

令和5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

【株式会社エナリス】

事業概要

1. 全体計画概要

事業概要

1. 全体計画概要

		2021年度	2022年度	2023年度
参加意義・目的		<ul style="list-style-type: none"> 再エネアグリに必要な知見、技術の獲得 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 		再エネアグリ収益化に向けたシステム構築
課題・テーマ		インバランス低減手法の検証	再エネ発電量予測技術の改善 (予測精度向上)	実ビジネス化に向けた収益性・運用面の検証
実証概要	共通① インバランス回避	<ul style="list-style-type: none"> 発電BG組成効果の検証 発電側制御可能リソースによる発電BGバランスング検証 	<ul style="list-style-type: none"> 発電量予測タイミング別評価 BG組成手法の検証 蓄電池によるインバランス回避 	<ul style="list-style-type: none"> 時間前市場取引によるインバランス回避 蓄電池充放電によるインバランス回避
	共通② 収益拡大	<ul style="list-style-type: none"> 市場価格に連動したESS制御の検証(GC前) 蓄電池による計画値同時同量制御の検討(GC後) 	収益性改善に向けた蓄電池制御ロジックの改善	蓄電池導入やBG組成による経済的効果の検証
	共通③ 発電量予測	再エネ発電予測技術開発と予測精度評価	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ発電量予測技術改善 アンサンブル気象予報導入による予測精度検証 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ発電量予測精度向上検証(積雪影響を考慮した予測など) 予測精度と運用コストの費用対効果の検証
	独自① 需給バランスの確保	発電BGと需要BGの連携についての課題等の抽出	需給一体調整に関する運用ロジックの検討	
	独自② インバランスリスク検討	コーポレートPPAモデルでの予測技術と発電インバランス低減方法の検討・分析	<ul style="list-style-type: none"> 再エネアグリ事業のリスク整理 リスクファイナンス手法の検討 	再エネ予測誤差に起因するインバランスリスクヘッジのための保険商品及びサービスの開発検討
	独自③ 蓄電池の活用	系統用蓄電池の普及拡大のための課題を揚水発電設備と比較検討	蓄電池の経済性を試算するシステム検討・構築	

事業概要

1. 全体計画概要

本実証事業では、11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
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、会津電力株式会社、電源開発株式会社、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、鈴与商事株式会社
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、RT予測精度向上)■ 時間前市場取引によるインバランス回避(収益性の評価)■ 蓄電池充放電によるインバランス回避(按分計量導入時の収益性の検証)
	【共通】市場取引での収益拡大に向けた検証： <ul style="list-style-type: none">■ 蓄電池導入やBG組成による経済的効果の検証
	【共通】再エネ発電量予測技術実証： <ul style="list-style-type: none">■ アンサンブル予測導入効果検証 (異なる気象予報会社の予測データを用いた場合の再エネ発電予測精度の検証)■ 予測精度向上検証(積雪の影響を考慮した予測技術の開発、洋上風力発電における予測技術の検証、トラブル停止等による異常値や出力抑制の検知手法の開発)■ 発電量予測精度と予測運用コストの費用帯効果の検証
	【独自】インバランスリスク保険商品等検討： <ul style="list-style-type: none">■ 再エネ発電予測誤差に起因するインバランスリスクヘッジのための保険商品およびサービスの開発検討
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、収益化に向けたシステム構築を目指す。

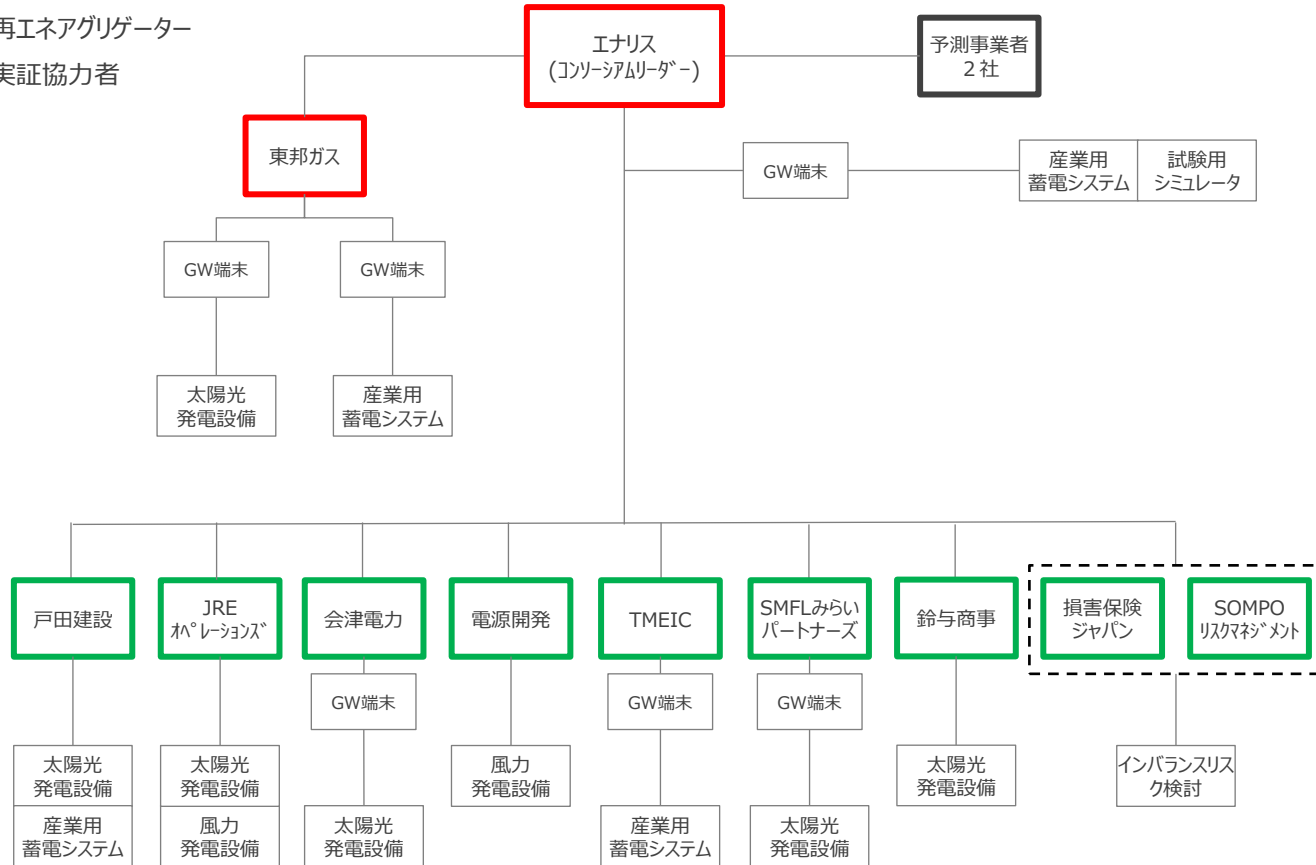
事業概要

2. コンソーシアム計画と実績

実証実施の体制図

2. コンソーシアム計画と実績(1)実証実施の体制図(11社体制)

- : 再エネアグリゲーター
- : 実証協力者



TMEIC : 東芝三菱電機産業システム

実証実施の体制図

2. コンソーシアム計画と実績(2)各社の役割

種別	事業者名	役割
再エネアグリゲーター	エナリス (コンソーシアムリーダー)	<ul style="list-style-type: none"> ▶再エネアグリゲーションのための技術開発、各事業者との連携、データ分析 ▶再エネアグリゲーションにおける課題抽出、各机上検討、収益評価等
	東邦ガス	▶太陽光発電所併設蓄電池を活用したインバランス回避、市場取引での収益最大化検討等
実証協力者 ※役割部分はエナリスと共同で実施する	戸田建設	▶再エネ発電設備・産業用蓄電設備の提供(リアルタイム連携)、再エネアグリゲーションにおける活用手法検討
	電源開発	▶再エネ発電の提供(リアルタイム連携)、再エネアグリゲーションにおける活用手法検討
	JRE-OPS、会津電力、 SMFL-MP	▶再エネ発電設備の提供(リアルタイム連携)、予実比較検証、インバランス回避効果検証等の実施による、発電事業者目線での再エネアグリゲーションビジネス拡大に向けた検討。
	TMEIC	▶産業用蓄電設備の提供、再エネアグリゲーションにおける蓄電池活用手法検討
	損保ジャパン、SRM	▶インバランスリスクヘッジのための保険商品等の開発検討
	鈴与商事	▶再エネ発電設備、需要実績の提供(リアルタイム連携)、予実比較検証、インバランス回避効果検証等の実施による、再エネアグリゲーションにおける活用手法検討

SMFL-MP:SMFLみらいパートナーズ
損保ジャパン:損害保険ジャパン

SRM:SOMPOリスクマネジメント
TMEIC:東芝三菱電機産業システム

実証実施の体制図

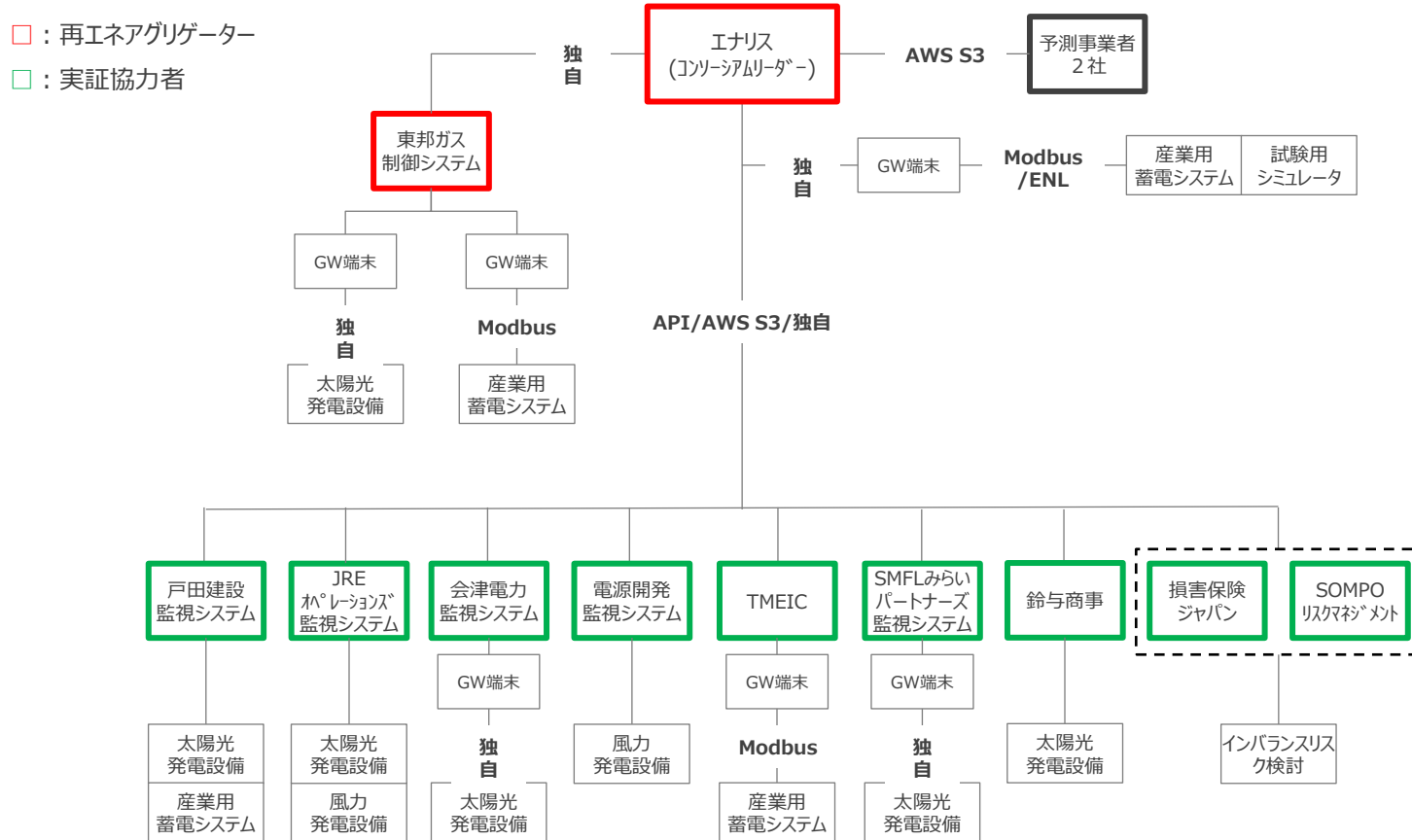
2. コンソーシアム計画と実績(3)実証内容

実証項目

実証項目	実証内容	詳細	継続	新規
【共通①】 インバランス回避等に向けた実証	発電量予測タイミング別検証 (※予測精度向上は共通③で実施)	<ul style="list-style-type: none"> • 通年を通じたFIP収益・インバランス評価(季節性・エリア特性) 	○	
	時間前市場取引による インバランス回避効果検証	<ul style="list-style-type: none"> • リアルタイム予測を利用した時間前市場取引によるインバランス回避効果と収益性の評価 		○
	蓄電池充放電による インバランス回避効果検証	<ul style="list-style-type: none"> • 制御ロジックの更なる改善(精度向上) • リアルタイム予測を利用した蓄電池充放電によるインバランス回避効果と収益性の評価 • 時間前市場取引との使い分け(運用方法)の検討 	○	
【共通②】 市場取引での収益拡大に向けた検証	収益性改善	<ul style="list-style-type: none"> • 判断ロジックの改善 • 蓄電池導入やBG組成による経済的効果の検証 • 発電所併設蓄電池のレバニュースタック(収益源拡大)の検討 	○	
【共通③】 再生エネルギー予測技術の実証	アンサンブル予測導入効果検証	<ul style="list-style-type: none"> • 異なる気象予報会社の予測データを用いた再生エネルギー発電量予測精度の検証(コスト評価) 		○
	予測精度向上検証	発電量予測精度向上による収益拡大を目的に下記事項を検証する <ul style="list-style-type: none"> • リアルタイム予測精度向上の深堀り検証 • 積雪の影響を考慮した再生エネルギー発電量予測技術の開発(PV) • 風力発電における予測技術精度の向上、特に予測大外しの低減手法の検討 • 洋上風力発電における予測技術の検証 • トラブル停止等による異常値や出力抑制の検知手法の開発および機械学習への反映による予測精度の向上 	○	
	運用コストの削減検証	<ul style="list-style-type: none"> • 発電量予測精度と予測運用コストの費用対効果の検証 		○
【独自①】 インバランスリスク保険商品等検討 ※「再生エネルギーの事業性の検証」に該当	IBリスクヘッジのための 保険商品およびサービスの 開発検討	<ul style="list-style-type: none"> • 再生エネルギー予測誤差に起因するインバランスリスクヘッジのための保険商品およびサービスの開発検討 	○	

実証実施の体制図

2. コンソーシアム計画と実績(4)全体システム構成図



TMEIC : 東芝三菱電機産業システム

実証実施の体制図

2. コンソーシアム計画と実績(5)サイバーセキュリティ対策

サイバーセキュリティ対策の推進

「エネルギー・リソース・アグリゲーションビジネスに関するサイバーセキュリティガイドライン Ver.2.0」に準拠したセキュリティ対策に取り組む。

➤ PDCA運用体制の更なる推進

R4年度実証で実施したセキュリティチェック結果を反映した「サイバーセキュリティ対策要件及び運用マニュアル」および「セキュリティチェックリスト」の更新。セキュリティアセスメントの実施や各社が準拠しているかのチェックなどPDCAを実施する。

➤ コンソーシアム内事業者間における連携体制の強化

各社で選任した「アグリゲーション情報セキュリティ委員会メンバ」を中心に本番運用を想定したセキュリティ組織運用を推進する。

➤ 第三者認証取得の検討

コンソーシアムリーダーや第三者によるセキュリティチェックの実績に加え、本年度は第三者認定取得の検討を実施する。

➤ 異常検知機能によるセキュリティインシデント検知の検討

システム全体への異常検知(制御指示の無いリソースの挙動を検知する等の振舞いを検知すること)により、セキュリティインシデント(不正侵入や不正制御の兆候等)への気づきおよび遮断等の対処を行う仕組みを引続き改良検討する。(他社システム連携(クラウドGW連携等)を含め、検知後のリスク箇所の切り離し機能等を検討)

実証スケジュール

2. コンソーシアム計画と実績(6)スケジュール



リソース導入・確保結果

2. コンソーシアム計画と実績(7)リソース導入・確保結果

リソース	再エネ発電設備[太陽光発電]						再エネ発電設備 [風力発電]	火力発電所		業務用・産業用 蓄電システム		EV		
	[野立て]		[屋根上] (高圧以上)		[住宅用]			台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)	台数	設備出力 (kW)	
供給 区域	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)	台数	設備出力 (kW)
東北	14/19	146,387 /253,892	1/2	499 /699	0/0	0/0	3/5	71,600 /112,350	0/1	30,000	0/0	0/0	0/0	0/0
東京	15/29	89,210 /174,934	8/22	3,485 /7,965	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	1/6	6/629	0/4	0/24
中部	4/4	9,149 /9,149	13/15	3,460 /4,140	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	1/2	20/26	0/3	0/18
北陸	0/0	0/0	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	6/8	34,965 /59,554	0/2	0/852	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	1/1	6/6	0/0	0/0
中国	0/1	0/2,000	0/2	0/547	0/145	0/889	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
四国	1/3	8000 /8,500	0/1	0/300	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
九州	13/22	58,955 /106,455	0/1	0/500	0/4	0/33	3/6	※ 26,500 /46,230	0/0	0/0	1/1	171/171	0/0	0/0
合計	53/86	346,666 /614,484	22/45	7,444 /15,003	0/149	0/922	7/12	105,600 /166,080	0/1	0	4/10	203/832	0/7	0/42

「R5年度リソース確保実績値/R3～R5年度で確保したリソース実績値(朱記)」にて記載。

※計画との差異(今年度)

予定していた九州エリアの洋上風力発電リソースについて一部確保が出来なくなったが、設備出力は減少したものの代替設備を確保したため、実証事業への影響はなし。(予定:16,519kW ⇒ 代替:2,000kW)

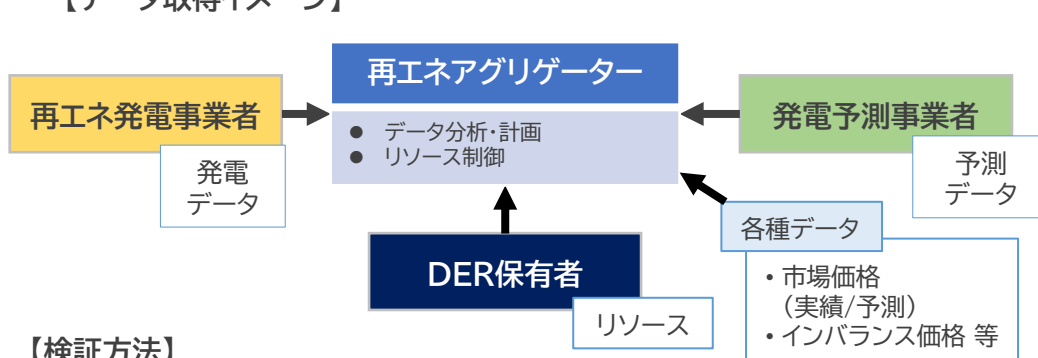
実証概要（共通実証）

3. 共通実証の実証内容と結果

実証概要（共通実証）

3. 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)
- 時間前市場取引によるインバランス回避効果の検証
- 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	○	○		○	
戸田建設		○		○	
JRE-OPS		○			
会津電力		○			
電源開発		○			
TMEIC				○	
SMFL-MP		○			
損害保険ジャパン					○
SRM					○
鈴与商事		○			
予測事業者1			○		
予測事業者2			○		

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

実証概要（共通実証）

3. 共通実証 インバランリスクの考え方

【kWh当たりの予測外れによる損失(インバランリスク単価)の定義】

本実証事業においてFIP活用の検証を行うにあたり、FIP適用時に付加されるバランシングコスト(1円/kWh)が再エネアグリゲーションする際に十分かどうかを評価する必要があり、昨年度と同様にバランシングコストに含まれるインバランリスク単価(kWh当たりの予測外れによる損失)を以下と定義する。

インバランリスク単価:「再エネ発電計画値全量をスポット市場に売電する前提のもと、発電実績量を誤差なく予測できた場合に比べた損失を、発電実績値で割ったもの」

具体的には以下を各コマで計算する。

- ① 実際の収益。計画値(予測値)分全量をスポット市場に販売し、計画値と実績値のズレをインバラン(IB)として清算。

実際の収益 = 市場収益 + 余剰IB料金 + 不足IB料金

※ 市場収益 = 発電**予測値** [kWh] × SPOT市場価格 [円/kWh]

※ 余剰IB料金は余剰量×余剰IB単価(コマ毎)。不足IB料金も同様。

※ 余剰IB料金は正、不足IB料金は負

- ② 発電量を誤差なく予測できた理想的な場合の収益。

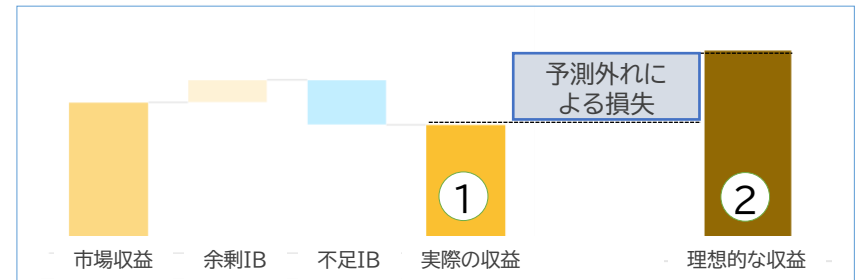
発電実績値** [kWh] × スポット市場価格 [円/kWh]**

- ③ 予測外れによる損失を発電量kWh当たりに直すと、以下の通り。

インバランリスク単価 =

予測外れによる損失(①-②) ÷ 発電実績値** [kWh]**

※一般的にIB発生時は収益が落ちるため、この値は負になるが
系統不足時に余剰IBが発生すると正となる場合もある。



補足:発電事業者にどれだけ損失が出るかというIBリスク(予測外れにより生じた損失)を主な指標として検証するとともに、アグリゲーターとして再エネアグリゲーションする際のIB料金(余剰IB料金+不足IB料金)も確認予定。

実証概要（共通実証）

3. 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	$\frac{\text{売電収入(発電計画} \times \text{スポット価格)} + \text{インバランス料金損失(余剰IB料金} + \text{不足IB料金(負))} - \text{発電実績} \times \text{スポット価格}}{\text{発電実績}}$		
インバランスコスト単価	$\frac{\text{インバランス料金損失(余剰IB料金} + \text{不足IB料金(負))}}{\text{発電実績}}$			
収益	○FIP収入	$\text{売電収入(発電計画} \times \text{スポット価格)} + \text{インバランス料金損失(余剰IB料金} + \text{不足IB料金(負))} + \text{プレミアム収入}$		
	○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

実証概要（共通実証）

3. 共通実証

3-(1). インバランス回避実証

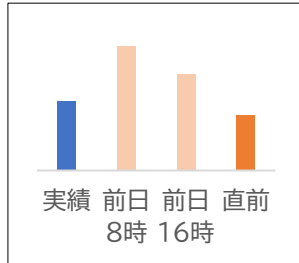
実証概要（共通実証）

共通実証(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等を評価。

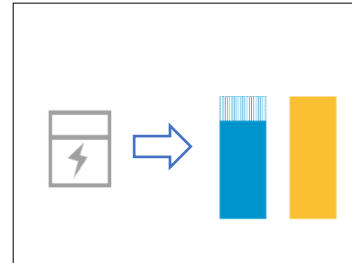
取り組み1
(予測タイミング別・BG組成)



取り組み2
(時間前市場取引)



取り組み3
(蓄電池制御)



【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 (時間前市場)	取り組み3 (蓄電池制御)
発電設備単位	○	-	○
BG単位	○	○	○
期間	1年間(23年2月～24年1月)		24年1, 2月

※いずれも30分コマ単位で評価

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

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】

野立てPVは3社、屋根上PVは1社、風力は2社で予測・評価を行う。予測事業者2社に加え、エナリス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、インバランスコスト単価)など

【予測単位】

発電所単位で予測

【評価期間】

2023年2月～2024年1月の1年間

		予測対象		
		野立てPV	屋根上PV	風力
予測事業者	エナリス	○	○	○
	予測事業者1	○		○
	予測事業者2	○		○

実証概要（共通実証）

3. 共通実証

3-(1). インバランス回避実証

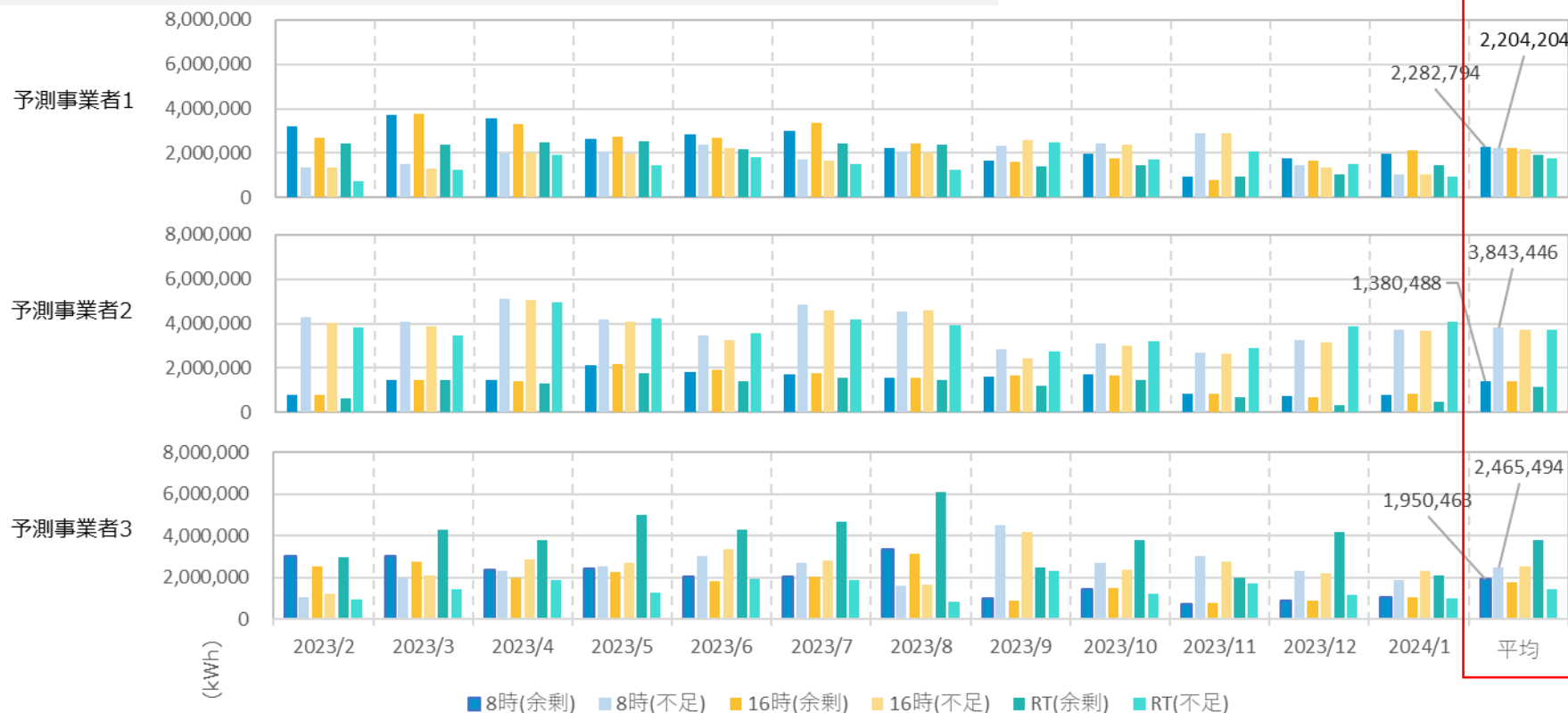
再エネ発電量予測タイミングの違いによる
インバランス低減検証

(PV)

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

- 対象BG:東北エリア PVのみ(野立てPV:14拠点 146MW)
- 評価物:IB量(kWh)
- 評価期間:2023年2月～2024年1月



【結果】

予測事業者1は、予測タイミング別でインバランス量を低減できており、また余剰・不足共に同程度の量となっており、通年で安定した予測ができていた。

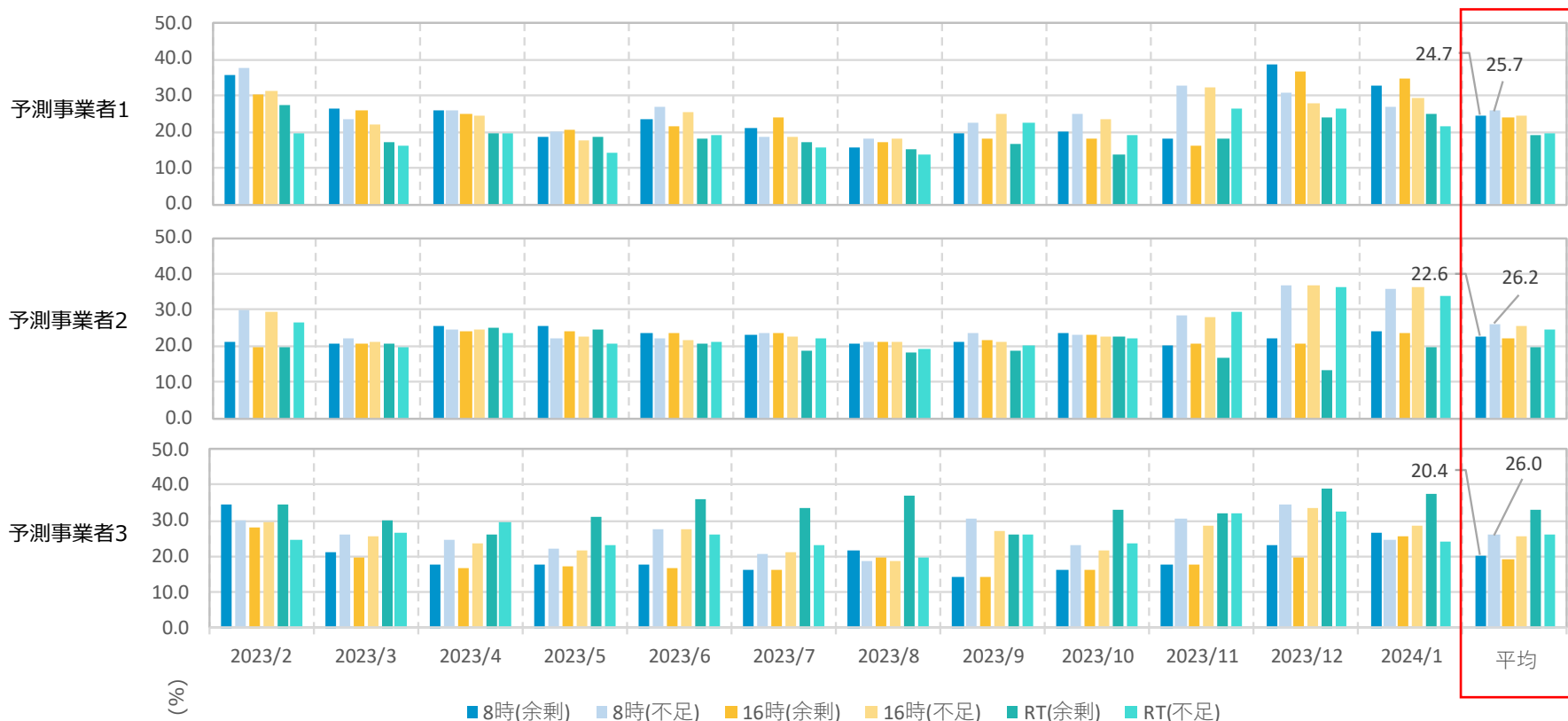
予測事業者2は、何れの予測タイミングにおいても余剰IBに比べて不足IBの方が多く発生する結果となった。

予測事業者3は、不足インバランスについては、予測タイミング別で概ねインバランスが低減された。一方、余剰インバランスについては、RT予測で大きくインバランス量が増加している月が多く見られた。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

- 対象BG:東北エリア PVのみ(野立てPV:14拠点 146MW)
- 評価物:IB量比率(%)
- 評価期間:2023年2月~2024年1月

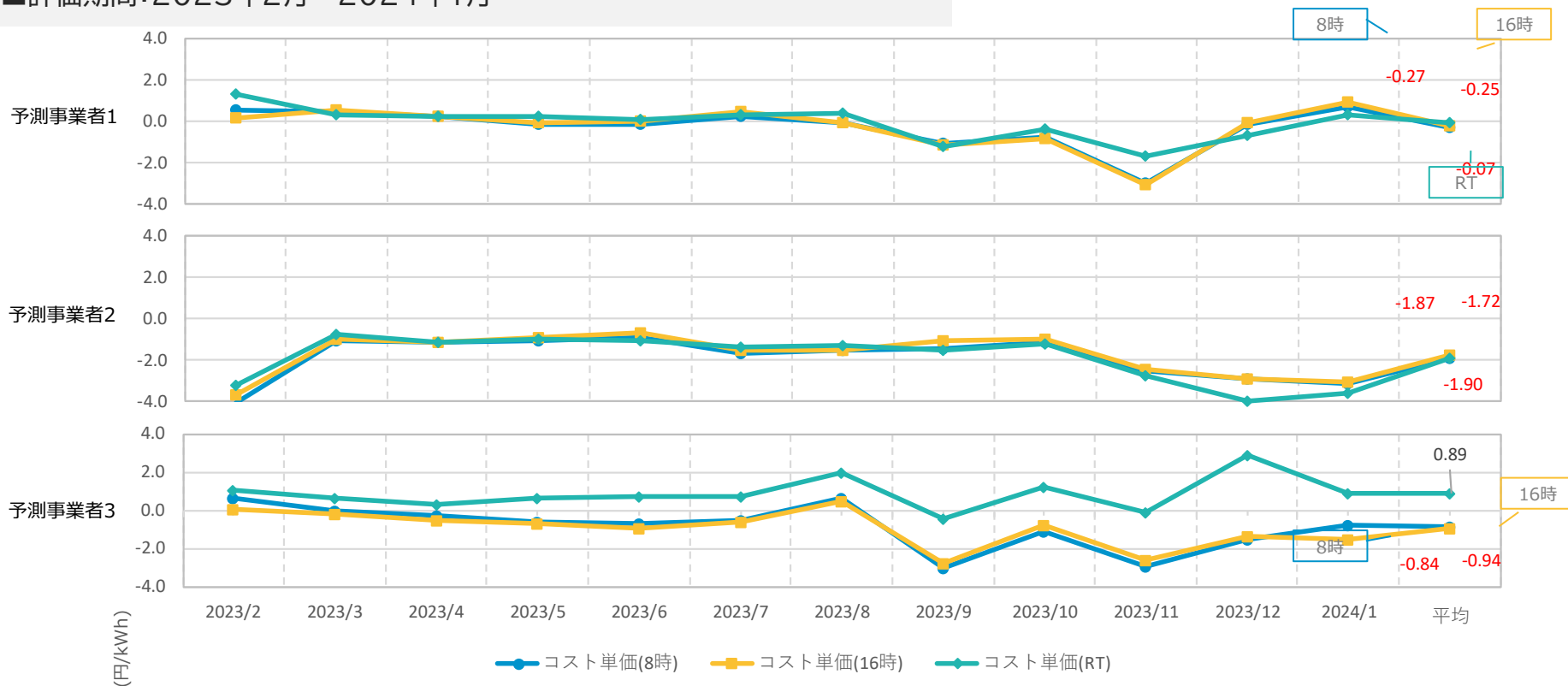


【結果】
 IB量比率は、発電計画値(予測値)に対するIB量の比率を表した結果。
 何れの予測事業者においても、PVは発電量予測に対し、平均して20~26%程度のインバランス量が発生した。
 また、年間を通して比率が大きく増減することもなかった。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

- 対象BG:東北エリア PVのみ(野立てPV:14拠点 146MW)
- 評価物:IBコスト単価(円/kWh)
- 評価期間:2023年2月~2024年1月



【結果】

IBコスト単価は、実績発電量1kWhあたりのインバランスコストを表した結果。

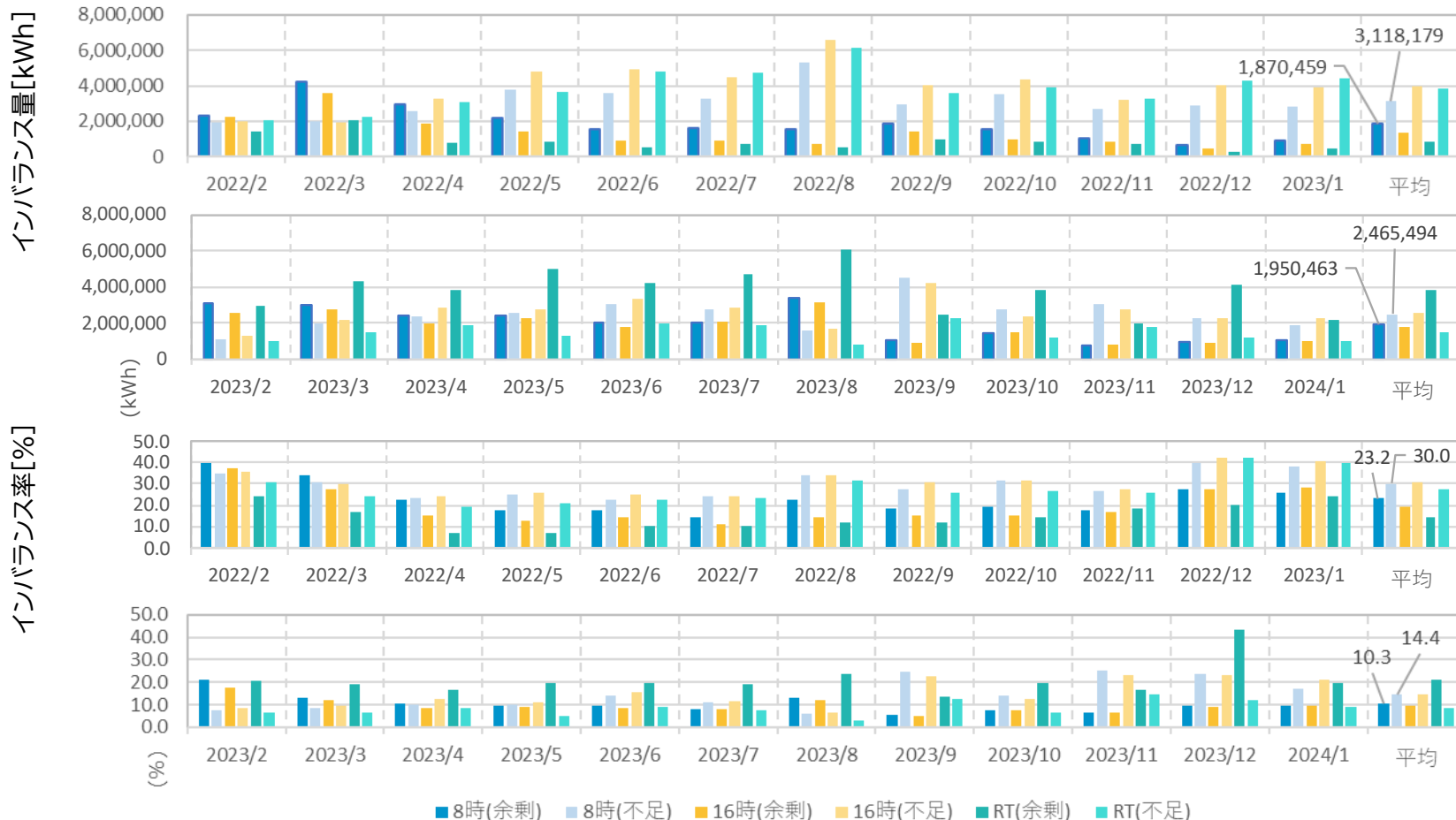
予測事業者1および3は、何れの予測タイミングにおいても平均して±1円/kWh未滿となり、FIP制度におけるバランシングコスト（計画値同時同量に対応するためのコスト）が2023年度は0.95円/kWhに設定されていることと比較すると、実用性のある予測結果が得られていると考える。

予測事業者2については、年間を通して不足気味な予測結果になっていたため、平均して約-2円/kWhという結果となった。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

- 対象BG:東北エリア PVのみ(野立てPV:14拠点 146MW)
- 評価期間:2022年2月~2024年1月
- 予測事業者3



【結果】昨年度実証結果との比較(昨年度実証結果を今年度と同じBG組成にし、各指標を再算定したものと比較)
 年間平均(前日8時予測)において、余剰インバランス量については今年度の方が若干増加しているが、不足インバランスは約700MWh/月減少した。また、インバランス率については、余剰/不足共に10%以上減少しており、昨年度と比較して、今年度の予測精度が向上したことが示された。

実証概要（共通実証）

3. 共通実証

3-(1). インバランス回避実証

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
(風力)

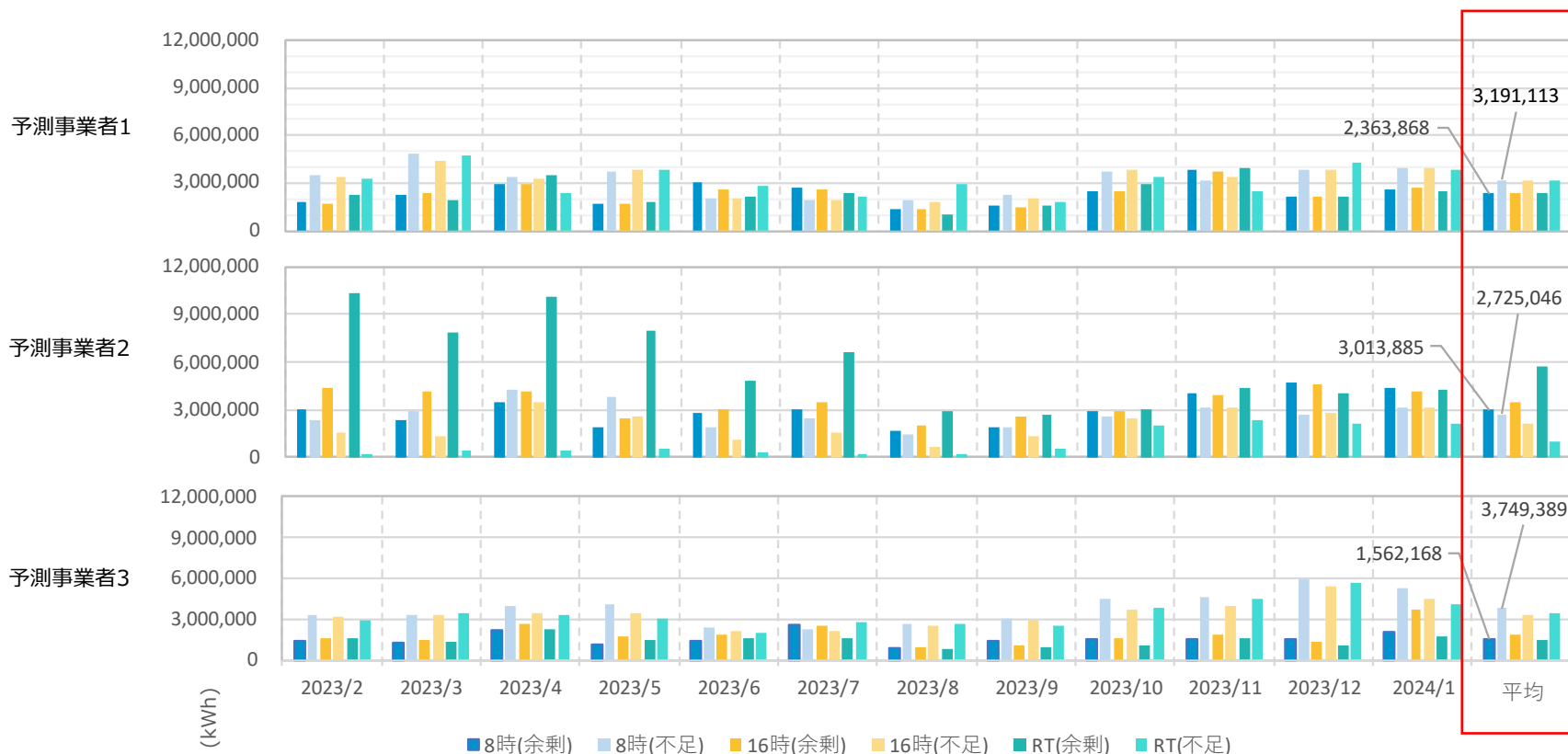
実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

■対象BG:東北エリア 風力のみ(風力:4拠点 79MW)

■評価物:IB量(kWh)

■評価期間:2023年2月～2024年1月



【結果】

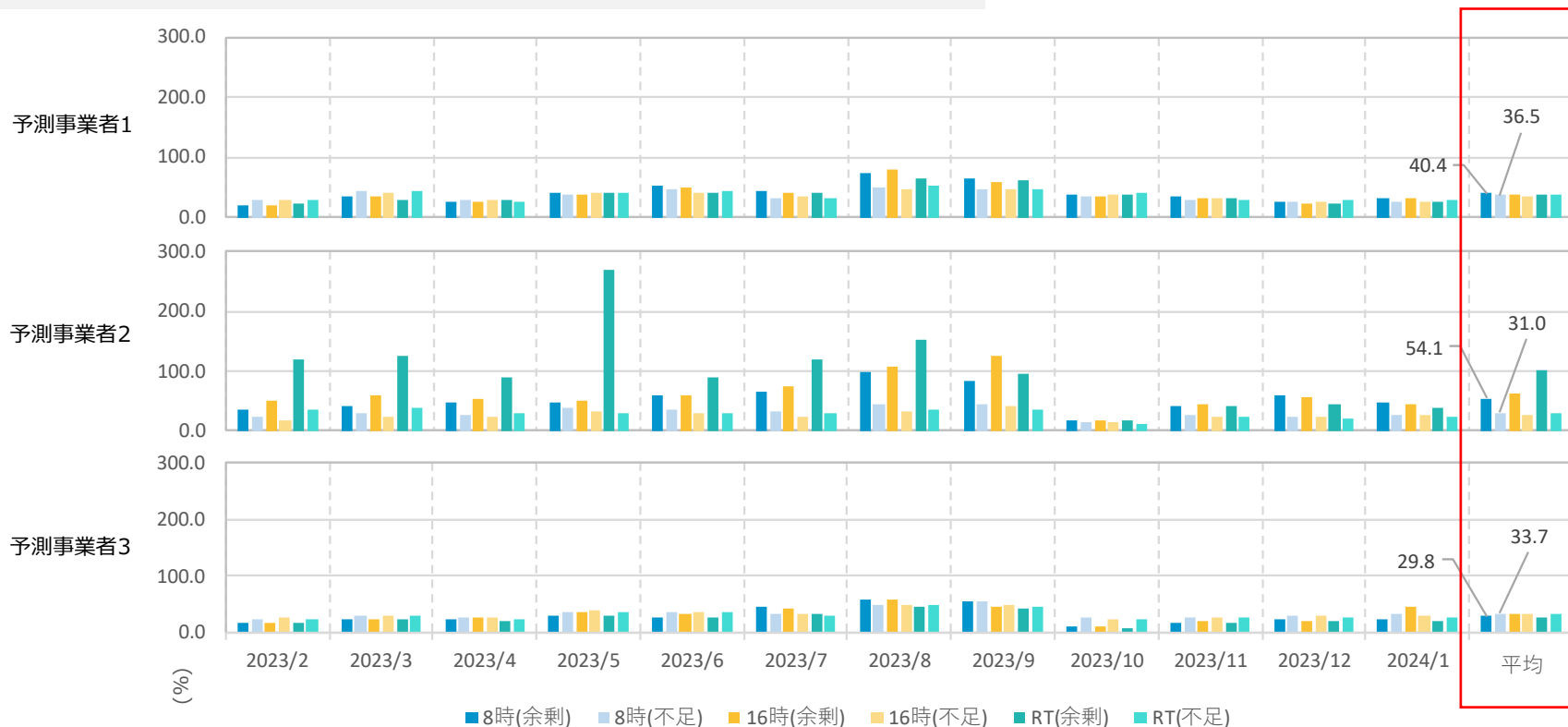
一般的に、冬期は風況が良いため、インバランス量が多い傾向が見られる。(11月、12月)

何れの予測事業者についても、月によってインバランス量にバラつきがあり、PV予測と比較すると予測の傾向が掴みにくい結果となった。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

- 対象BG:東北エリア 風力のみ(風力:4拠点 79MW)
- 評価物:IB量比率(%)
- 評価期間:2023年2月～2024年1月



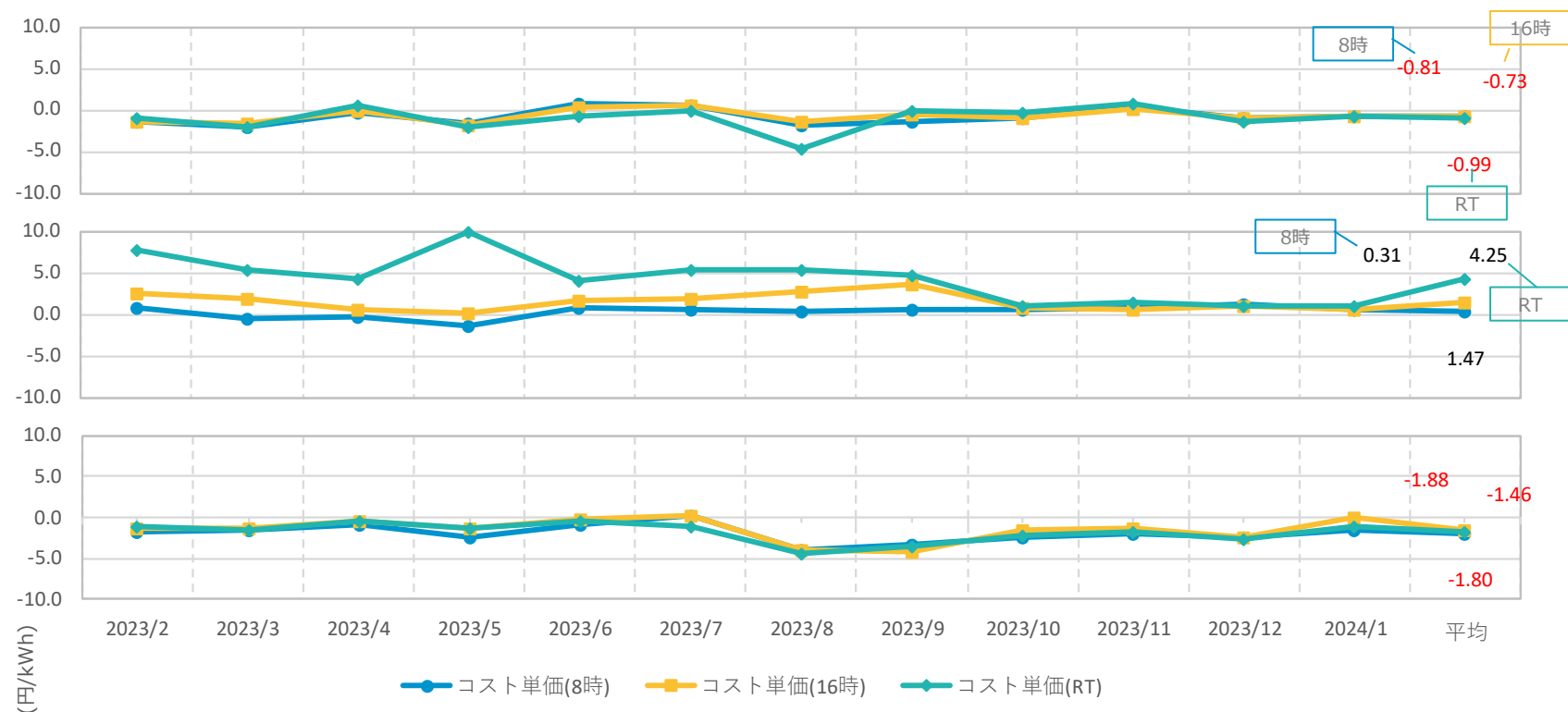
【結果】

IB量比率は、発電計画値(予測値)に対するIB量の比率を表した結果。
年間平均で計画値(予測値)に対して、30～54%程度のインバランス量が発生する結果となった。(前日8時予測)
PVでは平均20～26%程度であることから、風力は本比率が高く、予測精度の向上が更に求められる。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

- 対象BG:東北エリア 風力のみ(風力:4拠点 79MW)
- 評価物:IBコスト単価(円/kWh)
- 評価期間:2023年2月～2024年1月



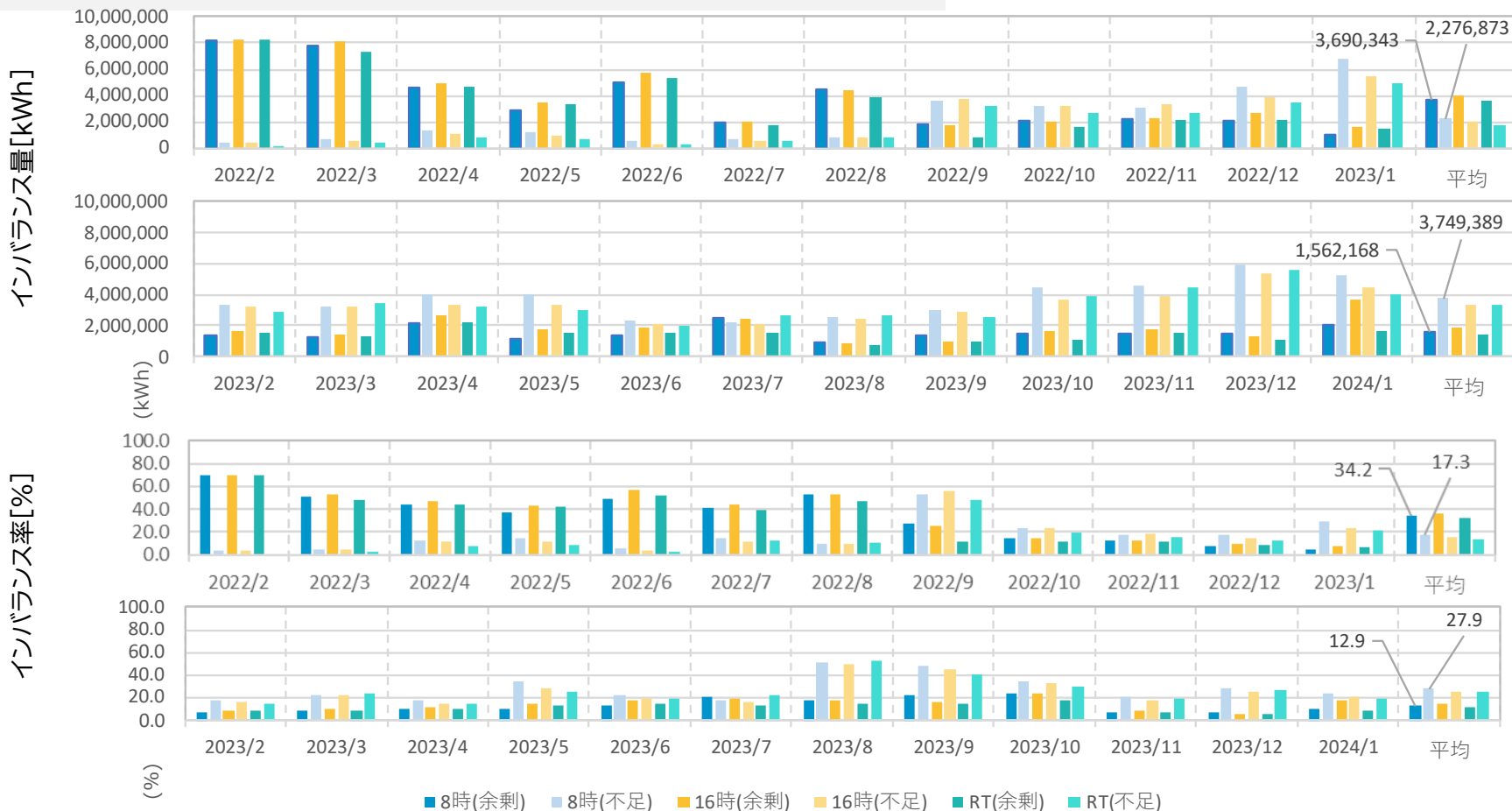
【結果】

IBコスト単価は、実績発電量1kWhあたりのインバランスコストを表した結果。
 予測事業者1および2は、前日8時予測において年間平均で±1円/kWh未滿となり、PVと同様に、FIP制度におけるバランシングコスト(計画値同時同量に対応するためのコスト)の観点から、実用性のある予測結果が得られていると考える。
 予測事業者3については、年間を通して不足気味な予測結果になっていたため、年間平均して-1.88円/kWhという結果となった。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

- 対象BG:東北エリア 風力のみ(風力:4拠点 79MW)
- 評価期間:2022年2月~2024年1月
- 予測事業者3



【結果】昨年度実証結果との比較(昨年度実証結果を今年度と同じBG組成にし、各指標を再算定したものと比較)
 年間平均(前日8時予測)において、余剰インバランス量は、大幅に減少したものの、不足インバランス量は増加した。
 また、インバランス率については、余剰は約21%減少、不足は約10%増加した。昨年度と比較すると、月ごとのバラつきや余剰/不足どちらかが極端に多いことが抑えられ、予測精度の向上傾向が見られた。

実証概要（共通実証）

3. 共通実証

3-(1). インバランス回避実証

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

エリアごとの比較(予測事業者1)

実証概要 (共通実証)

共通実証(1)インバランス回避実証 (取り組み1-1)

■対象BG:PVのみ ■評価物:IB量(kWh) ■予測事業者1 ■評価期間:2023年2月~2024年1月



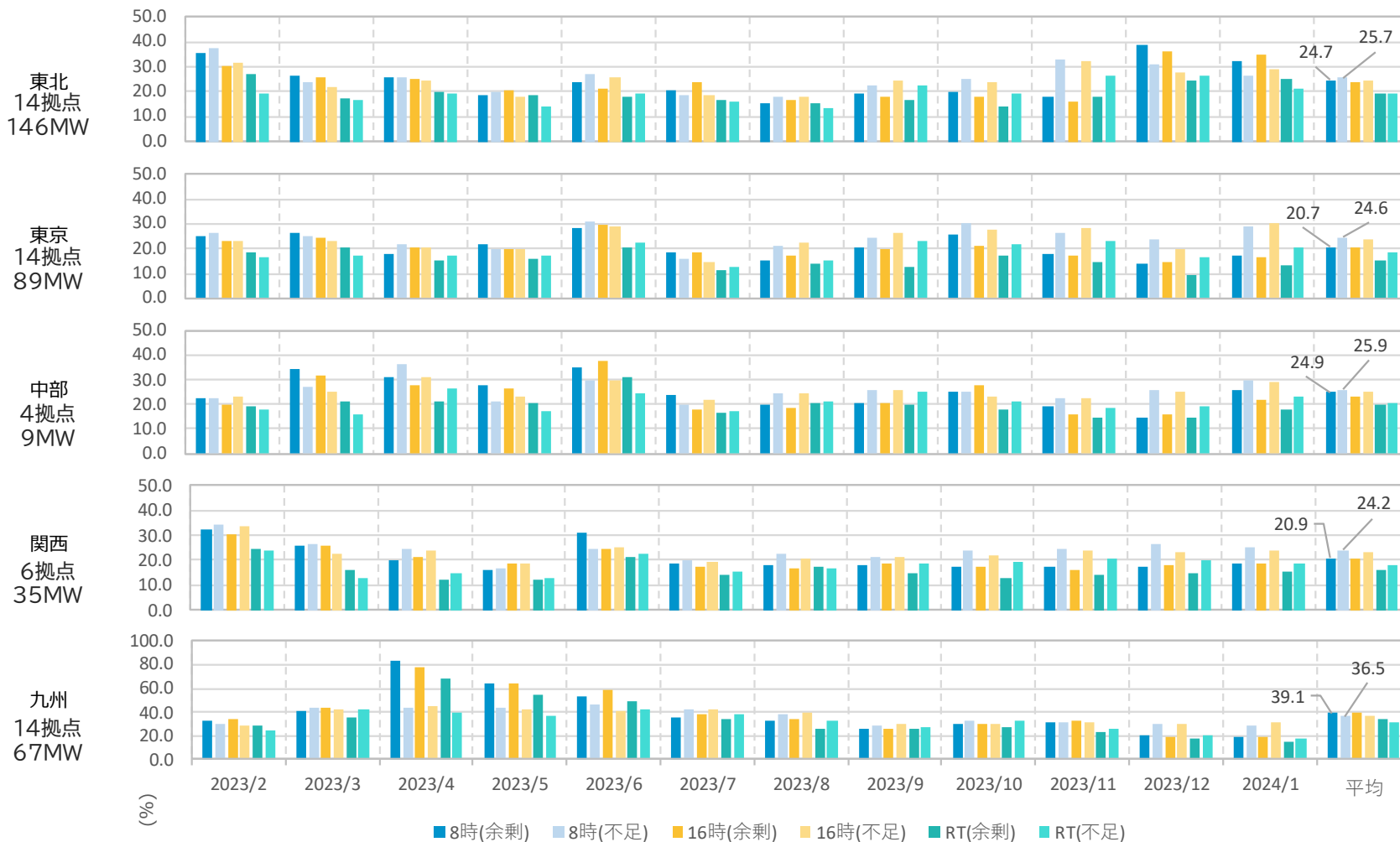
【結果】PVのみの構成とし、エリア別の年間インバランス量を比較。

何れのエリアにおいても、冬期は発電量の減少に伴い、夏期と比較してインバランス量が減少した。
また、年間平均でみると余剰・不足ともに、予測タイミング毎(前日8時→前日16時→RT)にインバランス量が低減された。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

■対象BG:PVのみ ■評価物:IB量比率(%) ■予測事業者1 ■評価期間:2023年2月～2024年1月

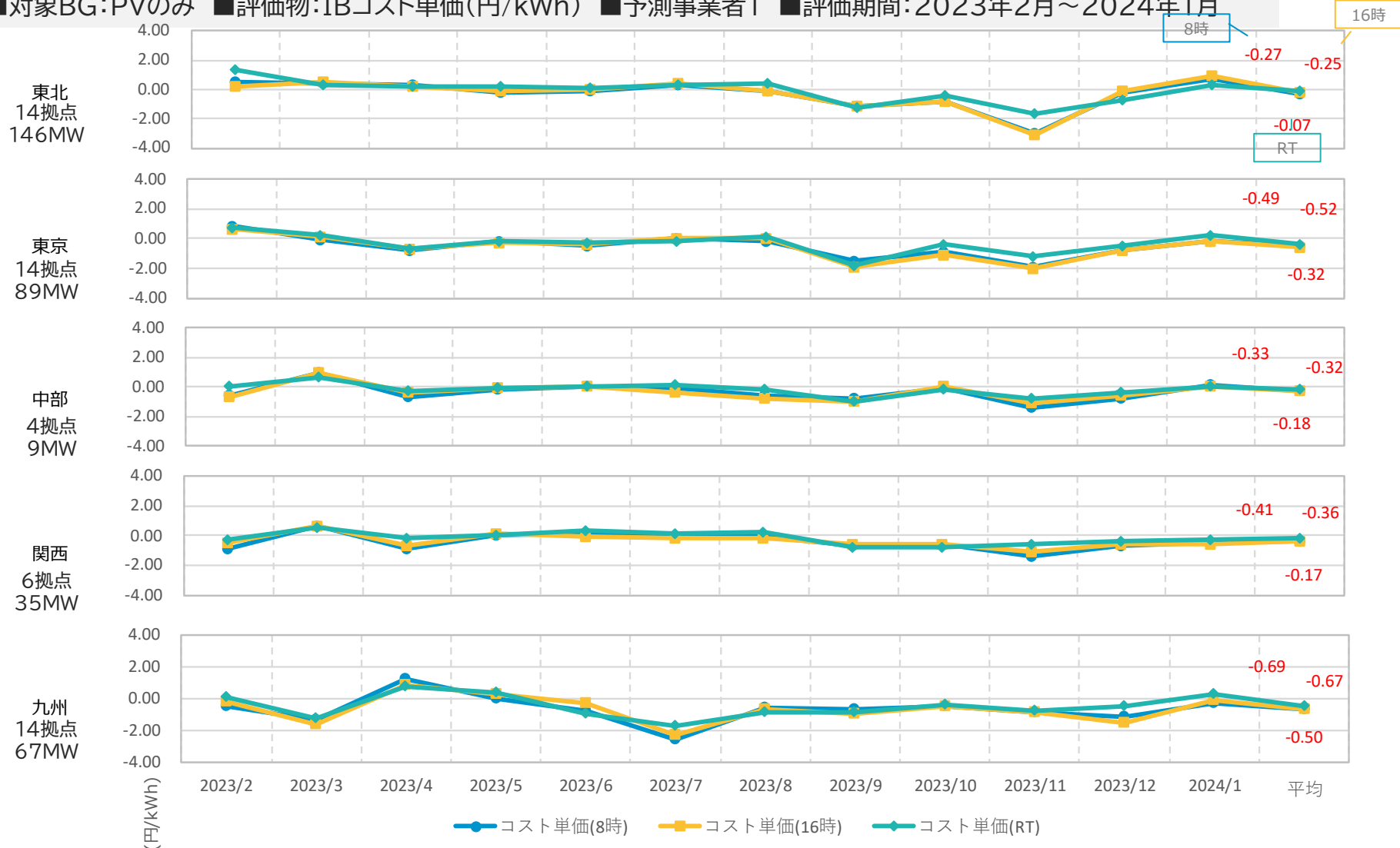


【結果】IB量比率は、発電計画値(予測値)に対するIB量の比率を表した結果。九州を除くエリアでは、計画値(予測値)に対して、年間平均で余剰・不足共に20～26%程度のインバランス量が発生する結果となった。一方、九州エリアでは、4～6月のIB量比率が高く、年間平均で余剰39%、不足37%という結果となった。

実証概要 (共通実証)

共通実証(1)インバランス回避実証 (取り組み1-1)

■対象BG:PVのみ ■評価物:IBコスト単価(円/kWh) ■予測事業者1 ■評価期間:2023年2月~2024年1月

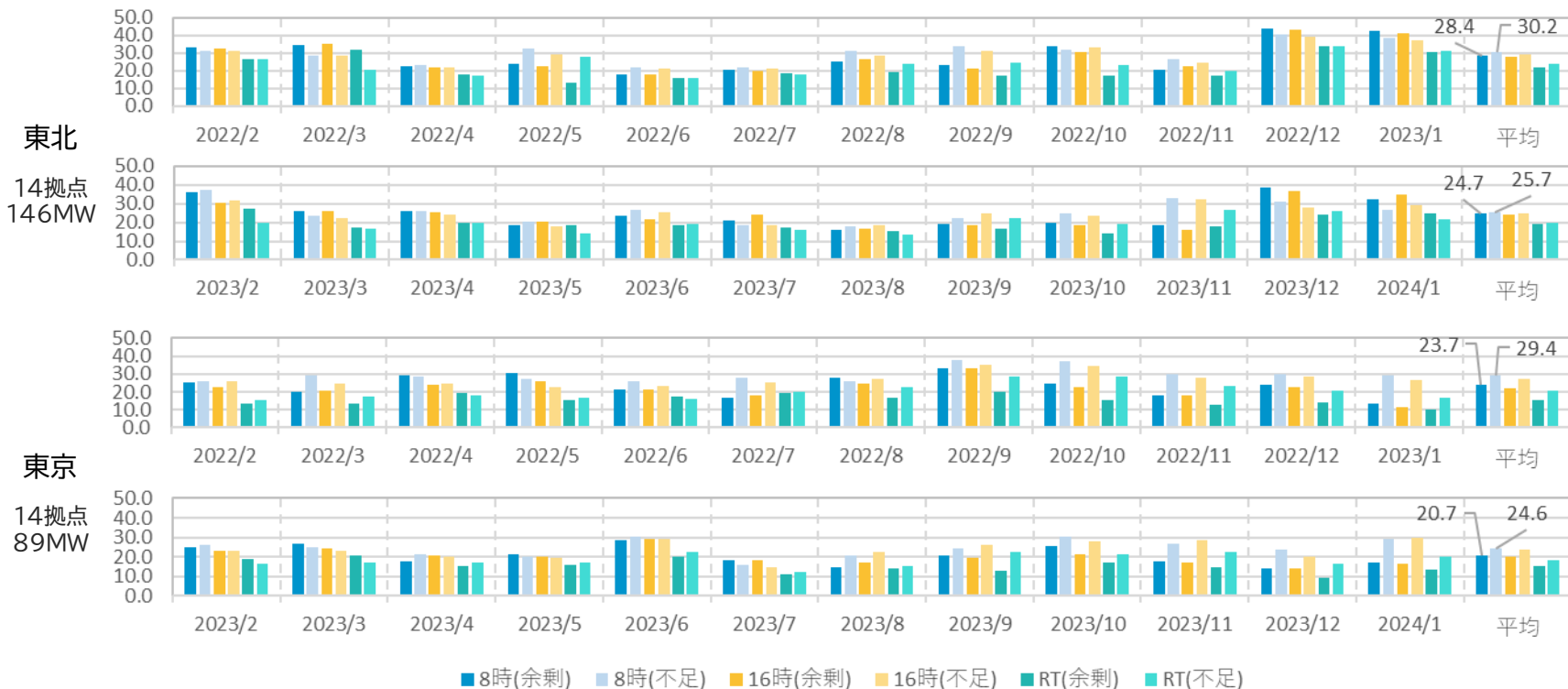


【結果】IBコスト単価は、実績発電量1kWhあたりのインバランスコストを表した結果。エリアによって振れ幅はあるものの、何れのエリア・予測タイミングにおいても年間平均-0.1~-0.7円/kWhとなり、実用性のある予測結果が得られたと考える。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

■対象BG:PVのみ ■評価物:IB量比率(%) ■予測事業者1 ■評価期間:2023年2月～2024年1月

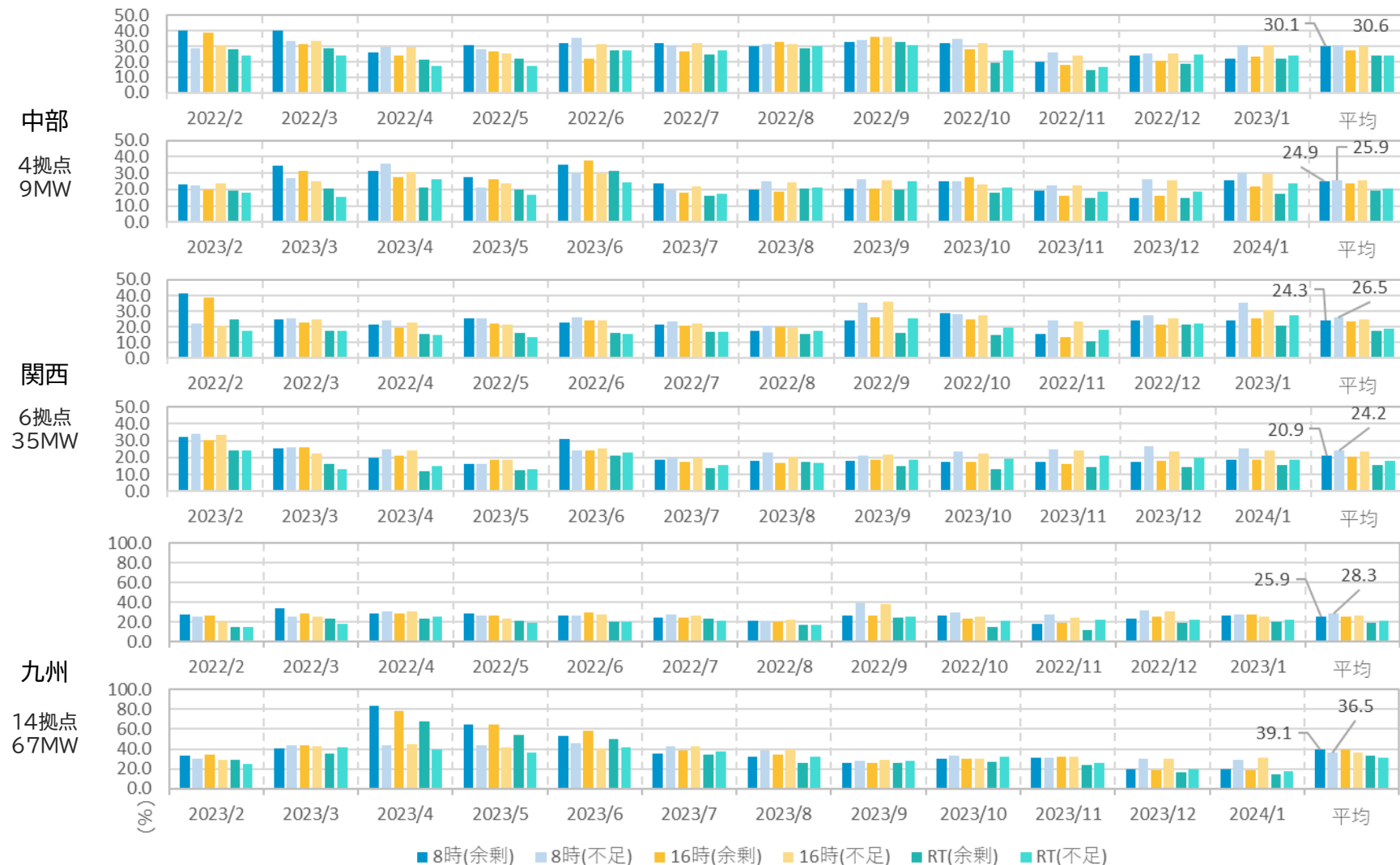


【結果】昨年度実証結果との比較(昨年度実証結果を今年度と同じBG組成にし、各指標を再算定したものと比較)
 前日8時予測のインバランス量比率は、東北・東京エリア共に、3～4%程度減少する結果となり、両エリアともに予測精度の向上が見られた。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

■対象BG: PVのみ ■評価物: IB量比率(%) ■予測事業者1 ■評価期間: 2022年2月～2024年1月

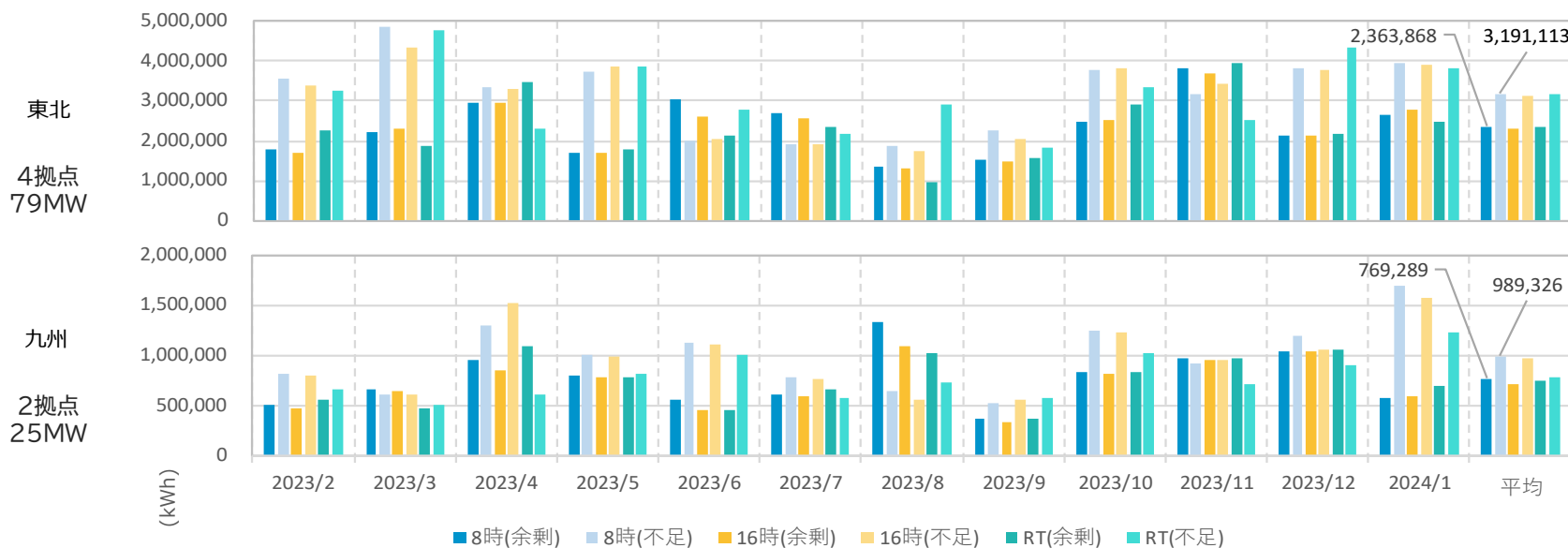


【結果】西エリアの中部・関西エリアについては、インバランス量比率が4～5%程度減少する結果となり、こちらも予測精度の向上が見られた。九州エリアにおいては、余剰で約13%、不足で約8%増加する結果となった。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

■対象BG:風力のみ ■評価物:IB量(kWh) ■予測事業者1 ■評価期間:2023年2月～2024年1月



【結果】風力のみ構成とし、エリア別の年間インバランス量を比較。

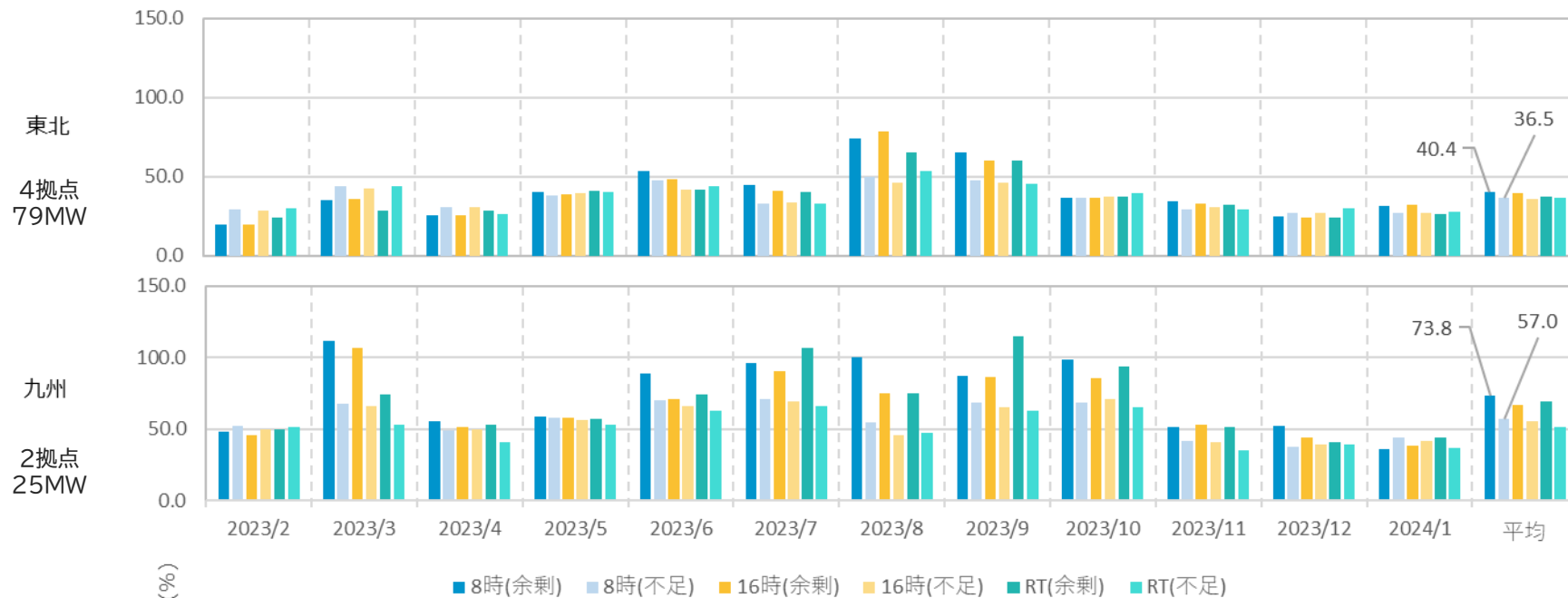
東北エリアにおいては、全体的に不足インバランス量 > 余剰インバランス量となる傾向が見られ、6～9月以外の月は相対的にインバランス量が多く発生しており、予測精度の更なる向上が求められる。

また、冬期の不足インバランス量については、一般的に冬期は風況が良く、カットアウトによる予測外しが不足インバランス量の増加の要因の一つとして考えられる。九州エリアにおいても、その傾向が見られた。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

■対象BG:風力のみ ■評価物:IB量比率(%) ■予測事業者1 ■評価期間:2023年2月～2024年1月

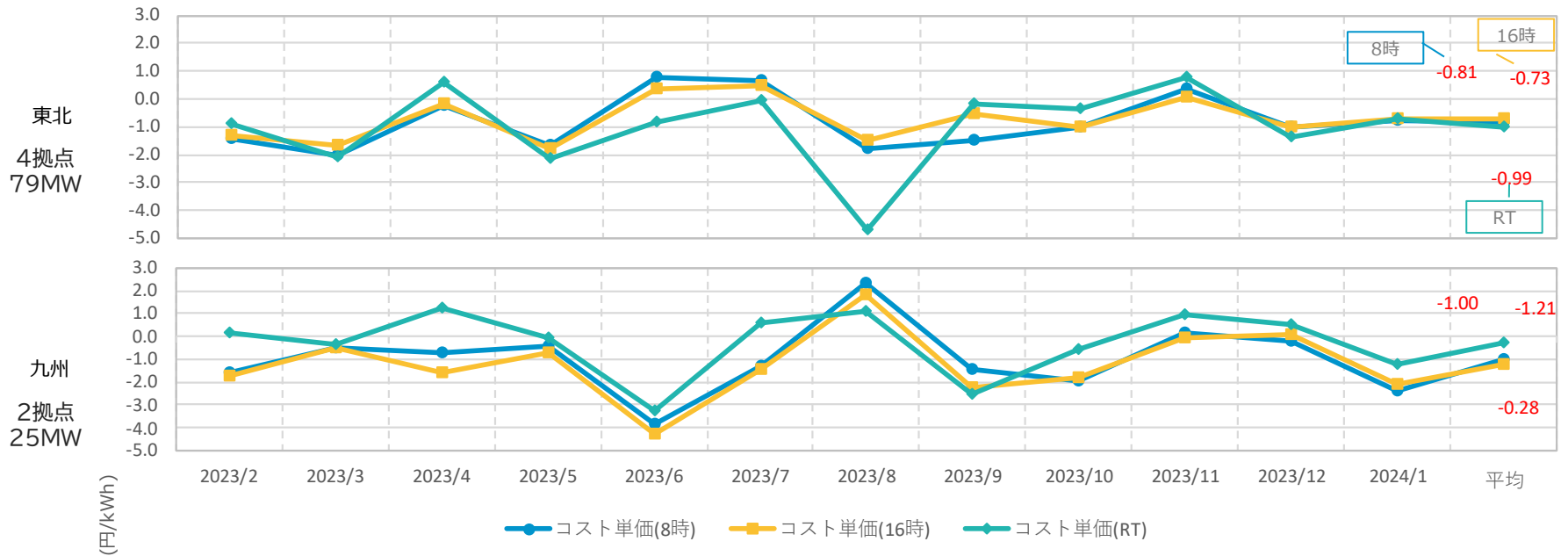


【結果】IB量比率は、発電計画値(予測値)に対するIB量の比率を表した結果。
九州エリアにおいて、6～10月の余剰IB量比率が他の月と比較して相対的に高くなった。
また、年間平均では、東北エリアでは余剰40%程度、不足37%程度に対して、九州エリアでは余剰74%、不足57%となり、九州エリアの本比率の方が高い結果となった。(前日8時予測)

実証概要 (共通実証)

共通実証(1)インバランス回避実証 (取り組み1-1)

■対象BG:風力のみ ■評価物:IBコスト単価(円/kWh) ■予測事業者1 ■評価期間:2023年2月~2024年1月

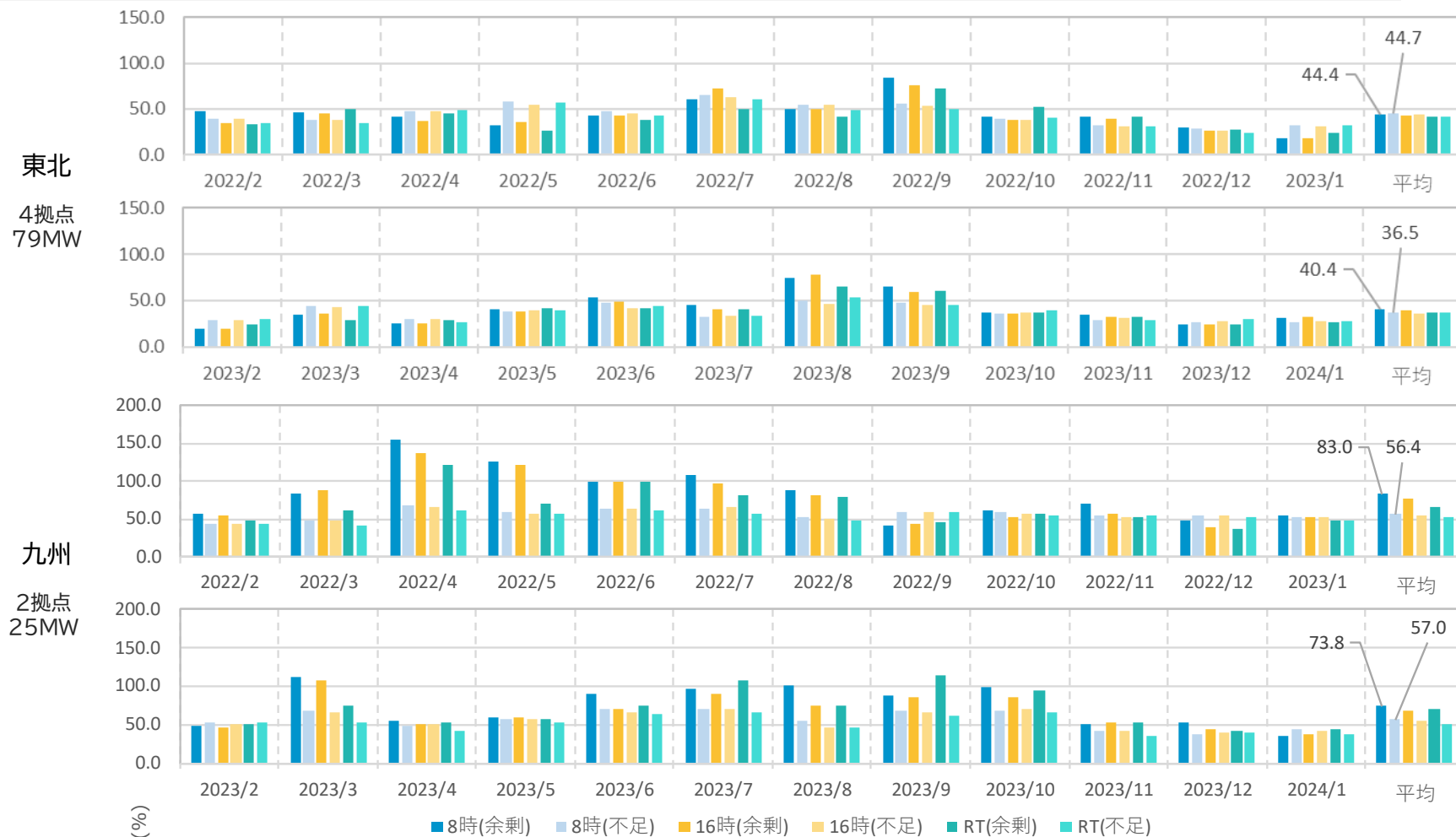


【結果】IBコスト単価は、実績発電量1kWhあたりのインバランスコストを表した結果。
 両エリア共に、月により振れ幅はあるものの、何れの予測タイミングにおいても年間-1.0円/kWh前後という結果となった。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-1）

■対象BG:風力のみ ■評価物:IB量比率(%) ■予測事業者1 ■評価期間:2022年2月～2024年1月



【結果】昨年度実証結果との比較(昨年度実証結果を今年度と同じBG組成にし、各指標を再算定したものと比較)
 前日8時予測におけるインバランス量比率の年間平均では、東北エリアでは、余剰で約4%、不足で約8%減少する結果となった。
 また、九州エリアでは余剰は約9%減少、不足は概ね変化なしの結果となり、両エリアで予測精度の向上が見られた。

実証概要（共通実証）

3. 共通実証

3-(1). インバランス回避実証

BG組成によるならし効果検証

(エナリス)

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-2）

BG組成によるならし効果の検証

【実証内容】

複数の発電設備を束ねて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する。

【検証方法】

以下の対象について、拠点別の場合とBG組成した場合のそれぞれのインバランス量を比較する。

【対象】

東北エリア： PV、風力、PV+風力

九州エリア： PV、風力、PV+風力

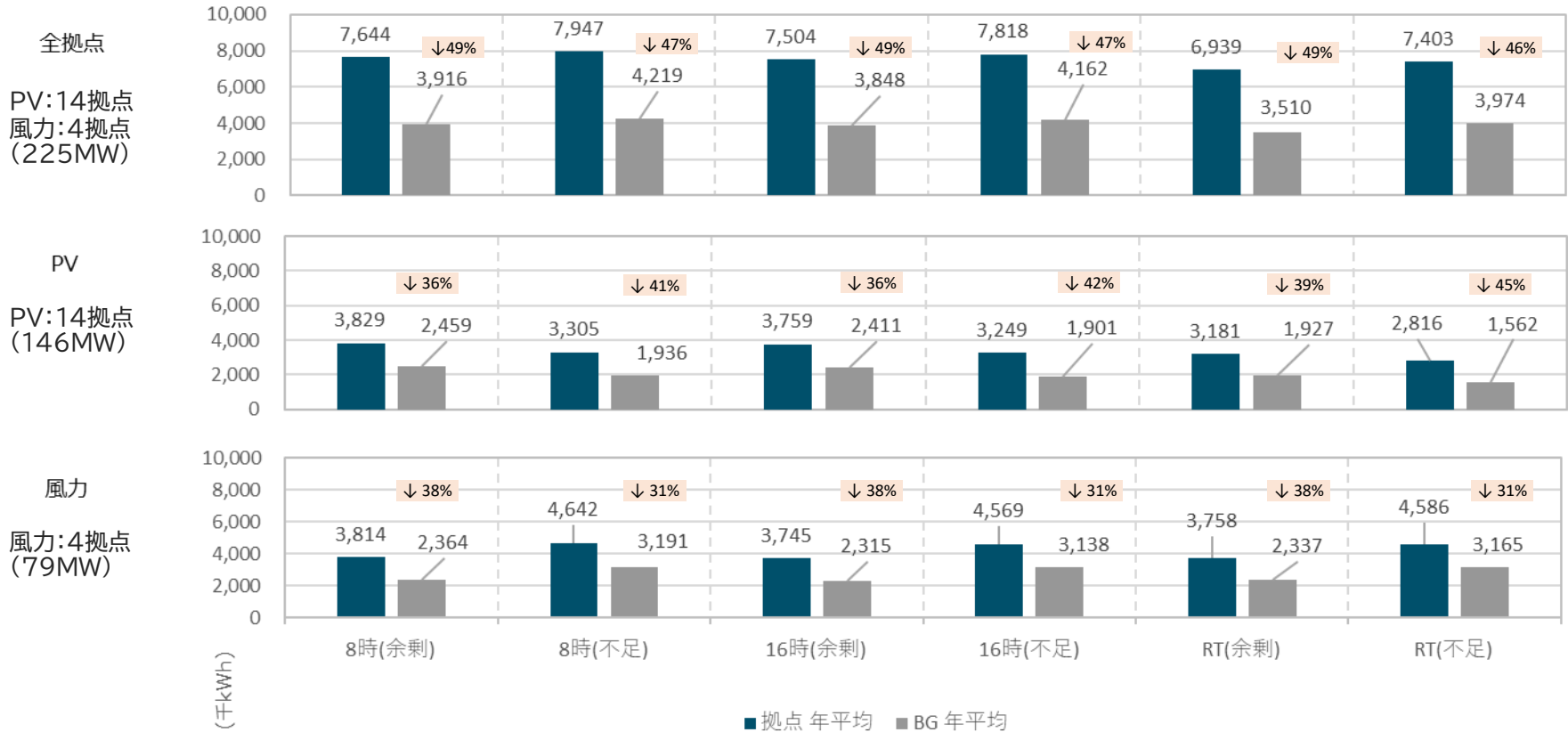
【検証期間】

2023年2月～2024年1月

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-2）

■対象エリア:東北 ■評価物:IB量 ■予測事業者1

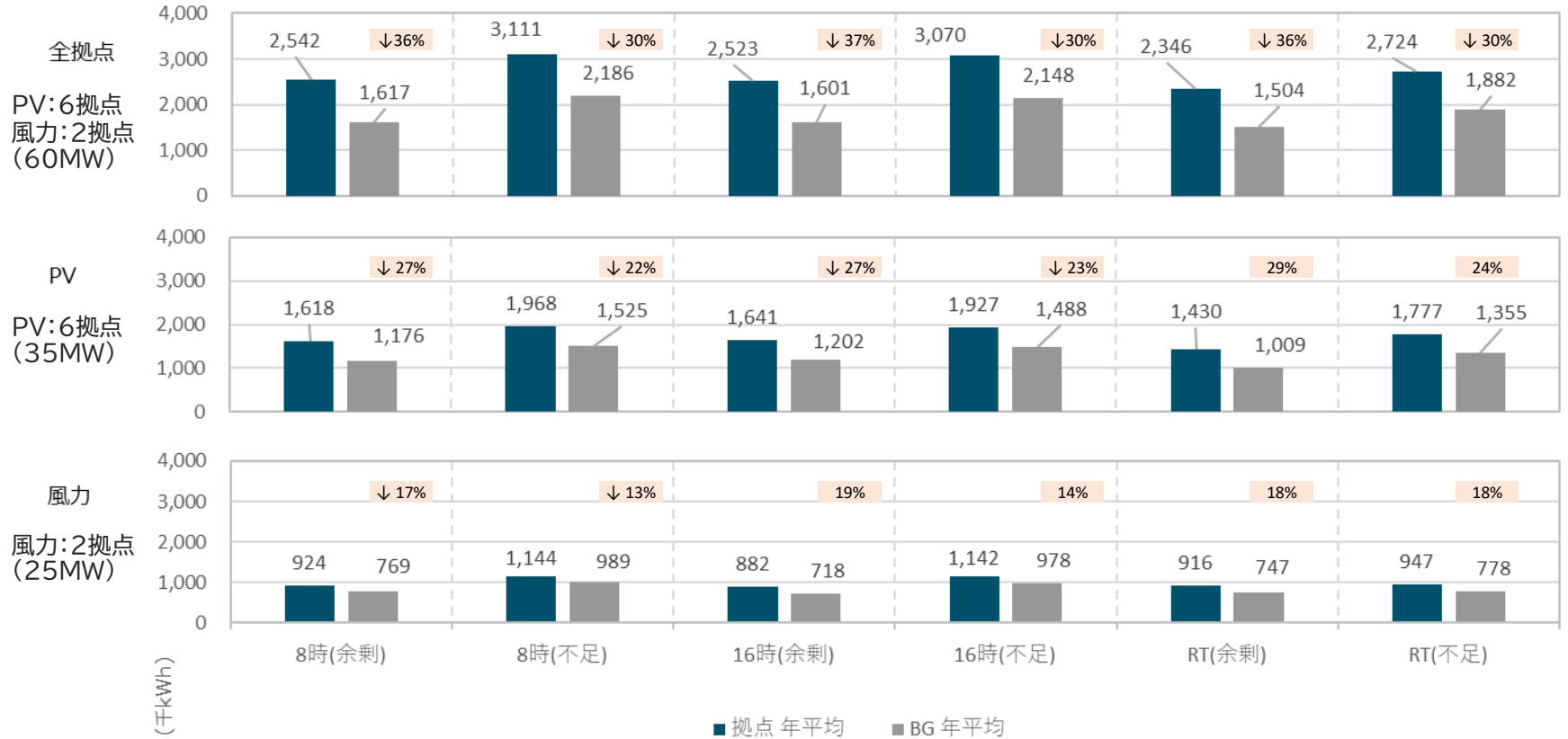


【結果】 東北エリアの電源別インバランス量の結果
 発電設備を束ねてBGを組成することで、PVでは36～45%程度、風力では31～38%程度インバランス量が減少する結果となった。
 また、PVと風力を束ねることで、46～49%程度とより大きなインバランス低減効果が得られた。
 昨年度実証においても同様の効果は確認できており、電源をMixしてBG組成することでより大きなインバランス低減効果が得られることが示せたと考える。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み1-2）

■対象エリア:九州 ■評価物:IB量 ■予測事業者1



【結果】九州エリアの電源別インバランス量の結果

発電設備を束ねてBGを組成することで、PVでは22～29%程度、風力では13～19%程度インバランス量が減少する結果となった。また、PVと風力を束ねることで、30～37%程度とより大きなインバランス低減効果が得られた。

実証概要（共通実証）

共通実証(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(取り組み1-1)

インバランス回避実証 取り組み1 まとめと考察

No.	分類	成果や課題、今後の解決策等
1	電源種別予測精度	<p>【太陽光】</p> <ul style="list-style-type: none">太陽光発電予測については、インバランス量比率(予測(計画値)に対するインバランス量)は年間平均で20~26%程度、インバランス率(発電実績に対するインバランス量)は年間平均で14~22%程度であった。昨年度の結果と比較すると若干比率が低下しており、また、冬期の顕著な不足IB量増加(東北エリア)も見られなかったことから、予測精度が向上したものとする。 <p>【風力】</p> <ul style="list-style-type: none">風力発電予測については、インバランス量比率は年間平均で30~54%程度、インバランス率は年間平均で17~39%程度となった。月によるバラつきがあり傾向も掴みにくく、昨年度と比較して、顕著な予測精度向上は見られなかった。また、太陽光発電と比較して予測の難易度が高いことが課題として残った。後述の共通実証(3)で得られた成果を基に、今後更なる予測精度の向上を図っていきたい。
2	予測タイミング	<ul style="list-style-type: none">年間を通して太陽光と風力共に、前日8時⇒前日16時⇒リアルタイムと実需給に近い予測ほどインバランス量・量率等が概ね減少する傾向が、昨年度と同様に確認された。しかし、リアルタイム予測でインバランス量が増加する月もあり、実需給に近い断面での予測でも大外しが一定程度発生している。後述の取り組み2「時間前市場取引を活用したインバランス回避」においてリアルタイム予測の精度は非常に重要になるため、共通実証(3)で得られた成果を基に、リアルタイム予測の精度向上をより図りたい。
3	インバランスコスト/リスク単価	<ul style="list-style-type: none">インバランスコスト/リスク単価については、年間平均で±1.0円未満と、昨年度と比較して値が小さい結果となった。この要因としては、①インバランス量が減少した ②インバランス単価が安価であった などが考えられるが、23年度の市況から、②の影響が大きかったものと推察する。インバランスコスト単価は再エネアグリゲーション等のビジネスにおいて重要な指標となるため、市況に依らず可能な限り値を小さくかつ一定にするためには、予測精度の向上と併せてインバランスコストを抑える施策が必要である。

実証概要（共通実証）

共通実証(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(取り組み1-2)

インバランス回避実証 取り組み1 まとめと考察

No.	分類	成果や課題、今後の解決策等
4	BGならし効果	<ul style="list-style-type: none">➤ 東北エリアにおいて、年間平均で、PVのみでBGを組成した場合は約40%/月、風力のみでBGを組成した場合は約35%/月、またPVと風力を組み合わせてBGを組成した場合は約48%/月のインバランス低減効果が得られた。➤ 一方、九州エリアにおいては、PVで約26%/月、風力で約16%/月、PV+風力で約34%/月のインバランス低減効果が得られた。➤ 昨年度までの実証においても上記のような効果を得られることが確認できており、電源種別単体でBG組成するよりも電源をMixしてBG組成した方がより大きなインバランス低減効果が得られることが、年度に関わらず示すことができた。

実証概要（共通実証）

3. 共通実証

3-(1). インバランス回避実証

時間前市場取引によるインバランス回避効果検証

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み2）

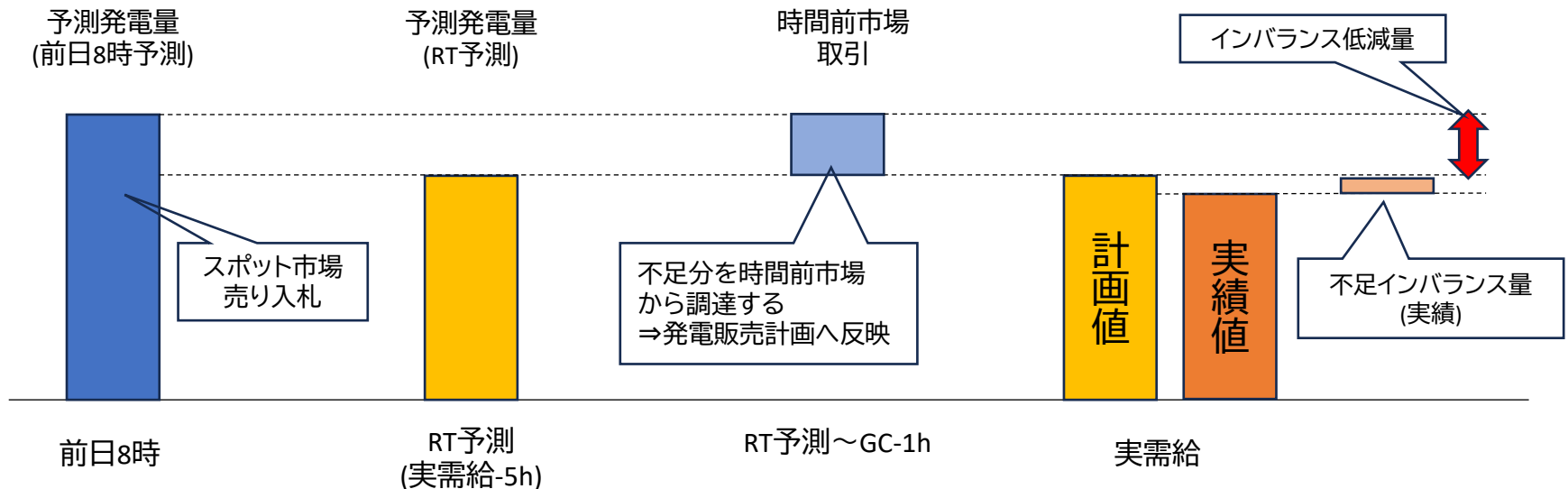
取り組み2: 時間前市場取引によるインバランス回避効果検証

【実証内容】

リアルタイム予測(実需給の5時間前)を用いて実需給で発生するインバランス量を予測し、そのインバランス量を時間前市場で取引することで得られるインバランス回避効果と収支改善効果を検証する。検証は、実発電データを用いて時間前市場取引をシミュレートして実施する。

【検証方法】

1. 前日8時予測を用いて、スポット市場売り入札量(発電計画)を決定する。
2. リアルタイム予測を用いて予測インバランス量を算定する。
3. 2.の予測インバランス量について、余剰予測なら売り入札、不足予測なら買い入札を時間前市場にて実施する。
4. 30分コマ毎に収支計算を行い、時間前市場取引あり・なしの収支を比較する。



実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み2）

取り組み2:時間前市場取引によるインバランス回避効果検証

【検証条件】

- ・スポット市場売り入札量は予測値とし、全量約定したものとする。
- ・時間前市場取引について、時間前市場平均約定価格とインバランス予測価格を比較し、売り入札/買い入札の実施要否を判断する。また、入札量(予測インバランス量)が当該コマの約定量以下であれば、全量約定したものとする。
- ・約定処理、約定結果の発電販売計画への反映、提出などのオペレーションは自動化されているものとする。

【評価方法】

下記2つの収支を比較して評価する。

- ・時間前市場取引を実施した場合の収支(スポット市場収入+**時間前市場収支**+インバランス精算額)
- ・ // 実施しない場合の収支(スポット市場収入+インバランス精算額)

【使用データ】（コマ毎）

再エネ発電量予測値(前日8時予測、リアルタイム予測(実需給5時間前))、実績発電量、スポット市場約定単価、時間前市場約定平均単価、約定量、余剰/不足インバランス単価(予測・実績)

【検証期間】

2022年11月～2023年10月（1年間）

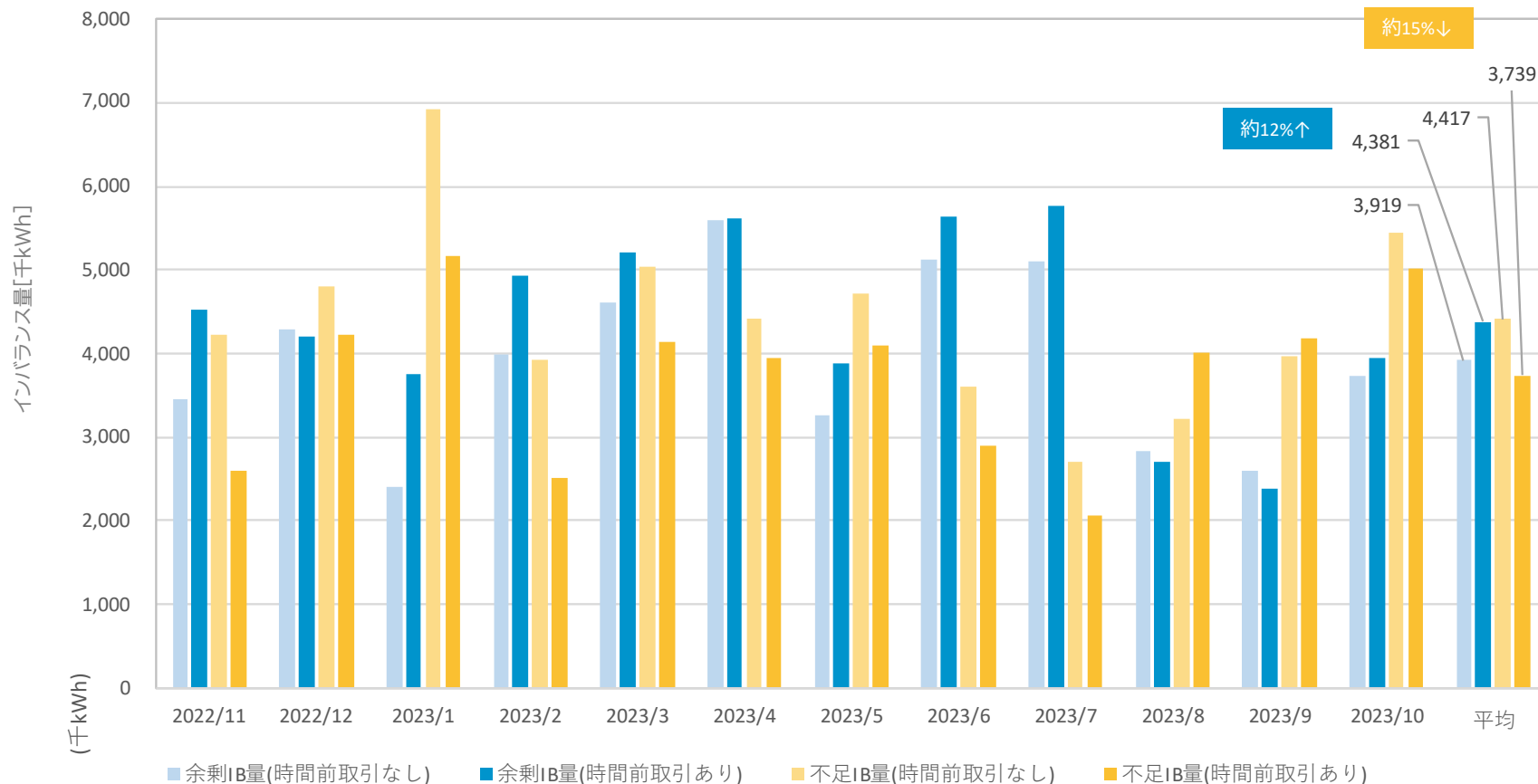
時間前市場取引



実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み2）

- 対象BG:東北エリア PV+風力(野立てPV:14拠点 風力:4拠点 225 MW)
- 評価物:IB量(kWh)
- 評価期間:2022年11月~2023年10月



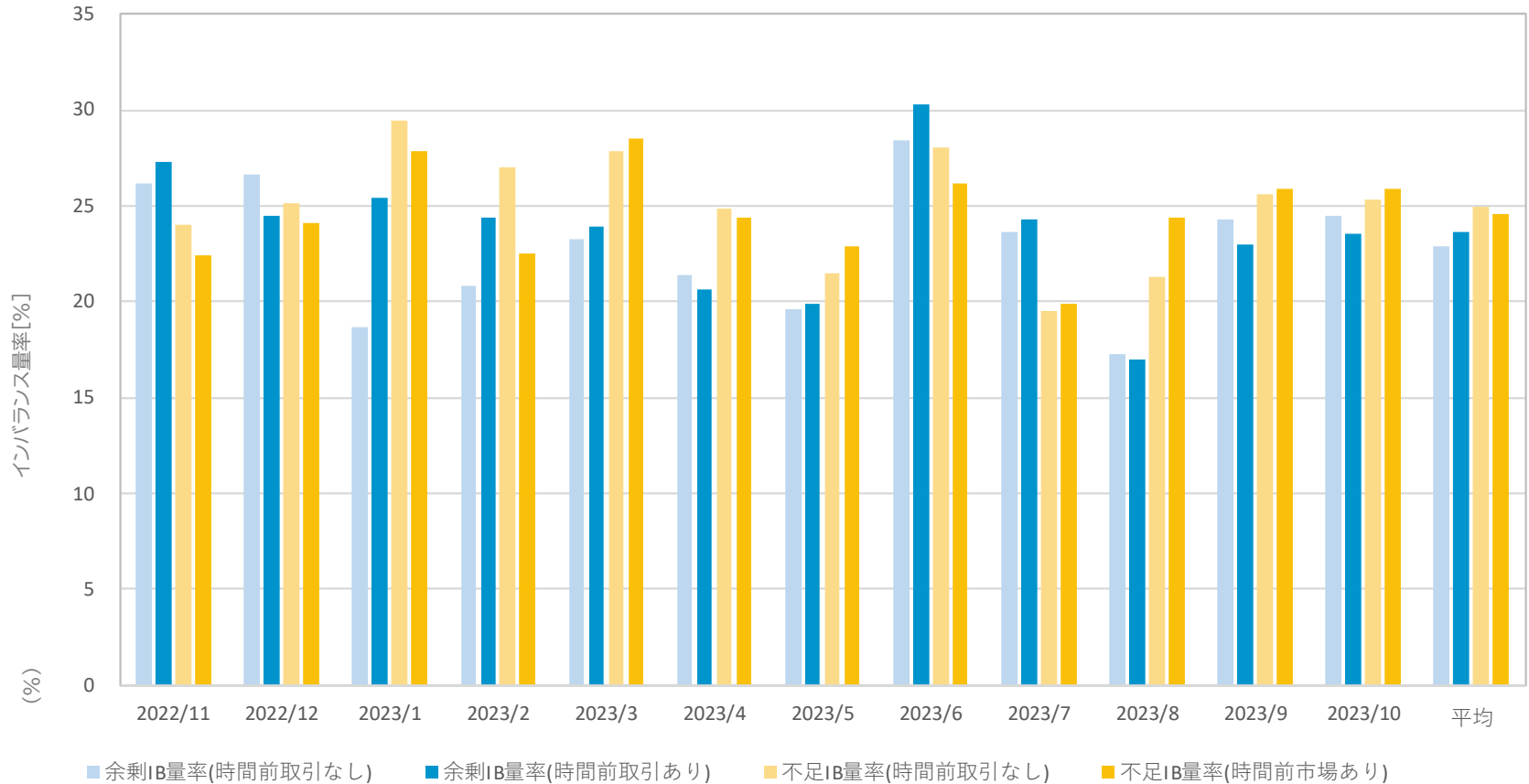
【結果】

時間前市場取引を実施することで、余剰インバランス量は増加、不足インバランス量は減少する結果となった。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み2）

- 対象BG:東北エリア PV+風力(野立てPV:14拠点 風力:4拠点 225 MW)
- 評価物:IB量率(%)
- 評価期間:2022年11月～2023年10月

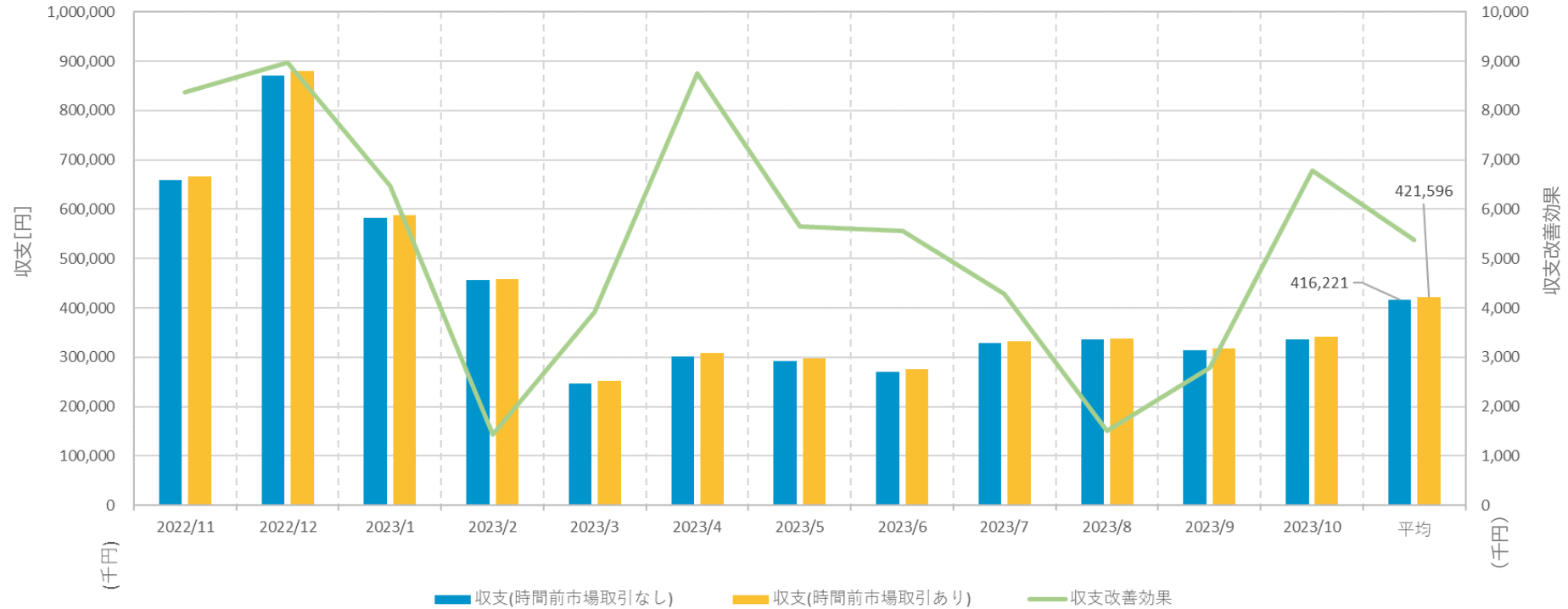


【結果】
インバランス量率については、余剰/不足共に、時間前市場取引を実施することで増加する月もあれば減少する月もある結果となった。概ね、時間前市場取引有無によりインバランス量率が大きく増減することがなかったことから、インバランス量と計画値が相対的に増減していたものとする。

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み2）

- 対象BG:東北エリア PV+風力(野立てPV:14拠点 風力:4拠点 225 MW)
- 評価物:収支(円)
- 評価期間:2022年11月~2023年10月



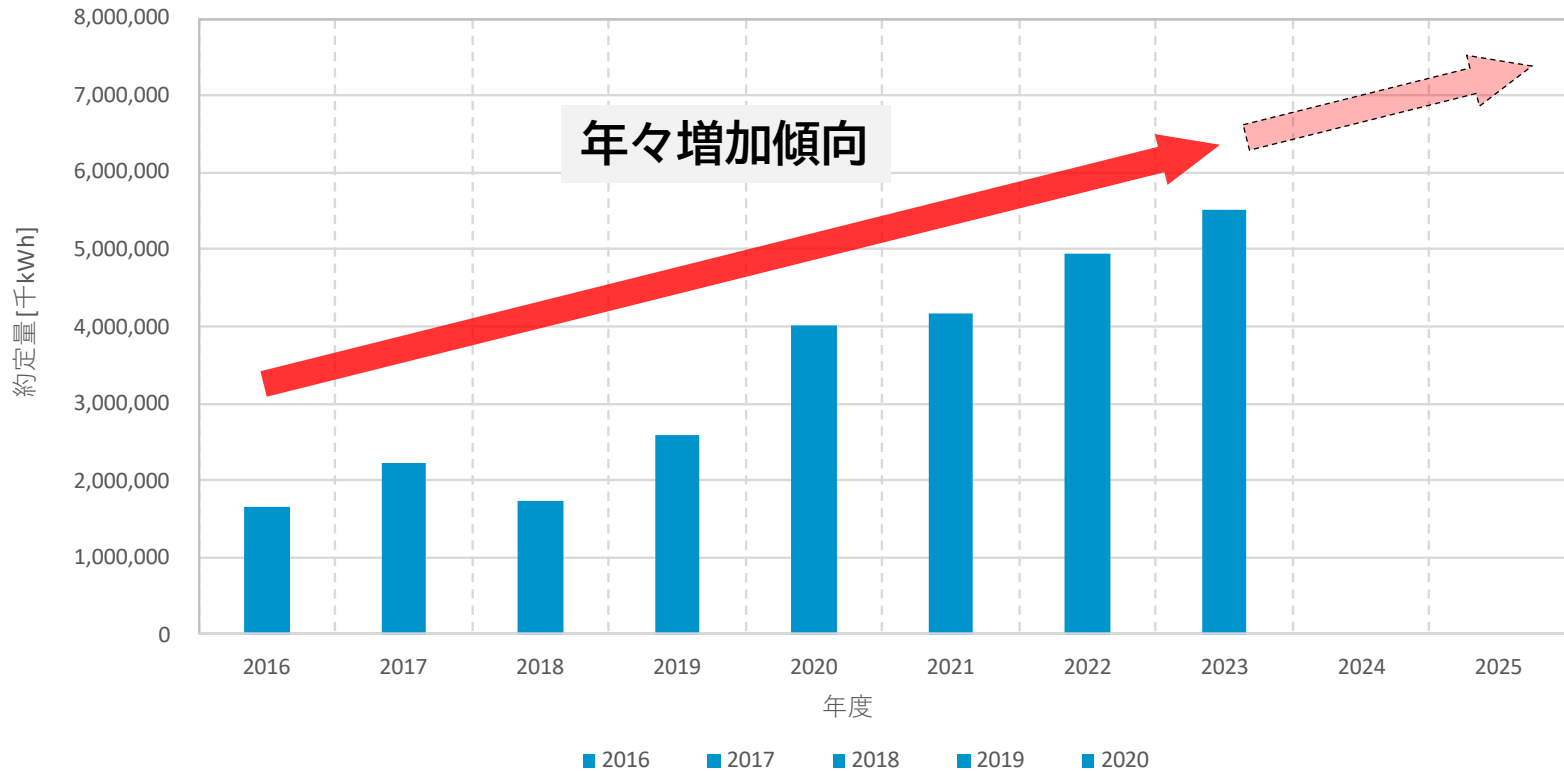
【結果】

通年で時間前市場取引を活用したインバランス回避を実施することで、月により振れ幅はあるものの、月に平均で約530万円の収支改善効果が得られる結果となった。(年間で約6,400万円)

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証（取り組み2）

■時間前市場取引の約定量推移(年度)



上のグラフの通り、時間前市場における約定量(取引量)は年々増加してきている。
再エネ発電において、インバランス回避・収益向上を目的に、時間前市場取引を活用していくことで取引量が更に増加し、時間前市場の活性化に寄与できると考える。

実証概要（共通実証）

共通実証(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(取り組み2)

インバランス回避実証 取り組み2 まとめと考察

成果や課題、今後の解決策等

- インバランス低減を目的に時間前市場取引を活用することで、年間平均で、余剰インバランス量は約12%増加、不足インバランス量は約15%減少する結果となった。
- 収支については、太陽光・風力混合の225MW規模のBGで、年間約6,400万円の改善効果を得る結果となった。
- 本実証では検証条件を簡易に設定したが、実際の市場取引では、「入札するタイミング」と「板に売り/買い札が多くある(価格がマッチする札がある)タイミング」とが合致するとは限らず、また市況により、入札を実施しても未約定となる可能性は大いある。そのため、時間前市場取引を開始するタイミング(どの時点でのRT予測を使用するか)をさらに検証する必要がある。
- 発電量予測から市場取引、計画値変更までをリアルタイムでスムーズに実施できる需給管理システムや市場取引自動化などが必須となる。
- インバランス価格予測外れにより時間前市場取引を実施したことで逆ザヤになったコマも多数あった。価格予測の精度向上と取引条件をより詳細に設定することで、逆ザヤを回避し、さらに収支改善を図れるものとする。
- 収支改善効果が期待できることから、インバランス低減を目的に時間前市場取引を活用する事業者が増えることで、約定量(取引量)が増加し、時間前市場の活性化に寄与できると考える。また、市場が活性化することで、より活用しやすくなる。

実証概要（共通実証）

共通実証(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・BG単位での予実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のバランス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蓄電池を有効活用する蓄電池充放電計画を立てる。

実証概要（共通実証）

3. 共通実証

3-(1). インバランス回避実証

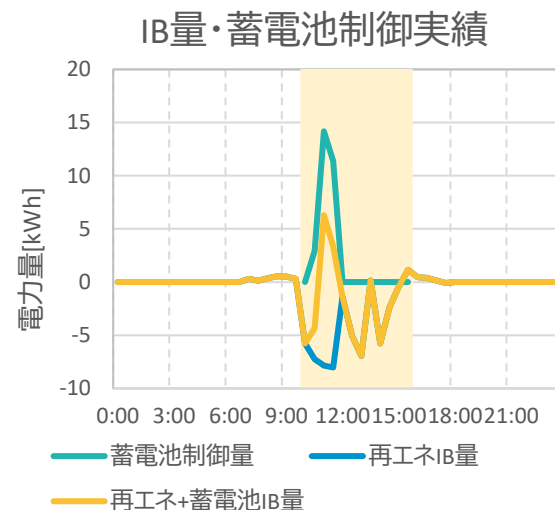
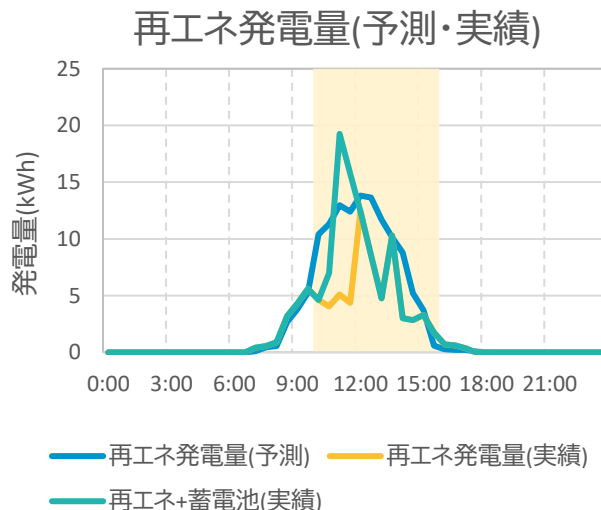
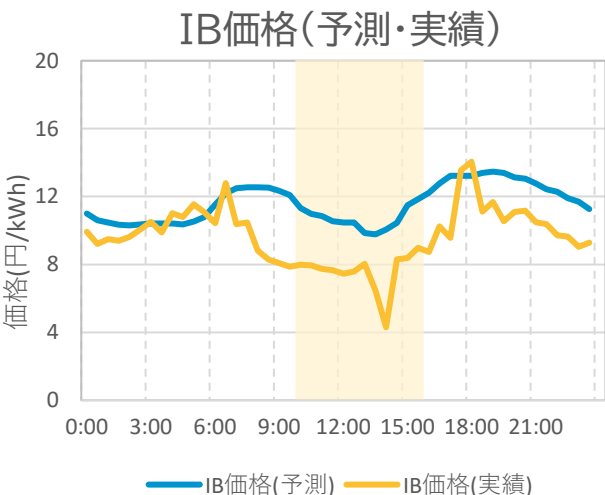
蓄電池制御によるインバランス回避効果検証
(エナリス)

実証概要（共通実証）

共通実証(1)蓄電池制御によるインバランス回避効果検証(取り組み3) 結果

- 実証日:2024年2月7日
- 事業者:エナリス①
- リソース PV:50kW、蓄電池:171kW/73kWh
- 計画と実績

運用目的: インバランス回避(不足)のみ
 運用方法: 充放電制御(放電)
 収益性との関連性: IB改善によるインバランスコスト低減



IB		Before (蓄電池なし)	After (蓄電池あり)	改善効果
量 [kWh]	余剰	4	14	10
	不足	-51	-32	19
	合計	-47	-18	29
コスト [円]	余剰	38	113	75
	不足	-379	-234	145
	合計	-341	-121	220

【結果】

- 施設の都合上、10時～16時のコマで実証を実施。
- 10時～11時のコマにおいて、発電実績<発電計画だったため、蓄電池から不足IBを回避するよう放電を実施。
- 11時以降は蓄電池の残量が不足し、放電は実施されず。
- IBコストは220円改善

実証概要（共通実証）

3. 共通実証の実施状況(①インバランス回避実証) 結果まとめ

■ 共通評価指標に基づいたインバランス回避実証の結果(発電量予測タイミング別検証—BGならし効果)

			Before	After①				After②					
				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		
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース										
			1										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	74,706,310	-	-	-	32,442,107	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	106,901,267	-	-	-	64,637,064	-	-	-	-	
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.37	-	-	-	0.18	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.44	-	-	-	0.24	-	-	-	-	
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース										
			2										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	39,404,580	-	-	-	25,525,313	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	45,352,880	-	-	-	29,473,613	-	-	-	-	
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.33	-	-	-	0.20	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.40	-	-	-	0.26	-	-	-	-	
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース										
			3										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	38,559,416	-	-	-	18,746,015	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	61,338,422	-	-	-	44,992,671	-	-	-	-	
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.42	-	-	-	0.27	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.45	-	-	-	0.32	-	-	-	-	

・ 評価期間: 2023年2月~2024年1月
 ・ 対象BG: 東北エリアPV+風力 合計18拠点
 (野立てPV: 14拠点 風力: 4拠点) 225MW

・ 評価期間: 2023年2月~2024年1月
 ・ 対象BG: 東北エリアPV(野立て) 14拠点
 146MW

・ 評価期間: 2023年2月~2024年1月
 ・ 対象BG: 東北エリア風力 4拠点 79MW

実証概要（共通実証）

3. 共通実証の実施状況(①インバランス回避実証) 結果まとめ

■ 共通評価指標に基づいたインバランス回避実証の結果(発電量予測タイミング別検証—BGならし効果)

			Before	After①				After②					
				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		
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース										
			4										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	12,109,347	-	-	-	7,675,675	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	26,346,229	-	-	-	21,912,557	-	-	-	-	
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.21	-	-	-	0.15	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.31	-	-	-	0.23	-	-	-	-	
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース										
			5										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	519,100	-	-	-	364,333	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	600,727	-	-	-	445,960	-	-	-	-	
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.29	-	-	-	0.19	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.35	-	-	-	0.27	-	-	-	-	
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース										
			6										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	2,119,012	-	-	-	1,449,459	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	3,289,988	-	-	-	2,620,435	-	-	-	-	
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.37	-	-	-	0.17	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.51	-	-	-	0.25	-	-	-	-	

実証概要（共通実証）

3. 共通実証の実施状況(①インバランス回避実証) 結果まとめ

■ 共通評価指標に基づいたインバランス回避実証の結果(発電量予測タイミング別検証—BGならし効果)

			Before	After①				After②					
				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		
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース										
			7										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	1,692,699	-	-	-	1,292,750	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	2,781,287	-	-	-	2,381,338	-	-	-	-	
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.42	-	-	-	0.18	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.58	-	-	-	0.28	-	-	-	-	
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース										
			8										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	426,312	-	-	-	308,693	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	508,700	-	-	-	391,081	-	-	-	-	
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.26	-	-	-	0.18	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.31	-	-	-	0.25	-	-	-	-	
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース										
			9										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	6,188,723	-	-	-	3,911,826	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	11,640,830	-	-	-	9,363,934	-	-	-	-	
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.22	-	-	-	0.15	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.35	-	-	-	0.26	-	-	-	-	

実証概要（共通実証）

3. 共通実証の実施状況(①インバランス回避実証) 結果まとめ

■ 共通評価指標に基づいたインバランス回避実証の結果(発電量予測タイミング別検証—BGならし効果)

			Before	After①				After②					
				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		
<ul style="list-style-type: none"> 評価期間: 2023年2月～2024年1月 対象BG: 九州エリアPV(全拠点) 合計16拠点 91MW 			最終の共通実証リソース 10										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	22,602,962	-	-	-	11,826,476	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	43,463,770	-	-	-	32,687,284	-	-	-	-	
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.43	-	-	-	0.26	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.50	-	-	-	0.35	-	-	-	-	
<ul style="list-style-type: none"> 評価期間: 2023年2月～2024年1月 対象BG: 九州エリアPV(野立て) 14拠点 67MW 			最終の共通実証リソース 11										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	13,778,183	-	-	-	8,485,331	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	28,266,579	-	-	-	22,973,726	-	-	-	-	
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.37	-	-	-	0.24	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.46	-	-	-	0.35	-	-	-	-	
<ul style="list-style-type: none"> 評価期間: 2023年2月～2024年1月 対象BG: 九州エリア風力 2拠点 25MW 			最終の共通実証リソース 12										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	8,824,779	-	-	-	6,590,172	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	15,197,191	-	-	-	12,962,584	-	-	-	-	
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.58	-	-	-	0.45	-	-	-	-	
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.60	-	-	-	0.50	-	-	-	-	

実証概要（共通実証）

3. 共通実証の実施状況(①インバランス回避実証) 結果まとめ

■ 共通評価指標に基づいたインバランス回避実証の結果(発電量予測タイミング別検証—BGならし効果)

				Before	After①				After②					
					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		
インバランス回避評価結果				最終の共通実証リソース 15										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	11,467,738	-	-	-	7,498,870	-	-	-	-		
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	25,528,319	-	-	-	21,559,452	-	-	-	-		
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.21	-	-	-	0.15	-	-	-	-		
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.31	-	-	-	0.24	-	-	-	-		

				Before	After①				After②					
					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		
インバランス回避評価結果				最終の共通実証リソース 16										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	519,100	-	-	-	364,333	-	-	-	-		
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	600,727	-	-	-	445,960	-	-	-	-		
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.29	-	-	-	0.19	-	-	-	-		
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.35	-	-	-	0.27	-	-	-	-		

				Before	After①				After②					
					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		
インバランス回避評価結果				最終の共通実証リソース 17										
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年当り)	余剰インバランス結果(kWh/年)	7,350,203	-	-	-	7,237,152	-	-	-	-		
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス結果(kWh/年)	19,264,926	-	-	-	19,151,875	-	-	-	-		
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り)	余剰インバランス比率(%/年)	0.35	-	-	-	0.34	-	-	-	-		
		不足インバランス(1年当り)	不足インバランス比率(%/年)	0.47	-	-	-	0.46	-	-	-	-		

実証概要（共通実証）

3. 共通実証の実施状況(①インバランス回避実証) 結果まとめ

■ 共通評価指標に基づいたインバランス回避実証の結果(時間前市場取引によるインバランス回避効果検証)

			Before	After①				After②				
				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	
インバランス回避評価結果			最終の共通実証リソース									
			1									
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年当り)	余剰インバランス結果 (kWh/年)	47,024,046	-	-	-	52,576,318	-	-	-	-
		不足インバランス (1年当り)	不足インバランス結果 (kWh/年)	52,998,948	-	-	-	44,872,564	-	-	-	-
	・インバランス 量比率(%)	余剰インバランス (1年当り)	余剰インバランス比率 (%/年)	22.83	-	-	-	23.60	-	-	-	-
		不足インバランス (1年当り)	不足インバランス比率 (%/年)	25.07	-	-	-	24.81	-	-	-	-

実証概要（共通実証）

共通実証(1)インバランス回避実証 総括

No.	分類	成果や課題、今後の解決策等
1-1	発電量 予測タイミング別 検証	<ul style="list-style-type: none">➢ 太陽光、風力共に、昨年度と比較して予測精度の向上が見られるところがあった。➢ 予測タイミングについては、実需給に近い予測ほどインバランス量等が概ね減少する傾向が昨年度と同様に確認できたが、リアルタイム予測でインバランス量が増加する(予測大外し)こともあった。後述の「時間前市場取引の活用」の効果を高めるためにも、共通実証(3)の成果等を基に、リアルタイム予測の精度向上がより必要である。
1-2	BG組成による ならし効果検証	<ul style="list-style-type: none">➢ 昨年度までの実証においても、BGを組成することでインバランス量を低減するならし効果を得られることが確認できており、電源種別単体でBG組成するよりも電源をMixしてBG組成した方がより大きなインバランス低減効果が得られることが、年度に関わらず示すことができた。
2	時間前市場取引 によるインバランス 回避効果検証	<ul style="list-style-type: none">➢ 時間前市場取引を活用することで、収支としては、太陽光・風力混合の225MW規模のBGで年間約6,400万円の改善効果を得る結果となった。➢ 実運用で活用するためには、時間前市場取引を開始するタイミング(どの時点でのRT予測を使用するか)を検証する必要があり、また、発電量予測から市場取引、計画値変更までをリアルタイムでスムーズに実施できる需給管理システムや市場取引自動化などが必須となる。
3	蓄電池充放電による インバランス 回避効果検証	<ul style="list-style-type: none">➢ 発電所・BG単位での予実および蓄電池制御可能量をリアルタイムで監視し、発電実績が発電計画から乖離する時間帯において、発電量と蓄電池放電量の合算が発電計画に追従するように蓄電池の充放電を実施した。➢ これによりインバランスが軽減され、インバランスコストが改善されることを確認した。

実証概要（共通実証）

3-(2). 市場取引での収益拡大に向けた検証 (エナリス、東邦ガス)

実証概要（共通実証）

共通実証(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
- 発電所併設蓄電池のレバニユースタック(収益源拡大)検討

【収益拡大効果の検証方法】

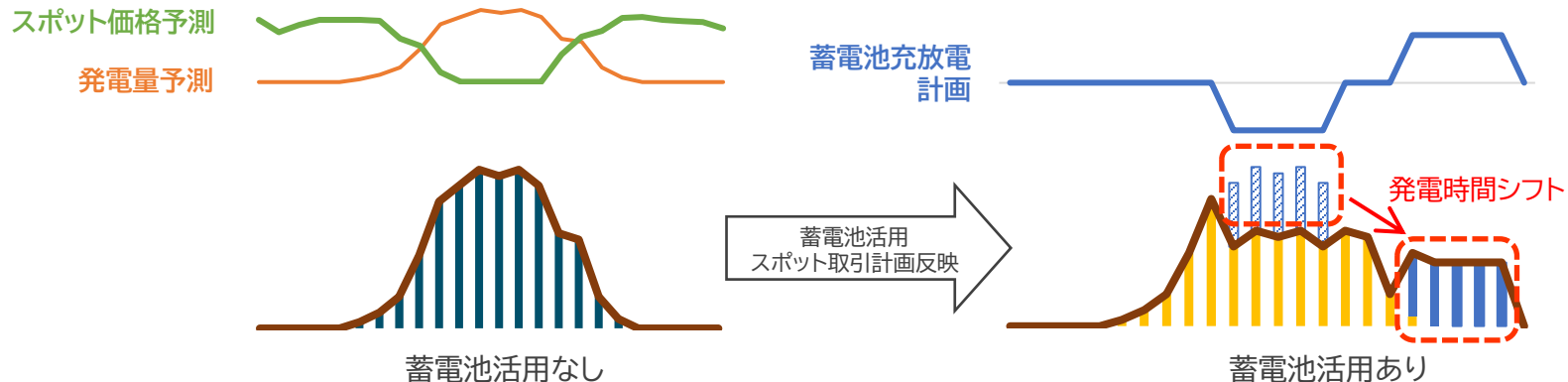
- 発電量予測とスポット価格予測から、市場価格値差を活用した充放電計画を作成

【実証で想定する市場取引】

- スポット市場取引

【検証期間】

- 2024年1月～2月



実証概要（共通実証）

3. 共通実証

3-(2). 市場取引での収益拡大に向けた検証

蓄電池制御による発電シフト

実証概要（共通実証）

3. 共通実証

3-(2). 市場取引での収益拡大に向けた検証

蓄電池制御による発電シフト
(エナリス(シミュレーション))

実証概要（共通実証）

再エネ発電シフト 実証内容 概要

概要

- 再エネ発電所に併設された蓄電池の充放電計画について、市場価格・PV/風力発電等の予測情報とスポット市場単価の予測値を基に収益を最大化することを目指し、スポット市場取引・蓄電池充放電の計画策定を行った。
- 所与の再エネ発電所に対し、併設蓄電池の最適な容量の探索を行った。

制約条件

過去データ(2023/1~2023/10)を用いたシミュレーションにより前日計画策定を模擬し、時間前の取引は行わないものとした。

条件詳細-シミュレーション①

充放電定格を蓄電池容量に比例する形で固定し、蓄電池容量・蓄電池設備単価を変え、各蓄電池設備単価に対し最適な容量を選定

- 実施想定エリア:東北、東京、九州
- 発電リソース

#	電力管区	発電容量[MW]	発電種別
1	東北	44.9	PV
2	東京	30.0	PV
3	九州	42.0	PV
4	東北	約20	風力
5	九州	約9.0	風力
6	東京	0.25	PV

- 蓄電リソース
 - 蓄電池容量:8MWh~200MWh
 - 充放電定格:蓄電池容量÷4h
 - 充放電効率:95%
 - 初期蓄電残量:0%

条件詳細-シミュレーション②

充放電定格を固定し、蓄電池容量・蓄電池設備単価を変え、各蓄電池設備単価に対して最適な容量を選定

- 実施想定エリア:東北、東京
- 発電リソース

#	電力管区	発電容量[MW]	発電種別
1	東北	44.9	PV
2	東京	30.0	PV
3	九州	42.0	PV
4	東北	約20	風力
5	九州	約9.0	風力
6	東京	0.25	PV

- 蓄電リソース
 - 充放電定格:発電容量に応じ決定
 - 蓄電池定格:充放電定格×2h~6h
 - 充放電効率:95%
 - 初期蓄電残量:0%

条件詳細-シミュレーション③

No. 6の東京の高圧PV発電サイトについて、シミュレーション①/②の内容を実施

- 実施想定エリア:東北、東京
- 発電リソース

#	電力管区	発電容量[MW]	発電種別
1	東北	44.9	PV
2	東京	30.0	PV
3	九州	42.0	PV
4	東北	約20	風力
5	九州	約9.0	風力
6	東京	0.25	PV

- 蓄電リソース
 - 蓄電池定格:100kWh~2MWh
 - 充放電定格:蓄電池定格÷2h~6h
 - 充放電効率:95%
 - 初期蓄電残量:0%

実証概要（共通実証）

再エネ発電シフト 実証全体考察

分類	成果や課題、今後の解決策等
再エネ発電シフト	<ul style="list-style-type: none">再エネ発電所に併設された蓄電池の充放電を用いて発電シフトを行う計画を策定。蓄電池の耐用年数の間に発電シフトにより得られる収益と、併設蓄電池の設備容量の和として設備投資利益を算出し、最適な蓄電池容量を分析検討した。蓄電池設備単価が5～8万円/kWh以下であれば、PV・風力発電所ともに適切な蓄電池容量を選ぶことで収益を見込めることを確認。蓄電池設備単価が5万円/kWhの条件の下で、PV発電所の拠点2では蓄電池容量80MWh、充放電定格20MWのケースが、風力発電所の拠点4では蓄電池容量8MWh、充放電定格2MWのケースが最適となった。一方で発電容量あたりの設備投資利益はPVの方が大きく、この差はPVの方が昼間に発電が集中しており、昼間の充電・夕方～夜間の放電による裁定取引による値差収益獲得が行いやすいことによるものと思われる。また、特定の発電容量・充放電定格に対し、どの程度大きな蓄電池容量を選定すべきかについても同様に検討。こちらでもPV・風力ともにすべての設備単価において適切な容量が存在した。上記検討結果を踏まえると、設備単価によるが再エネ発電所に蓄電池を併設することで収益を生むことができること、特にPV発電所はその恩恵を受けやすいことが示唆される。ただし、過去実績データの偏りや蓄電設備劣化の無視など、設備投資利益の見積もりに影響する要素が存在するため留意が必要である。

実証概要（共通実証）

3. 共通実証

3-(2). 市場取引での収益拡大に向けた検証

蓄電池制御による発電シフト

(エナリス(実機実証))

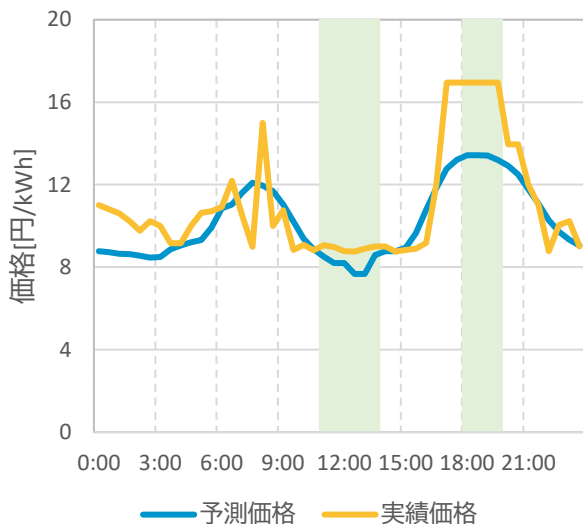
実証概要（共通実証）

共通実証(2)市場取引での収益拡大に向けた検証(エナリス) 結果

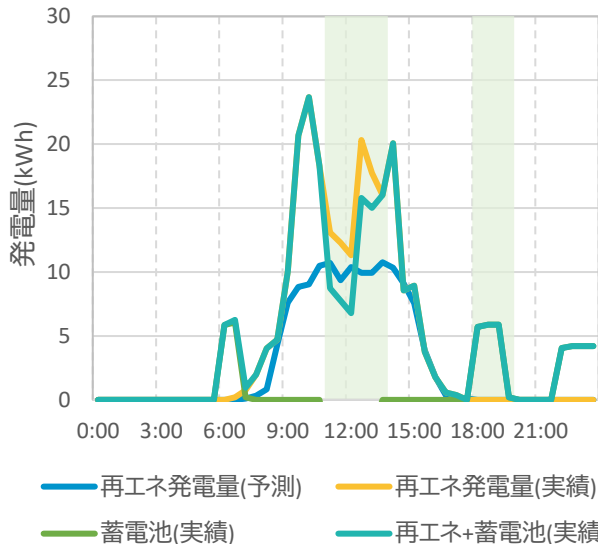
- 実証日: 2024年2月7日
- 事業者: エナリス①
- リソース PV: 50kW、蓄電池: 12kW/48kWh
- 計画と実績

運用目的: アービトラージ(発電シフト)
 運用方法: 充放電制御(値差による充放電)
 収益性との関連性: 値差取引による収益確保

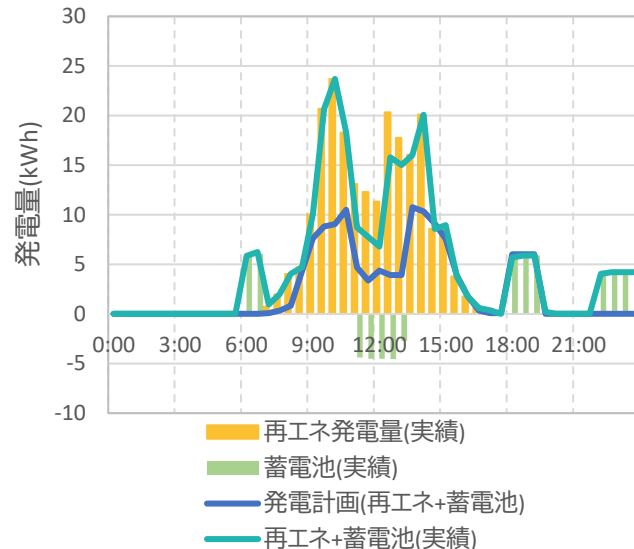
スポット市場価格(予測・実績)



再エネ発電量(予測・実績)



発電量・蓄電池(予測・実績)



➤ 収益(日単位)

	収益(円)		収益単価 (円/kWh)
	予測	実績	
蓄電池なし	497	767	8.45
蓄電池あり	497	873	9.95
差	0	106	1.50

➤ 充放電量(kWh)

	充放電量	
	充電	放電
予測	-30	18
実績	-21	18
差	9	0

【結果】

- 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。
- 市場価格の傾向はつかめており、充放電計画も適切に作成できている。
- 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。
- この日は蓄電池制御によるプラス効果は1.5円/kWhだった。

実証概要（共通実証）

3. 共通実証

3-(2)市場取引での収益拡大に向けた検証

発電所併設蓄電池のレベニュースタック(収益源拡大)検討
(エナリス)

実証概要（共通実証）

発電所併設蓄電池 レベニュースタック検討 実証内容 概要

概要

- 再エネ発電所に併設された蓄電池について、系統からの買電充電が許される状況下で市場価格・PV/風力発電等の予測情報とスポット市場単価の予測値を基に収益を最大化することを目指し、スポット市場取引・蓄電池充放電の計画策定計画策定を行った。
- 所与の再エネ発電所に対し、系統からの買電充電を行うことによる収益の増減について検証した。

制約条件

過去データ(2023/1~2023/10)を用いたシミュレーションにより前日計画策定を模擬し、時間前の取引は行わないものとした。

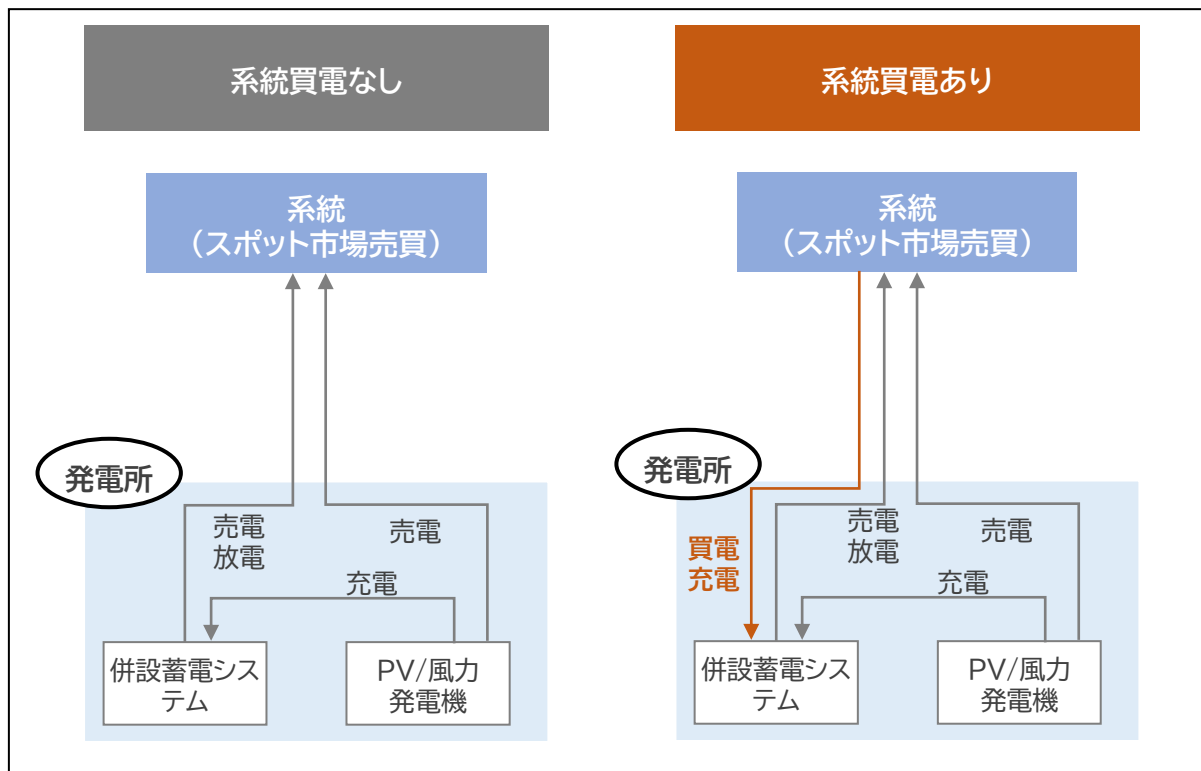
条件詳細

- 実施想定エリア:東北、東京、九州の発電サイト
- 発電リソース

電力管区	発電出力容量 [MW]	発電方法種別
東北	44.9	PV
東京	30.0	PV
九州	42.0	PV
東北	約20	風力
九州	約9.0	風力

蓄電リソース

- 定格容量:8MWh~200MWh
- 定格充放電:定格容量÷4h
- 充放電効率:95%
- 初期蓄電残量:0%



実証概要（共通実証）

発電所併設蓄電池のレベニュースタック 実証全体考察

分類	成果や課題、今後の解決策等
発電所併設蓄電池のレベニュースタック	<ul style="list-style-type: none">再エネ発電所に併設された蓄電池について、系統からの買電充電が許される状況下での充放電計画を策定し、買電充電を行わない現行ルール化での計画と収益性を比較した。蓄電池の耐用年数の間に裁定取引や発電分のシフトにより得られる収益と、併設蓄電池の設備容量の和として設備投資利益を算出し、系統からの買電充電が収益を向上させるかどうかを検討した。結論としては、以下のような示唆を得られた。<ul style="list-style-type: none">蓄電池設備単価5万円/kWh以下の条件下では蓄電池規模によらず系統買電によるメリットが出る系統買電を許すと蓄電池容量が大きくなるにつれ設備投資利益も大きくなってゆく特に蓄電池容量が大きくなると再エネ発電量の発電シフトによる収益よりも系統との売買電によるアービトラージ収益の方が大きくなるため、発電容量の多寡と設備投資利益との間の関係は弱くなってゆき、単純に蓄電池容量・充放電定格によって利益が決まる傾向にある。系統買電が許されない状況下で最適な蓄電池容量を選び、その後系統買電が許されたというシナリオにおいて、より収益増が見込めるかどうかは蓄電池容量の多寡で決まるため、蓄電池設備単価や発電種別・エリアによって収益増加量が異なると想定される。

実証概要（共通実証）

3. 共通実証

3-(2)市場取引での収益拡大に向けた検証

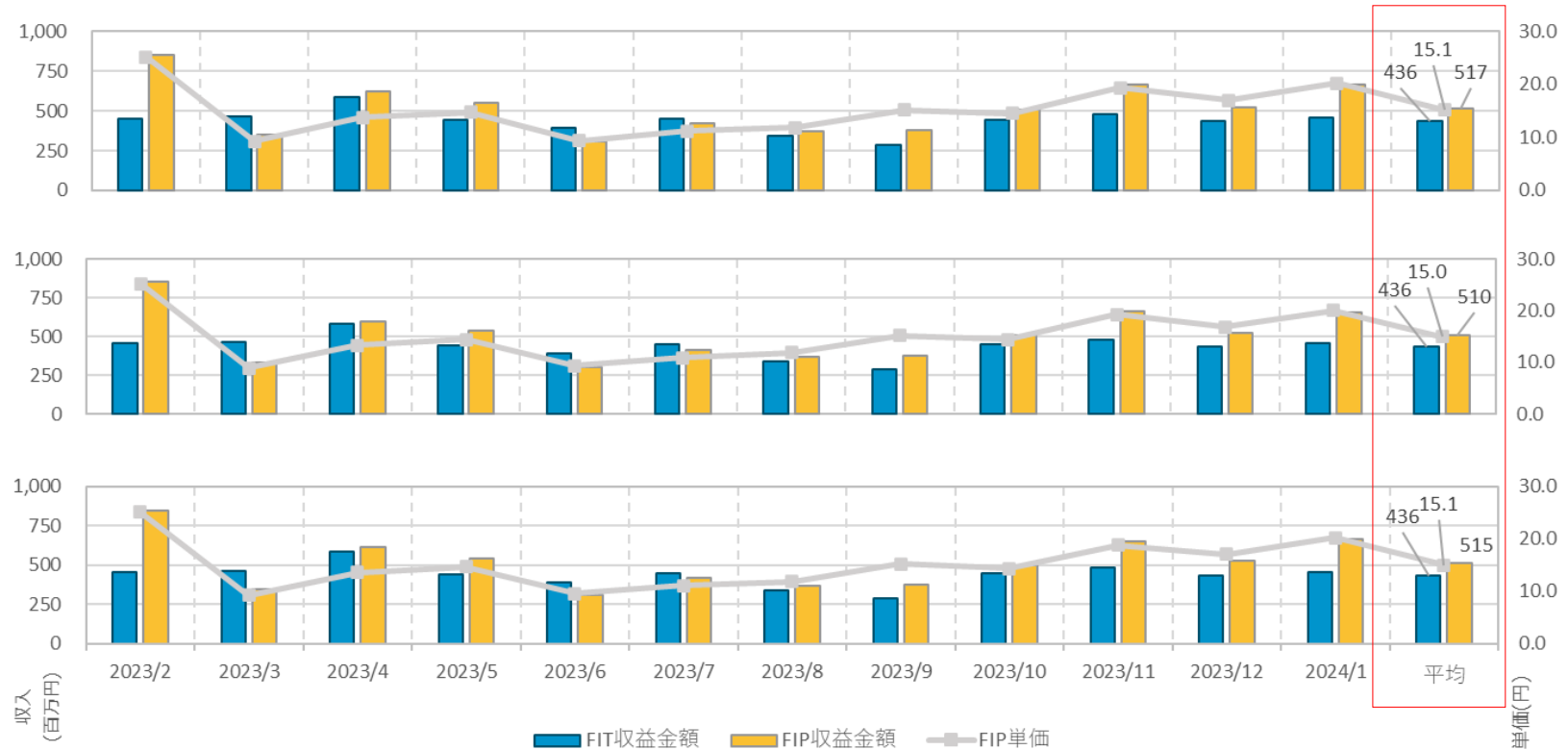
FIT・FIP収益試算

(エナリス)

実証概要（共通実証）

共通実証(2)FIT/FIP収益試算

■ 対象BG:東北エリア全拠点(野立てPV:14拠点、風力:4拠点 225MW)
 ■ 評価物:FIT収入、FIP収入、FIP単価 (FIT単価:PV10円、風力16円で試算) ※比較のため、2022年度単価を適用



【結果】

太陽光・風力発電設備を束ねた225MW規模のBGにおいて、何れの予測(≒発電計画)を使用しても、年間平均で5億2千万円/月 程度のFIP収益が得られ、FIT収益よりも高い結果となった。(8千万円/月 程度の差) FIP収益の単価としては、約15円/kWhとなった。今年度は市況が安値で推移していたことから、FITとFIPで22年度ほどの大きな差は生まれなかったが、FIPの方が収益性があることが示された。(※ 24年1月の参照価格は前年FY21年度、当年FY22年度で試算。)

実証概要（共通実証）

共通実証(2)FIT/FIP収益試算

- 対象BG:東北エリアPVのみ(野立てPV:14拠点 146MW)
- 評価物:FIT収入、FIP収入、FIP単価 (FIT単価:PV10円で試算) ※比較のため、2022年度単価を適用



【結果】

東北エリアPVのみの結果。23年度においては、予測事業者によりFIP単価は9.5～9.8円/kWhとなった。

3～7月、11,12月はFIT単価 10円/kWhを下回る結果となった。

23年度の東北エリアPVでは、大きな差はないが、FIPよりもFITの方が収益性がある結果となった。

23年度は市況が低迷しており、PV発電時間帯の昼間帯は1日の中でも特に安値になっていたことが原因と推察する。

実証概要（共通実証）

共通実証(2)FIT/FIP収益試算

- 対象BG:東北エリア風力のみ(風力:4拠点 79MW)
- 評価物:FIT収入、FIP収入、FIP単価 (FIT単価:風力16円で試算) ※比較のため、2022年度単価を適用



【結果】

東北エリア風力のみ(風力:4拠点 79MW)の結果。
 23年度の東北エリア風力では、FIP収益は年間平均で3億4千万円/月 程度となり、FITよりも収益性がある結果となった。
 (9千万円/月 程度の差)
 また、いずれの予測事業者もFIP単価は21.2円/kWhとなった。
 6月はFIT単価 16円を下回る結果となった。

実証概要（共通実証）

共通実証(2)市場取引での収益拡大に向けた検証 総括

成果や課題、今後の解決策等

- 23年度のFIT/FIP収益試算においては、東北エリア全拠点(PV14拠点、風力4拠点 合計225MW)で試算したところ、約62億円/年(年間平均約5億2千万円/月)のFIP収益が得られ、FITよりも収益性がある結果となった。(FITは約52億円/年)
- 電源種別で見ると、太陽光については、FIP収益が約21億円/年に対して、FIT収益は約23億円/年となり、FITの方が収益性がある結果となった。また、風力については、FIP収益が約41億円/年に対して、FIT収益が約30億円/年となり、FIPの方が収益性がある結果となった。

実証概要（共通実証）

共通実証(2)FIT/FIP収益試算 共通評価指標に基づく結果整理

■ 共通評価指標に基づき共通実証②の結果を整理

- 評価期間: 2023年2月～2024年1月の平均
- 対象BG: 東北エリアPV+風力 合計18拠点 (野立てPV: 14拠点 風力: 4拠点) 225MW

		Before	After①				After②				
			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	
収益向上評価結果		最終の共通実証リソース	1								
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/年)	6,174,237,597	-	-	-	6,174,189,767	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	14.97	-	-	-	14.97	-	-	-	-

- 評価期間: 2023年2月～2024年1月の平均
- 対象BG: 東北エリアPV(野立て) 14拠点 146MW

		Before	After①				After②				
			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	
収益向上評価結果		最終の共通実証リソース	2								
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	2,123,169,216	-	-	-	2,123,740,522	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	9.34	-	-	-	9.35	-	-	-	-

- 評価期間: 2023年2月～2024年1月
- 対象BG: 東北エリア風力 4拠点 79MW

		Before	After①				After②				
			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	
収益向上評価結果		最終の共通実証リソース	3								
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	4,051,068,381	-	-	-	4,050,258,835	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	21.86	-	-	-	21.86	-	-	-	-

※予測事業者3のデータを使用して算定

実証概要（共通実証）

共通実証(2)FIT/FIP収益試算 共通評価指標に基づく結果整理

■ 共通評価指標に基づき共通実証②の結果を整理

			Before	After①				After②			
				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
<ul style="list-style-type: none"> 評価期間: 2023年2月～2024年1月 対象BG: 東京エリアPV(全拠点) 合計25拠点 93MW 				4							
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/年)	1,472,896,116	-	-	-	1,507,878,284	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	11.28	-	-	-	11.55	-	-	-	-

			Before	After①				After②			
				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
<ul style="list-style-type: none"> 評価期間: 2023年2月～2024年1月 対象BG: 東京エリアPV(屋根上) 8拠点 3MW 				5							
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	39,257,408	-	-	-	39,881,409	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	11.32	-	-	-	11.50	-	-	-	-

			Before	After①				After②			
				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
<ul style="list-style-type: none"> 評価期間: 2023年2月～2024年1月 対象BG: 中部エリアPV(全拠点) 17拠点 13MW 				6							
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	161,230,901	-	-	-	163,324,781	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	9.05	-	-	-	9.17	-	-	-	-

※予測事業者3のデータを使用して算定

実証概要（共通実証）

共通実証(2)FIT/FIP収益試算 共通評価指標に基づく結果整理

■ 共通評価指標に基づき共通実証②の結果を整理

- 評価期間: 2023年2月～2024年1月
- 対象BG: 中部エリアPV(野立て) 合計4拠点
9MW

		Before	After①				After②				
			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	
収益向上評価結果		最終の共通実証 リソース	7								
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/年)	131,623,867	-	-	-	133,371,734	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価 (円/kWh)	収入単価結果(円/kWh) (1年)	9.04	-	-	-	9.16	-	-	-	-

- 評価期間: 2023年2月～2024年1月
- 対象BG: 中部エリアPV(屋根上) 13拠点
3.5MW

		Before	After①				After②				
			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	
収益向上評価結果		最終の共通実証 リソース	8								
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	32,408,505	-	-	-	32,412,585	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価 (円/kWh)	収入単価結果(円/kWh) (1年)	9.93	-	-	-	9.93	-	-	-	-

- 評価期間: 2023年2月～2024年1月
- 対象BG: 関西エリアPV(野立て) 6拠点
35MW

		Before	After①				After②				
			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	
収益向上評価結果		最終の共通実証 リソース	9								
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	477,752,585	-	-	-	470,299,984	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価 (円/kWh)	収入単価結果(円/kWh) (1年)	8.53	-	-	-	8.40	-	-	-	-

※予測事業者3のデータを使用して算定

実証概要（共通実証）

共通実証(2)FIT/FIP収益試算 共通評価指標に基づく結果整理

■ 共通評価指標に基づき共通実証②の結果を整理

- 評価期間: 2023年2月～2024年1月
- 対象BG: 九州エリアPV(全拠点) 合計16拠点 91MW

		Before	After①				After②				
			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	
収益向上評価結果		最終の共通実証リソース	10								
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/年)	1,325,832,316	-	-	-	1,328,370,123	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	11.14	-	-	-	11.16	-	-	-	-

- 評価期間: 2023年2月～2024年1月
- 対象BG: 九州エリアPV(野立て) 14拠点 67MW

		Before	After①				After②				
			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	
収益向上評価結果		最終の共通実証リソース	11								
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	595,211,877	-	-	-	597,850,488	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	7.00	-	-	-	7.03	-	-	-	-

- 評価期間: 2023年2月～2024年1月
- 対象BG: 九州エリア風力 2拠点 25MW

		Before	After①				After②				
			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	
収益向上評価結果		最終の共通実証リソース	12								
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	715,235,670	-	-	-	708,110,978	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	21.04	-	-	-	20.83	-	-	-	-

※予測事業者3のデータを使用して算定

実証概要（共通実証）

共通実証(2)FIT/FIP収益試算 共通評価指標に基づく結果整理

■ 共通評価指標に基づき共通実証②の結果を整理

			Before	After①				After②			
				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
<ul style="list-style-type: none"> 評価期間: 2023年2月～2024年1月 対象BG: 中部エリアPV 1拠点 200kW 				13							
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/年)	3,336,419	-	-	-	3,432,360	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	9.37	-	-	-	9.64	-	-	-	-

			Before	After①				After②			
				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
<ul style="list-style-type: none"> 評価期間: 2023年2月～2024年1月 対象BG: 東北エリアPV(屋根上) 1拠点 499kW 				14							
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	5,437,134	-	-	-	5,434,374	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	9.38	-	-	-	9.37	-	-	-	-

			Before	After①				After②			
				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
<ul style="list-style-type: none"> 評価期間: 2023年2月～2024年1月 対象BG: 東京エリアPV(野立て) 14拠点 89MW 				15							
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	1,423,412,302	-	-	-	1,457,617,260	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	11.28	-	-	-	11.55	-	-	-	-

※予測事業者3のデータを使用して算定

実証概要（共通実証）

共通実証(2)FIT/FIP収益試算 共通評価指標に基づく結果整理

■ 共通評価指標に基づき共通実証②の結果を整理

- ・ 評価期間:2023年2月～2024年1月
- ・ 対象BG:東京エリアPV(屋根上) 10拠点 3.5MW

		Before	After①				After②				
			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	
収益向上評価結果		最終の共通実証リソース	16								
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/年)	39,257,408	-	-	-	39,881,409	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	11.32	-	-	-	11.50	-	-	-	-

- ・ 評価期間:2023年2月～2024年1月
- ・ 対象BG:九州エリアPV(野立て) 3拠点 43MW

		Before	After①				After②				
			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	
収益向上評価結果		最終の共通実証リソース	17								
評価指標	・FIPとしての収入額(円)	収入額結果(円/1か月)	374,105,575	-	-	-	346,859,794	-	-	-	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh)	収入単価結果(円/kWh)(1年)	7.36	-	-	-	6.82	-	-	-	-

※予測事業者3のデータを使用して算定

実証概要（共通実証）

共通実証(2)市場取引での収益拡大に向けた検証 総括

No.	分類	成果や課題、今後の解決策等
1	蓄電池制御による 発電シフト	<p>【実機実証】</p> <ul style="list-style-type: none"> 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発電シフトを実施した。市場価格の傾向予測は概ね当たっており、市場価格の値差があるコマに充放電が計画され、収益が発生した。 <p>【シミュレーション】</p> <ul style="list-style-type: none"> 発電所併設蓄電池を前提に、蓄電池の耐用年数の間に発電シフトにより得られる収益と、併設蓄電池の設備容量の和として設備投資利益を算出し、最適な蓄電池容量を分析検討した。 発電容量あたりの設備投資利益は風力よりPVの方が大きく、この差はPVの方が昼間に発電が集中しており、昼間の充電・夕方～夜間の放電による裁定取引による値差収益獲得が行いやすいことによるものと思われる。 PV・風力ともに収益が最大となる蓄電池容量が存在した。この容量は設備単価が安くなるほど大きくなる。
2	発電所併設蓄電池の レバニユースタック (収益源拡大)検討	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ発電所に併設された蓄電池について、系統からの買電充電が許される状況下での充放電計画を策定し、買電充電を行わない現行ルール化での計画と収益性を比較するシミュレーションを実施した。 蓄電池設備単価5万円/kWh以下の条件下では蓄電池規模によらず系統買電を許すことで収益が拡大できる。また、収益が最大となる蓄電池容量がなくなり、蓄電池を大きくするほど設備投資利益も大きくなる。 特に蓄電池容量が大きくなると再エネ発電量の発電シフトによる収益よりも系統との売買電によるアービトラージ収益の方が大きくなるため、発電容量の多寡と設備投資利益との間の関係は弱くなってゆき、単純に蓄電池容量・充放電定格によって利益が決まる傾向にある。
3	FIT/FIP収益試算	<ul style="list-style-type: none"> 23年度のFIT/FIP収益試算においては、東北エリア全拠点(PV14拠点、風力4拠点 合計225MW)で試算したところ、約62億円/年(年間平均 約5億2千万円/月)のFIP収益が得られ、FITよりも収益性がある結果となった。(FITは約52億円/年) 電源種別で見ると、太陽光については、FIP収益が約21億円/年に対して、FIT収益は約23億円/年となり、FITの方が収益性がある結果となった。また、風力については、FIP収益が約41億円/年に対して、FIT収益が約30億円/年となり、FIPの方が収益性がある結果となった。 昨年度と今年度ではスポット市場の市況が大きく異なるが、いずれの実証においてもFIPの方が収益性ありとの結果を得られた。 FIPの場合、市場取引や発電計画の提出などの業務が発生するため、その運用コストを加味する必要があるが、FITよりもFIPの方が十分に収益性があるものと考えている。

実証概要（共通実証）

3-(3). 再工ネ発電量予測技術実証

実証概要（共通実証）

共通実証(3) 再エネ発電量予測技術実証

各予測事業者の課題と対策

予測事業者	過去実証での課題	課題に対する今年度の対策	対策の効果
予測事業者 1	段階的に稼働したり、一時的に停止となる(または出力制御がかかる)。発電所の実績データの取り込み、予測モデルへの反映が難しい。学習に使う実績データに、一見すると問題なさそうな異常値が混入する(同じ値が一定期間継続するなど)もあり、マイナス値や定格超過などの明らかな異常値でない場合、実績データのみでは異常の判断が難しい。	発電所の稼働情報があると、モデル構築時の学習に利用でき、精度向上に寄与できる可能性があるが、今年度も、実績データの異常値のみで判断していたため、新たな対策は実施していない。	特になし。
予測事業者 2	【太陽光発電】 積雪の多い地域に設置された設備を中心として、パネル上の積雪の影響と考えられる過大予測事例を複数確認した。	過年度降雪時期の発電量実績や気象予測データを学習データとした機械学習モデルを構築し、積雪影響を従前より精緻に発電量予測に反映するための改修を行った。	実際に降雪のあった日やその翌日の発電量予測において予測値を減少させる補正が働き、発電量実績との差が減少する事例を確認した。
	【風力発電】 配信期間中の予測式設定が適切に行われず、過少予測傾向となる地点が複数見られた。	予測式設定を適切に行うために、学習用過去実績値の追加・前処理の最適化を行い設定方法を再検討した。また、学習期間における過少予測傾向を基準に、運用時に過少予測が継続した場合に検知できるようにした。	予測式が適切に反映されることで、昨年度実証で見られたような過小予測傾向が改善され、全ての地点で配信期間と過去データの品質と均一にできた。
予測事業者 3	【太陽光発電】 東北地方の冬の予測精度の悪化が顕著であり、降雪の影響の可能性はある。	降雪影響の事実を確認し、積雪融雪予測AIを開発する。	積雪時および融雪後の両ケースにおいて、現行モデルより誤差削減を確認した。
	【風力発電】 発電量と風予測の相関の低さより、風力ポテンシャルを正しく発電量に反映できていない可能性がある。	ナセル高度あるいは高層の気象予測を活用する。	季節とエリアにかかわらずほぼ全ケースで精度向上を確認した。特に不足IBの削減効果が高く、地上では得られない新規情報であることも確認できた。

実証概要（共通実証）

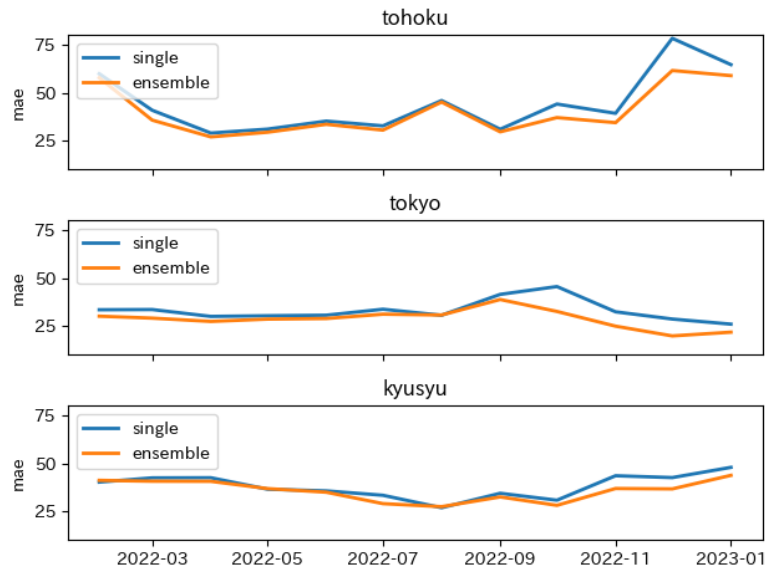
3-(3). 再エネ発電量予測技術実証 アンサンブル予測導入効果検証

実証概要 (共通実証)

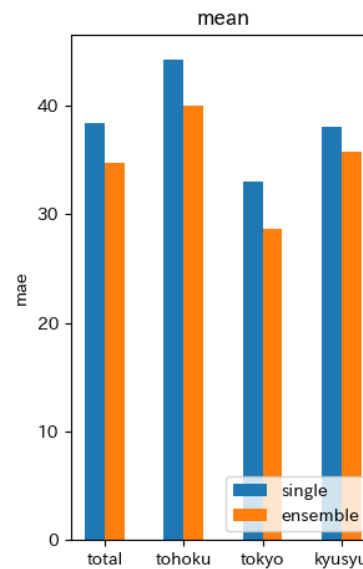
3-(3). 再エネ発電量予測技術実証 アンサンブル予測導入効果検証

エリア別誤差率評価(MAE/月平均 [%])

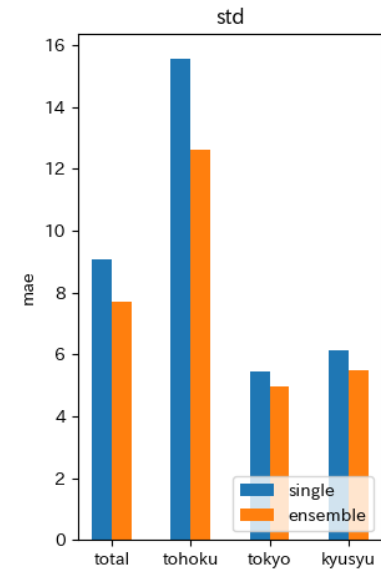
時系列評価



全期間平均



全期間標準偏差



- ▶ 誤差率は地域、月によらずアンサンブル気象データのほうが単独気象よりも低いと同程度
- ▶ 誤差率のばらつき(標準偏差)も同様の傾向。
アンサンブルによる大外し回避が効いていると思われる。

実証概要 (共通実証)

3-(3). 再エネ発電量予測技術実証 アンサンブル予測導入効果検証

エリア別コスト評価

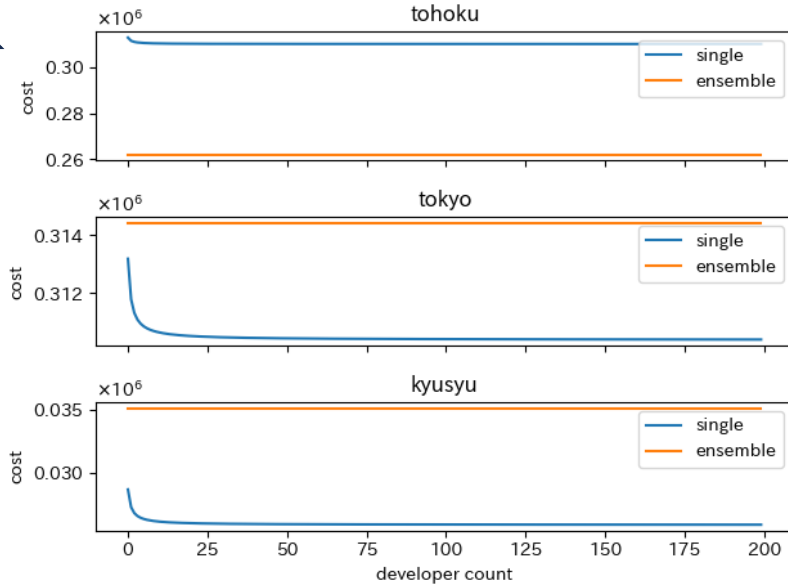
x軸: 拠点数
y軸: 総コスト(円 / 拠点(1MW))

■ 気象データの取得に伴うコストとスケーラビリティ

気象データ購入コスト+IB料金損失

気象データ購入コスト+IB料金損失 - 市場収益

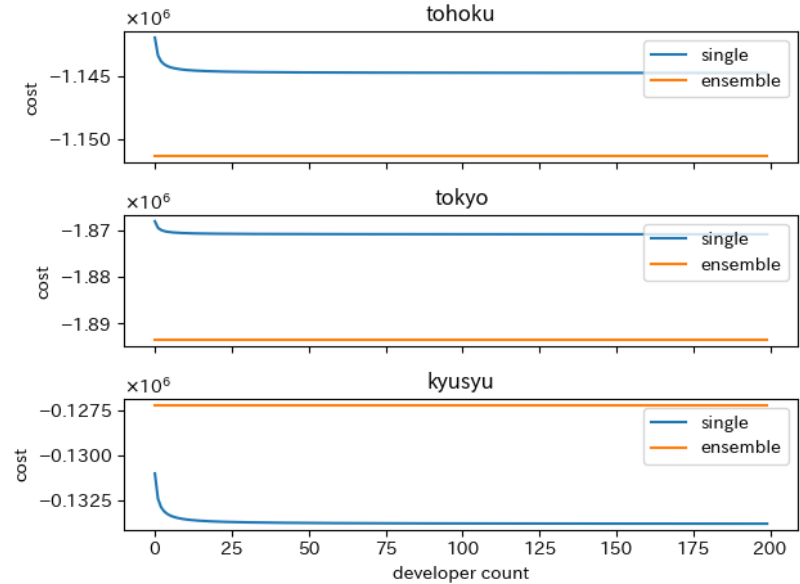
コスト大



コスト大



収益大



x軸: 拠点数(共通)

- ▶ 東北エリアではIB料金損失の差が支配的であり、アンサンブル気象データ利用により収益改善
- ▶ 一方で東京・九州エリアではアンサンブル気象データ利用により必ずしも収益が改善できるとは限らないが、市場収益を加味した場合には東京エリアで改善される傾向がみられる

実証概要（共通実証）

3-(3). 再エネ発電量予測技術実証 リアルタイム予測精度向上の深掘り検証

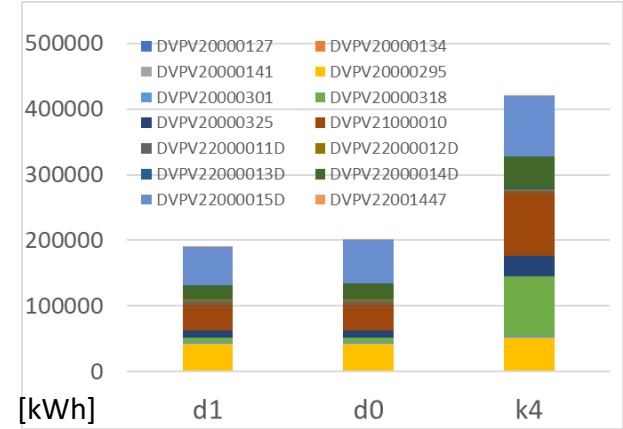
実証概要（共通実証）

リアルタイム予測精度向上の深掘り検証

改悪ケース、野立PVの詳細:

- ・東北BG2の2023年5月12日に着目
- ・改悪した合計IB量を余剰側と不足側に分解して確認したところ、余剰IB量の占める割合がほとんどであり、逆に不足IB量は減少していた。
- ・発電所の合計IB率(kWで標準化)を見ると、14件中13件が改悪、この1件改善は宮城県(太平洋側)であり、気象現象が影響している可能性が示唆される。

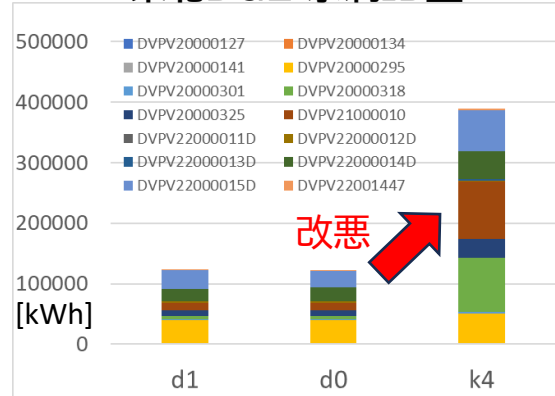
東北BG2 合計IB量



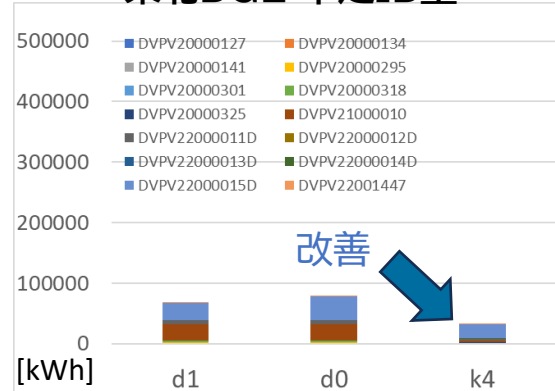
余剰IB:(実績 - 予測)が正をコマごと積算
 不足IB:(実績 - 予測)が負をコマごと積算(絶対値)
 合計IB:余剰IB + 不足IB
 率ではそれぞれ設備容量kWで除算

d1:前日6時配信、d0:前日16時配信
 K4:リアルタイム配信(4コマ)

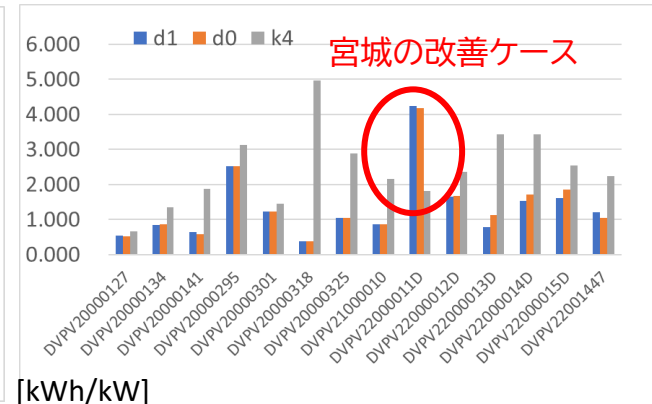
東北BG2 余剰IB量



東北BG2 不足IB量



東北BG2 合計IB率



東北BG2の位置関係



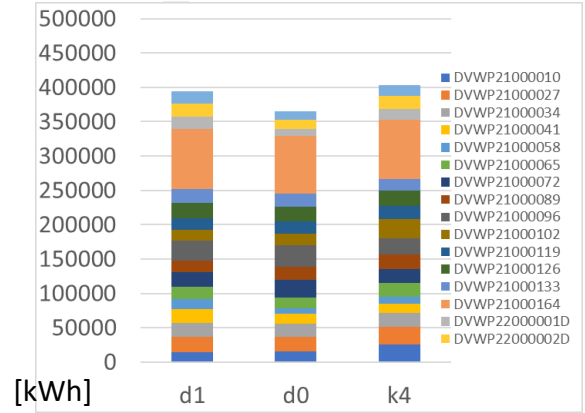
実証概要（共通実証）

リアルタイム予測精度向上の深掘り検証

改悪ケース、風力の詳細：

- ・東北BG3の2023年12月30日に着目
- ・改悪した合計IB量を余剰側と不足側に分解して確認したところ、不足IB量の占める割合がほとんどであり、逆に余剰IB量は減少し、PVのケースとは真逆の状況であった。
- ・発電所個別にみると、17件中13件が改悪、4件が改善であり、気象現象の影響がPVほど明瞭ではない。

東北BG3 合計IB



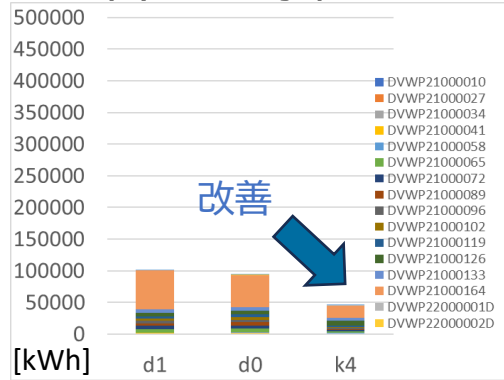
余剰IB:(実績 - 予測)が正をコマごと積算
 不足IB:(実績 - 予測)が負をコマごと積算(絶対値)
 合計IB:余剰IB + 不足IB
 率ではそれぞれ設備容量kWで除算

d1:前日6時配信、d0:前日16時配信
 k4:リアルタイム配信(4コマ)

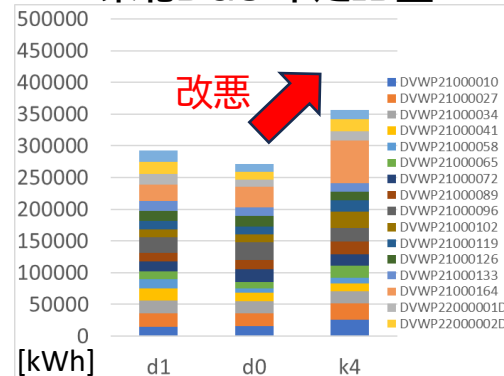
東北BG3の位置関係



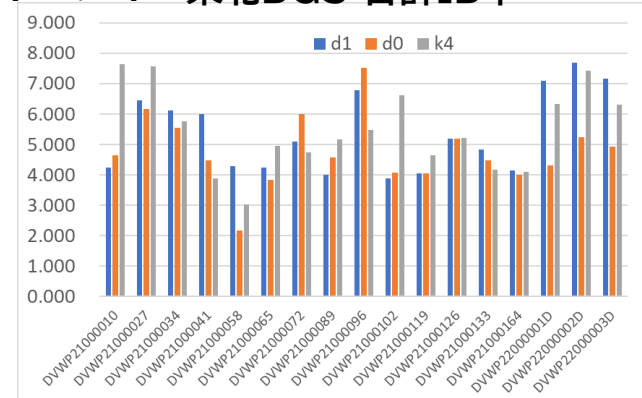
東北BG3 余剰IB量



東北BG3 不足IB量



[kWh/Kw] 東北BG3 合計IB率



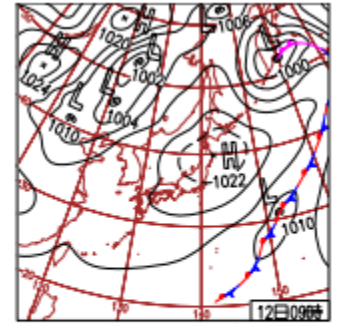
実証概要（共通実証）

リアルタイム予測精度向上の深掘り検証

改悪ケース、野立PVに関する深掘り考察:

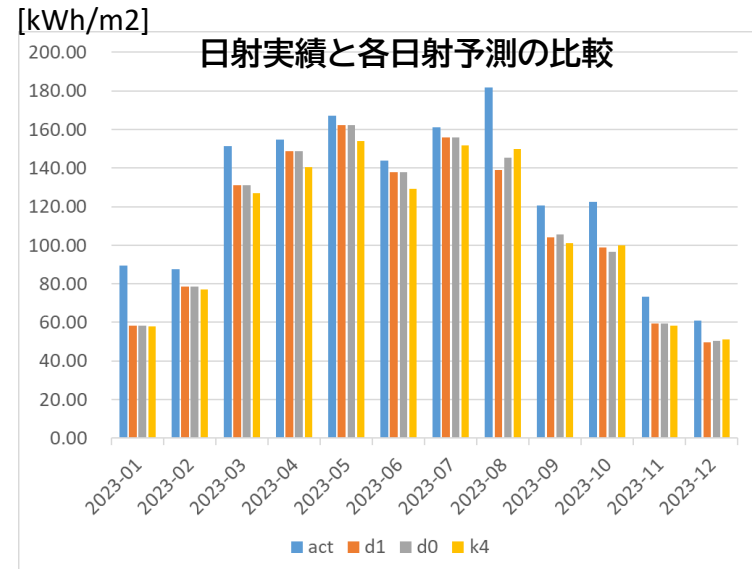
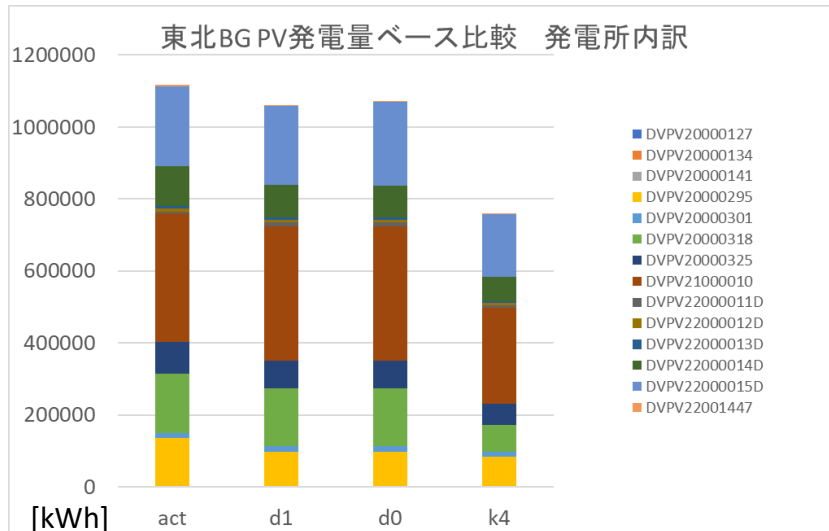
- ・予測された発電量で比較すると、リアルタイム(k4)において発電減少となっている。
- ・気象予測自体を比較すると、日射量予測が大幅に改悪している。
- ・5月12日の天気図を確認すると、当日の東北エリアには高気圧後面が位置しており、壮観規模的には晴れから曇りへと変化することが想定できる状況
- ・以上より、最新の予報にて曇りへの変化に対応したものの、実際にはこの変化が当該エリアには当てはまらなかったあるいは遅れた等により、結果としてPV直上は晴れであった状況が推察される。
- ・対応する拠点の日射実績と日射予測とをそれぞれ平均値で比較したところ、年間を通してリアルタイム(k4)の優位性が小さいことが確認できた。
- ・気象予測の実際との乖離を補正する(ナウキャスト)、あるいは予測アンサンブルなどにより乖離リスクをあらかじめヘッジしておく等の対策が有効と考えられる。

2023年5月12日の天気図



12日(金)全国的に概ね晴れ
北海道は寒気の影響で、関東や九州は高気圧の縁に沿った湿った空気の影響で、所々雨。他は高気圧に覆われ概ね晴れ。岩手県区界の最低気温-4.3℃は5月の低い記録更新。

※気象庁HPより



act:実績値、d1:前日6時配信、d0:前日16時配信、k4:リアルタイム配信(4コマ)

実証概要（共通実証）

3-(3). 再エネ発電量予測技術実証 積雪の影響を考慮した予測技術の開発

実証概要（共通実証）

共通実証(3)再エネ発電量予測技術実証 実証内容

【積雪の影響を考慮した再エネ発電量予測技術】

【実証内容】

- 予測対象日の積雪有無の確率予測および補正項の提供を行うAIモデル(以下、積雪モデル)を作成する。
- 積雪モデルが提出する補正項を考慮することによって、従来予測モデルの誤差率が改善することを確認する。

【モデル方式】

- 前日時点での天候予報データに基づき、積雪モデルによって当日の積雪確率を算出する。
- 2019年～2022年冬季の発電量データを基に積雪時の標準的な発電量低下率を算出しておく(第一補正項)。
- 第一補正項に積雪確率を乗じることで第二補正項を算出する。
- 従来予測モデルの発電量予測値に第二補正項の数値を乗じることで、積雪モデル補正済み発電量予測値を得る。

【予測精度改善の検証方法】

- 重み付き絶対誤差率(WAPE)を正規化したものを用いて誤差率の前後比較を行う。
- 2019年12月31日-2022年12月24日のうち12/1-2/29の日付に該当する日(262日間)を積雪モデルの学習データ期間として採用する。
- 2022年12月25日-2023年1月31日(38日間)を積雪モデルのテストデータ期間として採用し、重み付き絶対誤差率の検証に用いる。

【その他事項の検証方法】

- カメラ設置が2023年11月であることから、カメラデータと積雪モデルによる解析結果の相関状況は、2023年12月以降のデータを用いて検証する。

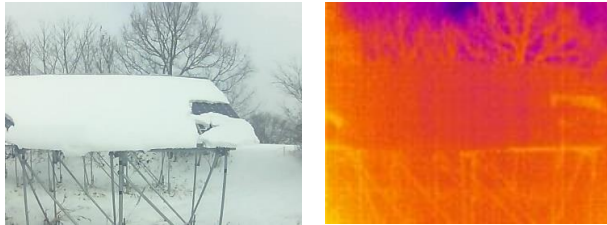
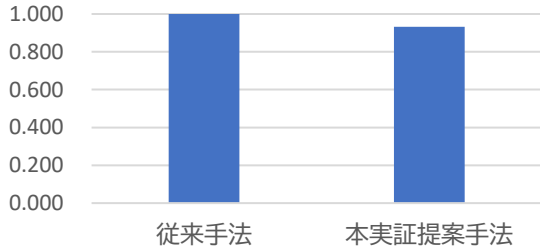
【備考】

- 冬季においては発電量が有意に低い30分値が他の季節と比べて多く観測される。
- 発電量が有意に低い30分値が観測された場合にはアラートを出す等、異常検知機能のために積雪モデルを利用することも可能。

実証概要（共通実証）

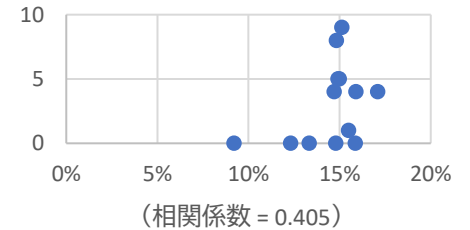
共通実証(3)再エネ発電量予測技術実証 実証内容

冬季の推定インバランス量比較



提案手法によって高い積雪確率が算出された
2023年12月18日のカメラデータ

カメラ設置以降の積雪確率予測/
雪が視認された60分コマ数



▲【考察】

- 積雪モデルは冬季のインバランス量を約6.72%削減することが可能と推定。

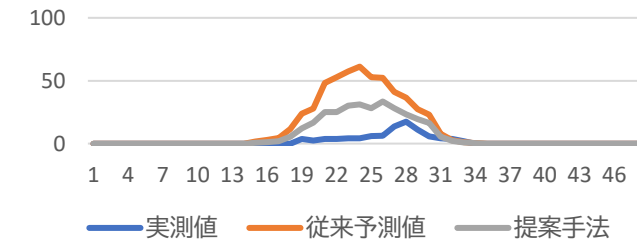
▼【考察】

- 積雪モデルは予測対象当日の降雪による積雪も、前日以前の積雪の残りも予測するよう構築されている。

▲【考察】

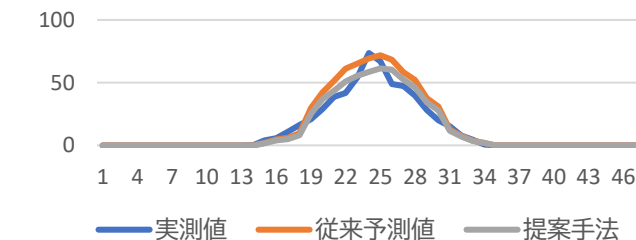
- 積雪モデルの出力する積雪確率と撮影データの積雪状況には相関が見られた。

実測値、従来予測値、提案手法予測値の比較例
(2023年1月9日)

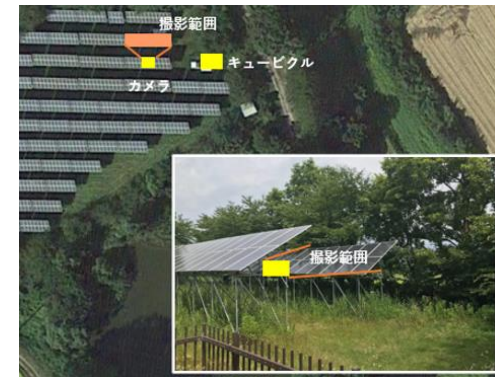


新モデルによる事前の降雪積雪が精緻に予測できたことにより改善率が最も高かったケース

実測値、従来予測値、提案手法予測値の比較例
(2023年1月13日)



1/9積雪からの回復(融雪残)が精緻に予測できたことにより誤差率が改善できたケース



積雪監視カメラの設置状況
※機材および設置工事(約100万円、
通信費500円/月)

予測対象は福島県の発電所1拠点のみで、前日6時配信の予測値を用いて比較した。

実証概要（共通実証）

3-(3). 再エネ発電量予測技術実証
風力発電における予測技術精度の向上、
特に予測大外しの低減手法の検討

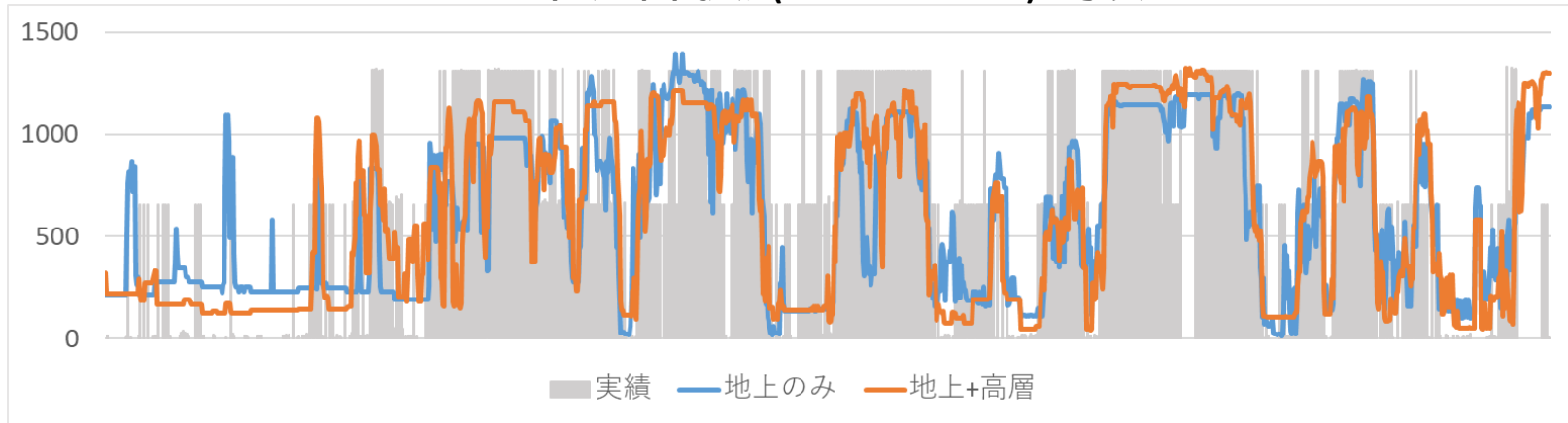
実証概要 (共通実証)

風力発電における予測技術精度の向上

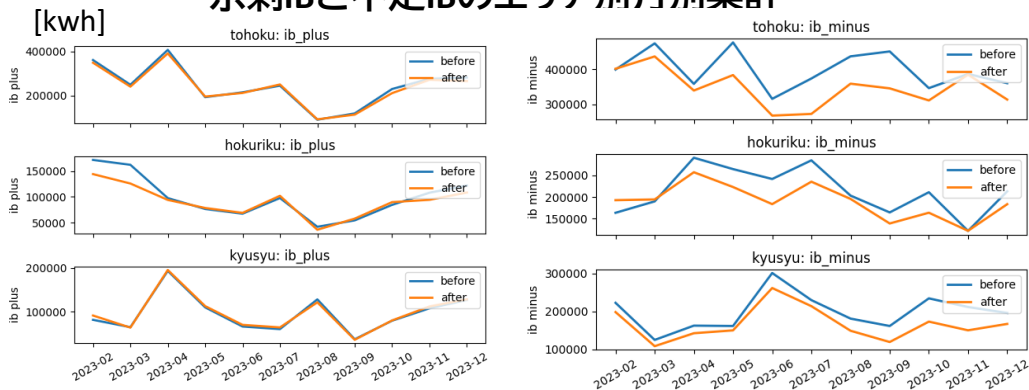
大外し考察:

- ・4月東北の予実の詳細に着目すると、地上のみ予測値よりも地上高層の予測値のほうが、実績の上限下限への追従性が高いことが見て取れる。
- ・余剰IBと不足IBの各集計を見ると、全体としては不足IB(予測過大)の改善が顕著であった。
- ・IB/kW>40%の頻度を確認したところ、高層特徴量追加モデル(after)では予測を大きく外す件数が減少していることが確認できた。

[kwh] 2023年4月東北拠点(DVWP2100027)の予実

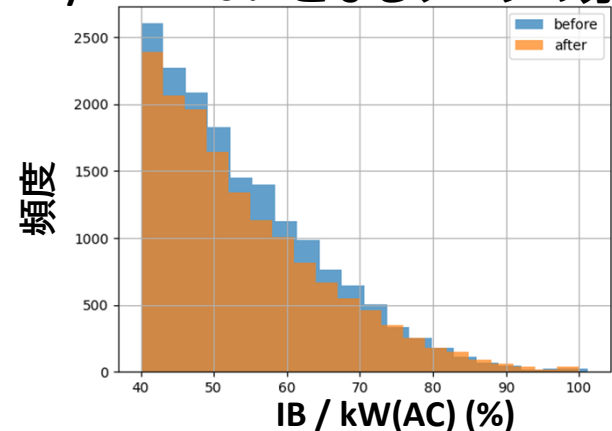


余剰IBと不足IBのエリア別月別集計



※before:地上のみ、after:地上+高層

IB / kW > 40% となるデータの分布



実証概要（共通実証）

3-(3). 再エネ発電量予測技術実証

トラブル停止等による異常値や出力抑制の検知手法の開発

実証概要（共通実証）

トラブル停止等による異常値や出力抑制の検知手法の開発

背景目的:

PV予測におけるエネルギー予測は、予測過剰(予測>実績)のバイアスが認められ、何らかの異常なデータを学習していることの影響が推察される。

- 出力容量以上の値やマイナス値カットの基本的なデータクレンジングは行っているが、異常ケース(運転停止、出力抑制、パネル上の積雪等)は現状はデータクレンジング対象とはしていない。

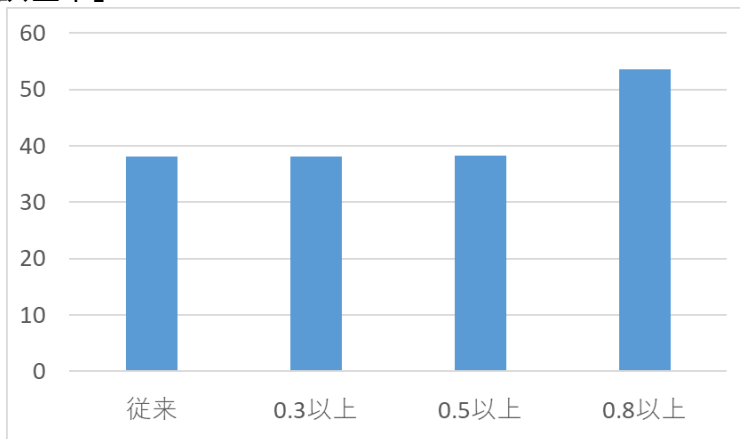
方法:

- 上記の異常ケースに共通して日射実績と発電実績の相関性が低いことが考えられこれらを除外する。
- 具体的には相関係数から外れているかどうかの閾値を設定して現状に追加してクレンジングを行った。
※発電と実績の関係(右下図)より、メインクラスタから外れているデータを除外する。

結果:

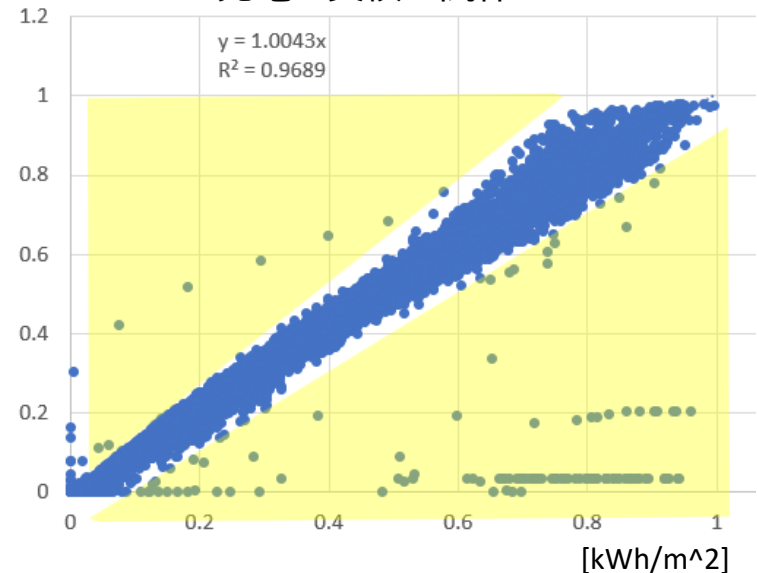
- 精度向上の効果はほとんど確認できなかった。
- 特に、相関係数を0.8以上とした場合は大幅な悪化を確認した。

[誤差率] 誤差率と除外閾値の関係



※誤差率=MAE ÷ 電力量実績の月平均 × 100

[kWh/Kw] 発電と実績の関係



実証概要（共通実証）

3-(3). 再エネ発電量予測技術実証

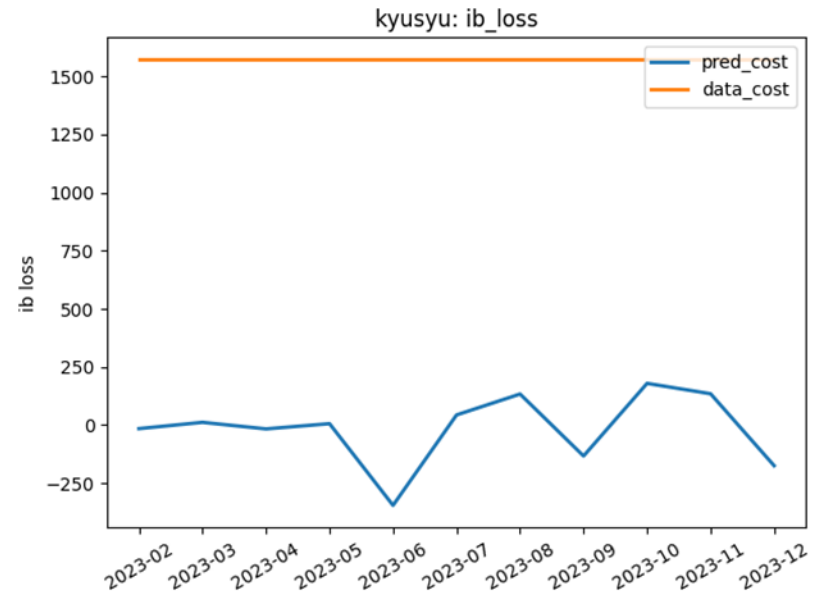
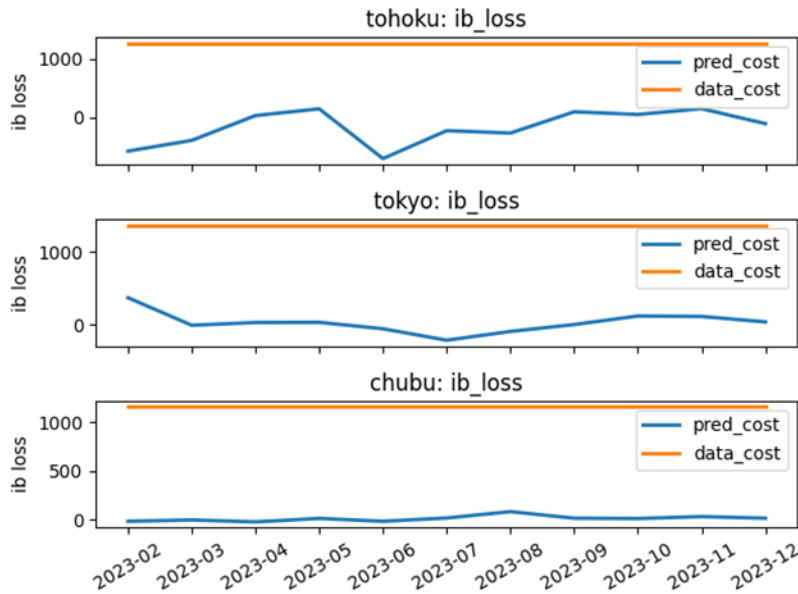
発電量予測精度と予測運用コストの費用対効果の検証

実証概要（共通実証）

発電量予測精度と予測運用コストの費用対効果の検証

結果考察、PVケース：

- ・拠点・1mWhあたりのIB料金損失の増分と、気象データ取得コストの削減分を比較した。
- ・data_cost: 気象データを一次細に集約することで削減できる拠点当たりコスト
- ・pred_cost: 気象データを一次細に集約した結果改悪した予測精度に起因するIB料金損失の増分
- ・エリアによって判断が異なるものの、ほとんどのケースでdata_costがpred_costを上回っており、総じて一次集約にすることの有効性が確認できる。
- ・前述の通りPVは風力より集約による予測精度悪化を示すpred_costの影響が小さいことから、今後の予測単価(クラウドコスト等)の低下等があっても、集約によるコスト低減を示すdata_costは依然として期待できる。但し、現在より少なくなると想定される。



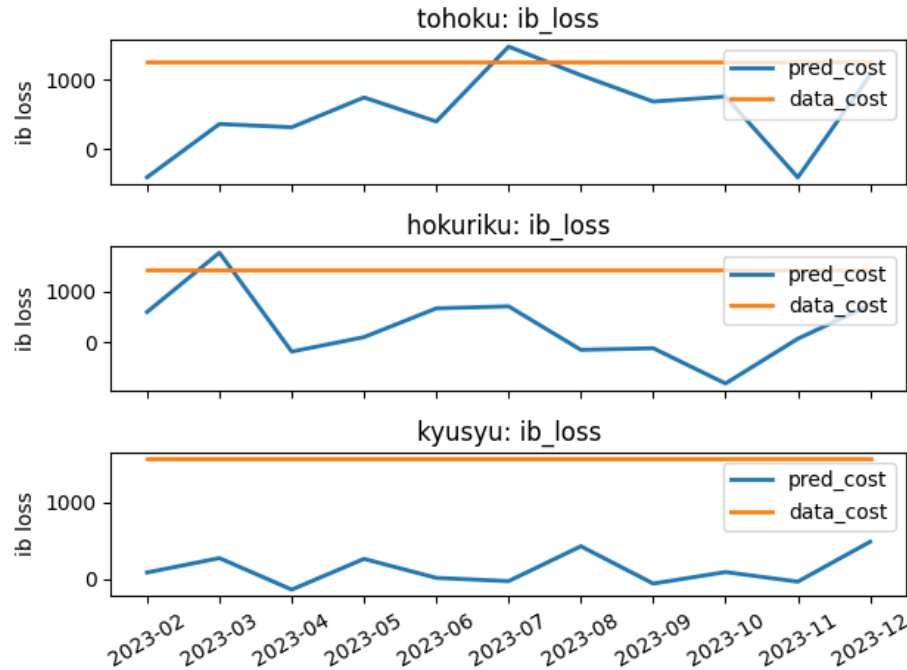
※気象処理1個1日あたりコストは現状システム運用実績より、0.48\$にて算出した
※予測精度悪化によるIB料金損失は1MWあたりとして算出した。
※関西、四国は一次細エリアと拠点数に大きな差がないため割愛

実証概要（共通実証）

発電量予測精度と予測運用コストの費用対効果の検証

結果考察、風力ケース：

- ・拠点・1mWhあたりのIB料金損失の増分と、気象データ取得コストの削減分を比較した。
- ・data_cost: 気象データを一次細に集約することで削減できる拠点当たりコスト
- ・pred_cost: 気象データを一次細に集約した結果改悪した予測精度に起因するIB料金損失の増分
- ・エリアによって判断が異なるものの、ほとんどのケースでdata_costがpred_costを上回っており、総じて一次集約にすることの有効性が確認できる。
- ・風力は前述の集約による予測精度悪化を示すpred_costの影響が大きく、今後の予測単価(クラウドコスト等)の低下等により、集約によるコスト低減を示すdata_costは小さくなることが想定される。予測単価の低下に合せ予測精度の向上も必要となるものと考える。



※気象処理1個1日あたりコストは現状システム運用実績より、0.48\$にて算出した

※予測精度悪化によるIB料金損失は1MWあたりとして算出した。

※関西、四国は一次細エリアと拠点数に大きな差がないため割愛

実証概要（共通実証）

共通実証(3) 再エネ発電量予測技術実証 総括

No.	分類	成果や課題、今後の解決策等
1	アンサンブル予測導入効果検証	<ul style="list-style-type: none"> ➢ PV発電予測に単独の気象モデルと複数の気象モデルのアンサンブルを用いた結果を比較したところ、どのエリアにおいてもアンサンブルのほうが毎月の予測精度やそのばらつき(標準偏差)が向上した。 ➢ ただし、インバランス料金や市場収益の観点ではエリアによって結果は異なる。実ビジネスに導入するにあたっては、深掘りが必要である。
2	リアルタイム予測精度向上の深掘り検証	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 1日前予測よりもリアルタイム予測が予測精度が悪化するケースは、風力よりもPVのほうが顕著であった。 ➢ PV発電予測で悪化したケースでは、入力となる気象予測が直前に予測を変えたところ、結果として大外しになったことが確認できた。 ➢ 気象予測の実際との乖離を補正する(ナウキャスト)、あるいは予測アンサンブルなどにより乖離リスクをあらかじめヘッジしておく等の対策が有効と考えられる。
3	積雪の影響を考慮した予測技術開発	<ul style="list-style-type: none"> ➢ PVの発電データおよび現地カメラデータをもとに、発電量低下率を予測する積雪モデルを構築した。このモデルを用いることで、冬季のインバランス量を約6.7%削減することに成功した。
4	風力発電における予測技術精度向上	<ul style="list-style-type: none"> ➢ PVより誤差率の高い風力発電予測において、高層GPV気象予測を追加入力としたところ、約9.1%の予測誤差の削減に成功した。大外しについても減少していることを確認できた。
5	洋上風力発電における予測技術検証	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 洋上風力発電のデータを入手し予測モデルを作成した。洋上風力の予測誤差率は他の陸上風力よりも十分低かった。 ➢ 他の陸上のPV・風力発電所との予測誤差はほぼゼロであり、ならし効果が効きやすい。 ➢ 上記より、洋上風力発電はインバランスを抑制しやすく需給管理面の収益性が高い電源であることが示唆された。
6	PV異常検知手法の開発	<ul style="list-style-type: none"> ➢ PV予測における異常な学習データのクレンジング方法として、日射量と発電量の相関が悪いケースの除去を試みたが、大きな精度向上は確認できず、逆に過剰なクレンジングは精度悪化を招くことがわかった。
7	発電量予測精度と予測運用コストの費用対効果の検証	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 予測対象拠点の増加に伴うシステム運用コストの増加を抑制するため、入力として用いる気象の参照方法を拠点単位から代表気象(一次細分区)に集約することを試みた。これによる精度低下はPVで軽微であり、風力で比較的大きかった。しかしいずれの場合も運用コストの節約がIBコストを上回り、トータルでは収益改善につながった。

実証概要（独自実証）

4. 独自実証の実証内容と結果

実証概要（独自実証）

4-(1). インバランスリスク保険商品等検討

実証概要（独自実証）

独自実証(1)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(1) ① 概要

実証の背景

- 昨年度の独自実証において、発電事業者や再エネアグリゲーターのリスク実態を把握し、保険商品およびサービス開発を検討した。保険商品開発においては、事業者の保険ニーズへの対応もさることながら、保険があることによって、インバランスを助長させてしまうといった、本来のインバランス制度の趣旨を歪めることがないよう配慮を要する。
- 本年度は、発電事業者や再エネアグリゲーター自身によるインバランスリスクについて、顧客ニーズを満たしつつ、インバランスの制度を歪めない保険商品の開発を検討する。また、リスク量をより精緻にシミュレーションできるモデルを高度化し、保険設計に活用するほか、事業者がかかえるインバランスリスクを適切に評価するサービス開発についても併せて検討をおこなう。

実証内容

- 本年度の実証内容については以下のとおりである。
 - ・再エネアグリゲーターへのヒアリング(後述 ②)
 - ・インバランスリスク評価モデルの高度化(後述 ③)
(インプットデータの増強、BG組成によるならし効果の評価実現)
 - ・インバランスリスク評価モデルを用いた定量評価サービスの開発検討(後述 ④)
 - ・発電事業者または再エネアグリゲーター向けインバランスリスクヘッジのための保険商品開発検討(後述 ⑤)

実証概要（独自実証）

独自実証(1)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(1) ② ヒアリング結果

ヒアリング概要

■再エネアグリゲーター2社に、以下のについてのヒアリングを実施した。

- 想定するアグリゲータービジネスのスキーム
- 保険ニーズ・保険に転嫁したいインバランスリスク など

ヒアリング結果要旨

■想定するアグリゲータービジネスのスキーム

- ・アグリゲーターの発電事業者に対する事業スキームとして、インバランスリスクの一部のみを負う「計画値作成代行」と、全てのリスクを負う「電力買取(買電)」がある。発電事業者からは、FITと同様に固定価格での買電ニーズが高く、また、アグリゲーターの事業性の観点からも、後者のスキームが増加する見込みである。

■損害保険(リスク移転)のニーズ

- ・非FITの再エネ発電事業者またはアグリゲータにとって、インバランスリスクとは、経営上重要なリスクの一つである。損害保険の利用目的はアグリゲーション事業運営の安定化・リスクの平準化が主目的である。
- ・事業健全性確認の観点で、レンダーからインバランスを最小限にすべく、損害保険の加入を求められる場合がある。

■保険に転嫁したいインバランスリスク

- ・インバランスリスクを、発電計画値と実績値の差である『量(kWh)』と、インバランス料金に基づく『単価(円/kWh)』の2つの変動リスクに分類して考えた場合、インバランス『量』は需給予測などにより比較的管理が可能で、コストをかけて保険でヘッジするのではなく、当該リスクを自家保有した方が良いと考える。
- ・一方で、『量』だけでなく、インバランス『単価』が急激に跳ね上がる場合があり、そのようなケースを保険で補償したい。
- ・インバランス『量』については、季節の変わり目などでインバランスが大きく動くこともあるが、年間で平準化される場合が多く、『量』の保険ニーズは少ない。

実証概要（独自実証）

独自実証(1)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(1) ③インバランスリスク評価モデルの高度化

実証内容

- 太陽光発電所を運用する発電事業者や、これらを束ねるアグリゲーターが抱える年間インバランス(量・費用)を確率的に評価するモデルを構築し、検証した。

課題および目的

- 昨年度に検討したインバランスリスク評価モデルの高度化と、均し効果の検証を目的とした作業を行った。主な課題は以下の通りである。
 - ・ モデルは過去データ(発電量予測値・実績値・気象データ等)に基づいて構築するが、インバランス量を特徴づけるパラメータがケースバイケースであること。また、発電量予測値・実績値のデータが長期間にわたって過不足なく保存されているとは限らないこと。
 - ・ インバランス量は天候や季節による特性があることが予想され、これら特性の考慮したモデリングを検討すること。
 - ・ アグリゲーションをすることで年間インバランスがどのように変化するか、すなわち均し効果に関する知見を、リスク分析サービスを見据えて深めておきたいこと。

結果

- 過去データに基づき年間インバランス(量・費用)を確率的に評価するモデルを構築した。天候条件(晴天日/曇天日)によって2モデルを使い分けることで、天候による違いも反映できるようにした。なお、インバランス料金単価の将来見通しを立てることは困難であり、本モデルにおいてインバランス費用は任意で設定する単価に基づいて計算されることに留意が必要である。
- モデルのシミュレーション結果に基づいて、均し効果の検証を実施した。その結果、年間インバランス量に対する均し効果は、インバランス量そのものを低減する効果よりも、変動係数(標準偏差÷期待値)を低減する効果があるという知見が得られた。

実証概要（独自実証）

独自実証(1)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(1) ④ 定量評価サービスの開発検討

実証内容

- 前項で検討した評価モデルを活用し、発電事業者が抱えるインバランスリスクの定量評価サービスの開発検討を実施した。

課題および目的

- 発電事業者において、レンダーからインバランスリスクの制御・軽減のほか、保険への転嫁が求められる一方、そもそものリスク実態を把握できていない事業者もまだ多いと考えられる。
- そのため、リスクを適切に把握し、講じるべきリスクコントロール手法を示唆できるようなサービスには社会的意義があると考え、定量評価サービスの開発を検討することとする。

結果

- インバランス量は、発電量予測の精度、発電所の設置条件等、分析対象固有の条件に左右される個別性の高いものである。また、項目「保険商品の開発」でも述べる通り、事業者毎の商流の個別性も存在する。さらには、将来のインバランス料金単価の変化も不確定的である。そのため、定量評価サービスの提供には事業者の発電実績や計画値実績などのデータの提供、分析条件の設計など、個別対応のサービス形態を想定する。
- 一方で、本サービスのターゲットのうち、実績データを有しない新規事業者も想定されるため、過去データが存在しない場合でも分析可能な、汎用的なリスク評価モデルも必要である。例えば、収集した多数の発電量計画値と実績値から標準的なインバランス量を算定するモデルパラメータを定め、発電所規模など発電所の属性に応じたモデルを適用し、リスク量を算出する方法などが挙げられる。
- 今後、多くの発電事業者へのサービス提供を実施し、並行して分析の基になる実績データを拡充したうえで、本サービスをより汎用的に提供できるようにアップデートしながら進めたい。

実証概要（独自実証）

独自実証(1)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(1) ⑤ 保険商品開発検討

実証内容

- プロダクトアウトで設計した保険商品の叩き台を、再エネアグリゲーターに提示した上で、意見交換を行い、より具体的な検討を実施した。

課題および目的

- 持続可能な保険商品の開発を目指す上での主な課題は以下のとおりである。
 - ・インバランリスクとは、火災や自然災害のように必ず損失が生じる純粋リスクとは異なり、損失だけでなく利益も生じうる投機的リスクである。保険の設計次第では、利益を確保するためにインバランを助長する可能性もあることから、保険商品設計の際には注意を要する。
 - ・リスク量や不確実性が高くなると、保険を安定的に提供することが困難となる。また、アグリゲーターのリスクが集積（＝同時発生）する性質のものであると、リスク分散が効かないため、広く多くのアグリゲーターに保険を提供することが困難となる。保険を成立させるために、事業者と保険会社との間でどのようなリスクを保険に移転するのか協議を要する。
 - ・インバランリスクの許容量、インバラン軽減策などの管理能力、発電事業者とのリスク分担は、アグリゲーター毎に異なるため、個別設計が必要となる。

結果

- アグリゲーターの商流や保険ニーズについて、理解は深まったものの、「事業者が移転したいリスク」と「保険に馴染みやすいリスク」との間にギャップがあり、リスク分担方法、保険料と補償条件のバランスなどを慎重に議論したうえで組成することが望ましい。
- ただし、提供される大量のデータを分析したうえで個別の保険条件を組成することから、一般的な汎用商品よりも開発のためのコストと時間を多く要するため、効率的な保険設計が可能になるまでは、限定的な対応になることが想定される。

実証概要（独自実証）

独自実証(1)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(1) ⑥総括-1

【事業者が抱えるインバランスリスクの特徴】

- インバランスは、電力需給の同時同量を維持するための施策・制度である。ただし、事業者にとっては、不確実性も大きく排除することが難しいビジネスリスクで、やむを得ず抱えているリスクであると認識した。
- ただし、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・減少させることは可能であると考えられる。予測技術やBG組成など経営努力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は大きな差異が生じており、個別性の高いリスクである。したがって、適切な補償の提供においては、これらのリスク状況を個別に評価することが望ましいと思われる。

【インバランスリスクの定量評価】

- 本事業で開発している定量評価サービスは、事業者が抱えるインバランスリスク量を適切に評価し、自身のリスクをどのように処理する(※)かの検討材料を提供するもので、一定の社会的意義のあるものとする。
- ※自家保有、BG組成などで軽減、あるいは保険による外部転嫁
- また、発電事業者は本サービスの評価結果を用いて、レンダーへの説明、アグリゲーターへの委託検討、保険組成の基礎情報に活用など、事業者の適切な事業運営の一助となることが期待される。

実証概要（独自実証）

独自実証(1)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(1) ⑥総括-2

【損害保険の組成】

○インバランスリスクに対する保険商品について、**現状は個別設計であれば組成可能**と考えられる。つまり、インバランスにかかるビジネススキームや支払実績、その軽減策など、事業者またはアグリゲーターの**リスク実態を適切に評価し、保険化が必要なリスクを双方で協議し、オーダーメイドでの補償を組成**することが、事業者やアグリゲーターの経済合理性の観点でも適切であると考えられる。

《保険組成における現状の主な課題》

<事業者のビジネス、リスクの個性が高い>

・現状、発電事業者やアグリゲーターにおけるインバランス管理能力や、ビジネススキーム(商流)などは個性が高く、**リスク実態も同様に個性が高い**。

<「事業者が移転したいリスク」と「保険に馴染みやすいリスク」との間にギャップが大きい>

・インバランスリスクは、火災や自然災害などとは異なり、保険加入が見込める事業者も限定的であり、保険の原則である大数の法則に収斂することが考えにくい。そのため、事業者、保険会社双方に経済的メリットが生じにくく、現状は**汎用的な保険商品を安定して提供し続けることは難しい**。

・インバランス『量』においては、前述の定量評価サービスに加え様々なリスク対策が検討・実施されている。一方で、**インバランス料金単価(『単価』)のボラティリティ**については、事業者にとって対処が難しいリスクとして残存しており、保険への転嫁が望まれているが、集積(=同時発生)の懸念や統計的評価が難しく、**保険会社にとっても補償の提供が難しいリスク**である。

・現状は汎用的な商品設計が難しいため、スケールメリットが生まれず、保険料水準も相対的に高くなる傾向があり、ニーズとのギャップが生じる一因となっている。

《汎用的な保険商品の提供可能性》

○今後、**Non-FITの発電事業やアグリゲーションビジネスが成熟していくと、ビジネススキームの収斂、リスク軽減策の一般化および普及が進む**と推察される。加えて、**蓄積された実績データの分析が進むことで、リスク実態を客観的かつ簡便に把握・評価できる**ようになる。そのような環境下においては、汎用的でニーズに即した保険商品が広く提供できる可能性がある。

○安定的かつニーズに即した保険商品を提供することは、再エネのさらなる普及、電力需給の安定化に資する社会的意義のある取り組みであり、実現に向けて検討を継続したい。

実証の総括

1. これまでの実証の成果

評価軸	実証参加前の状態	実証の成果		
		R3年度	R4年度	R5年度
技術面	<ul style="list-style-type: none"> ・発電予測はPV予測のバックテストのみのPoC段階 ・BG組成によるならし効果は定性的理解にとどまる ・発電所併設蓄電池の実機実証は未実施 ・発電所のサイバーセキュリティは未検討 ・金融商品に関する検討なし 	<ul style="list-style-type: none"> ・日次・RT発電予測システムの構築 ・風力発電予測の実施 ・BG組成ロジック開発 ・発電所併設蓄電池を模擬したインバランス回避 ・需給一体調整に関する検討 	<ul style="list-style-type: none"> ・通年での予測評価 ・アンサンブル気象活用 ・BG組成ロジックの拡張 ・火力発電所によるIB回避 ・発電所のサイバーセキュリティの検討 ・IBリスク要因・回避策の整理 ・需給一体調整の検討 	<ul style="list-style-type: none"> ・高層気象等の活用による予測精度向上 ・積雪モデルによる予測精度向上 ・洋上風力発電の分析 ・IB保険の組成可能性
採算性	<ul style="list-style-type: none"> ・発電予測は採算性よりも高精度化を優先 ・時間前市場の活用は定性的検討のみ ・発電所併設蓄電池の活用は定性的検討のみ 		<ul style="list-style-type: none"> ・蓄電池を用いたIB低減・発電シフト ・FIPの収益性評価 	<ul style="list-style-type: none"> ・気象の低粒度化による予測コスト低減 ・RT予測と時間前市場活用による収益拡大 ・系統充電による増収益 ・併設蓄電池採算性検討

2. 実ビジネス化に向けての課題と今後の対策

評価軸	実ビジネス化に向けての課題	今後の対策
技術面	<ul style="list-style-type: none"> ・リアルタイム予測活用のための需給管理の自動化 ・最適な充放電計画を作成できるシステム ・発電所故障・出力抑制の検知 ・多数の風車を有する洋上風力発電所の風車間の相互作用による発電量への影響評価 	<ul style="list-style-type: none"> ・現場のオペレーションの再構築 ・充放電計画作成モデルのシステム化 ・リアルタイム検知と時間前市場入札の連携 ・多数の風車を有する洋上風力発電所のデータ入手
制度面	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所併設蓄電池は系統からの充電が不可 ・需給一体調整 ・FIP価格の明瞭化 	<ul style="list-style-type: none"> ・発電所併設蓄電池の按分計量の制度化 ・需給一体調整(発電BGと需要BGの連携)を可能とする制度の提言、GCの短縮 ・FIP価格の公開要望
採算性	<ul style="list-style-type: none"> ・発電予測コストのさらなる低減 	<ul style="list-style-type: none"> ・入力データ削減、予測モデル軽量化・共通化

今後の展望

多種多様なリソースを最適制御し脱炭素化を加速

【既存サービス】
需給管理・新電力支援
電力卸
小売供給
Falcon(EMS)
TPO(オンサイトPPA)
再エネメニュー
VPPサービス(電源I、三次)
自己託送、オフサイトPPA

【2024～2025】
洋上風力需給管理
FIP売電支援
マイクログリッド支援
再エネ電源供給支援
EV充放電制御
系統蓄電池充放電最適化
発電所併設蓄電池 需給管理
需給調整市場 全商品参入
発電所スコアリング
インバランス保険

【2026～2027】
RT予測による時間前取引
アンシラリーサービス
再エネ認証P2P取引
企業スコアリング
需給調整市場への低圧参入
電力デリバティブ

【2028～2030】
地域新電力(MSO)
BRP
個人向け脱炭素サービス
自動トレーディング