.9 %
不足 インバランス	3,742 MWh/年 48.0 %	2,991 MWh/年 46.1 %
均し低減率	9.0 %	

中国1サイト	単機集計	全機集計 29機
余剰 インバランス	27,367 MWh/年 133.7 %	24,413 MWh/年 120.8 %
不足 インバランス	20,793 MWh/年 55.5 %	17,839 MWh/年 47.3 %
均し低減率	12.3 %	

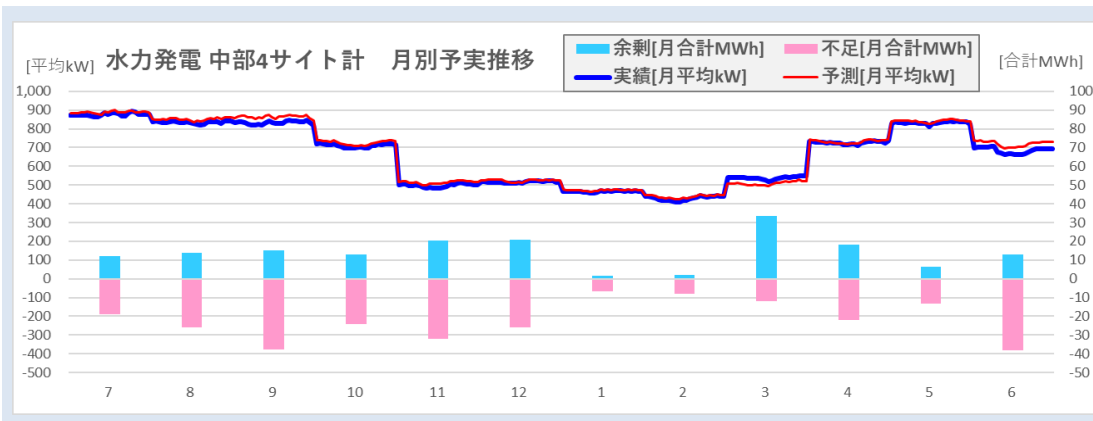
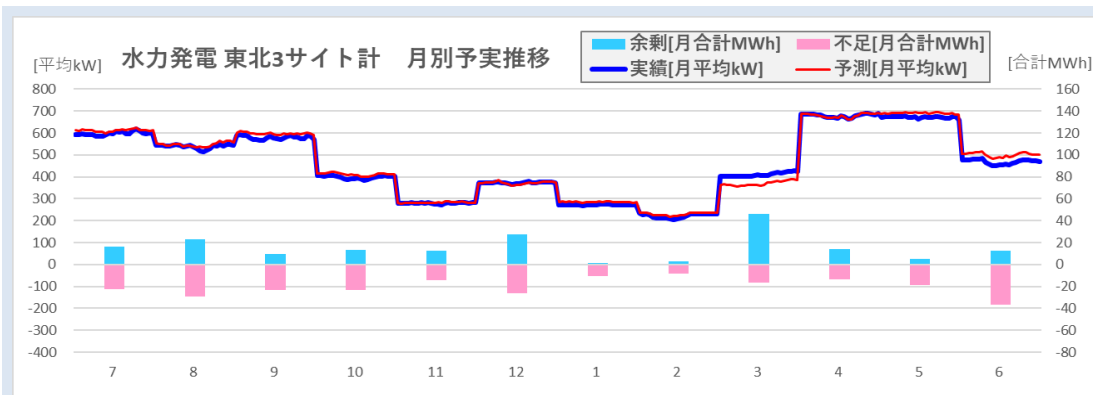
※1 対象期間2021/7～2022/6, 前日6:30に48コマ分を予測, 風力発電予測は簡易版 (地上風速予報や実績傾向は考慮しているが、機械学習は未使用)

※2 インバランス[%]は発生時計画値を分母としたインバランス量比率,

均し低減率 (均し効果によるインバランス低減率) = ((単機インバランス計-風力発電サイトインバランス)/単機インバランス計)×100

水力発電の予測結果

豊水期の春夏にインバランスが大きくなるが、太陽光・風力より予測しやすい
水力発電のみでBGを模擬組成した場合、インバランスを2割程度削減



- 流れ込み式の場合、発電量が流量（上流降水量）に依存するが、太陽光や風力よりも予測しやすい
- 3サイトBGでも均し効果が出ることを確認

東北3サイト	単機集計	模擬BG集計
余剰 インバランス	249 MWh/年 18.0 %	183 MWh/年 13.0 %
不足 インバランス	310 MWh/年 11.6 %	244 MWh/年 9.2 %
均し低減率	23.7 %	

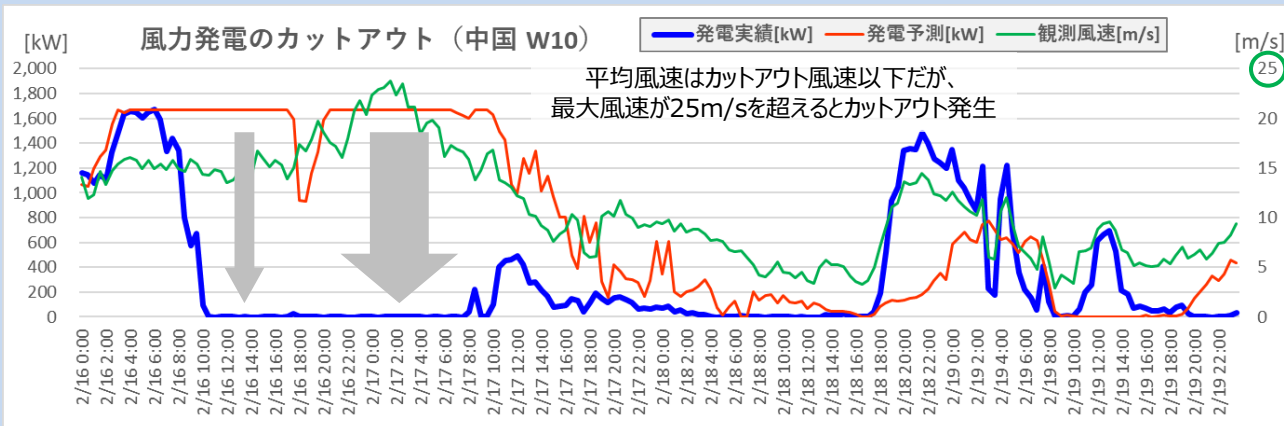
中部4サイト	単機集計	模擬BG集計
余剰 インバランス	235 MWh/年 12.3 %	170 MWh/年 8.4 %
不足 インバランス	331 MWh/年 8.4 %	266 MWh/年 6.9 %
均し低減率	23.2 %	

※1 対象期間2021/7～2022/6, 前日6:30に48コマ分を予測, 水力発電予測は簡易版（降水予報や発電実績傾向を考慮しているが、機械学習は未使用）

※2 BGはバランシンググループの略, インバランス[%]は発生時計画値を分母とした場合のインバランス量比率,
均し低減率 = ((個別インバランス計 - BGインバランス) / 個別インバランス計) × 100

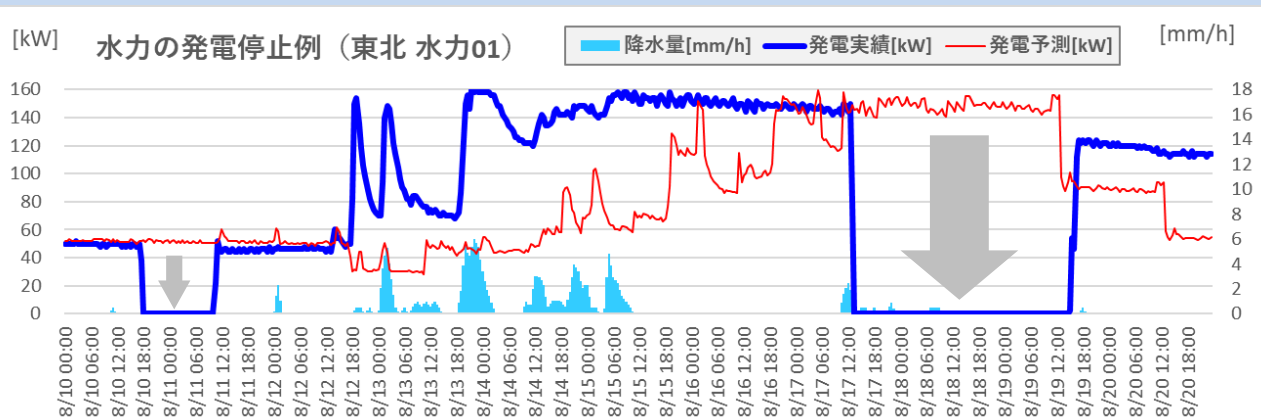
風力・水力の発電停止

太陽光発電と比して急な発電停止が起こりやすく、その際に大きな不足インバランスが発生



【風力発電】

カットアウト時に不足が発生
(W10号機で年22回)、
緩やかなカットアウト特性を
持つ機種選定がカギになる。



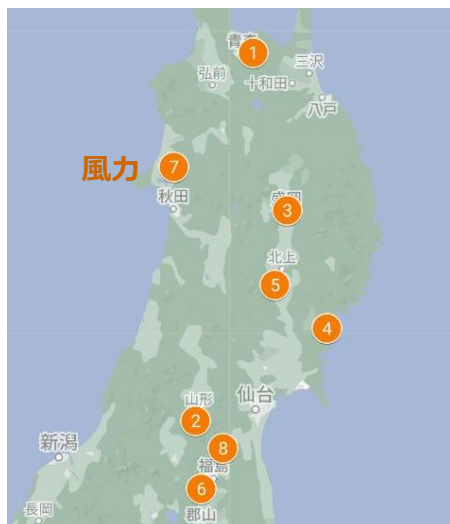
【水力発電】

全サイトで発電停止が発生
(水力01サイトで年12回)、
その際に不足を出す可能性がある。

均し効果（太陽光＝風力，東北）

風力を混ぜた場合の均し効果を検証、夜間は均されないが28.5%の改善を確認

（10:00～14:00コマ試算の場合、43.3%改善）



[地図引用] Googleマップ

太陽光のみの模擬BGは高圧サイトで組成したが、風力発電サイトは通常、特高となることから、高圧/特高の太陽光を混在させた

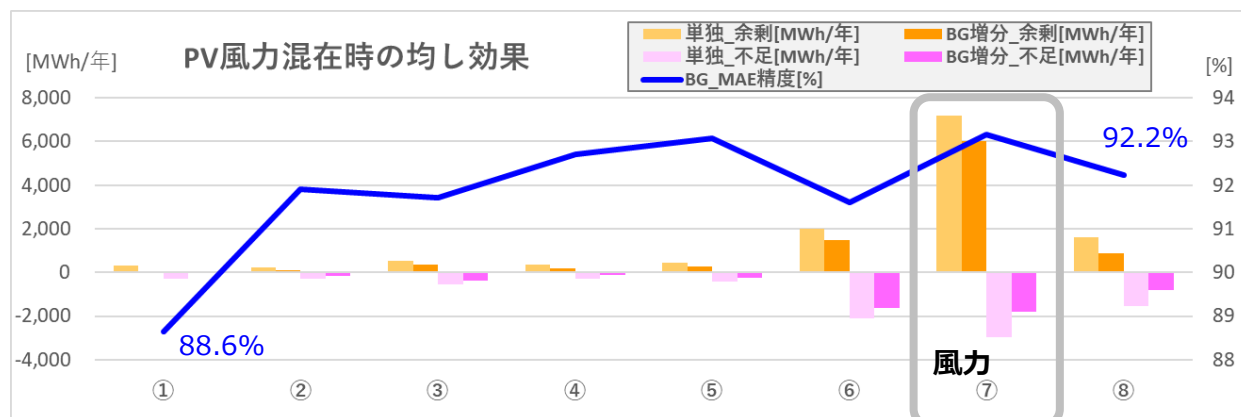
※1 分析期間は 48コマ×365日（2021/7～2022/6）

※2 BG増分：BGのインバランス増加分、
MAE精度 = (1 - 絶対誤差平均/設備容量)×100、
計画値は前日6:30作成、PVは6:00～18:00を評価、
比率[%]はインバランス発生時の計画値を分母とした場合の
インバランス量比率

均し順	種別	余剰[MWh/年]		不足[MWh/年]		余剰比率[%]		不足比率[%]	
		単独	BG増分	単独	BG増分	単独	BG増分	単独	BG増分
①	太陽光	318	318	308	308	35.2	35.2	40.2	40.2
②	太陽光	222	94	283	155	35.5	15.0	41.8	22.9
③	太陽光	536	375	531	371	46.3	32.3	48.3	33.7
④	太陽光	356	178	310	139	42.8	21.3	39.7	17.8
⑤	太陽光	453	266	427	246	46.7	27.5	45.5	26.2
⑥	太陽光	1,991	1,480	2,110	1,620	46.5	34.5	45.5	34.9
⑦	風力	7,178	6,032	2,962	1,817	137.9	115.9	45.9	28.2
⑧	太陽光	1,609	890	1,543	830	44.7	24.7	47.4	25.5
	計	12,664	9,633	8,473	5,486				

23.9%改善

35.3%改善

➔ 余剰/不足計で**28.5%改善**

均し効果（太陽光=水力，中部）

水力を混ぜた場合の均し効果を検証、夜間は均されないが25.6%の改善を確認

(10:00~14:00コマ試算の場合、33.8%改善)



[地図引用] Googleマップ

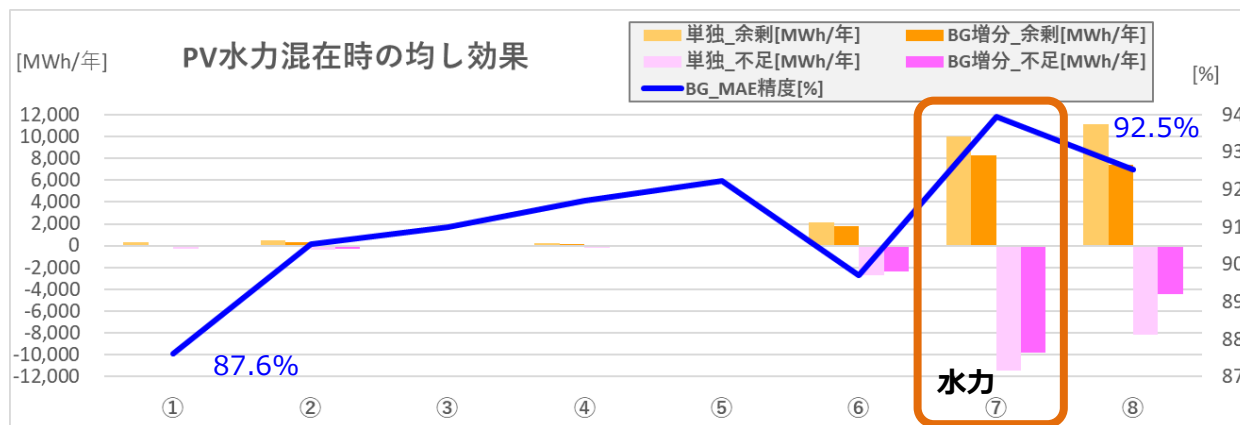
太陽光のみの模擬BGは高圧サイトで組成したが、特高の水力を対象としたため、高圧/特高の太陽光を混在させた

※1 分析期間は 48コマ×365日 (2021/7~2022/6)

※2 BG増分：BGのインバンス増加分，
MAE精度 = (1 - 絶対誤差平均/設備容量)×100，
計画値は前日6:30作成，PVは6:00~18:00を評価，
比率[%]はインバンス発生時の計画値を分母とした場合のインバンス量比率

均し順	種別	余剰[MWh/年]		不足[MWh/年]		余剰比率[%]		不足比率[%]	
		単独	BG増分	単独	BG増分	単独	BG増分	単独	BG増分
①	太陽光	274	274	267	267	30.2	30.2	39.9	39.9
②	太陽光	520	352	416	248	32.0	21.7	36.5	21.8
③	太陽光	35	11	43	20	30.0	9.9	33.1	15.4
④	太陽光	245	146	219	122	26.4	15.7	33.9	18.9
⑤	太陽光	90	28	112	51	33.6	10.6	33.6	15.2
⑥	太陽光	2,118	1,756	2,701	2,373	39.6	32.8	39.8	35.0
⑦	水力	9,980	8,303	11,437	9,759	23.5	19.5	12.6	10.7
⑧	太陽光	11,125	7,395	8,187	4,457	31.9	21.2	37.1	20.2
	計	24,388	18,266	23,382	17,297				

25.1%改善 26.0%改善 ➔ 余剰/不足計で**25.6%改善**



市場取引での収益拡大に向けた検証

【結果】2021年7月～2022年6月(*1)の期間において、FIT制度活用(*2)とFIP制度活用(*3)で比較した場合、FIP転用した方が全エリアで経済性が向上

発電種別	電力管区	設備容量【kW】	サイト数	balancing cost (円/kWh)	FIP-FIT利益 (円/kWh)
太陽光	全国	496,392	173	-0.57	3.71
	北海道	182,785	7	-0.51	3.15
	東北	21,440	8	-0.47	3.28
	東京	42,269	50	-0.69	5.42
	中部	87,978	57	-0.67	3.99
	北陸	1,990	1	-0.86	4.11
	関西	31,502	23	-0.42	3.81
	中国	35,490	4	-0.58	4.11
	四国	7,730	6	-0.66	3.56
	九州	85,208	17	-0.28	1.96
風力	東北	7,500	1	-0.56	8.59
	中国	38,410	1	-0.31	7.64
水力	東北	460	3	-0.07	7.9
	中部	1,434	4	-0.03	7.60
PV風力	東北	28,540	8	-0.66	5.2
PV水力	中部	77,152	8	-0.26	5.1

(*1)

2022年3月末まで旧インバランス制度計算式、
2022年4月から新インバランス制度計算式適用

(*2)

対象期間：2021/7～2022/6
全量FIT売電前提
FIT単価：10円/ kWh

(*3)FIP算出条件

対象期間：2021/7～2022/6

基準価格：10円/kWh

参照価格：JEPX公表実績値

環境価値：上記参照価格に含む

市場価格：JEPX公表スポット価格

プレミアム単価：上記公表値を元に算出

旧インバランス単価：旧一般電気事業者公表値

新インバランス単価：ICS公表値

balancing cost：上記参照価格に含む

- 全体を通して、旧インバランス制度下でのbalancing costより、新制度下の方がbalancing costは低下
- 積雪による不足インバランス発生にて北陸のインバランスコストが増加
- 九州では発電抑制により、市場売電分が減った為FIPメリットは減少。また抑制時は予実差がなくなるためbalancing costも減少
- 太陽光以外の再エネの検証をするため、風力/水力の簡易試算も実施

市場取引での収益拡大に向けた検証

【結果】2021年7月～2022年6月(*1)の期間において、FIT制度活用(*2)とFIP制度活用(*3)を比較した場合、FIP転用した方が全エリアで経済性が向上

発電種別	電力管区	設備容量 [KW]	サイト数	個別平均		模擬BG	
				balancing cost [円/KWh]	FIP-FIT profit margin [円/KWh]	balancing cost [円/KWh]	FIP-FIT profit margin [円/KWh]
PVのみ	3エリア	40,849	31	-0.65	5.13	-0.68	4.43
	東京	21,784	15	-0.61	5.19	-0.60	5.89
	中部	6,452	7	-0.73	5.63	-0.60	4.30
	関西	12,613	9	-0.62	4.58	-1.08	3.11
PV風力※2	東北	28,540	8	-0.50		-0.66	
PV水力※2	中部	77,152	8	-0.72		-0.26	

- 均し効果後のbalancing cost、FIP-FIT利益単価共に数値の改善/悪化が見える。
- 均し効果によって系統安定化の効果（インバランス発生量縮小）があったとしても、インバランス単価と市場価格の関係（余剰有利 or 不足有利）次第で、均し効果＝経済性の改善にはつながらない。
- 太陽光と水力発電の均し効果は、太陽光単独、または風力との均しより劇的な精度向上が見込める

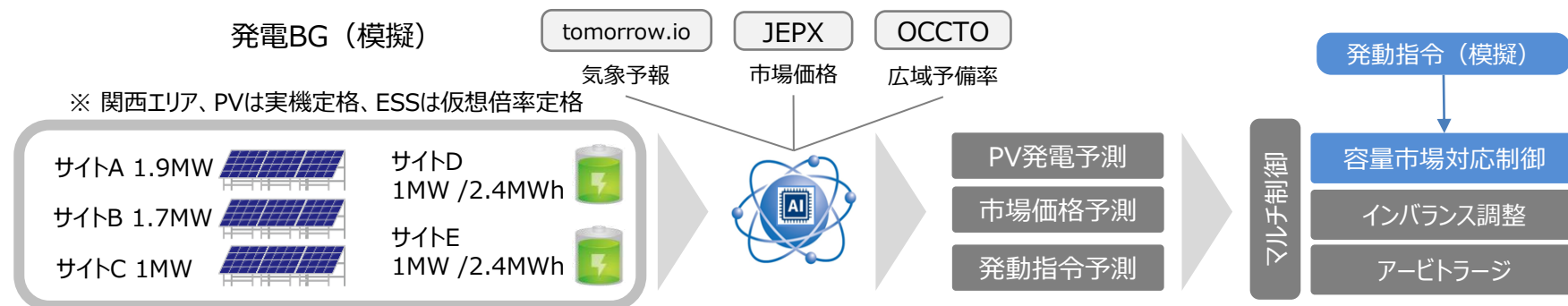
(*1)
2022年3月末まで旧インバランス制度計算式、
2022年4月から新インバランス制度計算式適用

(*2)
対象期間：2021/7～2022/6
全量FIT売電前提
FIT単価：10円/kWh

(*3)FIP算出条件
対象期間：2021/7～2022/6
基準価格：10円/kWh
参照価格：JEPX公表実績値
環境価値：上記参照価格に含む
市場価格：JEPX公表スポット価格
プレミアム単価：上記公表値を元に算出
旧インバランス単価：旧一般電気事業者公表値
新インバランス単価：ICS公表値
balancing cost：上記参照価格に含む

発電BGマルチユース制御 —実証内容・実証観点—

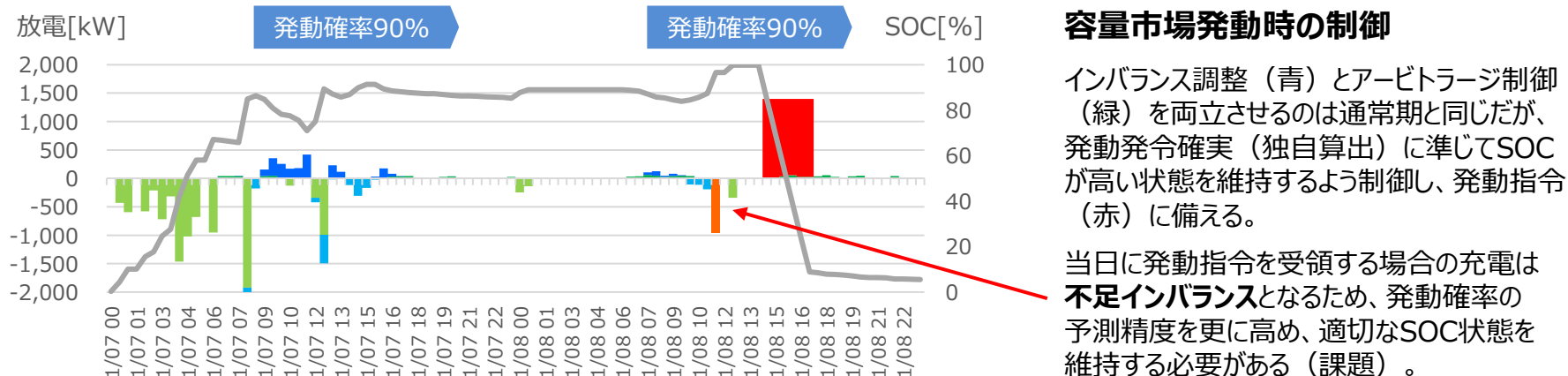
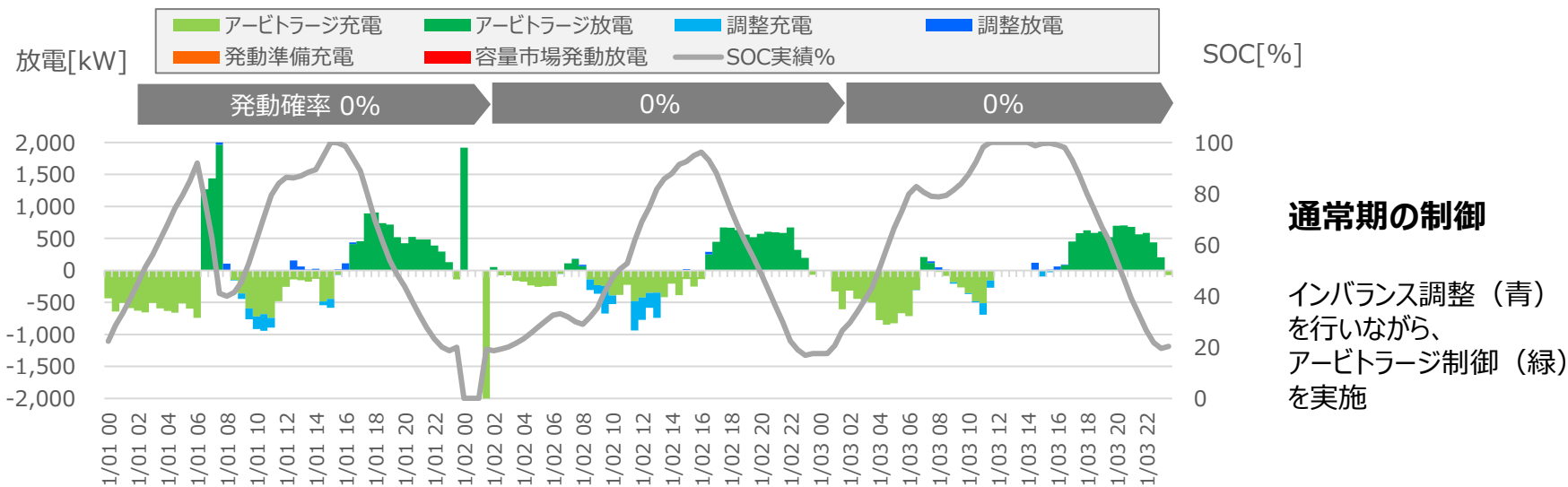
発電BGのインバランスを調整しながらマルチユース制御、今期は容量市場の対応を追加



#	実証観点	内容
1	対象市場	スポット市場、時間前市場、容量市場
2	評価期間	レベル1実証 (バッチ処理) : 5サイト、1年間 (2021/7~2022/6) レベル3実証 (リアルタイム処理) : 1サイト、4日間 (実時間データ)
3	評価方法	<ul style="list-style-type: none"> インバランス解消量 = $\Sigma(\text{PV発電余剰}) + \Sigma(\text{PV発電不足}) - \Sigma(\text{調整後余剰}) - \Sigma(\text{調整後不足})$ インバランス解消率 = $\text{インバランス解消量} / \text{インバランス量}$ インバランス効果 = $\Sigma((\text{発電余剰} - \text{調整後余剰}) \times (\text{スポット単価} - \text{インバランス単価})) + \Sigma((\text{発電不足} - \text{調整後不足}) \times (\text{インバランス単価} - \text{スポット単価}))$ アービトラージ効果 = $\Sigma(\text{放電量} \times \text{スポット単価}) - \Sigma(\text{充電量} \times \text{スポット単価})$ 容量市場効果 = $\text{容量市場約定単価} \times (1 - 1.1 \times \text{リクワイアメント未達成率})$ <p>※1 計画外の容量市場に対応した放電は時間前市場に売電することを想定 ※2 発動指令 (模擬) は、予備率が8%以下で特に予備率の低い日を12日を指定</p>

発電BGマルチユース制御 ー実証結果ー

容量市場の発動発令を考慮したインバランス調整、アービトラージ制御を実施



インバランス解消量と効果金額

制御ロジックの強化により、R3実証よりインバランス解消量/率、効果金額とも向上

項目	R3実証	R4実証
インバランス調整充電[kWh]	96,173	226,758
インバランス調整放電[kWh]	139,873	351,902
アービトラージ充電[kWh]	1,027,012	727,359
アービトラージ放電[kWh]	910,662	485,136
発動準備充電[kWh]	-	28,514
容量市場発動放電[kWh]	-	48,560
充放電サイクル[回/年]	198	181
余剰インバランス解消[kWh]	96,172	201,585
不足インバランス解消[kWh]	116,351	317,804
インバランス解消量（余剰不足計）[kWh]	212,523	519,389
インバランス解消率（余剰不足計）[%]	11%	36%
インバランス調整効果（概算）[円/年]	296,066	119,822
アービトラージ効果（概算）[円/年]	9,072,834	7,339,107
容量市場効果（概算）[円/年]	-	8,164,800
効果計（概算）[円/年]	9,368,900	15,623,729

インバランス解消量はR3実証から2.4倍向上。特に不足インバランスの改善が大きい。

一方でインバランス効果金額は減少している。これはインバランス単価が逆ザヤになっているコマがあるため。

インバランス単価が高い時は、系統全体で不足気味の事が多いが、その時に余剰インバランスを解消する制御の是非は今後の課題と認識。

➡ 約2.4倍

➡ 効果金額は減少

➡ リクワイアメント達成率100%

➡ 効果計は約1.7倍

※1. R3実証、R4実証の機器定格、期間は同条件（実証内容・実証観点スライド参照）

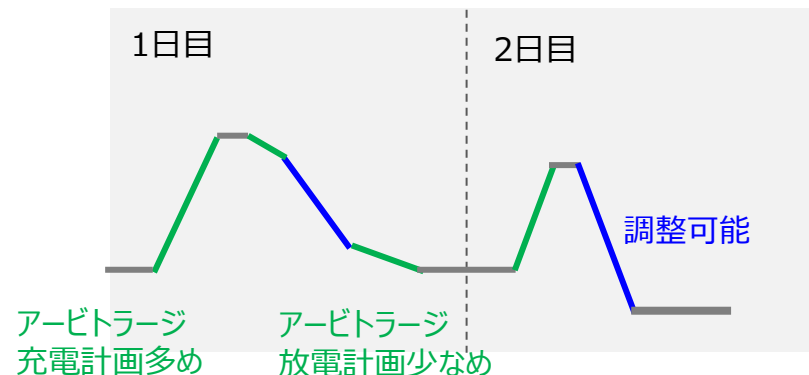
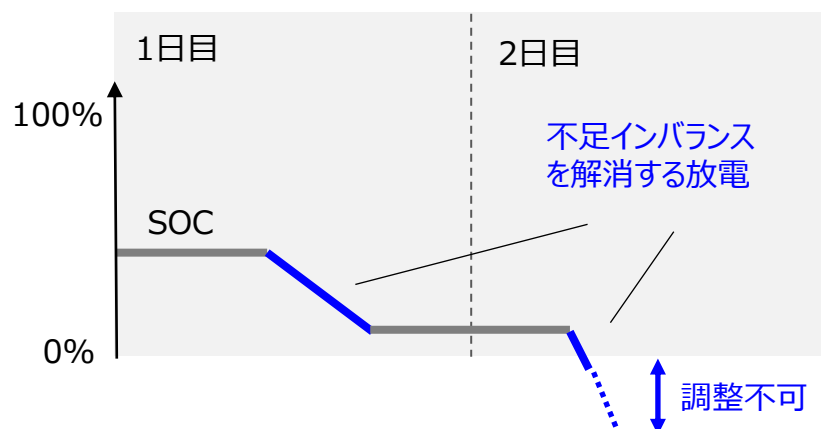
※2. インバランス調整がアービトラージ制御量に対して50%程度に達する配分制御結果を、R3実証(10%程度)との比較対象とした。

※3. 本報告でのアービトラージ効果には、容量市場対応による充放電のkWh売買電の効果金額も含まれる。

※4. 容量市場効果は2026年メインオークションの関西電力管区の約定結果(5,832円/kW)をもとに算出。

制御ロジックの強化1 -SOC調整-

インバランス調整のみ行った場合にSOCが上下端に張り付く課題を解消



項目	SOC調整なし (R3実証)	SOC調整あり (R4実証)
SOC100%となる年間コマ数	316	509
SOC0%となる年間コマ数	7,422	2,844
インバランス解消量[kWh]	512,473	609,784

※ R4実証は、R3実証と同等のインバランス制御電力量を計画段階で確保しつつ、アービトラージ制御も実施した結果（+容量市場も対応）

余剰／不足の発生傾向を、アービトラージ充放電で打ち消す計画を立てることで、SOCの上下端への偏りを補正。結果、インバランス解消量が増加。

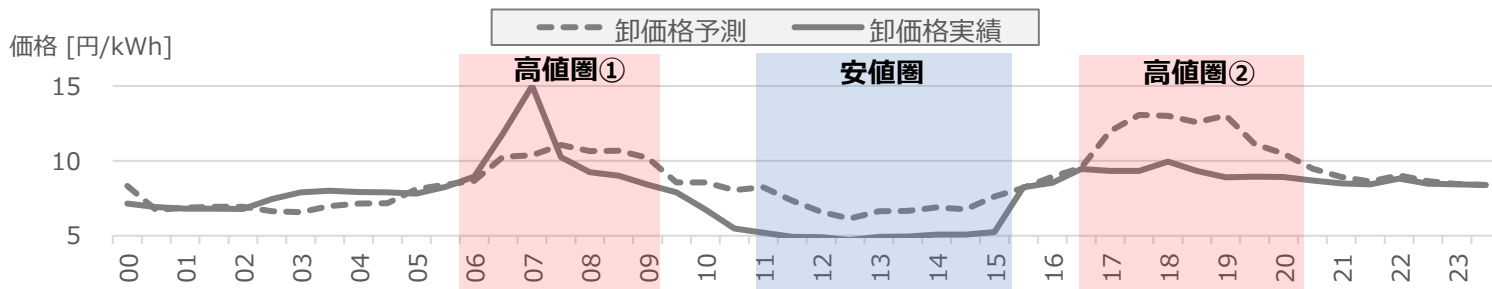
なるべく系統に負担をかけずにSOC調整するには、卸価格を考慮した方が良い（系統全体が余剰気味で価格が安い時に充電した方が良い）。これはアービトラージに他ならないため、結果として**アービトラージを併用することでインバランス調整効果が高まる。**

制御ロジックの強化2 -アービトラージ2サイクル制御-

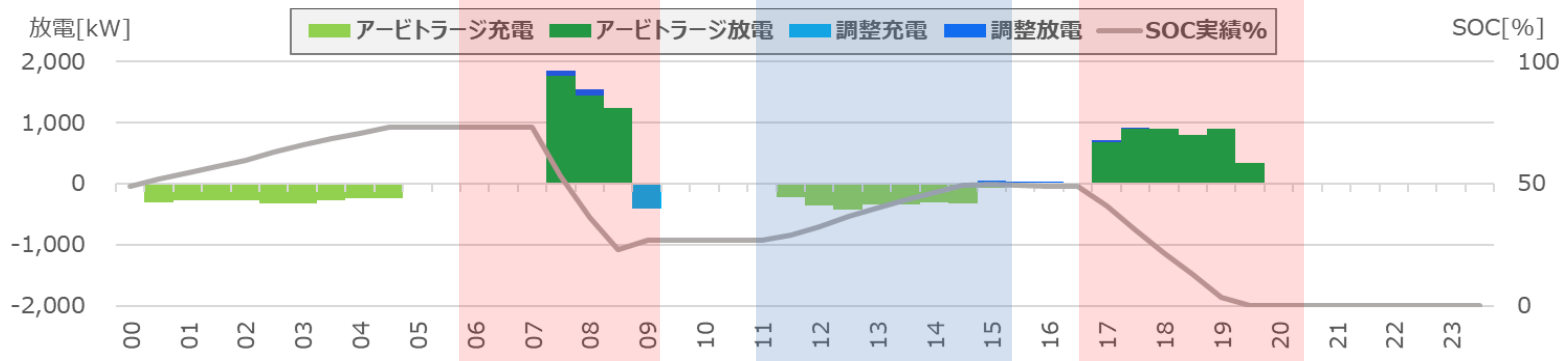
1日2回の高値が予測される場合、2サイクルに対応した計画を立てる事で経済性を向上

アービトラージ放電量が 4,467kWh/日 (SOC90%相当) → 6,640kWh (SOC140%相当) に増加

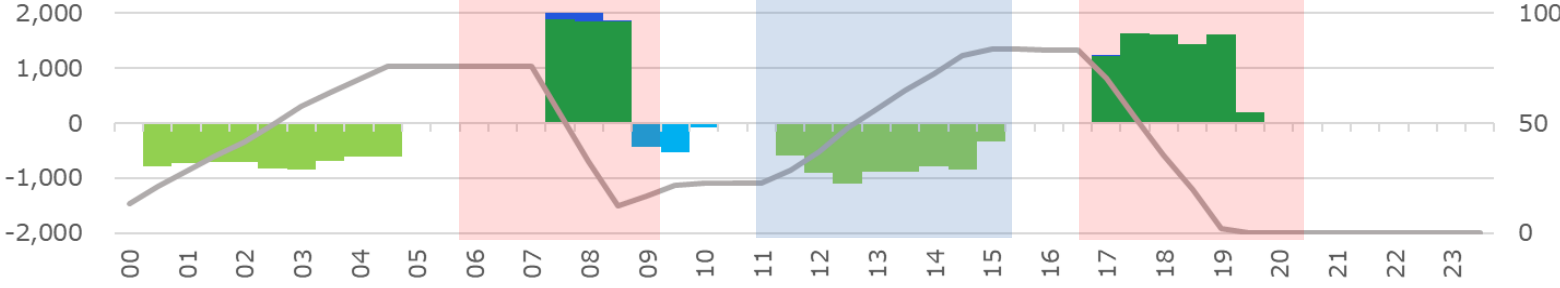
価格予測



Before (R3実証)



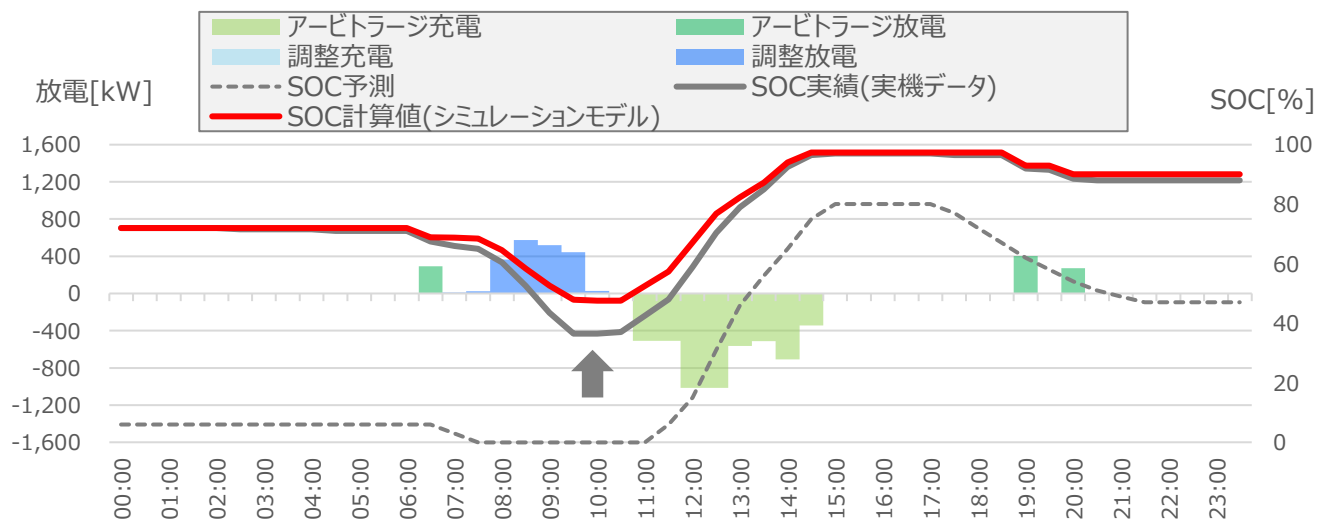
After (R4実証)



※ 価格予測が100%当たる前提であればSOC200%に相当する制御も可能だが、予測誤差を考慮しているため140%に留まる

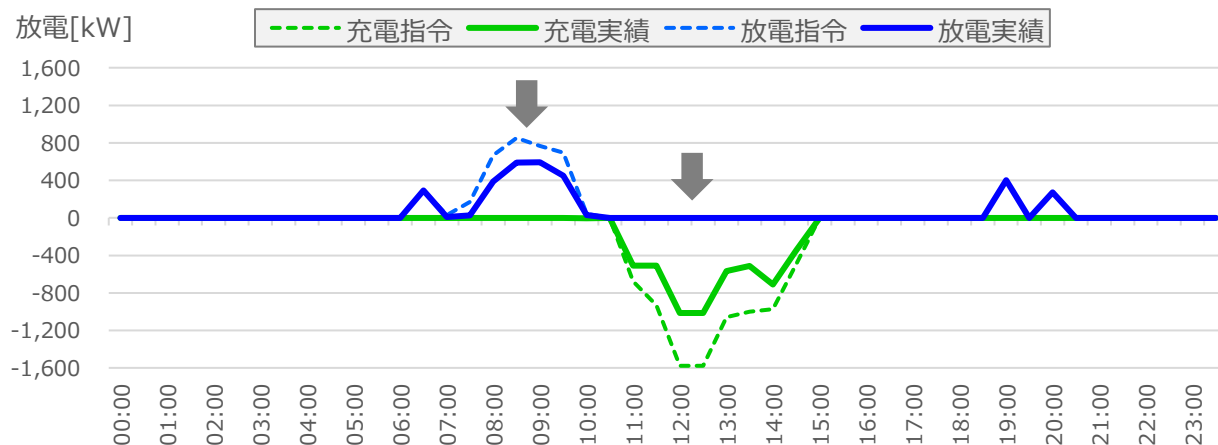
リアルタイム実証結果

実機制御とシミュレーションとの差異を確認、機種依存するESS特性の考慮が課題



一日の開始(0:00)SOCは実機のSOCに合わせて推移を試算しているが、それでも実機から取得するSOC（メーカ推定値）との差異が発生する。

制御量に関しても、指令値と実績値（メーカ計測値）の間で差異が発生。複数の原因が考えられるが、冬の制御であったことから、リチウムイオン蓄電セルが定格出力で制御できる温度に達していなかったためと思われる。



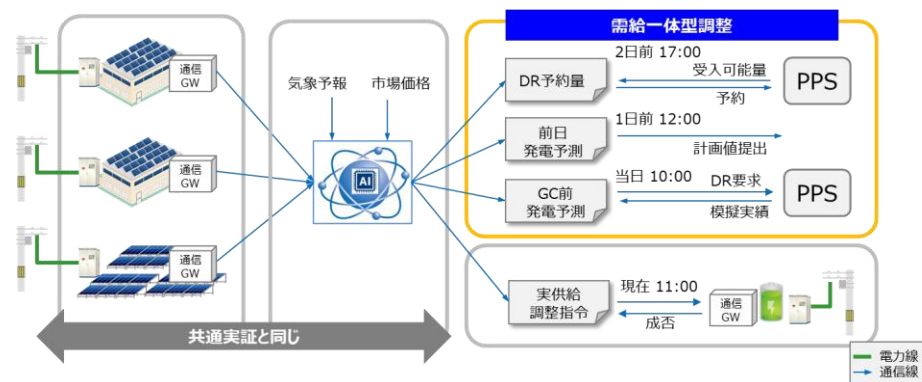
機種毎に異なる内部抵抗や温度特性を学習・考慮した実蓄電池のモデリング精度向上が課題

-
1. 事業概要
 2. 共通実証 実証結果
 - 3. 独自実証① 実証結果**
 4. 独自実証② 実証結果
 5. 実証総括

需給一体調整モデル —実証内容—

【実証内容】

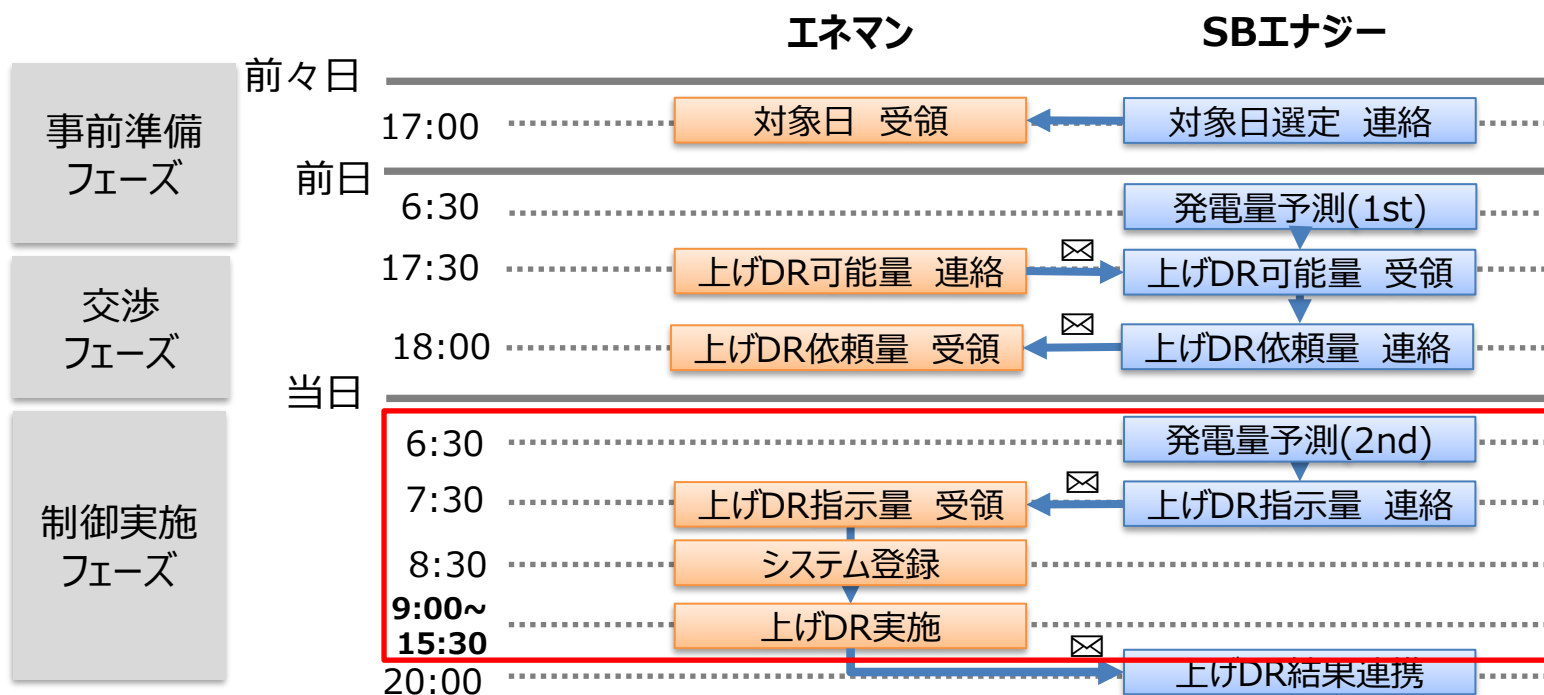
- 再エネ発電事業の強みを活かしたVPPとして、需給一体型の調整効果を実証
- 発電BGで発生したインバランスに対し、PPSがVPPのDR取引機能を使ってGC前調整



【実証条件】

リソース種別	出力 (kW)	エリア	制御タイミング		その他
			15時-15時30分	15時30分-16時	
産業用ESS (エネマン)	32	東京	下げ: 34.25kWh	下げ: 39.9kWh	<ul style="list-style-type: none"> ・DR種別：下げDR (蓄電池からの放電) ・システム連携：なし (オフライン連携) ・下げDR可能量は一定のSOCを残す運用となるため、リソース台数の確保が課題。(下げ：9.269kWh)
産業用ESS (エネマン)	32	東京			<ul style="list-style-type: none"> ・DR種別：下げDR (蓄電池からの放電) ・システム連携：なし (オフライン連携) ・下げDR可能量は一定のSOCを残す運用となるため、リソース台数の確保が課題。(下げ：9.269kWh)
産業用ESS (エネマン)	32	東京			<ul style="list-style-type: none"> ・DR種別：下げDR (蓄電池からの放電) ・システム連携：なし (オフライン連携) ・下げDR可能量は一定のSOCを残す運用となるため、リソース台数の確保が課題。(下げ：9.269kWh)

需給一体調整モデル —実証フロー・課題—



技術面課題	<ul style="list-style-type: none"> ・当日6:30時点の予測精度の向上 ・インバンス価格予測及び時間前市場を想定した価格予測が必要
運用面課題	<ul style="list-style-type: none"> ・オフライン連携時のオペレーションに要するリードタイム
事業開発面課題	<ul style="list-style-type: none"> ・商用スキームの整理（PPS事業者を介する取引又は、アグリゲータによる他社需要家直接部分供給等） ・DR対価の検討（新インバンス制度等も考慮した取引当事者の行動への影響を検討） ・相対取引の契約関連整理（約定価格・容量・契約期間・管区等）

需給一体調整モデル —産業用ESS—

時間	発電予測 (前日) [kWh]	発電予測 (最新) [kWh]	制御依頼量	不足インバランス 回避可能量
15:00	49.85	15.6	34.250	12.843
15:30	57.5	17.6	39.900	14.964

年月日	時刻	蓄電池放電量(kWh)	蓄電池残容量(kWh)	蓄電池残量率(%)
2023/2/13	14:00:00	0	27.00	84.38
2023/2/13	14:30:00	0	27.00	84.38
2023/2/13	15:00:00	4.281	22.72	71.00
2023/2/13	15:30:00	4.988	17.73	55.41
2023/2/13	16:00:00	0	17.73	55.41
2023/2/13	16:30:00	0	17.73	55.41

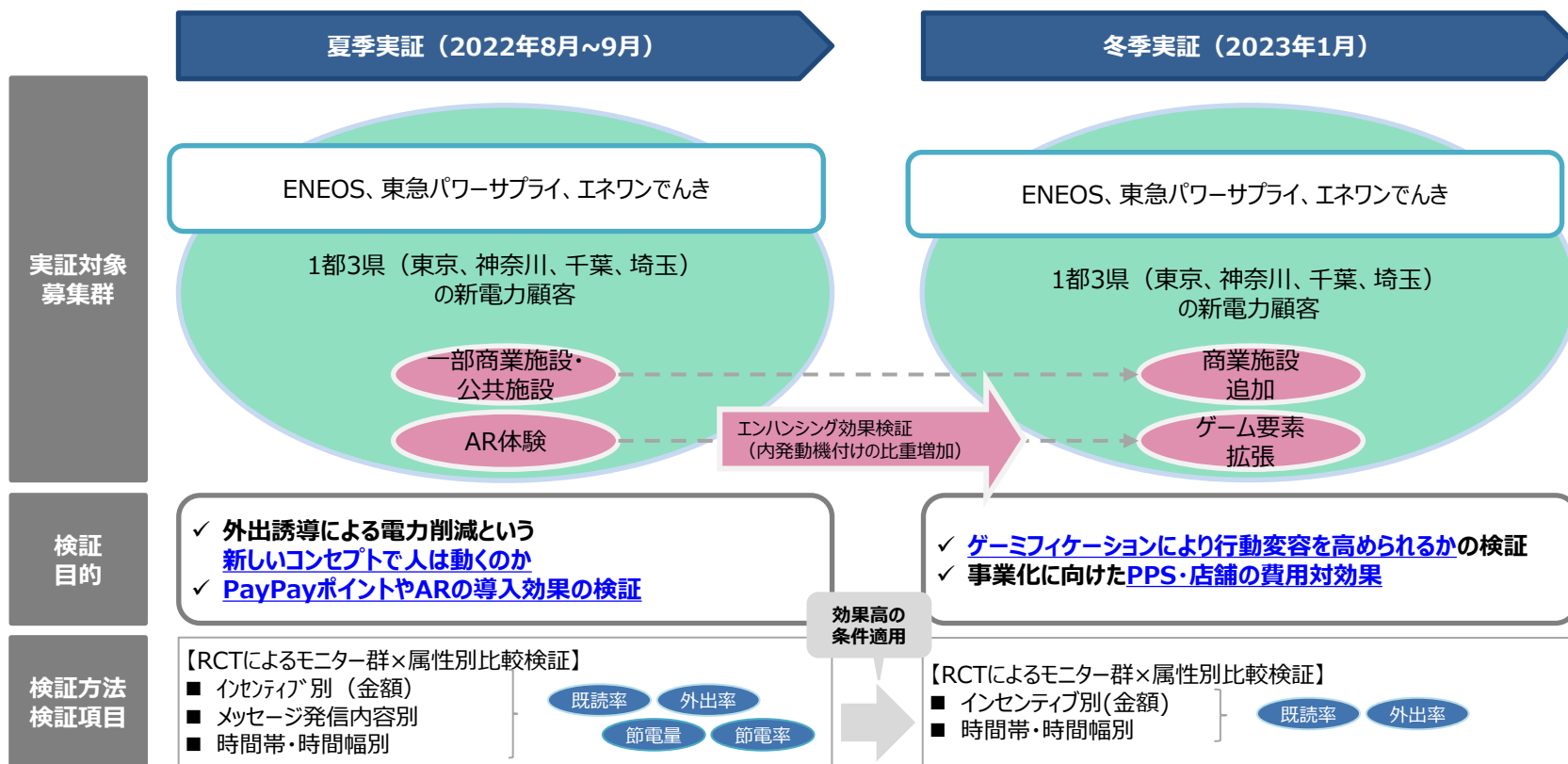
年月日	時刻	蓄電池放電量(kWh)	蓄電池残容量(kWh)	蓄電池残量率(%)
2023/2/13	14:00:00	0	27.84	87.00
2023/2/13	14:30:00	0	27.84	87.00
2023/2/13	15:00:00	4.281	23.56	73.62
2023/2/13	15:30:00	4.988	18.57	58.04
2023/2/13	16:00:00	0	18.57	58.04
2023/2/13	16:30:00	0	18.57	58.04

年月日	時刻	蓄電池放電量(kWh)	蓄電池残容量(kWh)	蓄電池残量率(%)
2023/2/13	14:00:00	0	27.00	84.38
2023/2/13	14:30:00	0	27.00	84.38
2023/2/13	15:00:00	4.281	22.72	71.00
2023/2/13	15:30:00	4.988	17.73	55.41
2023/2/13	16:00:00	0	17.73	55.41
2023/2/13	16:30:00	0	17.73	55.41

産業用ESSは依頼量に対して**高い追従性で制御可能**であるが、下げDR可能量は一定のSOCを残す運用となるため**リソース台数の確保が課題**

気温や気候において、例年と異なる場合は前日予測と当日予測の精度が大きく異なる場合が多く、**予測精度の向上と直前でのDR依頼に対応できるフロー構築が課題**。

行動変容型DR実証 実証概要



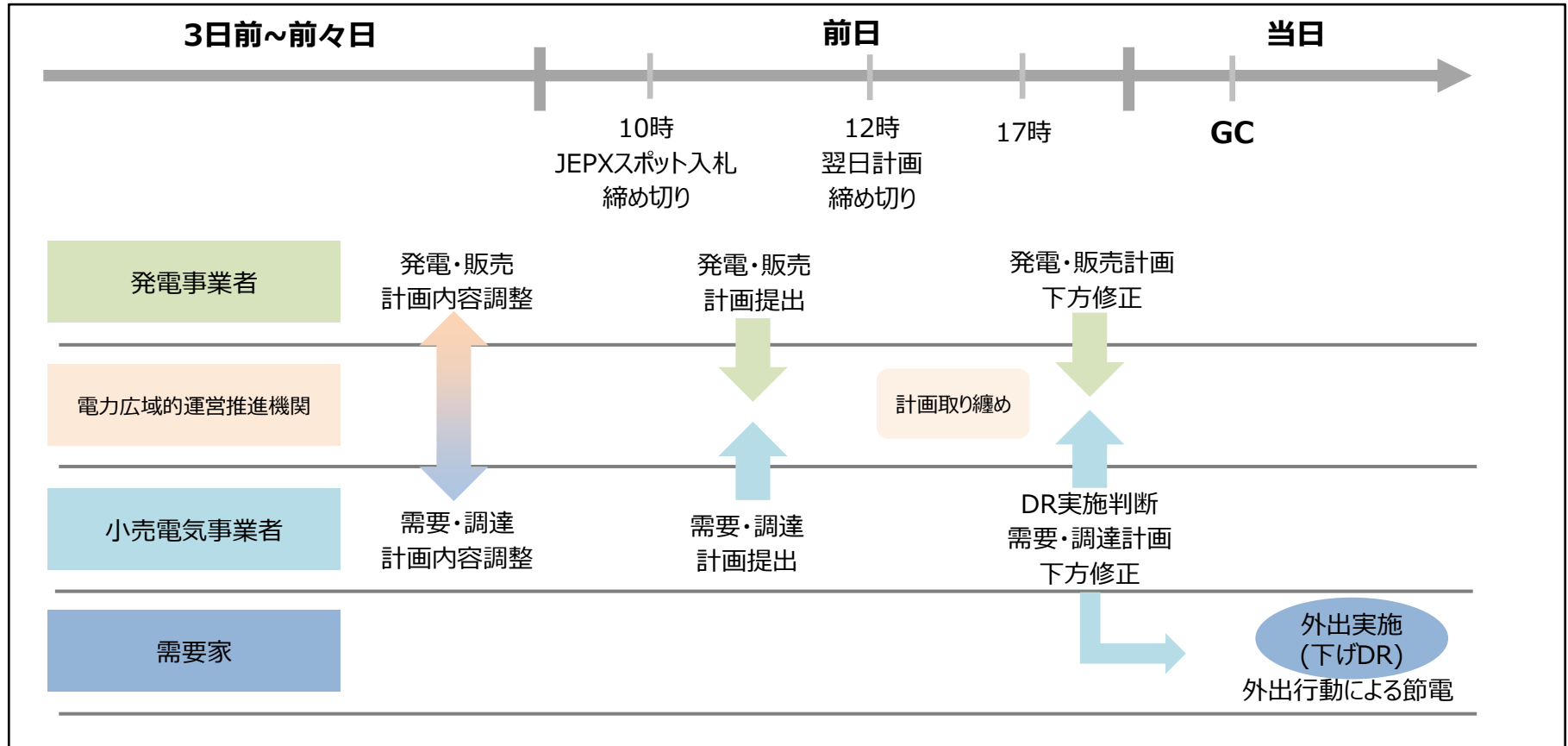
- 夏季実証は、主にPayPayポイントの付与数に応じた行動変容率を検証。
- 冬季実証は、主にゲーム要素の拡張により、ゲーム要素の有効性を検証

行動変容型DR実証 想定業務フロー

以下業務フロー想定

- ① 発電事業者が前日に不足インバランスを予測した際に、発電・販売計画を下方修正。
- ② 小売電気事業者の需要家に翌日の節電を促して、小売電気事業者側が需要・調達計画についても下方修正。

業務フロー図



行動変容型DR実証 夏季実証イベント設定

対象群別発信パターン (8月)

対象群別発信パターン (9月)

介入条件		対象群別発信パターン (8月)				対象群別発信パターン (9月)					
		1	2	3	4	1	2	3	4	5	
		4(木),6(土)	10(水),14(日)	19(金),20(土)	23(火),28(日)	1(木),3(土)	5(月),11(日)	17(土)	21(水),25(日)	27(火)	
		5(金),7(日)	11(木),13(土)	21(日),22(月)	24(水),27(土)	2(金),4(日)	6(火),10(土)	18(日)	22(木),24(土)	28(水)	
ポイントのみ (4時間)	1-1	12:00-16:00	12:00-16:00	16:00-20:00	16:00-20:00	12:00-16:00	12:00-16:00	16:00-20:00	16:00-20:00	16:00-20:00	
	1-2	最大10円	最大100円	最大10円	最大100円	最大10円	最大100円	最大10円	最大100円	最大10円	
イベント 時間短縮 (2時間)	2-1	13:00-15:00	13:00-15:00	17:00-19:00	17:00-19:00	13:00-15:00	13:00-15:00	17:00-19:00	17:00-19:00	17:00-19:00	
	2-2	最大10円	最大100円	最大10円	最大100円	最大10円	最大100円	最大10円	最大100円	最大10円	
環境言及 コメント (4時間)	3-1	12:00-16:00	12:00-16:00	16:00-20:00	16:00-20:00	12:00-16:00	12:00-16:00	16:00-20:00	16:00-20:00	16:00-20:00	
	3-2	最大10円	最大100円	最大10円	最大100円	最大10円	最大100円	最大10円	最大100円	最大10円	
環境言及 + 時間短縮 (2時間)	4-1	13:00-15:00	13:00-15:00	17:00-19:00	17:00-19:00	13:00-15:00	13:00-15:00	17:00-19:00	17:00-19:00	17:00-19:00	
	4-2	最大10円	最大100円	最大10円	最大100円	最大10円	最大100円	最大10円	最大100円	最大10円	
		イベント通知 : 前日14時					イベント通知 : 前日19時				

行動変容型DR実証／夏季実証重要指標結果

- ▶ 小売電気事業者と小売供給契約を締結する実証参加者を募集。応募総数2,728名に対して、アプリ利用者数(※1)は1,687名。
- ▶ 外出行動実施率は平均5.7%、電力削減量及び電力削減成功率においては外出行動したユーザーの結果の方がより良い結果。
外出行動実施率について、各介入群毎に若干の数値の乖離が見られるが、A群(通常) vs B群(時間短縮)、A群(通常) vs C群(環境言及)では統計的有意差はない。
A群(通常) vs D群(時間短縮+環境言及)では統計的有意差が見られたものの、上記より時間短縮と環境言及による影響は大きく無いものと想定

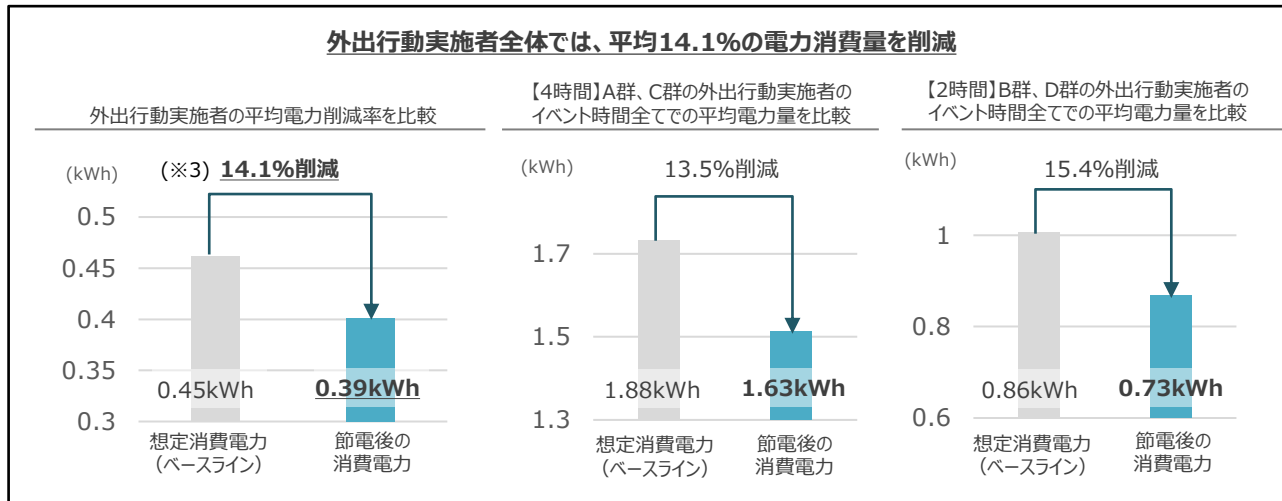
群	介入種別	LINE既読率(※2)	アプリ遷移率	意思表明率	外出行動実施率	電力削減率(※3)
A	通常	79.5%	54.3%	35.9%	6.5%	15.3%
B	時間短縮	81.5%	58.0%	39.1%	5.9%	14.8%
C	環境言及	77.7%	55.3%	37.9%	5.7%	11.6%
D	時間短縮+環境言及	78.1%	55.3%	35.9%	4.6%	16.1%
平均		79.2%	55.7%	37.2%	5.7%	14.1%

※1 夏季実証終了までにアプリケーションサービスの利用規約への同意を行い、一度以上夏季実証イベント参加対象になった人数

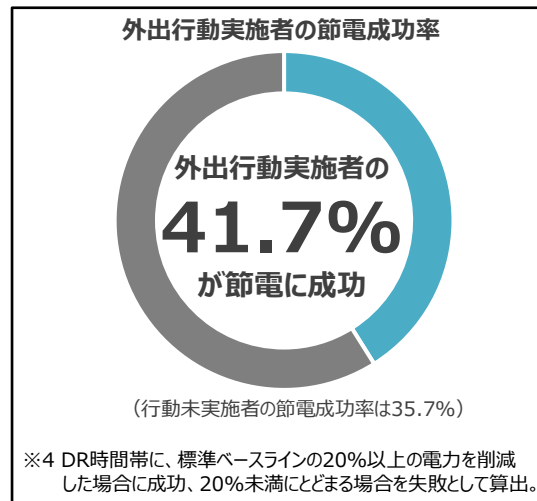
※2 2022年9月9日以降の取得データ

※3 電力使用量の欠損等が理由によりイベント時間帯のベースラインや使用量を算出できなかったユーザーは除外して算出

電力削減量 (供給地点当たりの標準ベースラインからの電力量削減量の平均)



電力削減成功率(※4)



行動変容型DR実証／夏季実証その他分析結果

- 小売電気事業者と小売供給契約を締結する実証参加者を募集。応募総数2,728名に対して、アプリ利用者数(※1)は1,687名。
- 夏季実証イベント計16回を開催して、外出行動実施時間に応じた、電力削減量及び電力削減率を求めることにより効果を検証。

DRイベント実施時間	外出行動実施者(※2) 1人あたり 平均電力削減量(kWh)	外出行動実施者 1人あたり 平均電力削減率	外出行動実施者 1時間あたり 平均電力削減量(kWh)
12:00-16:00 (4時間)	0.33	17%	0.08
13:00-15:00 (2時間)	0.14	17%	0.07
16:00-20:00 (4時間)	0.18	10%	0.04
17:00-19:00 (2時間)	0.13	14%	0.06
平均	-	14.1%	0.06

※1 夏季実証終了までにアプリケーションサービスの利用規約への同意を行い、一度以上夏季実証イベント参加対象になった人数

※2 DRイベント実施時間帯にアプリケーションを通じて特定の場所でチェックイン動作を行ったユーザー

※3 平均電力削減及び平均電力削減率は、電力使用量の欠損等が理由によりイベント時間帯のベースラインや使用量を算出できなかったユーザーは除外して算出

- **最大10円付与イベントと比較し、最大100円付与イベントの方が外出意思表明は0.1p高いが、外出行動実施率は2.1p低いことから、100円以下の報酬の場合、金銭インセンティブの大小が外出行動に与える影響は微細である可能性が高い。**

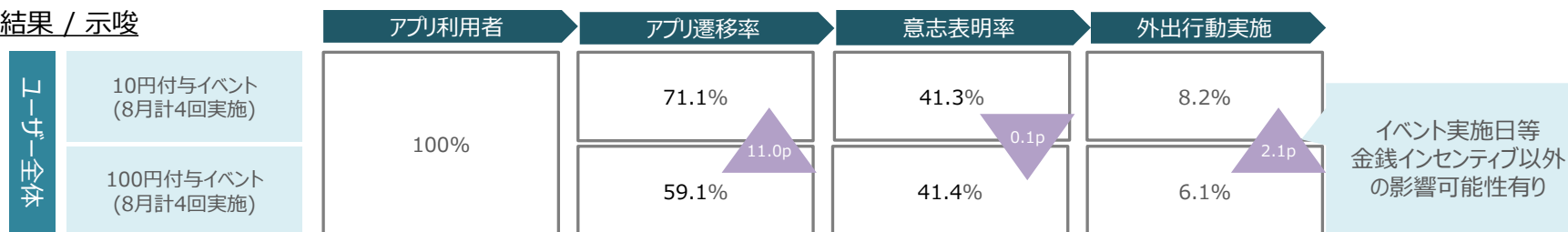
分析目的

- ・ 金銭的インセンティブ/その金額差異はどの程度外出行動に影響を与えているかを検証

分析条件

- ・ 10円付与のイベント(4回)と100円付与のイベント(4回)時の、Webアプリログイン / 外出意志表明 / 外出行動実施(チェックイン)の平均を比較分析

分析結果 / 示唆



行動変容型DR実証 冬季実証イベント設定

対象群別発信パターン (1月)

介入条件	2週		3週		4週		
	平日	土日	平日	土日	平日	土日	
	対照群	A	1/10(火) 10:00~14:00 最大100円	1/14(土) 10:00~14:00 最大100円	1/18(水) 16:00~20:00 最大10円	1/22(日) 16:00~20:00 最大10円	1/26(木) 16:00~20:00 最大100円
介入群	B	1/10(火) 10:00~14:00 最大10円	1/15(日) 10:00~14:00 最大100円	1/18(水) 16:00~20:00 最大100円	1/22(日) 16:00~20:00 最大100円	1/26(木) 16:00~20:00 最大10円	1/28(土) 16:00~20:00 最大10円
	C	1/12(木) 10:00~14:00 最大100円	1/14(土) 10:00~14:00 最大10円	1/20(金) 16:00~20:00 最大10円	1/21(土) 16:00~20:00 最大10円	1/23(月) 16:00~20:00 最大100円	1/29(日) 16:00~20:00 最大100円
	D	1/12(木) 10:00~14:00 最大10円	1/15(日) 10:00~14:00 最大10円	1/20(金) 16:00~20:00 最大100円	1/21(土) 16:00~20:00 最大100円	1/23(月) 16:00~20:00 最大10円	1/29(日) 16:00~20:00 最大10円

イベント通知：前日12時

行動変容型DR実証 冬季実証重要指標結果

- ▶ 冬季実証は実証参加者は新たに53名増加し、全体応募総数は2,781名に対して、アプリ利用者数(※1)は1,525名。
- ▶ 外出行動実施率は平均4.8%

群	介入種別	LINE既読率	アプリ遷移率	意思表明率	外出行動実施率
A	対照群	74.0%	36.9%	27.3%	4.4%
B	介入群1	73.0%	34.8%	26.2%	5.2%
C	介入群2	72.7%	35.2%	24.6%	4.1%
D	介入群3	75.1%	36.7%	25.6%	5.4%
平均		73.7%	35.9%	25.9%	4.8%

※1 冬季実証終了までにアプリケーションサービスの利用規約への同意を行い、一度以上冬季実証イベント参加対象になった人数

■ ゲーム要素拡張した結果、夏期実証の様に行動変容率の減衰が起こらなかったため、ゲーム要素は継続性の観点で効果があるものと推察

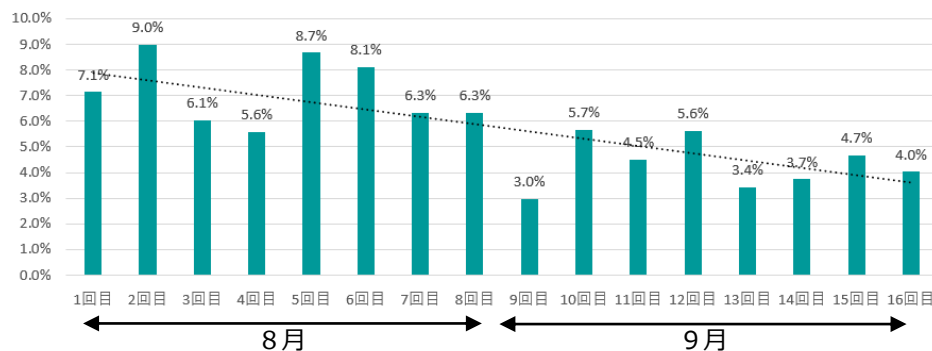
分析目的

- ・ゲーミフィケーションの導入はどの程度外出行動に影響を与えているかを検証

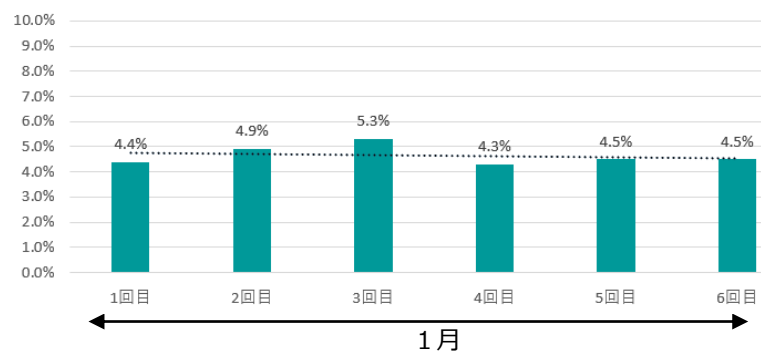
分析条件

- ・夏季（8月、9月）と冬季（1月）の各イベントにおける外出行動実施（チェックイン）率の平均を比較分析

各イベント毎の行動実施割合(夏季)



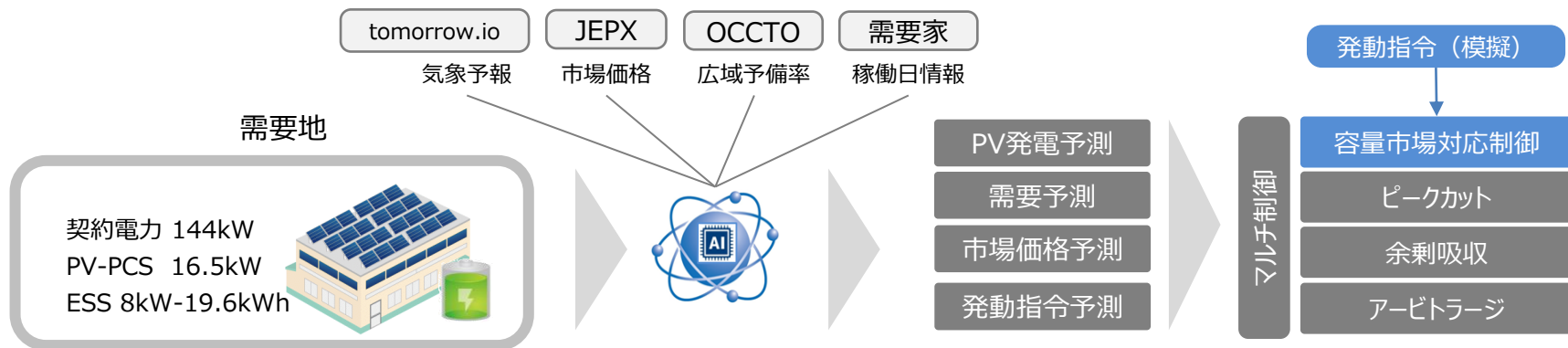
各イベント毎の行動実施割合(冬季)



-
1. 事業概要
 2. 共通実証 実証結果
 3. 独自実証① 実証結果
 - 4. 独自実証② 実証結果**
 5. 実証総括

需要側ESSマルチユース制御 ー実証内容・実証観点ー

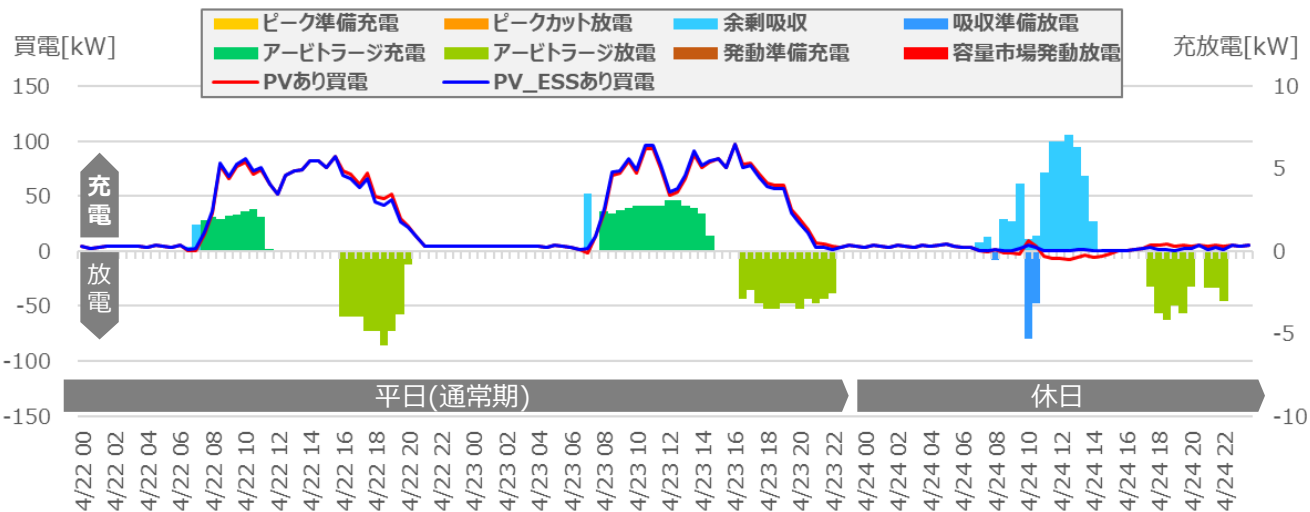
需要地併設の蓄電池でマルチユース制御、今期は容量市場の対応を追加



#	実証観点	内容
1	対象サイト	1サイト（関西電力管区）
2	評価期間	レベル1実証（バッチ処理）：1サイト、1年間（2021/7～2022/6） レベル3実証（リアルタイム処理）：1サイト、4日間（実時間データ）
3	評価方法	<ul style="list-style-type: none"> ピークカット効果 = 基本料金 × ピークカット幅 余剰吸収効果 = 吸収電力量 × 需要家買電単価 アービトラージ効果 = $\Sigma(\text{放電量} \times \text{スポット単価}) - \Sigma(\text{充電量} \times \text{スポット単価})$ 容量市場効果 = 容量市場約定単価 × (1 - 1.1 × リクワイアメント未達成率) ※ 発動指令（模擬）は、予備率が8%以下で特に予備率の低い日を12日を指定

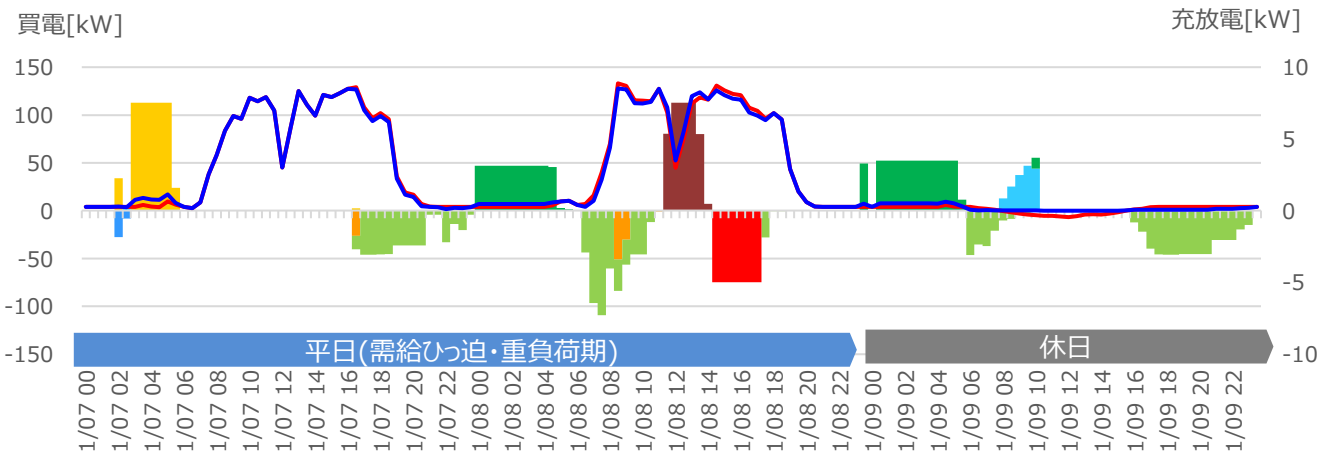
需要側ESSマルチユース ー制御結果ー

制御ロジックを強化し、容量市場にも対応することで、経済効果が約2倍に増加



R3実証からピークカット性能、
 アービトラージ性能とも向上。
 容量市場にも対応することで
 経済効果は約2倍に増加。
 (R3 156→R4 323千円/年)

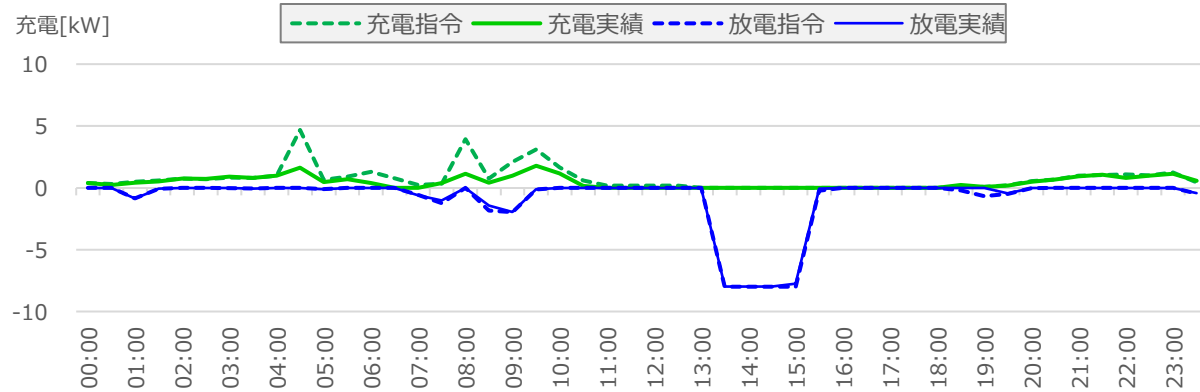
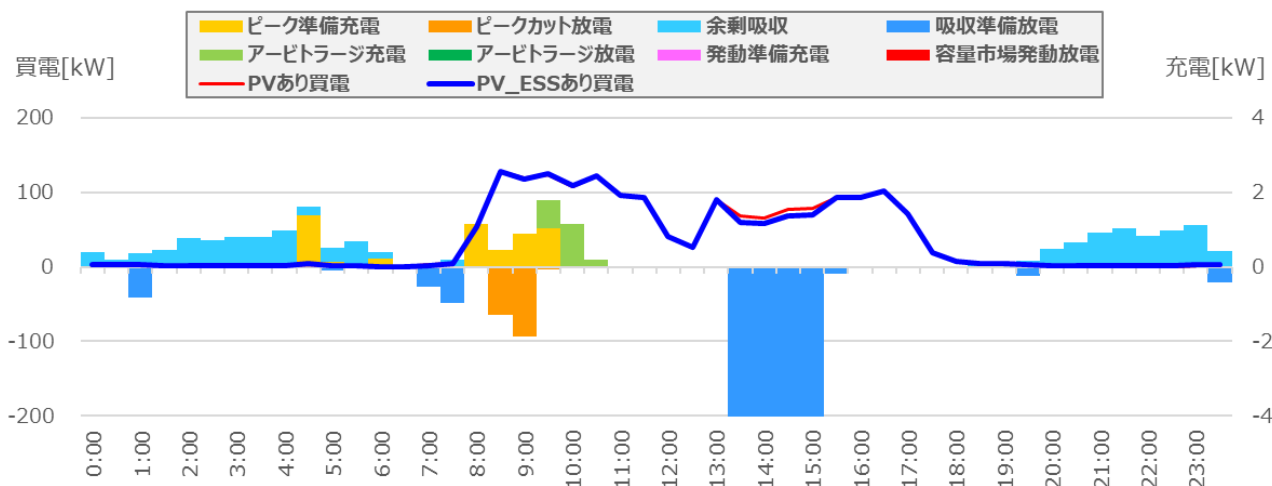
容量市場の発動指令に備え、
 直前の準備充電を行うと契約
 電力を押し上げる可能性が
 あるため、負荷予測を含めた
 更なる最適化が今後の課題。



項目	R4実証
充放電サイクル[回/年]	291
ピークカット効果[円/年]	212,036
余剰吸収効果[円/年]	17,513
アービトラージ効果[円/年]	83,868
容量市場効果 [円/年]	10,505
効果計 (概算) [円/年]	323,923

リアルタイム実証結果

高出力指令への応答が不十分であることを確認、機種依存するESS特性の考慮が課題



マルチユース制御では、必要に応じて同一コマ内でも制御種別が変化（8～10時）。

このサイトでは逆潮マージンを契約電力の1%相当（2kW）で設定しているため、これを下回る場合に充電制御が入る。

指令に対する応答性能に関して、放電は問題なかったが、充電は不十分であった。蓄電池の低温状態における特性変化が原因と思われる。

機種毎に異なる内部抵抗や温度特性を学習・考慮した実蓄電池のモデリング精度向上が課題（共通実証時の課題と同じ）

-
1. 事業概要
 2. 共通実証 実証結果
 3. 独自実証① 実証結果
 4. 独自実証② 実証結果
 - 5. 実証総括**

実証総括

	実証項目	本実証で得られたこと
再エネ アグリ	多様なサイトを束ねることで インバランス軽減 FIT⇒FIP移行検討	<ul style="list-style-type: none"> 東名阪の各エリアで太陽光発電所のBGを模擬組成し、30～35%のインバランス低減を確認。風力、水力を混ぜた場合の均し効果も確認。 総じてFITよりFIPの方が経済性が良いことを確認。 事業化目線の課題として、BG加入時の経済効果を提示することで、BG選択/参画を促す仕組みがカギに。
予測 AI	機械学習等を活用した 予測で経済性を向上	<ul style="list-style-type: none"> 発電予測精度は88%、均し効果により92%以上を確認。 クレンジング改善により、不足インバランスを出しやすい4シーンの予測精度が向上（発電停止、積雪、データ欠損、データ異常）。 事業化目線の課題として、発電停止/出力抑制をいかに計画的に管理していくかが重要に。
ESS 制御	蓄電池のマルチユース制御 により経済性を向上 非FIT事業の収益化	<ul style="list-style-type: none"> 発電側/需要側ESSのマルチユース制御を強化し、容量市場の発動指令にも対応することで収益が1.7～2倍、向上することを確認。 SOC調整やアービトラージ2サイクル対応などの改善が収益向上に寄与。 事業化目線の課題として、機種により異なるESS特性やメーカー保証条件を考慮した制御が重要に。来年度大型ESSの運用を通じて解決を図る。

アグリゲーションとESS最適制御により、再エネ変動性を緩和し、経済性を高める実証に成功。次年度は実案件ベースでノウハウを蓄積し、再エネアグリゲーション市場の拡大に寄与していく。

