



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 成果報告書(公開版)

交付決定番号:SII-BVA220-01-220601100101-A (株式会社エナリス)

事業名称:再エネ主力電源化に向けたDER活用電力システム構築実証事業

令和5年3月

コンソーシアムリーダー:株式会社エナリス

再エネアグリゲーター:株式会社エナリス、東邦ガス株式会社、三菱HCキャピタルエナジー株式会社、
自然電力株式会社

実証協力事業者:戸田建設株式会社、JREオペレーションズ株式会社、株式会社レノバ、
会津電力株式会社、電源開発株式会社、シエルジャパン株式会社、
東急不動産株式会社、ハンファQセルズジャパン株式会社、
東芝三菱電機産業システム株式会社、SMFLみらいパートナーズ株式会社、
損害保険ジャパン株式会社、SOMPOリスクマネジメント株式会社

1. 事業概要

1-1. 事業概要

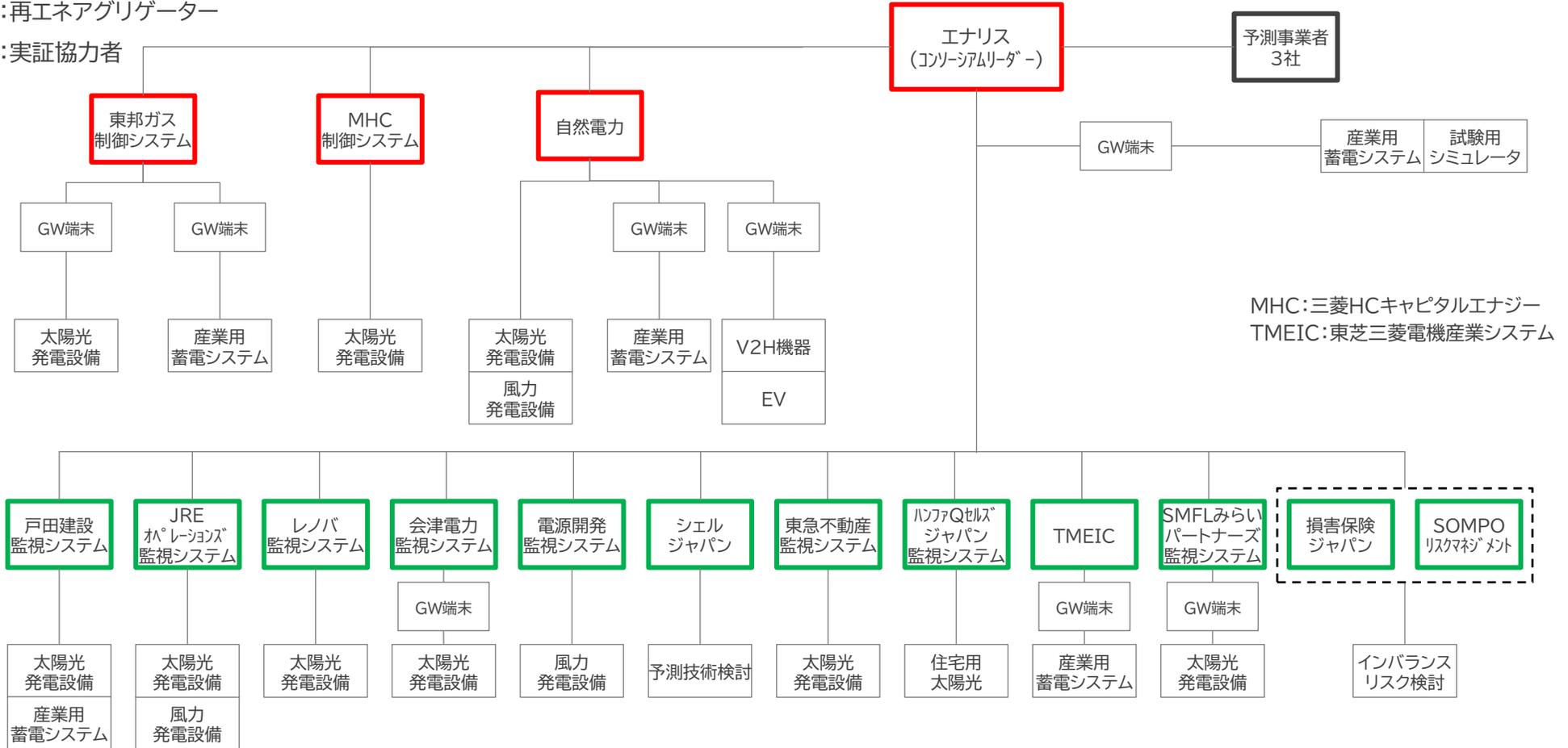
本実証事業では、16社でコンソーシアムを組成し、これまで実施してきた内容をさらに発展させ、再エネアグリゲーションに必要なプラットフォーム機能の充実や収益化に繋げるための技術面、運用面の検討を実施する。

事業名	再エネ主力電源化に向けたDER活用電力システム構築実証事業	
コンソーシアムリーダー	株式会社エナリス	
再エネアグリゲーター	株式会社エナリス、東邦ガス株式会社、三菱HCキャピタルエナジー株式会社、自然電力株式会社	
実証協力者	戸田建設株式会社、JREオペレーションズ株式会社、株式会社レノバ、会津電力株式会社、電源開発株式会社、東急不動産株式会社、シエルジャパン株式会社、ハンファQセルズジャパン株式会社、東芝三菱電機産業システム株式会社、SMFLみらいパートナーズ株式会社、損害保険ジャパン株式会社、SOMPOリスクマネジメント株式会社	
実証地域	東北エリア、東京エリア、中部エリア、関西エリア、九州エリアを中心とした全エリアを対象	
発電/制御設備	太陽光発電所(野立て、屋根置き)、風力発電所、産業用蓄電システム	
実証内容	【共通】インバランス回避実証:	<ul style="list-style-type: none"> ■ 発電量予測タイミング(通年でのFIP収益性・インバランス評価) ■ BG組成の検証(FY21開発のBG組成ロジックの更なる発展) ■ 蓄電池によるインバランス回避(制御ロジック改善、最適容量比検証)
	【共通】市場取引での収益拡大に向けた検証	■ 収益性改善に向けた取り組み(制御ロジック改善、最適容量比検証)
	【共通】再エネ発電量予測技術実証:	<ul style="list-style-type: none"> ■ 再エネ発電予測技術改善(野立てPV、風力、住宅用PV) ■ アンサンブル気象予報導入による予測精度検証等
	【独自】需給一体調整に関する検証:	■ 発電側及び小売側システム連携による最適な運用ロジックの検討等
	【独自】インバランスリスクに対するリスクファイナンスの検討:	■ 再エネアグリ事業のリスク整理、保険を含むリスクファイナンス手法の検討等
【独自】事業性シミュレーターの検討	■ 再エネアグリ蓄電池の経済性を試算するシステム検討・構築	
目的	上記各実証を通じて、再エネアグリゲーションに必要な知見・技術の獲得と、実ビジネスを想定したアグリゲーターとしての運用検討を行うとともに、需給一体調整に向けたシステム構築を目指す。	

1-2. 実施体制図(16社体制)

□:再エネアグリゲーター

□:実証協力者



MHC:三菱HCキャピタルエナジー
TMEIC:東芝三菱電機産業システム

1-3. スケジュール

おおよそ当初の計画通りに実証を完了

1Q			2Q			3Q			4Q																				
'22.6			7			8			9			10			11			12			'23.1			2			3		
上	中	下	上	中	下	上	中	下	上	中	下	上	中	下	上	中	下	上	中	下	上	中	下	上	中	下	上	中	下
<p>【共通①③】再エネ発電量予測技術実証</p> <p>アンサンブル予測導入効果検証・予測精度向上対応 予実評価(野立てPV、屋根上PV、風力)(※22年2月～23年1月の通年データで評価を実施) FY21実証終了後、22年2月以降もエナリスコンソ独自で継続してデータ取得中</p>																													
<p>【共通①】インバランス回避実証</p> <p>BGならし効果検証(※22年2月～23年1月の通年データで評価を実施) FY21実証終了後、22年2月以降もエナリスコンソ独自で継続してデータ取得中</p>																													
BG組成ロジックの改善										<p>発電所併設ESS制御によるインバランス回避</p> <p>発電所併設ESSを活用した収益最大化技術検証</p>																			
<p>【共通②】市場取引での収益拡大に向けた検証</p>																													
<p>【独自①】需給一体調整に関する検証</p>																													
<p>【独自②】保険を含むリスクファイナンス手法の検討等(机上)</p>																													
<p>【独自③】事業性シミュレーターの検討</p>																													
各システム開発・改修																													
再エネ発電設備導入・機器設置等																													
コンソーシアム サイバーセキュリティ対策																													

報告書作成

1-4. リソース導入計画・確保結果

発電設備内訳

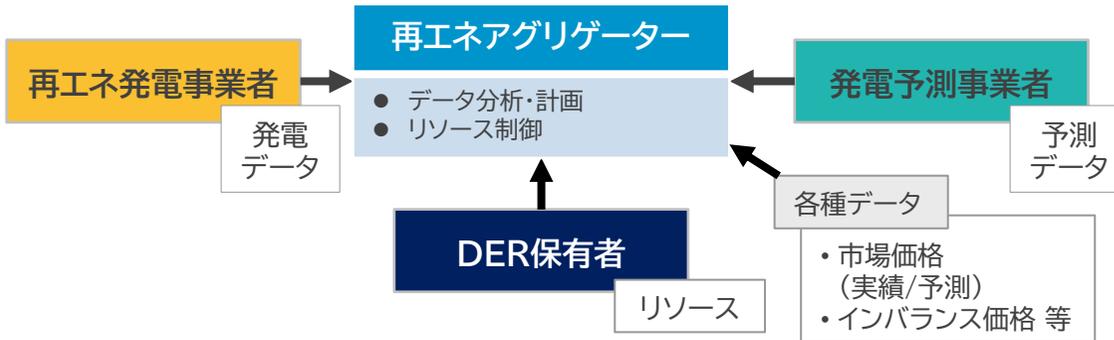
リソース名	再エネ発電設備 [野立て太陽光]		再エネ発電設備 [屋根上太陽光] (高圧以上)		再エネ発電設備 [風力発電]		再エネ発電設備 [住宅用太陽光]		業務用・産業用 蓄電システム		EV	
	供給 区域	拠点数 設備出力 (kW)	拠点数 設備出力 (kW)	拠点数 設備出力 (kW)	拠点数 設備出力 (kW)	拠点数(群) 設備出力 (kW)	拠点数(群) 設備出力 (kW)	台数 設備出力 (kW)	台数 設備出力 (kW)	台数 設備出力 (kW)	台数 設備出力 (kW)	
東北	17/17	239,733 /239,733	1/1	320 /320	4/4	87,600 /87,600	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
東京	19/19	128,985 /128,986	10/11	3,690 /6,851	0/0	0/0	0/0	0/0	4/28	423 /674	1/1	6/6
中部	3/3	8,799 /8,799	2/3	680 /1,350	0/0	0/0	0/0	0/0	1/2	20/26	0/0	0/0
北陸	0/0	0/0	0/0	0/0	1/1	7,500 /7,500	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
関西	6/7	34,965 /35,245	2/1	852 /830	0/0	0/0	0/0	0/0	1/1	6/6	0/0	0/0
中国	0/0	0/0	2/2	547 /780	0/0	0/0	145/1	889 /1,000	0/0	0/0	0/0	0/0
四国	1/1	8,000 /8,000	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0	0/0	0/0	0/0	0/0
九州	20/20	95,565 /95,565	1/1	/500	5/5	28,480 /45,980	4/0	33/0	1/1	85/85	0/0	0/0
沖縄	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
合計	66/67	516,047 /516,328	18/19	6,589 /10,631	10/10	123,580 /141,080	149/1	922 /1,000	7/32	534 /791	1/1	6/6

※ 実績値/交付申請時で記載

2. 共通実証

2. 共通実証 実証イメージ(共通実証におけるデータ授受・検証方法)

【データ取得イメージ】



【検証方法】

- 再エネ発電事業者の各発電所の発電データ、発電予測事業者の予測データ、DER保有者のリソース情報等を再エネアグリゲーターが集約。
 ※ 予測データ配信タイミングは、実際の需給オペレーションを考慮し、以下の3つのタイミングで予測データを配信
 - 前日8時時点での発電量予測
 - 前日16時時点での発電量予測
 - リアルタイム予測データ(予測事業者毎にデータ粒度は異なる)
- 予実データ等を基に、予測精度評価や予測タイミングの違いによるインバランス回避効果を検証(拠点単位、BG単位)。
- 2.に加えて当社GW経由でリソース制御した際のインバランス回避効果や市場取引による収益拡大効果を検証。

【データ分析(主に下記を実施。①②は1年間の検証結果を整理)】

- 予測事業者毎・予測タイミング毎・拠点毎の予測精度評価等(予測誤差、インバランス量・料金等)
- 電源組み合わせによるならし効果の検証(予測誤差、インバランス量、料金、発電BGの規模、地域性の違い)
- リソース制御を含めたIB回避効果、収益効果の検証

	再エネアグリゲータ	発電事業者	予測事業者	DER保有者	その他事業者
エナリス	○		○	○	
東邦ガス	○	○		○	
MHC	○	○			
自然電力	○	○	○	○	
戸田建設				○	
JRE-OPS		○			
レノバ		○			
会津電力		○			
電源開発		○			
シエルジャパン			○		
東急不動産		○			
ハンファQセルズ		○			
TMEIC				○	
SMFL-MP		○			
損害保険ジャパン					○
SRM					○
予測事業者1			○		
予測事業者2			○		
予測事業者3			○		

MHC:三菱HCキャピタルエナジー
 JRE-OPS:JREオペレーションズ
 TMEIC:東芝三菱電機産業システム

SMFL-MP:SMFLみらいパートナーズ
 SRM:SOMPOリスクマネジメント

2. 共通実証 評価指標

■ 評価指標

カテゴリ	評価物	式	評価対象	評価期間
インバランス	○インバランス量(余剰・不足)	発電実績 [kWh]- 発電計画(予測) [kWh]	・発電設備毎 ・BG毎	・コマ毎 ・日毎 ・月毎 ・季節毎 ・全期間
	○インバランス量比率(余剰・不足)	余剰IB量 ÷ 余剰IB時の発電計画 ×100		
		不足IB量 ÷ 不足IB時の発電計画 ×100		
	インバランス率	余剰IB量 ÷ 発電実績×100		
		不足IB量 ÷ 発電実績×100		
	インバランスリスク単価	売電収入(発電計画 × スポット価格) + インバランス料金損失(余剰IB料金 + 不足IB料金(負)) - 発電実績 × スポット価格 ÷ 発電実績		
インバランスコスト単価	インバランス料金損失(余剰IB料金 + 不足IB料金(負)) ÷ 発電実績			
収益	○FIP収入	売電収入(発電計画 × スポット価格) + インバランス料金損失(余剰IB料金 + 不足IB料金(負)) + プレミアム収入		
	○FIT収入	FIT売電収入(発電実績 × FIT価格)		
	○FIP収入単価	FIP収入 ÷ 総発電量		
予測精度	MAE(平均絶対誤差)	予測 - 実績 の総和の平均	・発電設備毎	
	RMSE(二乗平均平方根誤差)	予測 - 実績 の二乗の総和の平均のルート		

■ 以下の3つ断面における、上記指標を用いたインバランス低減効果を評価。(実証の共通指標に準拠) ○:SII共通評価指標

Before ⇒ 発電設備の束ねや蓄電池等制御を実施前の結果

After① ⇒ GC前においてインバランス低減取り組み実施後の結果

After② ⇒ After①に加え、GC後においてもインバランス低減取り組み実施後の結果

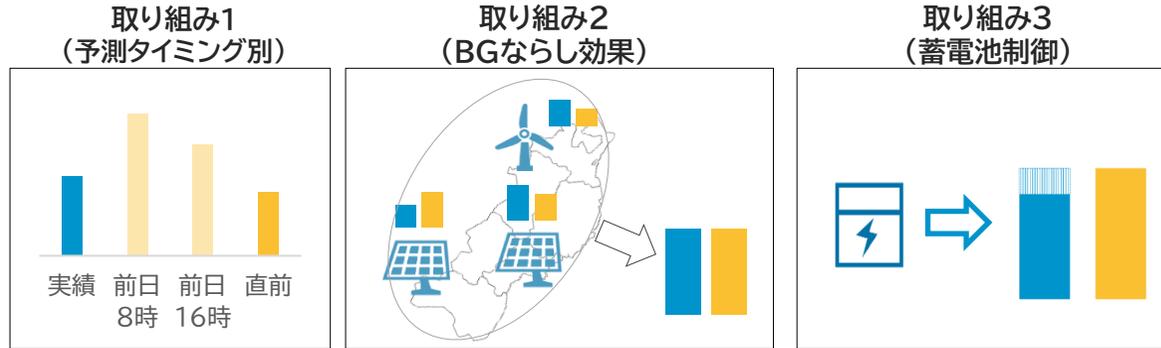
2. 共通実証

2-1. インバランス回避実証

2-1.インバランス回避実証 実証内容

【インバランス回避実証 検証方法 概要】

下記の3つの取り組みにおいて、実績値と計画値(予測値)から各コマ毎の発電インバランス量・料金を算出し、月ごとのインバランス料金評価。



【評価を行う単位・期間・コマ数】

	取り組み1 (予測タイミング別)	取り組み2 (BGならし効果)	取り組み3 (蓄電池制御)
発電設備単位	○	-	○
BG単位	○	○	○
期間	1年間(2022年2月~2023年1月)		1月~2月

※いずれも30分コマ単位で評価

2-1.インバランス回避実証（取り組み1）

取り組み1:再エネ発電量予測タイミングの違いによるインバランス低減検証

※共通実証③の予測技術実証を兼ねる

【実証内容】

- ・ 予測タイミングの違いによる発電インバランス(量・料金)の違いを評価

【予測タイミング】

- ・ 実際の需給オペレーションを考慮し、以下の3つのタイミングの予測データで検証

①前日8時(スポット市場前)

②前日16時(時間前市場開場前)

③当日リアルタイム予測

(実需給断面の2時間前の予測値を用いて検証)

		予測対象			
		野立てPV	屋根上PV	風力	卒FIT (余剰予測)
予測事業者	エナリス	○	○	○	○
	シェルジャパン	○	○		
	予測事業者1	○			
	予測事業者2	○		○	
	予測事業者3	○		○	

【予測事業者と予測対象】

- ・ 野立てPVは5社、屋根上PVは2社、風力は3社で予測・評価を実施。
- ・ 予測事業者3社に加え、エナリス、シェルジャパンは自社予測モデルで予測・評価を実施。

2-1.インバランス回避実証（取り組み1）結果

■ 対象BG:東北エリアPVのみ(野立てPV:17拠点 240MW) ■ 評価物:IB量(kWh)



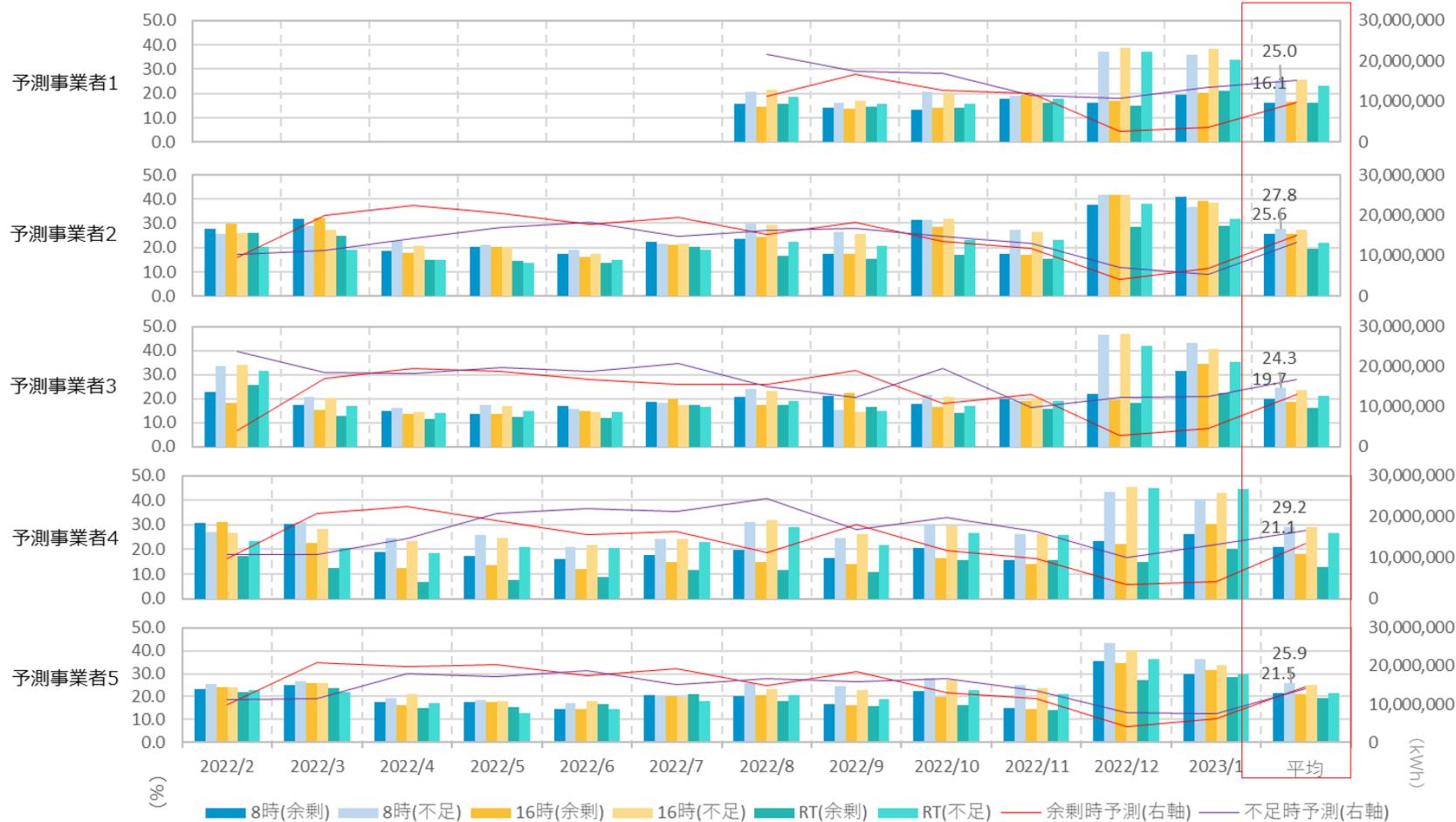
【結果】

予測事業者によりインバランス量は異なり、年間平均でみると余剰IBと不足IBが同程度となる予測事業者もいれば、不足IBが多くなる(過大に予測)傾向のある予測事業者も存在。

予測事業者1・3・4は、12月・1月の不足IB量が多い。これは積雪の影響が考えられる。また、予測事業者2・5で不足IB量が相対的に低かった理由としては、実績値の学習がうまくいったことが要因の一つと考えられる。

2-1.インバランス回避実証（取り組み1）結果

■ 対象BG:東北エリアPVのみ(野立てPV:17拠点 240MW) ■ 評価物:IB量比率(%)



【結果】発電計画に対するIB量の比率の検証結果

予測事業者により異なるが、PVは平均すると発電予測に対し、20~30%程度インバランス量が発生する。

12月~1月のIB量比率が大きいのは、分母である予測値に対して分子であるIB量が多いため。(または、予測値が小さいケースもあり)

2-1.インバランス回避実証（取り組み2）

取り組み2:BG組成によるならし効果検証

【実証内容】

1. 複数の発電設備を適切に束ねたBGを組成し、発電設備個々のインバランス量が均されることによるインバランス量削減効果を検証。
2. BG組成ロジックの検証(FY21開発のBG組成ロジックの更なる発展)

【2. BG組成ロジックの検証 検証内容】

今年度は、**発電過去実績のない発電所をBGに組み入れる際の最適ロジックを開発し、妥当性を検証。**

具体的には以下の手順を行い、既知の発電所のデータを機械学習で学習することで、データのない拠点のならし効果の推定を行った。

- ① 発電実績と予測が既知の発電所のみを使い、予測誤差の分散共分散行列を求める
- ② 分散および共分散の値を機械学習によって学習させる
特徴量は2つの発電所間の距離、各発電所の設備容量、各発電所の種類など。
- ③ 学習済モデルを用いて、片方または両方で発電実績がない拠点の共分散を推論する
- ④ 発電実績がない拠点を含んだ、完全な分散共分散行列を求める
- ⑤ 作成した分散共分散行列をもとに、ならし効果が効果的な組み合わせを求める

上記に加えて、**既に最適化済のBGに発電所を追加して最適化を行ったケース(以降、2段階最適化)**に関する影響を評価する。

2-1.インバランス回避実証（取り組み2）

取り組み2:BG組成によるならし効果検証

【実証内容】

1. 複数の発電設備を適切に束ねたBGを組成し、発電設備個々のインバランス量が均されることによるインバランス量削減効果を検証。
2. BG組成ロジックの検証(FY21開発のBG組成ロジックの更なる発展)

【2. BG組成ロジックの検証 検証内容】

今年度は、**発電過去実績のない発電所をBGに組み入れる際の最適ロジックを開発し、妥当性を検証。**

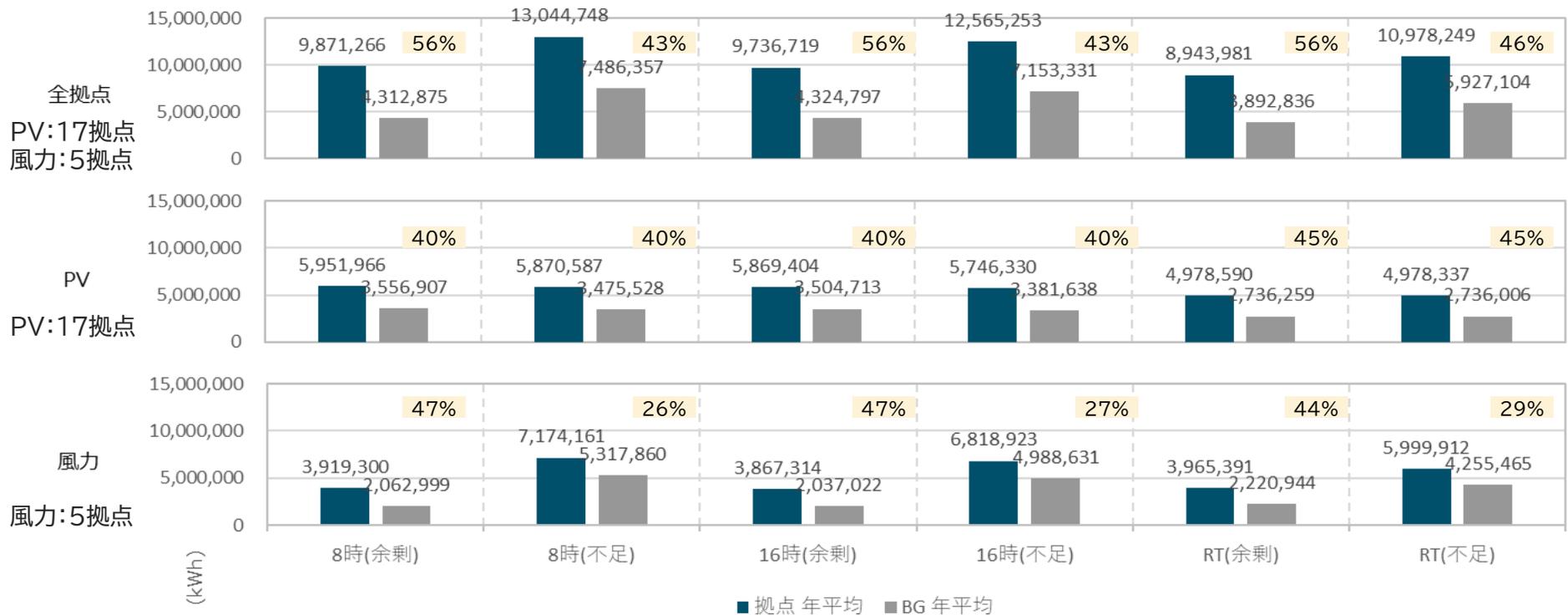
具体的には以下の手順を行い、既知の発電所のデータを機械学習で学習することで、データのない拠点のならし効果の推定を行った。

- ① 発電実績と予測が既知の発電所のみを使い、予測誤差の分散共分散行列を求める
- ② 分散および共分散の値を機械学習によって学習させる
特徴量は2つの発電所間の距離、各発電所の設備容量、各発電所の種類など。
- ③ 学習済モデルを用いて、片方または両方で発電実績がない拠点の共分散を推論する
- ④ 発電実績がない拠点を含んだ、完全な分散共分散行列を求める
- ⑤ 作成した分散共分散行列をもとに、ならし効果が効果的な組み合わせを求める

上記に加えて、**既に最適化済のBGに発電所を追加して最適化を行ったケース(以降、2段階最適化)**に関する影響を評価する。

2-1.インバランス回避実証（取り組み2）結果

■ 対象エリア:東北 ■ 評価物:IB量 ■ 予測事業者2



【結果】東北エリアの電源別インバランス量

発電設備を束ねることで、余剰・不足IB量は40～56%程度減少。

いずれの電源種においても発電設備を束ねることでIB量は小さくなるが、風力の不足IBにおいてはならし効果があまり効かない結果となった。これは、不足IB発生コマにおいて、複数の拠点において予測外しの方向が同じだったことが要因の一つと考えられる。

2-1.インバランス回避実証（取り組み2）

取り組み2:BG組成によるならし効果検証

【実証内容】

1. 複数の発電設備を適切に束ねたBGを組成し、発電設備個々のインバランス量が均されることによるインバランス量削減効果を検証。
2. BG組成ロジックの検証(FY21開発のBG組成ロジックの更なる発展)

【検証内容】

今年度は、**発電過去実績のない発電所をBGに組み入れる際の最適ロジックを開発し**、妥当性を検証。

具体的には以下の手順を行い、既知の発電所のデータを機械学習で学習することで、データのない拠点のならし効果の推定を行った。

- ① 発電実績と予測が既知の発電所のみを使い、予測誤差の分散共分散行列を求める
- ② 分散および共分散の値を機械学習によって学習させる
(特徴量:2つの発電所間の距離、各発電所の設備容量、各発電所の種類など)
- ③ 学習済モデルを用いて、片方または両方で発電実績がない拠点の共分散を推論する
- ④ 発電実績がない拠点を含んだ、完全な分散共分散行列を求める
- ⑤ 作成した分散共分散行列をもとに、ならし効果が効果的な組み合わせを求める

上記に加えて、**既に最適化済のBGに発電所を追加して最適化を行ったケース**(以降、2段階最適化)に関する影響を評価する。

2-1.インバランス回避実証（取り組み2）結果

取り組み2: BG組成によるならし効果検証(実績なし拠点を含めたBG組成)

※図中の数字: 誤差標準偏差の値を単純積み上げで規格化したもの



- 実績なし最適化、実績あり最適化ともに、全拠点の構成から除外されたのは数拠点のみ(全体は20拠点前後)
- 除外されるのは容量の大きい発電所が多い傾向
 - 容量の大きい拠点はバランスを崩すため除外されやすい。
 - ならし効果の観点からは、BGには容量の大きな拠点を含まない方がよいが、**収益面からの検討も必要**
- 今年度実施した実績なし拠点も含めたBG組成ロジックにおいても、ならし効果の値(図中の数値)は大差はないが、全拠点より悪化しているケースもあるため、**機械学習の精度向上が必要**

2-1.インバランス回避実証（取り組み3）

取り組み3:蓄電池制御によるインバランス回避効果検証

【実証内容】

発電所単位・BG単位での再エネ発電予測・実績、および蓄電池制御可能量をリアルタイムで監視し、GC後におけるインバランス回避を実施。

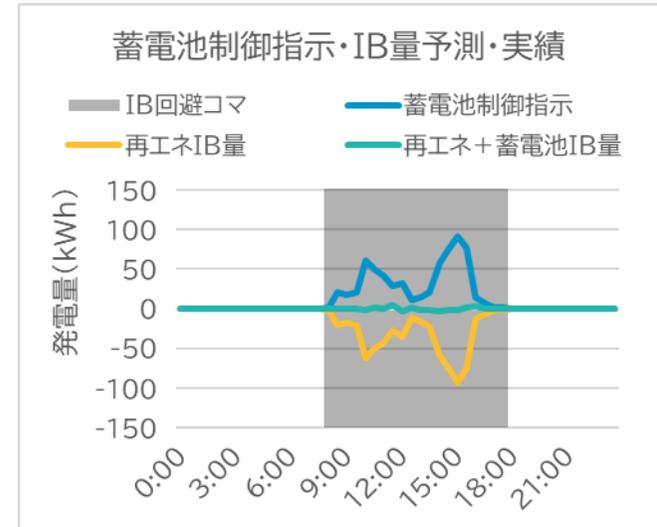
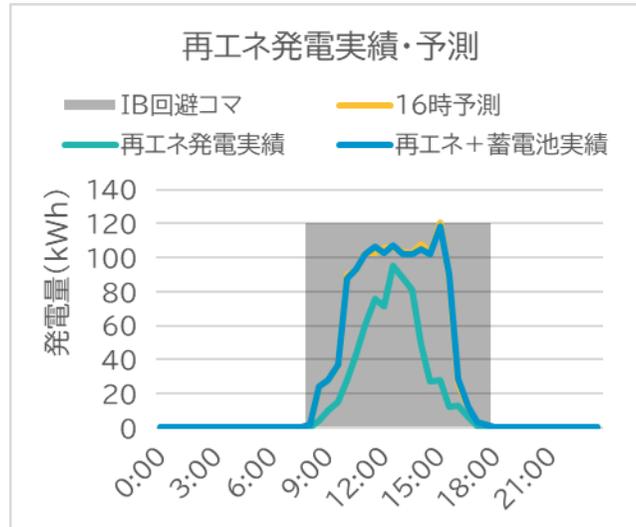
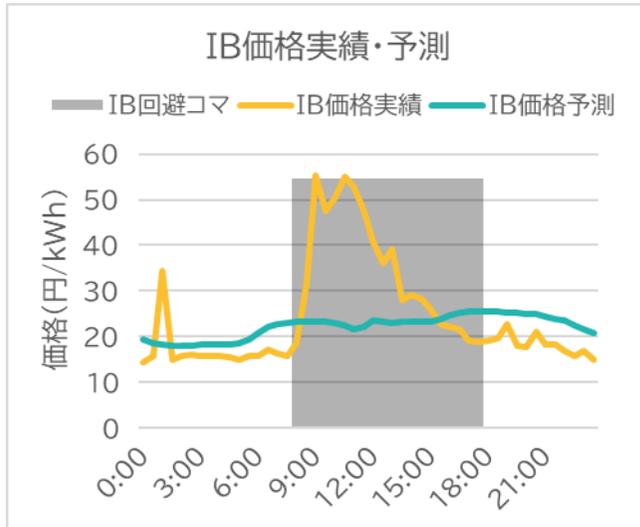
蓄電池に関しては、需要側に設置されている蓄電池を発電設備に併設されていると見做し、発電BGのバルンシングに特化した実証を実施。
(一部蓄電池としてシミュレータを使用)

- 蓄電池制御は、蓄電池容量が有限であることを前提とし、インバランス単価を予測した上で、インバランス料金が高くなると見込まれるタイミングにて蓄電池によるインバランス回避制御を実施する。

発電実績をリアルタイムで取得できない試験構成においては、前日8時に立てた発電計画と前日16時予測との差分を充放電指示として、前日時点で蓄電池へ連携し、IB回避効果の検証を実施。

2-1.インバランス回避実証（取り組み3）結果

- 実証日:2023年2月10日
- 事業者:エナリス④
- リソース PV:500kW(エナリスGW端末設置設備) 蓄電池:シミュレータ(180kW/650kWh)
- 計画と実績



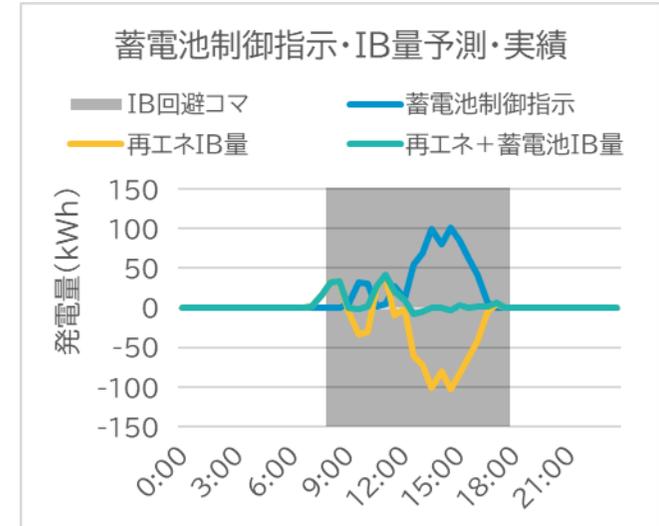
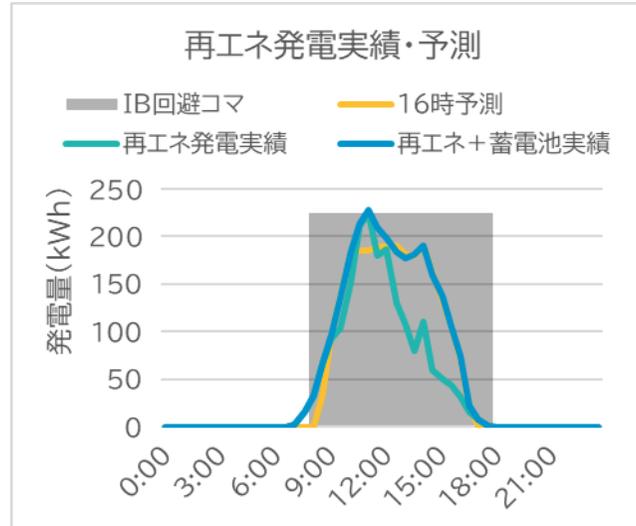
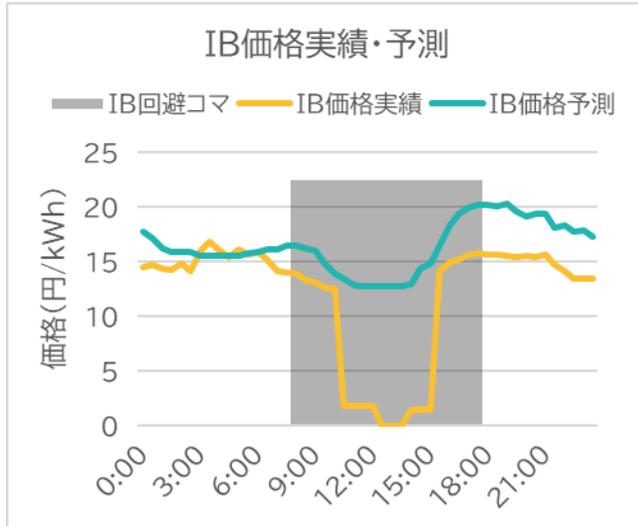
	Before (16時予測拠点毎)	After① (16時予測)	After② (蓄電池制御)
IBコスト総額[円]	-23,375	-23,375	51
不足IBコスト	-23,375	-23,375	-467
余剰IBコスト	0	0	518
IB量総量[kWh]	646.5	646.5	27.5
不足IB量	-646.5	-646.5	-12.8
余剰IB量	0.0	0.0	14.7

【結果】

- エナリスGW端末を設置した太陽光発電設備2か所を対象にIB回避実証を実施。
- 前日16時予測を発電計画、またインバランス回避コマは8時～18時と設定し実証した結果、不足IB量を大きく削減できたためIBコストとしては23,426円のプラスとなった。
- 今年度は計画と実績の差を数分単位で合わせるkW制御を行っていたためハンチングが発生した。今後は30分コマでkWhで合せ込みに行く機能の実装を検討する。

2-1.インバランス回避実証（取り組み3）結果

- 実証日:2023年2月11日
- 事業者:エナリス④
- リソース PV:500kW 蓄電池:シミュレータ(200kW/750kWh)
- 計画と実績



	Before (16時予測拠点)	After① (16時予測)	After② (蓄電池制御)
IBコスト総額[円]	-1,487	-1,487	1,502
不足IBコスト	-2,856	-2,844	-26
余剰IBコスト	1,369	1,357	1,527
IB量総量[kWh]	849.1	842.6	216.4
不足IB量	-691.1	-687.8	-15.5
余剰IB量	158.0	154.8	200.8

【結果】

- エナリスGW端末を設置した太陽光発電設備2か所を対象にIB回避実証を実施。
- 前日16時予測を発電計画、またインバランス回避コマは8時～18時と設定し実証した結果、不足IB量を大きく削減できたためIBコストとしては2989円のプラスとなった。
- ならし効果によりIB総量は減少。
- 今年度は計画と実績の差を数分単位で合わせるkW制御を行っていたためハンチングが発生した。今後は30分コマでkWhで合せ込みに行く機能の実装を検討する。

2. 共通実証

2-2. 市場取引での収益拡大に向けた検証

2-2. 市場取引での収益拡大に向けた検証 実証内容

【実証内容】

- 前日時点でのスポット価格予測と再エネ発電量予測に基づき、再エネ発電電力の蓄電池への充放電計画を作成する。その計画値に基づき、スポット取引を実施するとともに、実需給断面では蓄電池を制御し、収益拡大効果を検証する。市場価格値差を活用した充放電計画の最適ロジックについては、VPPサービスにおいて実装した機能を応用する。
例) 0.01円/kWh予測コマで充電し最も高い予測コマで放電し、収益拡大を検証する。

【収益化の手段等】

- 発電所併設蓄電池を活用した再エネ発電時間シフト

【収益拡大効果の検証方法】

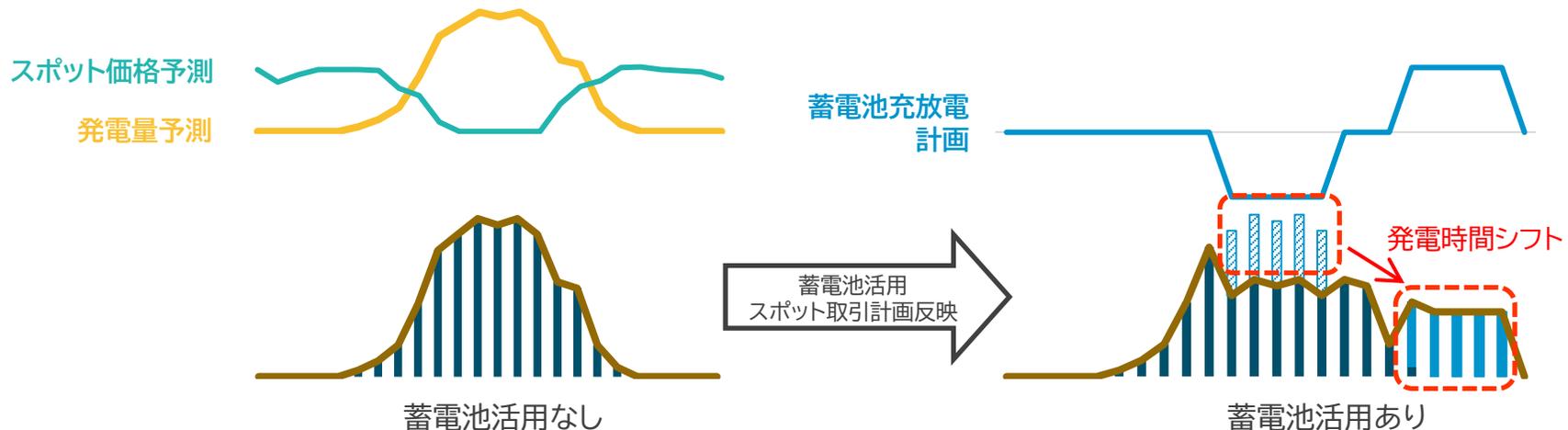
- 発電量予測とスポット価格予測から、市場価格値差を活用した充放電計画を作成

【実証で想定する市場取引】

- スポット市場取引

【検証期間】

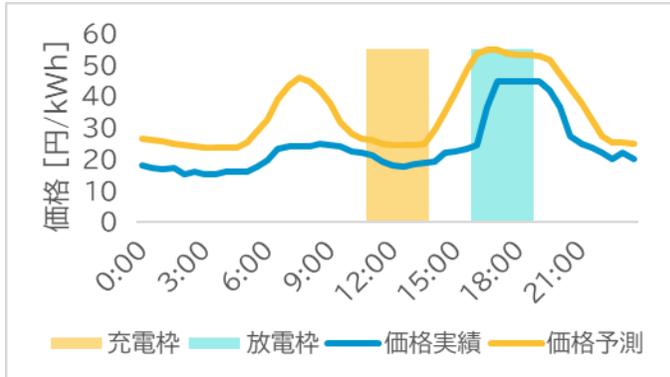
- 2022年1月～2月



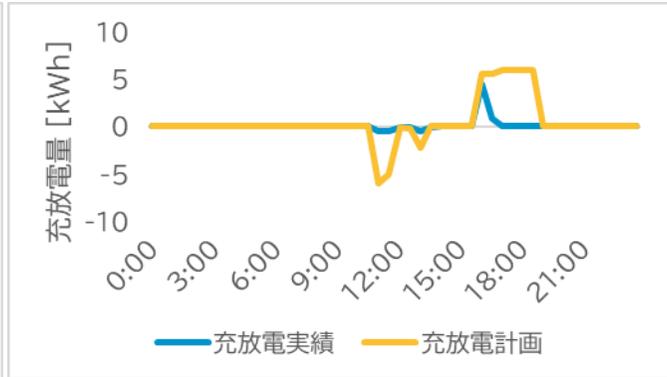
2-2. 市場取引での収益拡大に向けた検証 結果

- 実証日:2023年1月25日
- 事業者:エナリス
- リソース PV50kW(会津電力) 蓄電池:6kW/24kWh × 2台(戸田建設)

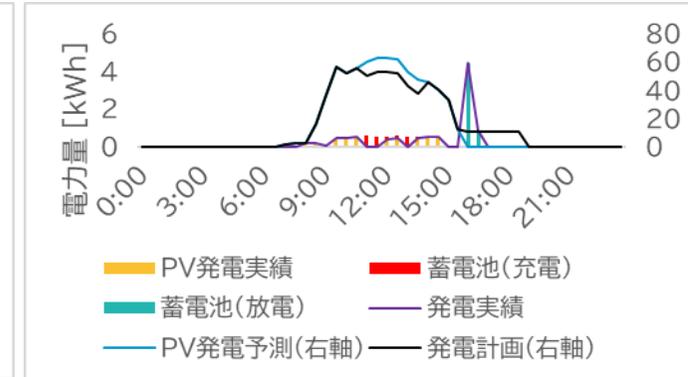
➤ 市場価格予測・実績比較(円/kWh)



➤ 充放電実績(kWh)



➤ 発電実績・予測(kWh)



➤ 収益(日単位)

	収益(円)		収益単価 (円/kWh)
	予測	実績	
蓄電池なし	20,115	119	20.3
蓄電池あり	21,850	221	23.9
差	1,735	103	3.6

➤ 充放電量(kWh)

	充放電量	
	充電	放電
予測	7	18
実績	2	5
差	-5	-12

- 市場価格予測値に基づき蓄電池の充放電計画を作成し、PV発電シフトを実施。
- 蓄電池制御なしと比べ、蓄電池を使った再エネ発電時間シフトにより収益性の向上を確認。
- この日は発電量が予測より小さかったこともあり、蓄電池制御によるプラス効果は3.6円/kWhだった。

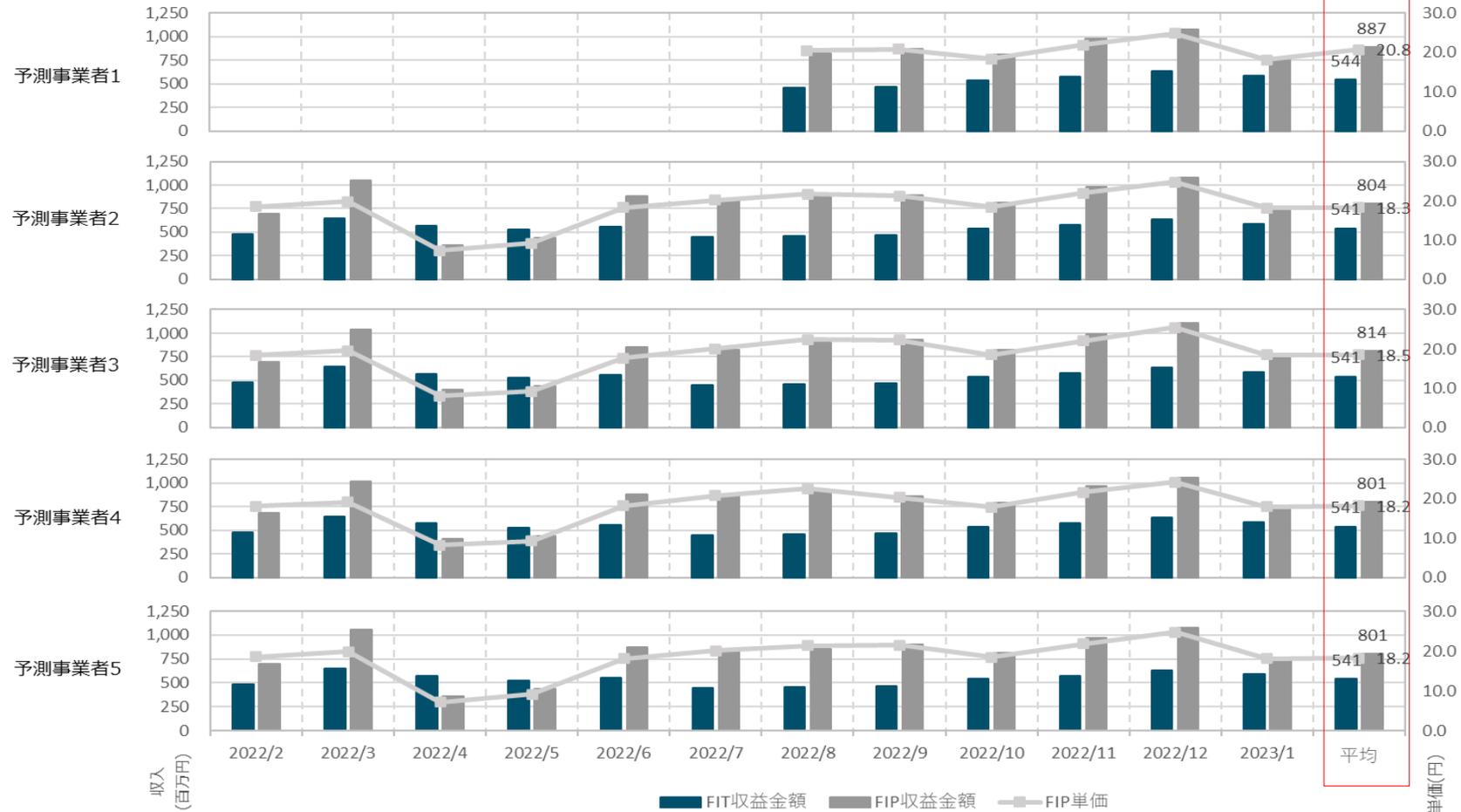
2. 共通実証

2-2.市場取引での収益拡大に向けた検証

FIT・FIP収益想定

2-2. 市場取引での収益拡大に向けた検証 FIT/FIP収益試算

- 対象BG: 東北エリア全拠点(野立てPV:17拠点、風力:5拠点 335MW)
- 評価物: FIT収入、FIP収入、FIP単価 (FIT単価: PV10円、風力16円で試算)



※予測事業者1・5の風力予測は予測事業者2の予測を組み合わせた

【結果】

FIP収益は月によって異なり、335MW規模の発電設備を束ねると年平均では8億～8億9千万円程度となった。使用する予測(≒発電計画)により約300円/kW(発電出力)程度の収益差が出ることが分かった。

発電実績1kWhあたりは18.2円～20.8円/kWhとFITよりも収益性があると言える。市場価格が高値で推移していたことも要因。

(※ 23年1月の参照価格は前年FY19年度、当年FY21年度で試算。)

2. 共通実証

2-3. 再工ネ発電量予測技術実証

2-3. 再エネ発電量予測技術実証 実証内容

【実証内容】

野立てPVは5社、屋根上PVは2社、風力は3社で予測・評価を行う。予測事業者3社に加え、エナリス、シェルジャパンが自社開発の予測モデルで予測・評価を行う。

【予測タイミング】

- ① 前日8時時点での発電量予測
- ② 前日16時時点での発電量予測
- ③ リアルタイム予測データ
(予測事業者毎にデータ提供粒度は異なる)

【予測精度の評価方法】

コマ毎の予実誤差(%) (MAE、RMSE)、インバランス量、インバランス料金(インバランスリスク単価、インバランス料金)など

		予測対象			
		野立てPV	屋根上PV	風力	卒FIT (余剰予測)
予測事業者	エナリス	○	○	○	○
	自然電力	○		○	
	シェルジャパン	○	○		
	予測事業者1	○			
	予測事業者2	○		○	
	予測事業者3	○		○	

【評価を行う発電所単位】

発電所単位で予測

【評価を行う期間】

2022年2月～2023年1月の1年間

2-3. 再エネ発電量予測技術実証 株式会社エナリス

発電実績の4時間前連携が予測精度に及ぼす影響

【目的、方法】

システムの都合上、リアルタイム予測の実績連携は1日1回となっているが、**数時間前実績**を利用できる場合の効果性を確認する。評価MSM、評価LFMのそれぞれに対し予測時点で4時間前実績が参照可能と仮定した場合の予測精度と比較する。

対象: PV(73件)および風力(24件)
 期間: 2022年2月~12月
 誤差率: MAE/実績平均x100
 ※RT:リアルタイムの略

【結果、考察】

PV予測の精度向上効果: 1.6%
 (MSM比: 1.8% LFM比: 1.4%)
風力予測の精度向上効果: 7.2%
 (MSM比: 6.9% LFM比: 7.4%)

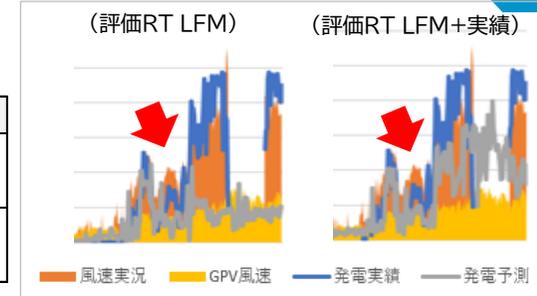
PVと風力ともに実績連携による改善効果を確認した。特に風力の効果が大きく、予実詳細より、予測の実績追従性能が向上している様子が見て取れる。また、予測が過小に外す(予測<実績)ケースで効果が大きく、特に風力においてはほぼ過大過小が拮抗した。PVについては過大傾向が残っており、モデルのバイアス問題として継続検討したい。

一方で、この実績連携対応モデルを運用するにあたっては、数時間(本実験では4時間)前の実績が参照できることが前提であり、実際のシステム実装においては実績未連携時には通常モデルに切り替える方法等も課題となる。

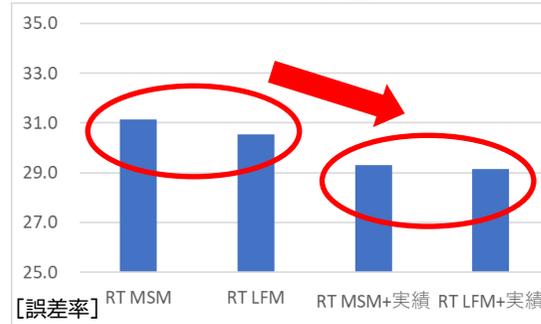
予測モデルと気象および実績の関係

予測モデル	気象	実績
評価RT MSM	全MSM(6,7,8ft)	前日 (予測時点)
評価RT LFM	全LFM(6,7ft)	
評価RT MSM+実績	全MSM(6,7,8ft)	直前 (予測4h前)
評価RT LFM+実績	全LFM(6,7ft)	

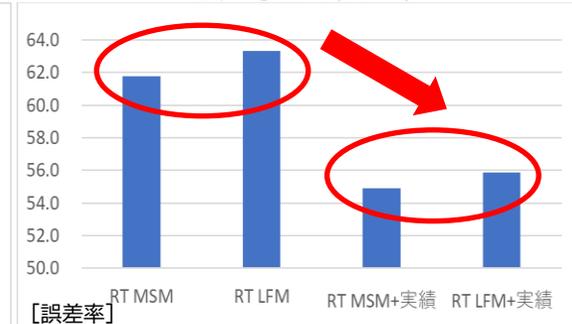
風力予測の予実詳細(九州2022/07)



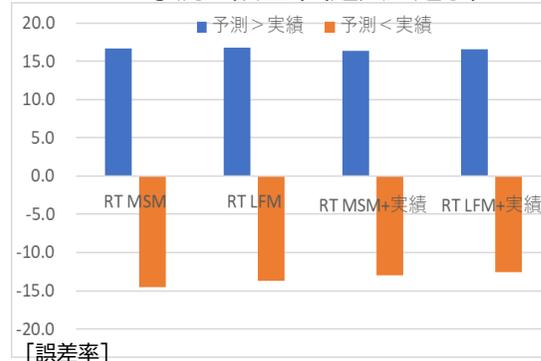
PV予測の誤差率



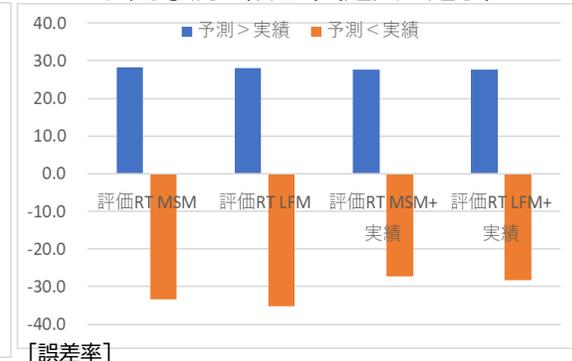
風力予測の誤差率



PV予測の誤差率(過大/過小)



風力予測の誤差率(過大/過小)



2-3. 再エネ発電量予測技術実証 株式会社エナリス

風力予測の外し傾向に着目したモデル改善検討および検証

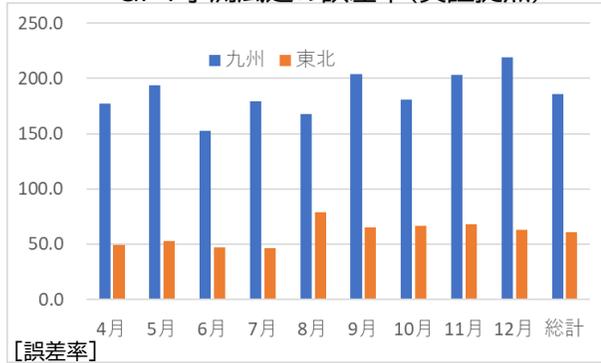
【目的、方法】

風力予測を顕著に外す九州のケースを材料に下記2点を確認する。

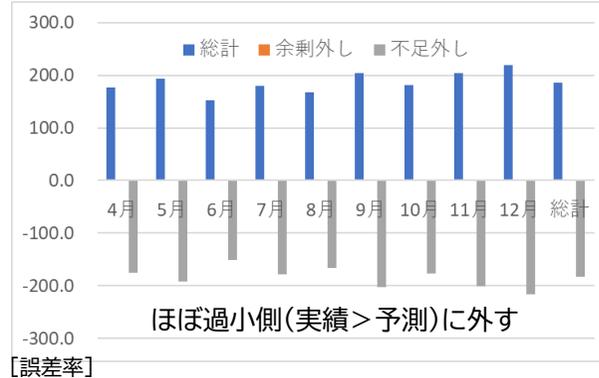
- (1)GPV風速の誤差率が高く、風速予測が実況より過小傾向であることに着目し、設置場所地形特性、摩擦等の影響を受けないとされる**高層GPV風速**の効果を確認する。
- (2)強風時やメンテ等の停止の外れ値を学習してしまっている事象(右図)に対応し、発電量ゼロかつ風速実況が観測されているケースを**学習データから除外**する効果を確認する。

対象:風力(24件)
 期間:2022年2月~12月
 気象データ:評価MSM
 高層GPVは気圧面975hPa面の気温、風向、風速、上昇流速度、ジオポテンシャル高度を追加
 誤差率:MAE/実績平均x100

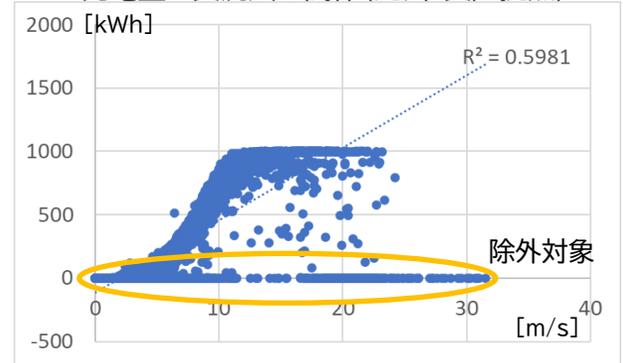
GPV予測風速の誤差率(実証拠点)



GPV予測風速の誤差率(九州・実証拠点)



発電量と実況風の関係(九州・実証拠点)



【結果、考察】

(1)精度向上効果:2.2%

(九州:9.7%、東北:-5.4%)

九州では大きな改善が見られたものの、東北では改善という結果であり、本モデルの導入にあたっては風況確認等の条件設定の検討が必要である。

(2)精度向上効果:1.3%

(九州:2.1%、東北:0.4%)

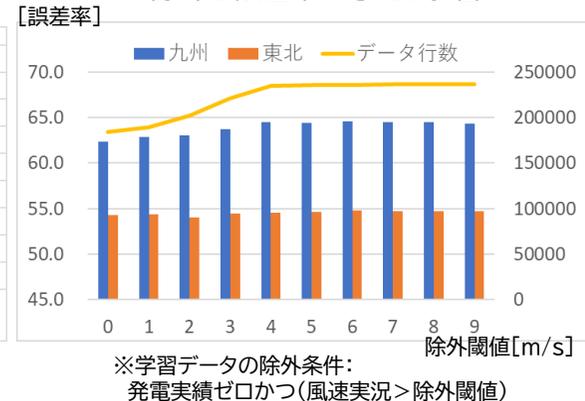
九州での効果が高く、除外条件の閾値はゼロが最適であり、データ除外による学習機会の減少も限定的であった。

さらに、相関関係にないデータの除外方法や、強風時停止データの扱い方法の検討と合わせモデル実装につなげたい。

高層GPVが誤差率に与える影響



データ除外が誤差率に与える影響



2-3. 再エネ発電量予測技術実証 株式会社エナリス

PV予測の外し傾向に着目したモデル改善の検討

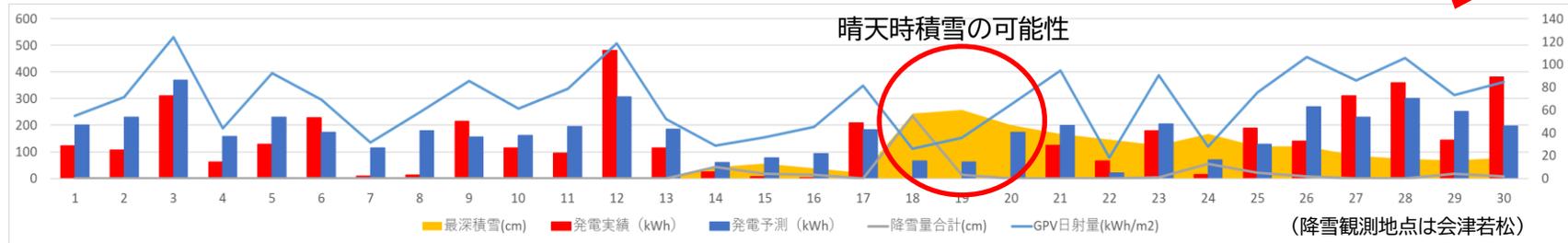
PV予測結果をエリア別および月別より、東北12月の誤差率が顕著に高い。ここで個別ケースの日別推移より、GPV日射予測量に応じた発電量予測となっているが、特に12/14以降は日射量が予測されても発電実績はゼロ近くという日が多く出現し、学習効果が生かされていない状況が考えられる。また、該当発電所周辺の観測実況による降雪情報より、直上は晴天だが、雪により発電停止している可能性が示唆されている。これに対しては、GPV降水量と最低気温および上空GPVの寒気気温を用いた雪フラグ等の特徴量開発が考えられるが、汎用モデルへの適用においては冬季以外に与える影響も考慮して慎重に検討したい。

対象: PV(73件)
 期間: 2022年2月~12月
 誤差率: MAE/実績平均x100

[誤差率] PV予測の誤差率、エリア別月別集計(全モデル平均)

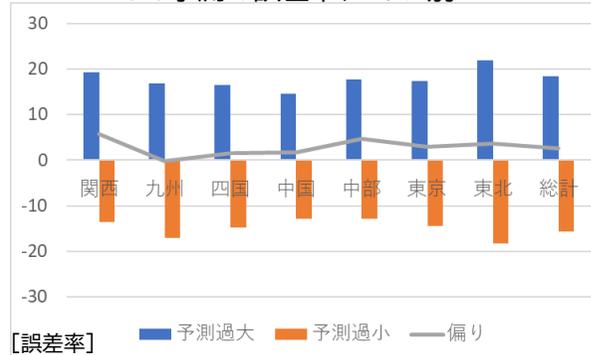
エリア/月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	総計
関西	25.9	29.8	30.6	34.9	46.2	37.7	31.6	24.0	35.0	32.9
九州	42.5	35.2	31.5	33.3	25.9	36.0	32.3	29.9	38.4	33.9
四国	23.0	26.3	33.2	36.3	31.1	41.2	35.7	25.1	29.3	31.3
中国	23.9	26.8	26.9	31.9	26.8	33.6	28.6	20.3	27.6	27.4
中部	34.4	28.7	30.1	32.4	39.5	33.0	31.7	20.1	25.3	30.6
東京	31.2	27.6	28.7	29.7	38.4	38.5	39.3	26.7	26.7	31.9
東北	41.9	30.1	35.2	37.2	43.8	36.0	41.3	37.9	57.9	40.1
総計	35.9	30.4	31.1	33.1	36.7	36.8	36.4	29.1	37.1	34.1

PV発電予実とアメダス降雪実況の日別推移(東北エリアの個別ケース、2022年12月)



PV予測の全体としてどのエリアでも概ね過大傾向であるが、月別では8月と12月の過大傾向、4月に過小傾向が顕著である。これは天候の安定期(春/秋)から不安定期(夏/冬)への移行期に過大傾向、その逆の移行期に過小傾向と仮定すると、季節移行の追従性に課題がある可能性が考えられ、機械学習モデルの学習期間、季節性特徴量開発、あるいは補正等を含め継続検討したい。

PV予測の誤差率、エリア別



PV予測の誤差率、月別



※過大(予測>実績) 過小(実績>予測)

3. 独自実証の実証内容と結果

3.独自実証

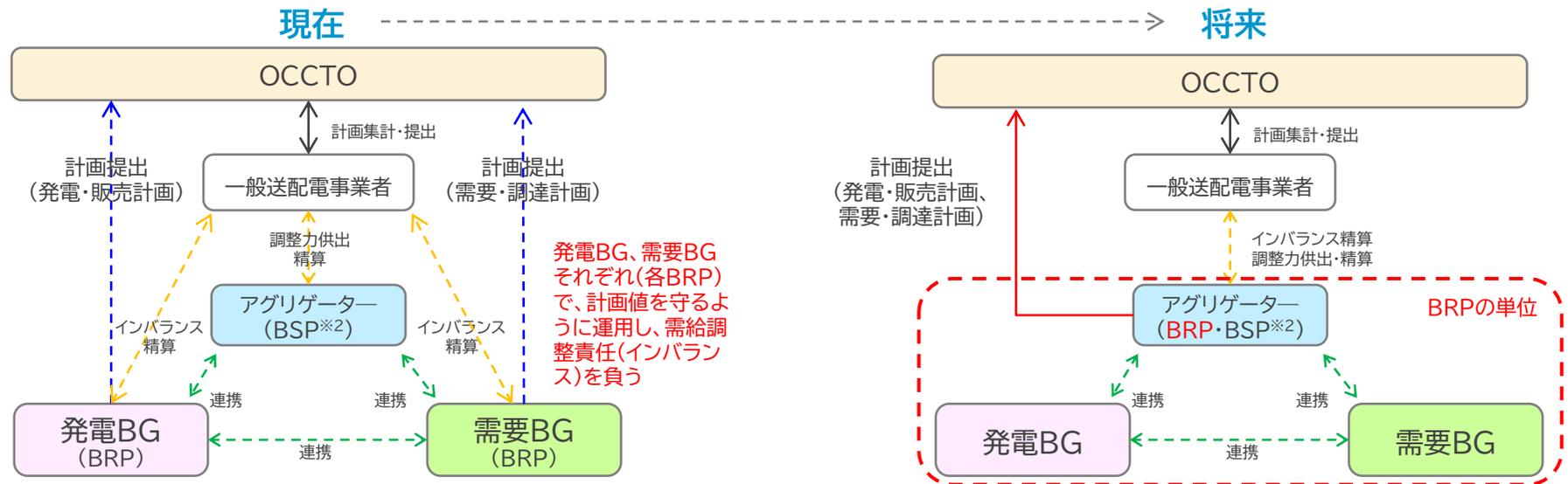
3-1. 需給一体調整に関する検証

3-1. 需給一体調整に関する検証

【需給一体調整に関する検証】

- 太陽光発電(PV)や風力発電等の自然変動電源の導入拡大や、需要家近傍への蓄電池やエネファーム等の小型分散電源(DER)の導入拡大など、電力供給源の多様化が進んでいる。PVや風力発電等の出力は気象状況により変動、また需要家に設置されるDERの出力は需要家の電力使用状況により変動する。
- こうした中、電力を安定的かつ効率的に確保・供給するために、アグリゲーターがVPP技術等を駆使しながら発電BGと需要BGを管理(需給一体調整)してインバランスの最適化(電力需給の安定化)等を行うことが有用であり、このような役割は、欧州で行われているBRP(Balance Responsible Party)による需給調整の概念そのものとする。

アグリゲーターがBRPとして発電・需要を束ねて運用し、需給調整責任を負う



3-1. 需給一体調整に関する検証

【今年度検討結果と今後の課題】

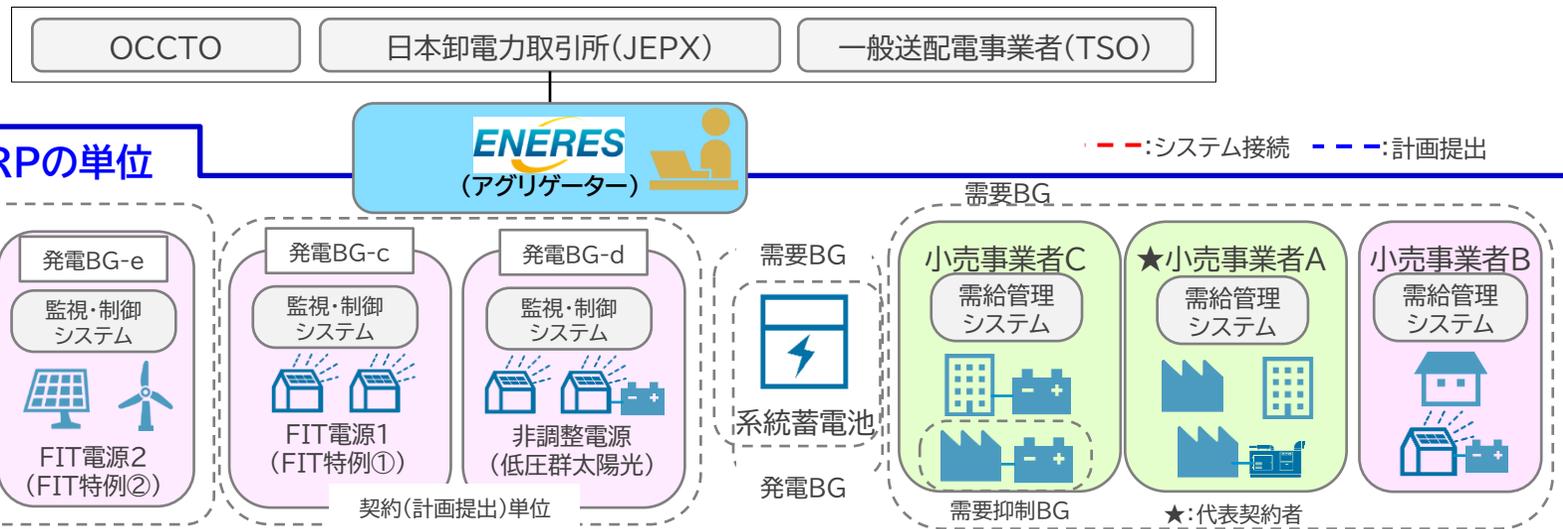
■ 需給一体調整モデルにおけるシステム構成

- アグリゲーターがBRPとして需給一体調整を行う際の、アグリゲーターシステムと発電・小売事業者とのシステム連携、各市場や広域とのシステム連携等を整理した結果、当社が小売電気事業として管理している需給管理システムと実証を通じて開発を進めてきたアグリゲーターシステムの連携が必須と考えられ、理想的には・非調整電源・調整電源等を含めた複数の発電BGや、自社及び当社が管理する他社の需要BGを代表者(BRP)として管理することで、インバランスの総量を削減出来ると考えられる。

■ 取引プロセス

- 計画値同時同量の観点に基づき、まずは精緻な発電予測・需要予測による計画を作成し、計画時点での予実差を可能な限り減らす。その後、BRPの単位でインバランスの合計値を小さくすることを目標に、GC後において、発電・需要計画値をもとに、DERの余力活用しインバランス回避制御を実施。この際、リソースは有限であるため、IB回避制御実施コマをIB価格予測に基づき選定していく。
- 現状のGCは実需給1時間前であるが、予測精度も実需給に近づくほど精度が向上するため、GCが出来る限り実需給断面に近づくことで、インバランス量はより削減可能性と考え、加えて時間前市場の活性化も期待できる。

■ 今後：取引プロセス内で用いる収益最大化ロジックの検討を深めるとともに、簡易的に下図のような需給一体調整モデルを構築し、従来モデルとのインバランス量・収益性等を比較検討する。



3.独自実証

3-2. インバランスリスクに対する リスクファイナンスの検討

3-2.インバランスリスクに対するリスクファイナンスの検討

独自実証(2) ① 概要

実証の背景

再エネ電源の発電量予測誤差に起因するインバランスの発生は不可避であり、発電事業者またはアグリゲーション事業者にとって大きな経営課題となっている。安定的な収益を確保するためには、不測かつ許容範囲以上のリスクを負わないようなリスクヘッジ手段の確保が必要である。そこで、再エネアグリゲーション事業に関するリスクアセスメントを行い、インバランスリスクを対象とする保険開発を含むリスクマネジメント策を検討する。

実証内容および進め方

具体的には以下を実施し、リスクマネジメント策の検討および保険商品組成の実現性を検討する。

- リスクの整理・見える化のためのリスクマトリクス制作(後述 ② :p3)
- データ分析に基づくリスク評価・シミュレーション(後述③ :p4)

3-2.インバランリスクに対するリスクファイナンスの検討

独自実証(2) ② リスクの整理・見える化

実証内容

再生可能エネルギーのアグリゲーション事業に関するリスクの整理・見える化

実証目的

アグリゲーション事業に係るインバランリスクについて保険会社等への転嫁を検討するため、アグリゲーション事業者を取り巻くリスクを正確に把握することで、需要と合致し、かつ保険としての適切性を担保したサービス組成に繋げるため、リスクアセスメントを行った。

リスクアセスメントの進め方

本実証事業の制御対象リソースの中でも、大きな容量を占める太陽光および風力の発電量予測から実測値が乖離するリスクを整理しつつ、アグリゲーション事業そのものに関わる契約内容、市場変動、法制度などに係るリスクも項目として挙げた。リスクの整理・対策をアグリゲーション事業者と協議する中で、事業リスクの詳細について相互理解を醸成し、インバランリスクの保険への転嫁の需要および適切性の検討の基礎を作成した。具体的に、以下の手順でリスクの整理・見える化を実施した。

- ア. 再生可能エネルギーのアグリゲーション事業に係るリスクのリストアップ、細分化、分類
 - イ. リスク項目の十分性や分類の妥当性などの確認のために、アグリゲーション事業者ヒアリング
 - ウ. アグリゲーション事業者におけるリスク対策および保険化ニーズのヒアリング
 - エ. 保険へのリスク移転の適切性および保険化の対象範囲についてSOMPOグループ内で検討
 - オ. 以上について、リスクの洗い出しをリスクマトリクスとして制作
- ※ 実態を正確に把握するため、イ・ウについては複数社に対して実施

3-2.インバンスリスクに対するリスクファイナンスの検討

独自実証(2) ③ データ分析に基づくリスク評価・シミュレーション

実証内容

インバンスリスクに対応する保険組成に向け、実証データを用いたインバンスの分析、およびインバンスリスクのシミュレーションを行った。

実証目的

保険組成にあたり、アグリゲーターの抱えるインバンスリスクを定量的に把握する必要があるため、次のとおり、分析およびシミュレーションを実施した。

進め方

【分析①】インバンスの分析

- 実証データの発電量予測値[kWh]をもとに発電計画値[kWh]を推計し、その発電計画値と発電実績値とインバンス料金単価[円/kWh]を用いてインバンス費用[円]を算出した。
- インバンスに対する損害の定義を定め、それぞれについて損害額を算出し、比較検討を実施した。

【分析②】インバンスリスクのシミュレーション

- インバンス量[kWh]の過去データを用いて、インバンス量を評価するモデルを作成した。
- 作成したモデルを用いてインバンスの期待値と変動幅をシミュレーションした。

3-2.インバンスリスクに対するリスクファイナンスの検討

独自実証(2) ④実証結果

実証結果

①再エネアグリゲーション事業にかかるリスクの洗い出しをリスクマトリクスとして制作

- ・ 潜在するリスクの洗い出しをヒアリングを通じて実施し、マトリクスにて可視化することができた。また、リスクの所在については、アグリゲーターと発電事業者との契約形態や提供されるサービスの内容によって、個別性があることが見受けられた。
- ・ インバンスリスクは、事業者にとって排除したいリスクである一方、不確実性の大きいリスクであり、現実には排除することが難しく、やむを得ず抱えているリスクであると認識した。

②データ分析に基づく評価・シミュレーション

- ・ 過去データ分析によって算出された損害額は損害の定義によって大きく変わった。アグリゲーター(または発電事業者)が保有するリスクに応じて、保険会社と適切な補償条件を検討するべきと認識した。
- ・ モデルを用いたシミュレーションによって、インバンス量の期待値と変動幅を定量的に評価できるようになった。(ただし、アグリゲーターまたは発電事業者からインバンス実績データと発電所設備情報を提供いただくことが必須)

終わりに

- 本実証事業にも示されている通り、事業者の技術や企業努力により、このリスク量を抑止・減少させることは一定可能であると考えられる。また、企業戦略によるリスク対策の程度によって事業者ごとのリスクに大きな差異が発生することもわかってきた。
- 事業者に対し、個別の保険組成を検討できる成果は得たものの、制度およびマーケットが成熟していないこと、およびリスクに個別性があることから、汎用的なサービス組成には現状至っていない。今後もマーケットや制度の動向を注視し、更なるデータの蓄積・解析を繰り返しながら、サステナブルかつ制度意義の保持、ひいては国内の再エネ促進の普及に資するような商品開発に引き続き注力していく。

3.独自実証

3-3. 事業性シミュレーターの検討

3-3.事業性シミュレーターの検討 概要

目的

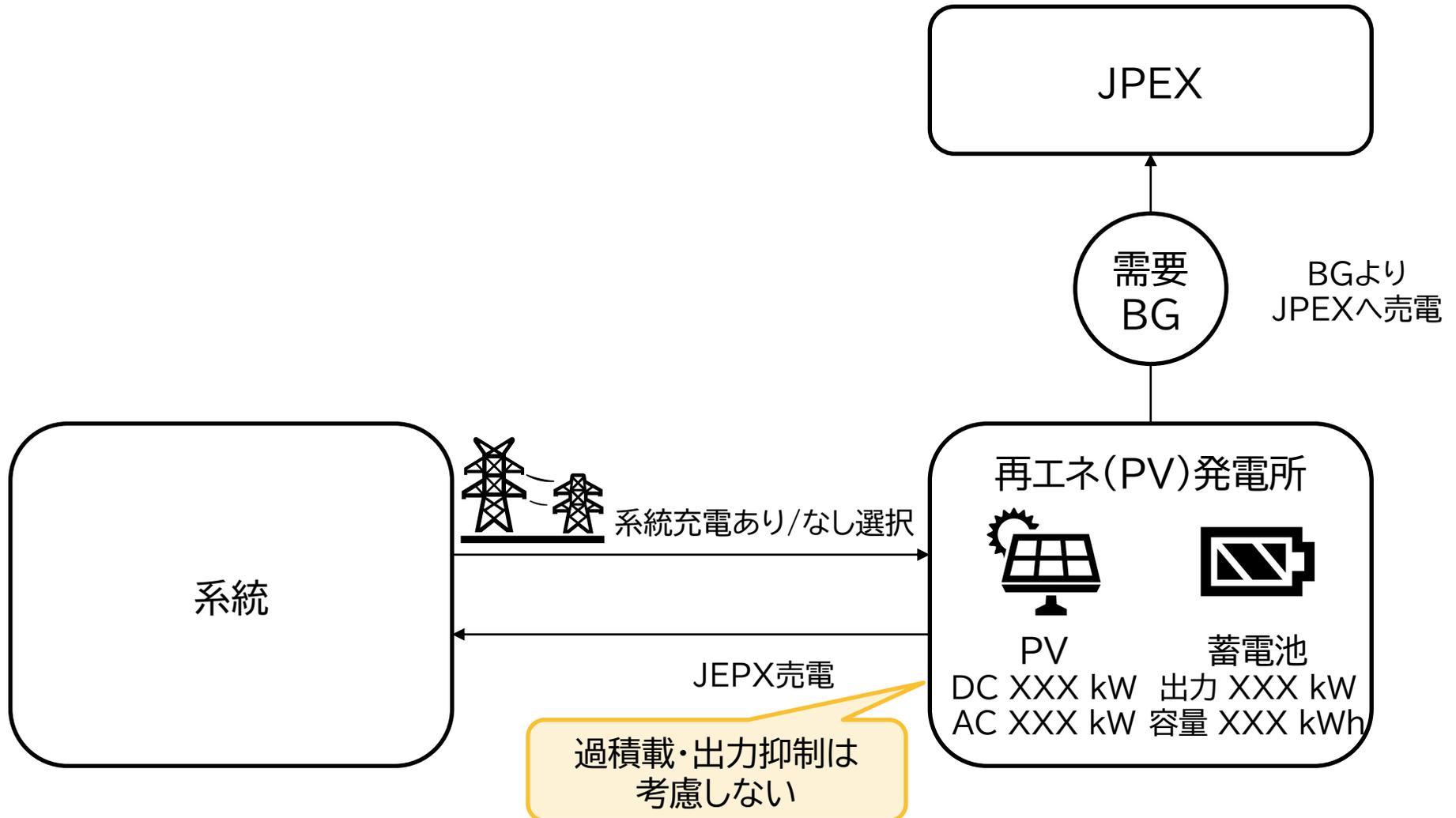
- 本年度は関係を一般的なモデル化し、さらに詳細な経済性を試算するシステムを構築
- シミュレーターの構築により、単位当たりの発電設備容量に対し、蓄電設備容量の増加の経済性を一般的に試算

実証内容

- 昨年度までは、発電・受容・蓄電池情報から料金やIRRの算出を行うシミュレーションを開発し、蓄電設備の増加が市場価格連動制御やインバランス回避制御の経済性にどのように影響するかを概算
- 今年度は再エネアグリサービスを見据えた事業性のシミュレーション(インバランスコストの追加)を実施
- 以下を踏まえたモデルを構築
卸市場平均価格、インバランスコスト、設備コスト、ランニングコスト
- また、共通実証①の蓄電池を活用したインバランス回避実証、共通実証②の市場取引での収益拡大に向けた実証の結果も踏まえて検証

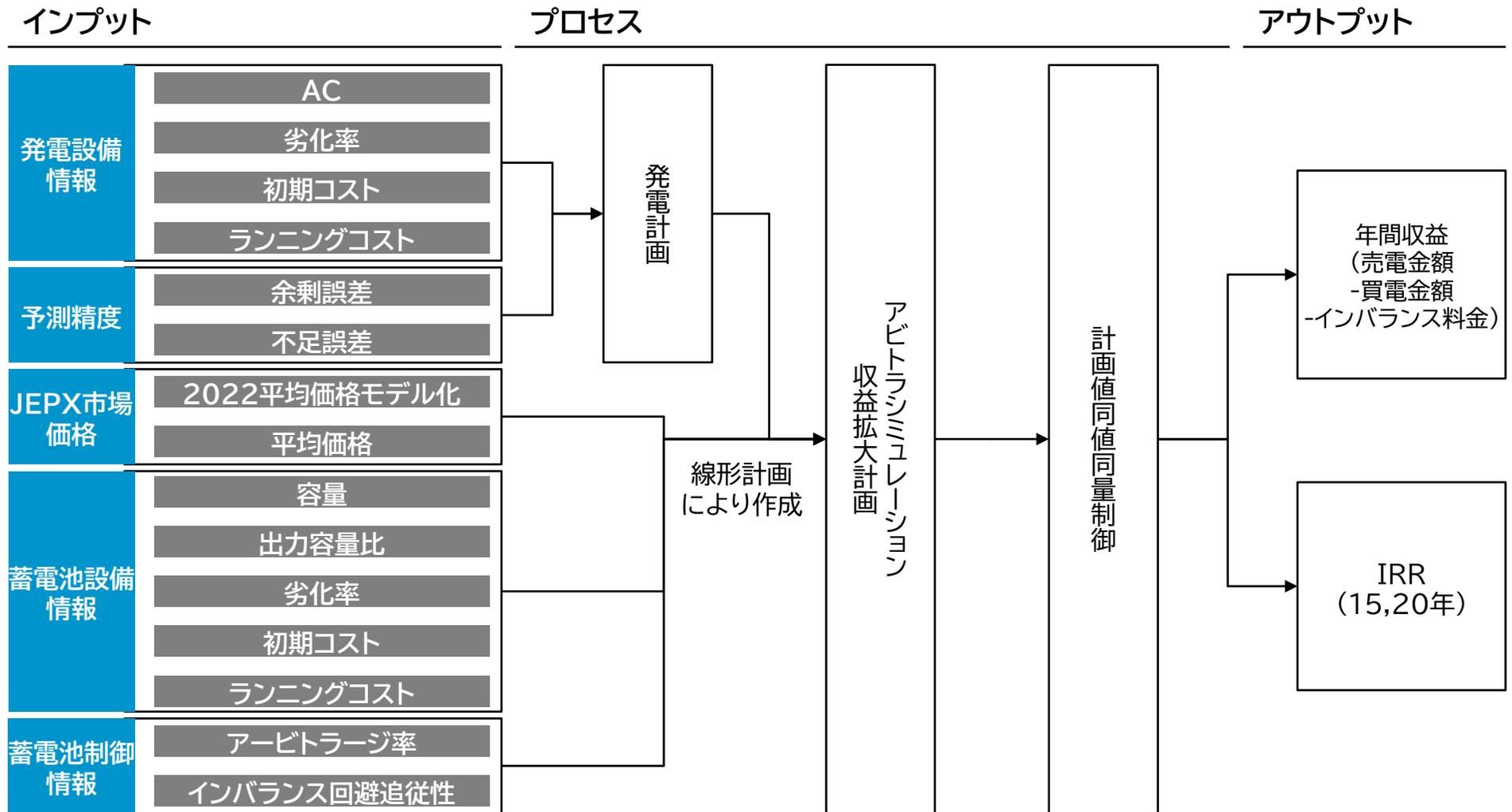
3-3.事業性シミュレーターの検討 概要

- 下記の様な関係をモデル化。今回のシミュレーターでは過積載や出力抑制は考慮の範囲外



3-3.事業性シミュレーターの検討 モデル概要

- インプットを基に発電計画・収益拡大計画を作成。計画にインバランス回避の追従性織り込み、計画値同値同量制御をシミュレーションし、年間収益・IRRを算出



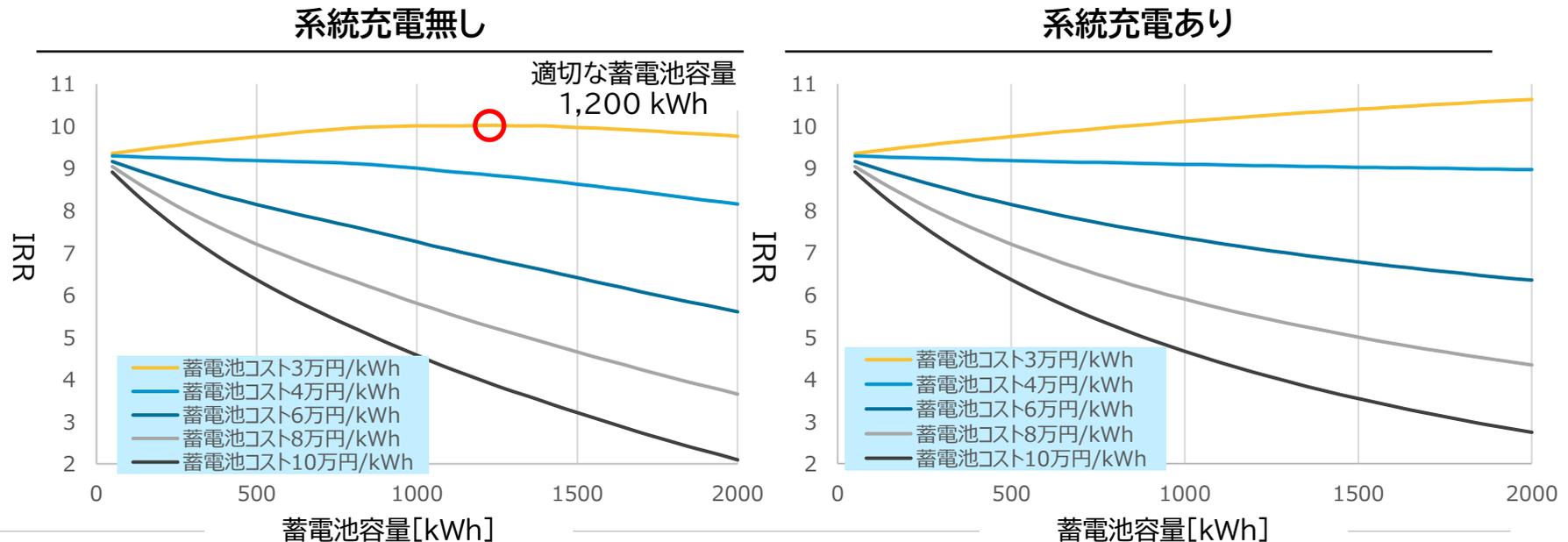
3-3.事業性シミュレーターの検討 結果

- 蓄電池コストが、3万円/kWh程度に下がらないと、再エネ併設蓄電池では、系統充電あり/なしともに、IRRは、下がる傾向
- 蓄電池コストが、3万円/kWhの場合に、AC 1,000kWに対して、適切な蓄電池容量は600kW/1,200kWh

試算前提

- AC 1,000kW、余剰、不足インバランスなし
- 【パラメータ】
- 蓄電池コスト:3万円/kWh~10万円/kWh 1万円刻み
- 蓄電池 50kWh ~ 2,000kWh(50kWh刻み) 2時間システム

結果



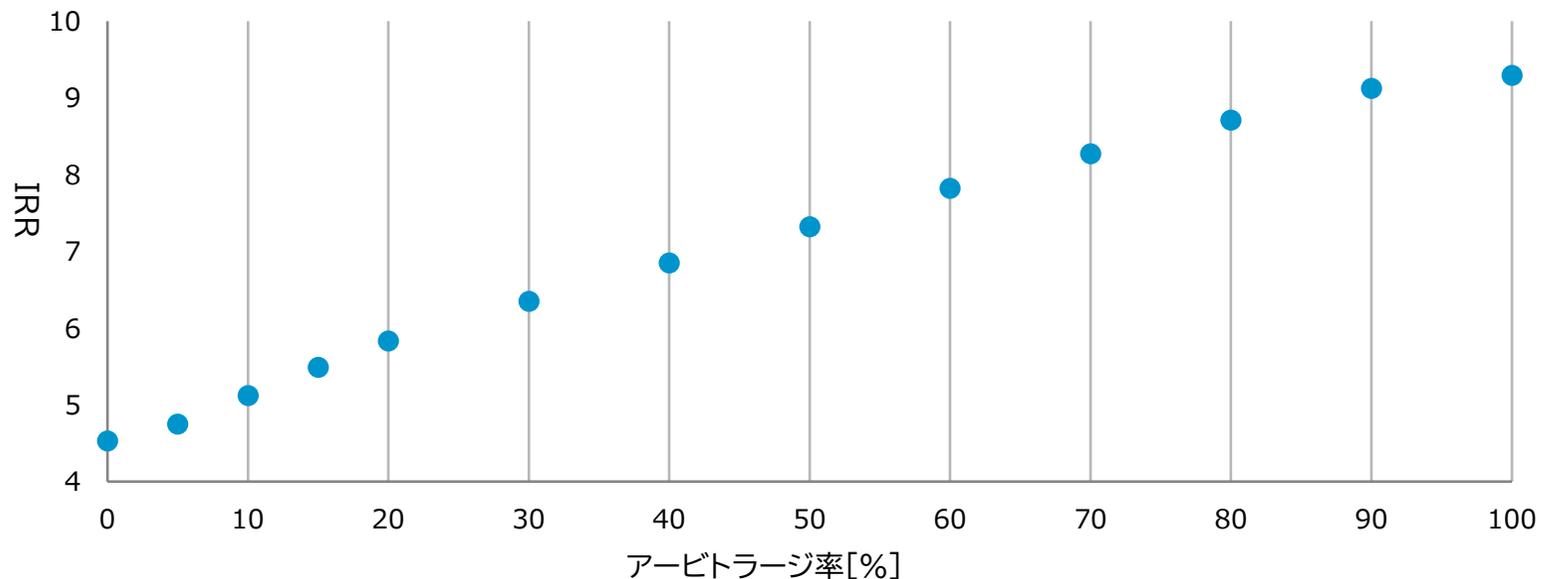
3-3.事業性シミュレーターの検討 結果

- アービトラージ比を大きくするほど、IRRが大きくなる傾向
- ①IB回避をしても余剰・不足共に削減されてしまう、②現行IB制度では余剰・不足の単価が同程度のため、IB回避よりもアービトラージによる収益拡大の方が寄与が大きいためと史料
- IB料金単価予測を行い、IB料金が低い時に不足IBを起こさないような制御を検討する必要

試算前提

- AC 1,000kW,余剰、不足インバランス 30%
 - 蓄電池 600kW/1200kWh
 - 蓄電池コスト:3万円/kWh
- 【パラメータ】
- アービトラージ:0%~100% 10%刻み

結果

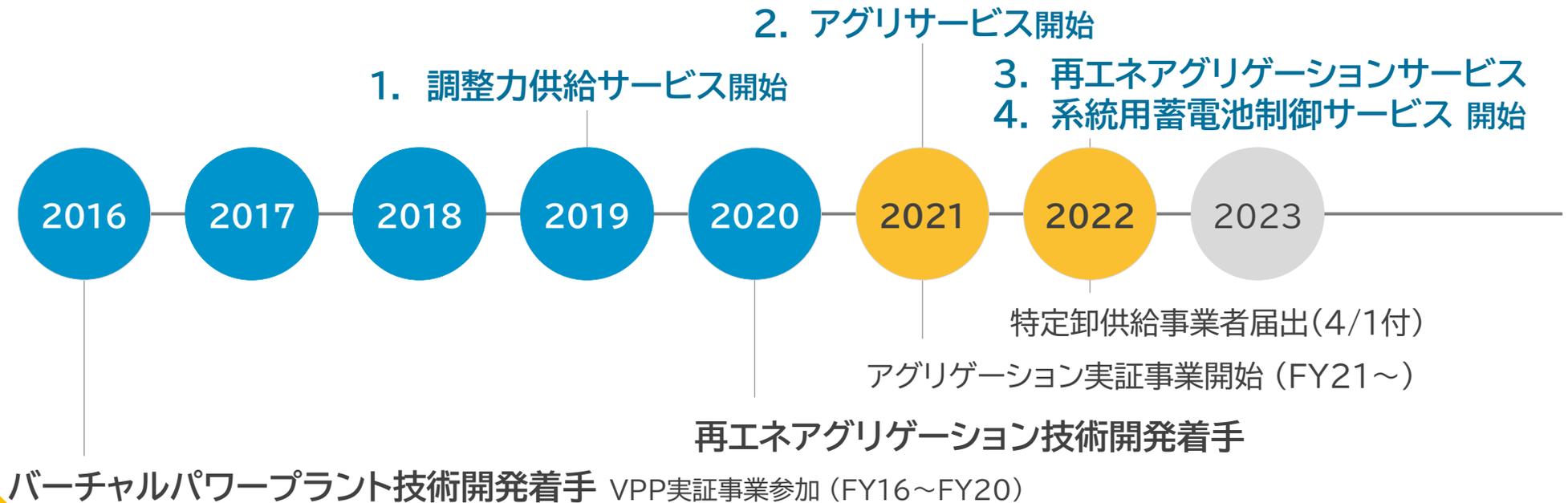


4. 今後のビジネス展望

アグリゲーションビジネスの展開に向けた取り組み(株式会社エナリス)

■ 実証事業の成果を活用し、事業化を推進

	サービス名	サービス内容	サービス提供先
1	調整力供給	需要家設備をアグリゲートし、調整力公募(電源I')および容量市場へ入札	送配電事業者
2	アグリゲーションシステム	アグリゲータや小売電気事業者向けにアグリゲーションシステムをSaaS提供 ・ 調整力公募・容量市場、需給調整市場、経済DR(小売電気事業者)	アグリゲーター 小売電気事業者
3	再エネアグリゲーション	再エネ発電事業者の発電バランス業務および電力販売を代行 ・ 発電予測、バランスグループ運営、卸市場取引・相対取引	発電事業者
4	系統用蓄電池制御	系統用蓄電池制御システムおよびオペレーションを提供 ・ 取引要件に基づく制御(卸市場取引、需給調整市場、容量市場)、 発電計画提出・電力取引、蓄電池充電用小売電気供給	蓄電所事業者



取組を推進する上で、社内他部門、グループ会社、他社との連携状況(株式会社エナリス)

■ 取り組みを推進するための社内外連携状況は下記の通り。

	サービス名	社内	グループ	社外
1	調整力供給	<ul style="list-style-type: none"> ・ 専門営業担当を設置し、顧客提案を展開 ・ 実証を通じて制御機能を向上 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 実証事業を共同で実施 ・ auエネルギー&ライフ 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 設備所有者と連携 ・ DERアグリゲーション実証事業を実施 ・ 送配電事業者と連携
2	アグリゲーションシステム	<ul style="list-style-type: none"> ・ 実証を通じて制御機能を向上 	<ul style="list-style-type: none"> ・ auエネルギー&ライフおよびJ-Powerでシステムを活用 	<ul style="list-style-type: none"> ・ アグリゲーターおよび小売電気事業者へシステム提供
3	再エネアグリゲーション	<ul style="list-style-type: none"> ・ 需給管理部門と連携しサービス提供 ・ 専門営業担当を設置し、顧客提案を開始 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 実証事業を共同で実施 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 再エネアグリゲーション実証事業を実施
4	系統用蓄電池制御	<ul style="list-style-type: none"> ・ 需給管理部門と連携しサービス提供 		<ul style="list-style-type: none"> ・ 蓄電所事業者と連携 ・ 送配電事業者と連携

5. 全体総括

5. 全体総括(1) ～各実証における成果や課題～

コンソーシアムとしての全体総括は以下の通り。

分類	項目	成果や課題、今後の解決策等
【共通実証】 インバランス 回避実証	電源種別予測精度	<p>【太陽光】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 太陽光発電予測に関しては、インバランス量比率(予測に対するIB量)・インバランス率(発電実績に対するIB量)ともに20～30%程度。季節による違いもあり、東北においては総じて冬季の不足IB量が多い結果となった。これは積雪の影響が考えられ、今後、降雪・積雪のロジックを組み入れるなど精度向上が必要と考える。(冬季以外に与える影響も考慮して慎重な検討が必要。) <p>【風力】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ PVと比較し予測精度が悪く、インバランス量比率(予測に対するIB量)・インバランス率(発電実績に対するIB量)では40%～60%となり、約2倍の精度差があった。 ➤ 後述をするが、風力発電に関しては直近の実績を取り込むことによる精度向上が期待できるため今後更なる予測精度向上を図る。また、基数情報についても可能な限り発電事業者から連携を受け、予測に反映することで精度向上が可能と考える。
	予測タイミング	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 年間を通じてみると、PVと風力共に前日8時予測に比べリアルタイム予測の方がインバランス率が減少する傾向が見られた。 ➤ 一方、リアルタイム予測によりIB量が増加するケースもあり(年間3割～4割程度)。 ➤ RT予測によるIB量増加の要因としては、1. そもそも当日の気象予報が外れてる、2. 直近の気象予報の方がメッシュが細かいため逆に外す、3. 予測ロジックによっては一時的な発電変動を検知に予測値を補正した結果逆にIB量が多くなる、などが考えられる。現状の予測ロジックでは、直前予測を用いても予測の大外しは発生してしまうため、直近の発電実績連携などにより大外し回避などの取り組みを検討していく。
	ならし効果	<ul style="list-style-type: none"> ➤ PVのみでBGを組成した場合は、40%程度のIB削減効果が得られるが、風力のみで組成したBGでは、25%～50%程度、またPVと風力を組み合わせた場合においては40%～55%程度のIB削減効果得られる結果となっており、風力単体でBGを組成するよりPVと組み合わせることが望ましい。 ➤ 年間でならし効果によるIB量減少率を検証したところ、日毎に見るとならし効果が0%に近い日や80%程度得られる日があることが分かった。拠点毎の予測外れの方向が同じ場合は、複数発電設備を束ねてもならし効果は得られないため、予測精度そのものの精度向上が最重要である。

5. 全体総括(2) ～各実証における成果や課題～

コンソーシアムとしての全体総括は以下の通り。

分類	項目	成果や課題、今後の解決策等
【共通実証】 インバランス 回避実証	蓄電池制御による インバランス 回避	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 蓄電池を活用した再エネインバランス回避実証を実施した(本実証においては、需要側の蓄電池を発電所併設と模擬)。 ➢ リアルタイムで発電実績を取得可能なPVと蓄電池(シミュレータ)の組み合わせでは総IB量を70%以上回避することができ、蓄電池制御によるインバランス回避効果を確認できた。その際のkWh当たりのIBコスト改善効果は4円/kWhだった。(2月11日) ➢ 今年度は計画と実績の差を1分値で合わせに行くkW制御を行っていたため、ハンチング発生し充電過剰、または放電過剰なケースが発生していた。今後は30分コマ内でのkWhで合せ込む手法の検討を行う。
【共通実証】 市場取引で の収益拡大 に向けた検証	発電時間 シフト	<ul style="list-style-type: none"> ➢ PV50kWと蓄電池6kW/24kWh×2台の組み合わせ(PV対蓄電池の出力比は4:1)にて再エネ発電時間シフトを行ったところ、実証日においては103円、蓄電池1kWhでは3.6円の収益向上を確認した。一部充放電計画通りに蓄電池が制御していない事象があったので改善に努める。 ➢ 発電所併設蓄電池の稼働率向上のために電力系統からの充電ありで系統連系申請をすることが考えられるが、TSOにより手続きの対応が異なるなど、フローが不明瞭な点があるため、明確化されることが望まれる。 ➢ また、現状の制度上、電力系統からの充電時は需要BG、放電時は発電BGで管理する運用となっているが、発電事業者によってはそれぞれのBG管理を別会社に委託しているケースや別システムで管理しているケースがあり、両BGを連携した管理が困難。
	FIP	<ul style="list-style-type: none"> ➢ FIT収益試算では、東北エリア全拠点(PV17拠点、風力5拠点)で試算したところ、今年度の状況においてはFITよりFIPの方が総じて収益性があることがわかった。また、年間平均では予測事業者により9千万円程度の収益に差異が生じることが分かった。(発電設備出力1kWあたり約300円の差異)。

5. 全体総括(3) ～各実証における成果や課題～

コンソーシアムとしての全体総括は以下の通り。

分類	項目	成果や課題、今後の解決策等
【共通実証】 再エネ発電量 予測技術実証	全体	<p>【エナリス】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 予測配信直前の発電実績(今回は4時間前)を連携することによる予測精度に及ぼす影響を検証した結果、PV予測の精度向上効果は1.6%、風力予測の精度向上効果は7.2%とどちらも直前の実績連携による改善効果を確認した。予測を過小に外す(実績>予測)のケースでの改善効果が高く、特に風力においてはほぼ過小側の誤差の割合が解消された。 ➤ 気象庁数値予報および実績データを機械学習モデルにより発電量予測値へ変換する手法。必然的に気象庁数値予報が外れた場合は、発電予測値も外れてしまう。同様に発電実績異常値を学習した場合も発電予測値として異常値が出力されてしまう課題あり。 ➤ 風力予測の外し傾向に着目したモデル改善検討を実施し、設置場所地形特性、摩擦等の影響を受けないとされる高層GPV風速が誤差率に与える影響を確認したところ、九州エリアでは9.7%の精度向上を確認したが、東北エリアでは逆-5.4%の精度悪化となった。本モデル導入の際は、風況の確認等の条件設定の詳細検討が必要となる。 ➤ また、外れ値(発電量ゼロかつ風速実績あり)を学習データから除外する効果について検証した結果、九州で2.1%、東北で0.4%の予測精度向上を確認した。データ除外による学習機会の減少は限定的であった。今後は、相関関係のないデータの除外方法や、強風時停止データの扱い方法の検討と合わせモデル実装につなげたい。 ➤ PVに関しては東北12月の誤差率が顕著に高かったため、特定の発電設備の予実結果を詳細検証した結果、特に12/14以降は日射量が予測されても発電実績はゼロ近くという日が多く出現していた。学習効果が生かされていない状況が考えられる。該当発電所近辺の観測実況による降雪情報より、直上は晴天だが、雪により発電停止している可能性が示唆されている。これに対しては、GPV降水量と最低気温および上空GPVの寒気気温を用いた雪フラグ等の特徴量開発が考えられるが、汎用モデルへの適用においては冬季以外に与える影響も考慮して慎重に検討したい。 ➤ アンサンブル気象予報の日射量誤差の性質を調べたところ、平均的な精度はGSM単独より悪いが、大外しに限ればアンサンブルが最良という結果であった。(アンサンブル予報は3時間値であり、間は理論日射量で規格化し補間していることが誤差悪化の要因と思料。)アンサンブルデータが1時間値で配信されると結果は異なると想定。

5. 全体総括(4) ～各実証における成果や課題～

コンソーシアムとしての全体総括は以下の通り。

分類	項目	成果や課題、今後の解決策等
【共通実証】 再生エネルギー発電量 予測技術実証	全体	<p>【自然電力】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 予測精度の向上において、昨年度からのロジック修正、学習に使用する気象データの種類やアンサンブル予測がどのような影響を与えるのか検証 ➤ 過去の天気予報を新たに学習のパラメータへ設定するにより一定の予測改善効果が見られた。 ➤ 異なる気象データソースの仕様が予測精度へ与える影響を検証した結果では、PV・風力・需要家とも気象データのソースによる予測誤差に大きな差は存在しない結果であった。 ➤ アンサンブル気象予報が予測精度へ与える影響の検証結果としては、若干の予測精度向上効果を確認した。 <p>【シェルジャパン】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 機械学習における分析アルゴリズムであるGBM(Gradient Boosting Machine)、ニューラルネットワーク、そしてアンサンブル手法を用いる予測モデルにて予測 ➤ 更なる精度向上に向けては、実績データに異常値や欠測があった際の早期検知が必要、また発電データの粒度については一部発電所では1時間単位やそれ以上もあり、30分粒度への統一が望ましい。 ➤ 東北エリアについては、リアルタイムでの天候予測が良好であり、リアルタイム断面に近づくにつれ予測精度が向上している。天候予測の精度が発電量予測において重要であることが改めて確認された。 ➤ 太陽光パネルへの積雪が発電量へ影響している可能性があり、過大予測の一因となっていることが考えられる。

5. 全体総括(5) ～各実証における成果や課題～

コンソーシアムとしての全体総括は以下の通り。

分類	項目	成果や課題、今後の解決策等
【独自実証】	需給一体調整に関する検証	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 昨年度に引き続きエナリスとして需給一体調整(欧州で行われているBRPによる需給調整概念)を行うにあたっての必要な要素の整理を実施。昨年度検討を行っていなかった取引プロセス、アグリゲーターシステムと発電・小売事業者とのシステム連携、各市場とのシステム連携に関して検討した。今後は、取引プロセス内で用いる収益最大化ロジックの検討を深めるとともに、簡易的な需給一体調整モデルを構築し、従来モデルとのインバランス量・収益性等を比較検討したい。
	インバランスリスクに対するリスクファイナンスの検討	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 再エネアグリゲーション事業に関するリスクアセスメントを行い、インバランスリスクを対象とする保険開発を含むリスクマネジメント策の検討を実施。 ▶ リスクの整理・見える化、データ分析に基づくリスク評価・シミュレーションなどを行った結果、本実証事業にも示されている通り、事業者の技術や企業努力により、このリスク量を抑止・減少させることは一定可能であると考えられる。また、企業戦略によるリスク対策の程度によって事業者ごとのリスクに大きな差異が発生することもわかってきた。 ▶ 事業者に対し、個別の保険組成を検討できる成果は得たものの、制度およびマーケットが成熟していないこと、およびリスクに個別性があることから、汎用的なサービス組成には現状至っていない。今後もマーケットや制度の動向を注視し、更なるデータの蓄積・解析を繰り返しながら、サステナブルかつ制度意義の保持、ひいては国内の再エネ促進の普及に資するような商品開発に引き続き注力していく。
	事業性シミュレーターの検討	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 本年度は関係を一般的なモデル化し、さらに詳細な経済性を試算するシステムを構築し、単位当たりの発電設備容量に対し、蓄電設備容量の増加の経済性を一般的に試算 ▶ 再エネアグリサービスを見据えた事業性シミュレーションをした結果、蓄電池コストが3万円/kWh程度に下がらないと、再エネ併設蓄電池ではIRRは下がる傾向となった。また蓄電池コストが3万円/kWhの場合、再エネ1,000kW(AC)に対し適切な蓄電池容量は600kW/1,200kWhという試算結果となった。



株式会社エナリス

〒101-0062

東京都千代田区神田駿河台2-5-1 御茶ノ水ファーストビル 14F

Tel:03-6657-5453