



中部電力ミライズ

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 【中部電力ミライズ株式会社】

2023年3月15日

コンソーシアム体制	
コンソーシアムリーダー	中部電力ミライズ
再エネアグリゲーター	明電舎
実証協力者	京都市、京都大学、伊藤忠商事、エムケイ、オムロンソーシアルソリューションズ、ダイキン工業、東京製鐵、豊田通商、ニチコン、日新電機、日本ガイシ、 Balance Responsible Party

01

# 事業概要

## ■ 実証事業名称

地域経済循環型再エネアグリゲーション実証事業

## ■ 目的

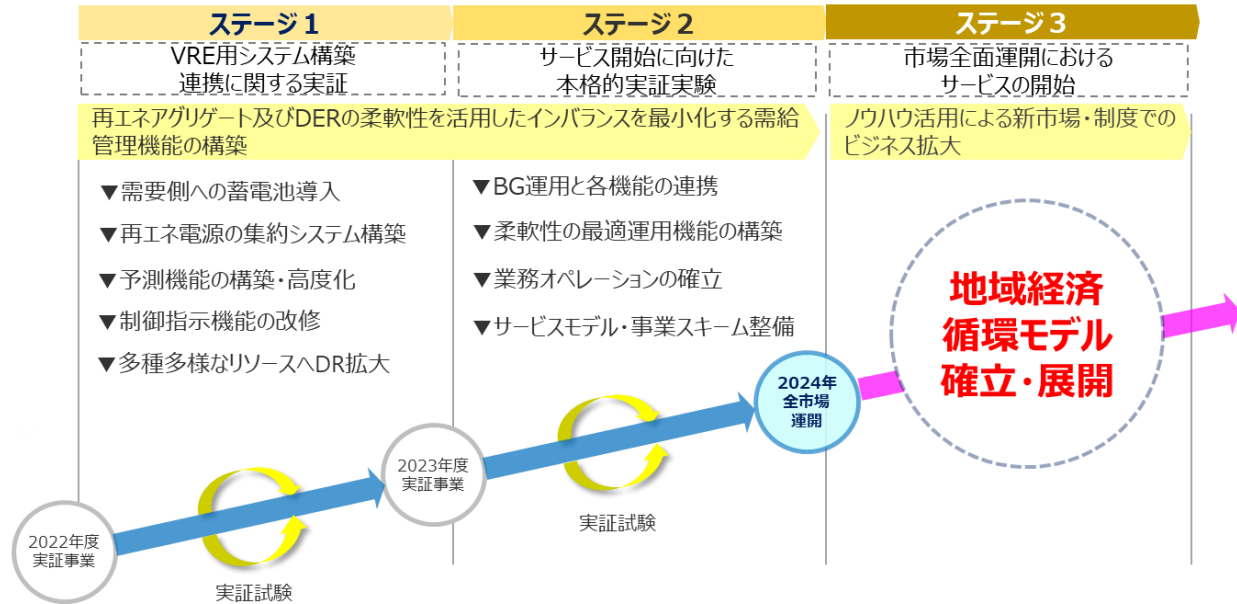
再生可能エネルギーをアグリゲーションし、需要側の多種多様な調整力を活用して、インバランスを最小化する需給調整機能を持つBG運用モデルを構築する。自治体の需要特性を踏まえ、再生可能エネルギー（FIP、卒FIT）の地産地消と調整力の運用を組み合わせた地域経済循環型の脱炭素化を目指す。

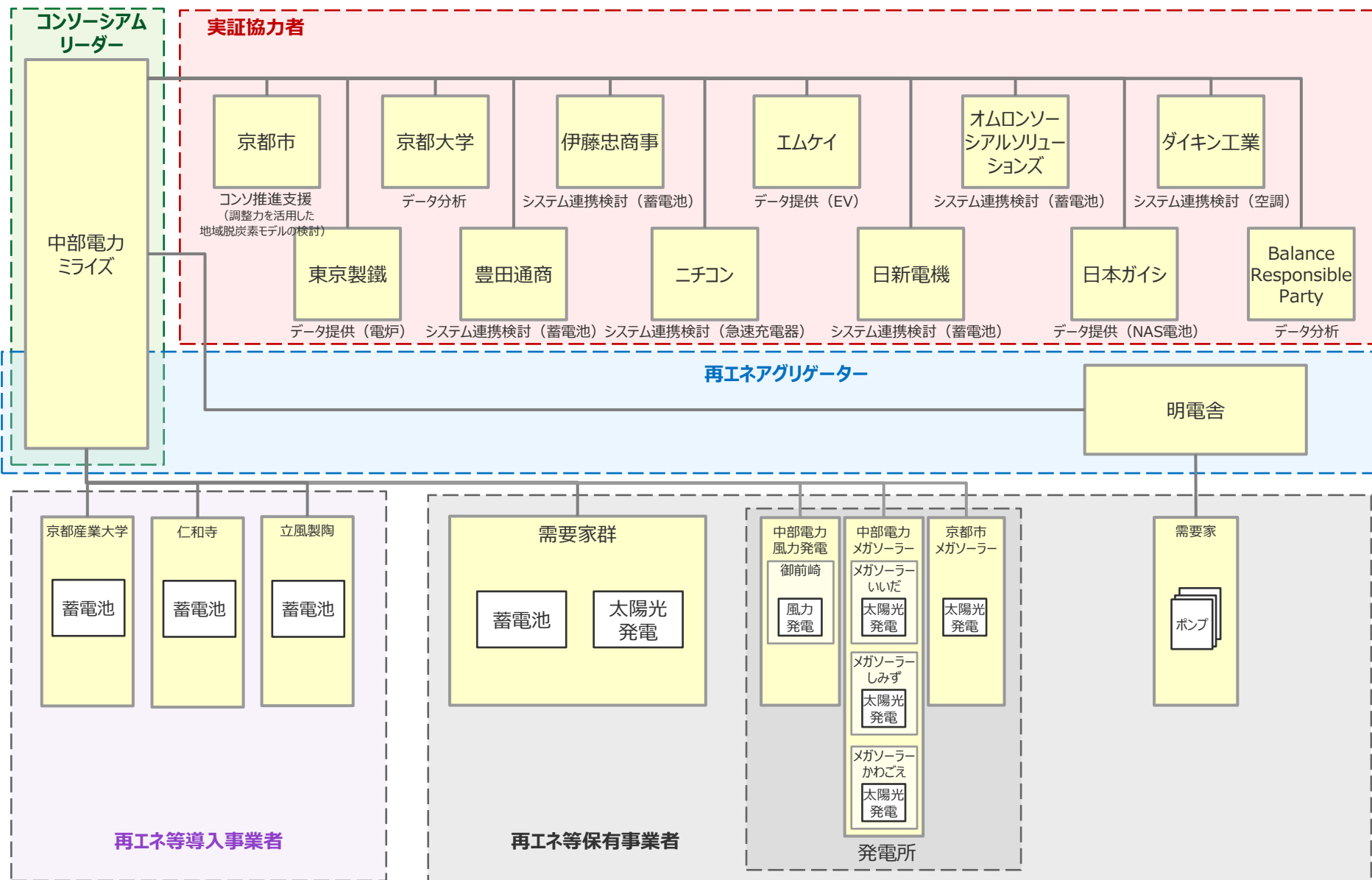
## ■ 概要

産官学と連携し、脱炭素社会の実現に向けた再生可能エネルギーと分散型電源の双方が普及するサイクルの実現を目指す。そのために、実際の再生可能エネルギーおよび蓄電池リソース等を含んだ仮想的なBGを設定し、その中で価格変動・インバランスリスクの影響度を確認するとともに、発電側および需要家側の負担の最小化・メリットの最大化を図るためにはどのような調整機能を持つべきか実証を通じて明らかにする。

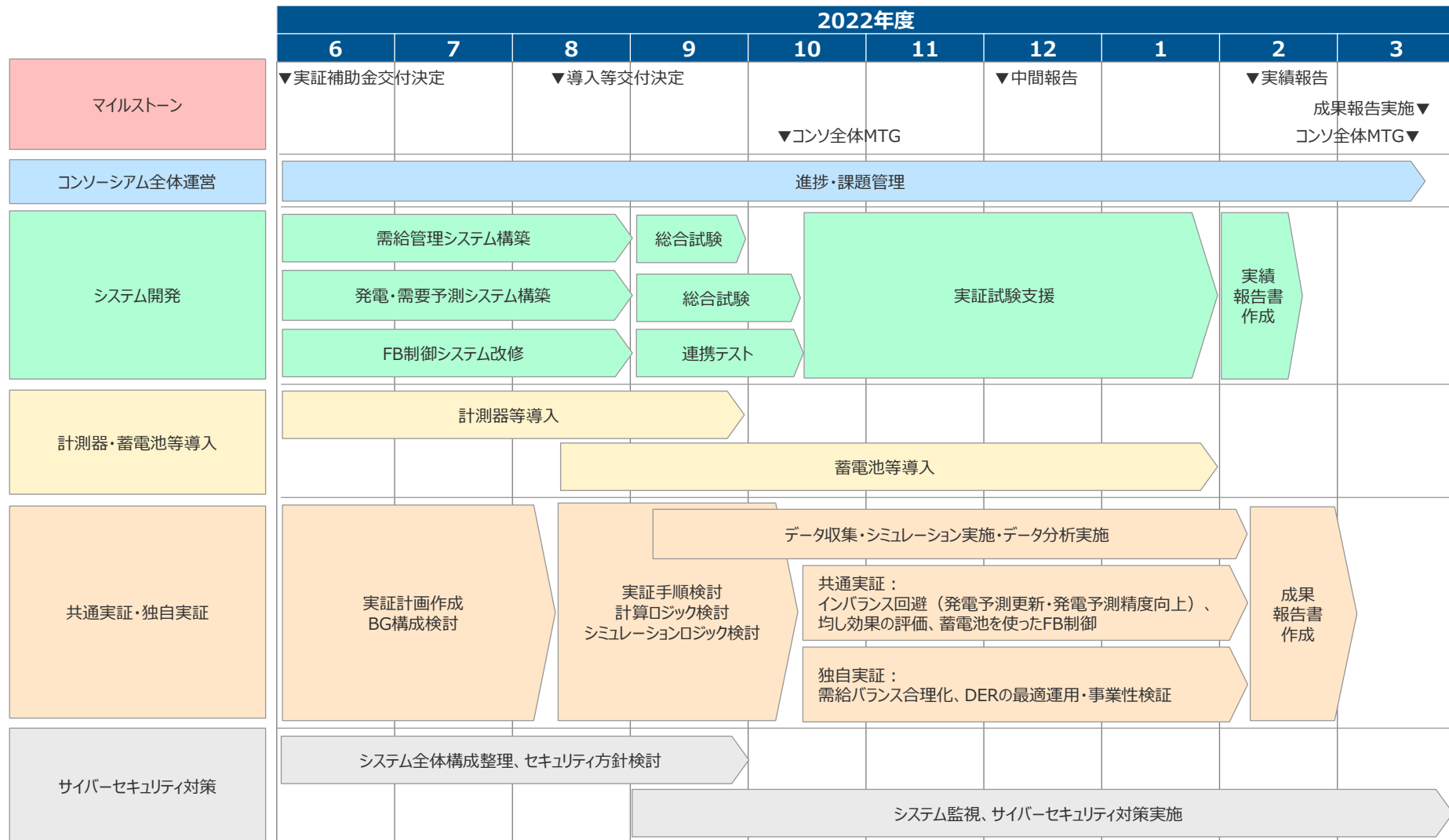
- 再エネアグリゲーションおよび発電・需要BG内に蓄電池等の柔軟性を活用し**インバランスリスク低減**
- 柔軟性として有効な蓄電池リソースのマルチユースによる利用価値の向上により**蓄電池リソースの導入促進**

再エネの**地産地消**と**調整力の運用**を組み合わせ**地域経済循環型の脱炭素化に資するBG運用モデル**を構築し、各市場を活用してFIP電源をはじめとする再エネ電源と蓄電池等の柔軟性の双方が普及する好循環を実現する





■ 2022年度の再エネアグリ実証の実施スケジュールは以下の通り。



## ■ エリア別のリソース導入・確保結果は以下の通り。

リソース名		太陽光発電		風力発電		蓄電池		電炉		水道ポンプ		空調	
電力管区		台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)
関西	実績値	5/5	4,130	/	/	2/4	625	/	/	1/3	200	1/1	35
	予定値		/4,130				/1,250				/600		/35
	仮想設定		(0)				(0)				(0)		(0)
九州	実績値	1/1	750	/	/	/	0	0/1	/78,000	/	/	/	/
	予定値		/750				(0)						
	仮想設定		(0)				(0)						
中部	実績値	4/5	22,900	1/1	22,000	3/3	4,650	1/1	130,000	/	/	/	/
	予定値		/23,100		/22,000		/4,650		/130,000				
	仮想設定		(0)		(0)		(0)		(0)				
合計	実績値	10/11	27,780	1/1	22,000	5/7	5,275	1/2	130,000	1/3	200	1/1	35
	予定値		/27,980		/22,000		/5,900		/208,000		/600		/35
	仮想設定		(0)		(0)		(0)		(0)		(0)		(0)

※カッコ内は仮想的に設定した値

※ 当初計画から差異が発生しているが、これはリソースについては余裕をもって調達しようとした結果である。実証を進めるにあたり、必要なリソースを選別し実証を行ったため、実証に対する影響はなかった。

# リソース導入・確保結果（制御対象別）

## ■ リソース種類別の導入・確保結果は以下の通り。

制御対象 再エネ等DER	新設・既設	台数	設備出力 (kW)	制御実績 (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	その他
太陽光発電 (オフサイト)	既設	7/7	20,230 /20,230 (0)	20,230 /20,230 (0)	20,230 /20,230 (0)	20,230 /20,230 (0)	20,230 /20,230 (0)	20,230 /20,230 (0)	20,230 /20,230 (0)	20,230 /20,230 (0)
太陽光発電 (オンサイト)	既設	3/4	7,550 /7,650 (0)	7,550 /7,650 (0)	7,550 /7,650 (0)	7,550 /7,650 (0)	7,550 /7,650 (0)	7,550 /7,650 (0)	7,550 /7,650 (0)	7,550 /7,650 (0)
風力発電	既設	1/1	22,000 /22,000 (0)	22,000 /22,000 (0)	22,000 /22,000 (0)	22,000 /22,000 (0)	/	/	/	/
蓄電池	新設	3/5	875 /1,500 (0)	875 /1,500 (0)	/	/	/	/	/	/
蓄電池	既設	2/2	4,400 /4,400 (0)	4,400 /4,400 (0)	4,400 /4,400 (0)	/	4,400 /4,400 (0)	4,400 /4,400 (0)	4,400 /4,400 (0)	4,400 /4,400 (0)
電炉	既設	1/2	130,000 /208,000 (0)	/	/	/	/	130,000 /208,000 (0)	130,000 /208,000 (0)	130,000 /208,000 (0)
水道ポンプ	既設	1/3	200 /600 (0)	/	/	/	/	200 /600 (0)	200 /600 (0)	/
空調	既設	1/1	35 /35 (0)	/	/	/	/	/	35 /35 (0)	35 /35 (0)
合 計	既設	16/20	184,415 /262,915 (0)	54,180 /54,280 (0)	54,180 /54,280 (0)	49,780 /49,880 (0)	32,180 /32,280 (0)	162,380 /240,880 (0)	162,415 /240,915 (0)	162,215 /240,315 (0)
	新設	3/5	875 /1,500 (0)	875 /1,500 (0)	0 /0 (0)	0 /0 (0)	0 /0 (0)	0 /0 (0)	0 /0 (0)	0 /0 (0)

※カッコ内は仮想的に設定した値

02

## 共通実証



- 本コンソーシアムの共通実証メニューは以下の通り。

実証分類		実証メニュー	
<b>共通実証①</b> 再生可能エネルギーを含む発電バランスリンググループのインバランス回避等に向けた実証	<b>After① GC前</b>	均し効果	複数の発電設備を束ねることにより均し効果を活用したインバランス量を低減する。
		発電予測更新	PV発電量の当日予測をGCに近づけ、更新頻度を上げ、発電販売計画を見直すことで発電BGにおけるインバランス量を低減する。
	<b>After② GC後</b>	系統直結蓄電池FB制御	系統直結蓄電池（模擬）のFB制御により発電BGにおけるインバランス量を低減する（小規模検証/蓄電池は実機）
		均し効果	複数の発電設備を束ねることによる均し効果を活用したインバランス量の低減を図り、FIPとしての収益性の向上を検証する。
<b>共通実証②</b> 再生可能エネルギー発電設備や蓄電池等を用いた制御等により、電力需給に応じて変動する市場取引での収益拡大に向けた検証	<b>After① GC前</b>	均し効果	複数の発電設備を束ねることによる均し効果を活用したインバランス量の低減を図り、FIPとしての収益性の向上を検討する。
		発電予測更新	当日予測の更新頻度を上げ、発電販売計画を見直すことでインバランス量の低減を図り、FIPとしての収益性の向上を検討する。
		市場価格を考慮した蓄電池制御	市場価格を考慮し、FIP電源の売電タイミングのタイムシフトによる収益性の向上をシミュレーションする。
	<b>After② GC後</b>	系統直結蓄電池FB制御	系統直結蓄電池（模擬）のFB制御により発電BGにおけるインバランス量の低減を図り、収益性の向上を検討する。
		均し効果	複数の発電設備を束ねることによる均し効果を活用したインバランス量の低減を図り、FIPとしての収益性の向上を検討する。
		市場価格を考慮した蓄電池制御	市場価格を考慮し、FIP電源の売電タイミングのタイムシフトによる収益性の向上をシミュレーションする。
<b>共通実証③</b> 需給バランスの確保のための高精度な再生可能エネルギー発電量予測技術の実証		発電予測精度向上	翌日調達および当日調達向けの発電予測精度の向上を図る。

## ➤ 複数の発電設備を束ねることにより均し効果を活用したインバランス量を低減する。

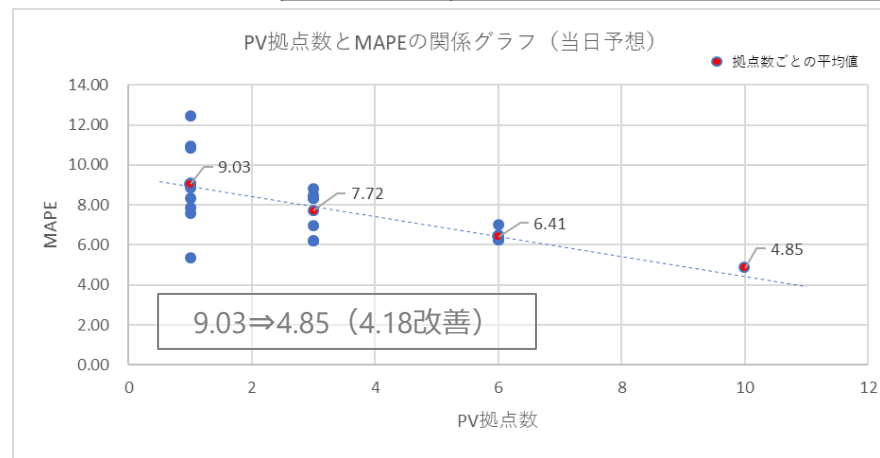
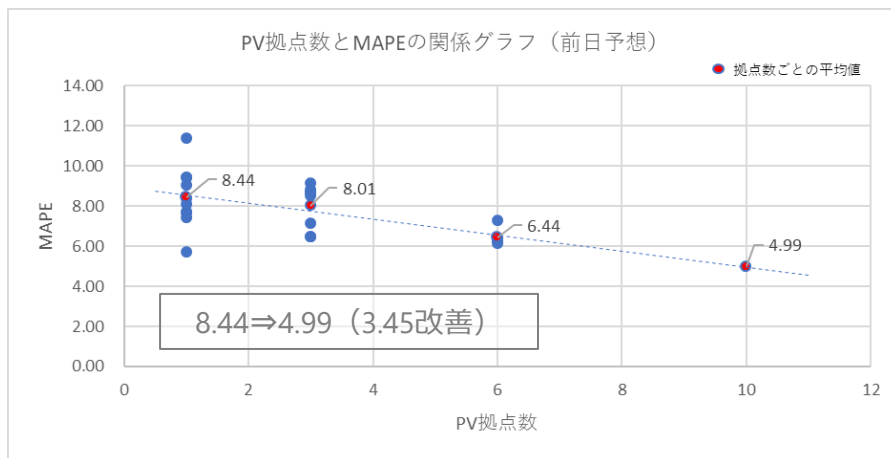
- 本実証では、10か所のPV拠点を使い実証を行っている。実証についてはBG単位で実施しているが、本コンソーシアムでは3拠点のBGと10拠点のBGを構成した実証を行っている。
- 均し効果の比較に当たっては、3拠点と10拠点のほか、単体拠点に加え、6拠点の仮想BGを想定して比較を行った。
- また、実証では前日予想と当日予想の2種類の予想パターンを使っているため、ここでも前日予想と当日予想における比較とした。

予測モデル	予測事業者の中期予測データ（78時間先まで）と短期予測データ（3時間半先まで）を使用して予測・評価を行う。
予測タイミング	前日予想は前日8:00時点のデータ利用、当日予想は各コマの1時間半前のデータ利用。
予測方法	特定のポイント（緯度・経度）を指定し、中期予測データは1kmメッシュ、短期予測データは0.5kmメッシュで計測を行う。
評価条件	評価期間は2022/10/1～2023/1/31とする。 予測精度の評価には、MAPE（平均絶対誤差率）を使う。（右参照）

### 予測精度の評価指標

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{I_t}{L} \right| \times 100$$

変数	名称
$ I_t $	PV出力予測誤差値
L	定格発電量/2（30分kWh）
N	評価対象コマ数 ※ ただし、予測値が「0」のコマを除く。



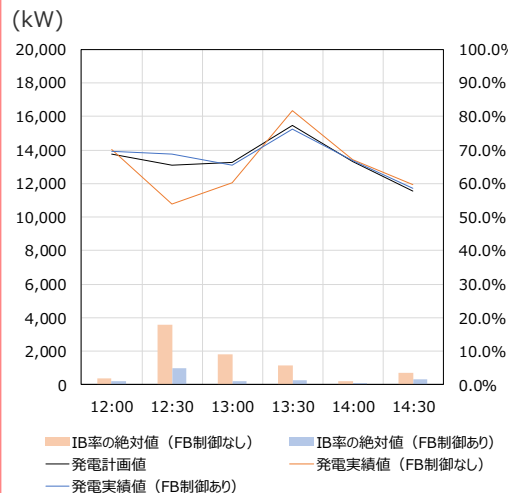
- 前日予想・当日予想のいずれも、BGのサイズが大きくなることにより誤差率は減少した。
- 今回の実証では10か所のPVを使った比較であったため、均し効果の比較結果としては大きな改善が得られたと考える。

# 【太陽光発電】 共通実証①（インバランスの低減）

- 検証内容：予測更新回数・タイミングの変化と蓄電池の制御によるインバランスの低減
- 検証対象：合計10拠点 27,780kW（関西：5拠点、4,130kW 中部：4拠点、22,900kW 九州：1拠点、750kW）
- 検証期間：2022/10/1～2023/1/31（計測機器不良による欠測および発電所の停電日等を除く）

分類	予測更新回数	発電予測タイミング	予測対象期間	発電計画への反映	蓄電池のFB制御
Before	1回/日	前日AM8時 (スポット市場前)	予測発電タイミング～72時間先	翌日発電計画の48コマ分	—
After①	30分毎	当日リアルタイム予測 30分毎	予測発電タイミング～3時間先	発電予測タイミングの4～6コマ分 (GC時間と時間前市場での取引 時間を考慮)	—
After②	同上	同上	同上	同上	蓄電池制御あり IB回避時間帯：6時から18時 SOC調整時間帯：0時から6時

## After② 実機を用いた検証（2023/1/26）



発電実績値をリアルタイムで取得し、発電計画値との乖離を蓄電池で補填するように制御した結果は左図の通り。

IB率（絶対値）\*は下表の通り。

分類	IB率（絶対値）6コマ平均
GC後IB回避制御なし	6.5%
GC後IB回避制御あり	1.7%

\*IB率（絶対値）= IB量（絶対値）÷計画値

蓄電池のFB制御によるGC後IB回避を行うことで発電計画値に対するIB率（絶対値）を平均して1.7%まで低減し、最小値では0.43%となった。また、FB制御なしの場合と比較して、IB率（絶対値）は4.8%改善した。

## 検証結果まとめ

左記の6コマ平均のIB絶対率を基に検証期間においてAfter②が実施できると仮定し、Before、After①、After②の比較検証を行った結果は以下の通り。

分類	Before	After①	After②
余剰IB量 (MWh)	225	181	91
不足IB量 (MWh)	268	243	94
余剰IB比率	23.8%	21.0%	10.6%
不足IB比率	25.6%	22.2%	8.7%

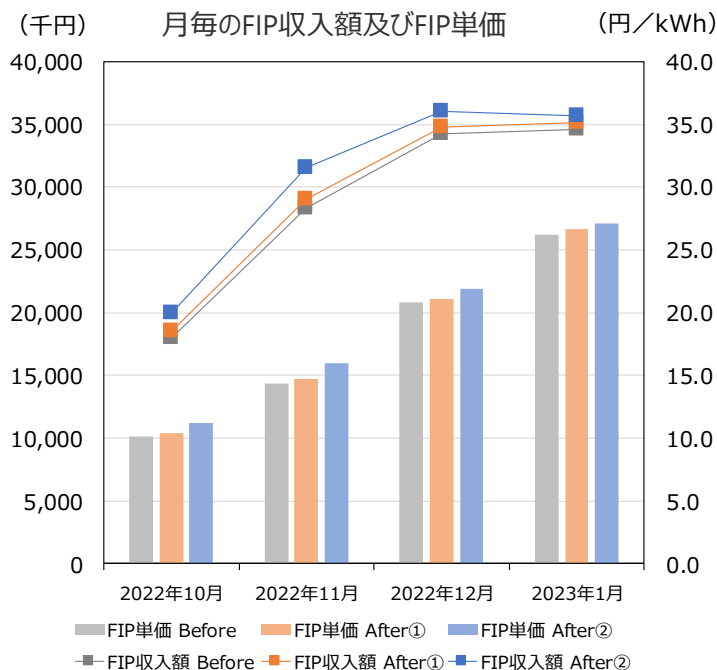
予測タイミングの更新および蓄電池の制御による各指標の改善を確認することができた。

➤ **検証内容：予測更新回数・タイミングの変化と蓄電池の制御によるFIP電源の収益性検証** ※検証期間・対象は共通実証①と同様

➤ **試算条件**

- (1) 売電収入：JEPXにおける市場取引を前提とし、JEPX取引結果よりスポット単価（エリアプライス関西）と時間前単価（平均）を利用
- (2) プレミアム収入：実証期間中に供給量実績を得ることが難しいため、2021年度の関西エリアにおける同時期のデータを参照  
「FIP制度における卸電力取引市場の価格の参照方法等を踏まえたプレミアム・収入（単価、月間・年間総額）の簡易シミュレーションツール」（2022年2月9日 資源エネルギー庁様にて公表されたツール）を用いて、非化石価値相当額0.6円/kWhおよびバランシングコスト1.0円/kWhを考慮し算出
- (3) インバランス料金損失：インバランス料金公表ウェブサイトより、関西エリアのインバランス料金単価を利用

## 検証結果まとめ



左図にBefore、After①、After②についてFIP収入額及びFIP単価を月毎にまとめた。下表には4か月間におけるFIP収入額とFIP単価をまとめた。

項目	FIP収入額 (千円)	FIP単価 (円/kWh)
Before	115,167	17.9
After①	117,636	18.2
After②	123,327	19.1

左図より、いずれの月もBefore、After①、After②の順にFIP収入額及びFIP単価が向上したことを確認した。また、4ヶ月の検証期間において、After②はBeforeと比較して8,160千円分収支が改善された。FIP単価で比較した場合、1.2円/kWh改善された。

FIP単価について、1月の単価が高くなった要因としては、プレミアム単価が10.47円/kWhであり、その他の月についてはプレミアム単価が0円/kWhである事から単価差が非常に大きくなった。

- 検証内容：発電実績値・予測値を活用した補正予測モデルの構築及び予測精度の向上を検証
- 検証対象：合計10拠点 27,780kW（関西：5拠点、4,130kW 中部：4拠点、22,900kW 九州：1拠点、750kW）
- 検証期間：訓練データ 2022/10/1～2022/12/31 ,テストデータ 2023/1/1～2023/1/31（除外日は同様）
- 評価方法：評価期間 2023/1/1～2023/1/31とし、予測精度評価は均し効果の検証同様にMAPEを利用  
 同期間において不足・余剰IB量の合計値及び不足・余剰IBの最大値、MAE（IB量の絶対値）を比較

モデル①：After①と同様

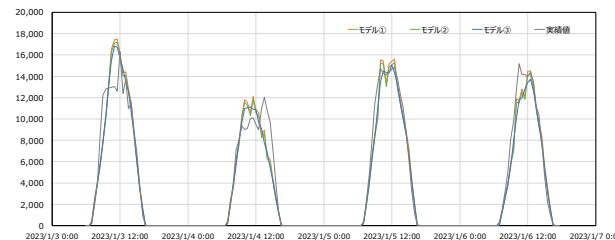
モデル②：訓練データ期間におけるAfter①の予測値と発電実績値による補正モデル

モデル③：モデル②の発電予測コマにおける前後の発電予測を考慮した補正モデル

## 検証結果まとめ

項目	モデル①	モデル②	モデル③
MAPE	4.1%	3.8%	3.6%
不足IB量 合計値 (MWh)	71	57	52
余剰IB量 合計値 (MWh)	38	46	45
MAE (IB量の絶対値)	109	103	97
不足IB 最大値 (kW)	2,939	2,787	2,591
余剰IB 最大値 (kW)	2,763	2,889	2,479

【モデル別予測値と発電実績値のグラフ】



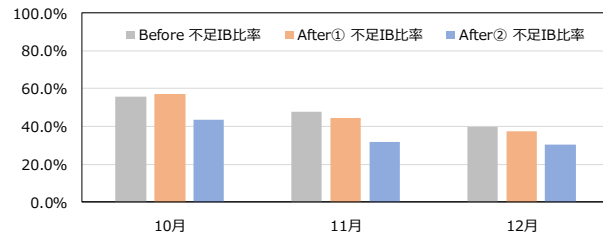
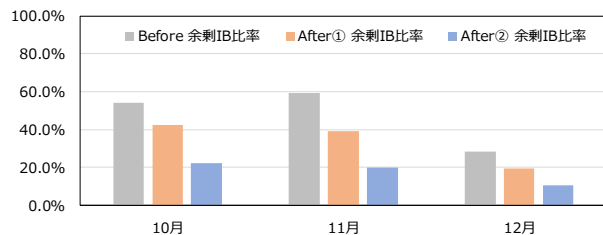
上記より、モデル③においてMAPEがAfter①よりも0.5%低下することが確認できた。また、不足IB量の合計値については19MWh減少し、余剰IB量の合計値については7MWh増加した。また、不足・余剰IBの最大値はそれぞれ408kW、284kW低下した。MAEは12MWh低下した。これらより、本補正モデルにて予測誤差の絶対量を低下することができ、FBに必要となる蓄電池出力の低下にも寄与できる可能性を示唆した。

# 【風力発電】 共通実証①（インバランスの低減）

- 検証内容：予測更新回数・タイミングの変化によるインバランスの低減
- 検証対象：中部1拠点 22,000kW
- 検証期間：2022/10/1～2022/12/31（計測機器不良による欠測および発電所の停電日等を除く）

分類	予測更新回数	発電予測タイミング	予測対象期間	発電計画への反映	蓄電池のFB制御
Before	1回/日	前日AM8時 (スポット市場前)	予測発電タイミング～72時間先	翌日発電計画の48コマ分	—
After①	8回/日	3時間ごとにデータ更新	予測タイミング～72時間先 (利用するデータは3時間分)	予測タイミングからGC前の直近6コマ分 (GC時間と時間前市場での取引時間を考慮)	—
After②	同上	同上	同上	同上	蓄電池制御あり IB回避時間帯：6時から18時 SOC調整時間帯：0時から6時

## 検証結果まとめ



風力発電におけるAfter②については、【太陽光発電】共通実証①（インバランスの低減）におけるIB率（絶対値）と同様の値を用いて検証した。Before、After①、After②の月毎の余剰及び不足IB比率は左図の通り。

また、下表に検証期間における余剰・不足IB量及びIB比率をまとめた。

分類	Before	After①	After②
余剰IB量(kWh)	288	166	88
不足IB量(kWh)	1,827	1,902	1,474
余剰IB比率	47.3%	33.5%	17.6%
不足IB比率	47.7%	46.2%	35.2%

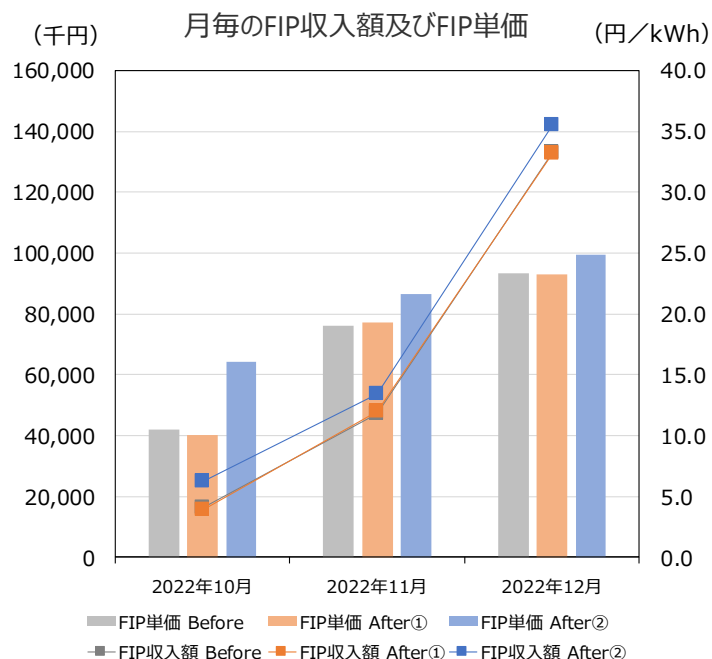
BeforeとAfter②と比較していずれの値も減少することが確認できた。

➤ **検証内容：予測更新回数・タイミングの変化と蓄電池の制御によるFIP電源の収益性検証** ※検証期間・対象は共通実証①と同様

➤ **試算条件**

- (1) 売電収入：JEPXにおける市場取引を前提とし、JEPX取引結果よりスポット単価（エリアプライス関西）と時間前単価（平均）を利用
- (2) プレミアム収入：実証期間中に供給量実績を得ることが難しいため、2021年度の関西エリアにおける同時期のデータを参照  
「FIP制度における卸電力取引市場の価格の参照方法等を踏まえたプレミアム・収入（単価、月間・年間総額）の簡易 シミュレーションツール」  
 (2022年2月9日 資源エネルギー庁様にて公表されたツール) を用いて、非化石価値相当額0.6円/kWhおよびバランシングコスト1.0円/kWhを考慮し算出
- (3) インバランス料金損失：インバランス料金公表ウェブサイトより、関西エリアのインバランス料金単価を利用

## 検証結果まとめ



左図にBefore、After①、After②についてFIP収入額及びFIP単価を月毎にまとめた。また、下表には3か月間におけるFIP収入額とFIP単価をまとめた。

項目	FIP収入額 (千円)	FIP単価 (円/kWh)
Before	196,793	17.6
After①	196,290	17.5
After②	220,819	20.9

左図より、いずれの月もBefore、After①についてはあまり収入額が増加しなかった。After②においては、BeforeとAfter①と比較しても、FIP収入額及びFIP単価が向上したことを確認した。また、3ヶ月の検証期間において、After②はBeforeと比較して24,026千円分収支が改善された。FIP単価で比較した場合、3.3円/kWh改善された。

蓄電池を用いたGC後のインバランス回避を実施することで、インバランス量の低減により、余剰IBの低減による収入の減少以上に不足IBの低減による支出の低減ができ、収支を改善することができた。



- 検証内容：発電実績値・予測値を活用した補正予測モデルの構築及び予測精度の向上を検証
- 検証対象：中部1拠点 22,000kW
- 検証期間：訓練データ 2022/10/1～2022/11/31 ,テストデータ 2022/12/1～2022/12/31（除外日は同様）
- 評価方法：評価期間 2022/12/1～2022/12/31とし、予測精度評価は均し効果の検証同様にMAPEを利用  
 同期間において不足・余剰IB量の合計値及び不足・余剰IBの最大値、MAE（IB量の絶対値）を比較

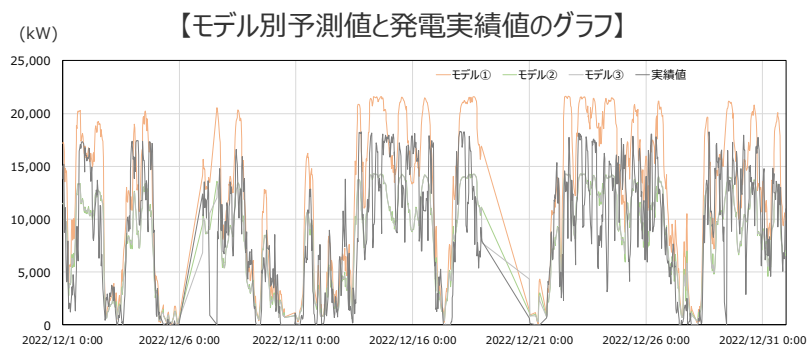
モデル①：After①と同様

モデル②：訓練データ期間におけるAfter①の予測値と発電実績値による補正モデル

モデル③：モデル②の発電予測コマにおける前後の発電予測を考慮した補正モデル

## 検証結果まとめ

項目	モデル①	モデル②	モデル③
MAPE	19.1%	12.8%	12.7%
不足IB量 合計値 (MWh)	273	86	84
余剰IB量 合計値 (MWh)	33	159	160
MAE (IB量の絶対値)	306	245	244
不足IB 最大値 (kW)	10,284	6,795	6,004
余剰IB 最大値 (kW)	3,265	5,091	4,747



上記より、モデル③においてMAPEがAfter①よりも6.4%低下することが確認できた。また、不足IB量の合計値については189MWh減少し、余剰IB量の合計値については127MWh増加した。MAEは116MWh減少し、余剰IBの最大値は1,482kW増加した一方で、不足IBの最大値は4,290kW低下した。本モデルを通じてFBに必要となる蓄電池出力の低下にも寄与できる可能性を示唆した。



03

## 独自実証

## 【検証内容】

- 翌日発電予測および当日発電予測を比較し、差分を需要BGの蓄電池の充放電により対応した場合の運用の違いについて比較

## 【実施方法】

- 翌日発電予測を作成し、当日発電予測を作成
- 翌日発電予測と当日発電予測の差分を蓄電池に指令
- 制御時間は30分間とし、1/30、2/1、2/2の合計3回実施
- 蓄電池サイズは1/30（500kW,1424.8kWh）、2/1（125kW,178.1kWh）、2/2（250kW,534.3kWh）

## 【評価方法】

- 発電BGにおけるインバランス量は予測の更新により解消されるため、蓄電池の制御と時間前市場で売買することを比較し、経済性やその他の効果について確認

## 発電予測の更新によるインバランス量の低減

各実証日の蓄電池への指示値は以下の通り。（※2/1は需要家さまのご都合により、充電出力に制約がある中で実施）

日時	当日予測更新に伴うGC前のIB回避量	蓄電池制御量	蓄電池制御量
1/30 15:30-16:00	24.5kWh（前日と比較して発電量が不足）	49kW放電指示	24.4kWh放電実施
2/1 15:00-15:30	36.2kWh（前日と比較して発電量が余剰）※	50kW充電指示	24.9kWh充電実施
2/2 14:30-15:00	38.3kWh（前日と比較して発電量が余剰）	77kW充電指示	38.4kWh充電実施

## 【放電制御】

需要を減少させることにより、発電計画の減少による時間前市場での調達費用を低減することができる。上記の場合、24.4kWh×時間前市場単価相当の調達費用を低減できる。一方、発電予測精度によっては発電BGのIB解消に寄与しない可能性もある点には留意する必要がある。

## 【充電制御】

需要を増加させることにより、発電計画の増加による非化石価値を使い切ることが可能。また、市場売電が相対で利用するか判断は市場単価との比較で決定される。一方、発電予測精度によっては発電BGのIB解消に寄与しない可能性もある点には留意する必要がある。

# 独自実証①（GC後インバランス回避：需要BG）

## 【検証内容】

- 需要BGにおいて、オンサイトPVを保有する需要家において、当日需要予測（需要計画）と受電点実績値を需要側に設置された蓄電池を想定し、需要予測値と受電点実績値の乖離を蓄電池の充放電制御によりどの程度低減できるかを確認する。

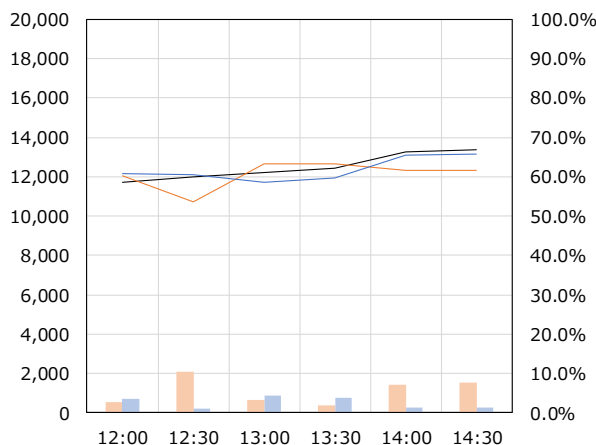
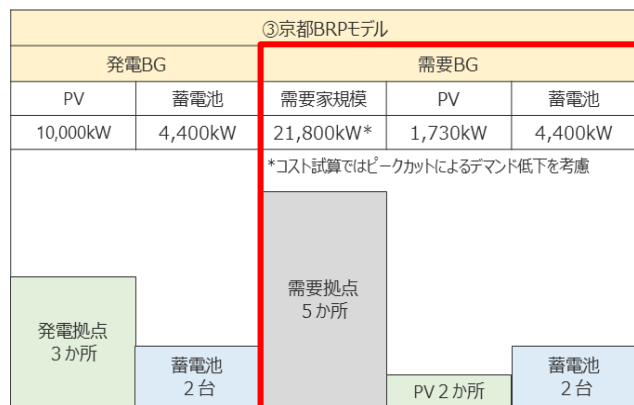
## 【実施方法】

- オンサイトPVの当日発電予測および当日需要予測（みなし需要予測）を作成し、両予測を合算した需要予測を作成
- GC後において需要予測値とリアルタイムで計測する受電点の実績値を用いて蓄電池の充放電制御によるインバランス回避を実施
- 制御時間は180分間の指令（2/9実施）
- 検証時のBG構成は下図を参照

## 【評価方法】

- 需要BGにおける計画値と実績値を用いてIB率（絶対値） = 「（需要実績値 - 需要計画値）の絶対値」 / 「需要計画値」を算出し、蓄電池のFB制御有無を比較

## GC後インバランス回避（需要BG）



分類	IB率（絶対値）平均	MAEの平均
制御なし	5.50%	786kWh
制御あり	2.56%	316kWh

- 蓄電池へのFB制御の周期は1分値としたところ、IB率（絶対値）は5.50%から2.56%に減少した。MAEの6コマ平均値は316kWhとなった。
- 需要側においては、需要調達計画と需給調整市場における基準値を連動させることで蓄電池の余力を需給調整市場等へ供出していくことも考えられる。

上図赤枠においてGC後のインバランス回避を実施。需要予測に用いるオンサイトPVの発電予測値については共通実証①のAfter①と同様。

# 独自実証②（系統直結蓄電池及び需要側蓄電池のマルチユースの検討）

- 系統直結蓄電池の利用方法として、容量市場への供出、電力卸市場を通じたアービトラージ利用と需給調整市場での利用等が考えられるため、一旦は電力卸市場と需給調整市場を介した運用を検討した。
- 系統直結蓄電池のマルチユースの方法を検討するにあたり、充電量および放電量が発電BGと需要BGの各計画や実績値に対してどのような影響を与えるかを下表の通り整理した。併せて、需要側蓄電池についても整理を行った。

ゲートクローズ前の運用

蓄電池の位置づけ		発電BG（系統直結蓄電池）				需要BG（需要側蓄電池）			
実施する制御		充電		放電		充電		放電	
計画等への影響		影響の有無	変化量	影響の有無	変化量	影響の有無	変化量	影響の有無	変化量
需要BG	需要計画	○	充電量分 増加	-	-	○	充電量+	○	放電量-
	調達計画	○	充電量分 増加	○	時間前調達量 減少*	○	充電量+	○	放電量-
	時間前市場	○	充電量分 増加	○	放電量分 減少	○	充電量+	○	放電量-
	需要実績	○	充電量分 増加	-	-	○	充電量+	○	放電量-
発電BG	発電計画	-	-	○	放電量分 増加	-	-	-	-
	販売計画	-	-	○	放電量分 増加	-	-	-	-
	時間前市場	-	-	-	-	-	-	-	-
	発電実績	-	-	○	放電量分 増加	-	-	-	-
IBへの影響について		影響なし		影響なし		影響なし		影響なし	

\*市場単価が高い場合、市場に依存した調達量が一定程度ある事を鑑みると、売電より調達量の低減を優先するものとした。

…GC前の発電BGにおける充放電の運用では、需要BG及び発電BGのどちらの計画値に反映させる必要があるかは留意が必要なものの計画値同時同量の下、運用することが可能。

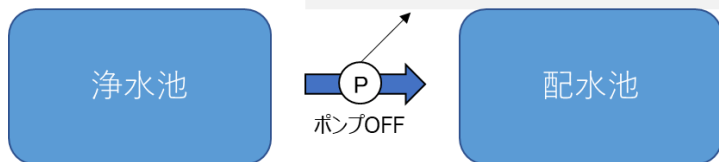
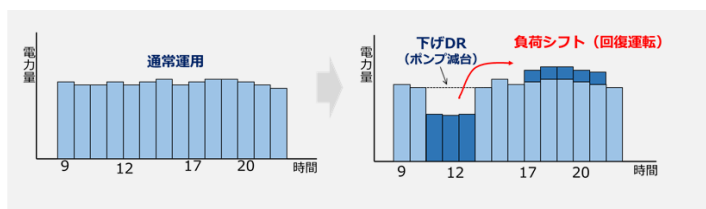
ゲートクローズ後の運用

蓄電池の位置づけ		発電BG（系統直結蓄電池）				需要BG（需要側蓄電池）			
実施する制御		充電		放電		充電		放電	
計画等への影響		影響の有無	変化量	影響の有無	変化量	影響の有無	変化量	影響の有無	変化量
需要BG	需要計画	-	-	-	-	-	-	-	-
	需要実績	○	充電量分 増加	-	-	○	不足IBの解消により 充電量分 増加	○	余剰IBの解消により 放電量分 増加
	需要側IB	○	充電量分 不足IB発生	-	-	-	-	-	-
発電BG	発電計画	-	-	-	-	-	-	-	-
	発電実績	-	-	○	不足IBの解消により 放電量分 増加	-	-	-	-
	発電側IB	-	充電量分 余剰IB発生	-	-	-	-	-	-
IBへの影響について		需要BGの不足IB量 = 発電BGの余剰IBのためIB費用は相殺される		影響なし		影響なし		影響なし	
三次②への影響について		充電は需要BGとして扱って、ネガボンストパタンにより目標値との乖離は解消可能		目標値との乖離の解消が可能		目標値との乖離の解消が可能		目標値との乖離の解消が可能	

…発電BGにおける系統直結蓄電池を用いてGC後インバランス回避のために充電制御を行う場合、計画値同時同量における運用では需要BGで不足IBが発生し発電BGでは余剰IBが発生するが、費用としては相殺される形となる。系統直結蓄電池のBG運用では、充放電制御により需要側と発電側のどちらにも影響を及ぼすため、計画値同時同量の判断においてはインバランス対象であるが、BG運用者が系統直結蓄電池等を用いてインバランスを低減する場合は実質同時同量に近い形の運用になる。

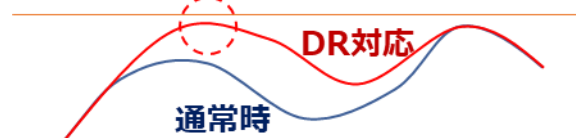
# (事例1) 水DRによる再エネアグリ調整力活用検討 (再エネアグリゲーター：明電舎)

- 再エネアグリ計画値との乖離が見込まれる場合に、水道ポンプの応動性を利用しGCまでに必要な需要の一部を創出することを確認する。なお、今年度は翌日計画でのDRとしての活用を実証する。(次ページ以降に実証データを記載)
  - ✓ 水DRの仕組みを下記で示す。DR(下げ)で浄水池から配水池への送水ポンプを停止し、停止した分の電力量がDRの調整量となる。
  - ✓ DRによって通常とは異なる水運用となり、浄水池及び配水池の水位に影響を与える。水DRでは水位を運用限界から逸脱しないように実施することが重要である。
  - ✓ DR前やDR後にDRによって変動した水位の回復運転を実施する。

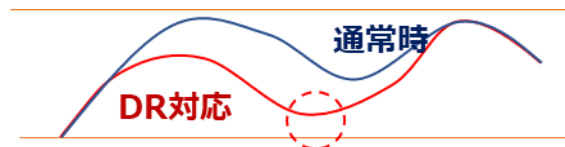


## 【DRによるリスク】

浄水池の水位が上がってしまう：運用水位上限逸脱



配水池の水位が下がってしまう：運用水位下限逸脱



## 【実証で見つかった課題と対応策】

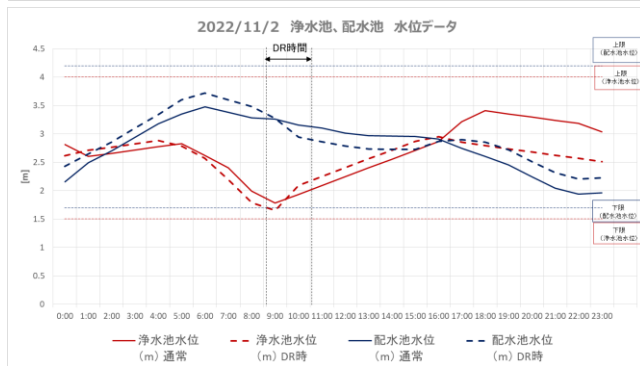
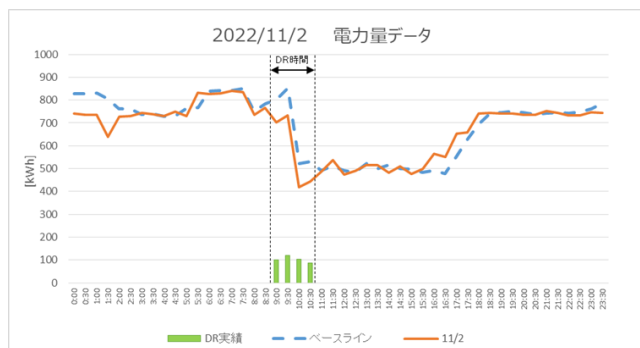
No	項目	課題	対応
1	DR継続時間	今回の実証では、2時間、2時間30分のDR継続時間であった。DRメニューによっては、「3時間継続」が要件に入ることもあるが、継続時間が長くなる分、限界水位を逸脱する可能性があるなど水運用への影響が大きくなる。	3時間継続のDRも実施し、水運用への影響を確認する。
2	ベースライン算出	今回の水道施設では、夕方の水運用が日毎に異なり、電力値がばらついてしまう。そのため、夕方のベースライン値はHigh 4 of 5を活用したベースライン予測ではばらつきが大きくなる。(実際のDR発動事例は、夕方時間帯が多い。)	High 4 of 5以外のベースライン算出方法も検討を行う。
3	ベースライン算出	DR前やDR後にDRによって変動した水位の回復運転を実施する。DR前に回復運転を実施する場合、ベースラインの当日補正時間と重なる場合があり、その場合ベースラインにズレが生じてしまう。	当日補正方法の見直し、High 4 of 5以外のベースライン算出方法検討を行う。

# (事例1) 水DRによる再エネアグリ調整力活用検討 (再エネアグリゲーター: 明電舎)

## ■ 11/2 実証結果 (数値表、グラフ)

実施日	2022年11月2日			
事業所名	京都市内の浄水場			
実施時間	9時00分 - 11時00分			
調整電力( $\Delta$ kW)	200			
調整目標量(kWh/30分)	100			
	9:00~	9:30~	10:00~	10:30~
調整量(kWh/30分)	100	119	103	88
達成率 (%)	100	119	103	88
成功判定	○	○	○	○

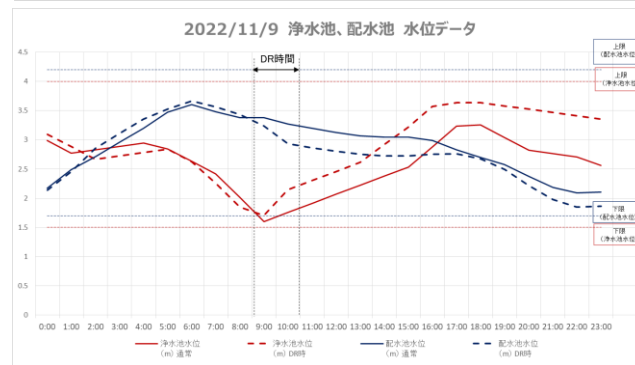
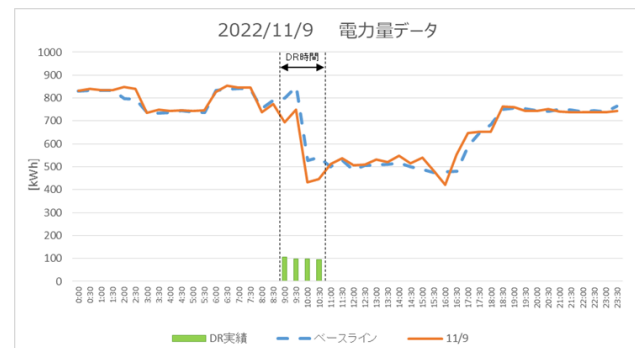
- ・2時間全コマにおいて、成功を確認した。
- ・浄水池、配水池水位を逸脱することなくDRを実施できた。



## ■ 11/9 実証結果 (数値表、グラフ)

実施日	2022年11月9日			
事業所名	京都市内の浄水場			
実施時間	9時00分 - 11時00分			
調整電力( $\Delta$ kW)	200			
調整目標量(kWh/30分)	100			
	9:00~	9:30~	10:00~	10:30~
調整量(kWh/30分)	106	98	97	95
達成率 (%)	106	98	97	95
成功判定	○	○	○	○

- ・2時間全コマにおいて、成功を確認した。
- ・浄水池、配水池水位を逸脱することなくDRを実施できた。

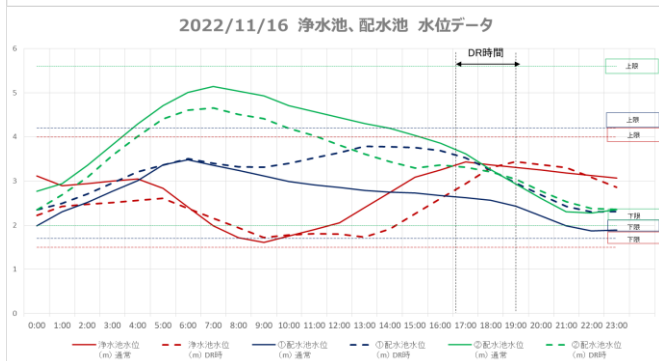
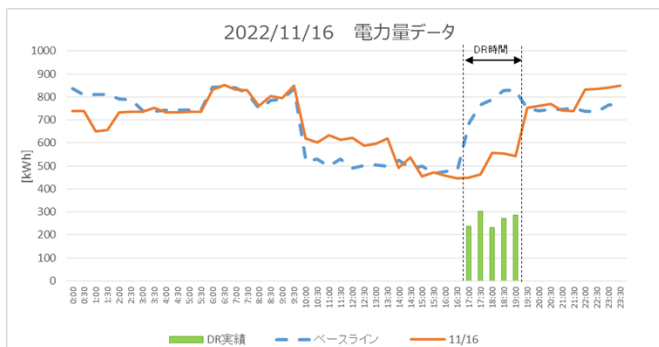


# (事例1) 水DRによる再エネアグリ調整力活用検討 (再エネアグリゲーター: 明電舎)

## ■ 11/16 実証結果 (数値表、グラフ)

実施日	2022年11月16日				
事業所名	京都市内の浄水場				
実施時間	17時00分 - 19時30分				
調整電力( $\Delta$ kW)	200				
調整目標量(kWh/30分)	100				
	17:00~	17:30~	18:00~	18:30~	19:00~
調整量(kWh/30分)	237	302	231	273	287
達成率(%)	237	302	231	273	287
成功判定	○	○	○	○	○

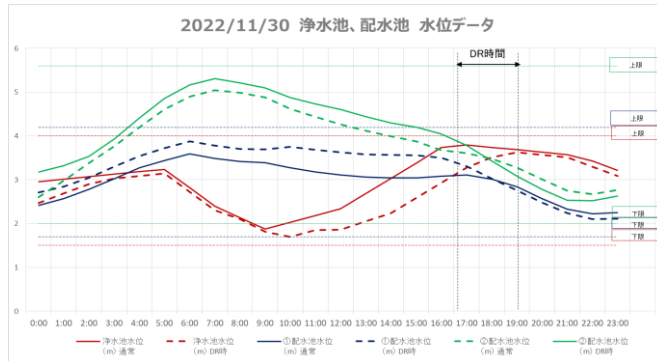
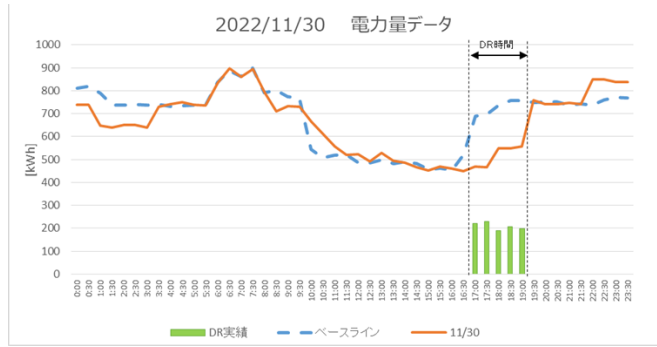
- ・2時間30分全コマにおいて、成功を確認した。
- ・達成率が200%以上と想定より大きく実績が出た。  
→水運用の都合上、追加でポンプ1台を停止したため、倍近い実績となった。
- ・浄水池、配水池水位を逸脱することなくDRを実施できた。



## ■ 11/30 実証結果 (数値表、グラフ)

実施日	2022年11月30日				
事業所名	京都市内の浄水場				
実施時間	17時00分 - 19時30分				
調整電力( $\Delta$ kW)	200				
調整目標量(kWh/30分)	100				
	17:00~	17:30~	18:00~	18:30~	19:00~
調整量(kWh/30分)	221	230	189	208	199
達成率(%)	221	230	189	208	199
成功判定	○	○	○	○	○

- ・2時間30分全コマにおいて、成功を確認した。
- ・達成率が200%以上と想定より大きく実績が出た。  
→水運用の都合上、追加でポンプ1台を停止したため、倍近い実績となった。
- ・浄水池、配水池水位を逸脱することなくDRを実施できた。





# (事例2) 電気炉による再エネアグリ調整力活用検討 (実証協力者: 東京製鐵)

目標：大容量電気炉（事業所単体で10～20万kW）の再エネ発電の変動吸収リソースおよび調整力リソースとしての社会実装

項目	2022年度	2023年度
テーマ	電気炉DRの課題把握	電気炉DRの実装に向けた改善
検討事項	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力の調整方法の検討（炉出力の抑制、炉の停止）</li> <li>電気炉の運用を考慮した最適な基準値の検討</li> <li>手動制御による三次調整力②技術要件適合性の検証</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電気炉の制御手法改善による調整力精度向上の検討</li> <li>蓄電池等の他リソースとの組み合わせによる調整力精度向上の検討</li> </ul>

## STEP1-1 電気炉運転の把握

- 計測機器を設置
- 受電点、電気炉データを分析

## STEP1-2 市場供出要件の検討

- 継続時間の検討
- 整時と電気炉稼働スケジュールの照合

## STEP2-1 基準値の検討

- 溶解工程に一定の規則性  
(本工程を制御区間とした基準値検討)

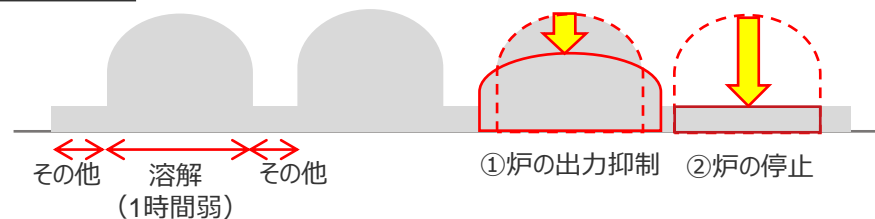
## STEP2-2 調整方法の検討

- 炉の出力抑制
- 炉の停止

## STEP3 電気炉DRの実施

- 工場の運用を踏まえたDRの実施

電気炉の出力パターン

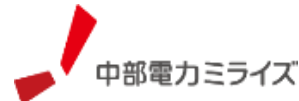


## 課題 (実証を通して解決方法を検討)

- 炉の出力抑制、停止による生産・品質・エネルギー効率への影響
- 炉単体での制御精度（他リソースとの組み合わせの検討）
- 炉以外の設備の稼働によるブレ（炉以外の設備は調整しにくい）
- 手動制御による調整力精度
- 調整力供出対象時間（DR発動対象時間、市場入札対象時間）と炉の稼働タイミングのズレ



# (事例2) 電気炉による再エネアグリ調整力活用検討 (実証協力者: 東京製鐵)



## 2022年度 実施項目

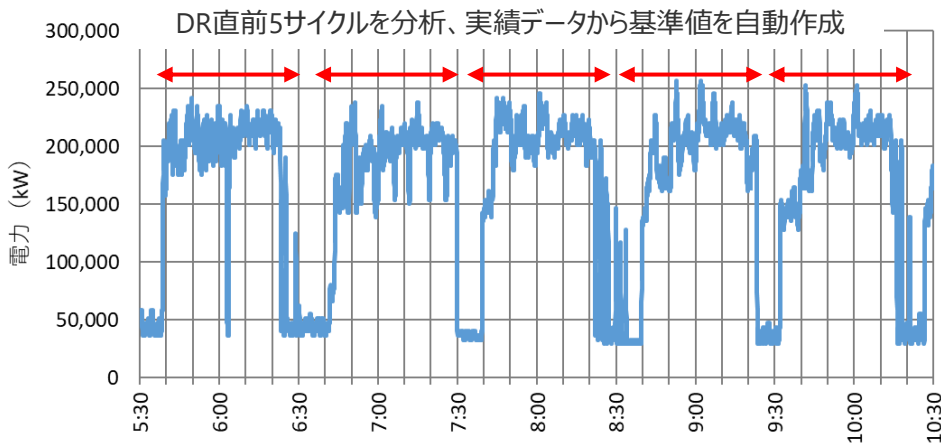
### ■ 電気炉運転の把握、基準値の検討

- ・電気炉の稼働状況を把握し、適切な応札量を検討
- ・DR当日の電気炉・生産設備稼働状況から基準値を設定
- ・電気炉の稼働パターンを鑑み、継続時間を30分に設定
- ・設定した基準値及び当日の電気炉以外の稼働状況から炉の目安出力をシミュレート
- ・炉の目安出力から設定する電圧・電流を検討し、DR実施前までに設定準備を行う

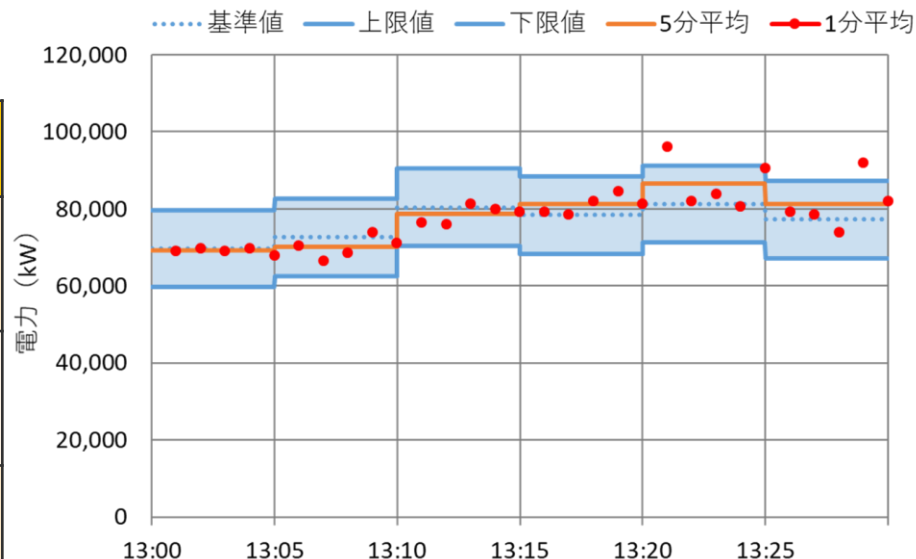
### ■ 電気炉調整方法の検討、DRの実施

- ・電気炉の設定電圧・電流の調整によるDRを検討
- ・0%指令、100%指令を想定したDR実験を3回実施
- ・高い達成率だが、調整精度向上のための課題が顕在化

実験項目	実施日	達成コマ	備考
0%指令値 (1回目)	2022年12月13日	5/6	初実験で炉の制御性を確認 DR開始時刻と炉運転開始時刻の調整が課題
0%指令値 (2回目)	2023年1月17日	5/6	1回目課題解決のため、DR実施前に材料投入量を調整 DR開始時刻に合わせて炉稼働
100%指令値	2023年2月7日	6/6	安定した炉制御を実現 DRによる生産遅延が課題



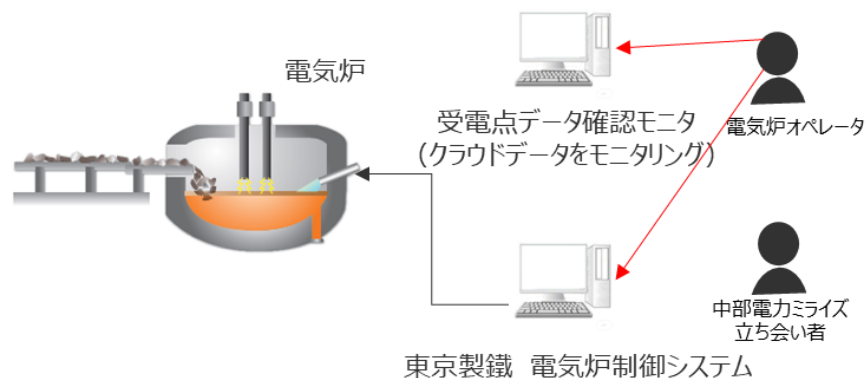
### 2023年2月7日 100%指令値実験



## 電気炉DRを導入・普及させる上での課題

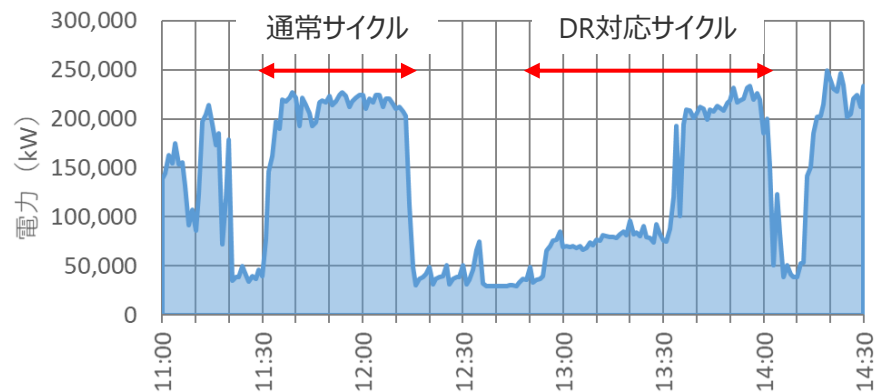
### ■ 電気炉調整精度の更なる向上

- ・現状は受電点データを監視しながら電気炉の電圧・電流を制御システムへ手動設定することにより出力を調整
- ・受電点データ、電気炉データを元に自動制御するシステム構築も視野に入れ、調整精度の向上を目指す



### ■ 生産影響・エネルギー効率の把握

- ・0%指令値、100%指令値への対応により生産時間の増加と炉の効率低下による増エネルギーが定性的に確認されている
- ・当影響を定量的に把握することにより、三次調整力②へ供出
- ・他電気炉への横展開を考慮し、増コスト・増エネ分を補填するようなトレードオフを解消する仕組み作りが必要



## 2022年度実施結果を加味した、「2023年度実施予定項目」

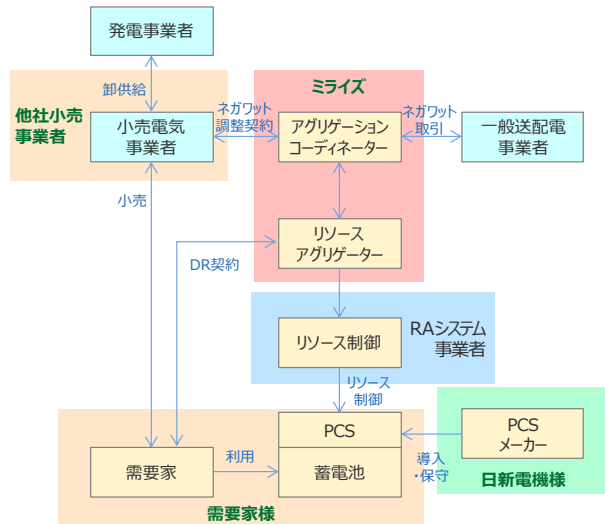
テーマ	電気炉DRの実装に向けた改善
検討事項	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 電気炉制御システム構築を視野に入れた、電気炉の制御手法改善による調整力精度向上の検討</li> <li>・ 生産影響・エネルギー効率の定量化による、三次調整力②導入の経済性・環境性評価</li> <li>・ 蓄電池等の他リソースとの組み合わせによる調整力精度向上の検討</li> </ul>

# (事例3) 蓄電池システムの遠隔制御とシステム連携方式の検討 (実証協力者: 日新電機)

- 再生可能エネルギーの変動吸収のための調整力として、日新電機製PCSを搭載した蓄電池システムの活用を目指し、遠隔制御のためのシステム連携方式の検討を行った

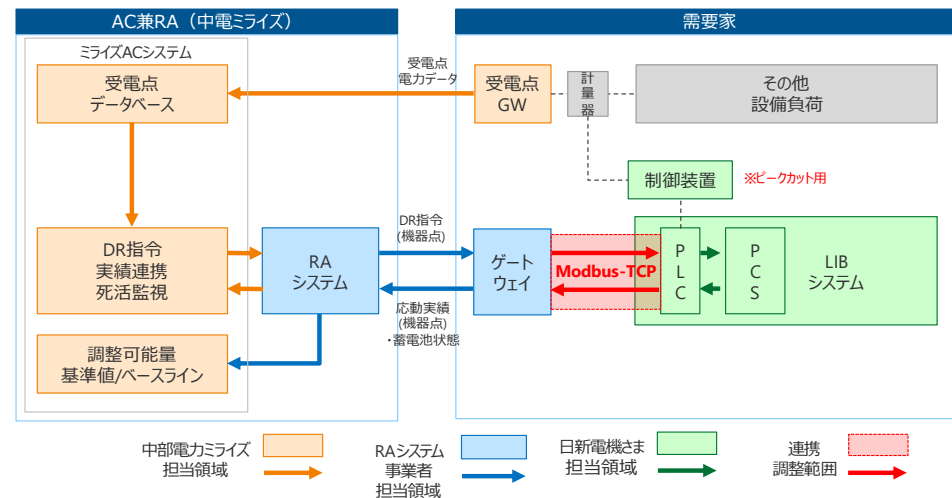
## 【検討①】実用化体制の想定

- 実用化に向けたDRサービス提供体制を検討



## 【検討②】システム方式および通信IF調整

- 遠隔制御のシステム全体構成を検討
- 連携IF仕様の差異確認と対応方針を検討



- 2022年度の実施内容と2023年度の予定は以下のとおり

### 2022年度

1. 実用化に向けたDRサービス提供体制と役割分担の検討を実施
2. 遠隔制御のシステム全体構成を検討し、実用化体制の想定に基づき担当領域の定義を実施
3. ゲートウェイとPLC間のIF仕様のFit & Gapを行い対応方針の検討を実施
4. 蓄電池の設置場所候補の現地調査を行い、設置場所を決定するとともに、受電点電力計測機器を設置
5. 実証の方針を検討し、蓄電池のスペックを決定

### 2023年度

1. 蓄電池の導入
2. 蓄電池の遠隔制御試験
3. 実用化を念頭に置いた実証シナリオの設定
4. シナリオに基づいた実証の実施

# (事例4) 再エネ発電の変動吸収を目的としたEV調整力活用 (実証協力者: エムケイ)

- 再生可能エネルギーの変動吸収を目的として、EV調整力活用の実用化課題に対する解決策を検討するため、エムケイより提供を受けた急速充電器の実運用データ分析を実施した

## EVの調整力活用実用化に向けた課題

電気料金型DR活用

需要連動の充電料金メニューを提供する事業スキームの構築

インセンティブ型DR活用

EVは常に充電器/充放電機に接続しているわけではないため、少なくとも常時何台か接続中となる数のEVを必要とする

接続中のEV状態(未充電/充電中/満充電)や接続機器の種類(普通/急速、充電のみ/充放電)を考慮したDR可能量およびベースラインの予測手法を確立する必要がある

多数のEVをアグリゲートするRA (リソースアグリゲーター) を担う企業を必要とする

調整力対価の精算方法。特に充電器/充放電機とEVの所有者が異なる場合。

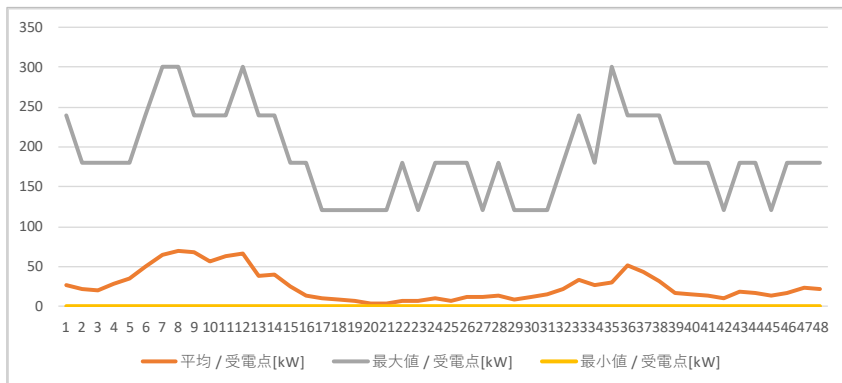
## 今回の取り組み

① 事業用に運用されている急速充電器の運用データを計測するための計測機器を設置し、計測データの分析による課題の抽出と実用化シナリオの検討

② 急速充電器の遠隔による取得情報(接続中のEV状態等)活用方法の検討

③ 充足充電器の運用データと接続中EV状態情報から、DR可能量とベースラインの予測方法の検討

【30分コマごとの充電電力合計(急速充電器×2) EV最大50台】



実施結果と課題

- タクシーという業種特性として、朝夕の交代時間帯に充電が必要であり需要が集中することが分かった。このため自家用EVとは異なり、電気料金型DR活用よりも、EVタクシーはインセンティブ型DR活用の方が適していると考えられる。
- 充電器がフル稼働中は調整ポテンシャルが大きいものの、交代前の朝夕を除き需要ゼロとなる場合も多く、インセンティブ型DR活用するには、より多くの充電器およびEVをアグリゲーションする必要がある。
- 対象となる急速充電器が需要家資産でないことから、導入事業者から外部通信仕様の開示を受けられず、③の検討を実施出来なかった。今後EVを調整力として活用するためには、外部通信仕様が開示されている製品を優先的に導入することが望ましい。

**04**

## **全体を通じて得た知見、及び残る課題**

余剰IBと不足IBがアンバランスになることによるFIP収入額に与える影響については、発電予測値を一定間隔ごとに平行移動させることで仮想的にアンバランスな状況を模擬することで、FIP収入額に与える影響について検証した。FIP収入額の試算にあたり、「翌日発電予測 ⇒ スポット市場取引 ⇒ 当日発電予測 ⇒ 時間前市場取引 ⇒ インバランス精算」の流れで収支計算を行った。

検証対象：共通実証と同様（太陽光発電を対象）

検証方法：平行移動の間隔100kWh刻み、-500kWh～+500kWhにおける11パターンで発電予測値を作成

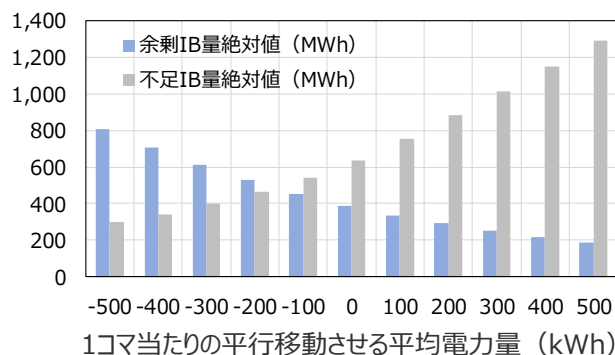
但し、元の発電予測値が0kWの場合は、0kWのままとし、発電予測値を平行移動させた値が負の値をとる場合は0kWとした。

評価方法：本変化によるFIP収入額（プレミアム収入除き）について比較

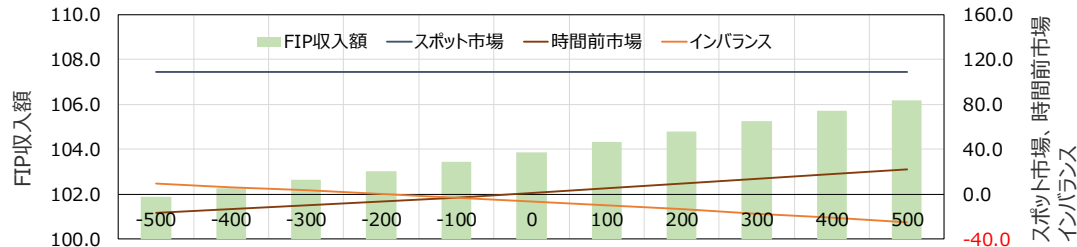
## 余剰IBと不足IBがアンバランスになった場合のFIP収支額に与える影響

発電予測値を並行移動させることで、発電予測値が過小予測値、過大予測値になったことによる、余剰IBと不足IBのバランスについては下図（左上）の通り模擬した場合のFIP収入額の影響（下図右上）は以下の通りとなった。

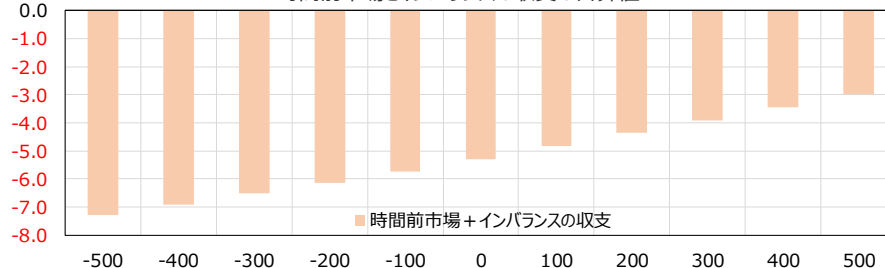
(MWh) パターン別の余剰IBと不足IB量の絶対値の変化



(百万円) 余剰IBと不足IBのバランスを変化させた場合のFIP収入額への影響

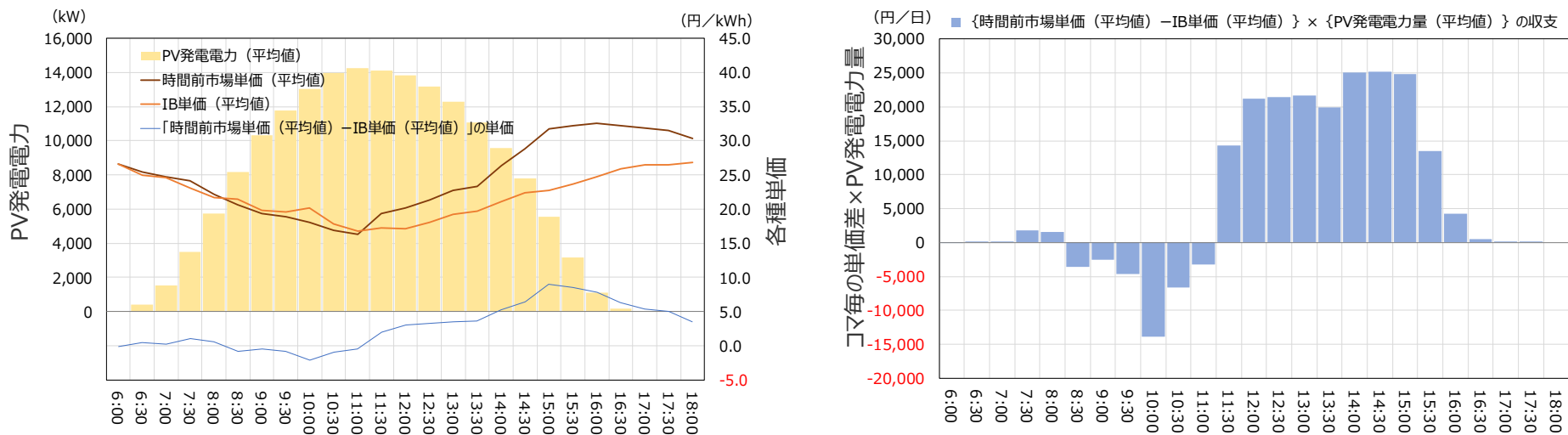


(百万円) 時間前市場とインバランスの収支の合算値



FIP収入額としては当日予測更新により**不足IB量が増加する方がFIP収入額が増加する結果**となった。これは右図（下段）の時間前市場とインバランスの収支の比較から、時間前市場で売電し、不足インバランスで精算することが収支上良くなるためであり、FIP事業者の運営としては広域予備率次第ではあるが、不足IB側にインセンティブが乗る状況と考えられる。

不足IB量が増加するほどFIP収入額（プレミアム収入除き）が向上する件について、PV発電電力、時間前市場単価、とIB単価を用いて考察する。いずれに値も検証期間における平均値を算出し以下の通り整理した。



上図より、時間前市場の単価（平均値）の方がIB単価（平均値）よりも基本的には高い状況であり、30分単位の {時間前市場単価（平均値） - IB単価（平均値）} をPV発電電力量乗じた値は上図（右）であり、この値とPV発電電力量を用いて加重平均単価を算出したところ+1.8円/kWhとなった。

## インバランス制度の課題について

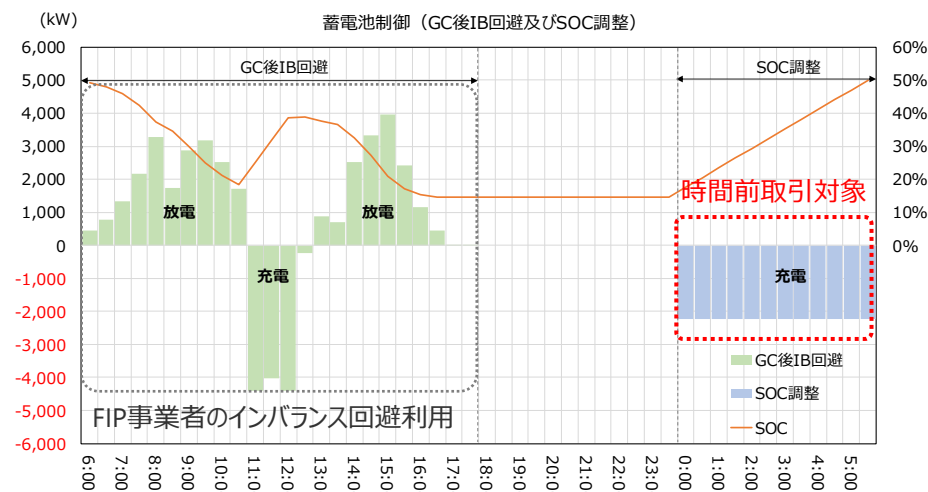
- 検証期間においては、**発電時間帯の加重平均単価が時間前市場単価の方がIB単価と比較して1.8円/kWh高い状況**のため、時間前市場で売電し不足IBにて精算する運用が、FIP収入額の収益性を改善することにつながることを理由と考えられる。
- 一方、**FIP事業者すべてがこのような行動をした場合、供給力不足の状況となりやすい状況にもつながるため、時間前市場単価とIB単価の関係性はIB制度上の課題**と考えられる。但し、広域予備率次第ではIB単価も上昇するため、広域予備率が低下しにくい状況下での問題として位置づけられると考える。現状限られた期間での検証のため、本件は通年で比較し確認する必要がある。



共通実証②（PV）のGC後インバランス回避のために蓄電池を制御する場合以下のSOC制御が蓄電池を運用する事業者が発生する。

運用項目	事業者	内容	余剰IB発生	不足IB発生
GC後インバランス回避	FIP事業者	インバランス回避	余剰IB低減	不足IB低減
	蓄電池事業者	充放電制御	充電によるIB低減	放電によるIB低減
SOC制御 (上記に伴い発生)	蓄電池事業者	充放電制御	IB低減分の放電	IB低減分の充電
		時間前市場取引	放電に伴う売電	充電に伴う買電

上記運用における10/5の蓄電池の制御例を以下に示す。



共通実証②のFIP収入額においては上図の赤枠の費用は計上していない。本来はインバランス回避において必要な経費であるため、本費用（放電の場合は収入）を加味した試算結果は右表の通り。本試算においては充放電ロス分も考慮して実施した。

## 検証結果まとめ (検証期間: 2022/10-2023/1)

項目	FB制御前	FB制御後
余剰IB収入	14,449	7,343
不足IB支出	▲ 20,665	▲ 7,868
インバランス料金損失	▲ 6,215	▲ 525
GC後IB回避の収支改善効果	5,690	

GC後IB回避に係る費用 (千円)	
時間前市場 売電収入 (放電収入)	4,580
時間前市場 買電費用 (充電費用)	▲ 10,591
充放電コスト	▲ 6,011

IB回避時間帯（6時～18時）、SOC調整時間帯（0時～6時）に固定した運用では、**充放電コストがGC後IB回避の収支改善効果を上回る**形となった。充放電コストを低減するためには、**SOC調整期間のタイミングを時間前市場単価の予測に基づき経済性が高いタイミングで実施**することが必要となる。また、**GC後IB回避と併せて調整力利用**などを検討していく必要がある。



■ 共通実証を通じた課題と解決策は以下の通り。

	課題	解決策
技術面	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光発電予測については、1月の積雪時に太陽光発電出力が0になるケースが発生した。</li> <li>● 風力発電予測について、太陽光発電と比較して予測誤差が大きく、また、翌日予測と当日予測について予測精度の向上を図れていない。</li> <li>● 蓄電池を用いたGC後IB回避におけるマルチユースを想定した場合、GC後IB回避を行うための出力・容量を確保するかの判断指標が無い。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 積雪等の影響については、気象予報や発電実績値補正等を発電予測に反映する必要がある。</li> <li>● 風力発電の運用スケジュールによって停止する風力発電もあることから、風向・風速等だけでなく、稼働情報についても予測に反映する方法を検討する。</li> <li>● 蓄電池のマルチユースを見据え、発電予測値に信頼度情報を付与した運用を検討していく必要がある。</li> </ul>
収益面	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電予測を当日更新のみで対応したとしても一定程度のIBが発生するため、FIP事業者への収益性の向上にはIB料金損失を低減する方策が必要。</li> <li>● FIP事業者に対してGC後IB回避を提供した場合、系統蓄電池を運用する事業者の蓄電池の充放電コストがGC後IB回避によるIB料金損失の低減額を上回る。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 系統蓄電池を用いてGC後IB回避をFIP事業者に提供することにより、FIP事業者の収益性を向上することが可能。</li> <li>● 系統蓄電池を運用する事業者は、GC後IB回避に用いた充放電量を補填するSOC調整を市場価格等を踏まえ適切に運用する必要がある。また、GC後IB回避と併せて調整力の運用等のマルチユースにより、蓄電池事業者の収益性を向上を図る必要がある。</li> </ul>
制度面	<ul style="list-style-type: none"> <li>● FIP収入額において、時間前市場の平均単価を用いた試算では、発電予測値を変化させることで余剰IBと不足IBの発生割合を変化させた場合、不足IBを出す方がFIPの収益性が向上することが確認された。広域予備率に余裕がある場合、現状ではIB単価と時間前市場の単価の関係性から、IBがBG運用のペナルティとしての機能が果たされていない可能性がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● IBを低減するインセンティブが働きにくい状況のため、IBの単価について、時間前市場とIB単価の関係性を見直す等が考えられる。また、インバランスを低減することへのインセンティブを設定するなどが考えられる。</li> </ul>

05

## 今後のビジネス展開

- 各種サービスのビジネス展開は下記の通り。2024年度からサービス展開を目指す。

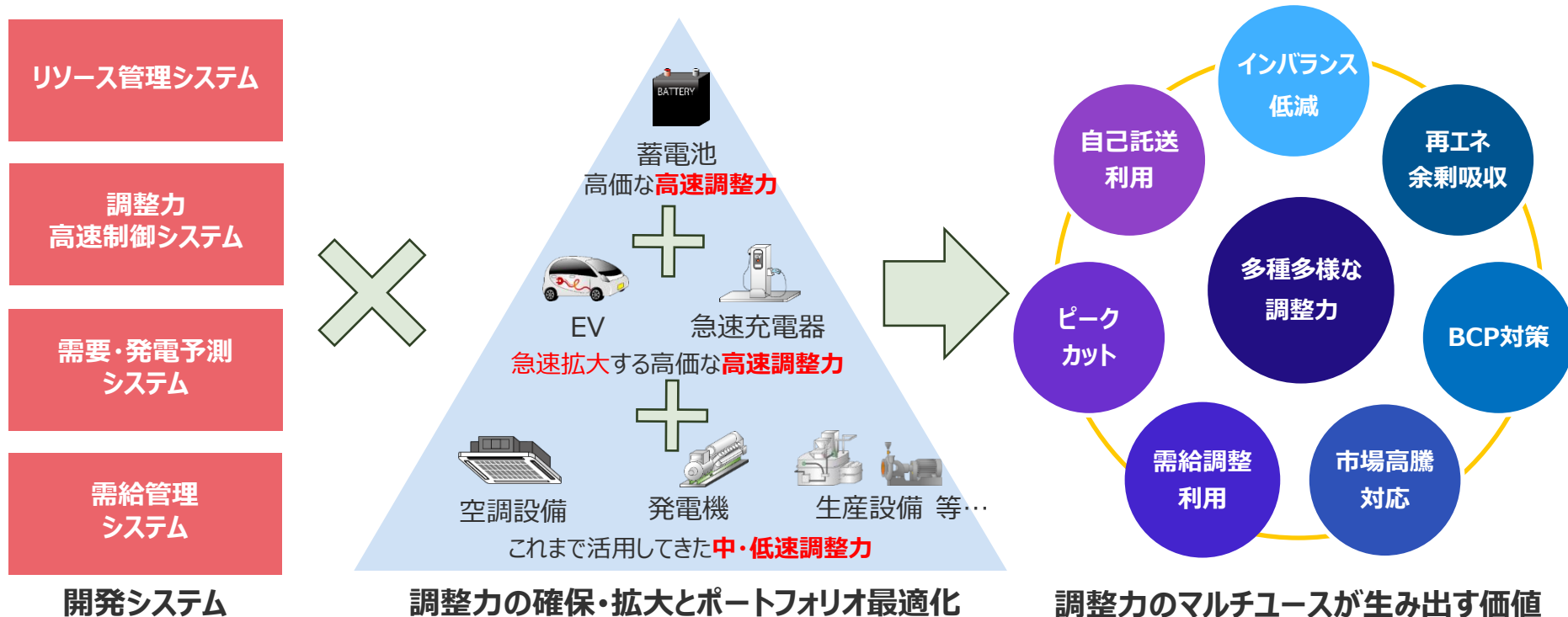
#	展開サービス	サービス内容
1	再エネ自己託送支援サービス	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネの自己託送を行う需要家に対して需要・発電計画の運用アウトソーシングを提供するサービス</li> </ul>
2	発電インバランス回避サービス	<ul style="list-style-type: none"> <li>系統蓄電池を活用し、小売に対して発電BGのGC後インバランス回避を提供するサービス</li> </ul>
3	再エネアグリゲーション運用支援サービス	<ul style="list-style-type: none"> <li>他エリアの小売に対して卒FITやFIP電源のアグリゲーション運用の仕組みをクラウドサービスとして提供するサービス</li> </ul>

2024年度サービス展開を目指す

- 各種サービス展開に向け連携が必要となる社内外・グループ会社との現在までの連携状況および今後の連携予定は下記の通り。

#	連携先	区分	進捗	現在までの連携状況・今後の連携予定
1	自治体	社外	連携中	<ul style="list-style-type: none"> <li>自治体の抱える脱炭素に向けた課題の抽出および立案を洗い出しや調整力を活用した地域脱炭素モデルの検討を実施。</li> <li>自治体と同調して地域内の企業や需要家に対する連携に向けた調整を実施。</li> </ul>
2	学術機関	社外	連携中	<ul style="list-style-type: none"> <li>地域内の蓄電池最適運用のための需要カーブ分析や効率的な調整力の供出のため、エネルギー使用傾向の分析、最適制御ロジックの検討を実施</li> </ul>
3	再エネ発電事業者	社外	今後連携予定	<ul style="list-style-type: none"> <li>再エネ発電設備の導入および既設設備のアグリゲーションに向けた調整を実施予定。</li> <li>実用化に向けた検討（ビジネスモデル、体制）を実施予定。</li> </ul>
4	系統運用者	社外	今後連携予定	<ul style="list-style-type: none"> <li>調整力の市場取引（需給調整市場・容量市場）に関する調整を実施予定。</li> <li>託送供給および電力量調整供給に関する契約調整を実施予定。</li> </ul>
5	小売事業者	社外	今後連携予定	<ul style="list-style-type: none"> <li>実用化に向けた検討（ビジネスモデル、体制）を実施予定。</li> </ul>
6	需要家	社外	連携中	<ul style="list-style-type: none"> <li>実用化に向けた検討（ビジネスモデル、体制）を実施予定。</li> </ul>
7	リソースベンダ	社外	連携中	<ul style="list-style-type: none"> <li>実用化に向けた検討（リソース制御方法、ビジネスモデル、体制）を実施予定。</li> <li>対象ベンダを拡大していく予定。</li> </ul>
8	リソース制御事業者	社外	連携中	<ul style="list-style-type: none"> <li>各蓄電池ベンダを遠隔制御するためのシステム連携調整を実施。</li> </ul>
9	工事施工業者	社外	連携中	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄電池導入のためのシステム設計（設備運用・制御・監視）を実施。</li> </ul>
10	コンサル	グループ会社	連携中	<ul style="list-style-type: none"> <li>地域内の需要家向けに蓄電池導入に関する分析および提案で連携を実施。</li> </ul>

- 再エネ電源は天候に左右される不安定電源であるため、再エネ拡大には変動を吸収する調整力が必要不可欠である。
- 各開発システムにより様々な調整力を容量市場、需給調整市場、ピークカット利用、インバランス回避、経済DR、アービトラージ等の中で最も経済的価値が高くなるように活用する、マルチユースサービスを展開することにより、調整カリソース拡大を目指す。





中部電力ミライズ