

TOSHIBA

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

2023年3月23日

東芝エネルギーシステムズ株式会社

目次

1. 事業概要
2. リソース導入・確保状況
3. 実証概要（共通実証）：アグリゲーターごと
4. 実証概要（共通実証）：コンソーシアム全体
5. 実証概要（独自実証）
6. 今後のビジネス展望
7. その他特記すべき事項

01

事業概要

事業概要および実証の目的、解決したい課題等

実証の目的：

- 再生可能エネルギー／分散型電源を活用した安定かつ効率的な電力システムの実現と、アグリゲータ事業のさらなる発展

事業概要・課題：

- F I P制度下では、再エネ発電事業者において、①マーケットリスクと、②インバランリスクという2つの課題が生じる。**
再エネの更なる普及には、これら課題を支援する**アグリゲーターの存在が必要**となる。
- 本実証においては、共通実証として、アグリゲーターの要件となる**インバランス回避と収益性向上を目的として、①発電量予測技術、②リソース制御技術、③市場取引戦略技術の効果検証**を実施する。
- 昨年度の実証結果を踏まえて、**当日の複数回の発電量予測**や、それに基づく蓄電池運転計画・時間前市場取引計画の更新による**インバランス回避、GC後の蓄電池制御によるインバランス回避等**を実施する。
- 独自実証として、**再エネBGと需要BGとの連携によるインバランス回避効果**の検証等も行う。

コンソーシアム体制図

コンソリダー

東芝エネルギー
システムズ
株式会社

再エネアグリゲータ 14社

アーバンエナジー
株式会社

ENEOS
株式会社

株式会社
関電工

九州電力
株式会社

コスモエコパワー
株式会社

ジャパン・リニューアブル・
エナジー株式会社

日本工営
株式会社

日本電気
株式会社

北海道電力
株式会社

株式会社
ユースグリーンエナジー

関西電力
株式会社

中国電力
株式会社

東京電力エナジー
パートナー株式会社

東芝エネルギー
システムズ株式会社

コンソーシアム運営支援
東芝ネクストラフトベル
ク株式会社

保険商品検討
三井住友海上
火災保険株式会社

発電量データ提供*1
出光興産
株式会社

発電量データ提供*1
株式会社関電
エネルギーソリューション

発電量データ提供*1
株式会社エネルギー・ソリュー
ション・アンド・サービス

発電量予測技術検討
一般財団法人
日本気象協会

発電量データ提供*1
東急不動産
株式会社

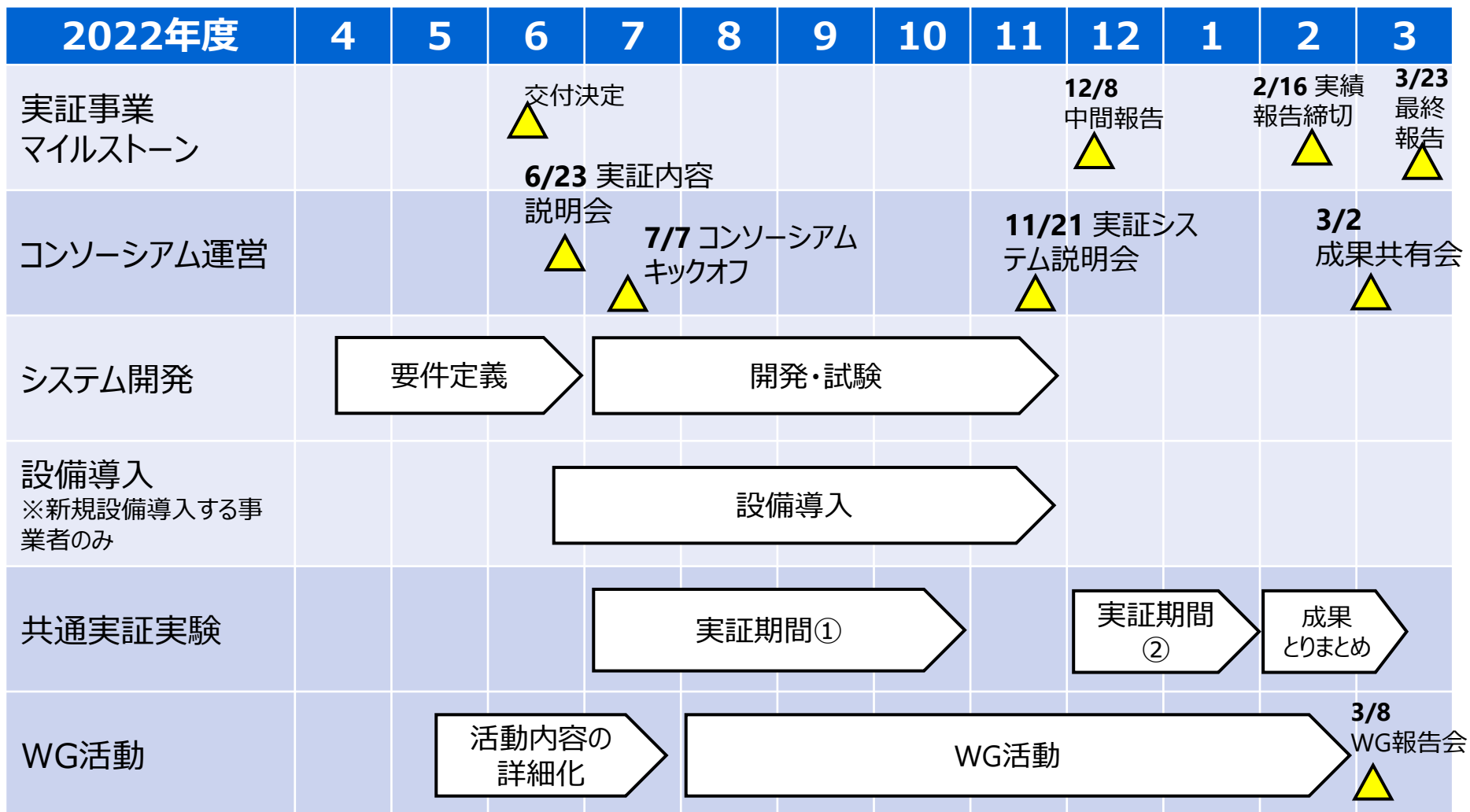
発電量データ提供*1
豊田通商
株式会社

発電量データ提供*1
First・Solar・J
apan 合同会社

実証協力者 9社

*1: 再エネ発電設備の運用およびアグリゲーターへの発電量データ提供を担う。

事業スケジュール・コンソーシアム運営



実証期間①：FY2021と同じ機能（データ収集、発電量予測など）による実証（※すでにデータ連携済みのリソース前提）

実証期間②：新しい予測アルゴリズム、蓄電池運転アルゴリズムを用いた実証

システム開発成果：発電量予測の一覧

異なる気象予測データを用いた発電量予測手法を開発

PV発電量予測

- ① 工学(WRF)予測 [1/日]
- ② 類似(WRF)予測 [1/日]
- ③ 工学AI(WRF)予測 [1/日]

- ④ 工学AI(MSM)予測 [1/日]
- ⑤ 工学AI(LFM)予測 [24/日]
- ⑥ 工学AI(衛星)予測 [48/日]
- ⑦ 持続予測 [48/日]
- ⑧ NKW予測 [4/日] *1
- ⑨ 外部予測1~3 *2

⇒ 統合予測 [48/日]*3

風力発電量予測

- ① 工学(WRF)予測 [1/日]
- ② 類似(WRF)予測 [1/日]
- ③ 工学AI(WRF)予測 [1/日]

- ④ 風工学AI(WRF)予測 [1/日]
- ⑤ 風工学AI(GSM)予測 [1/日]
- ⑥ 風工学AI(LFM)予測 [24/日]
- ⑦ 外部予測1~3 *2

⇒ 統合予測 [48/日]*3

価格予測

- ① スポット市場・類似(WRF)予測 [1/日]
- ② 時間前市場・類似(WRF)予測 [1/日]

- ③ インバランス価格・類似(WRF)予測 [1/日]

※()内が使用している気象データ
※[]更新頻度
声昨年度実証から名前の変更あり

*1: Next Kraftwerke社の予測モデル

*2: 3つまで予測値を登録可能

*3: 全ての予測値を統合して予測値を作成。
あらかじめ統合する予測値は変更可能。

※WRF:米国大気研究センターの気象モデル

※GSM:気象庁 気象業務支援センターの全球モデル

※MSM:気象庁 気象業務支援センターのメソモデル

※LFM:気象庁 気象業務支援センターの極致モデル

2021年
度実証か
ら継続

2022年度
実証にて
新規追加

システム開発成果：気象予測データ

様々な気象予測データを用いて、発電量を予測

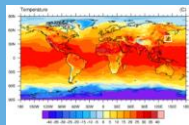
前日～数日前

当日

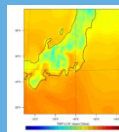
※米国気象庁：全球予報GFS

(WRF)数値予報モデル

※WRF:米国大気研究センターの気象モデル



力学的
ダウンスケール



9kmメッシュ
予報時間：96時間

(GSM)全球モデル

気象庁：気象業務支援センター

メッシュサイズ：0.2度×0.25度

予報時間：84時間

(MSM)メソモデル

気象庁：気象業務支援センター

メッシュサイズ：5kmメッシュ

予報時間：39時間

(LFM)局地モデル

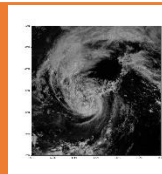
気象庁：気象業務支援センター

メッシュサイズ：2kmメッシュ

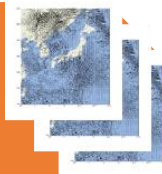
予報時間：10時間

衛星データ

気象庁：気象業務支援センター
ひまわり8号



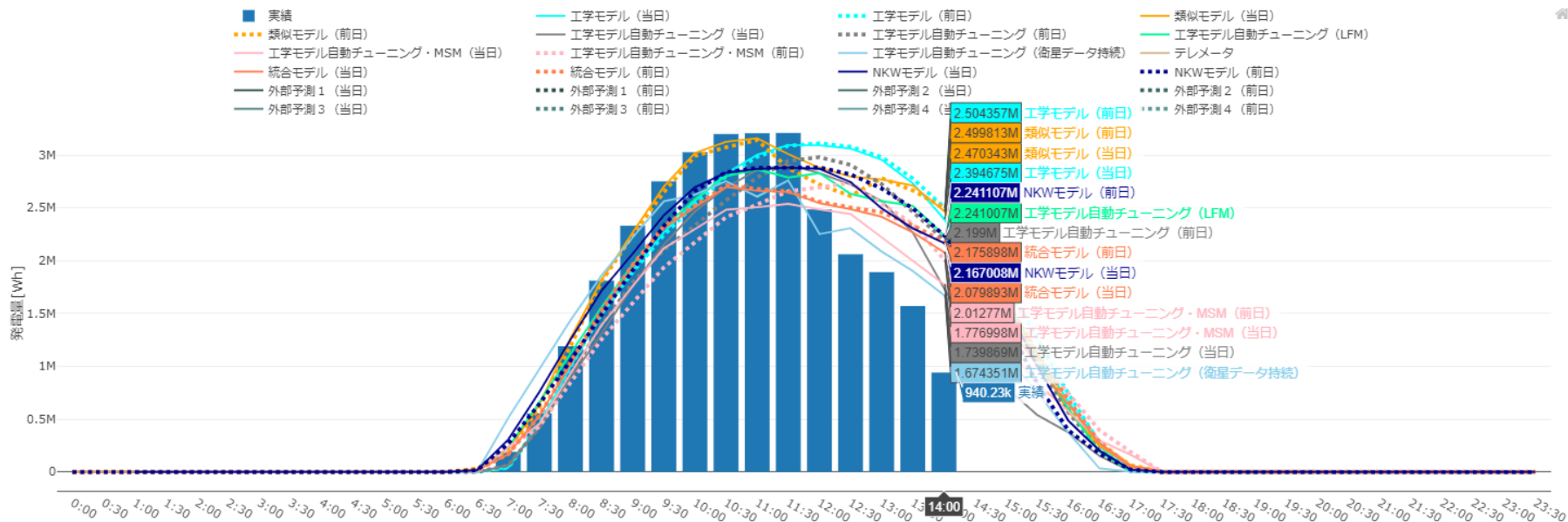
雲移流
(Cloud Motion Vector)



2022年度
実証にて
新規追加

システム開発成果：発電量予測画面

新たな発電量予測の結果を、システム上で確認可能



2021年度：類似モデル、工学モデル、工学モデル（自動チューニング）、ネクストクラフトベルケ(NKW)モデル

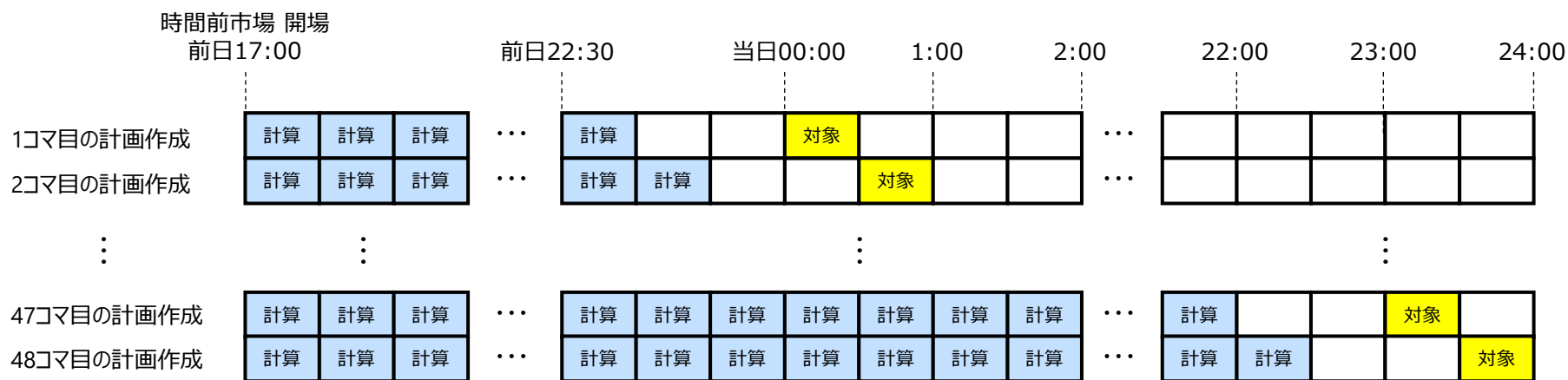
2022年度：工学モデル（自動チューニング）のLFM版／MSM版／衛星データ考慮版、持続予測。

NKWモデルの予測頻度が1日1回から、1日4回に。

システム開発の成果：時間前市場取引計画

インバランス量を0にすることを旨し、できるだけ高収益な入札計画を作成

- 発電計画と最新の発電量予測から、将来の各30分コマの「インバランス量の見込み値」を計算する。
- インバランス量の見込み値を0にすることを旨す。
- そのうえで、自らの売買が市場価格に与える影響を考慮しつつ、できるだけ高収益になるように、「入札タイミング」と「入札価格」を決定する。



システム開発の成果：自動市場取引

事前に設定した条件に基づき、日々のJEPX入札業務を自動的に実施

- エリアごとに条件を設定可能
- スポット市場取引に関する設定項目
 - 自動入札を実施する曜日、または日付
 - 売り価格（30分コマごとに設定可能）
- 時間前市場に関する設定項目
 - 自動入札を実施する曜日、または日付
 - 30分間隔で入札処理を実施
 - 売り価格・買い価格（30分コマごとに設定可能）
 - 上下限を設定して、その範囲内で、推奨価格を用いることも可能

02

リソース導入・確保結果

リソースの導入状況・確保状況

計画時より少し太陽光が減ったが、実証への影響は無し。

- 合計約200リソース、7種類、出力約640MWを実証に利用した。
- 太陽光・風力の台数・出力の比率が大きい。
- 計画時より太陽光が減った理由は、一部の新規導入予定となっていた太陽光が、スケジュールの都合により導入しないことになったため。

リソースの台数・出力

種類	台数	出力(kW)
太陽光発電設備	103	386,521
風力発電設備	82	202,250
バイオマス発電設備	1	50,000
EV	2	12
蓄電システム	7	3,277
エコキュート	1	2
水力発電	2	1,070
合計	198	643,132

※計画時と比べて太陽光が約7MW減少したが、太陽光は十分な台数・出力規模があるため、実証への影響は無かった。

リソース種類別、かつ、実証種類別のリソース出力(kW)

3つの共通実証と3つの独自実証にて、主にPV・風力リソースのデータを活用

種類	台数	共通実証			独自実証		
		①インバランス回避	②収益拡大	③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	103	363,031	363,031	386,515	49,317	173,287	142,194
風力発電設備	82	202,250	202,250	202,250	0	95,600	135,750
バイオマス発電設備	1 (9)	0 (2,220)	50,000 (2,220)	0	0	0 (2,220)	50,000
EV	2	12	12	0	0	0	0
蓄電システム	7 (7)	2,377 (22,500)	2,377 (23,000)	437	0 (500)	1,000 (15,000)	0 (20,000)
エコキュート	1	2	2	0	0	0	0
水力発電	2	1,070	0	1,070	1,070	0	0
合計	198 (16)	568,741 (24,720)	617,671 (25,220)	590,272	50,387 (500)	269,887 (17,220)	327,944 (20,000)

※カッコ内は仮想的に設定した値を記載。

電力エリア別かつ種類別の評価対象リソース出力(kW)

	太陽光発電設備		風力発電設備		バイオマス発電設備		EV		蓄電システム		エコキュート		水力発電所	
	台数	出力(kW)	台数	出力(kW)	台数	出力(kW)	台数	出力(kW)	台数	出力(kW)	台数	出力(kW)	台数	出力(kW)
北海道	4	4,006	2	6,600	0 (4)	0 (2,220)	2	12	1	0 (15,000)	1	2	0	0
東北	8	67,299	46	80,150	0	0	0	0	0	0 (500)	0	0	2	1,070
東京	50	168,548	2	22,500	0	0	0	0	4	2,177 (2,500)	0	0	0	0
中部	3	3,599	30	65,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
北陸	1	6,427	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
関西	8	53,880	1	12,000	0	0	0	0	1	100	0	0	0	0
中国	5	16,439	0	0	0	0	0	0	0	0 (5,000)	0	0	0	0
四国	2	3,675	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
九州	21	50,445	1	16,000	1	50,000	0	0	1	1,000	0	0	0	0
沖縄	1	12,203	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	103	386,521	83	202,250	1	50,000 (2,220)	2	12	7	3,277 (23,000)	1	2	2	1,070

※カッコ内は仮想的に設定した値を記載。

03

実証概要（共通実証）

アグリゲーターごとの共通実証

再エネアグリゲータにおける共通実証の概要

インバランス／収益性／予測精度の3つの観点で実証を行う

1. インバランス回避の実証
2. 蓄電池活用による利益最大化の実証
3. 予測技術の高度化の実証

※共通実証に含まれない内容（需要BG連携、蓄電池のマルチユース、事業性検討など）は、**独自実証**と位置づける。



複数の再エネを束ねたり、蓄電池を併用したり、市場活用したりすることの効果を検証

実証の実施方針

実機／エミュレーション／シミュレーションを組合せて、 様々なパターンを評価

- 実証では様々なパターンを評価したいが、評価に使える実機は限られる。
→ 実機で実施できなかった評価は、エミュレーションやシミュレーションにより評価を行う。

言葉の整理

実機かどうか	実機・ 実システム	仮想（模擬）	
		エミュレーション	シミュレーション
時間の概念	リアルタイム*1		非リアルタイム

*1: ここでの「リアルタイム」は、実時間に合わせて評価を行うことを意味する。

実機／仮想の組合せ

組合せ	蓄電池	JEPX	時間の流れ
組合せ①	実機	実システム	リアルタイム
組合せ②	実機	エミュレーション	リアルタイム
組合せ③	エミュレーション	エミュレーション	リアルタイム
組合せ④	シミュレーション	シミュレーション	非リアルタイム

以降で説明する実証内容において、「実機／仮想の組合せ」は上記①～④のどれでもよい。

共通実証① インバランス回避：評価方法一覧

再エネを束ねたり、蓄電池を使ったりすることによる インバランス低減効果を評価

評価方法	評価の概要	評価の目的	共通評価指標の分類
共通①-1	発電リソース単体で発電BGを組み、運用*1する。	発電リソース単体で運用した場合のインバランス発生量の把握。この値が、他の評価方法のインバランス低減効果を分析する際の基準となる。	共通①After①
共通①-2	あるエリアの発電リソースを束ねて発電BGを組み、運用する。	リソースを束ねることで、インバランスが低減するかを調べる。	共通①After①
共通①-3	あるエリアの発電リソースを束ねて発電BGを組み、GC前に蓄電池の運転計画を作成し、充放電を行う。	蓄電池の充放電計画(30分単位)を事前に作成することによる、インバランスの低減効果を調べる。	共通①After②
共通①-4	あるエリアの発電リソースを束ねて発電BGを組み、当日の時間前市場による取引を行う。	時間前市場取引による、インバランスの低減効果を調べる。	共通①After①
共通①-5*2	あるエリアの発電リソースを束ねて発電BGを組み、実需給断面（GC後）において蓄電池の充放電を行う。	実需給断面において蓄電池の充放電を行うことによる、インバランスの低減効果を調べる。	共通①After②

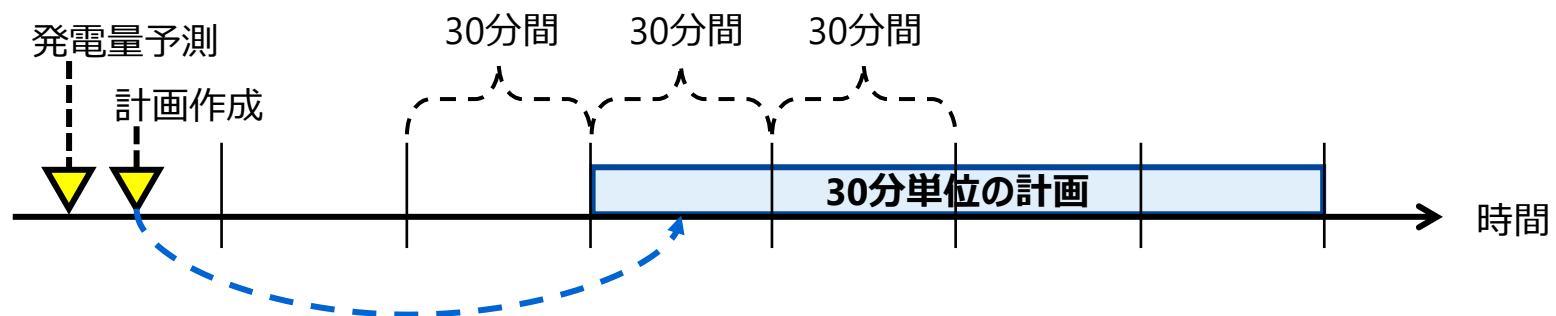
*1: 発電量予測、市場取引、発電計画作成などの業務を想定。

*2: 共通①-5は、30分よりも細かい粒度の発電量実績データ等が必要になるため、設備の都合上、全コンソメンバが実施できない可能性がある。一方、共通①-5の目的は、明らかにインバランス回避である。そこで、共通①-5は、共通実証①の一部ではあるが、実施可能な場合のみ実施すればよい内容とする。

共通実証① インバランス回避：共通①-3、共通①-4の評価方法

当日の発電量予測に基づき、インバランスを減らす蓄電池の充放電計画（または時間前市場の取引計画）を作成

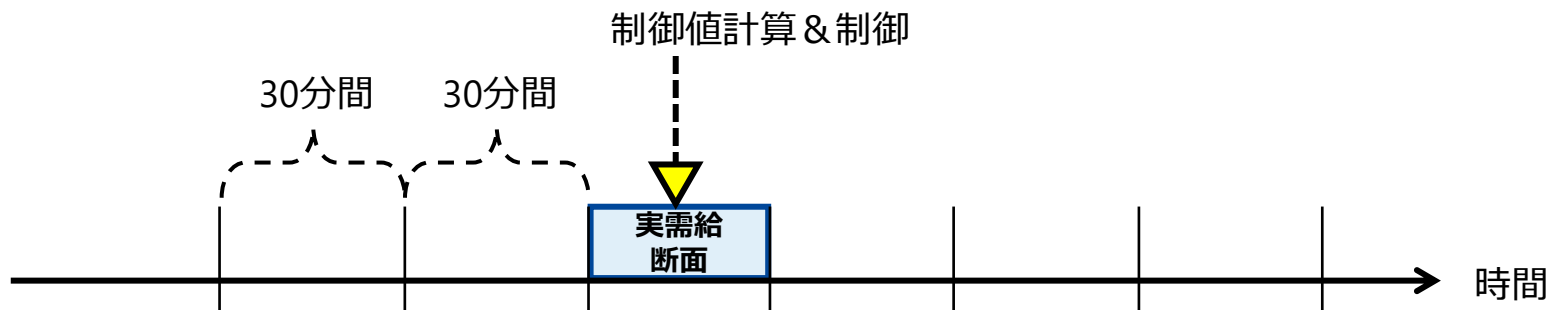
- 計画の立て方について
 - GC前に作成する。(After①／After②)
 - 蓄電池の充放電計画（時間前市場の売買計画）は30分単位で作成する。
 - 当日にて発電量予測を複数回実施し、都度、計画を更新してもよい。



共通実証① インバランス回避：共通①-5の評価方法

実需給断面において、インバランスを減らすよう蓄電池を充放電制御

- 蓄電池の制御（GC後インバランス回避）について
 - 実需給断面30分間において、制御値を計算し、蓄電池を制御する。(After②)
 - 30分間の中で、制御値を変更してもよい。



共通実証① インバランス回避：評価指標

共通実証①の評価指標は、共通評価指標*1の指標とする

*1: 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 第2.0稿

$$\text{余剰/不足インバランス電力量(kWh)} = | \text{実発電量(kWh)} - \text{計画発電量(kWh)} |$$

※絶対値とする。

余剰インバランス量比率(%)

$$= \frac{\text{評価期間における余剰インバランス電力量の積算値}}{\text{余剰インバランス発生時の計画発電量の積算値}} \times 100$$

不足インバランス量比率(%)

$$= \frac{\text{評価期間における不足インバランス電力量の積算値}}{\text{不足インバランス発生時の計画発電量の積算値}} \times 100$$

共通実証② 蓄電池活用による利益最大化：評価方法一覧

蓄電池の有無による運用収支の変化を評価

評価方法ID	評価の概要	評価の目的	SII様の分類
共通②-1	あるエリアの発電リソースを束ねて発電BGを組み、運用する。（共通①-2と同じ）	蓄電池を用いない場合の運用収支を調べる。	共通②After①
共通②-2	あるエリアの発電リソースを束ねて発電BGを組み、市場取引の売上が増えるように 蓄電池 の充放電計画を作成する。	蓄電池を用いた場合の運用収支を調べる。	共通②After②

共通実証② 蓄電池活用による利益最大化：共通②-2の評価方法、評価指標

市場売上が増えるように売電タイミングをシフト(タイムシフト)する蓄電池の充放電計画を作成

- 計画の立て方について
 - 市場価格の予測を行い、安いときに充電し、高いときに放電するような運転計画を作成する。
 - 蓄電池の充放電計画は30分単位で作成する。

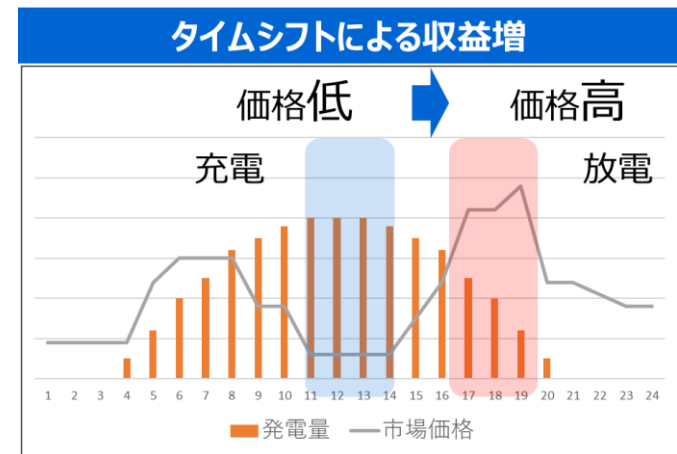
- 評価指標

FIPとしての収入額(円)

= 売電収入 + プレミアム収入 + インバランス料金損失*1

FIPとしての収入単価(円/kWh) = FIPとしての収入額 ÷ 総発電量

*1: 共通評価指標(案)では、市場買電による支出は含めない。また、インバランス料金損失は、(余剰インバランス収入 - 不足インバランス支出)により計算する。



プレミアム単価とインバランス単価について

- プレミアム単価
 - 2022年10月まで：素直に各月のプレミアム単価を計算する。
 - 計算タイミングは1～2か月遅れになる見込み。
 - インバランス単価ように、しかるべき組織が計算してくれるようになれば、その結果を用いる。
 - 2022年11月以降：1年前のデータからプレミアム単価を計算する。
 - 実証期間中に供給量実績を得ることが難しいため。
 - 基準価格の値は、SII様とも相談のうえ、決定する予定。
- インバランス単価について
 - インバランス料金情報公表ウェブサイトにて公開されているインバランス単価を用いる。
 - <https://www.imbalanceprices-cs.jp/>

共通実証③ 予測技術の高度化：評価指標

※2021年度実証時と同じ指標

MAPE (平均絶対誤差率)を主な評価指標とする

$$\text{発電量予測のMAPE} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N A_t \times 100$$

$$A_t = | (J_t - K_t) \div L |$$

変数の説明

変数	説明
A_t	ある30分間における発電量予測の精度
J_t	発電量の予測結果(30分単位のkWh)
K_t	発電量の実測値(30分単位のkWh)
L	設備容量(30分単位のkWh) ^{*1}
N	評価期間÷30分で計算される数

*1: PVの場合は「PCSの定格出力(kW)×0.5」の値を用いる。

各アグリゲーターの共通実証①の結果：インバランス回避

- GC前のインバランス回避手段（蓄電池、当日時間前市場取引）
 - PVリソースのみの発電BGであれば、インバランスを減らすことができた。全アグリゲーターにおける評価結果において、一か月あたりの最大削減率^{*1}は**23.24%**、一か月あたりの平均削減率は**1.65%**であった^{*2}。
 - 風力リソースが含まれる発電BGの場合は、インバランスが増える場合が多かった。
 - 当日の発電量予測をもとづいて蓄電池の運転計画や時間前市場の取引計画を作成するが、発電量予測には誤差が含まれるため、蓄電池運転や時間前市場取引が必ずインバランスを減らせるわけではない。そのため、削減効果が小さくなる。
- 蓄電池によるGC後インバランス回避運転（実需給断面における蓄電池制御）は、GC前のインバランス回避手段よりも大きくインバランスを削減できた。
 - 全アグリゲーターにおける実蓄電池を用いた評価結果において、一日あたりの最大削減率は**88.82%**、平均削減率は**70.57%**であった。実需給断面において発電量実績を確認しながら蓄電池制御をすることは、インバランス削減において効果的であると言える。
 - 実蓄電池を用いた評価結果の一例は次ページに記載。

*1: 削減率 = (インバランス回避手段を用いない場合のインバランス量 - インバランス回避手段を用いた場合のインバランス量) ÷ インバランス回避手段を用いない場合のインバランス量 × 100

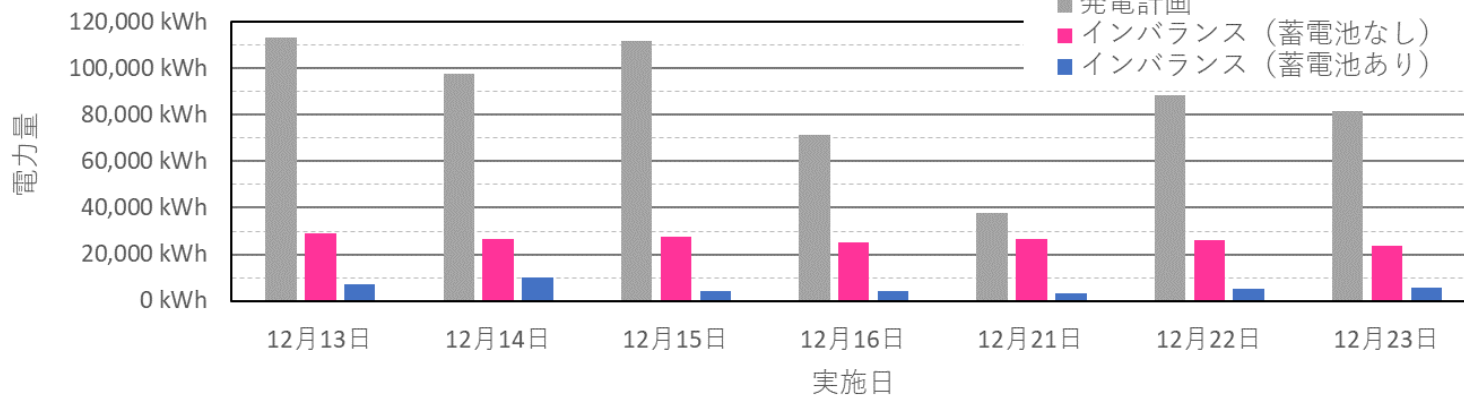
*2: アグリゲーターごとに評価期間は異なる（2か月間～1年間）。

GC後インバランス回避の評価結果

※九州電力様による実証内容

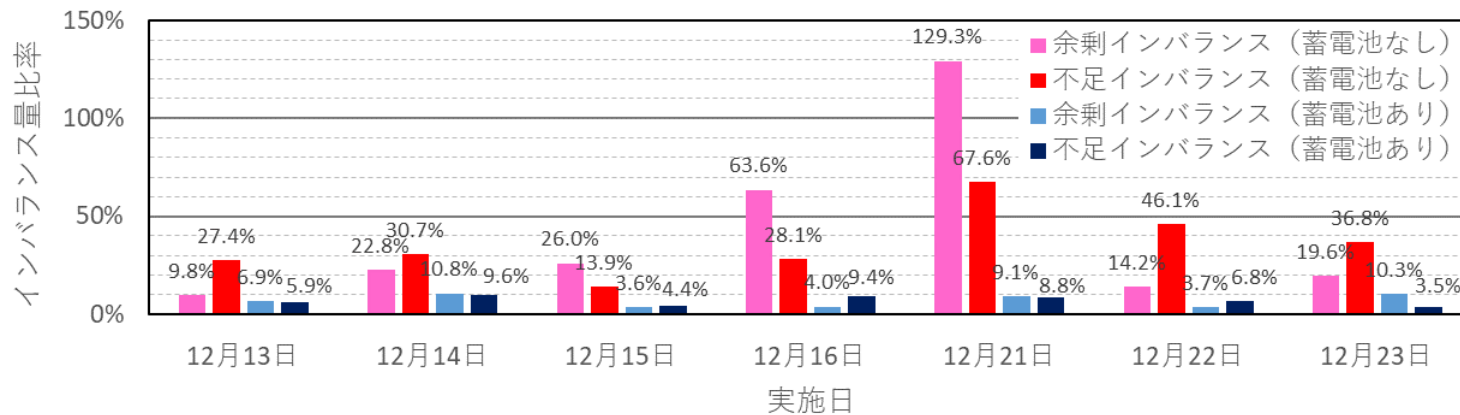
実蓄電池を用いてGC後の蓄電池制御によるインバランス低減効果を評価*1。
蓄電池なしの場合と比べて、インバランスを約80%削減できた。

余剰／不足インバランス電力量



*1: 九州電力様が保有するPVリソース群および実蓄電池を用いて、GC後インバランス回避を実施。評価日は7日間。

余剰／不足インバランス量比率



各アグリゲーターの共通実証②の結果：利益最大化

- 蓄電池のタイムシフト運転を行うことで、収入（プレミアム、インバランスの精算含む）を増やせることを確認した。
 - 全アグリゲーターにおける評価結果において、一か月あたりの平均増加率^{*1}は**51.09%**であった^{*2}。アグリゲーターごとに、保有する発電リソースが異なるため、評価における蓄電池の出力や容量も様々であったが、発電量予測と市場価格予測にもとづいて蓄電池の充放電計画を作成することで、全ての場合において収入を増やせた。
 - 一か月あたりの最大増加率は**216.28%**（蓄電池なしの場合の約3倍）であった。一日における市場価格の値差が大きいほど、収入の増加率が増える傾向があった。そのため、0.01円/kWhコマが多かった東北エリアや九州エリアにおける評価において、増加率が高くなる傾向が見られた。

*1: 増加率 = 蓄電池を用いた場合の収支 ÷ 蓄電池を用いない場合の収支 × 100 - 100

*2: アグリゲーターごとに評価期間は異なる（2か月間～1年間）。

各アグリゲーターの共通実証③の結果：予測技術の高度化

• PV発電量予測

- 全アグリゲーターにおける評価結果において、一か月あたりの最大予測誤差は**8.76%**であり、最小予測誤差は**2.30%**であった。
- 冬よりも夏や秋のほうが予測誤差が大きくなる傾向が見られた。
- 一か月あたりの平均予測誤差は、前日予測で**4.51%**であり、当日(実需給断面の1時間前)予測で**3.26%**だった。前日から当日にかけて1%以上改善できた。予測の実施回数を1日1回から複数回に増やした効果が出ていると考える。

• 風力発電量予測

- 全アグリゲーターにおける評価結果において、一か月あたりの最大予測誤差は**36.30%**であり、最小予測誤差は**5.34%**であった。
- 一か月あたりの平均予測誤差は、前日予測で**14.29%**であり、当日予測で**13.60%**であった。
- 新しい予測手法を追加したことで、全体的に昨年度よりは誤差が小さくなっているが、まだばらつきが大きい状態であった。

04

実証概要（共通実証）

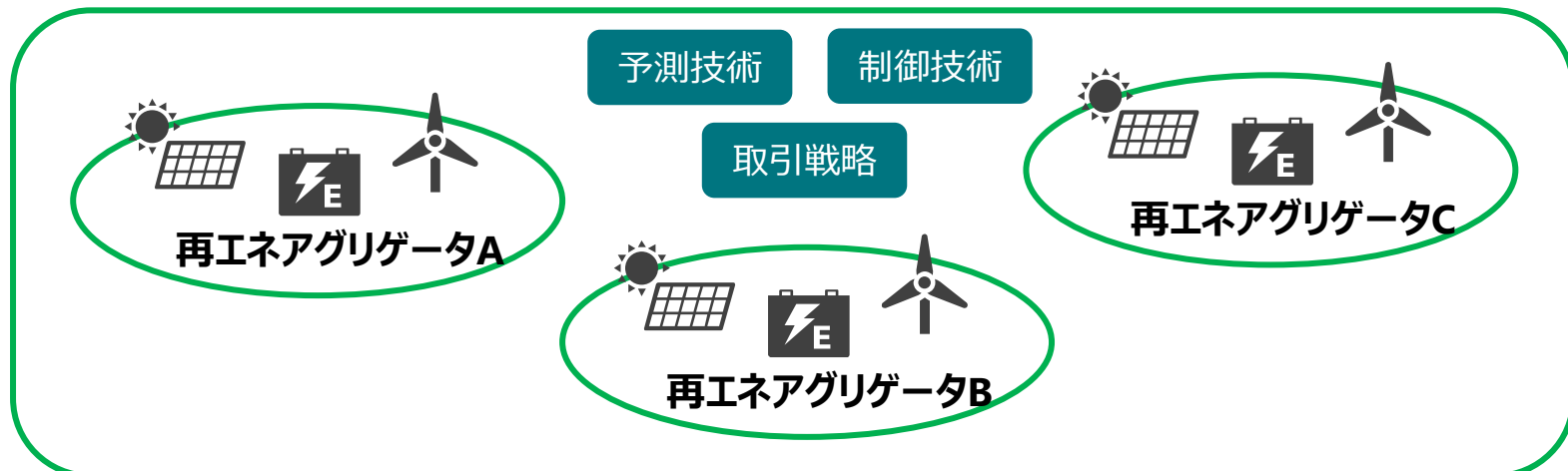
コンソーシアム全体の共通実証

コンソーシアム全体の共通実証の概要

コンソーシアム全体の再エネルギーを束ねた場合の
インバンスリスク低減効果や、収益性の向上効果を定量的に検証

1. インバンス回避の実証
2. 蓄電池活用による利益最大化の実証
3. 予測技術の高度化の実証

コンソーシアム全体（仮想的な再エネアグリゲータ）



データの匿名性を考慮しつつ評価を実施

コンソーシアム全体の共通実証の基本方針

- 評価期間
 - 共通実証の期間とする。
 - 2022年7月～10月、2022年12月、2023年1月(13日まで)
- 評価の方針
 - インバランス回避と収支の評価は、複数のパターンで評価するため、**シミュレーションによる評価**とする。
 - シミュレーションで用いる発電量実績／発電量予測／市場価格予測／インバランス単価予測のデータは、共通実証期間において、日々、システムにより収集・蓄積・生成されたデータを用いる。
 - 30分単位のデータを用いる。
 - 一部、欠測を埋めるためにリカバリをかけたデータも含まれる。
 - インバランス単価の実績値はインバランス単価公表ウェブサイトで公開されている値を用いる。
- 評価に用いるアルゴリズム（発電量予測など）
 - 2022年7月～10月は、2021年度の実証で開発したアルゴリズム
 - 2022年12月～は、2022年度の実証で開発したアルゴリズム

評価に用いるリソースの選び方

- 一か月ごとに、発電量実績／発電量予測データの**欠測が少ないリソース**を選択する。
 - 欠測コマ数が **336コマ**(一週間分) 以下であれば、「欠測が少ない」として、評価対象とする。
 - 「共通実証期間を通して欠測が少ないリソース」だけを選択すると、評価に用いることができるリソース数が小さくなることが判明したため、一か月ごとに選択する。そのため、月ごとに、評価対象のリソースが異なる場合がある。
- あるエリア&月において、**複数のアグリゲーター事業者のリソース**が評価対象となった場合に、そのエリア&月の評価を行う。
 - 単一メンバーのリソースのみが評価対象となった場合は、匿名性の観点から、評価対象外とする。
- 評価対象リソースを一か月ごとに選択することから、シミュレーション評価も**一か月ごと**に行う。

評価に用いるリソースの数と合計出力(MW)

エリア／月ごとのリソース数と合計出力(MW)

月	東北/PV		東北/風力		東京/PV		中部/PV		関西/PV		中国/PV		九州/PV	
	数	出力	数	出力	数	出力	数	出力	数	出力	数	出力	数	出力
7	9	62.4	—	—	12	42.6	—	—	5	51.2	14	15.2	6	9.0
8	10	62.9	—	—	15	87.0	—	—	5	51.2	14	15.2	21	50.3
9	10	62.9	—	—	17	90.0	3	2.6	7	54.2	14	15.2	22	51.0
10	10	62.9	—	—	17	90.0	3	2.6	7	54.2	14	15.2	22	51.0
12	10	62.9	12	40.0	17	90.0	3	2.6	10	54.3	14	15.2	22	51.0
1	10	62.9	12	40.0	17	90.0	—	—	10	54.3	14	15.2	22	51.0

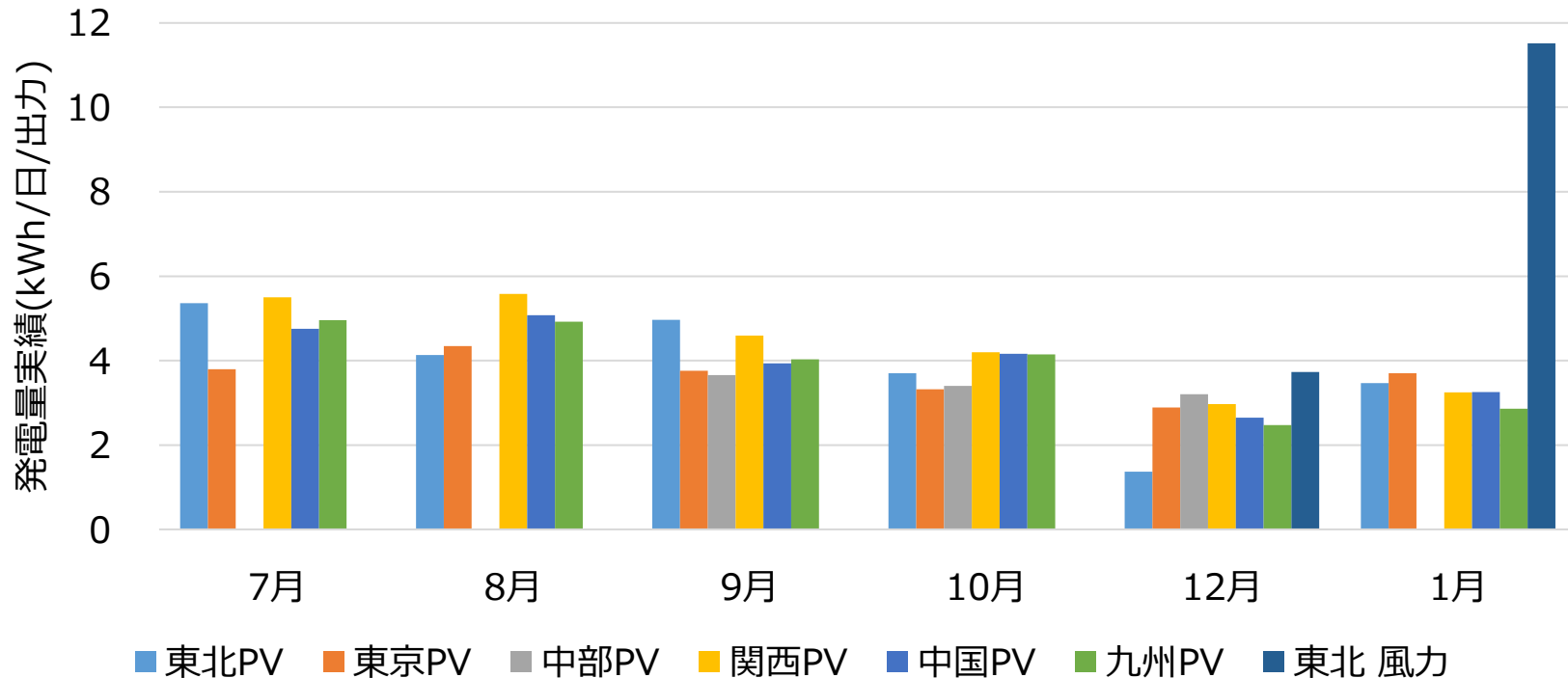
- 北海道／北陸／四国／沖縄エリアは、複数アグリのリソースが存在しないため、**評価対象外**とした。
- **風力は東北エリアのみ**評価可能。また、風力の実績データがそろった期間は、12月1日～12月15日と、1月1日～1月13日のみであった。
- 中部エリアは9, 10, 12月のみ、複数アグリの実績データがそろった。

補足：発電量実績データの欠測の状況

- データ欠測率 = データ欠測のコマ数 ÷ 評価対象コマ数
 - データ欠測のコマ数 = 発電量実績(30分単位)が欠測した回数
 - 評価対象コマ数 = 評価対象のリソースごとに、評価対象期間から計算（1日48コマ）
- 全評価対象リソースかつ全評価期間のデータ欠測率は **0.75%** であった。
 - あるリソースのデータ欠測は、時間的に連続して発生する傾向あり。発電所の計画停止や、システムの停止などにより、データ欠測が発生することが多かったためだと考える。

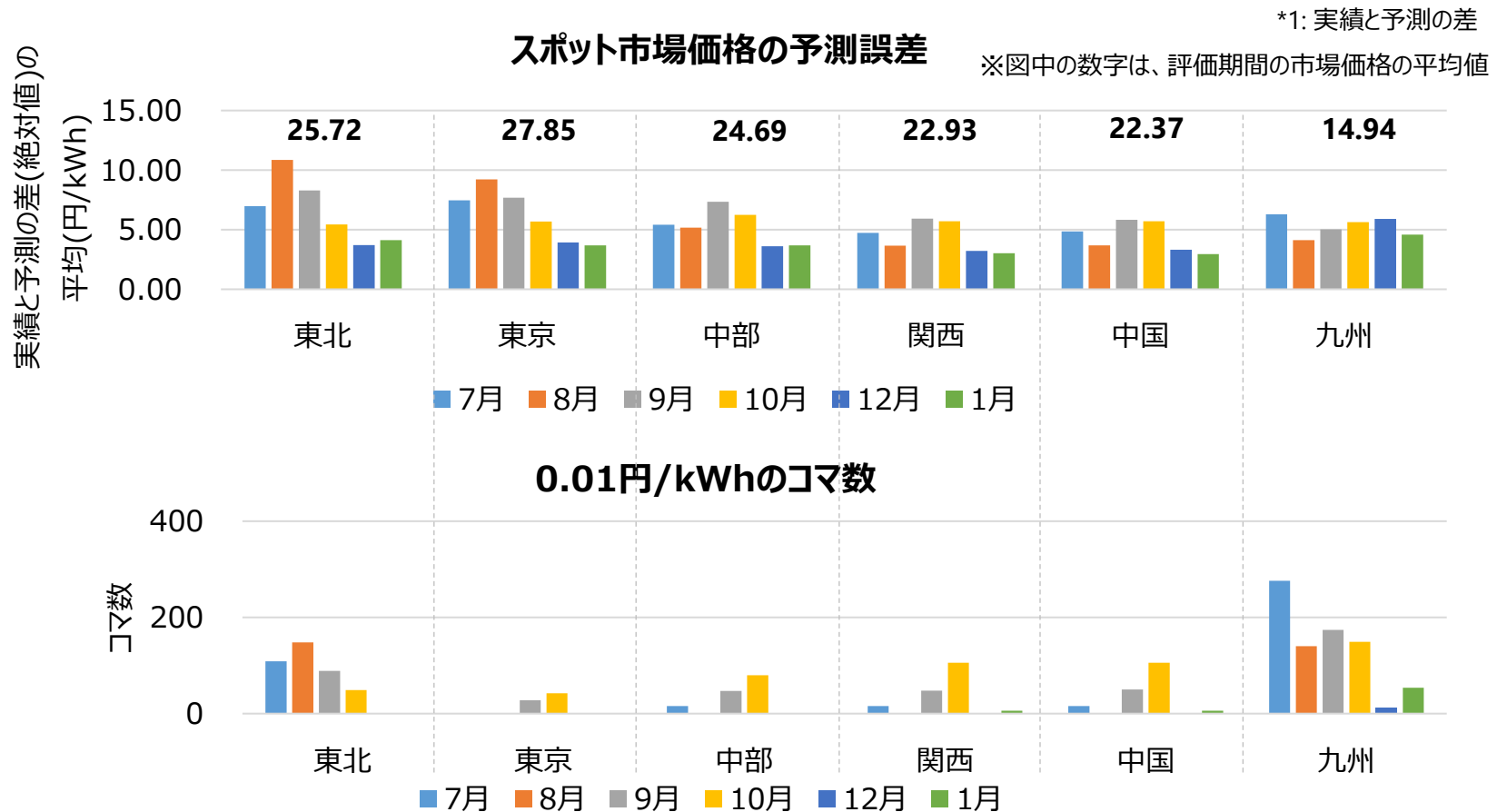
補足：各エリアの発電量実績の傾向

1日あたり、かつ、出力あたりの発電量実績



- 評価対象リソース群の発電量実績を、評価日数と合計出力(kW)で割った値をグラフに表示。
(1月は13日間)
- PVは、いずれのエリアにおいても、夏場から冬にかけて小さくなっている。
- 風力は東北エリアのみだが、12月と1月で大きく値が変化している。

補足：スポット市場価格予測の誤差*1と、価格が0.01円/kWhコマの数

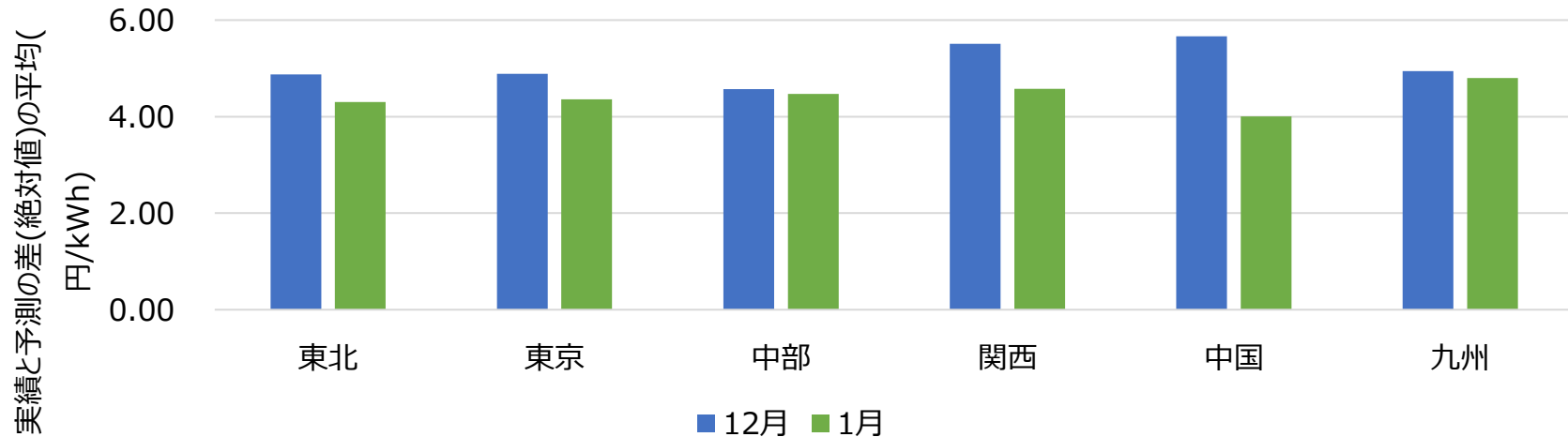


- スポット市場価格の予測誤差(月間平均)は、大きいケースで**10.86円/kWh**(東北8月)。小さいケースでは**2.95円/kWh**であった(中国1月)。
- 東北と東京を除くと、**約5円/kWh**の誤差。東北エリアは0.01円/kWhコマの部分で誤差が大きくなっていた。
- 一方、九州エリアは、0.01円/kWhコマが多いが、①0.01円/kWhコマにおいて低い価格で予測できていること、②全体的に価格実績が小さいことから、誤差を5円/kWh程度に抑えられた。
- 東京、中部、関西、中国は、0.01円/kWhコマの月ごとの発生数の傾向が似ていた。

補足：インバランス単価予測の誤差*1

*1: 実績と予測の差

インバランス単価の予測誤差



各月のインバランス単価の平均値

	東北	東京	中部	関西	中国	九州
12月	28.70	29.12	27.94	25.31	25.21	20.83
1月	21.13	21.60	21.67	21.06	20.38	16.39

- インバランス料金情報公表ウェブサイトから取得できる実績値と、システムが作成する予測値の差を誤差とする。
 - インバランス料金単価の予測は**12月1日から実施**
- 各エリアにおける予測誤差に大きな差はなく、おおむね **4~5円/kWh** であった。
- 全体的に、12月よりも1月のほうが、予測誤差が小さくなった。1月のほうが、単価の実績値が小さいためだと考える。
- 九州エリアは、単価の実績値が他のエリアよりも約5円/kWh小さいが、予測誤差は同等である。そのため、実績値に対する誤差の比率は、九州エリアだけ大きい。

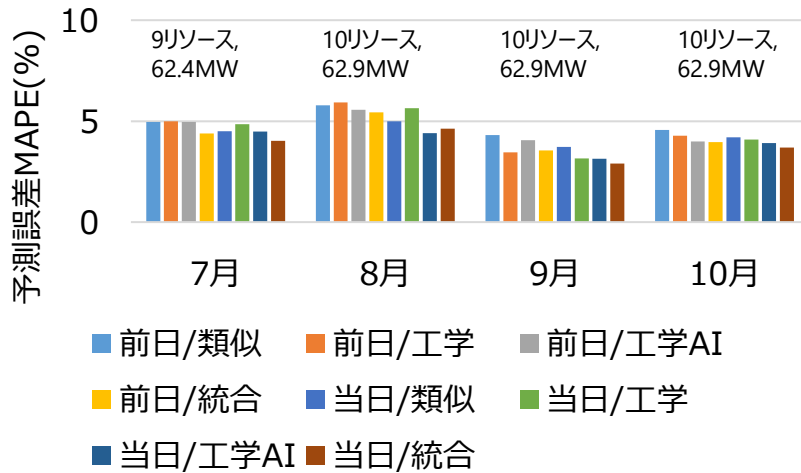
発電量予測の評価の方針

- 予測誤差の指標は、アグリゲーターごとの評価と同じ**MAPE**を用いる。
 - エリアごとに、評価対象リソース群の総発電量実績と総発電量予測値からMAPEを計算する。
 - 1日ごとにMAPEを計算し、一か月ごとのMAPEの最大値や平均値を計算する。
- **10月までは、昨年度と同じ予測手法**による予測誤差を評価する。
 - 類似予測、工学予測、工学AI予測、統合予測（単純平均）
 - 予測のタイミングは毎朝8時頃
- **12月～1月は、新しい予測手法**を加えて、予測タイミングによる精度の向上効果を評価する。
 - 一日に複数回予測を行う手法が追加したため。
 - 各30分コマの開始時刻に対して、「9時間前」「6時間前」「3時間前」「1時間前」「最新」に作成された予測値の誤差を計算する。
 - 「最新」は、開始時刻までに作成された最新の予測値の誤差を意味する。
 - 実証期間において日々、システムにより生成された予測値を用いる。
 - CSVアップロードでデータ連携していたリソースは、一部の予測手法による予測値生成ができないため、予測タイミングの評価対象から除外する。
- 昨年度の実証結果とも比較する。
 - 昨年度とは、評価期間、評価対象リソース、予測手法のいずれかが異なる状態での比較であることに留意されたい。

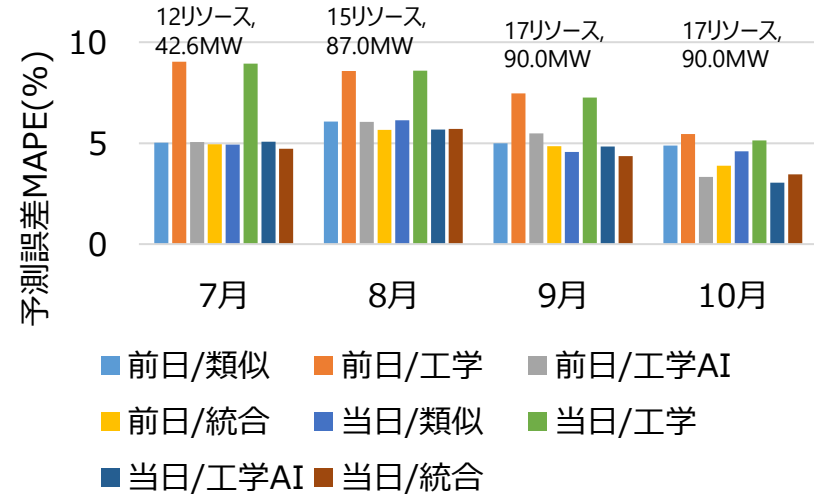
PV発電量予測：7月～10月：東北エリア、東京エリア

※図中の数字は、各月のリソース数と合計出力

東北エリア（平均誤差）



東京エリア（平均誤差）



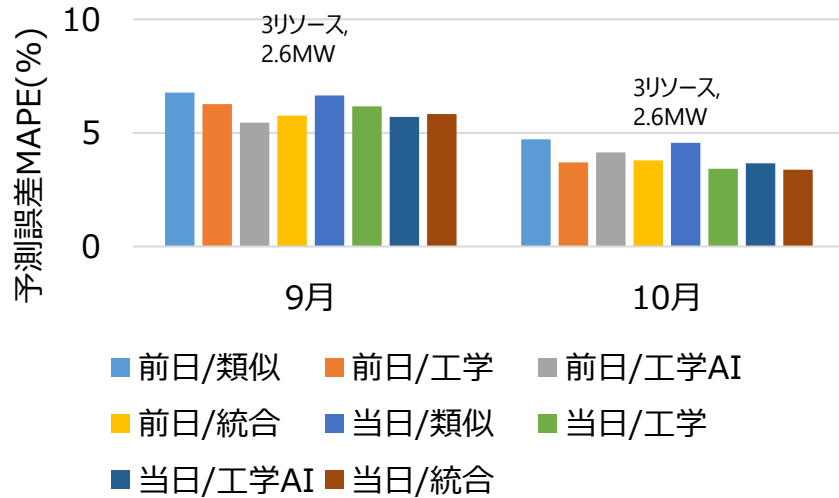
- 昨年度の12～1月の予測誤差(統合モデル)は、3.26～3.43%。これに対して、9月は同等だが、7～8月、10月の誤差(統合モデル)は3.70～5.44%であり、昨年度よりも大きい値となった。
- 前日よりも当日のほうが誤差が小さい。予測モデルでは統合モデルの誤差が小さい。

- 昨年度の12月～1月の予測誤差(統合モデル)は2.86～3.24%。それよりも大きい誤差となっている。
- 一部のPVの発電量実績が、定格出力に対してかなり小さい値となっていた。そのため、設備スペックから物理モデルに基づいて発電量を予測する工学モデルの誤差が大きい。
- 前日よりも当日のほうが誤差が小さい。予測モデルでは統合モデルの誤差が小さい。

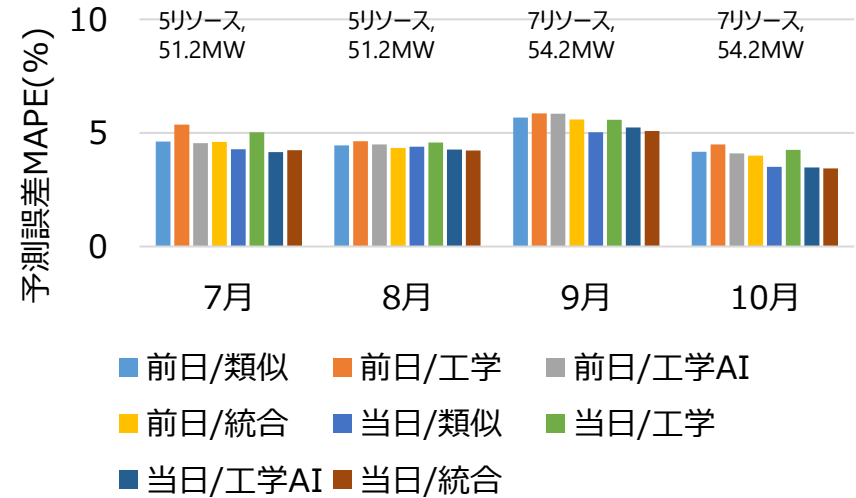
PV発電量予測：7月～10月：中部エリア、関西エリア

※図中の数字は、各月のリソース数と合計出力

中部エリア（平均誤差）



関西エリア（平均誤差）



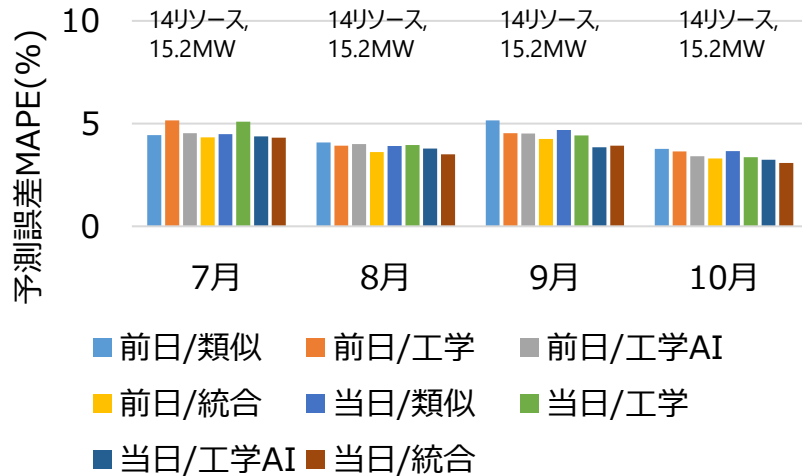
- 昨年度の12～1月の予測誤差(統合モデル)は、2.75～2.96%。それと比べて、特に9月の予測誤差は大きい。
- 9月は、1つのリソースにおいて約5日間のデータ欠測が生じており、その影響で予測誤差が大きくなっている。
- 9月は前日/工学AIの誤差が最も小さい。

- 昨年度の12月～1月の予測誤差(統合モデル)は、2.92～3.05%。それと比べて大きい予測誤差となった。
- 9月は、1つのリソースにおいて約5日間のデータ欠測が生じており、その影響で予測誤差が大きくなっている。
- 前日よりも当日のほうが誤差が小さい。予測モデルでは統合モデルの誤差が小さい。

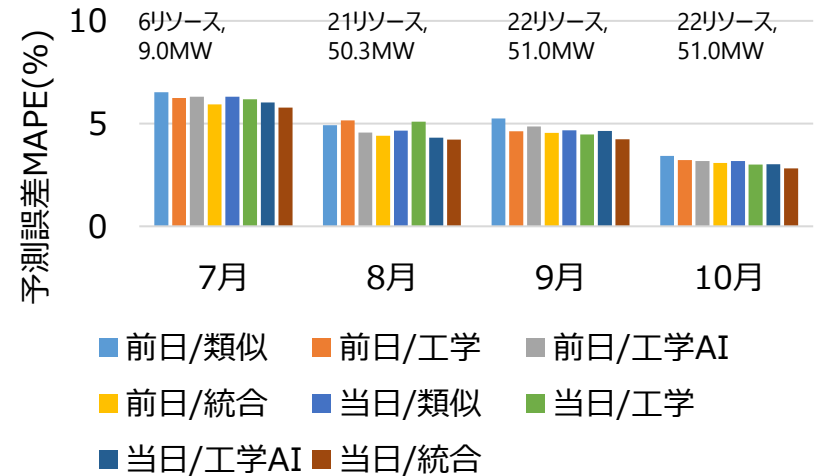
PV発電量予測：7月～10月：中国エリア、九州エリア

※図中の数字は、各月のリソース数と合計出力

中国エリア（平均誤差）



九州エリア（平均誤差）

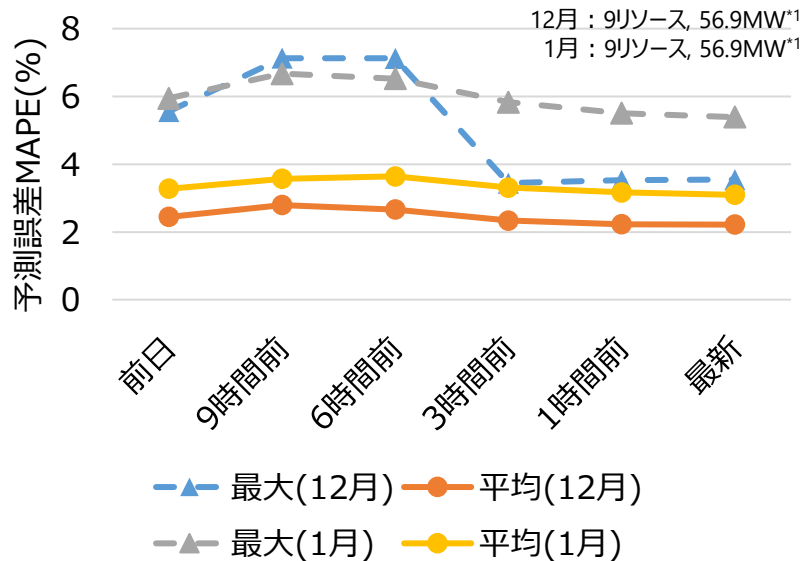


- 昨年度の12～1月の予測誤差(統合モデル)は、2.89～3.24%。それよりも大きい誤差となった。
- 7～10月の誤差に大差なし。
- 前日よりも当日のほうが誤差が小さい。予測モデルでは統合モデルの誤差が小さい。

- 昨年度の12月～1月の予測誤差(統合モデル)は、2.79～3.79%。10月以外は、それよりも大きい誤差となった。
- 7月の6リソースの予測誤差よりも、8月以降に追加されたリソースの予測誤差のほうが小さかったため、8月以降の誤差が小さくなっている。
- 前日よりも当日のほうが誤差が小さい。予測モデルでは統合モデルの誤差が小さい。

PV発電量予測：12月～1月：東北エリア、東京エリア

東北エリア（統合モデル；最大／平均）

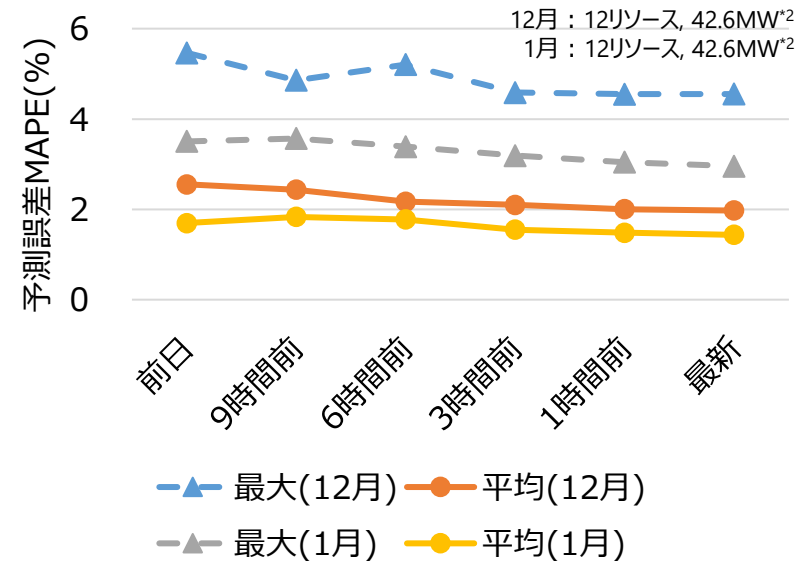


- 昨年度の12～1月の予測誤差(統合モデル)は、3.26～3.43%。それと比べて小さい平均誤差を達成している(1時間前で**2.23～3.17%**)。
- 平均／最大どちらも、当日の9時間前や6時間前で少し大きくなるが、3時間前や1時間前で小さくなっていく。

*1) 10リソース中の1リソースは、CSVアップロードでデータ連携していたため、評価対象から除外

*2) 17リソース中の5リソースは、CSVアップロードでデータ連携していたため、評価対象から除外

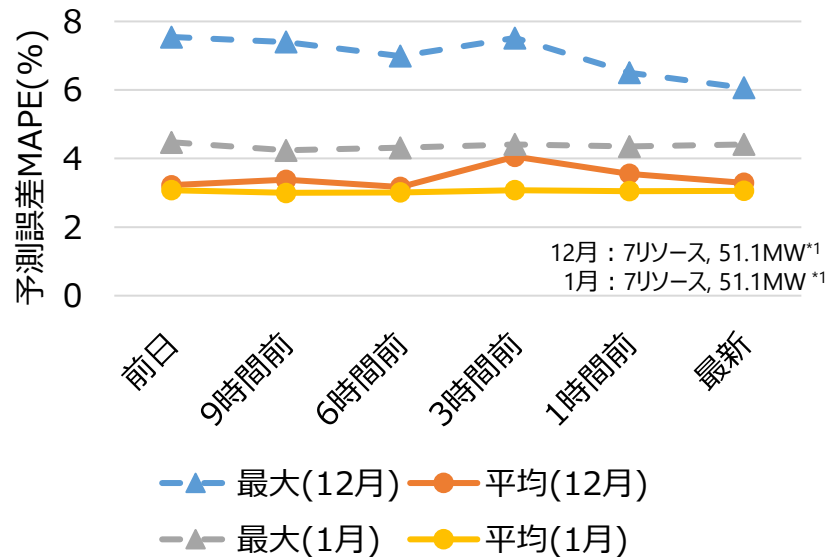
東京エリア（統合モデル；最大／平均）



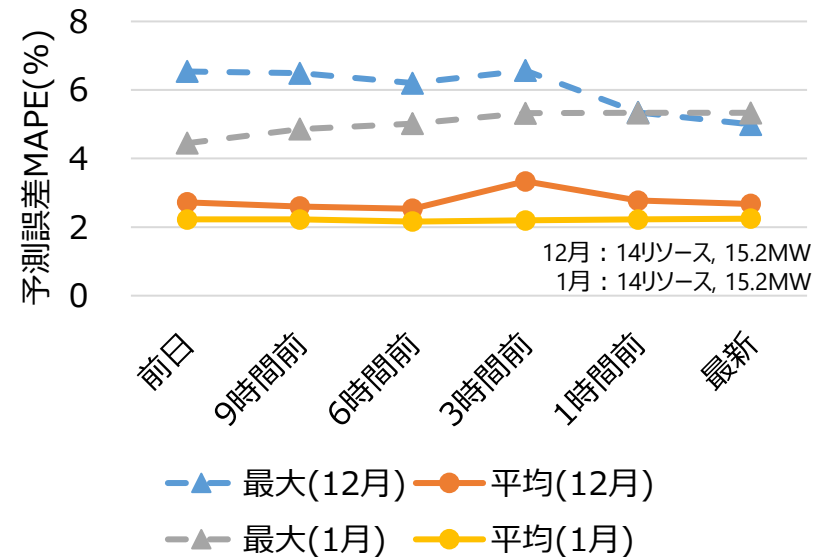
- 昨年度の12月～1月の予測誤差(統合モデル)は2.86～3.24%。それと比べて小さい平均誤差を達成している(1時間前で**1.49～2.01%**)。
- 実需給断面に近づくにつれて予測誤差が小さくなっていく。ただし、12月の平均誤差において、前日からの改善度は約0.5%であり、劇的に小さくなっていくわけではない。

PV発電量予測：12月～1月：関西エリア、中国エリア

関西エリア（統合モデル；最大／平均）



中国エリア（統合モデル；最大／平均）



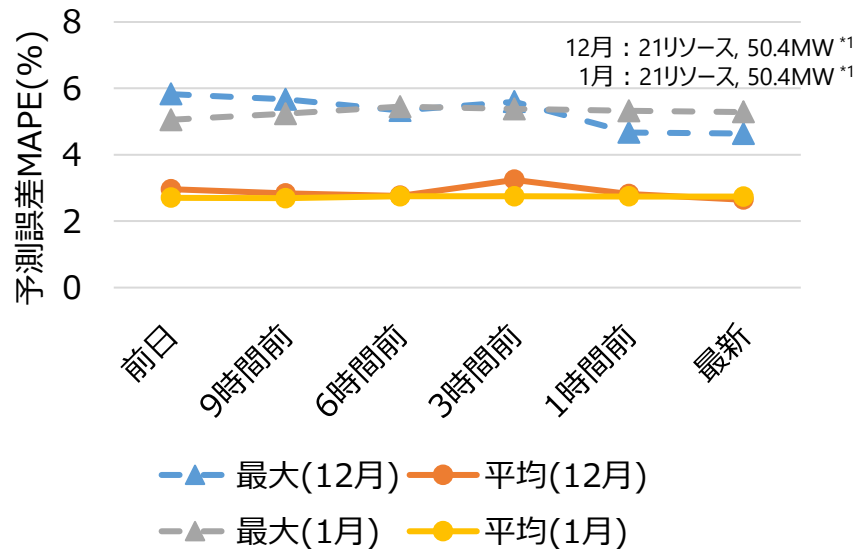
- 昨年度の12月～1月の予測誤差(統合モデル)は、2.92～3.05%。それと比べて誤差は少し大きくなった(1時間前で**3.05～3.55%**)。
- 12月の平均誤差は、3時間前予測が大きくなっている。これは、主に工学AI(衛星)と持続モデルの予測精度が影響している(後述)。

- 昨年度の12月～1月の予測誤差(統合モデル)は、2.89～3.24%。それと比べると誤差は小さくなっている(1時間前で**2.22～2.78%**)。
- 関西エリアと同様に、12月の平均誤差は、3時間前予測が大きくなっている。これは、主に工学AI(衛星)と持続モデルの予測精度が影響している(後述)。

*1) 10リソース中の3リソースは、CSVアップロードでデータ連携していたため、評価対象から除外

PV発電量予測：12月～1月：九州エリア

九州エリア（統合モデル；最大／平均）

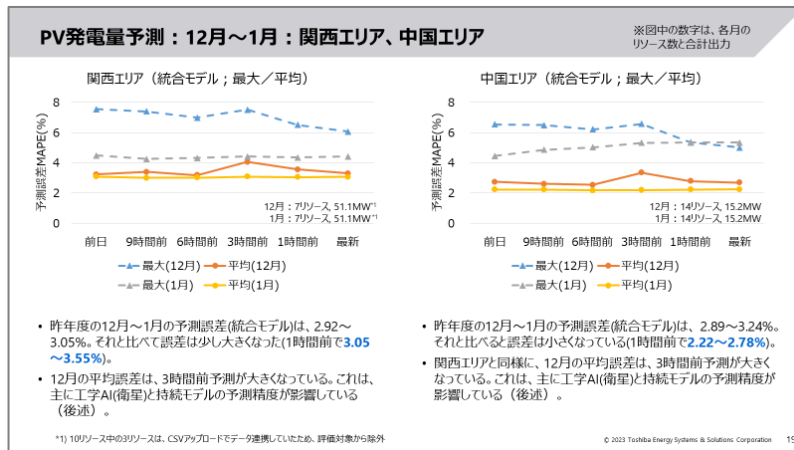


- 昨年度の12月～1月の予測誤差(統合モデル)は、2.79～3.79%。それよりも少し誤差を小さくできている(1時間前で**2.74～2.82%**)。
- 予測タイミングによる平均誤差の変化はあまり見られなかった。

*1) 22リソース中の1リソースは、CSVアップロードでデータ連携していたため、評価対象から除外

補足：工学AI(衛星)予測と持続予測について

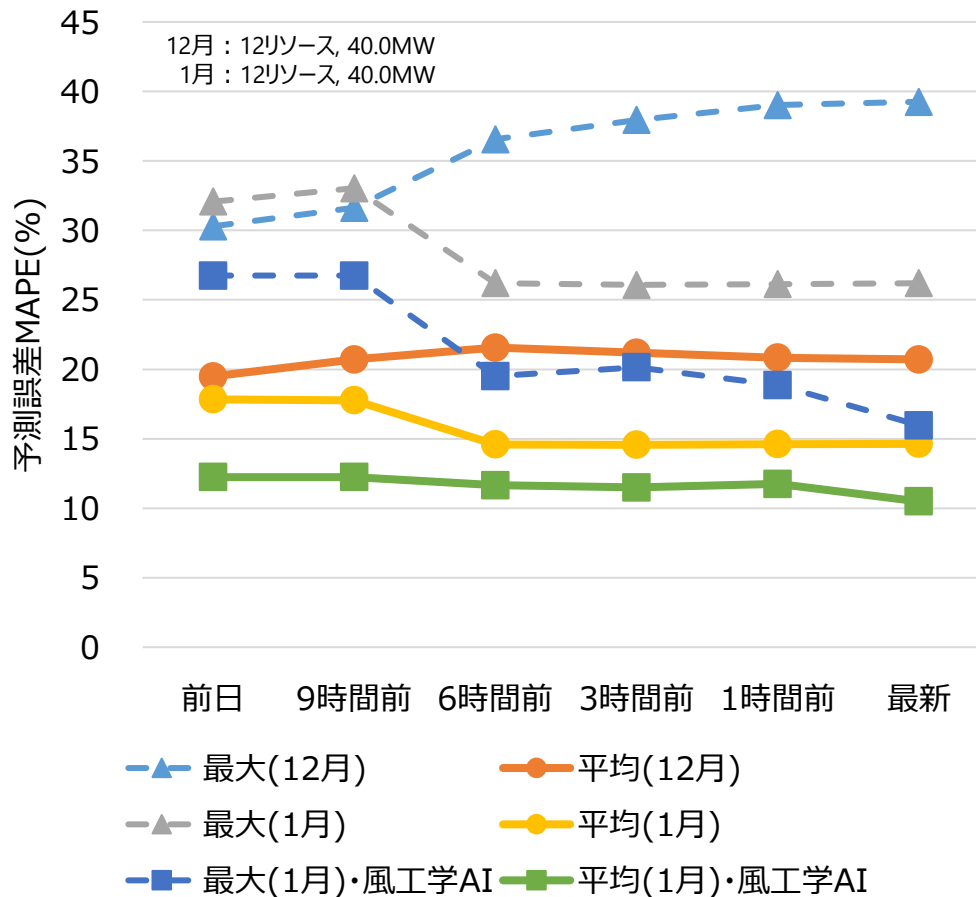
- 工学AI(衛星)予測と持続予測は、1日48回(30分ごと)、6時間先までの発電量予測を行う。そのため、統合モデルの予測値の3時間前と1時間前は、工学AI(衛星)予測と持続予測の予測値を反映した値となる。
 - 工学AI(衛星)予測は、衛星画像データが欠測した場合の対応を工夫することで、精度改善できる見込み。
 - 持続予測の予測誤差は、実需給断面に近づいても、あまり誤差が小さくならなかった。これは、発電量実績を収集して予測アルゴリズムに与えるまでの**遅延時間**に起因していると考える。



- 上記の内容により、関西エリア／中国エリアにおける統合モデルの3時間前の予測誤差が大きくなったと考える(左図)。
- 上記の内容は、予測手法そのものというより、予測手法を実システムに組み込むことで発生した事象だと言える。
- システムの設計・実装にコストをかけるほど、予測手法の理論限界に近い精度を達成できるようになるが、予測精度だけが収入に影響するわけではないため、費用対効果を考慮する必要があると考える。

風力発電量予測：12月～1月：東北エリア

東北エリア（統合モデル；最大／平均）



- 昨年度の12～1月の予測誤差は、25.60～26.26%。今年度の統合モデルは、昨年度よりも小さい平均誤差を達成している(12月は**20.83%**、1月は**14.62%**)。
- 12月は、実需給断面に近づくにつれて、予測誤差が大きくなっている。これは新しい予測手法である**風工学AI(LFM)**の学習が十分でなく、その予測誤差が大きいためである。
- 1月になると風工学AI(LFM)や、風工学AI(GSM)、風工学AI(WRF)の予測誤差が小さくなり、統合モデルの誤差も小さくなった。
- 1月の、**3つの風工学AI** (LFM/GSM/WRF)の予測値を統合した値(単純平均値)を予測値とし、その誤差を計算したところ、誤差の最大・平均のどちらも最小となった(最大 **18.87%**、最小 **11.75%**)。
- 風速データを収集し、学習することで、風力予測の精度を高められると言える。また、各予測手法の単純平均値ではなく、予測誤差などを考慮した加重平均値を用いることで、さらに**予測精度を改善できる余地がある**と言える。

コンソーシアム大の共通実証（予測技術の高度化）のまとめ

• PV発電量予測

- 7月～10月、12月～1月の約5.4か月の期間で評価した。
- 一か月ごとの予測誤差には多少の差（1～2%程度）があった。冬よりも夏のほうが発電量が多く、また、天候の変化も多いため、誤差が少し大きくなる傾向が見られた。
- 新しい予測手法により、実需給断面に近づくほど、**予測誤差が小さくなることを確認した**。
 - エリア・月にもよるが、昨年度の同時期と比べて、予測誤差を**約1%低減**できた(実需給断面の1時間前の予測値で比較)。
 - 東京エリアでは予測誤差を**1%台まで小さく**できた。
 - 工学AI(衛星)予測と持続予測の影響で、3時間前のタイミングで誤差が大きくなる場合もあった。これらの予測手法については改善の余地あり。

• 風力発電量予測

- 12月と1月において、それぞれ約半月ずつ、評価した。
- 昨年度の誤差(25.60～26.26%)に対して、今年度は**精度を改善**できた。
 - 1時間前時点で、12月は**20.83%**、1月は**14.62%**であった。
 - 風速を考慮する新しい予測手法だけを用いた場合、1時間前で**11.75%**まで誤差を小さくできた。

インバランス回避の評価の方針

- リソースを束ねただけの場合（共通①-2）と、さらに**蓄電池**を用いた場合（共通①-3）や**時間前市場**を用いた場合（共通①-4）のインバランス量を比較する。
- 蓄電池は1つだけとする(共通①-3)。また、「**GC前インバランス回避**」運転を行う。
 - 発電計画と発電量予測*1の差を「インバランス見込み値」として、それを0にするような充放電計画を作成する。
 - 12月と1月は、発電量予測は、各30分コマの**3時間前に作成された予測値**を用いる。
 - 蓄電池のスペックを2パターン（大／中）を設定する。（スペックは下図）
- 時間前市場の入札計画について(共通①-4)
 - 発電計画と発電量予測*1の差を「インバランス見込み値」として、それを0にするような売り買いの計画を作成する。
 - 売りの場合は、「入札価格 \leq 当該コマの時間前市場の平均約定価格」であれば、約定とする。
 - 買いの場合は、「入札価格 \geq 当該コマの時間前市場の平均約定価格」であれば、約定とする。
 - 入札価格は時間前市場の価格予測の値とする。
- 束ねるリソース数（発電BGのリソース数）を変化させた場合のインバランス量も評価する。

*1: 実需給断面の3時間前の予測値を使用

蓄電池のスペック

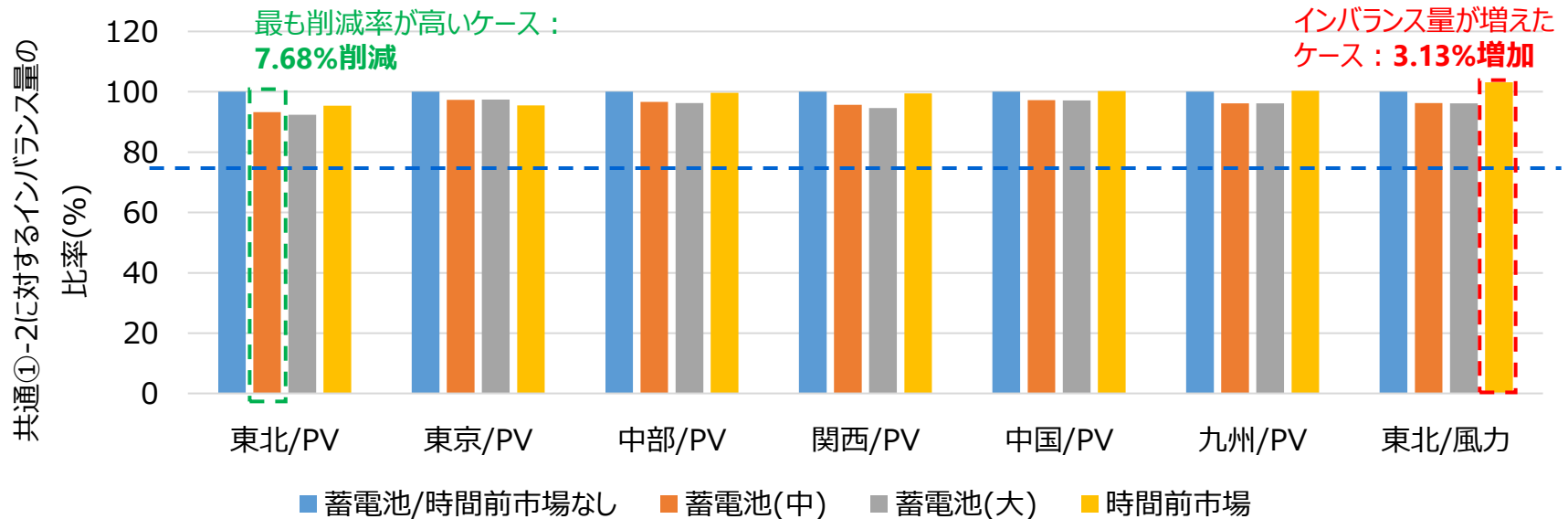
サイズ	蓄電池の出力	蓄電池の容量	充電残量初期値	充電・放電の効率
大	リソース群の合計出力の100%	リソース群の合計出力の3時間分	蓄電池容量の50%	95%
中	リソース群の合計出力の50%	リソース群の合計出力の2時間分	蓄電池容量の50%	95%

補足：GC前インバランス回避に用いる蓄電池のスペックの詳細（共通①-3）

※出力の単位は MW、容量の単位は MWh

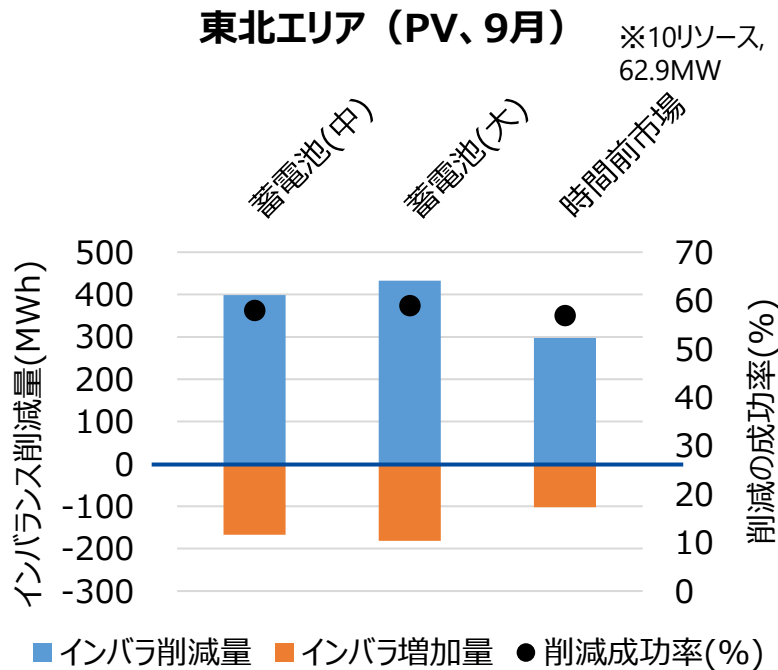
月	サイズ	東北/PV		東北/風力		東京/PV		中部/PV		関西/PV		中国/PV		九州/PV	
		出力	容量	出力	容量	出力	容量	出力	容量	出力	容量	出力	容量	出力	容量
7	大	62.4	187.2	—	—	42.6	127.8	—	—	51.2	153.5	15.2	45.6	9.0	30.0
	中	31.2	124.8	—	—	21.3	85.2	—	—	25.6	102.4	7.6	30.4	4.5	18.0
8	大	62.9	188.7	—	—	87.0	261.0	—	—	51.2	153.5	15.2	45.6	50.3	150.9
	中	31.4	125.8	—	—	43.5	174.0	—	—	25.6	102.4	7.6	30.4	25.1	100.6
9	大	62.9	188.7	—	—	90.0	270.0	2.6	7.7	54.2	162.5	15.2	45.6	51.0	152.9
	中	31.4	125.8	—	—	45.0	180.0	1.3	5.1	27.1	108.4	7.6	30.4	25.5	102.0
10	大	62.9	188.7	—	—	90.0	270.0	2.6	7.7	54.2	162.5	15.2	45.6	51.0	152.9
	中	31.4	125.8	—	—	45.0	180.0	1.3	5.1	27.1	108.4	7.6	30.4	25.5	102.0
12	大	62.9	188.7	40.0	120.0	90.0	270.0	2.6	7.7	54.3	163.0	15.2	45.6	51.0	152.9
	中	31.4	125.8	20.0	80.0	45.0	180.0	1.3	5.1	27.2	108.7	7.6	30.4	25.5	102.0
1	大	62.9	188.7	40.0	120.0	90.0	270.0	—	—	54.3	163.0	15.2	45.6	51.0	152.9
	中	31.4	125.8	20.0	80.0	45.0	180.0	—	—	27.2	108.7	7.6	30.4	25.5	102.0

蓄電池／時間前市場によるインバランス回避(GC前)の効果

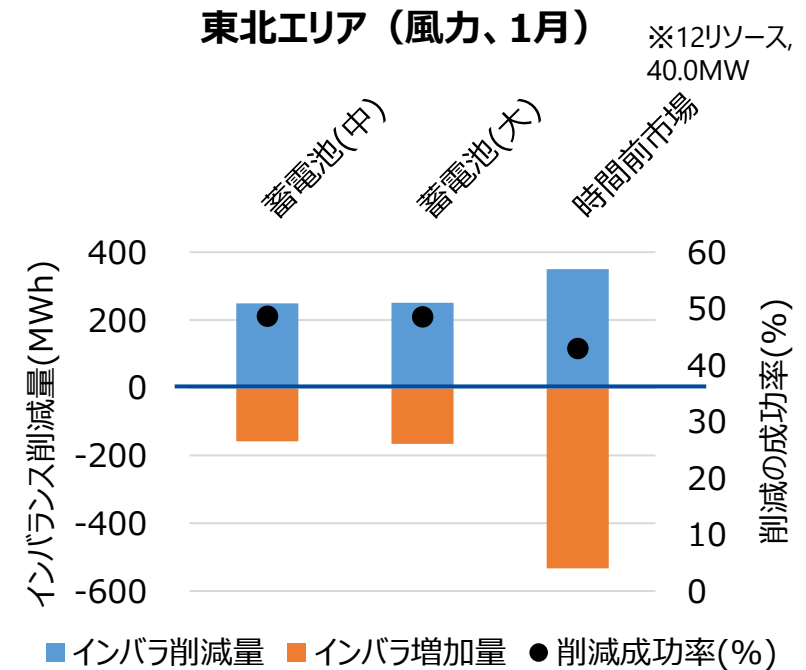


- エリアごと／評価パターンごとに、評価対象期間のインバランス量の総量を計算し、それを比較した。何もしない場合(共通①-2)を100%とした。
- PVの場合は、蓄電池によるインバランス回避(共通①-3)と、時間前市場によるインバランス回避(共通①-4)は、どちらも、インバランス量を減らせた。削減できた比率は、最大で **7.68%**であった(東北/PV 蓄電池大の結果)。
- いずれのケースにおいても大きくインバランスを減らせない原因は、発生するであろう**インバランス量の予測精度**にある。特に、余剰インバランスが発生すると予測して、実際には不足インバランスが発生すると(もしくはその逆のパターンが発生すると)、蓄電池運転や時間前市場取引により**インバランスが増える**。そのため、蓄電池の中と大で大きな差は無かった。インバランス量の予測精度を上げない限り、蓄電池のスペックを上げて大きなインバランス削減効果は得られないと考える。
- 蓄電池よりも時間前市場のほうがインバランスの削減効果が小さい主な理由は、約定しない場合があるためである(東京エリアだけは時間前市場の効果が大きい)。また、東北/風力の場合は、時間前市場によるインバランス回避を実施した結果、何もしない場合よりもインバランス量が増えた。理由は後述する。

一部の評価パターンにおけるインバランス量の増減



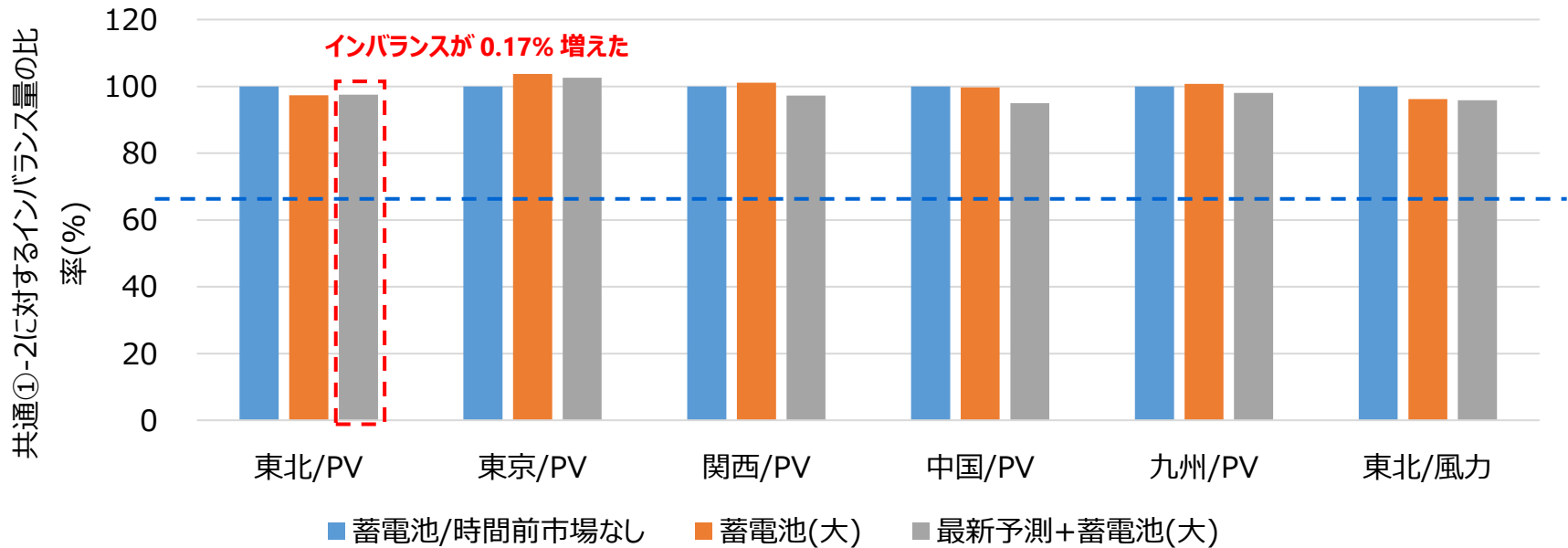
- いずれの方法も、インバランスの削減に成功する確率は、**60%弱**であった（約40%の確率で、インバランスが増えた）。
- 蓄電池が大きくなると、インバランスの削減量も増えるが、増加量も増えた。充電残量が0または満充電になる時間帯が減ったことで、インバランス回避運転を実施するコマが増えたためである。
- 時間前市場は未約定のケースがあるため、削減量／増加量の絶対値は蓄電池よりも小さくなった。



- 蓄電池によるインバランス削減の成功率は**約49%**、時間前市場は**約43%**であった。
- 風力はPVよりも発電量予測の誤差が大きいため、**インバランス量の絶対値も大きくなる***1。時間前市場の場合、蓄電池の出力や容量のような制約を受けることなく入札するため、PVよりも大きな量の入札を行う。かつ、約定時のインバランス削減成功率が低かったため、インバランスが増える結果となった。

*1) PV/9月は30分あたり平均1.1MWhのインバランス量だが、風力/1月は平均3.4MWhであった。(PV/9月の出力は62.9MW、風力/1月の出力は40.0MW)

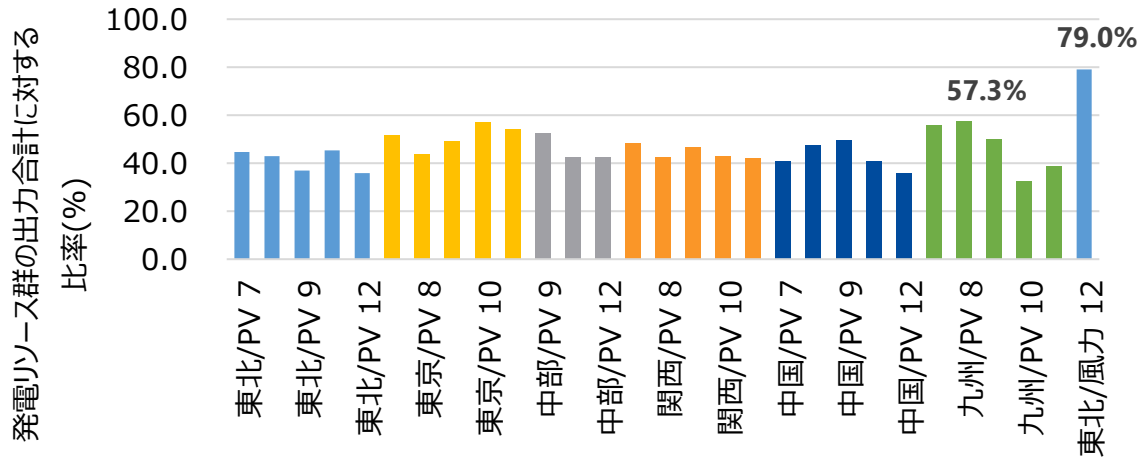
最新の予測値を用いることによる蓄電池GC前インバンス回避の効果



- エリアごと／評価パターンごとに、「**実需給断面の約30分前に作成された最新の予測値**」を用いて、蓄電池GC前インバンス回避を実施した場合のインバンス量の総量を計算し、何もしない場合や、3時間前予測値を用いる場合と比較した。何もしない場合(共通①-2)を100%としている。予測頻度が向上したのは12月1日からであるため、**本評価の対象期間は12月1日～1月13日である。**
- 東北/PV以外の5ケースにおいては、**最新予測を用いたほうがインバンス量を減らせた。**中国エリアの効果が最も大きく、3時間前予測値を用いた場合よりもインバンス量を **4.71%** 減らせた。
- 東北/PVのみ、最新の予測値を用いた場合よりも、3時間前予測値を用いたほうがインバンス量が増えた（予測誤差の平均値は、最新予測のほうがわずかに小さい）。
- この結果から、発電量予測の誤差が小さくなったとしても、必ずインバンスが減るわけではないが、インバンスを減らしやすくなる傾向があると言える。同時に、最新の予測値を用いたとしても、大きくインバンス量を減らせるわけではないことも明確になった。

補足：インバランスを0にするために必要な蓄電池のスペック

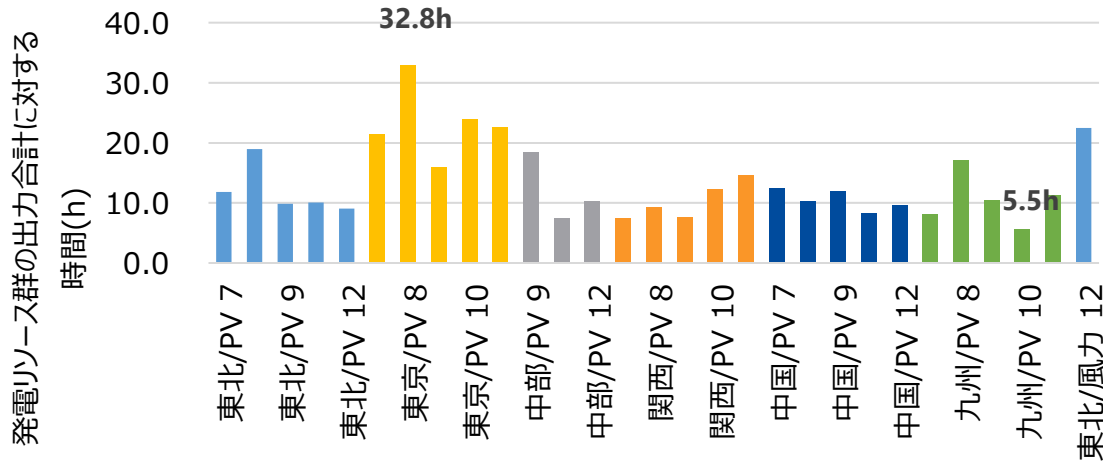
インバランス0に必要な蓄電池の出力



- 30分ごとのインバランス量を、全て0にするための蓄電池の出力・容量を、シミュレーション結果から逆算した（エリアごと＆一か月ごと）。

※1月は13日間のため対象から除外した。
※東北/風力 12月は、15日間分で評価した結果

インバランス0に必要な蓄電池の容量



- インバランスを0にするために必要な蓄電池の出力は、発電リソース群の出力合計よりも小さい。最大で**79.0%**、平均で**46.5%**であった。
- インバランスを0にするために必要な蓄電池の容量は、発電リソース群の出力合計よりも大きい。最小で**5.5時間分**、最大で**32.8時間分**。（平均13.1時間分）
- 余剰インバランスと不足インバランスの量に偏りがある状況が続くほど、充電または放電を連続することになり、必要な蓄電池容量が増える。
- 余剰／不足インバランスが同じように発生するほうが、必要な蓄電池容量は小さくなる。そのためには、発電量予測の時点で、誤差の正負の分布が対称であるとよい。

発電BGのリソース数を変化させた場合の評価方針

- BGのリソース数を増やすことでインバランス量の増加を抑えられないかを評価する。
 - 評価指標は**インバランスMAPE**とする。（定義は右下に記載）
- BGのサイズは最大で6段階とする。
 - リソース数：3個、7個、10個、14個、17個、22個
- 各BGサイズにおいて、必ず2つ以上のアグリゲーターのリソースが含まれるように、リソースを選択する。
 - 出力や緯度・経度などは考慮せずに選択する。

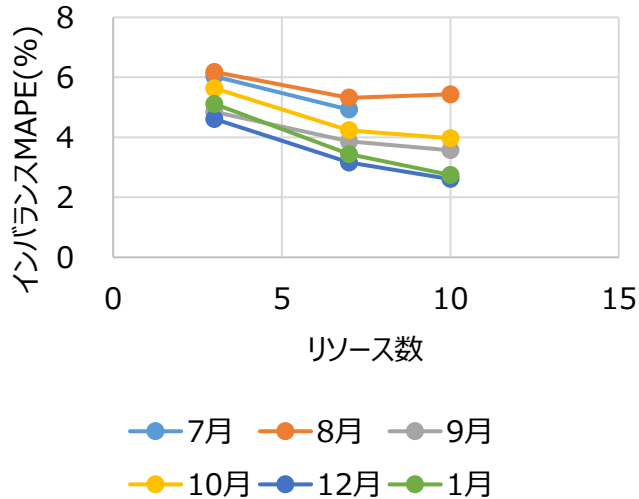
$$\text{インバランス量のMAPE} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{I_t}{L} \right| \times 100$$

$$I_t = R_t - P_t \quad \text{※MAPE：平均絶対誤差率}$$

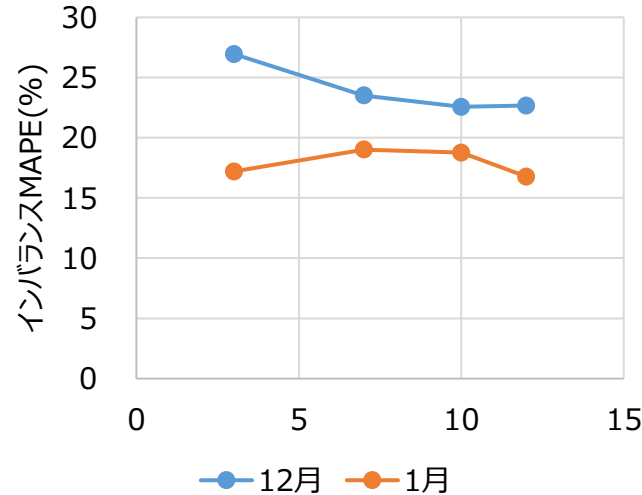
変数	説明
I_t	ある30分間におけるインバランス量
R_t	ある30分間コマtにおける最終的な供給電力量(kWh)
P_t	ある30分間コマtにおける前日時点の発電計画量(kWh)
L	設備容量(30分単位のkWh)
N	評価期間÷30分で計算される数

発電BGのリソース数とインバランスMAPEの関係：東北エリア、中国エリア、九州エリア

東北エリア (PV)

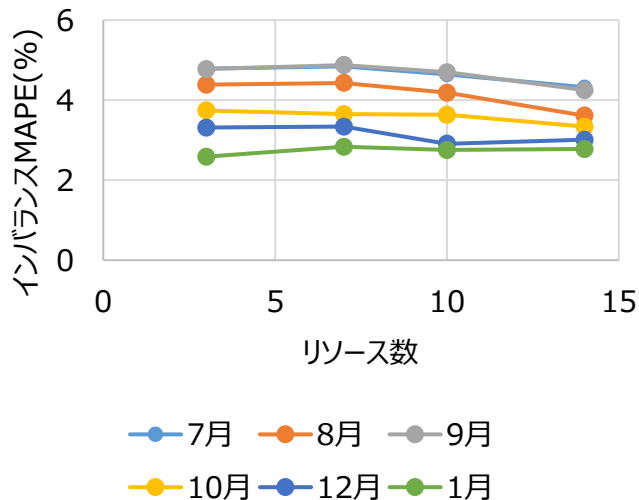


東北エリア (風力)

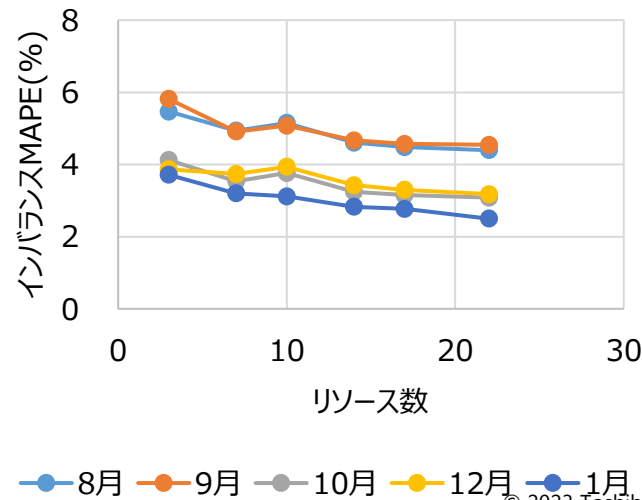


- これらのエリアでは、全体的に、リソース数の増加にともない**インバランスMAPEが減少する傾向**が見られた。
- リソース間で、予測誤差の正負がそれぞれ発生した場合に、誤差同士で打ち消しあうことで、インバランスも小さくなる効果が得られる。
- 当然、**予測誤差の正負に偏り**があれば、本効果は小さくなる。また、各リソースの**出力に偏り**がある場合も、本効果は小さくなる。
- 予測誤差とインバランスがイコールではないことにも留意する必要あり。

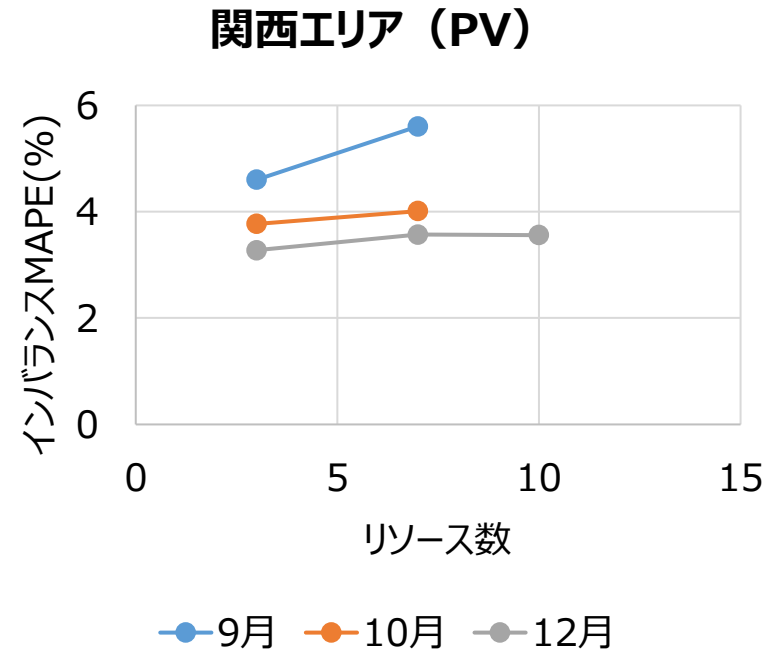
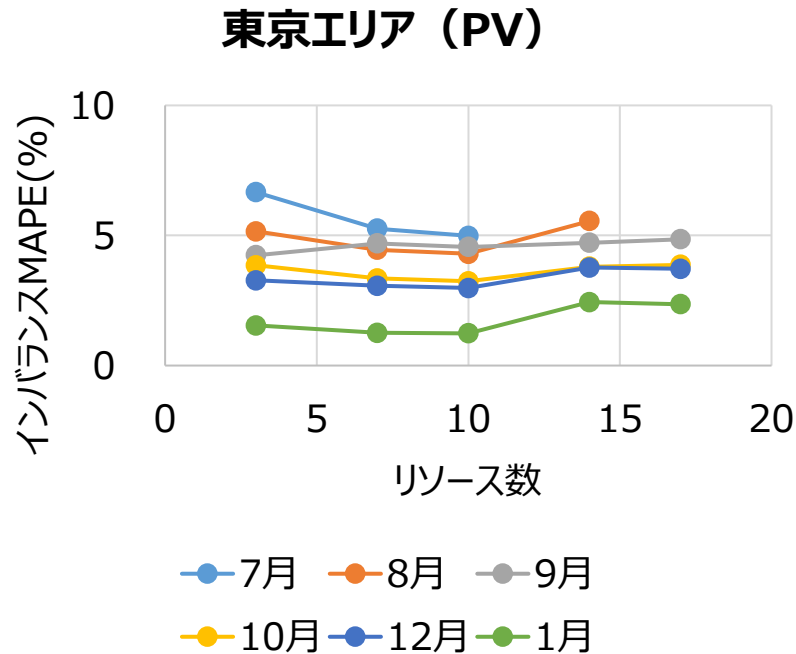
中国エリア (PV)



九州エリア (PV)

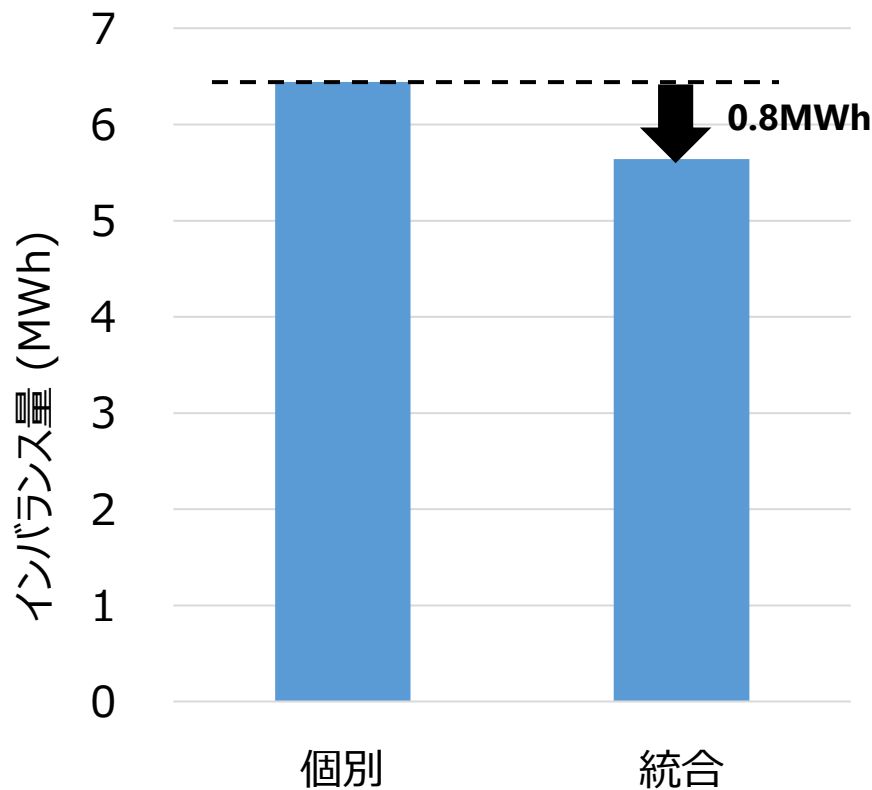


発電BGのリソース数とインバランスMAPEの関係：東京エリア、関西エリア



- 東京エリアは、リソース数=14のときに、出力が大きい（それまでのBG内のリソース群の出力合計以上）リソースが追加されたことで、インバランスMAPEが増加に転じた。同様に、関西エリアはリソース数=7のときに、出力が大きいリソースが追加されたことで、インバランスMAPEが増加に転じた。
- このように一部のリソースの出力がとても大きい場合、そのリソースの予測誤差は、BG全体のインバランスに大きな影響を与える。誤差が大きければ、インバランスMAPEが増える場合もある。リソース数が増えればインバランスMAPEが必ず減るわけではない、という一例である。

PVと風力を束ねた場合のインバランス量：東北エリア



- 東北エリアのPVと風力を束ねて入札計画(=発電計画)を作成した場合のインバランス量と、個別に入札計画を作成した場合の合計インバランス量を比較した(蓄電池、時間前市場取引なし)。
 - PV：10リソース、62.9MW
 - 風力：12リソース、40.0MW
- 評価期間は風力リソースの実績データに合わせて、12/1～12/15と1/1～1/13とした。
- PVと風力で個別に入札計画を立てた場合に比べて、まとめて入札計画を立てたほうが、インバランス量を **約0.8MWh** (約12%) 減らすことができた。
- 開発した入札計画作成アルゴリズムは、過去の発電量予測誤差を考慮してインバランスが小さくなるように入札計画を作成する。PVと風力の予測誤差をまとめて考慮するほうが、インバランスの発生量を上手く見積もることができていると言える。

コンソーシアム大の共通実証（インバランス回避）のまとめ

- 発電BGのリソースが増えるほど、リソースの出力規模に対するインバランス発生量を減らせることが多いことを確認できた。
- GC前に蓄電池運転や時間前市場の計画を立てる方法は、インバランスを減らせるが、最大で7.68%の削減率であり、大きくは減らせなかった。
 - GC後の予測（最新の発電量予測）を用いたとしても、インバランスの削減量は小さかった。
 - インバランス量の予測精度（発電量予測の精度）を改善すれば、インバランスを減らせる可能性も増す。ただし、単に誤差を小さくするだけでなく、**インバランスの余剰・不足を正しく当てられる必要**もある。
- アグリゲーターごとの共通実証①において、蓄電池による**GC後インバランス回避**は大きくインバランスを減らせることがわかっている。
 - 蓄電池GC後インバランス回避では、30分間の実需給断面において、発電量実績を1分間隔で収集し、その実績値を見ながら蓄電池の制御値を計算し、充放電させる。蓄電池があるならば、このような「実需給断面における制御」のインバランス削減効果が大きい。
 - 時間前市場取引はGC前に入札を終える必要があるため、同様のアプローチは取れない。しかし、今よりもGCのタイミングが実需給断面に近づけば、より正確な発電量予測に基づいて入札量を決定できるようになる。

蓄電池活用による利益最大化の評価の方針

- 蓄電池は、再エネ併設型のタイムシフト運転（売電時間帯のシフト）を行う。
 - 発電所ごとに蓄電池が1つある設定とする。
- 蓄電池のスペックを4パターンを設定する（下表）。
- FIT売電の場合や、FIPで蓄電池が無い場合などと収入を比較する。
 - PVのFIT単価：10円/kWh
 - 風力のFIT単価：16円/kWh

蓄電池のスペック

サイズ	蓄電池の出力	蓄電池の容量	充電残量初期値	充電・放電の効率
大大	リソース群の合計出力の150%	リソース群の合計出力の5時間分	0	95%
大	リソース群の合計出力の100%	リソース群の合計出力の3時間分	0	95%
中	リソース群の合計出力の50%	リソース群の合計出力の2時間分	0	95%
小	リソース群の合計出力の20%	リソース群の合計出力の1時間分	0	95%

補足：タイムシフト運転に用いる蓄電池のスペックの詳細（その1）

※出力の単位は MW、容量の単位は MWh

月	サイズ	東北/PV		東北/風力		東京/PV		中部/PV		関西/PV		中国/PV		九州/PV	
		出力	容量	出力	容量	出力	容量	出力	容量	出力	容量	出力	容量	出力	容量
7	大大	93.6	312.0	—	—	63.9	213.1	—	—	76.8	255.9	22.8	76.0	13.5	44.9
	大	62.4	187.2	—	—	42.6	127.8	—	—	51.2	153.5	15.2	45.6	9.0	30.0
	中	31.2	124.8	—	—	21.3	85.2	—	—	25.6	102.4	7.6	30.4	4.5	18.0
	小	12.5	62.4	—	—	8.5	42.6	—	—	10.2	51.2	30.4	15.2	1.8	9.0
8	大大	94.3	314.5	—	—	130.5	435.0	—	—	76.8	255.9	22.8	76.0	75.4	251.4
	大	62.9	188.7	—	—	87.0	261.0	—	—	51.2	153.5	15.2	45.6	50.3	150.9
	中	31.4	125.8	—	—	43.5	174.0	—	—	25.6	102.4	7.6	30.4	25.1	100.6
	小	12.6	62.9	—	—	17.4	87.0	—	—	10.2	51.2	30.4	15.2	10.1	50.3
9	大大	94.3	314.5	—	—	135.0	449.9	3.8	12.8	81.3	270.9	22.8	76.0	76.4	254.8
	大	62.9	188.7	—	—	90.0	270.0	2.6	7.7	54.2	162.5	15.2	45.6	51.0	152.9
	中	31.4	125.8	—	—	45.0	180.0	1.3	5.1	27.1	108.4	7.6	30.4	25.5	102.0
	小	12.6	62.9	—	—	18.0	90.0	0.5	2.6	10.8	54.2	30.4	15.2	10.2	51.0

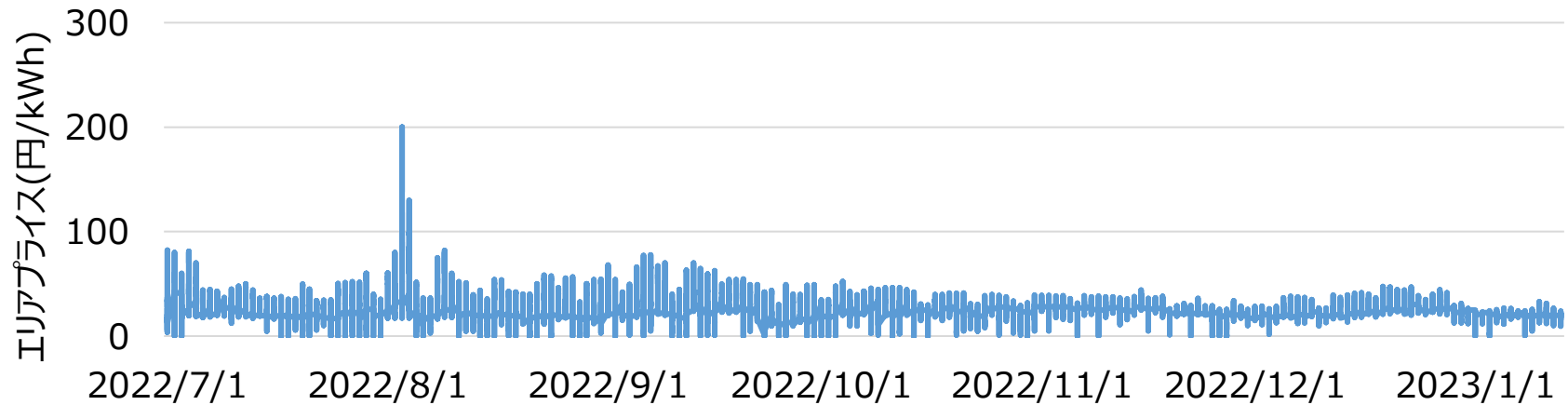
補足：タイムシフト間隔に用いる蓄電池のスペックの詳細（その2）

※出力の単位は MW、容量の単位は MWh

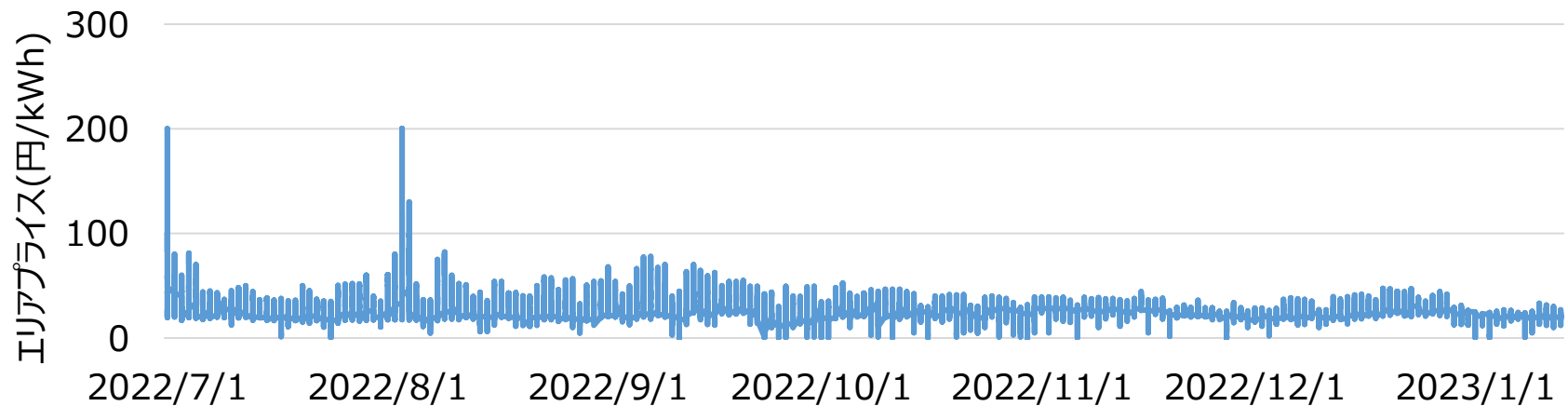
月	サイズ	東北/PV		東北/風力		東京/PV		中部/PV		関西/PV		中国/PV		九州/PV	
		出力	容量	出力	容量	出力	容量	出力	容量	出力	容量	出力	容量	出力	容量
10	大大	94.3	314.5	—	—	135.0	449.9	3.8	12.8	81.3	270.9	22.8	76.0	76.4	254.8
	大	62.9	188.7	—	—	90.0	270.0	2.6	7.7	54.2	162.5	15.2	45.6	51.0	152.9
	中	31.4	125.8	—	—	45.0	180.0	1.3	5.1	27.1	108.4	7.6	30.4	25.5	102.0
	小	12.6	62.9	—	—	18.0	90.0	0.5	2.6	10.8	54.2	30.4	15.2	10.2	51.0
12	大大	94.3	314.5	60.0	200.0	135.0	449.9	3.8	12.8	81.5	271.7	22.8	76.0	76.4	254.8
	大	62.9	188.7	40.0	120.0	90.0	270.0	2.6	7.7	54.3	163.0	15.2	45.6	51.0	152.9
	中	31.4	125.8	20.0	80.0	45.0	180.0	1.3	5.1	27.2	108.7	7.6	30.4	25.5	102.0
	小	12.6	62.9	8.0	40.0	18.0	90.0	0.5	2.6	10.9	54.3	30.4	15.2	10.2	51.0
1	大大	94.3	314.5	60.0	200.0	135.0	449.9	—	—	81.5	271.7	22.8	76.0	76.4	254.8
	大	62.9	188.7	40.0	120.0	90.0	270.0	—	—	54.3	163.0	15.2	45.6	51.0	152.9
	中	31.4	125.8	20.0	80.0	45.0	180.0	—	—	27.2	108.7	7.6	30.4	25.5	102.0
	小	12.6	62.9	8.0	40.0	18.0	90.0	—	—	10.9	54.3	30.4	15.2	10.2	51.0

補足：各エリアのスポット市場価格の状況：東北エリア、東京エリア

東北

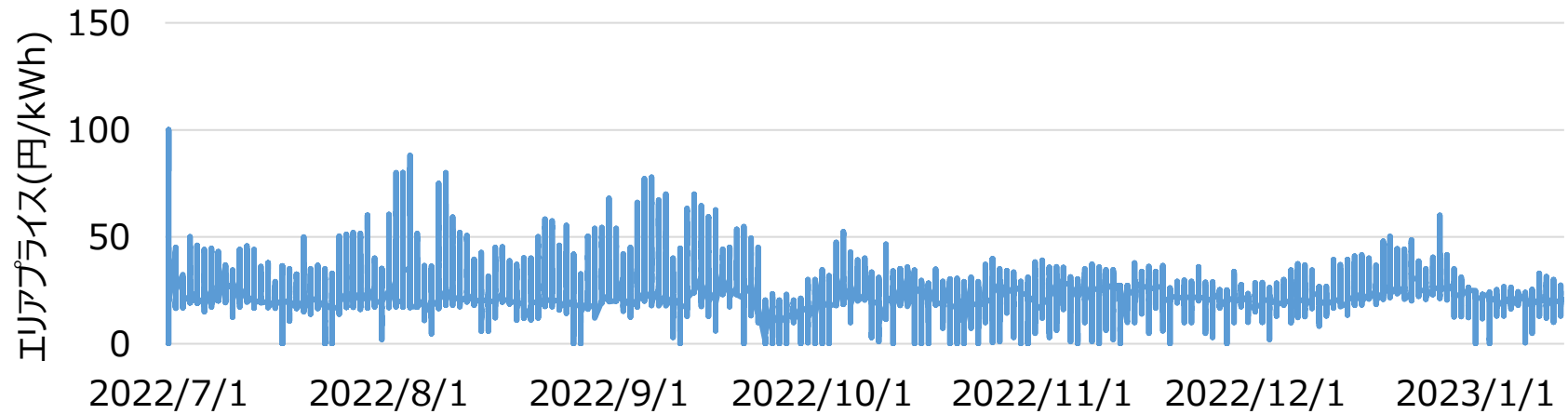


東京

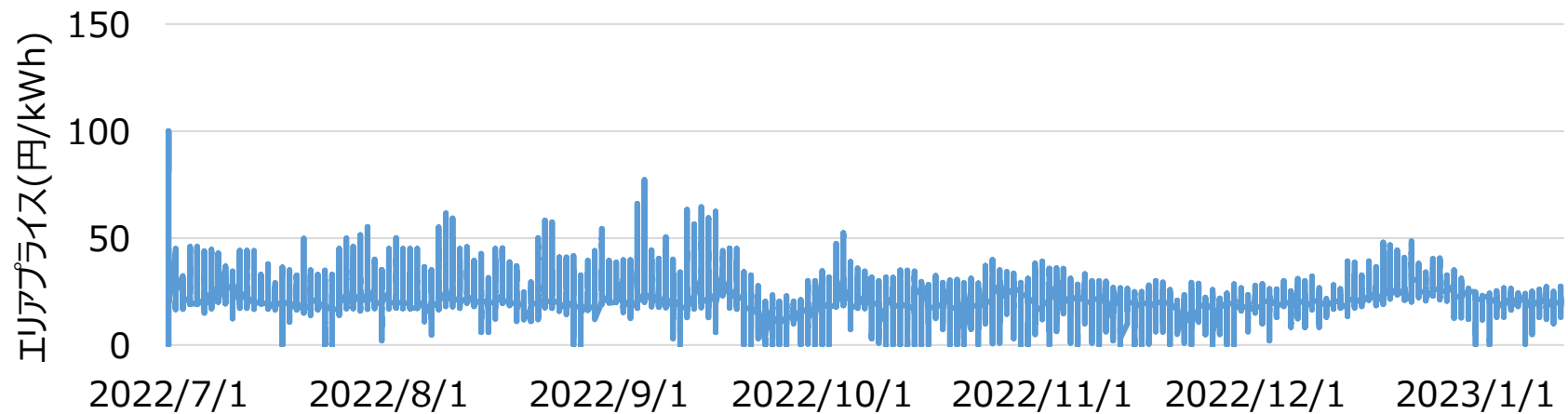


補足：各エリアのスポット市場価格の状況：中部エリア、関西エリア

中部

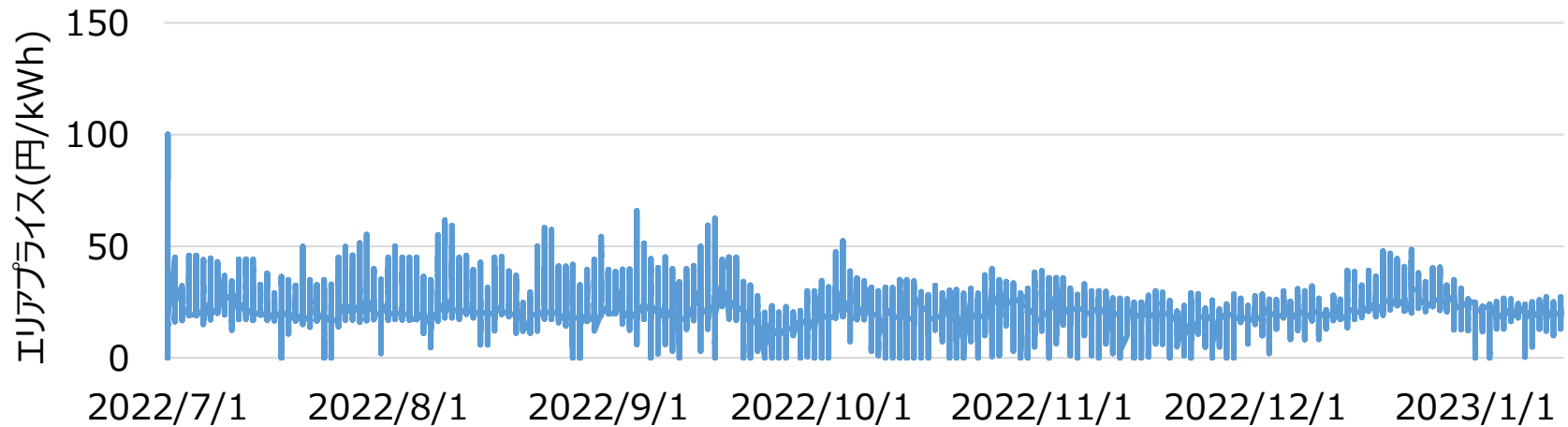


関西

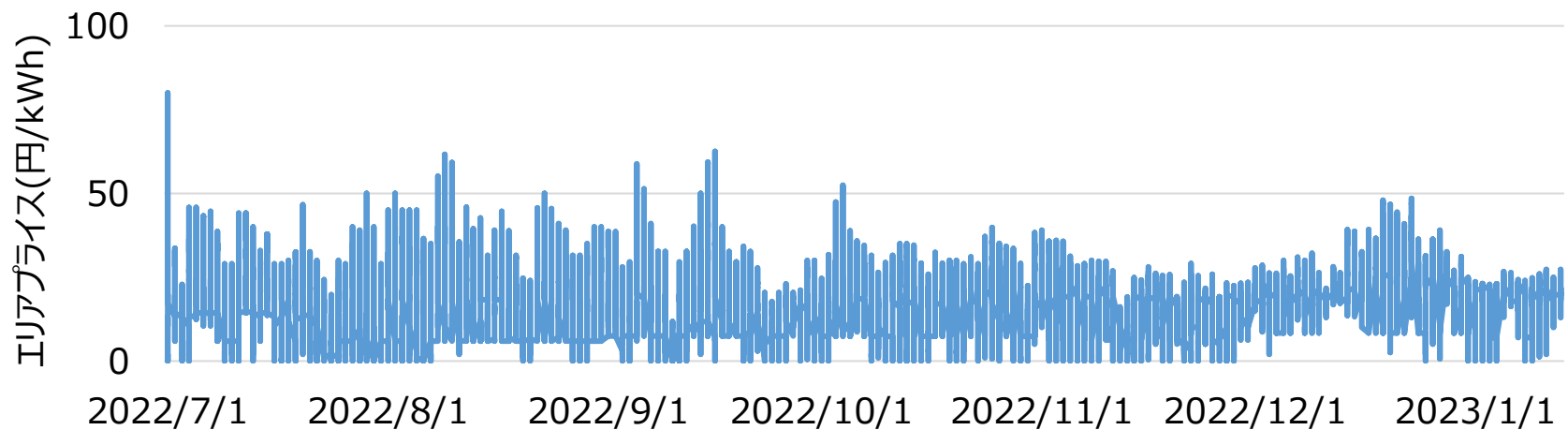


補足：各エリアのスポット市場価格の状況：中国エリア、九州エリア

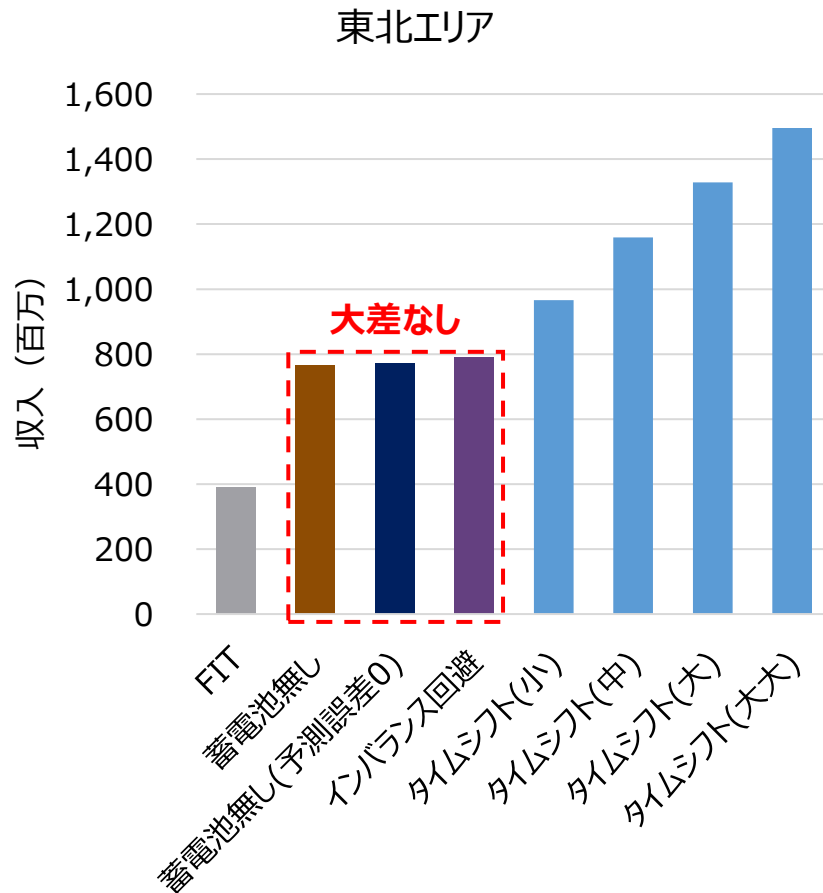
中国



九州



評価結果：東北エリア(PV)：7月～10月、12月～1月の合計収入



※「蓄電池無し(予測誤差0)」は、発電量予測の誤差が0%であり、全発電量を、インバランス0で、スポット市場に売った場合の収入

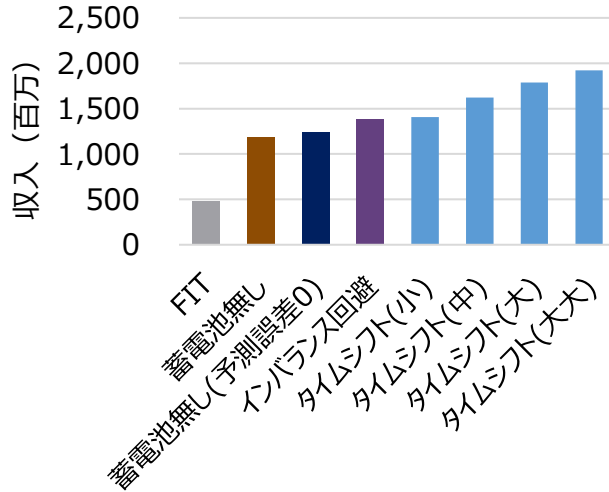
※「インバランス回避」は、発生したインバランスを、蓄電池で0にできた場合の収入

- FITよりも、それ以外(FIP)のほうが収入が大きかった。市場価格が高いためである。
- 蓄電池無し(普通の運用)の場合と、予測誤差0で運用できた場合を比較すると、予測誤差0のほうが少し収入が大きかった。
 - 両者の差が小さい理由は、①予測誤差がそこまで大きくないこと、②インバランスを出したほうが収支の観点でプラスになる状況が存在していること、である。
- 予測誤差0の場合よりも、蓄電池でインバランスを0にできた場合のほうが、少し収入が大きかった。
 - 市場価格が高いときに、大きく売りを行い、かつ、不足インバランスを蓄電池で0にすることで、収入を増やしている。
- 予測誤差が0でも、蓄電池でインバランスを0にできても、収入に大差がない結果となった。
- 蓄電池をタイムシフト運転に用いると、インバランス回避よりも収入が増えた。蓄電池のスペックが高くなるほど、収入も増えた。
 - 冬場以外の季節においても、一日の中で市場価格に値差が生じており、その高い・低いの市場価格予測で概ね当てられているためだと考える。
- 今回の評価範囲では、収入が上限に達した傾向は見られなかった。ただし、後述するように、蓄電池の投資回収期間は長くなっている。

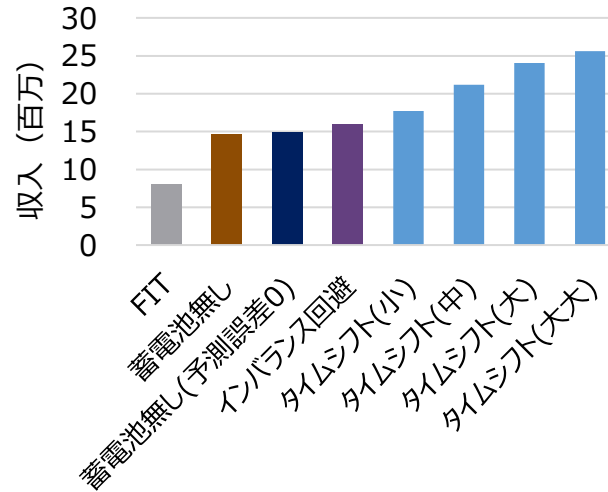
評価結果：東京／中部／関西／中国エリア(PV)：7月～10月、12月～1月の合計収入

②各実証項目ごとの実証結果とそこから得られた成果

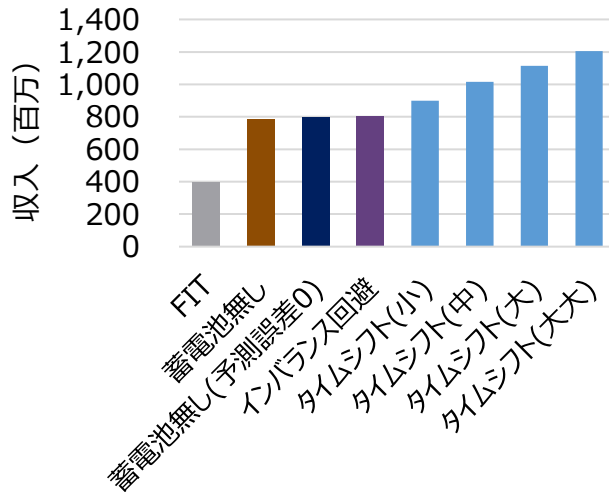
東京エリア



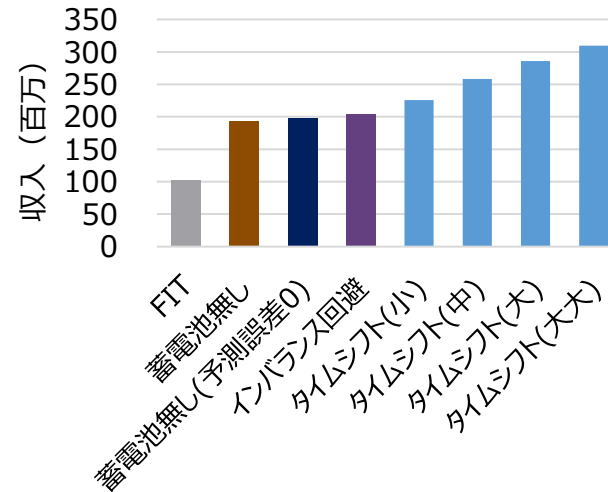
中部エリア



関西エリア



中国エリア



・どのエリアも、おおむね、東北エリアの結果と同じ傾向であった。

- ・FITよりもFIPのほうが収入が大きい。
- ・予測誤差が0になると、少しだけ収入が大きい。
- ・予測誤差が0の場合よりも、蓄電池でインバランスを0にできた場合のほうが、収入が大きい。
- ・蓄電池をタイムシフト運転に用いたほうが、さらに収入が大きい。蓄電池のスペックが高くなるほど、収入も増える。

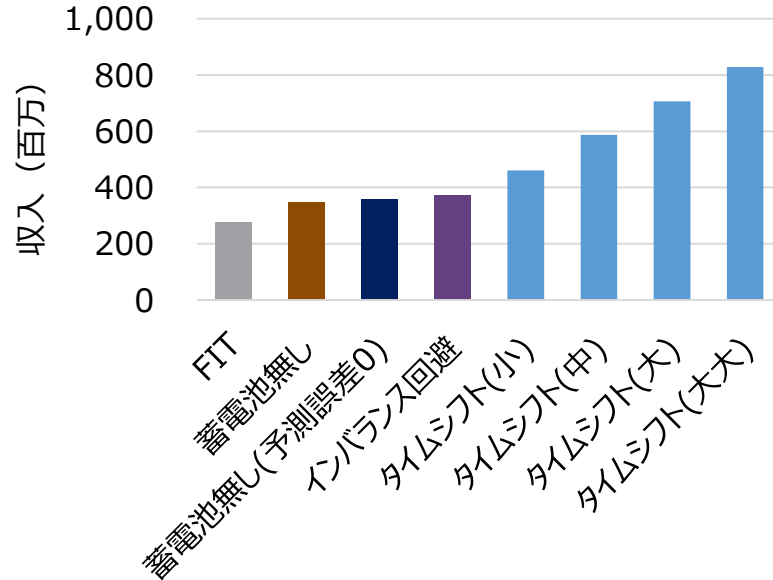
※「蓄電池無し(予測誤差0)」は、発電量予測の誤差が0%であり、全発電量を、インバランス0で、スポット市場に売った場合の収入

※「インバランス回避」は、発生したインバランスを、蓄電池で0にできた場合の収入

評価結果：九州エリア(PV)、 東北エリア(風力)

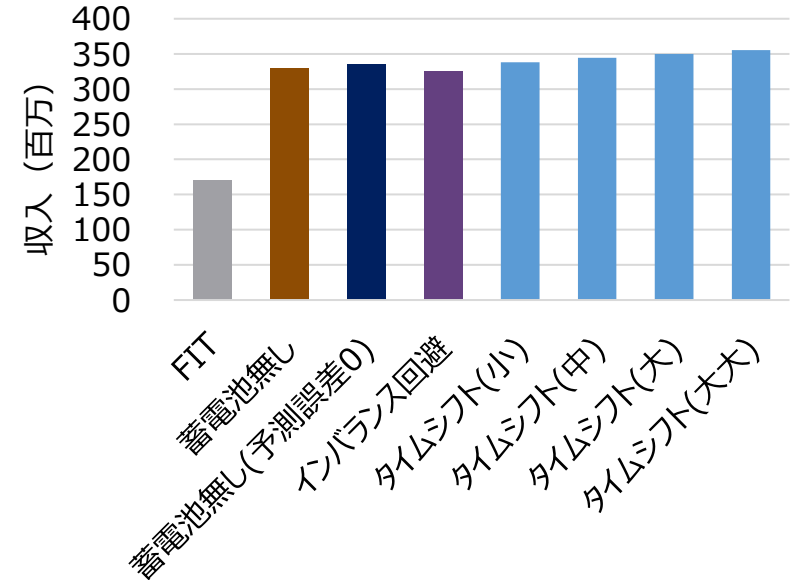
九州エリアは7月～10月、12月～1月の合計収入
東北エリアは12月～1月の合計収入

九州エリア(PV)



- 九州エリア(PV)も他エリア(PV)の結果と同様の傾向ではあるが、他エリアと比べると、FITとFIP(蓄電池無し)の差が小さかった。
 - 九州エリア以外は、FIT時の約2倍の収入となっている。
 - これは九州エリアは出力抑制が多いこともあり、市場価格が安くなる頻度が高かったためである。0.01円/kWhのコマ数が最も多かった。
 - その代わりに、蓄電池タイムシフトによる収入増加率は、九州エリアが一番高い。

東北エリア (風力)

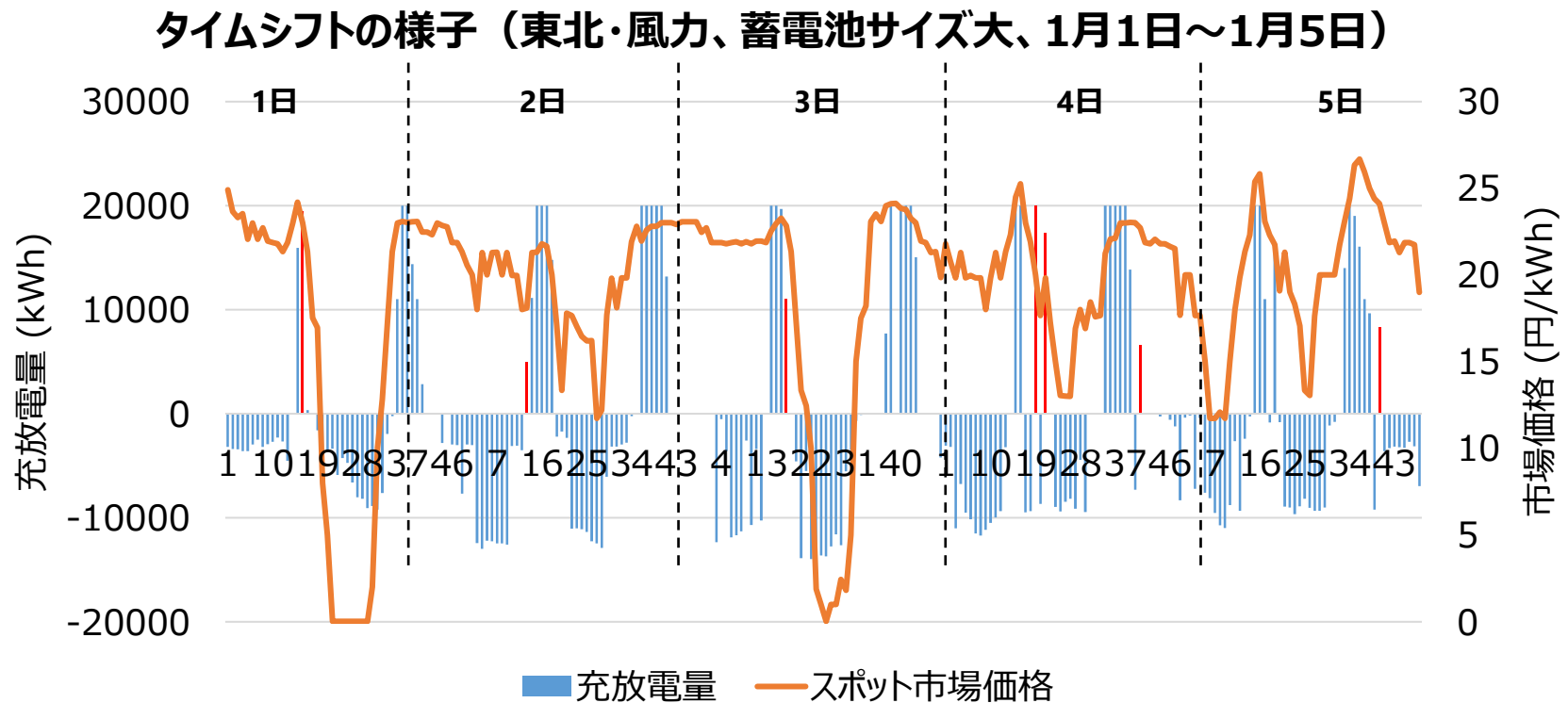


- 東北エリア(風力)は、他エリア(PV)の結果と比べると、タイムシフト運転による収入増加率が小さかった。蓄電池スペックを上げることによる増収効果も、小さかった(理由は次ページに記載)。

※「蓄電池無し(予測誤差0)」は、発電量予測の誤差が0%であり、全発電量を、インバランス0で、スポット市場に売った場合の収入

※「インバランス回避」は、発生したインバランスを、蓄電池で0にできた場合の収入

風力に対するタイムシフト運転の動作例（蓄電池サイズ大）

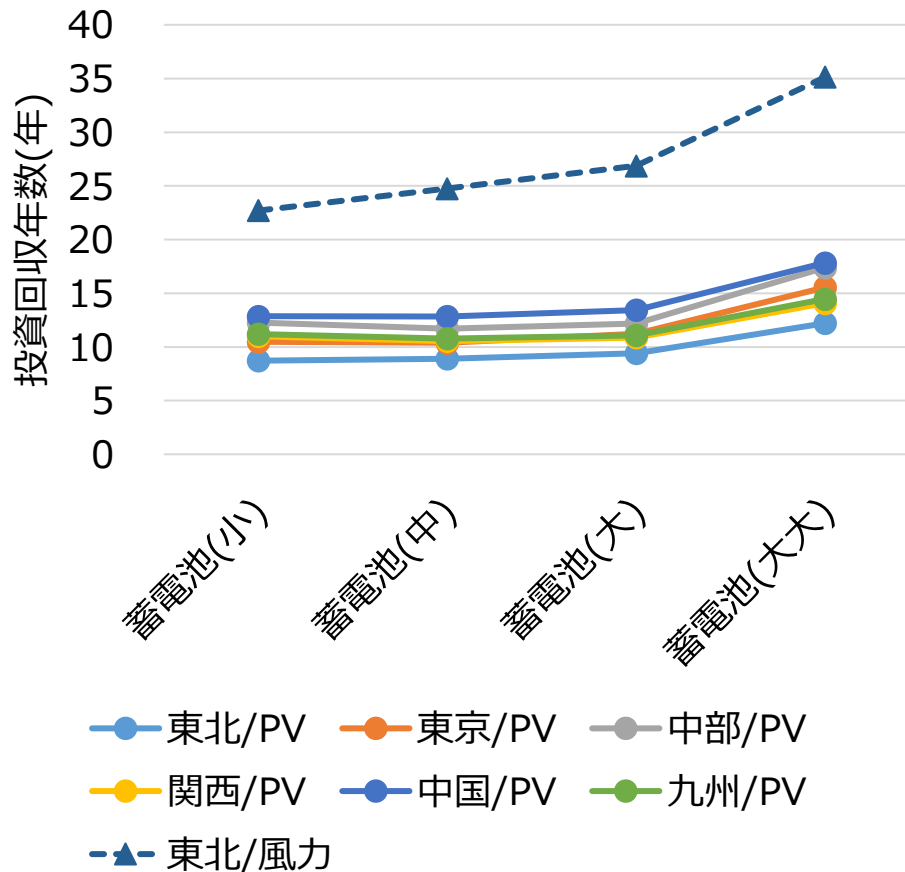


- 風力は24時間いつでも発電する可能性があるため、PVの場合と異なり、「**深夜に充電して、早朝に放電**」という計画が作成されやすい。また、「**夜に充電して放電する**」という計画も作成されていた。
- これらの計画は、「**昼に充電して夕方～夜に放電する**」という計画と比べると、市場価格の値差が小さい傾向にあり、発電量予測や市場価格予測の精度が高かったとしても増収額が小さい。また、逆に安く売ってしまうという結果も発生している（上図の赤棒グラフが一例）。そのため、PVと比べると、「**スポット市場の売上の増額率**」が小さくなる。

蓄電池の初期コストを回収するために必要な年数

※エリアごとに、リソース数が同じだった月の数が最大の場合の蓄電池スペックおよび収入から計算。

※蓄電池のイニシャルコストは、容量あたり6万円/kWh で計算。



- 最も小さい回収年数は東北/PVの蓄電池(小)で、**8.73年**であった。
- 東北エリア以外のPVの場合、蓄電池が**中サイズの場合に回収年数が最小**となった。
 - 小さいほど回収年数が短くなるわけではないという示す結果である。
 - 蓄電池スペックが高くなるほど、充電するコマ数が多くなり、放電するコマ数が少なくなる傾向がある(価格が高いと予想した数コマで売り切ろうとする)。そのため、放電するコマの市場価格の予測精度が、増収効果に与える影響が大きくなる。その結果、左図のような結果となっている。
- 風力はタイムシフトによる増収額がPVと比べてとても小さいため、蓄電池サイズを大きくするほど回収年数が増えた。
 - 蓄電池容量をさらに小さくすれば、PVと同じように「**昼に充電して夕方～夜に放電する**」という計画が主体となり、増収効果が増し、回収年数が小さくなる可能性はある。

コンソーシアム大の共通実証（利益最大化）のまとめ

- 蓄電池の有無によらず、FITよりもFIPのほうが収入が増えた。
 - 評価対象期間の市場価格がFIT単価よりも高かったため。
- PVの場合は、通常の運用における収入よりも、発電量予測誤差を0としたときの収入のほうが増えたが、その差は小さかった。また、蓄電池でインバランスを0にできたときも同様の傾向であった。
 - PV発電量予測の精度向上や、インバランス回避に投資をしても、収入が大きく増えない場合があることを示す結果だと言える。
- 蓄電池をインバランス回避に用いるよりも、タイムシフト運転に用いるほうが収入が増えた。
 - 蓄電池スペックを上げることで、収入は増えた。
 - 今回の評価結果の中では、最も小さい回収年数は **8.73年** であった。（蓄電池のイニシャルコストを、容量あたり6万円/kWh で計算した結果）
 - 蓄電池スペックを上げすぎると、蓄電池の初期コスト回収にかかる年数が伸びた。

共通実証① コンソ大の共通評価指標まとめ

アグリゲーター	コンソーシアム			Before	After①				After②				補足
電源Gr(BG)番号	-	東北エリア		Before	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	補足
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース	-	62807kW	-	-	-	62807kW	-	-	-	共通①-2と①-3(大)の比較。シミュレーション評価。
評価指標	余剰/不足インバランス電力量(kWh)	余剰インバランス(1か月当り)	余剰インバランス結果(kWh/1か月)	-	865,291	-	-	-	796,231	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	62,807	-	-	-	62,807	-	-	-	
		不足インバランス(1か月当り)	不足インバランス結果(kWh/1か月)	-	942,070	-	-	-	872,410	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	62,807	-	-	-	62,807	-	-	-	
	インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1か月当り)	余剰インバランス比率(%/1か月)	-	32.57	-	-	-	31.20	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	62,807	-	-	-	62,807	-	-	-	
		不足インバランス(1か月当り)	不足インバランス比率(%/1か月)	-	29.23	-	-	-	26.85	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	62,807	-	-	-	62,807	-	-	-	

アグリゲーター	コンソーシアム			Before	After①				After②				補足
電源Gr(BG)番号	-	東京エリア		Before	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	補足
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース	-	89986kW	-	-	-	89986kW	-	-	-	共通①-2と①-3(大)の比較。シミュレーション評価。
評価指標	余剰/不足インバランス電力量(kWh)	余剰インバランス(1か月当り)	余剰インバランス結果(kWh/1か月)	-	944,725	-	-	-	930,391	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	81,592	-	-	-	81,592	-	-	-	
		不足インバランス(1か月当り)	不足インバランス結果(kWh/1か月)	-	1,651,943	-	-	-	1,599,706	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	81,592	-	-	-	81,592	-	-	-	
	インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1か月当り)	余剰インバランス比率(%/1か月)	-	23.72	-	-	-	22.79	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	81,592	-	-	-	81,592	-	-	-	
		不足インバランス(1か月当り)	不足インバランス比率(%/1か月)	-	25.08	-	-	-	24.61	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	81,592	-	-	-	81,592	-	-	-	

アグリゲーター	コンソーシアム			Before	After①				After②				補足
電源Gr(BG)番号	-	中部エリア		Before	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	補足
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース	-	2557kW	-	-	-	2557kW	-	-	-	共通①-2と①-3(大)の比較。シミュレーション評価。
評価指標	余剰/不足インバランス電力量(kWh)	余剰インバランス(1か月当り)	余剰インバランス結果(kWh/1か月)	-	36,746	-	-	-	34,491	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	2,557	-	-	-	2,557	-	-	-	
		不足インバランス(1か月当り)	不足インバランス結果(kWh/1か月)	-	39,713	-	-	-	39,082	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	2,557	-	-	-	2,557	-	-	-	
	インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1か月当り)	余剰インバランス比率(%/1か月)	-	24.32	-	-	-	22.44	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	2,557	-	-	-	2,557	-	-	-	
		不足インバランス(1か月当り)	不足インバランス比率(%/1か月)	-	31.03	-	-	-	30.48	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	2,557	-	-	-	2,557	-	-	-	

共通実証① コンソ大の共通評価指標まとめ

アグリゲーター	コンソーシアム				After①				After②				
電源Gr(BG)番号	-	関西エリア		Before	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	補足
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース	-	54336kW	-	-	-	54336kW	-	-	-	共通①-2と①-3(大)の比較。シミュレーション評価。
評価指標	余剰/不足インバランス電力量(kWh)	余剰インバランス(1か月当り)	余剰インバランス結果(kWh/1か月)	-	952,941	-	-	-	900,260	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	53,232	-	-	-	53,232	-	-	-	
		不足インバランス(1か月当り)	不足インバランス結果(kWh/1か月)	-	739,607	-	-	-	701,037	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	53,232	-	-	-	53,232	-	-	-	
	インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1か月当り)	余剰インバランス比率(%/1か月)	-	23.95	-	-	-	23.00	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	53,232	-	-	-	53,232	-	-	-	
		不足インバランス(1か月当り)	不足インバランス比率(%/1か月)	-	26.94	-	-	-	25.30	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	53,232	-	-	-	53,232	-	-	-	

アグリゲーター	コンソーシアム				After①				After②				
電源Gr(BG)番号	-	中国エリア		Before	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	補足
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース	-	15207kW	-	-	-	15207kW	-	-	-	共通①-2と①-3(大)の比較。シミュレーション評価。
評価指標	余剰/不足インバランス電力量(kWh)	余剰インバランス(1か月当り)	余剰インバランス結果(kWh/1か月)	-	193,985	-	-	-	181,319	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	15,207	-	-	-	15,207	-	-	-	
		不足インバランス(1か月当り)	不足インバランス結果(kWh/1か月)	-	213,615	-	-	-	214,415	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	15,207	-	-	-	15,207	-	-	-	
	インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1か月当り)	余剰インバランス比率(%/1か月)	-	20.21	-	-	-	19.20	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	15,207	-	-	-	15,207	-	-	-	
		不足インバランス(1か月当り)	不足インバランス比率(%/1か月)	-	24.05	-	-	-	23.64	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	15,207	-	-	-	15,207	-	-	-	

アグリゲーター	コンソーシアム				After①				After②				
電源Gr(BG)番号	-	九州エリア		Before	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	補足
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース	-	50954kW	-	-	-	50954kW	-	-	-	共通①-2と①-3(大)の比較。シミュレーション評価。
評価指標	余剰/不足インバランス電力量(kWh)	余剰インバランス(1か月当り)	余剰インバランス結果(kWh/1か月)	-	545,654	-	-	-	516,165	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	43,848	-	-	-	43,848	-	-	-	
		不足インバランス(1か月当り)	不足インバランス結果(kWh/1か月)	-	648,636	-	-	-	632,341	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	43,848	-	-	-	43,848	-	-	-	
	インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1か月当り)	余剰インバランス比率(%/1か月)	-	22.34	-	-	-	21.28	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	43,848	-	-	-	43,848	-	-	-	
		不足インバランス(1か月当り)	不足インバランス比率(%/1か月)	-	26.78	-	-	-	26.59	-	-	-	
			利用可能な平均出力(kW)	-	43,848	-	-	-	43,848	-	-	-	

共通実証② コンソ大の共通評価指標まとめ

アグリゲーター	コンソーシアム			After①				After②				
電源Gr(BG)番号	-	東北エリア	Before	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	補足
インバランス回避評価結果		最終の共通実証リソース	-	62807kW	-	-	-	62807kW	-	-	-	共通②-1と②-2(大)の比較。シミュレーション評価。
評価指標	FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	-	140,638,733	-	-	-	244,611,443	-	-	-	
		利用可能な平均出力(kW)	-	62,807	-	-	-	62,807	-	-	-	
	FIPとしての収入単価(円)	収入単価結果(円/kWh1か月)	-	20.47	-	-	-	35.36	-	-	-	
		利用可能な平均出力(kW)	-	62,807	-	-	-	62,807	-	-	-	

アグリゲーター	コンソーシアム			After①				After②				
電源Gr(BG)番号	-	東京エリア	Before	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	補足
インバランス回避評価結果		最終の共通実証リソース	-	89986kW	-	-	-	89986kW	-	-	-	共通②-1と②-2(大)の比較。シミュレーション評価。
評価指標	FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	-	218,834,797	-	-	-	329,242,784	-	-	-	
		利用可能な平均出力(kW)	-	81,592	-	-	-	81,592	-	-	-	
	FIPとしての収入単価(円)	収入単価結果(円/kWh1か月)	-	24.77	-	-	-	38.61	-	-	-	
		利用可能な平均出力(kW)	-	81,592	-	-	-	81,592	-	-	-	

アグリゲーター	コンソーシアム			After①				After②				
電源Gr(BG)番号	-	中部エリア	Before	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	補足
インバランス回避評価結果		最終の共通実証リソース	-	2557kW	-	-	-	2557kW	-	-	-	共通②-1と②-2(大)の比較。シミュレーション評価。
評価指標	FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	-	4,867,396	-	-	-	8,013,987	-	-	-	
		利用可能な平均出力(kW)	-	2,557	-	-	-	2,557	-	-	-	
	FIPとしての収入単価(円)	収入単価結果(円/kWh1か月)	-	18.19	-	-	-	31.97	-	-	-	
		利用可能な平均出力(kW)	-	2,557	-	-	-	2,557	-	-	-	

共通実証② コンソ大の共通評価指標まとめ

アグリゲーター	コンソーシアム			After①				After②				
電源Gr(BG)番号	-	関西エリア	Before	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	補足
インバランス回避評価結果		最終の共通実証リソース	-	54336kW	-	-	-	54336kW	-	-	-	共通②-1と②-2(大)の比較。シミュレーション評価。
評価指標	FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	-	145048123.2	-	-	-	205040824.9	-	-	-	
		利用可能な平均出力(kW)	-	53,232	-	-	-	53,232	-	-	-	
	FIPとしての収入単価(円)	収入単価結果(円/kWh1か月)	-	20.36483333	-	-	-	30.108	-	-	-	
		利用可能な平均出力(kW)	-	53,232	-	-	-	53,232	-	-	-	

アグリゲーター	コンソーシアム			After①				After②				
電源Gr(BG)番号	-	中国エリア	Before	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	補足
インバランス回避評価結果		最終の共通実証リソース	-	15207kW	-	-	-	15207kW	-	-	-	共通②-1と②-2(大)の比較。シミュレーション評価。
評価指標	FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	-	35,714,194	-	-	-	52,655,455	-	-	-	
		利用可能な平均出力(kW)	-	15,207	-	-	-	15,207	-	-	-	
	FIPとしての収入単価(円)	収入単価結果(円/kWh1か月)	-	19.27	-	-	-	29.74	-	-	-	
		利用可能な平均出力(kW)	-	15,207	-	-	-	15,207	-	-	-	

アグリゲーター	コンソーシアム			After①				After②				
電源Gr(BG)番号	-	九州エリア	Before	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	レベル1	レベル2	レベル3	レベル4	補足
インバランス回避評価結果		最終の共通実証リソース	-	50954kW	-	-	-	50954kW	-	-	-	共通②-1と②-2(大)の比較。シミュレーション評価。
評価指標	FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	-	63,892,830	-	-	-	130,123,627	-	-	-	
		利用可能な平均出力(kW)	-	43,848	-	-	-	43,848	-	-	-	
	FIPとしての収入単価(円)	収入単価結果(円/kWh1か月)	-	14.46	-	-	-	28.40	-	-	-	
		利用可能な平均出力(kW)	-	43,848	-	-	-	43,848	-	-	-	

05

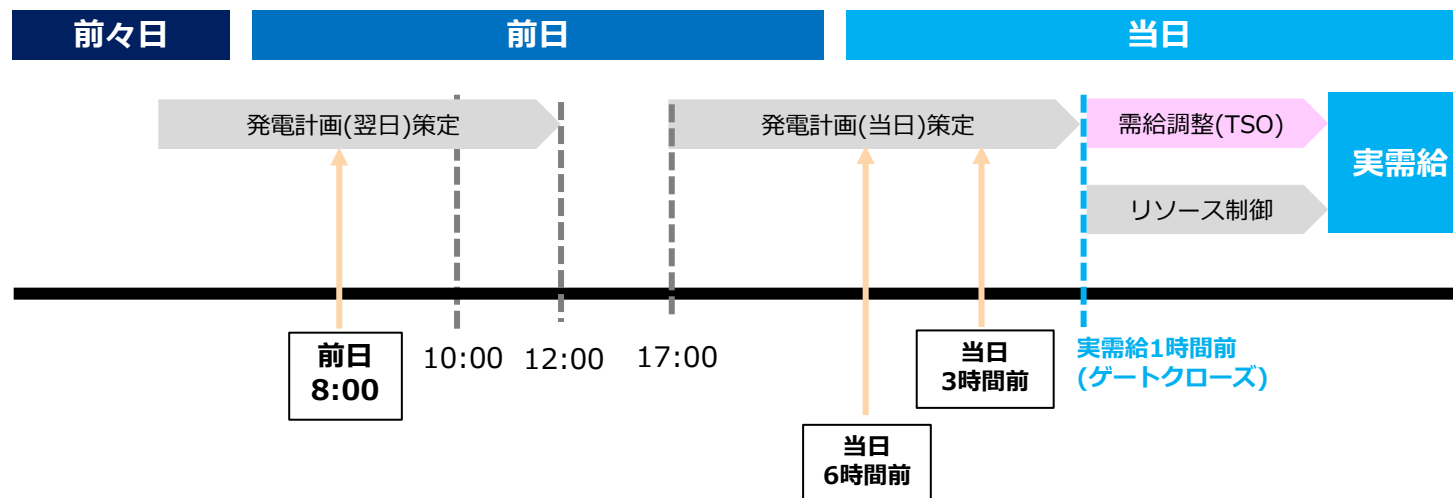
実証概要（独自実証）

- 予測WGの活動
- 保険商品検討

予測WG：レギュレーション

- 予測手法は任意
- 予測対象は国内太陽光発電施設8カ所
- 予測期間は4か月（2022年9月～12月）
- 予測参照タイミングは前日8時、当日6時間前、3時間前の計3回
- 予測の時間粒度は30分
- 評価指標はコンソーシアムと同様にMAPE（24H）を採用
- 予測対象日前日までの発電量実績値を学習データとして利用可能

- 各社とも計算開始から予測発表までのリードタイムを考慮し、参照タイミング時点の最新の予測を用いて評価した。



予測WG：各社の予測手法の概要

各社の予測手法の特徴※1を整理

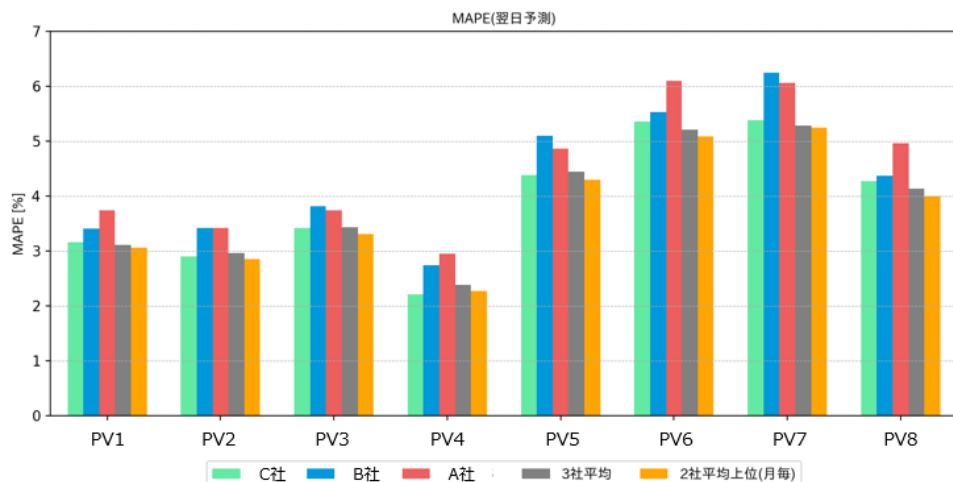
項目	A社		B社		C社	
	翌日予測	当日予測	翌日予測	当日予測	翌日予測	当日予測
気象モデルを使用して日射量を予測	○	○	○	○	○	○
自社の独自気象モデルを使用	△	△	○	○	○	○
複数気象予測モデルの利用	○	○	○	○	○	○
衛星画像に基づく予測を使用	×	○	×	○	×	×※2
時系列モデルを使用	×	○	×	×	×	×

※1：今回は学習データ不足から機械学習を用いていないが、実運用においては機械学習手法による精度向上が可能

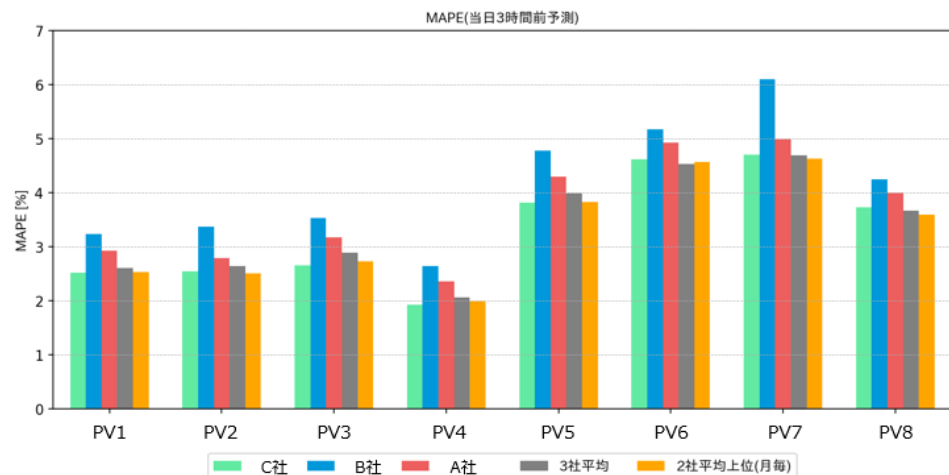
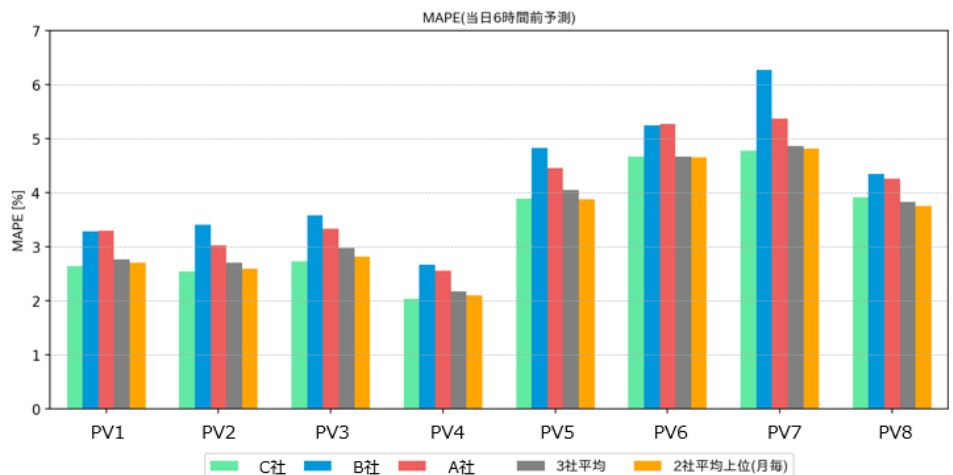
※2：衛星画像に基づく予測サービスは保有しているが今回は未適用

予測WG：複数社予測の統合結果

地点毎の対象期間（2022年9月～12月）全体の予測誤差



- 3社平均をグレー、2社平均上位をオレンジで示す。
- 僅かではあるが、翌日予測/当日予測ともに3社平均よりも2社平均上位の方が精度が優れている。
- 翌日予測では、2社平均上位の予測はいずれの個社予測よりも優れている。
- また、予測参照時刻が実需給に近づくにつれて各社ともMAPEは減少していた。



実証項目	実証（分析）内容	実証結果
<p>新インバランス価格を踏まえたインバランスリスクの検証</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・2022年4月インバランスリスク価格制度を踏まえたインバランスリスク分析を実施。 ・保険金の支払対象となる不足インバランス単価、市場価格の価格差の分布を検証。 	<p>分析した全てのエリア（東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州）においてインバランスが発生することによる損害額は大幅に上昇すると見込まれる。</p>
<p>調整力によるリスク軽減効果の検証</p>	<p>蓄電池、時間前市場を活用した場合の、インバランスリスク量の削減効果を検証。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・調整力を活用した方が、インバランスリスク量が削減できる傾向にあることを確認できた。 ・調整力を活用すると、逆にインバランスリスク量が増加する発電所も一部存在した。
<p>保険モデルの再検証、ブラッシュアップ</p>	<p>弊社への保険に関する照会・ご要望に対する保険の対応検討を実施。</p> <p>※実証参加者に限りません</p>	<p style="text-align: center;">＜保険のブラッシュアップ＞</p> <ul style="list-style-type: none"> ・保険料削減のため、インバランスによって得られる収益部分（市場価格－不足単価）を保険金支払額から控除する運営を検討。 ・自己託送における本保険の展開を検討。 など
<p>建設・運開後年数、メンテナンスとインバランスリスク</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所の年数とインバランスリスクの相関を検証。 ・メンテナンス（定期以外）有無とインバランスリスクの相関を検証。 	<p>本実証においては、インバランスリスクと相関性があると判断できるデータは得られなかった。</p>

06

今後のビジネス展望

各市場へのアプローチ

すでに電源 I' の運用および、三次調整力②向けの機能提供を開始。
2022年度は、特定卸供給事業者登録を行い、再エネアグリゲーター事業を開始した。

東芝グループとして

需給調整市場

経産省VPP実証の参画実績

容量市場

ネガワット・DR実証の参画実績

卸売り市場
(JEPX)

2021年

2022年

2023年

2024年

三次②

三次①

二次

★三次②機能提供を開始済み

一次については時期調整中

電源 I'

容量市場

★2017年度より電源 I' の運用を開始済み

F I P 制度施行

再エネ
アグリゲーター
実証開始
実取引を開始

★2022年度に「特定卸供給事業者」登録
★アグリゲーター事業開始
★アグリゲーター向けプラットフォームの提供

実業関連のプレスリリース

<https://www.global.toshiba/jp/news/energy/2022/05/news-20220517-02.html>

<https://www.global.toshiba/jp/news/energy/2022/07/news-20220729-01.html>

<https://www.global.toshiba/jp/news/energy/2023/02/news-20230208-01.html>

<https://www.global.toshiba/jp/company/next-kraftwerke-toshiba/news/2023/02/20230216.html>

07

その他特記すべき事項

今年度の実証をふまえた提言

• GC（ゲートクローズ）のタイミングについて

- 今年度の実証結果から、実需給断面に近い時刻で作成された発電量予測を用いるほど、インバランスを削減しやすいことがわかった。時間前市場取引によるインバランス削減を活性化するためには、GCのタイミングを現行の1時間前よりも短くするとよいのではないか。

• 発電量実績のデータ提供について

- これまでのところ、インバランスを最も減らせる方法は、実需給断面における発電量実績を計測しながら蓄電池を充放電制御する方法である（蓄電池GC後インバランス回避運転）。現在、送配電事業者から発電事業者に対して30分単位の発電量の提供が行われているが、この発電量の単位がより細かくなり（例えば5分単位など）、かつ、より素早くデータ提供されるようになれば、多くのアグリゲーター／発電事業者がインバランス回避を実施しやすくなるのではないか。
 - 蓄電池制御だけでなく、時間前市場取引によるインバランス削減にも効果があると考えられる。

• インバランス削減に対する動機付けについて

- インバランスを出した場合と、インバランス0の場合とで、インバランス精算を含めた収支に大差がない場合が多かった。これが他の様々な場合でも成り立つならば、インバランス削減に対してコストを割かないアグリゲーター／発電事業者が増える可能性がある。インバランスを削減することに対するインセンティブが、より働くように、インバランス料金制度などの見直し・検討が必要ではないか。