



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

【日本エネルギー総合システム株式会社】

日付：2023年3月

コンソーシアムリーダー：日本エネルギー総合システム株式会社

再エネアグリゲーター：RE100電力株式会社

実証協力者：横河ソリューションサービス株式会社

株式会社ラプラス・システム

株式会社エジソンパワー

あいおいニッセイ同和損害保険株式会社



1. 事業概要

2. 共通実証の結果

実証③ 発電量予測技術の向上

実証① インバランスの低減

実証② 市場取引での収益拡大

3. 独自実証の結果

実証④ 需給バランスの確保

実証⑤ 需給ひっ迫時の広域予備率活用の有効性

実証⑥ 三次調整力を見据えた電力制御

実証⑦ インバランス保険の検討

4. 全体総括

実証の課題と対策

今後のビジネス展望

1.事業概要

1-1.全体事業概要

補助事業名	再生可能エネルギーアグリゲーション実証事業【日本エネルギー総合システム】	
コンソーシアムリーダー	日本エネルギー総合システム株式会社	
再エネアグリゲーター	RE100電力株式会社	
実証協力者	横河ソリューションサービス株式会社、株式会社ラプラス・システム、株式会社エジソンパワー、あいおいニッセイ同和損害保険株式会社	
事業の目的	蓄電池を活用し、インバランス低減・収益性の向上・予測精度の向上を実現する為のアグリゲーション技術を確立する。 需給ひっ迫時の対応や新たな事業性の検証により、更なる再エネ供給の拡大を目指し、より実践的なノウハウを獲得する。	
事業概要	【共通実証①】 インバランスの低減	太陽光発電設備に蓄電池を併設し、 充放電を制御することによるインバランス低減効果の検証と、最適な蓄電池容量を算定する。
	【共通実証②】 市場取引での 収益拡大	翌日市場価格予測モデルを検証し、 FIP電源への蓄電池導入による市場売電の収益拡大の効果を算定する。
	【共通実証③】 発電量予測技術の 向上	予測モデルと予測タイミングの選定による予測精度の向上と 複数発電設備のアグリゲーションによる均し効果を検証する。
	【独自実証④】 需給バランスの確保	需要BGでの需要量の増加に対して市場からの電力調達が困難となるシナリオも想定し、 蓄電池の充放電制御により需給調整が可能かを検証する。
	【独自実証⑤】 需給ひっ迫時の広域予 備率活用の有効性	需給ひっ迫時に広域予備率を考慮した発電販売計画の作成 及び蓄電池の充放電制御が有効かを検証する。
	【独自実証⑥】 三次調整力を見据え た電力制御	蓄電池併設型太陽光発電設備で需給調整市場への参入を想定し、 1分値の細かな制御が可能かを検証する。
	【独自実証⑦】 事業性の検証	国内で未だに普及が少ないインバランス保険を事業化する為のデータの提供及び、サービス化を検証。

1-2.実施体制図

日本エネルギー総合システム株式会社
(コンソーシアムリーダー)

RE100電力株式会社
(再エネアグリゲーター)

横河ソリューション
サービス株式会社

アグリゲーション
システムの開発

株式会社
ラプラス・システム

発電量・日射量・気温
実績データの提供

株式会社
エジソン・パワー

蓄電池システムの開発
EMSの提供

あいおいニッセイ
同和損保

保険サービスの開発

実証協力者 4社

1-3.リソース導入・確保状況

発電所通称	(B) 丸亀市高圧	(C) 吉野川市低圧	(低圧5基) 東京電力管内
パネル容量(kW)	448.96	64.00	384.30
PCS容量(kW)	249.90	49.50	247.50
蓄電池容量(kWh)	なし	150.00	なし
蓄電池出力(kW)	なし	49.50	なし
所在地	香川県丸亀市	徳島県吉野川市	群馬県館林市

【実証メニュー一覧】

注：発電量予測技術の向上の実証において仮想ベースの高圧A発電所のデータを使用しています。

実証名	内容	発電所	エリア	変動電源 (kW)	調整電源 (kW)
共通実証① Before、After①、②	インバランスの低減	C	四国	49.50	49.50
共通実証② After①、②	市場取引での収益拡大	C	四国	49.50	49.50
共通実証③	発電量予測技術の向上	A、B、C、低圧5基 ※一部仮想データを含む	四国、東京、関西	546.90	49.50
独自実証④	需給バランスの確保	C	四国	49.50	49.50
独自実証⑤	需給ひっ迫時の広域予備率活用の有効性	C	四国	49.50	49.50
独自実証⑥	三次調整力を見据えた電力制御	C	四国	49.50	49.50
独自実証⑦	事業性の検証（インバランス保険）	B、C、低圧5基	四国、東京	546.90	49.50

2. 共通実証結果

実証③発電予測技術の向上

実証内容

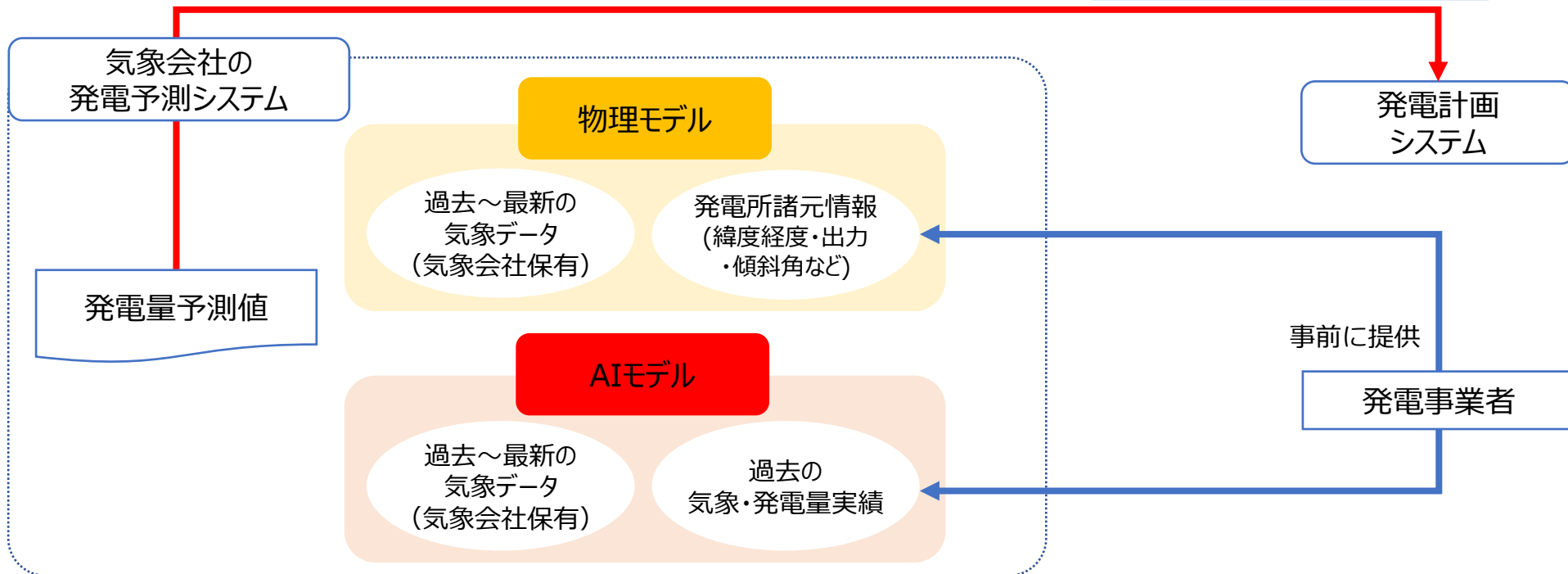
発電予測の精度には、用いる予測モデルとモデルに組み込む気象情報の更新日時が影響していると考えます。本実証では、従来モデル・物理モデル・AIモデル それぞれの予測値と実績の誤差評価を行った後に、最も誤差の小さいモデルで予測タイミングの評価を行う。また、バラシンググループの組み合わせの工夫による均し効果の向上も確認する。

項目	予測モデル	予測タイミング	均し効果									
評価条件	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 従来モデル ➤ 物理モデル ➤ AIモデル 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 前日7時30分 ➤ 前日19時 ➤ 当日2時間前 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 1BG ➤ 2BG ➤ 3BG ➤ 4BG ➤ 5BG 									
評価対象と評価期間	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 発電所A、発電所B 2023年2月2日～2月8日 ➤ 低圧5基、発電所C 2022年10月1日～11月27日 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 発電所C 2022年10月1日～11月27日 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 発電所C、低圧5基、ほか複数BG 2022年5月17日～6月30日 									
評価指標	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 二乗平均誤差率(%) : $nRMSE = 1 - \frac{1}{P_{nominal}} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (Prev_k - Obs_k)^2}$ <table border="1" data-bbox="317 1039 977 1303"> <thead> <tr> <th>変数</th> <th>説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$P_{nominal}$</td> <td>PCS定格出力</td> </tr> <tr> <td>$Prev_k$</td> <td>あるコマにおける発電予測値</td> </tr> <tr> <td>Obs_k</td> <td>あるコマにおける発電実績値</td> </tr> <tr> <td>N</td> <td>コマ数(単位：30分間)</td> </tr> </tbody> </table>	変数	説明	$P_{nominal}$	PCS定格出力	$Prev_k$	あるコマにおける発電予測値	Obs_k	あるコマにおける発電実績値	N	コマ数(単位：30分間)	<p>実績値と予測値の誤差の二乗の和の平均値を、PCSの最大出力量(kWh/30分)を割ることによって算出される。実績値と予測値の誤差が小さくなると、誤差率が低くなる。</p> <p>予測誤差の指標の選定について、昨年度の報告書を参考した上で、この指標を選定した理由は以下の2点。</p> <ul style="list-style-type: none"> • 太陽光の発電量の予測誤差はコマ毎に大きく傾向が異なり、特に日の出・日の入の時間帯に大きくなることが想定され、それらを平準化する必要があるため • 均し効果の検証で、出力の異なる発電BGでの予測誤差をBGの組み合わせ毎に比較していくため
変数	説明											
$P_{nominal}$	PCS定格出力											
$Prev_k$	あるコマにおける発電予測値											
Obs_k	あるコマにおける発電実績値											
N	コマ数(単位：30分間)											

発電量予測モデルの分解

今回の2つの発電量予測モデルは、気象会社の保有する過去から最新のデータに加えて、物理モデルは、発電所の緯度経度、出力、傾斜角などの発電所情報を入力したモデルであり、AIモデルは、過去の発電量実績データと気象データをAIで学習させるモデルである。

※発電量予測値の提供タイミング
 ・4:00～19:00：30分毎
 ・19:30～3:30：なし



AIモデルは1年以上の過去実績が必要となるため、発電所Cと低圧5基のみで適用。

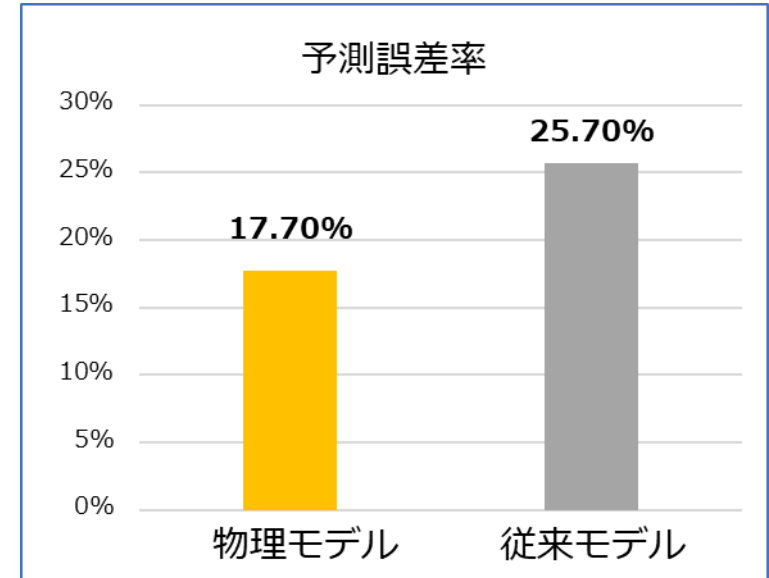
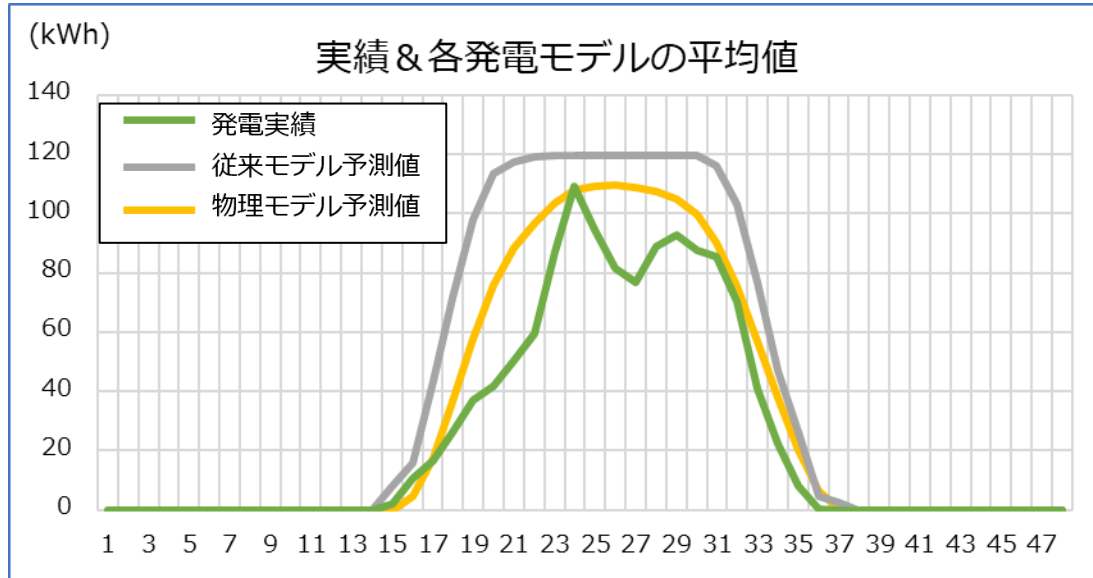
均し効果の検証では複数のBGの予測誤差を比較するが、予測値は従来モデルで算出されたものを用いることとする。

項目	発電所A	発電所B	発電所C	低圧5基	均し効果検証用発電BG(複数)
従来モデル	○	○	○	○	○
物理モデル	○	○	○	○	×
AIモデル	×	×	○	○	×

期間：2023年2月2日～8日 予測タイミング：前日7:30

同じ時間帯に取得した発電所Aの発電予測値の予測誤差を2つの予測モデルで比較した。

※予測精度目標：nRMSEが5%以内



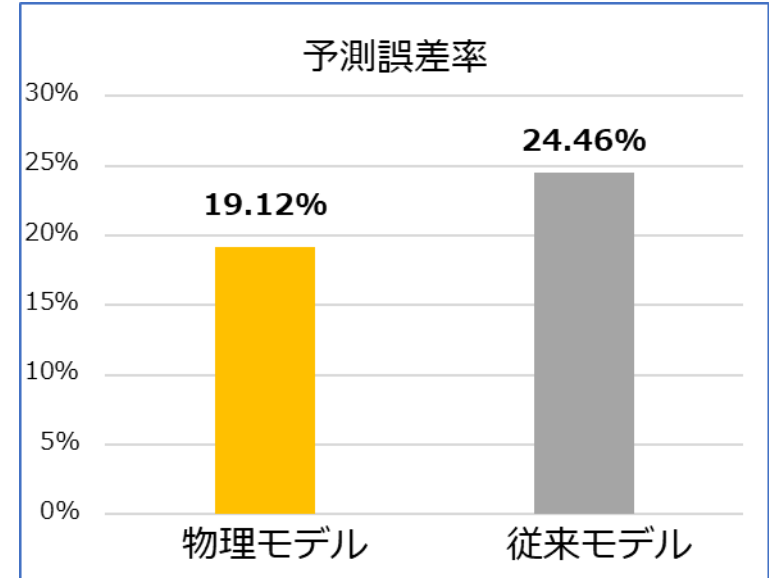
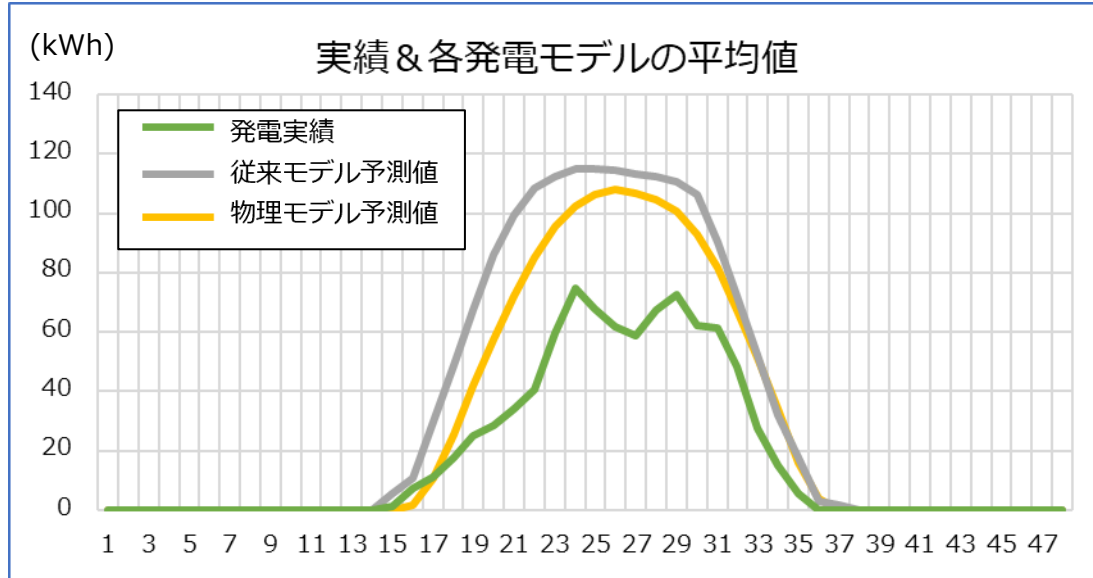
AIモデルは1年以上の過去実績が必要となるため、ここでは物理モデルと従来モデル2つの予測精度を比較した。

結果としてnRMSEは、物理モデルは17.70%、従来モデルは25.70%となり、物理モデルの精度が高いと言える。一方で、いずれも予測精度が良くなかった原因として、データの取得期間が短いことが挙げられる。

期間：2023年2月2日～8日 予測タイミング：前日7:30

同じ時間帯に取得した発電所Bの発電予測値の予測誤差を2つの予測モデルで比較した。

※予測精度目標：nRMSEが5%以内



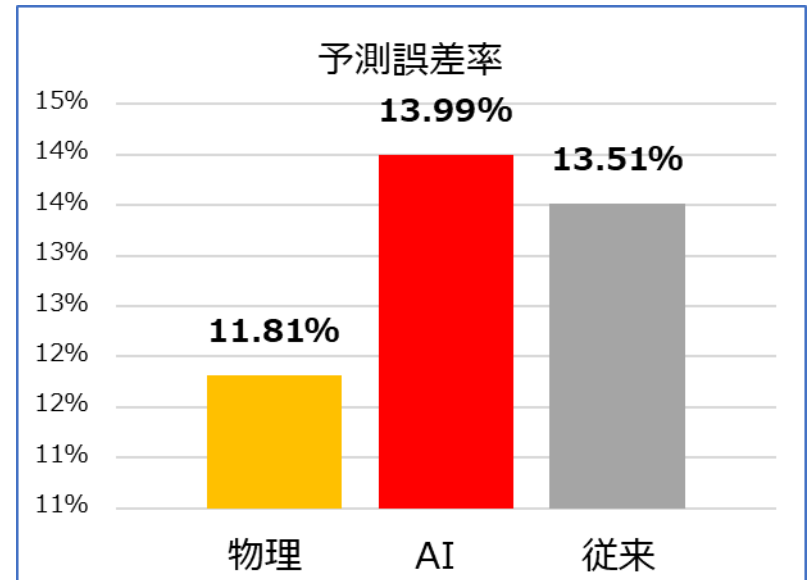
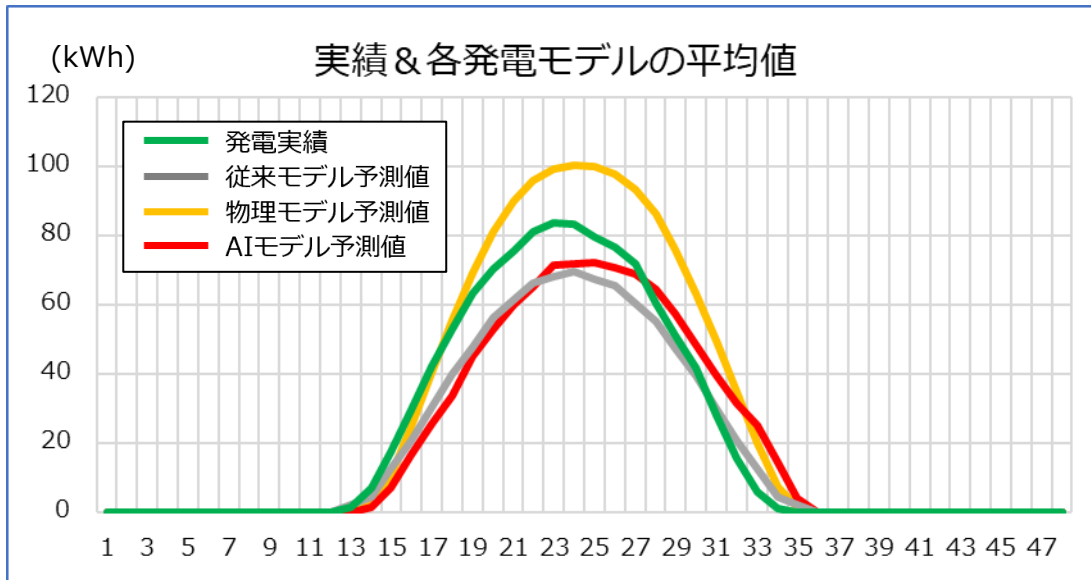
発電所Bと同様、AIモデルは1年以上の過去実績が必要となるため、ここでは物理モデルと従来モデル2つの予測精度を比較した。

結果としてnRMSEは、物理モデルは19.12%、従来モデルは24.46%となり、物理モデルの精度が高いと言える。一方で、いずれも予測精度が良くなかった原因として、データの取得期間が短いことが挙げられる。今後、年間を通じた検証を続ける予定である。

期間：2022年10月1日～11月27日 予測タイミング：前日7:30

同じ時間帯に取得した低圧5基の発電予測値の予測誤差を3つの予測モデルで比較した。

※予測精度目標：nRMSEが5%以内



結果としてnRMSEは、従来モデルは12.61%、物理モデルは11.81%、AIモデルは13.99%となり、物理モデルの精度が高いと言える。

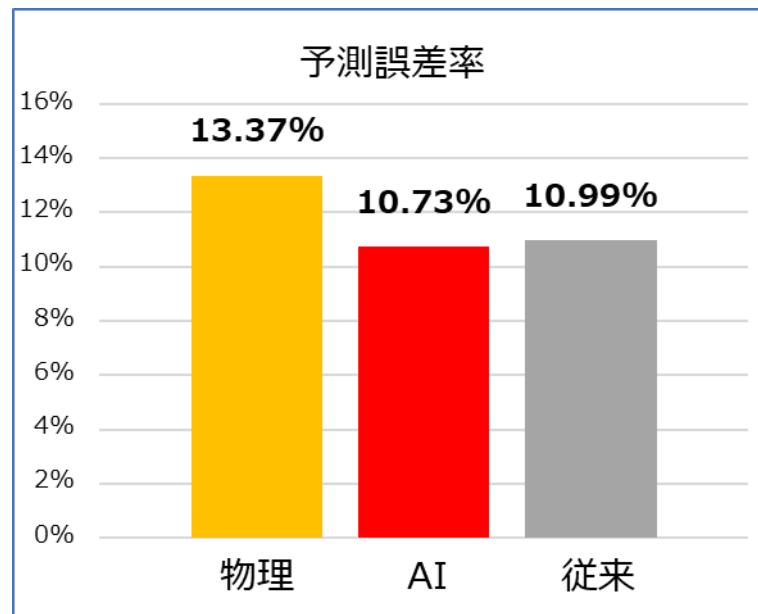
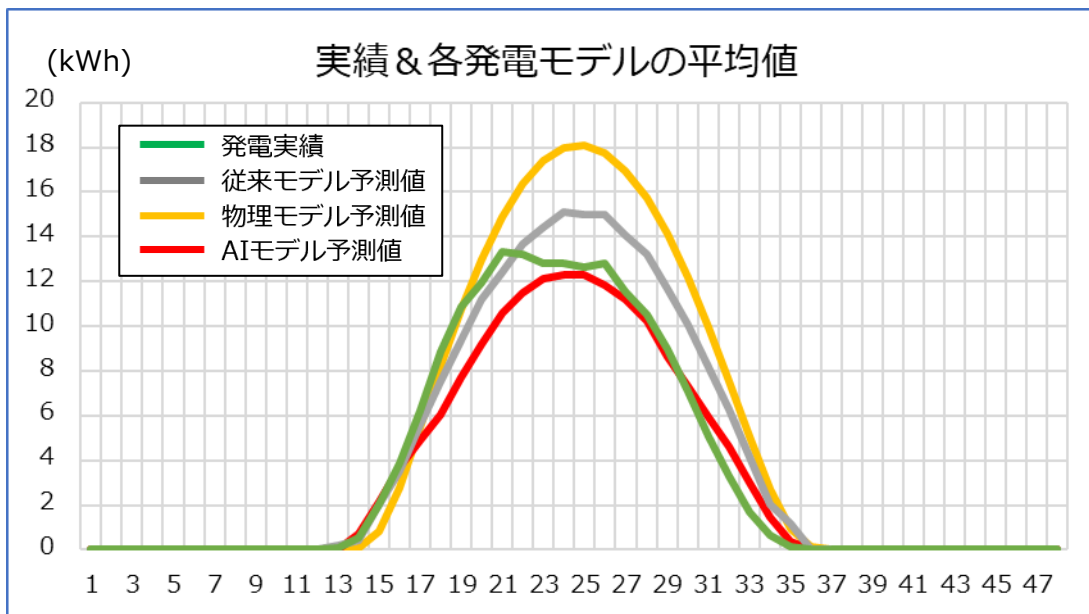
想定ではAIモデルの精度が高いとしていたが、従来モデルより悪かった原因として2つ考えられる。

- データの取得期間が短かった：今後、年間を通じた検証を続ける予定である。
- 複数の発電所の予測を取りまとめた：具体的な発電情報を提供する時に、代表的な発電所1基を選択したが、今後均し効果の検証の中で複数基の予測値を足し合わせたものとの比較を行いたい

期間：2022年10月1日～11月27日 予測タイミング：前日7:30

同じ時間帯に取得した発電所Cの発電予測値の予測誤差を3つの予測モデルで比較した。

※予測精度目標：nRMSEが5%以内



結果としてnRMSEは、従来モデルは10.99%、物理モデルは13.37%、AIモデルは10.73%となり、AIモデルの精度が高いと言える。

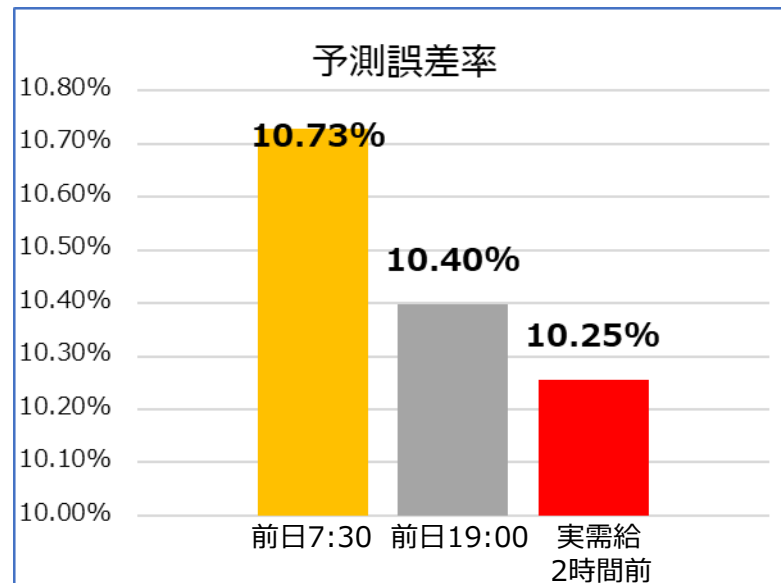
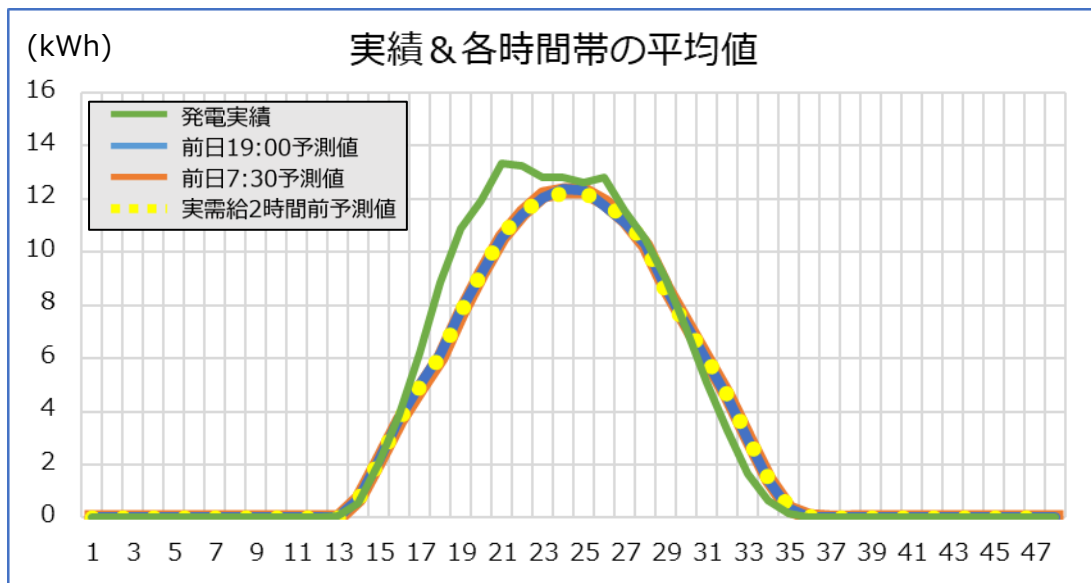
発電所Cは以降、蓄電池を制御する実証全てで用いることから、より精度の高い発電予測が求められる。直近の発電実績を取り込むなどして予測モデルの改善を繰り返すことで改善すると考える。

なお、以降の実証ではAIモデルの予測値を選定することとする。

期間：2022年10月1日～11月27日 AIモデル

発電所Cの発電予測値の予測誤差を3つの予測タイミングで比較した。

※予測精度目標：nRMSEが5%以内

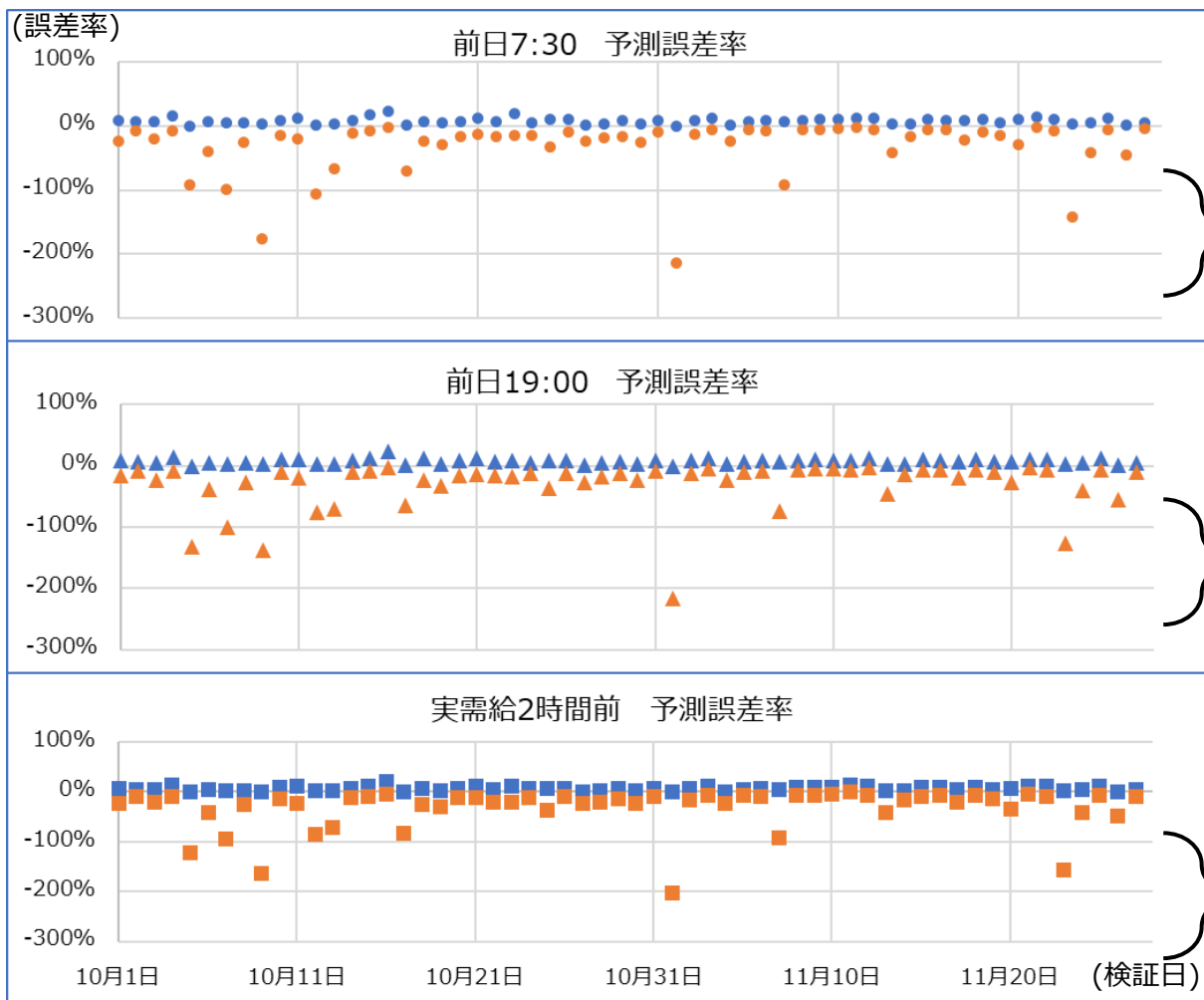


各時間帯の平均発電予測値のnRMSEは、実需給2時間前は最も小さく10.25%であった。前日にこの2つのタイミングに対して、当日の実需給2時間前により精度が向上すると想定していたが僅差であった。

原因として気象情報が前日から当日にかけて大幅に修正されることがないと考えられる。今後は、リアルタイムで現地の日射量や観測値をモデルに取り込むことにより発電予測を改善する。

期間：2022年10月1日～11月27日 AIモデル

3つの予測タイミングそれぞれの日ごと合計余剰誤差率・不足誤差率の誤差の散布図を以下に示す。



- 余剰誤差率 (+)
- 不足誤差率 (-)

誤差 = 実績 - 予測とする

不足誤差大

不足誤差大

不足誤差大

各予測タイミングの余剰・不足誤差率を確認すると、不足誤差が大きく発生した日が何日が存在する。

予測タイミングの評価 発電所C

予測モデルの評価

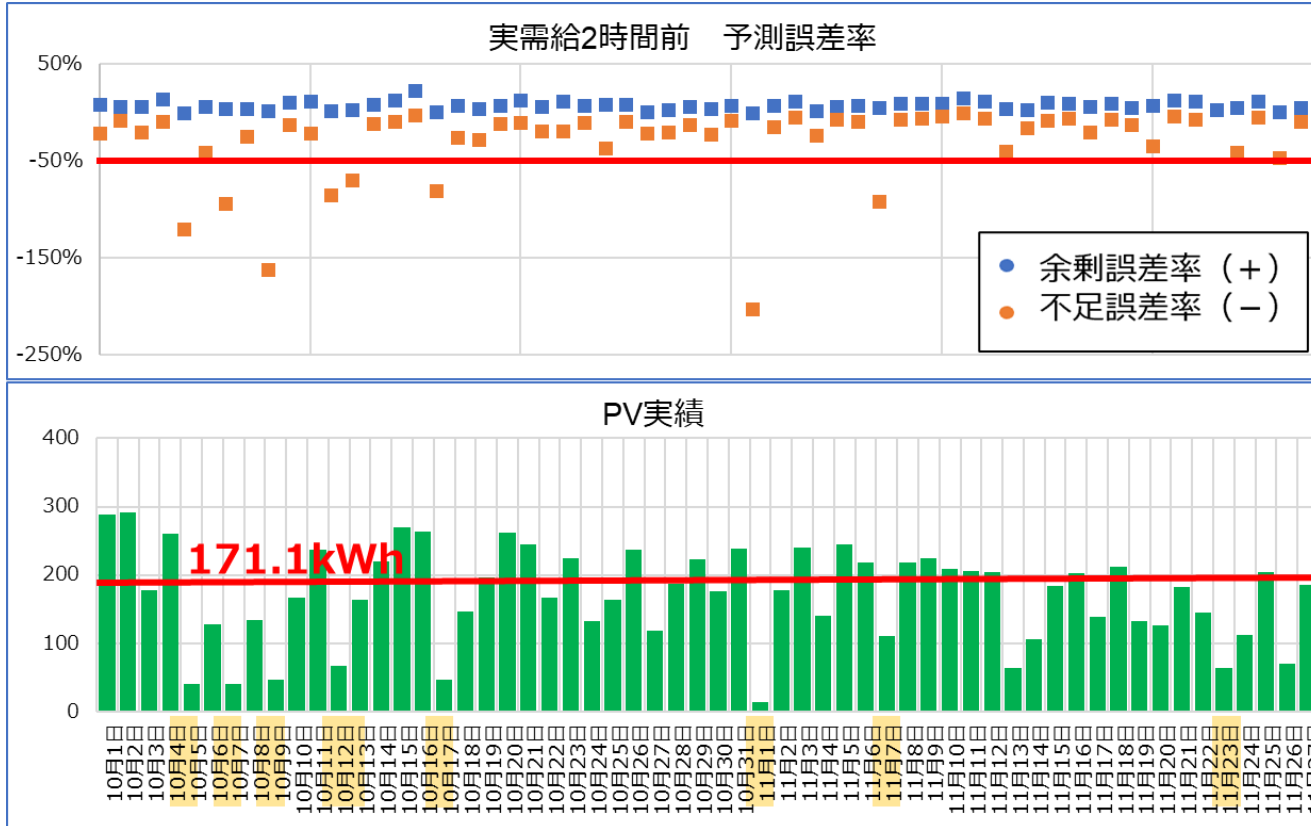
予測タイミングの評価

均し効果の評価

まとめと課題

期間：2022年10月1日～11月27日 AIモデル

AIモデルに絞り、日ごと合計余剰誤差率・不足誤差率の誤差の散布図と発電実績の関係を以下に示す。



余剰誤差率はいずれの日においても50%を下回った。不足誤差率について、-50%を超える日は以下の9日間になる。

日付	不足誤差率
10/5	-120.2%
10/7	-93.5%
10/9	-162.3%
10/12	-85.2%
10/13	-70%
10/17	-80.62%
11/1	-202.2%
11/7	-91.0%
11/23	-155.6%

ここで、日ごとの合計PV実績と対照すると、これら9日間の発電量が平均発電量171.1kWhよりも低かった。つまり日射量が少ない日である。

逆に、PV実績が特に少なかった11/13と11/26の誤差率を見てみると、50%を超えてはいないが、それぞれ40%と47%になっている。

これによって、日射量の少ない日に予測精度が低下し、不足誤差が発生しやすいことが判明した。

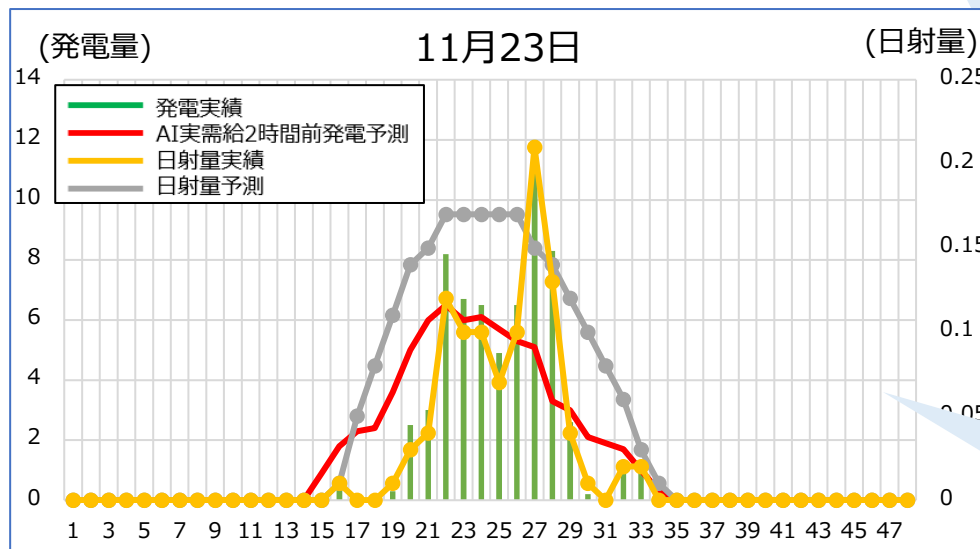
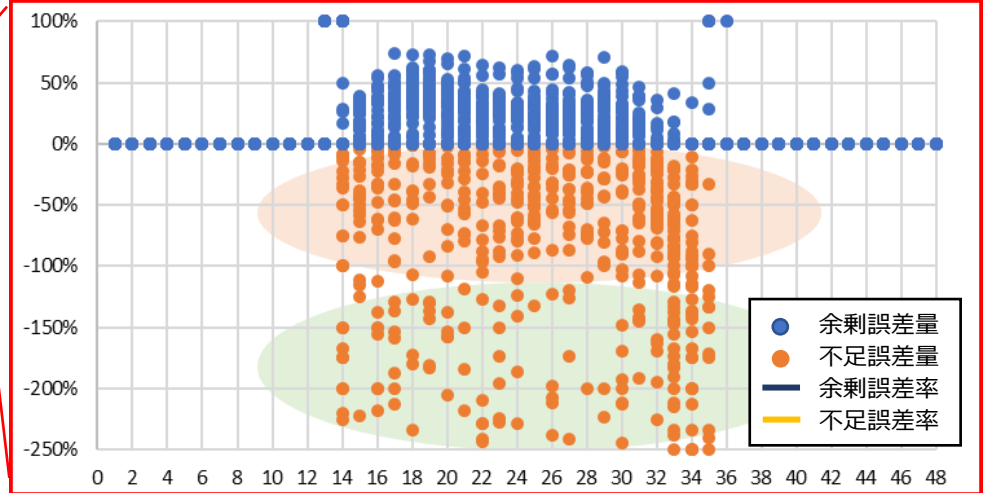
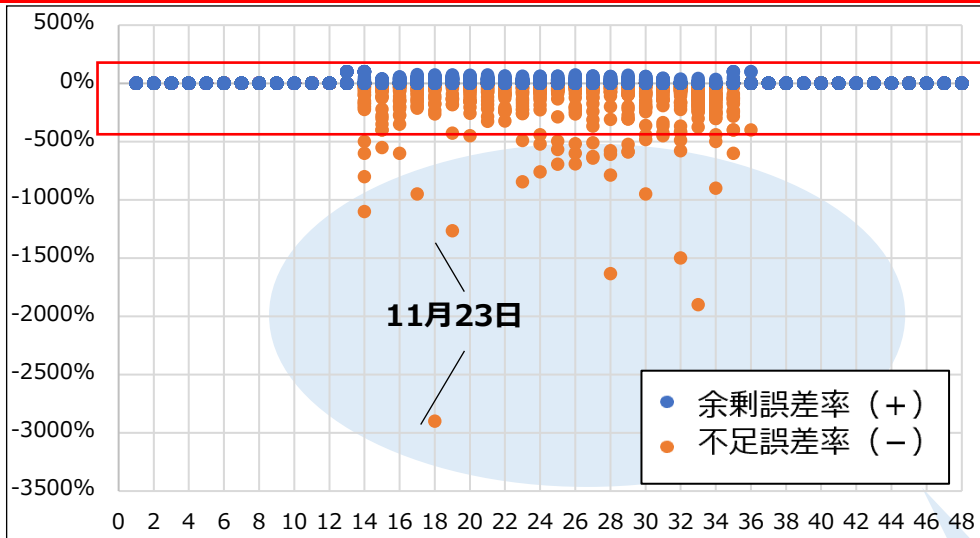
予測タイミングの評価 発電所C

予測モデルの評価

予測タイミングの評価

均し効果の評価

まとめと課題



実需給2時間前のタイミングで、コマ毎の誤差の散布図を分析したところ、余剰誤差率については100%以内となったが、不足誤差率は大きく分散していた。

特に18コマ目(8:30~9:00)では、11月23日は約30倍の誤差が発生することもあった。同日11月23日に19コマ目(9:00~9:30)も誤差が10倍以上発生していた。

左上の散布図の赤枠部分を拡大してみると、余剰誤差率よりも不足誤差率の相関性が低かった。不足誤差率については、0~-100%の密度が高いが、-100%~-250%の範囲内のコマも存在する。

誤差率の大きかった11月23日の発電量と日射量の予実分析を行う。

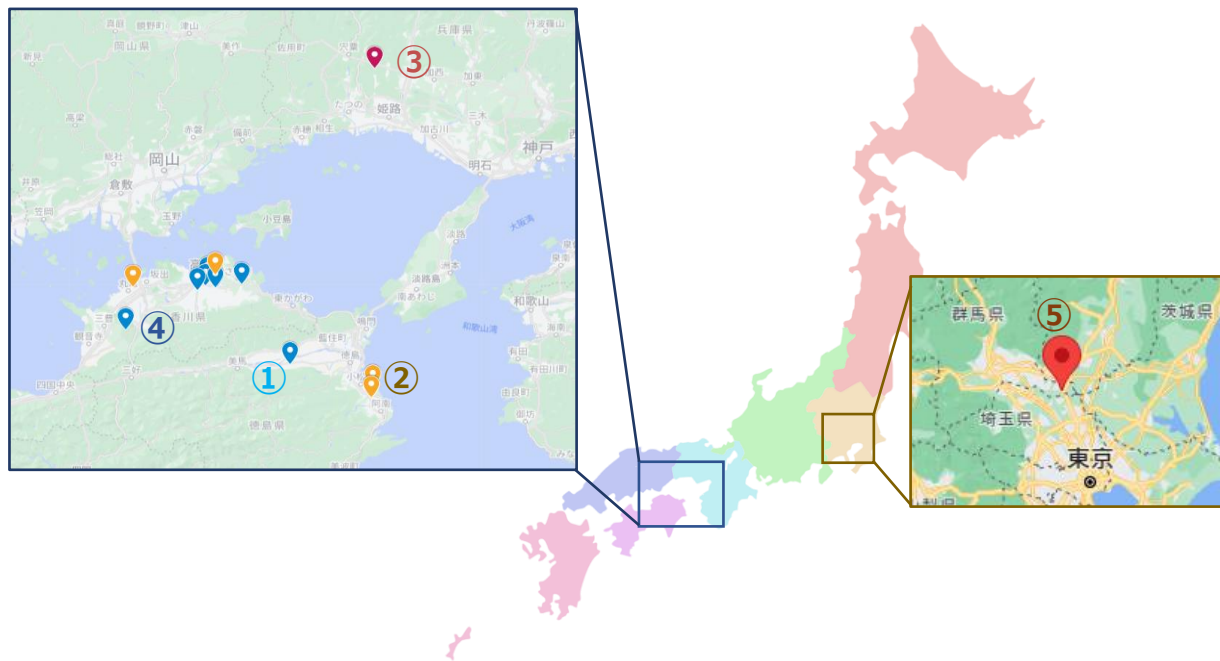
当日日射量の変動が大きく、予測と実績の差が出ていることから、各コマの予測精度が非常に低くなっていることが分かる。

◆組み合わせを検討する各BGの基本情報

均し効果の検証では複数BGの組み合わせによって、従来モデルで算出された予測値を用いて、予測誤差を比較する。

発電BGが四国エリアに集中しているが、発電所の地点はそれぞれ異なる。

発電BG	電力管区	PCS計(kW)	発電所数
①	四国	49.5	1
②	四国	153.45	5
③	関西	49.5	1
④	四国	44.29	8
⑤	東京	247.5	5



均し効果の評価 結果

予測モデルの評価

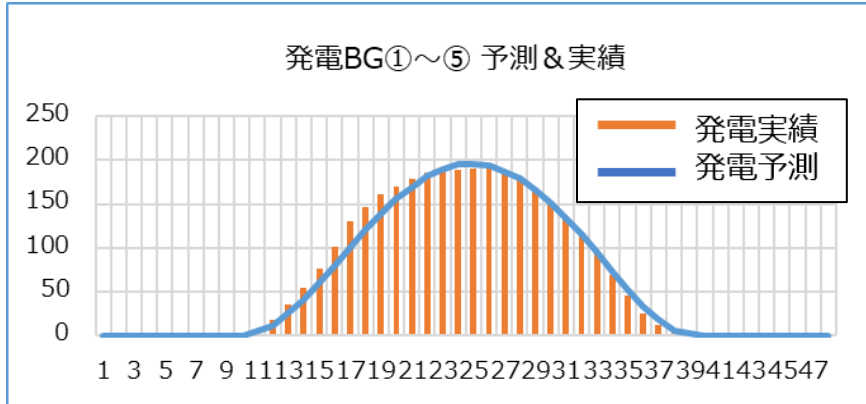
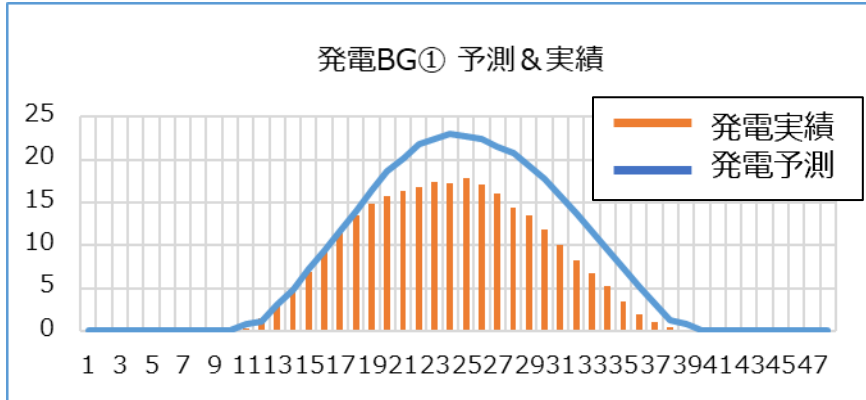
予測タイミングの評価

均し効果の評価

まとめと課題

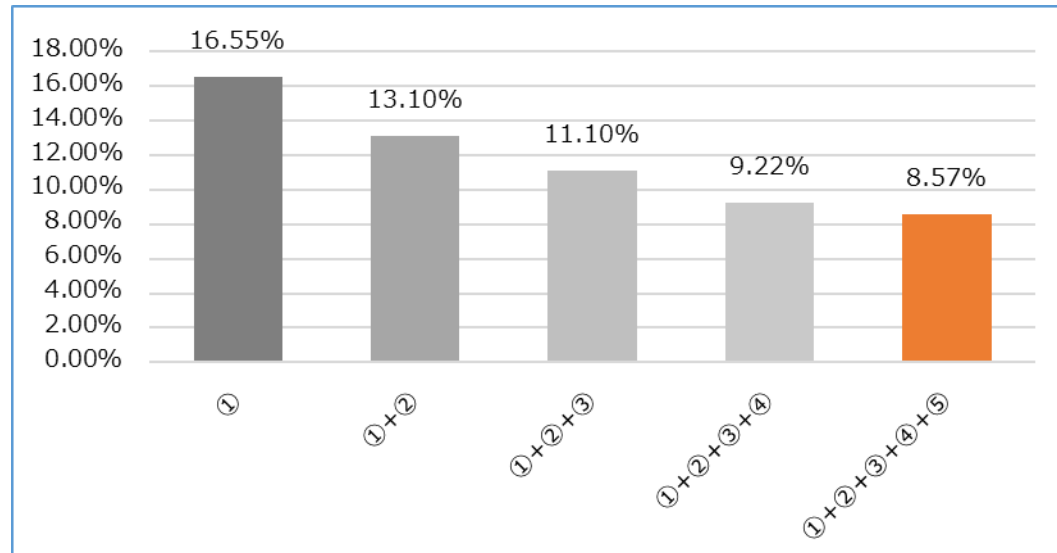
期間：2022年5月17日～6月30日 予測タイミング：前日7:30

発電BG①に対して、複数BGの組み合わせによって、予測誤差を比較した。



発電BG①と発電BG①～⑤の平均予測と実績をグラフで示した通り、発電BG①のnRMSEは16.55%に対して、発電BG①～⑤のnRMSEが8.57%になったことから、均し効果があることを確認できた。

発電BG	PCS計(kW)	発電所数	予測誤差率
①	49.5	1	16.55%
①+②	202.95	6	13.10%
①+②+③	252.45	7	11.10%
①+②+③+④	296.74	15	9.22%
①+②+③+④+⑤	544.24	20	8.57%



まとめと今後の課題

予測モデルの評価

予測タイミングの評価

均し効果の評価

まとめと課題

1. 予測モデルの評価

4つの発電BGに対して、従来モデル・物理モデル・AIモデルそれぞれの予測値と実績の誤差評価を行った。最も誤差が小さかったのは発電所CのAIモデルで10.73%。

対象	期間	評価指標	物理モデル	AIモデル	従来モデル
発電所A	2023/2/2~8	nRMSE	17.70%		25.70%
発電所B	2023/2/2~8		19.12%		24.46%
低圧5基	2022/10/1~11/27		11.81%	13.99%	13.51%
発電所C	2022/10/1~11/27		13.37%	10.73%	10.99%

2. 予測タイミングの評価

発電所CのAIモデルを予測タイミングの検証対象とし、発電予測値の予測誤差を3つの予測タイミングで比較した。最も誤差が小さかったのは実需給2時間前で10.25%。

対象	期間	評価指標	前日7:30	前日19:00	当日2H前
発電所C	2022/10/1~11/27	nRMSE	10.73%	10.40%	10.25%

3. 均し効果の評価

複数の発電所をバランシンググループに入れることによる均し効果も確認した。発電BG①の誤差率が16.55%なのに対して、発電BG①~⑤の誤差率が8.57%になったことから、均し効果はあると言える。

対象	期間	評価指標	発電BG	PCS計(kW)	サイド数	nRMSE
発電所C、 低圧5基、 ほか複数 BG	2022/5/17~6/30	nRMSE	①	49.5	1	16.55%
			①+②	202.95	6	13.10%
			①+②+③	252.45	7	11.10%
			①+②+③+④	296.74	15	9.22%
			①+②+③+④+⑤	544.24	20	8.57%

①検証期間の短さ

課題

- 太陽光発電所の発電量は特に季節・気象の変化による影響を受けやすい性質にあるため長期間のデータを分析することが必須であるが、発電所の建設・連携から実証終了までの期間が短いことによりデータが少なく定量的な評価が出来なかった。
- 今回の実証期間については、対象となる蓄電池付き太陽光の稼働が大きく遅れ実証期間そのものが短かったうえ、実証期間中の気候にも恵まれず、低圧発電所だったため検証するための電力量を思うように確保できなかった。

対策

- 今後は実証実験を行いながら、誤差率（特に不足誤差率）について層別分析などをおこなう。各コマの発電予測精度向上するのは今後の課題になる。
- 引き続き実証を進め、季節間も含め発電予測値の精度を上げる。

②日射量の観測地点

課題

- 今回、現地の日射量と予測値の日射量に対する検証は具体的に進めることが出来なかった。
- より精度よく発電予測の精度向上と均し効果の検証をおこなうためには発電BGごとの発電実績ではなく、発電所1基1基の特徴を掴み、それぞれの発電実績と遠隔監視システムからとれる日射量や気温等の実績を観測地ごとに収集することが必要。

対策

- 現地の日射計と発電予測システムを連動させ、物理モデル、AIモデルともに精度向上を確認していく。
- 均し効果の検証に用いる発電所1基1基の日射量実績を収集するためにそれぞれの発電所に日射計を配備する。

③発電計画システムの対応

課題

- 現状、発電計画値の変更が可能な時間は最短でも2時間後の計画であり、発電計画値の更新を基準とした場合2.5時間前のデータで発電計画を行っていた状態となっている。

対策

- より精度の良い発電計画作成のために、現状の2時間よりさらに短い1時間前直前で発電計画の変更が出来るようシステムの構築をする。
- その結果、時間を短縮したときにどれだけ発電予測精度が向上するか検証をおこなう。

2. 共通実証結果

実証① インバランスの低減

実証内容

After①（精度の高いモデルでの予測値の利用）とAfter②（After①に加えて蓄電池の制御）のインバランス低減効果を算定するとともに、蓄電池の容量・インバランス率の関係性から経済性の検証も行う。また実際の運用を想定し、ゲートクローズ直前に計画を変更する場合（a）と前日に計画を立ててから変更しない場合（b）に分けて効果を見ることとした。

なお実証①期間中に、より発電量予測精度を高めるために、実証期間の前半と後半でモデルの改善を試みた。その際に共通評価指標で示されているBefore（実証を行う以前）の従来モデルの発電予測値も比較対象とした。

項目	After①蓄電池なし	After②蓄電池あり
計画値	a.実需給2時間前のAIモデル発電予測値	a.実需給2時間前のAIモデル発電予測値をもとにした充放電計画
	b.前日7:30のAIモデル発電予測値	b.前日7:30のAIモデル発電予測値をもとにした充放電計画
実績値	蓄電池なしの発電実績値	計画値に基づいて充放電を実施した発電実績値
蓄電池容量	20kWhの蓄電池で制御するように計画値を作成	
評価指標 (共通)	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 余剰/不足インバランス電力量 (kWh) = 実発電量(kWh) – 計画発電量(kWh) ➢ 評価期間におけるインバランス量比率 (%) <ul style="list-style-type: none"> • 余剰インバランス電力量の積算値 ÷ 余剰インバランス発生時の計画発電量の積算値 × 100 • 不足インバランス電力量の積算値 ÷ 不足インバランス発生時の計画発電量の積算値 × 100 	
評価指標 (独自)	➢ 蓄電池必要容量 (kWh) : 蓄電残量の電力量 (SOC)	
充放電条件	次ページに詳細記載、日の出・日の入・正午は充電	
評価単位	実機：発電所Cの発電BG PCS容量：49.5kW パネル容量：64kW 蓄電池容量：150kWh 接続方法DCリンク PCS台数10台に対し蓄電池1セット15kWhを10台設置	
評価期間	2023年1月25日～2月12日、2月28日～3月8日	

充放電を行う時間帯（コマ）の決定方法

本実証では最小容量の蓄電池でのインバランスの低減を目指すため、予測誤差が生じやすいコマで必要量を充電するように制御する場合、大容量の蓄電池での制御とは異なり、1日の充放電サイクル数が多くなる。

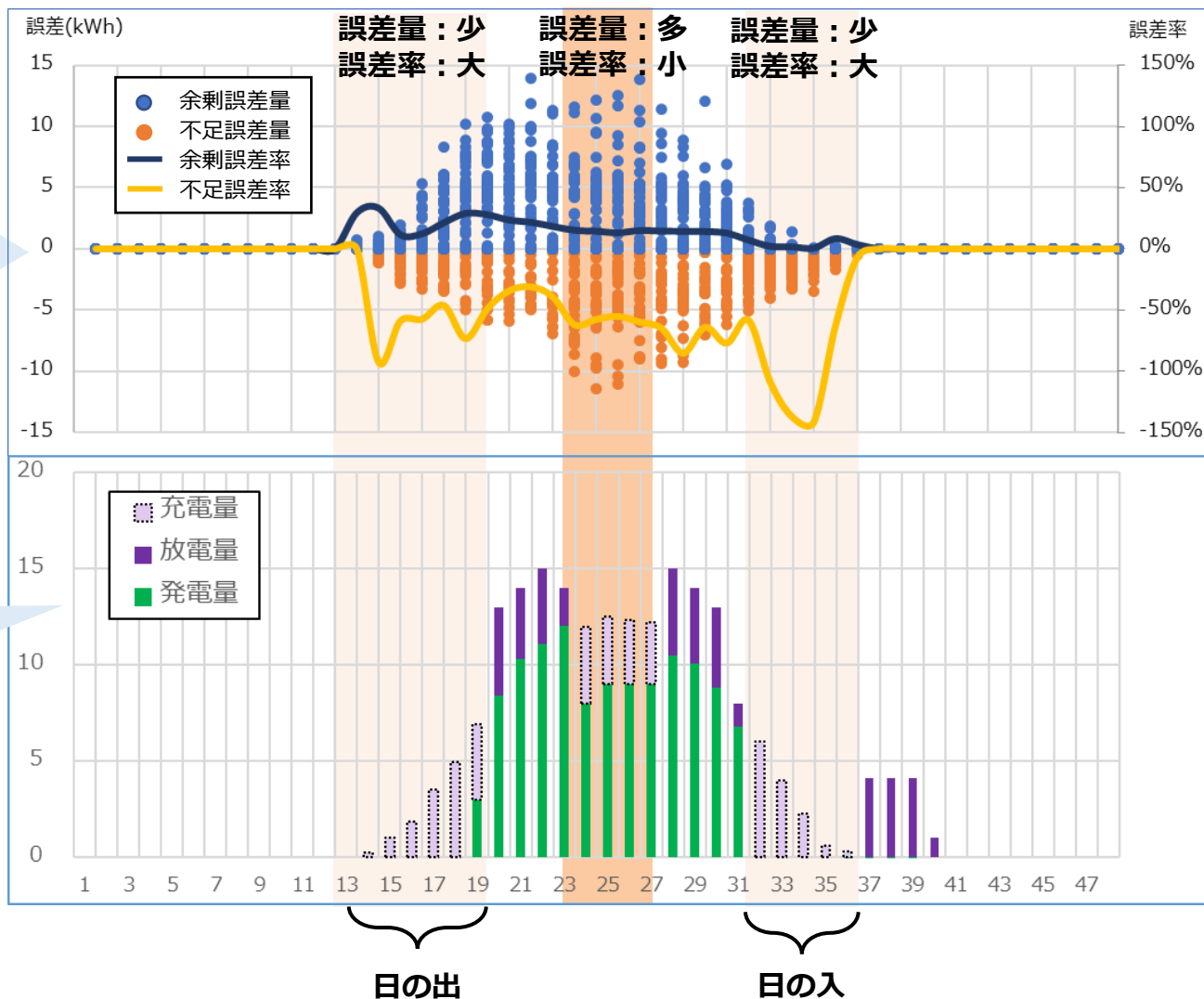
期間：2022年10月1日～11月27日 AIモデル

上の図は発電所Cのコマ毎の誤差量(kWh)と誤差率(%)を示している。

日の出と日の入の時間帯は、誤差量は少ないが誤差率は大きい。また昼の時間帯は、誤差率が比較的低いが、誤差量は多くなっている。

これらを踏まえて充電する時間帯を選定した上で、直後の時間帯で放電するように発電計画を立てることとする。

蓄電池の容量や実証実験を行う日の天気状況などによって、充放電のコマは変更することとする。



本資料は客観的情報に加え弊社の主観的判断が含まれております。投資等に係る最終的な決定は、商品に関する詳細資料を参照の上、お客様ご自身に行っていただきますようお願い申し上げます。シミュレーションや予測計画、各種の運用実績、運用目標やリスク・リターン等による商品分類図を含めた本資料の内容は将来の運用成果の向上を保証するものではありません。また、シミュレーションや予測計画等の各種データは一定の前提条件に基づき作成されたものであり、当該前提条件を十分ご確認ください。

オペレーションフロー

各場合におけるオペレーションを時系列上に並べると以下ようになる。

After①aと②aにおいては、実証③の結果を踏まえ4:00~19:00の間で30分毎に更新される、AIモデルの予測値を30分毎に反映させて発電計画および充放電計画を作成した。

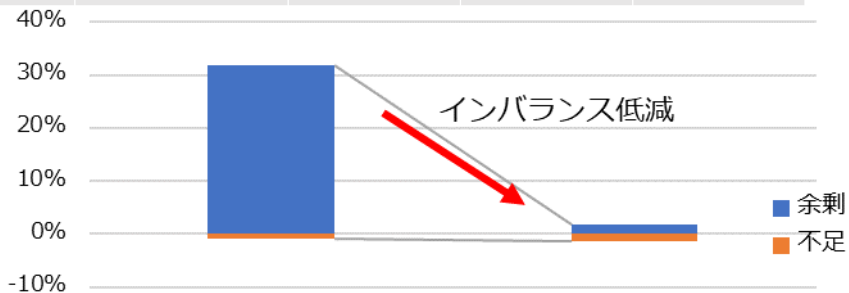
※発電量予測値の提供タイミング
 ・4:00~19:00：30分毎
 ・19:30~3:30：なし

		N-1日		N日				
		▼7:30	▼16:30		▼2時間前	▼GC	▼1時間前	▼実需給
Before	従来モデル	・ 発電予測 → 発電計画作成						
After ①a	AIモデル 実需給2時間前 蓄電池なし	・ 発電計画ゼロ → スポット入札×	・ 発電予測 → 発電計画作成 → 時間前取引	← 30分毎に計画変更 →		・ 発電予測 → 発電計画変更 → 時間前取引		
After ②a	AIモデル 実需給2時間前 蓄電池あり	・ 発電計画ゼロ → スポット入札×	・ 発電予測 → 発電計画作成 → 時間前取引	← 30分毎に計画変更 →		・ 発電予測 → 発電計画変更 → 時間前取引		・ 蓄電池充放電
After ①b	AIモデル 前日7:30 蓄電池なし	・ 発電予測 → 発電計画作成						
After ②b	AIモデル 前日7:30 蓄電池あり	・ 発電予測 → 発電計画作成						・ 蓄電池充放電

結果 蓄電池制御によるインバランス低減効果

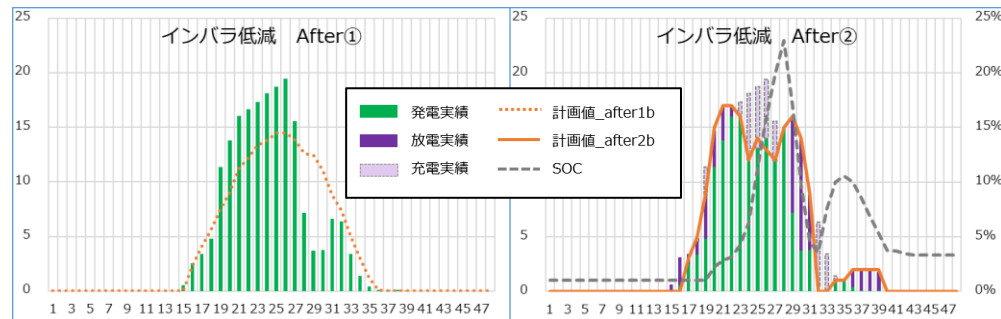
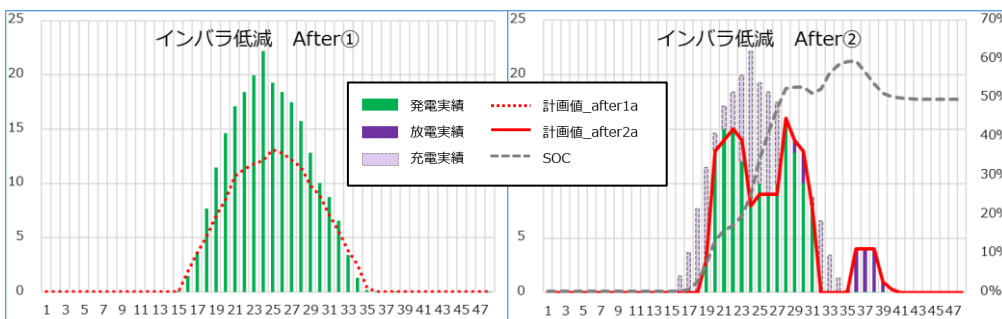
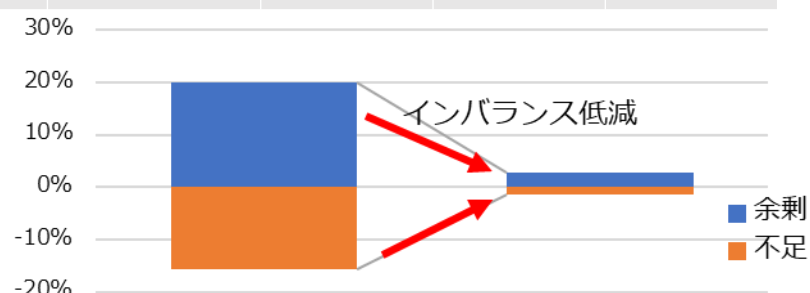
単日結果（対象：2023年1月26日） a.実需給2時間前に計画変更

	After①蓄電池なし		After②蓄電池あり	
	kWh	%	kWh	%
余剰IB	74	31.83%	3	1.89%
不足IB	2	0.95%	2	1.45%



単日結果（対象：2023年2月4日） b.前日7:30に計画確定

	After①蓄電池なし		After②蓄電池あり	
	kWh	%	kWh	%
余剰IB	38	19.93%	6	2.85%
不足IB	30	15.74%	3	1.40%

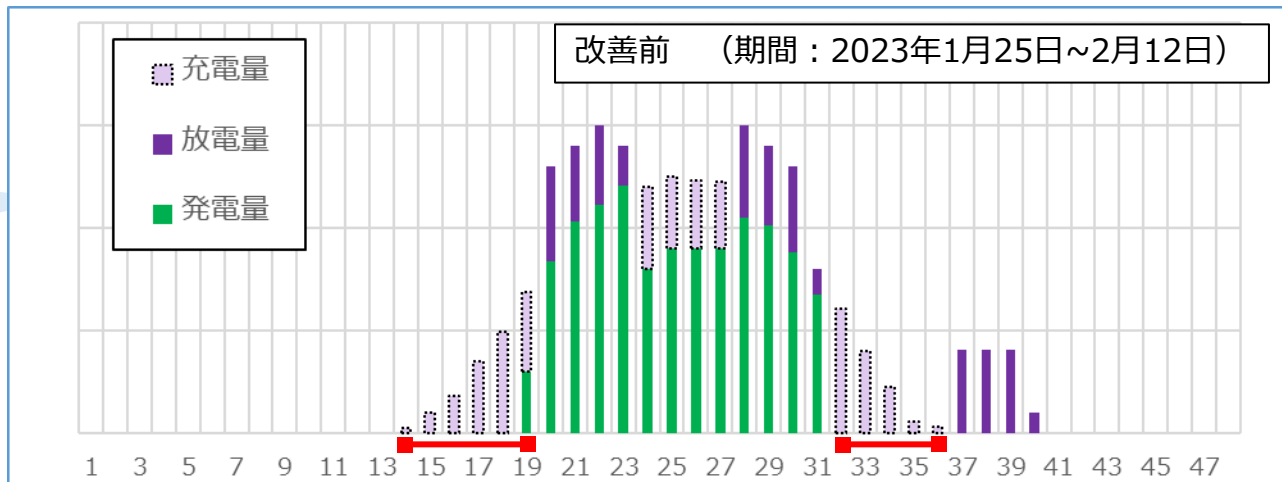


考察	(a)当日に計画を変更する場合と(b)前日に計画を確定させる場合、いずれも蓄電池を導入することにより、大幅にインバランスを低減することが出来た。SOCの最大は、1/26：60%(90kWh)、2/4：23%(35kWh)となっており、制御方法によって必要な蓄電池容量が異なることが分かる。
改善案	より容量の小さい蓄電池で制御が可能かを実証する

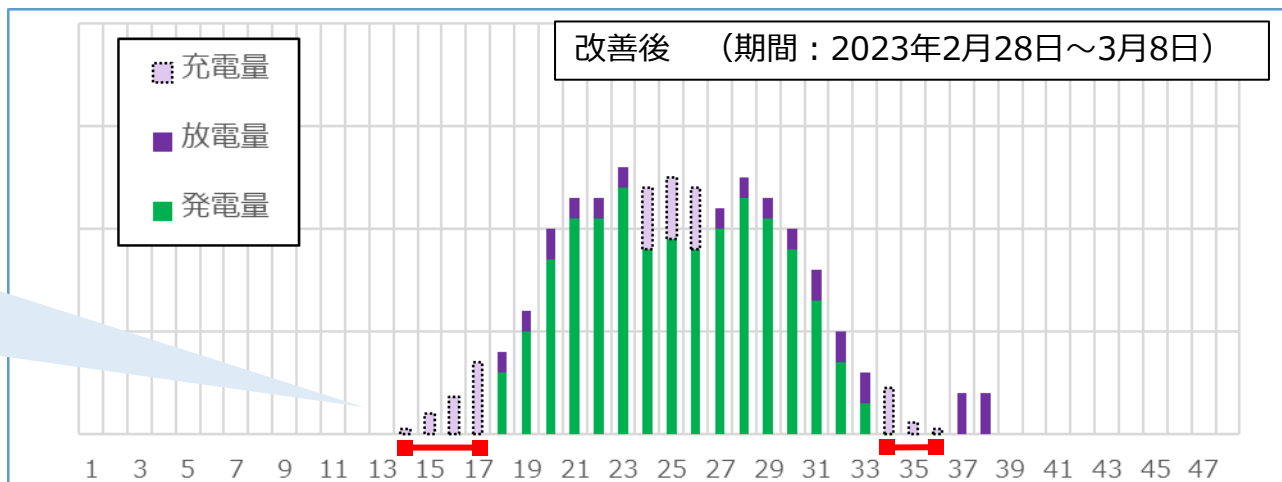
充放電ルールの改善

2023年1月25日～2月12日の実証の結果として、今回目標とした蓄電池容量20kWhで制御を行うとPV発電量のロスが大きく出ることとなった。ロスを抑えつつインバランスを低減していくためには、充放電の時間帯とその割合の見直しを行っていく必要がある。

誤差率の大きい日の出と日の入の時間帯と、誤差量の大きい正午あたりに充電を行い、それ以外の時間帯で放電を行うように充放電計画を立てていた。



- 【改善点】
- 日の出・日の入の時間帯：全量を充電するルールは変えず、充電時間を短縮する
 - 正午あたり：発電予測値に対する充電の割合を減らすとともに、充電時間を短縮する
 - それ以外の時間帯：少量ずつ放電を行う

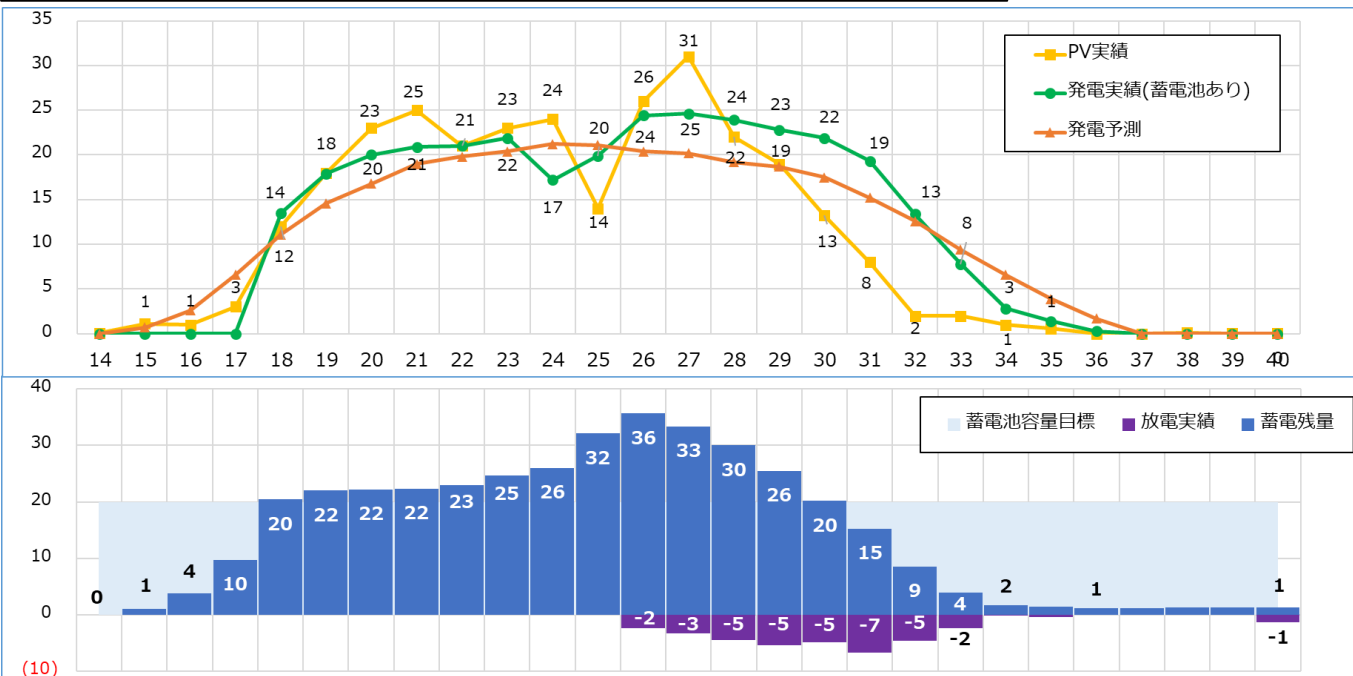


日の出

日の入

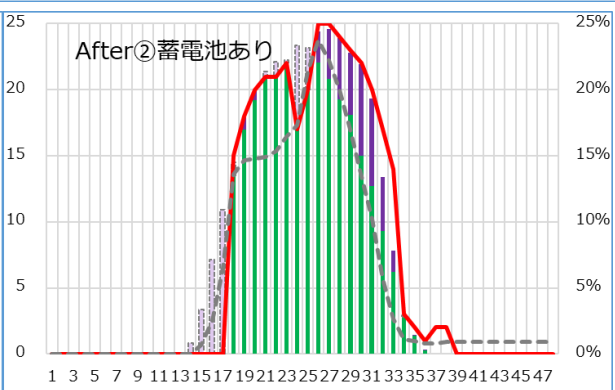
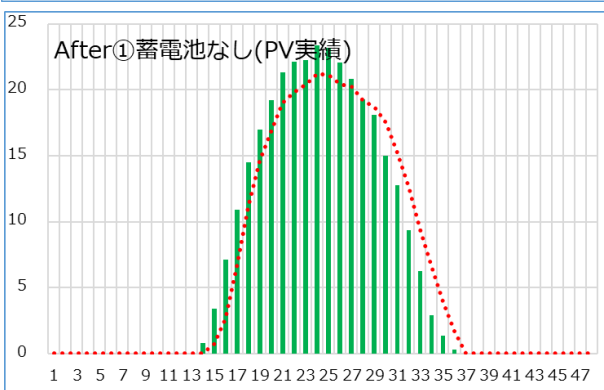
結果 より小さい容量の蓄電池での制御の試行 (3)

単日結果 (対象: 2023年3月7日) a.実需給2時間前に計画変更



【インバランス】
蓄電池なしのAfter①ではインバランスが余剰10.70%、不足6.27%となることを考えると、インバランスを低減出来ている。
午後は蓄電残量を20kWh未満に抑えるため、放電を多く行うように発電計画を設定したが、逆に不足インバランスが出る結果となった。

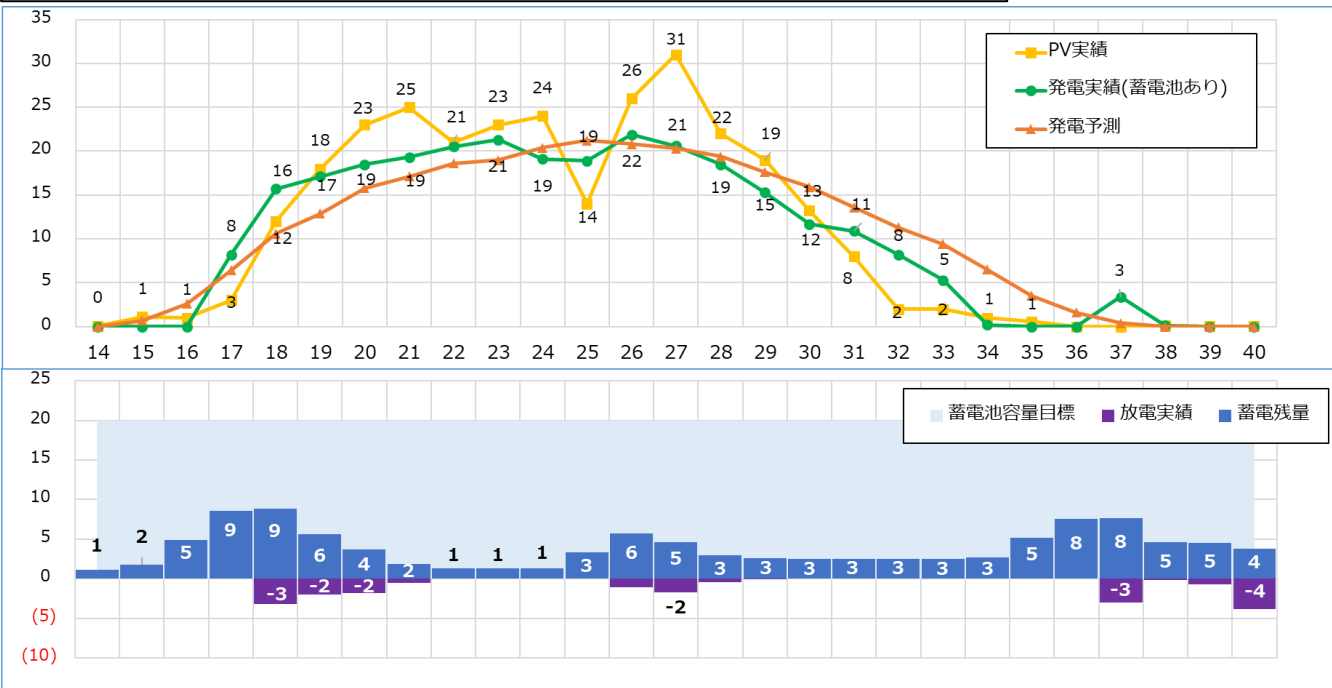
総PV実績		313kWh
インバラ	余剰	0.06%
	不足	6.13%
蓄電池必要容量	目標	20kWh
	結果	36kWh



【蓄電池必要容量】
20kWhの蓄電池でインバラ低減のための充放電制御を行うことを想定して、実需給2時間前にAIモデルの予測値から充放電計画を立てた。
既に19コマ目において蓄電残量が20kWhを上回った。その後は充放電計画作成時は、放電を行う予定だったが、発電予測<実績となり、蓄電残量は増加していった。しかしシステム上実需給2時間前までしか計画の変更が行えず、軌道修正が上手く行かなかったため、正午辺りの充電の時間帯を経て26コマ目で残量が36kWhとなった。

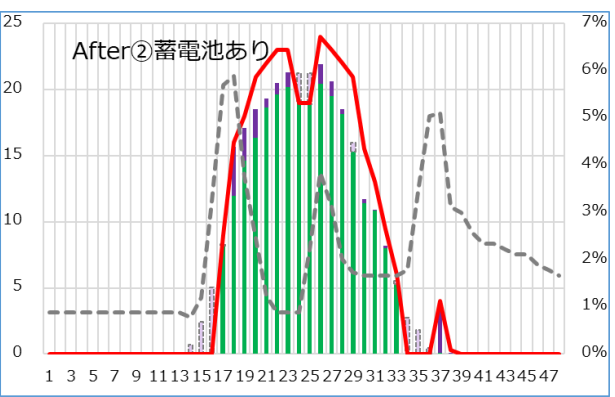
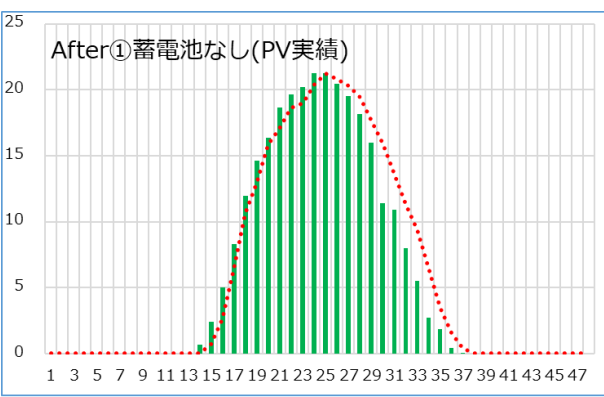
結果 より小さい容量の蓄電池での制御の試行 (4)

単日結果 (対象: 2023年3月8日) a.実需給2時間前に計画変更



【インバランス】
蓄電池なしのAfter①ではインバランスが余剰5.47%、不足9.20%となることを考えると、余剰は抑えられているものの、不足は逆に大きくなった。

総PV実績		275kWh
インバラ	余剰	0.11%
	不足	12.34%
蓄電池必要容量	目標	20kWh
	結果	9kWh



【蓄電池必要容量】
蓄電残量が20kWhを超えないように、日の出以降の放電の時間帯に、放電量を予め大きくしたところ、午前午後ともに不足のインバランスが発生した。蓄電残量のピークは17~18コマ目の9kWhで想定よりも小さくなった。

結果まとめ

2023年1月25日~2月12日、2月28日~3月8日のうち15日間

			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	C				C				C
評価指標	余剰/不足インバランス電力量 (kWh)	余剰インバランス (1か月当り)	余剰インバランス結果 (kWh/1か月)	246				600				86
			利用可能な平均出力 (kW)	49.5				49.5				49.5
		不足インバランス (1か月当り)	不足インバランス結果 (kWh/1か月)	806				281				181
			利用可能な平均出力 (kW)	49.5				49.5				49.5
	インバランス量比率 (%)	余剰インバランス (1か月当り)	余剰インバランス比率 (%/1か月)	8.38				21.13				2.65
			利用可能な平均出力 (kW)	49.5				49.5				49.5
		不足インバランス (1か月当り)	余剰インバランス比率 (%/1か月)	37.04				10.64				12.13
			利用可能な平均出力 (kW)	49.5				49.5				49.5

考察

発電所Cに併設された150kWhの蓄電池で、インバランス低減のための充放電制御に必要な最低容量20kWhの蓄電池を想定したが、いずれの日においても20kWhでは足りなくなった。

①最低容量の蓄電池でのインバランス低減

課題	<ul style="list-style-type: none"> インバランス低減のために必要な蓄電池容量を見極めるため、20kWhしか容量を使えないことを想定して充放電計画を作成した。ただ、実際には発電所に併設の150kWhの蓄電池を用いての実証であり、SOCの上限を設定できなかったことから、実質的に20kWhを上回る容量を使うことになった。 本来20kWhの容量の蓄電池を用いていれば取得できたはずのデータ（満充電後の系統へ流れていく電力量など）が手元になく、最低容量の蓄電池での制御の検討が十分にできない。
対策	<ul style="list-style-type: none"> 今後の実証では、インバランス低減のために必要な蓄電池の最低容量を見極めるために、太陽光と併設して実機の蓄電池を複数（10kWh/15kWh/20kWh…）用意する。

②当日実績を踏まえた充放電計画の修正

課題	<ul style="list-style-type: none"> 実証③の結果から、全体としての傾向として実需給断面に近い【a.実需給2時間前】の方が予測誤差は小さかったが、実証①において予測タイミングの差によってインバランスが改善されるかについては検証できなかった。実証期間が短かったためである。 【a.実需給2時間前に計画変更】の実証において、発電予測と発電実績に乖離が出ていたとしても、あくまで発電予測値を基にして充放電計画を立てていたため、最低容量での充放電制御が出来なかった。
対策	<ul style="list-style-type: none"> 【a.実需給2時間前】と【b.前日7:30】で予測精度の差が著しく見られたわけではないため、ゲートクローズ直前の発電予測を参考にして発電計画を立てた上で、ゲートクローズ後にも充放電計画を変更できるようにシステムを改修する。 発電予測値だけでなく、発電実績値と蓄電残量もシステム内の充放電計画作成のアルゴリズムに含めることとする。

③蓄電池のつなぎ方

課題	<ul style="list-style-type: none"> 今回の発電所Cでは蓄電池のつなぎ方としてDCリンクを採用した。一方、ACリンクのつなぎ方との比較ができておらず、今後の充放電制御に最適なつなぎ方を比較検討することが出来ない。
対策	<ul style="list-style-type: none"> 今後の実証では、DCリンクとACリンクそれぞれの実機を用意する。

2. 共通実証結果

実証②市場取引での収益拡大

実証内容

市場価格に合わせた充放電計画作成のための、翌日市場価格予測のモデルの検証を行った上で、実証①と同様の場合に分けて、インバランスの低減効果も考慮したFIP収入額を算定する。

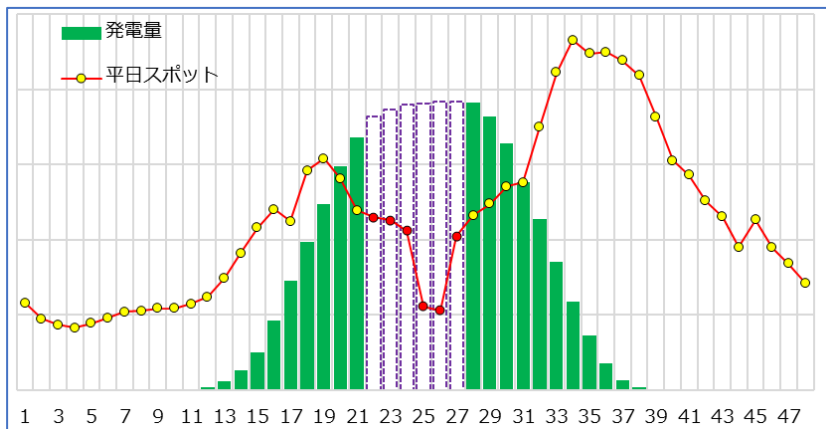
項目	After①	After②
計画値	前日7時30分時点の発電予測値	前日7時30分時点の発電予測値をもとにした充放電計画
実績値	蓄電池なしの発電実績値	計画値に基づいて充放電実施した発電実績値
評価指標 (共通)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ FIPとしての収入額 (円) = 売電収入 + プレミアム収入 + インバランス料金損失 ➤ FIPとしての収入単価 (円/kWh) = (売電収入 + プレミアム収入 + インバランス料金損失) ÷ 総発電量 ➤ FIT制度における2022年度の買取単価を適用した場合の収益 	
評価指標 (独自)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 市場価格の順位付け的中率(%) 	
充放電条件	充放電の順位付けの方法としてはスポット約定単価の最新データを翌日の充放電計画の予測値とし、充放電の順位付けを行う 5:30～15:00の間は充電領域 : 充電領域でのスポット単価を順位付けを行い単価の低い方から充電計画を作成 15:00～24:00の間は放電領域 : 放電領域でのスポット単価を順位付けを行い単価の高い方から放電計画を作成	
売電先	実証においては、発電量はRE100電力の需要BGへ送ることとなるが、想定として売電先はスポット市場とする 低圧発電所であるため、50kWh単位での売電は想定しない	
インバランス	After① : インバランス率を想定し試算を行う After② : 実証結果に基づいた数値とする	
評価単位	実機 : 発電所Cの発電BG PCS容量 : 49.5kW パネル容量 : 64kW 蓄電池容量 : 150kWh 接続方法DCリンク PCS台数10台に対し蓄電池 1 セット15kWhを10台設置	
評価期間	2022年1月23日～2月2日、3月2日、3月9日	

充放電を行う時間帯（コマ）の決定方法

充放電の順位付けの方法としてはスポット約定単価の最新データを翌日の充放電計画の予測値とし、充放電の順位付けを行う

充電

5:30～15:00の間は充電領域
充電領域でのスポット単価を順位付けを行い単価の低い方から充電計画を作成

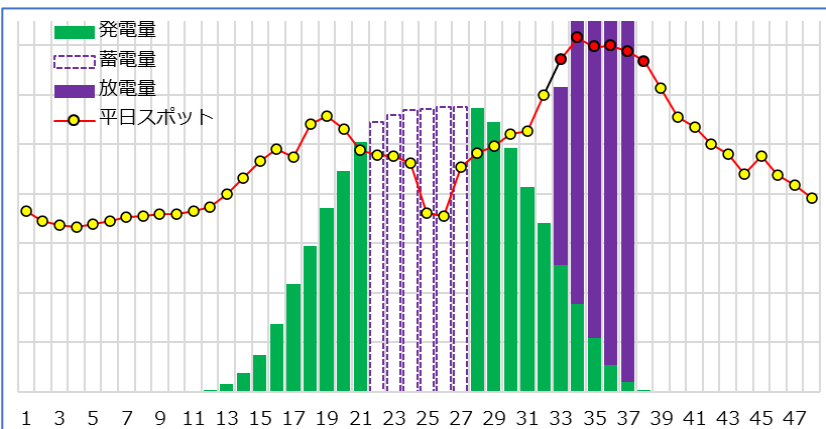


蓄電優先	6	5	4	2	1	3
時刻コード	22	23	24	25	26	27
発電量	364	373	380	381	384	384
平日スポット	9.59	9.51	9.24	7.23	7.12	9.09

蓄電優先	6	5	4	2	1	3
時刻コード	22	23	24	25	26	27
蓄電量	98	373	380	381	384	384

放電

15:00～24:00の間は放電領域
放電領域でのスポット単価を順位付けを行い単価の高い方から放電計画を作成



放電優先	5	1	2	3	4	6
時刻コード	33	34	35	36	37	38
発電量	171	118	72	36	13	3
平日スポット	13.44	14.31	13.95	13.99	13.76	13.37

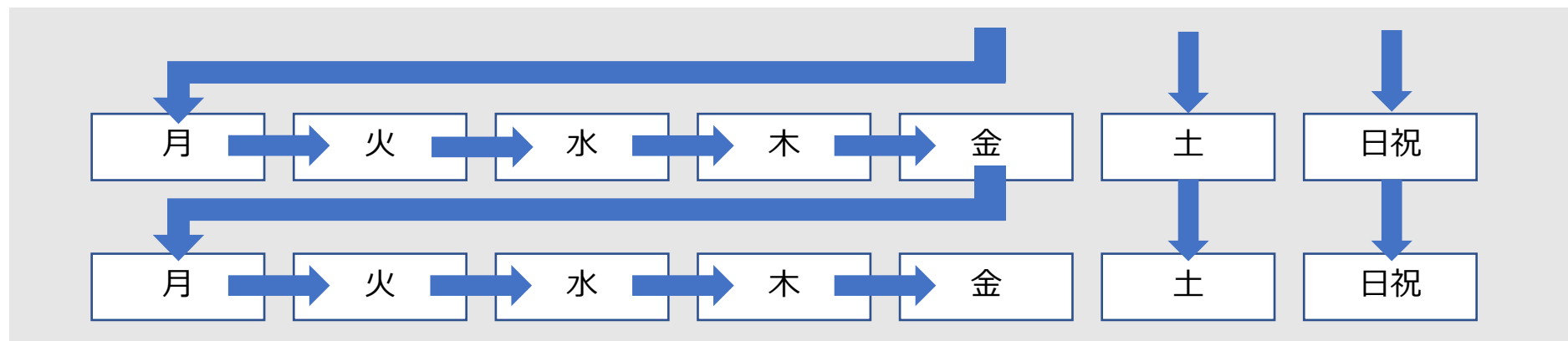
放電優先	5	1	2	3	4	6
時刻コード	33	34	35	36	37	38
放電量	239	382	428	464	487	0
蓄電残量	1,761	1,379	951	487	0	0

翌日市場価格の予測 (After②)

After①ではスポット市場への販売前（前日10時）に、前日（N-1日）もしくは前週のスポット価格を参照して充放電計画（発電計画）を作成する。よってN-1日のスポット価格をもって、N日の価格をいかに精度高く予測できるかが重要になってくる。

N-1日	N日	N+1日
N日のスポット約定結果	N+1日のスポット入札	N+2日のスポット入札
①N-2日の約定結果(単価)を1から48を順位付け ②順位に沿って充電、放電のコマを決定 ③発電予測値を取込む ④充放電のコマを計算しN日の発電計画を作成 ⑤スポット締切期限までに提出	①N-1日の約定結果(単価)を1から48を順位付け ②順位に沿って充電、放電のコマを決定 ③発電予測値を取込む ④充放電のコマを計算しN+1日の発電計画を作成 ⑤スポット締切期限までに提出	①N日の約定結果(単価)を1から48を順位付け ②順位に沿って充電、放電のコマを決定 ③発電予測値を取込む ④充放電のコマを計算しN+2日の発電計画を作成 ⑤スポットの締切期限までに提出

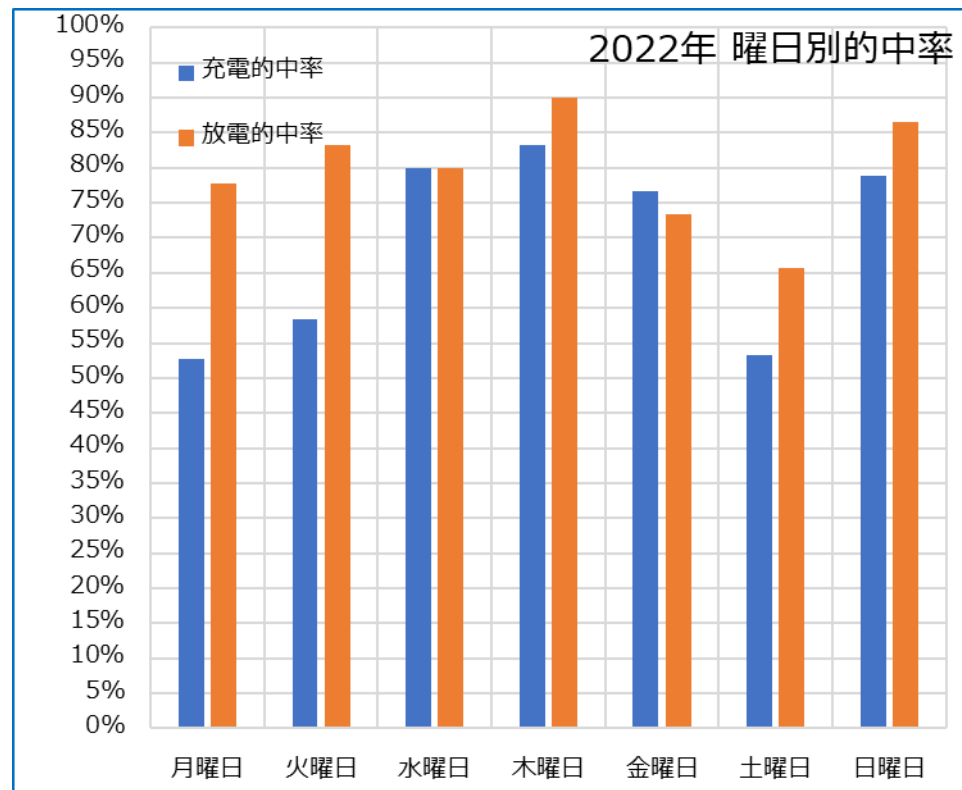
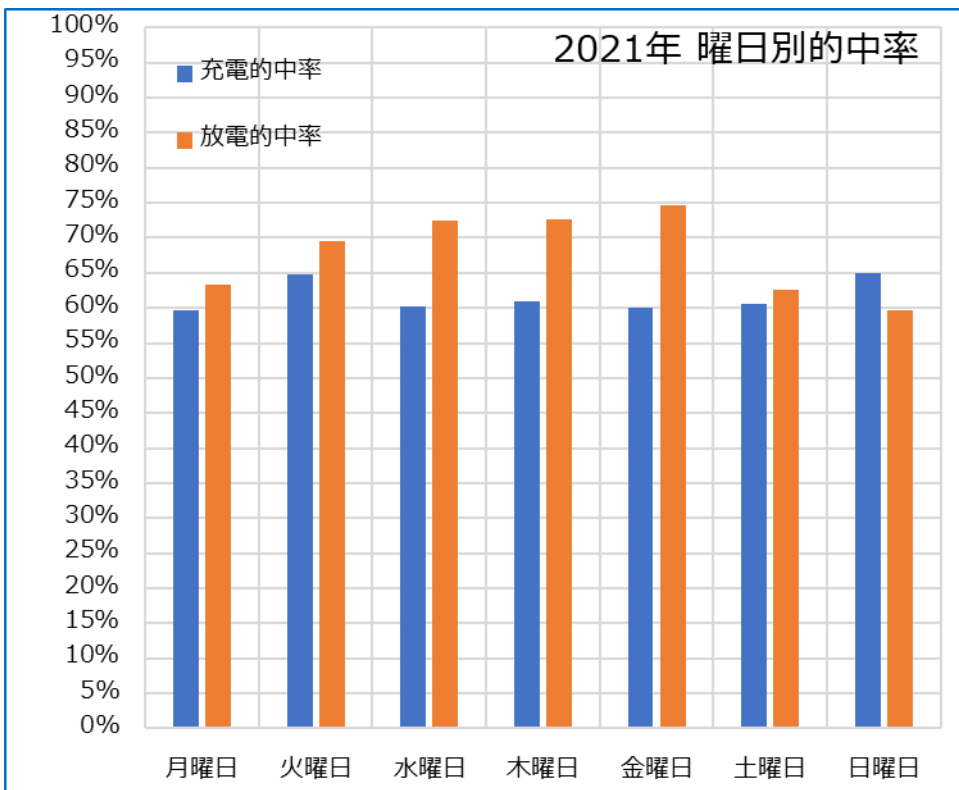
平日・土曜・日祝で市場価格の傾向が異なることから、土曜と日祝については前週の単価を、月曜については前週金曜の単価を参照することとする。



翌日スポット価格予測モデル 的中率

下図は充電時間帯(5:30~15:00)と放電時間帯(15:00~24:00)それぞれのJEPXスポット市場の約定単価の各コマの前日と当日のマッチ度合いを曜日別に検証したものである。

最安値領域での充電、最高値領域での放電が経済的に最大でコントロールすることを目標に、本実証ではこのモデルでの充放電予測を行っていく。



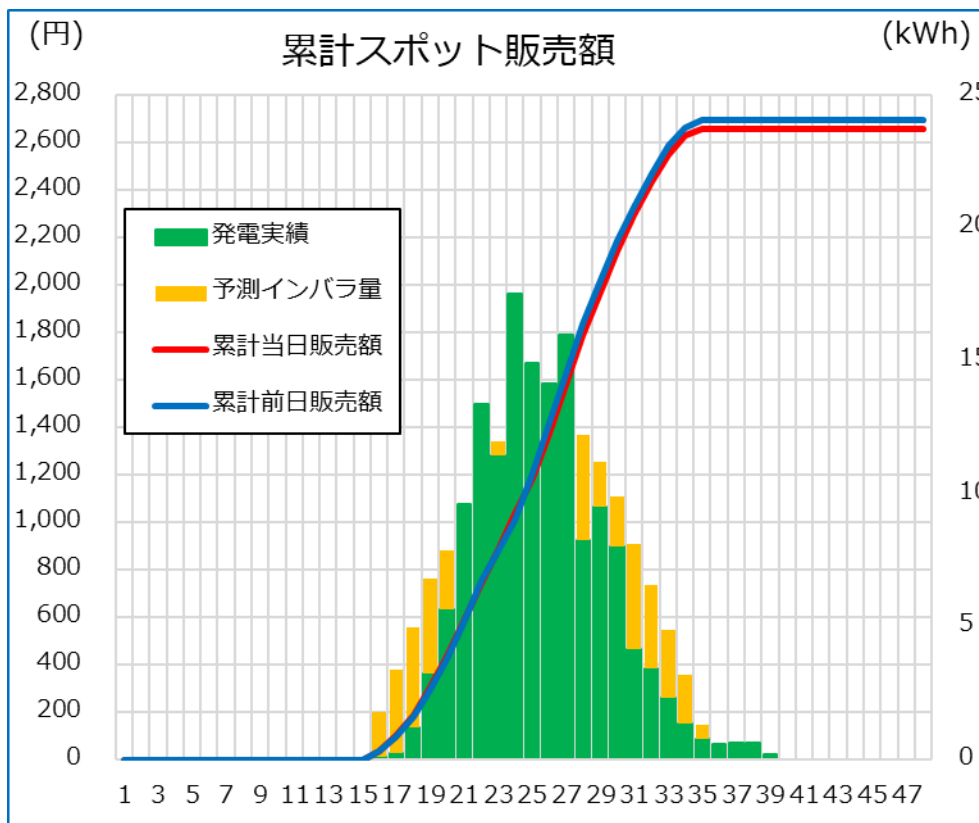
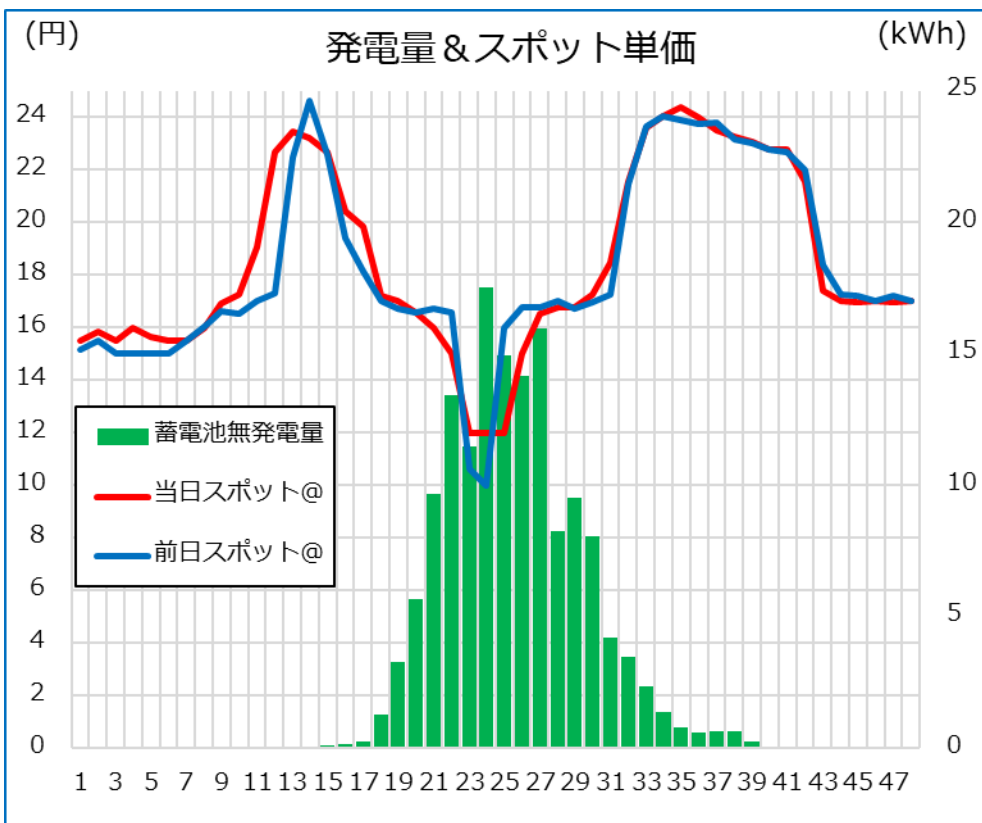
2.実証結果 【共通】実証②市場取引での収益拡大

結果 After①実績 蓄電池なし

単日結果（対象：2023年1月30日）

スポット単価：前日2023年1月30日、当日1月31日

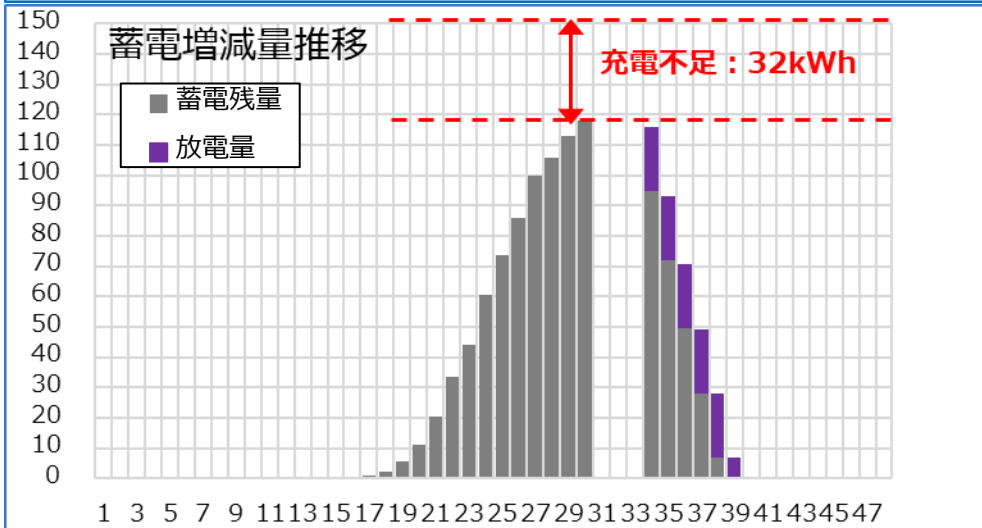
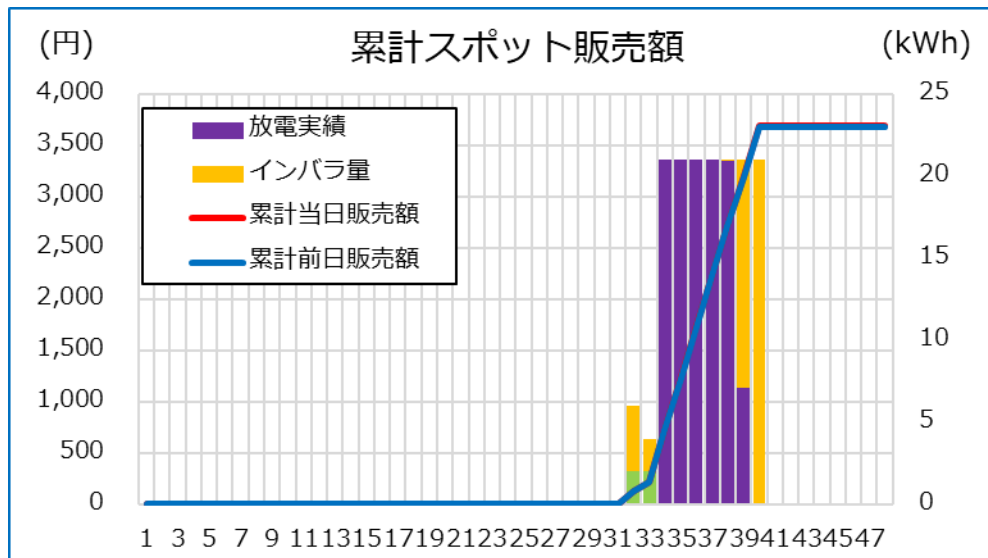
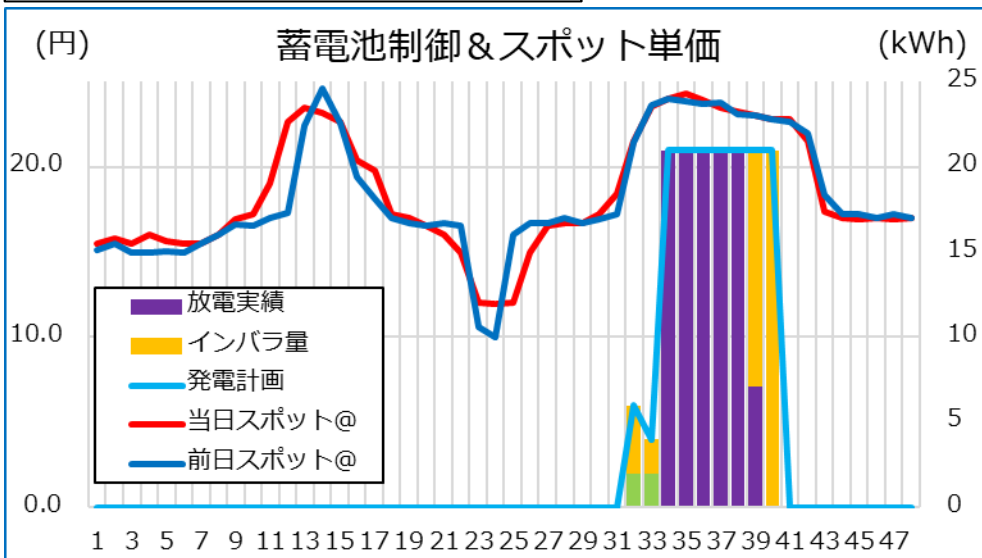
After①蓄電池なしの場合、初期の発電予測値（改善なし）で右下図の様に全体的にインバランスが発生している状況であり、発電予測の精度向上が必要である。



結果 After②実績 蓄電池あり

単日結果 (対象：2023年1月30日)

スポット単価：前日2023年1月30日、当日1月31日



After②蓄電池ありの場合、前日(1月30日)のスポット単価に合わせて、当日(1月31日)の充放電順位を振った。

スポット単価の高いコマでの販売は正常に出来ているが、発電予測と発電実績に大きな乖離があった。

また計画段階では、充電の時間帯で蓄電池に満充電(150kWh)する予測であったが、結果として32kWhの充電不足が発生したため、後半で不足インバランスが発生した。

2.実証結果 【共通】実証②市場取引での収益拡大

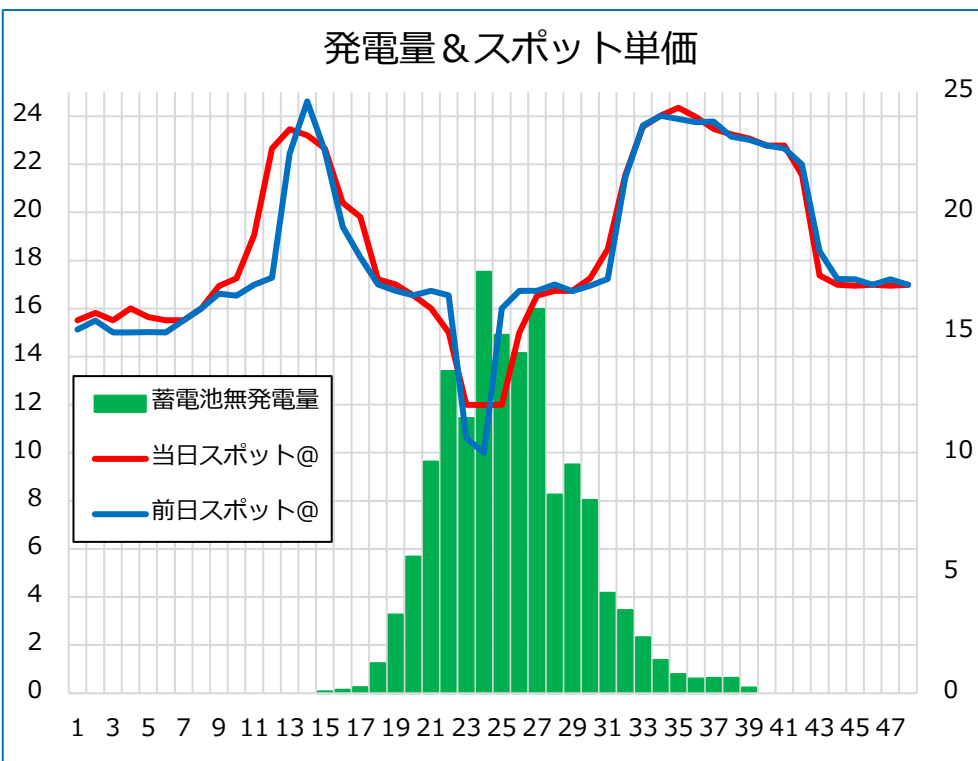
結果 After①発電予測修正 蓄電池なし

単日結果（対象：2023年1月30日）

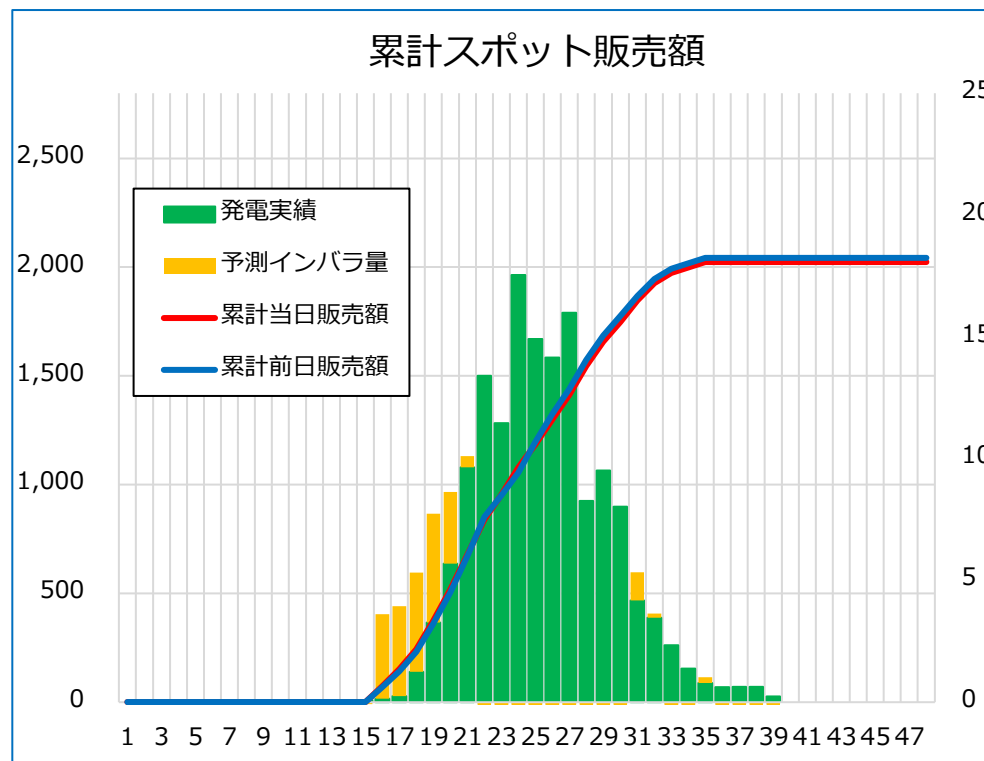
スポット単価：前日2023年1月30日、当日1月31日

After①蓄電池なしの場合、実績では全体的にインバランスが発生していたことから、発電予測の精度が向上したと仮定して算出するため、発電予測モデルに改善を加えた（実証①の改善2回目）。その結果、インバランス量は少なくなった。

発電量 & スポット単価



累計スポット販売額

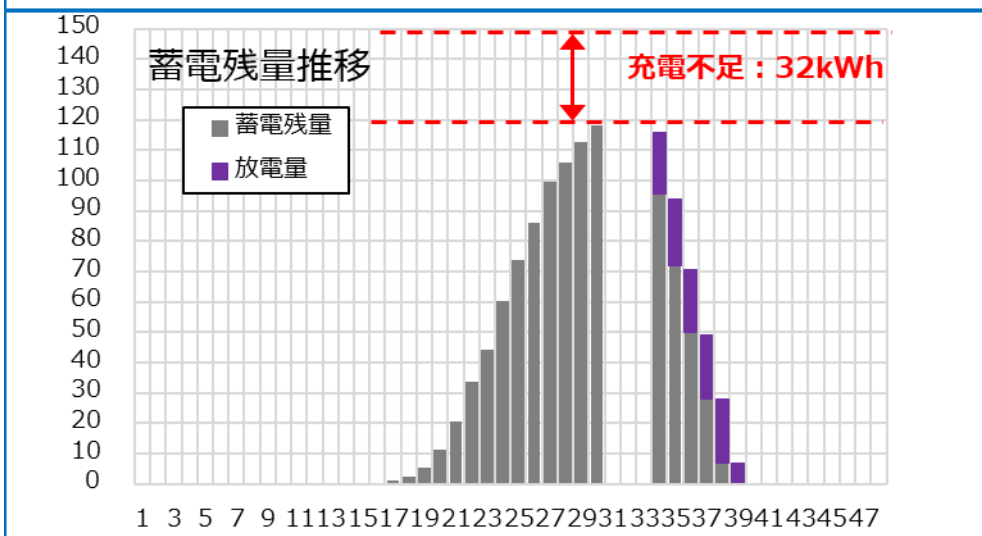
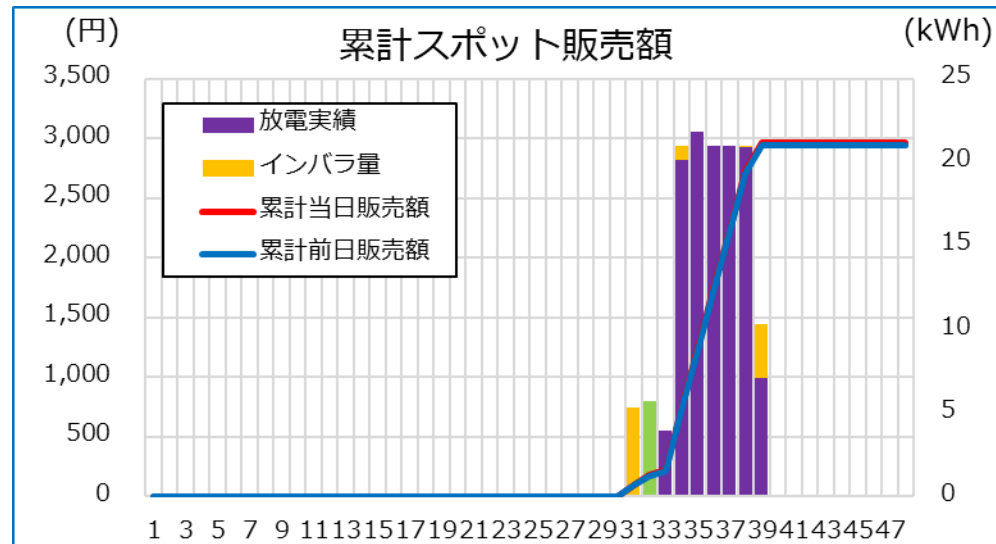
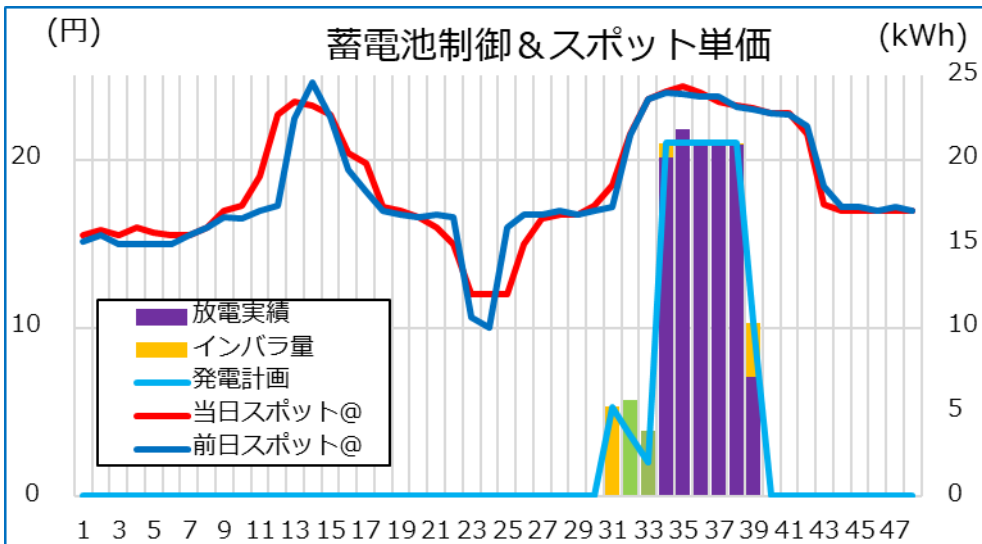


2.実証結果 【共通】実証②市場取引での収益拡大

結果 After②発電予測修正 蓄電池あり

単日結果（対象：2023年1月30日）

スポット単価：前日2023年1月30日、当日1月31日



After②蓄電池ありの場合で同様に、発電予測の精度が向上したと仮定して算出するため、発電予測モデルに改善を加えた（実証①の改善2回目）。その結果、インバランスは低減したが下記の課題が残された。

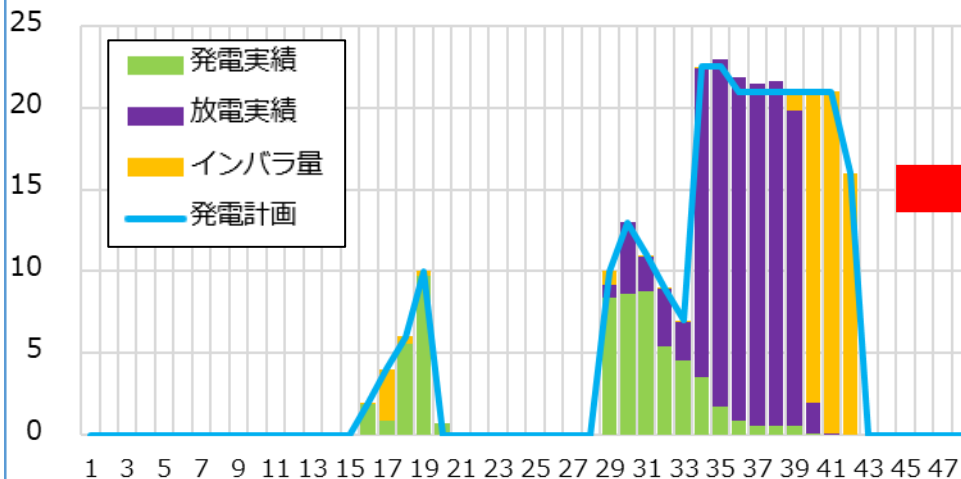
- ①発電予測の更なる向上が求められる
- ②15:00までの充電設定だったため、15:00以降から放電時間の中にインバランスが発生経済的にも単価の低い時間帯に系統へ流すべきではなく、蓄電池の充電容量を最大限に生かす必要がある
- ③放電の最終コマでインバランスが発生

放電コマの後半部分での不足インバランス発生への対応策

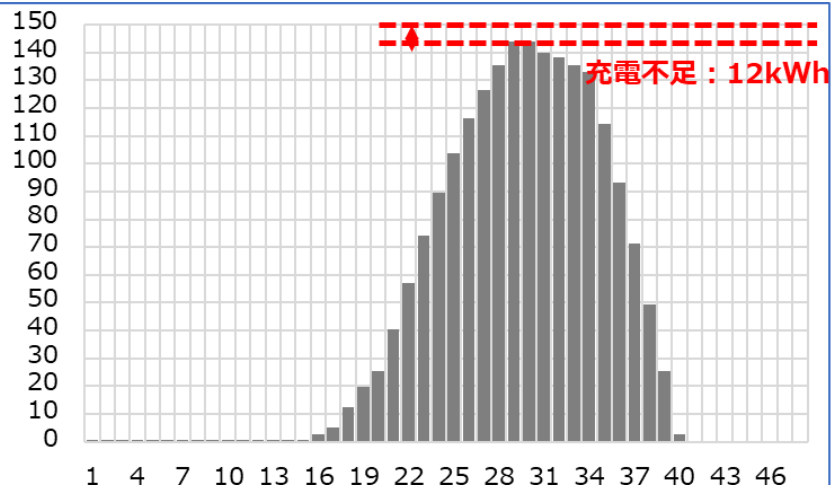
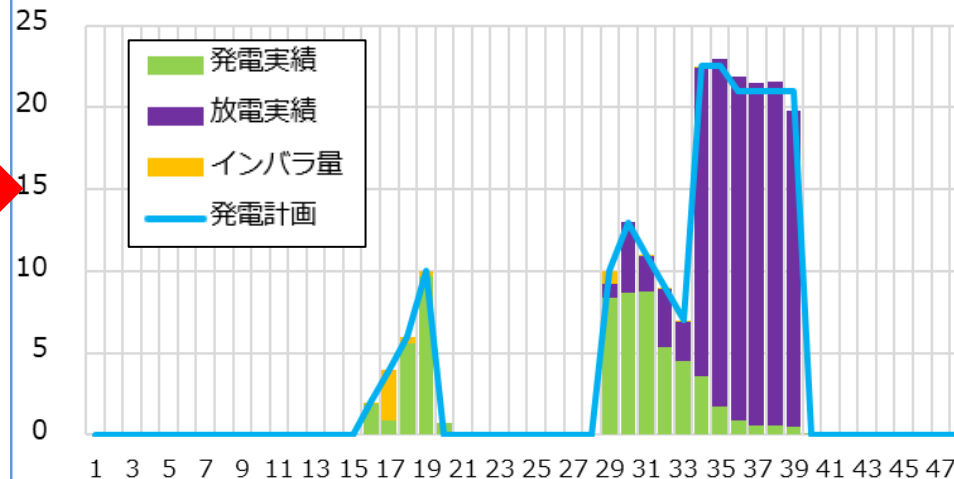
単日結果（対象：2023年3月4日）

スポット単価：前週2023年2月25日

蓄電池制御（当日計画変更前）



蓄電池制御（当日計画変更後）



夕方以降のスポット単価の高い時間帯で放電する場合に、放電コマの後半にて不足インバランスが発生しやすい傾向にある。

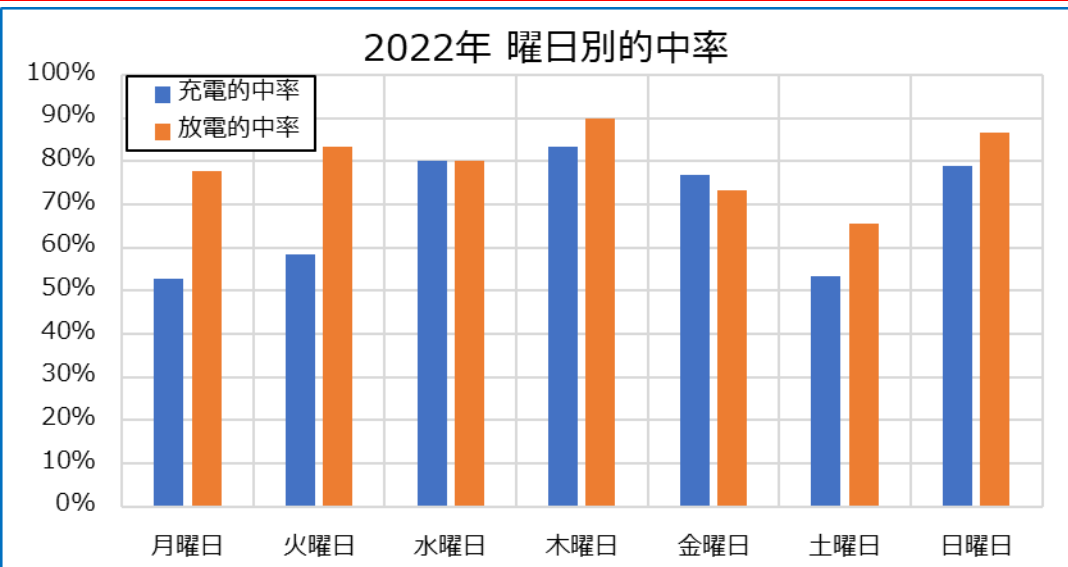
＜想定ケース＞

前日のスポット入札の段階で、AIモデルの発電予測値と前週土曜日のスポット単価を基に充放電計画を作成したが、当日16:30の時点の蓄電残量の数値から、41コマ目以降に蓄電残量がゼロになることが想定された。

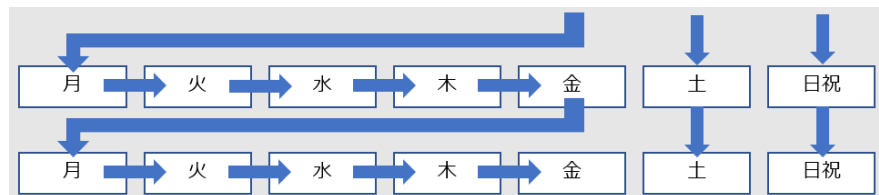
＜今後の対応策＞

- ①41コマ目以降の発電計画をゲートクローズ前にゼロに変更する。
- ②予め放電コマの後半はスポット入札の段階で出す発電計画でゼロとし、当日に蓄電残量に余裕があれば計画を変更し、時間前市場で販売する

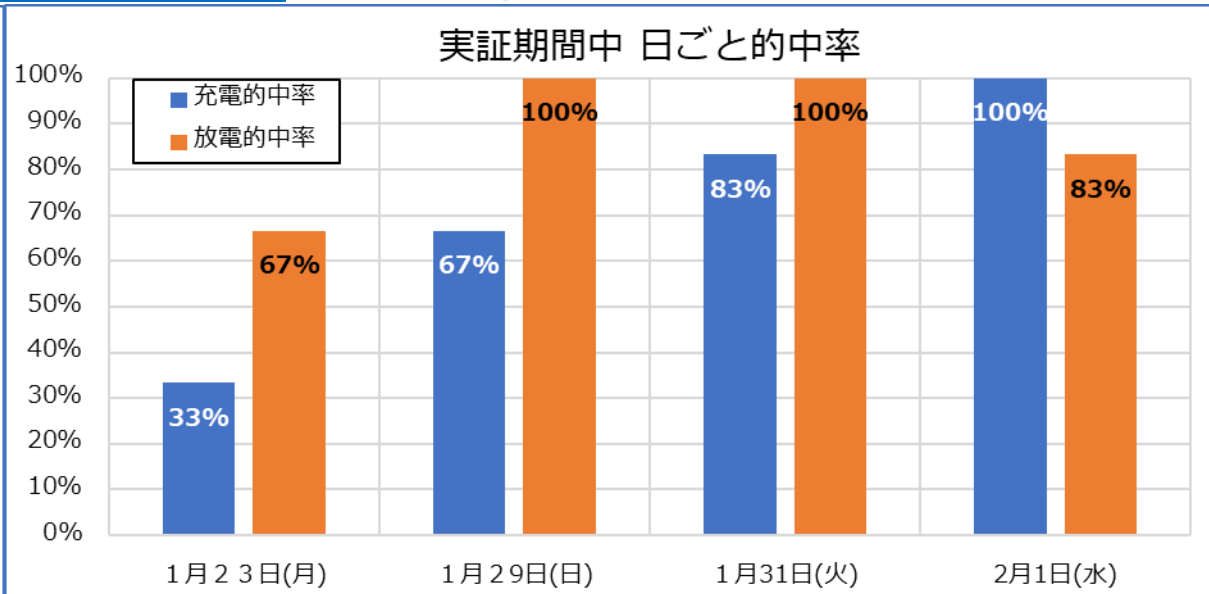
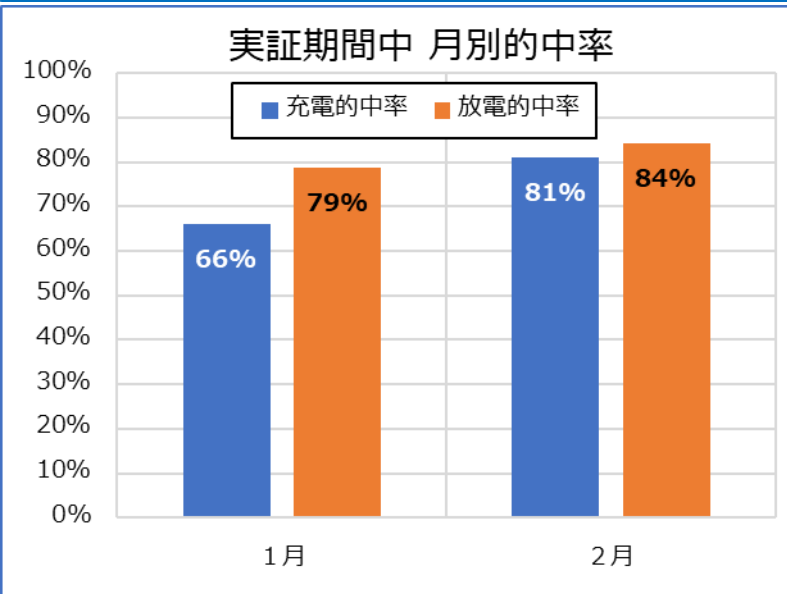
結果 スポット価格的中率



■スポット単価予測モデル



実証期間中の的中率については、2022年度および実証期間中の2023年1月・2月の的中率と大幅な差はみられないため、特に課題は無いものとする。



結果まとめ

2022年1月23日～2月2日、3月2日、3月9日のうち7日間

		最終の共通実証リソース	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			C				C				C
評価指標	FIPとしての収入額(円)	収入額結果 (円/1か月)	4,936				8,324				12,076
		利用可能な平均出力 (kW)	49.5				49.5				49.5
	FIPとしての収入単価 (円/kWh)	収入単価結果 (円/kWh1か月)	6.50				7.30				11.69
		利用可能な平均出力 (kW)	49.5				49.5				49.5

本資料は客観的情報に加え弊社の主観的判断が含まれております。投資等に係る最終的な決定は、商品に関する詳細資料を参照の上、お客様ご自身に行っていただきますようお願い申し上げます。シミュレーションや予測計画、各種の運用実績、運用目標やリスク・リターン等による商品分類図を含めた本資料の内容は将来の運用成果の向上を保証するものではありません。また、シミュレーションや予測計画等の各種データは一定の前提条件に基づき作成されたものであり、当該前提条件を十分ご確認願います。

課題②・③対策後の過去実績からのFIP売電収入を見る

蓄電池導入有無でのJEPXスポット市場への販売金額を比較したところ、蓄電池導入により2021年度で**52%**、2022年度(年度途中)で**58%**の金額の向上が可能と推定される。

月	発電量(kWh)	FIT@11円 による販売金額	蓄電池なし JEPX販売金額	蓄電池あり JEPX販売金額	蓄電池あり JEPX収益向上金額	蓄電池あり JEPX収益向上率	創エネコスト @15.87円	創エネ原価基準 蓄電池あり FIP粗利額	創エネ原価基準 蓄電池あり FIP粗利率
2021年4月	7,492	82,416	38,688	56,765	18,077	46.7%	118,903	-62,138	-52.3%
2021年5月	8,692	95,610	49,487	63,458	13,971	28.2%	137,940	-74,481	-54.0%
2021年6月	6,810	74,915	48,364	55,743	7,379	15.3%	108,082	-52,338	-48.4%
2021年7月	5,378	59,155	45,049	54,872	9,822	21.8%	85,344	-30,473	-35.7%
2021年8月	6,236	68,591	55,348	67,118	11,770	21.3%	98,959	-31,841	-32.2%
2021年9月	5,410	59,505	43,294	54,774	11,480	26.5%	85,849	-31,075	-36.2%
2021年10月	3,713	40,846	39,504	65,928	26,424	66.9%	58,929	6,999	11.9%
2021年11月	3,282	36,105	47,925	79,625	31,700	66.1%	52,090	27,535	52.9%
2021年12月	2,463	27,096	33,148	57,515	24,367	73.5%	39,092	18,423	47.1%
2022年1月	2,714	29,856	50,727	102,822	52,095	102.7%	43,075	59,748	138.7%
2022年2月	3,577	39,351	57,940	98,530	40,590	70.1%	56,773	41,757	73.6%
2022年3月	5,931	65,239	99,081	167,465	68,384	69.0%	94,122	73,343	77.9%
2022年4月	7,492	82,416	82,819	144,650	61,831	74.7%	118,903	25,747	21.7%
2022年5月	8,692	95,610	100,413	145,990	45,576	45.4%	137,940	8,050	5.8%
2022年6月	6,810	74,915	102,327	155,071	52,745	51.5%	108,082	46,989	43.5%
2022年7月	5,378	59,155	108,648	167,048	58,400	53.8%	85,344	81,704	95.7%
2022年8月	6,236	68,591	158,838	210,080	51,242	32.3%	98,959	111,121	112.3%
2022年9月	5,410	59,505	83,665	154,668	71,003	84.9%	85,849	68,819	80.2%
2022年10月	3,713	40,846	43,552	100,803	57,251	131.5%	58,929	41,873	71.1%
2022年11月	3,282	36,105	47,036	78,888	31,852	67.7%	52,090	26,798	51.4%
2022年12月	2,463	27,096	48,891	72,123	23,231	47.5%	39,092	33,030	84.5%
2023年1月	2,714	29,856	43,531	62,837	19,306	44.3%	43,075	19,762	45.9%
2021年度	61,699	678,686	608,555	924,616	316,061	51.9%	979,158	-54,543	-5.6%
2022年度	52,190	574,095	819,721	1,292,157	472,437	57.6%	828,263	463,895	56.0%

【試算条件】

- ・インバランス及びプレミアムの試算はなし
- ・課題②充放電間のインバランス対策と課題③最終放電コマのインバランス対策は対策されたことを想定
- ・創エネコスト(蓄電池を導入した場合の発電コスト)：**15.87円**
(対象発電所：発電所C ・償却期間：25年 ・太陽光費用(土地・負担金・材工):14.5万円/kW ・蓄電池費用(材工)：8.7万円/kWh)

課題に対する今後の進め方

①発電予測精度によるインバランス	
課題	実証期間中の発電予測精度は新モデルのAIモデルで対応しているが、データの更新が短期間で行っているため、求められる精度には達していない。
対策	AIモデルに現地の日射量を加味し、より精度を上げる試みを図るとともに、こまめにデータ更新を図ることにより、総発電量に対して1円/kWh以下に抑える実証を今後も継続する。
②充放電間のインバランス	
課題	<p>15:00までを充電領域とした場合、2点の問題が想定される。</p> <p>①夏季で日射時間が長い場合、15:00以降も十分に発電を行っているため、電力量に計画値と実績値の乖離によりインバランスが発生する。</p> <p>②雨天など、発電量が少ないため、蓄電池の容量が満杯にならない状態で充電が終了するため15:00以降の発電量がスポット単価に関係なく放出されるため経済的な無駄が発生する。</p>
対策	<p>①満充電以降のコマに対して一部放電を行うことでインバランス回避を実施する。</p> <p>②蓄電池が限りなく満充電になるまで(15:00以降)充電を継続する。 放電領域のスポット単価の順位を 算出しその手前のコマまで充電を行うことで最善の販売が可能となる。</p>
③最終放電コマのインバランス	
課題	スポット市場での販売を前提に計画を作成した場合、最終コマでの蓄電量が正確でないため、インバランスが発生する。

3.独自実証結果

実証④需給バランスの確保

実証内容

需要バランシンググループでの需要量の変動に対して、蓄電池の充放電を制御することによって、時間前市場での売買による調達の未達やインバンスリスクを軽減することができると思う。

今回の実証では需要量が増加したことを想定した時に、ミドル電源としての太陽光発電所に蓄電池を併設すべきか否か、蓄電池の導入費用はどうあるべきかを検討する。

需要量の増加への対応シナリオ	①	②	③
	蓄電池がないため、時間前市場で増加分を入札するも約定せず	蓄電池がないため、時間前市場で増加分を調達する	蓄電池で増加分を放電する
評価指標	シナリオ①、②、③の総コストを比較する。総コストの要素は以下の通り。 ▶ インバンス料金損失(円)：インバンス単価×インバンス量 ※発電側と需要側それぞれに分ける ※余剰インバンス(-)と不足インバンス(+を足し合わせる ▶ 時間前市場調達金額(円)：時間前市場単価×時間前調達量 ※時間前市場単価は高値・平均・安値で比較する ▶ 創エネコスト(円)：発電コスト(円/kWh)×発電量(kWh) ※太陽光発電コスト(円/kWh)もしくは蓄電池併設太陽光の発電コスト(円/kWh)を用いる		
評価単位	実機：発電所Cの発電BG PCS容量：49.5kW パネル容量：64kW 蓄電池容量：150kWh 接続方法DCリンク PCS台数10台に対し蓄電池1セット15kWhを10台設置		
評価期間	2023年1月28日		

想定シナリオの説明と条件

【日時】2023年1月28日

※インバランス単価・JEPX市場単価も同日

【需要】

- あるエリアのBGの需給管理において、(n-1)日 10:00にn日の15:00以降の需要量の増加が見込まれることから、需要予測を上方修正した想定。
- 算定において需要実績値 = 修正後需要予測値とする。

【発電】

- シナリオ①②：発電所Cには蓄電池なし
- シナリオ③：発電所Cに蓄電池150kWhあり

【創エネコスト(蓄電池なし)】

太陽光発電量1kWhあたりの発電コスト

→7.34円/kWh

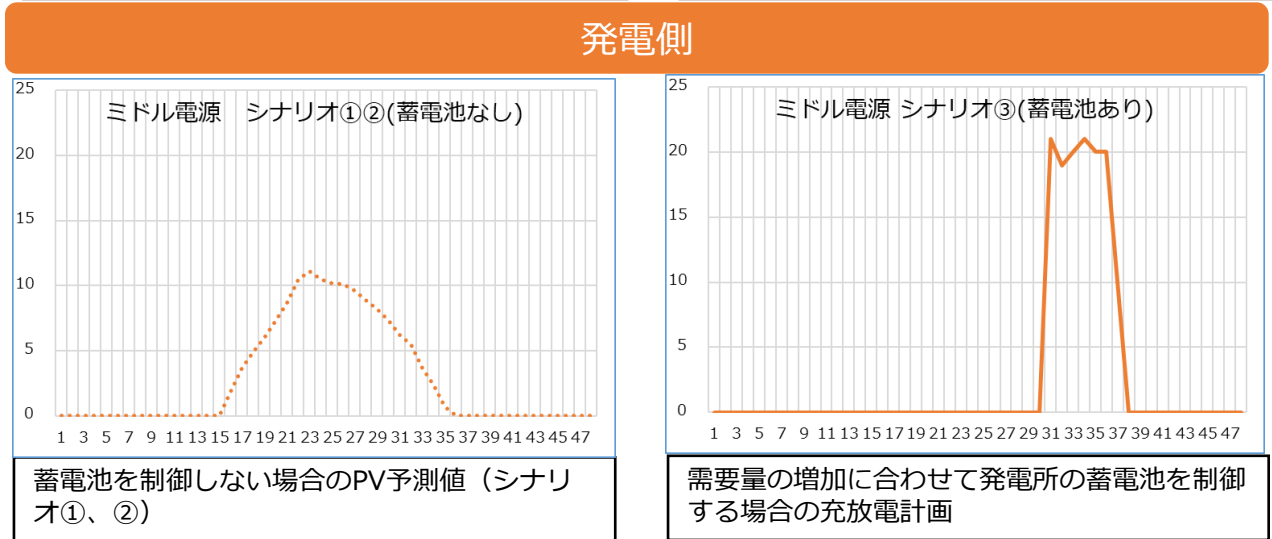
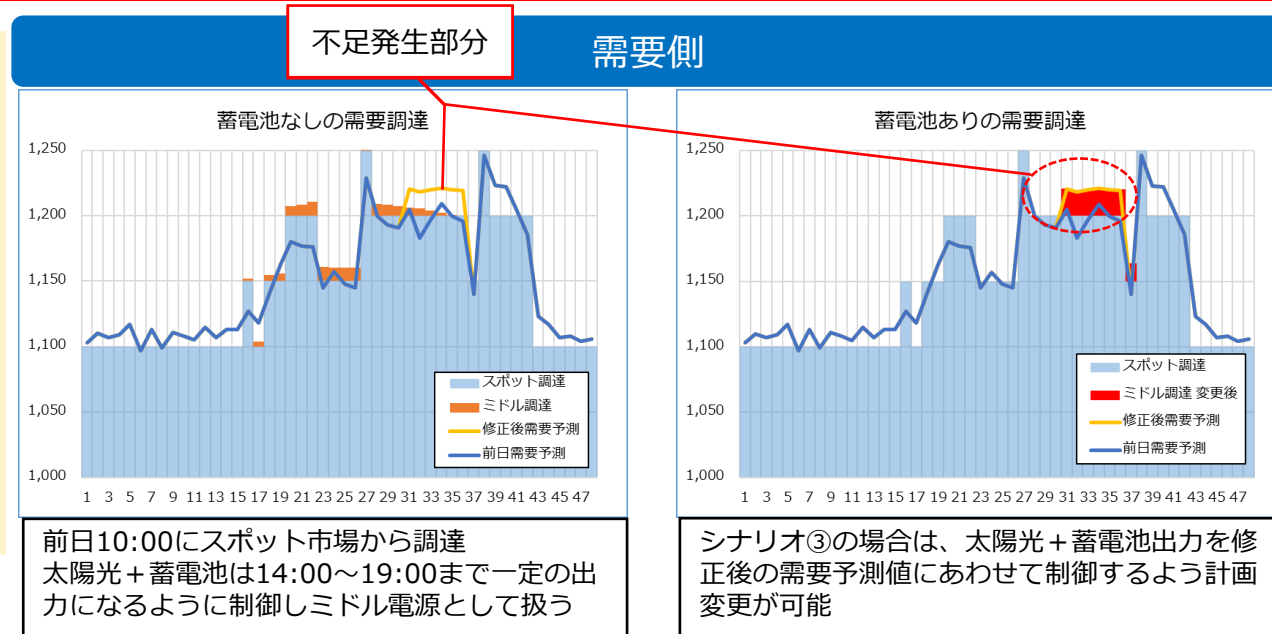
- 対象発電所：発電所C
- 償却年数：25年
- 太陽光費用(土地・負担金・材工):14.5万円/kW

【創エネコスト(蓄電池あり)】

上記の創エネコスト(太陽光のみ)をベースに、蓄電池を導入した場合の発電コスト

→15.87円/kWh

- 対象発電所：発電所C
- 償却年数：25年
- 蓄電池費用(材工)：8.7万円/kWh



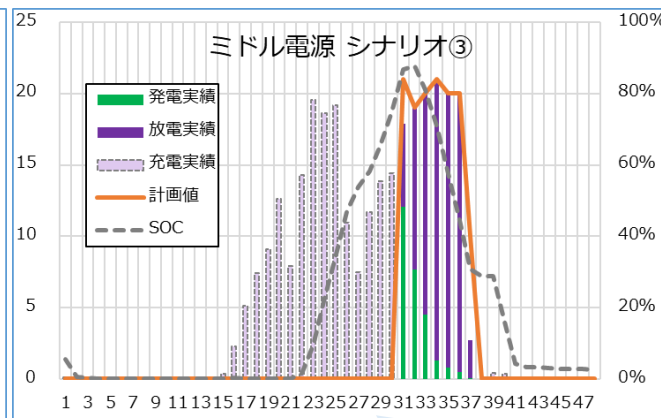
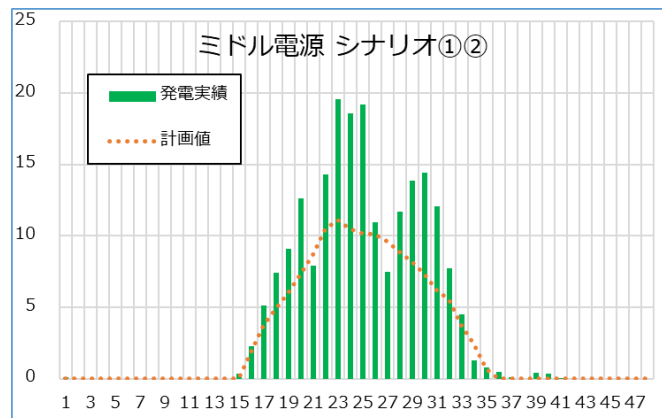
結果

単日結果 (対象：2023年1月28日)

■各シナリオ別の総コストの比較 ただし対象は需要予測を上方修正した時間帯15:00~18:00(31~36コマ)とする

シナリオ		インバランス 損失(需要側)	インバランス 損失(発電側)	時間前市場 調達金額	創エネコスト (蓄電池あり)	創エネコスト (蓄電池なし)	合計
①時間前市場で増加分を入札するも約定せず		1,637	-154 (損失無)	-	-	197	1,680
②時間前市場で増加分を調達する	高値	-	0	2,055	-	197	2,252
	平均	-	0	1,962	-	197	2,159
	安値	-	0	1,566	-	197	1,763
③蓄電池で増加分を放電する		24	42	-	1,868	-	1,934

■ミドル電源の発電予実結果



シナリオ①②の発電所(蓄電池なし)では、予測く実績となるコマが多く、インバランスは余剰に偏り、損失は発生しなかった。

当日に充放電計画を変更した結果、15:00までのPV発電量は全て充電され、15:00以降に放電された。一部不足・余剰インバランスが発生。

コストが高い頃に、

- ・シナリオ②(時間前で全て高値)
- ・シナリオ②(時間前で全て平均)
- ・シナリオ③
- ・シナリオ②(時間前で全て安値)
- ・シナリオ①

となった。

需要量が増加した際のインバランスリスクや時間前市場での調達金額増に備えて、太陽光電源に蓄電池を併設することは、時間前市場で増加分を調達するよりも経済性はあり、かつインバランスを抑えることが出来ると言える。

課題に対する今後の進め方

①蓄電池を含めた創エネコストの上限	
課題	試算で用いた発電コストは、実証に用いた発電所Cにかかった費用を参考にしたが、実証の結果として普遍的な価格を議論する必要がある。
対策	<p>シナリオ③のコストを、①の水準に抑えるための、蓄電池の目標金額を算出する。</p> <p>(目標発電コスト)=(①のコスト)÷(蓄電池ありの発電実績)となるので $1,680\text{円} \div 118\text{kWh} = 14.23\text{円/kWh}$</p> <p>この価格を達成するには、蓄電池費用(材工)を約7.0万円/kWh以下にする必要がある。</p>
②発電予測・充放電計画作成のタイミング	
課題	今回の想定では、いずれのシナリオにおいても発電計画については前日10:00の時点で作成・提出し、以後変更しなかったため、発電側のインバランスが発生した。
対策	インバランスリスクを解消するという点で、シナリオ③においては実需給に近い断面で最新の発電予測を参照して、当日の発電計画を変更すべきである。

3.独自実証結果

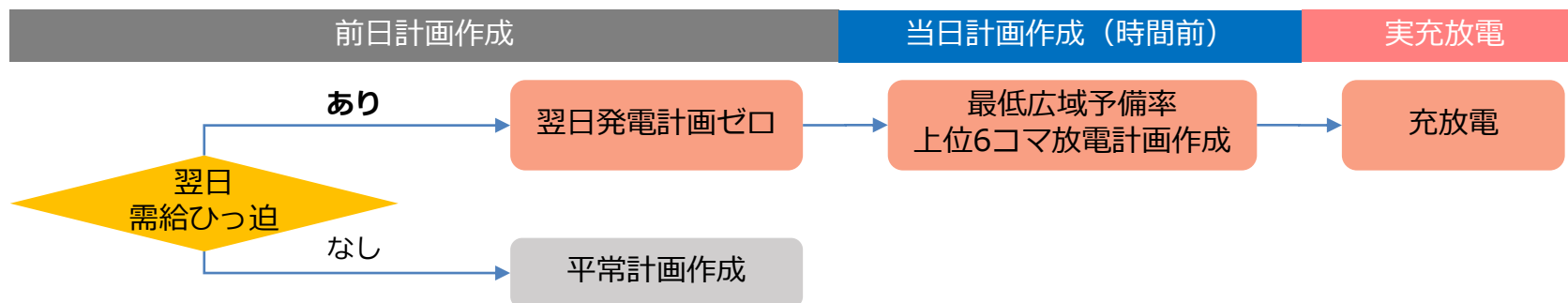
実証⑤需給ひっ迫時の広域予備率 活用の有効性

実証内容、計画作成フロー

広域予備率が8%未満となる場合に電源 I 'が発動されることを踏まえると、あらかじめ広域予備率を予測し柔軟に需給調整を実施する体制構築が必要となる。そこで前日と当日の広域予備率の相関関係、予備率に影響を与える要因を明らかにした上で需給がひっ迫する日を想定し、予備率が小さくなる時間帯に蓄電池からの放電を行う実証を行う。

ケース	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 蓄電池なし ➤ 蓄電池あり
評価指標	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 前日と当日広域予備率の相関関係性の確認 ➤ JEPXスポット販売金額 (円) = スポット単価×発電量 ➤ JEPX時間前販売金額 (円) = 時間前単価×発電量
広域予備率	実際に需給ひっ迫が発生した2022年3月22日の広域予備率をもとにする
充放電計画条件	当日充電可能量を検出し発電開始コマから充電、最低広域予備率上位6コマで放電をする計画を立てる。
評価単位	実機：発電所Cの発電BG(49.5kW 蓄電池搭載量150kWh)
評価期間	2023年1月24日、2月7日

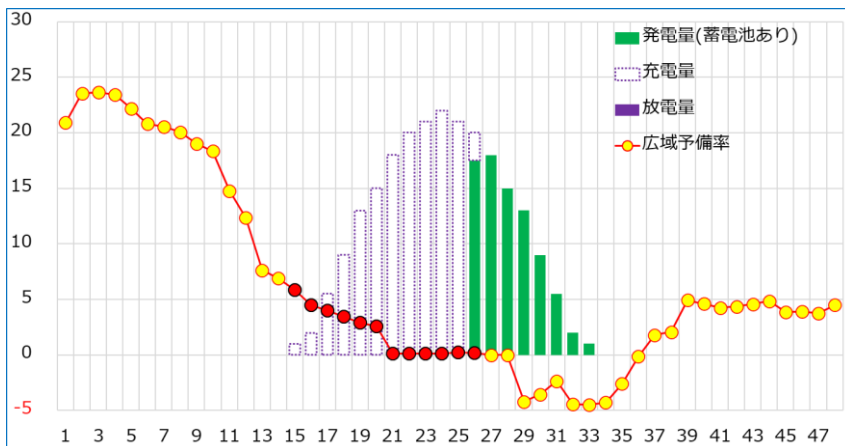
■オペレーションフロー



充放電を行う時間帯（コマ）の決定方法

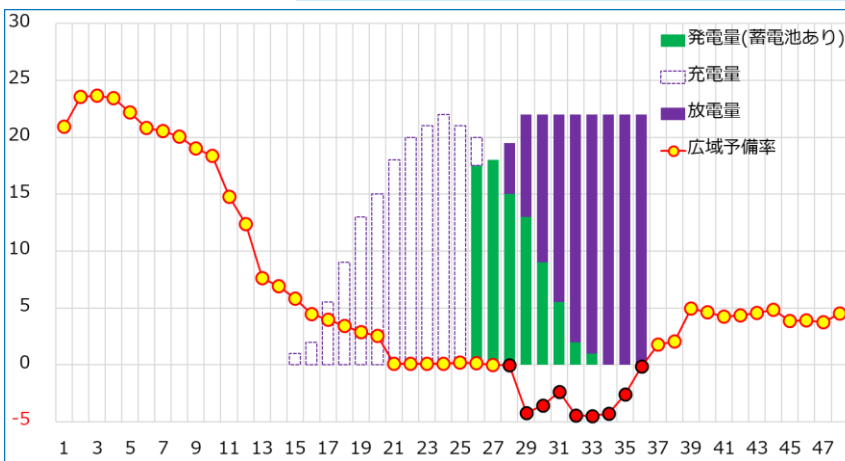
充電

基本的には、夕方の広域予備率の低い時間帯で、必ず放電させるために発電が始まったコマから蓄電池の充電可能量を検出して、充電を始める。



放電

蓄電池の充電量を検出して、放電優先コマ順に放電量を累積し各コマの放電量を計算し、コマ時間順に放電を行う。



放電優先	4	5	7	2	1	3	6
時刻コード	29	30	31	32	33	34	35
発電量	13	9	6	2	1	0	0
広域予備率	-4.19	-3.54	-2.36	-4.44	-4.47	-4.28	-2.58

放電優先	6	1	4	3	2	5	7
時刻コード	33	34	35	36	37	38	39
放電量	9	13	16	20	21	22	22
蓄電残量	141	128	112	92	71	49	27

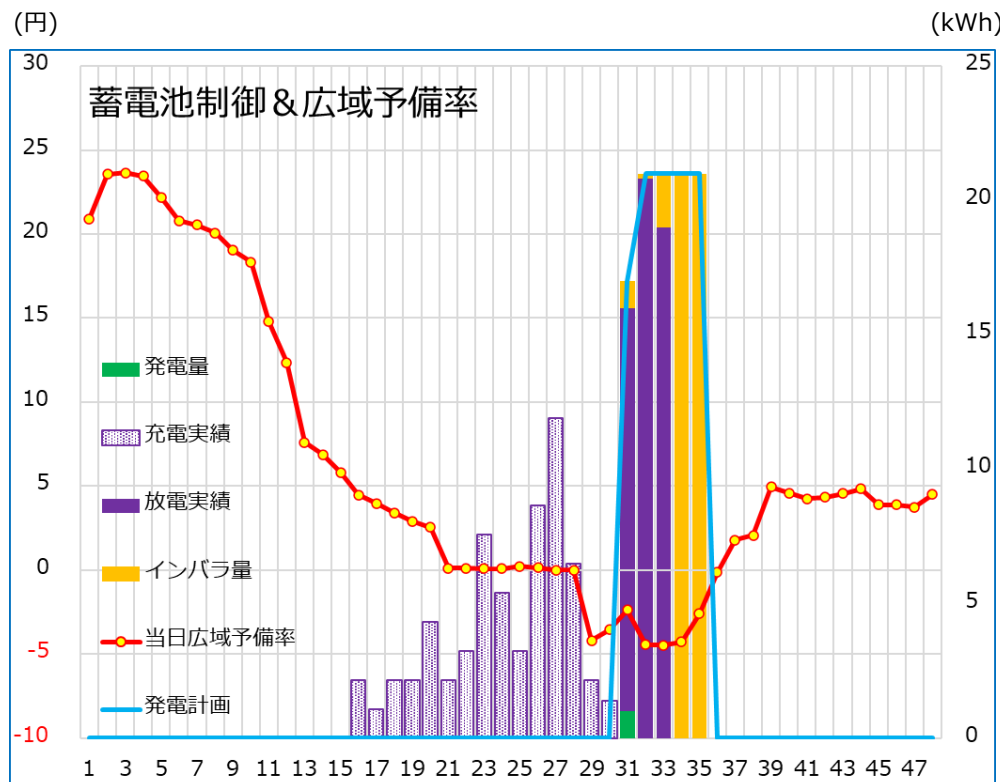
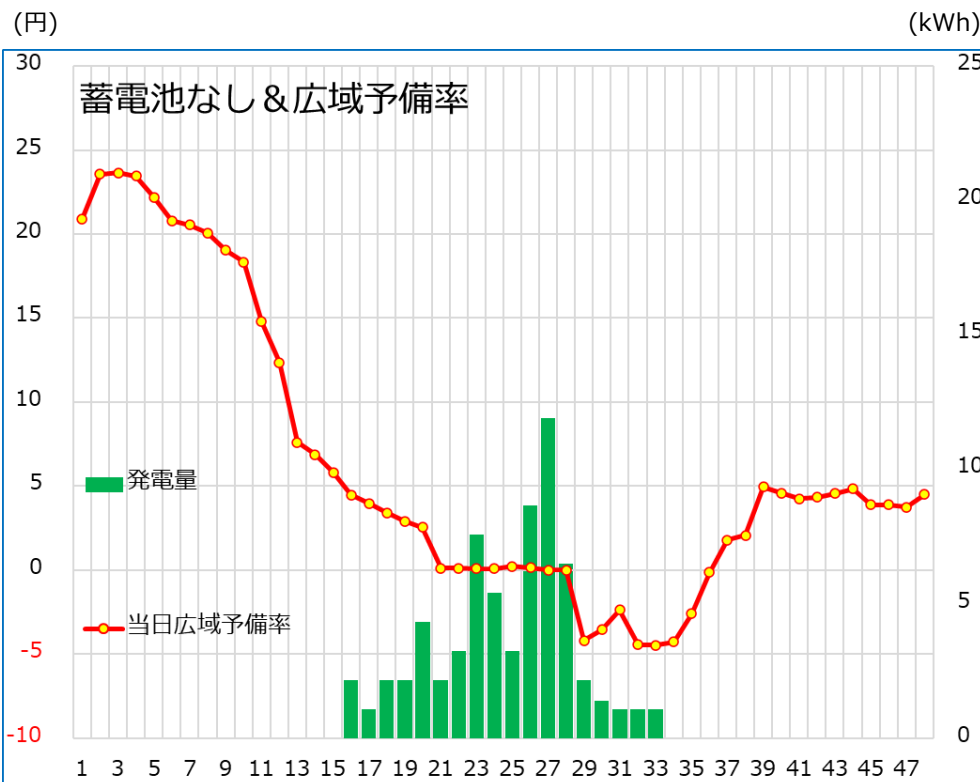
結果

単日結果（対象：2023年1月24日）

広域予備率：2022年3月22日

前日7:30の発電予測値と需給ひっ迫時の広域予備率を用いて計画値を作成、充放電制御を行った。結果として、広域予備率の低いコマでの放電は正常に出来ているが、発電予測値と発電実績に大きな乖離（不足）があった。蓄電池の残量が想定よりも少なかったため、後半で不足インバランスが発生した。

課題として、さらなる発電予測精度向上の検討が必要である。



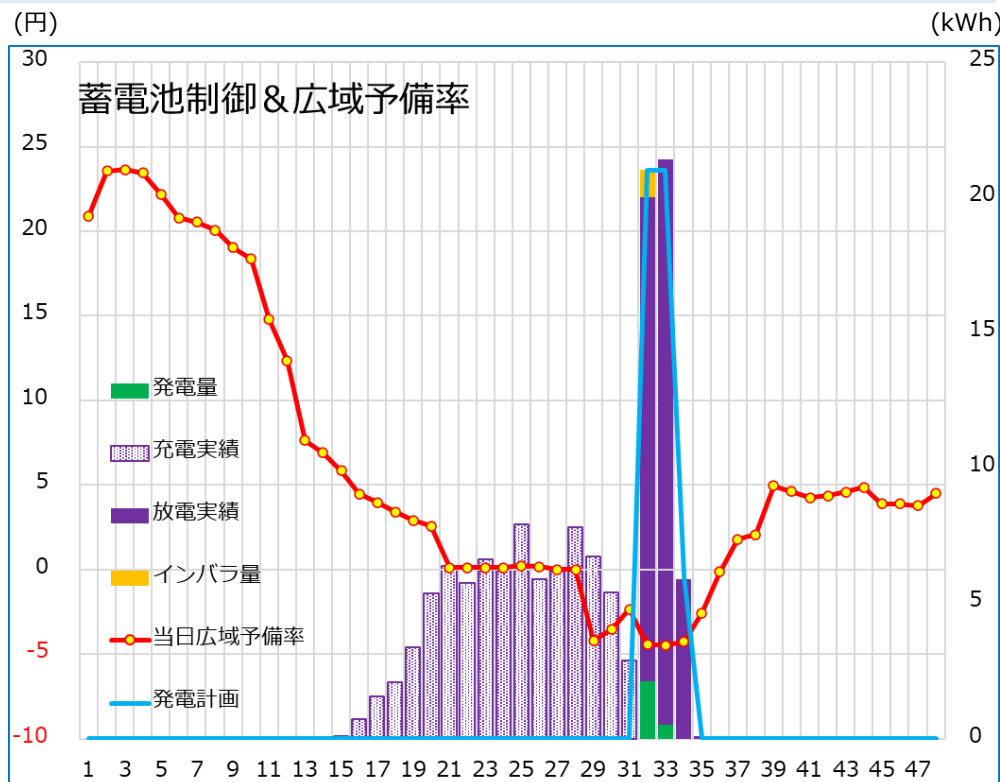
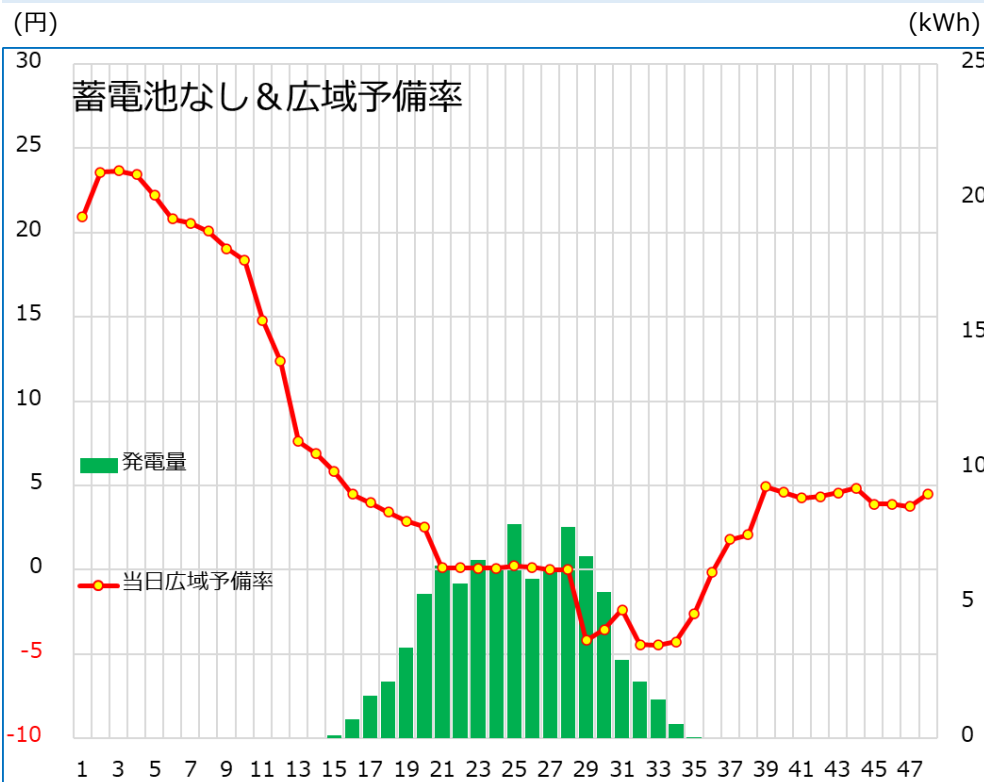
結果

単日結果（対象：2023年2月7日）

広域予備率：2022年3月22日

前日7:30の発電予測値と需給ひっ迫時の広域予備率を用いて計画値を作成、充放電制御を行った。概ね計画通りの放電となったが、発電予測と発電実績に大きな乖離（余剰）があったため、充電量が多く計画に対して充電した電力が蓄電池の中で余ってしまった。

課題として、計画に対し充電電力量が余ってしまう場合には、時間前市場で単価の高いところを予測して放電計画を作成する必要がある。

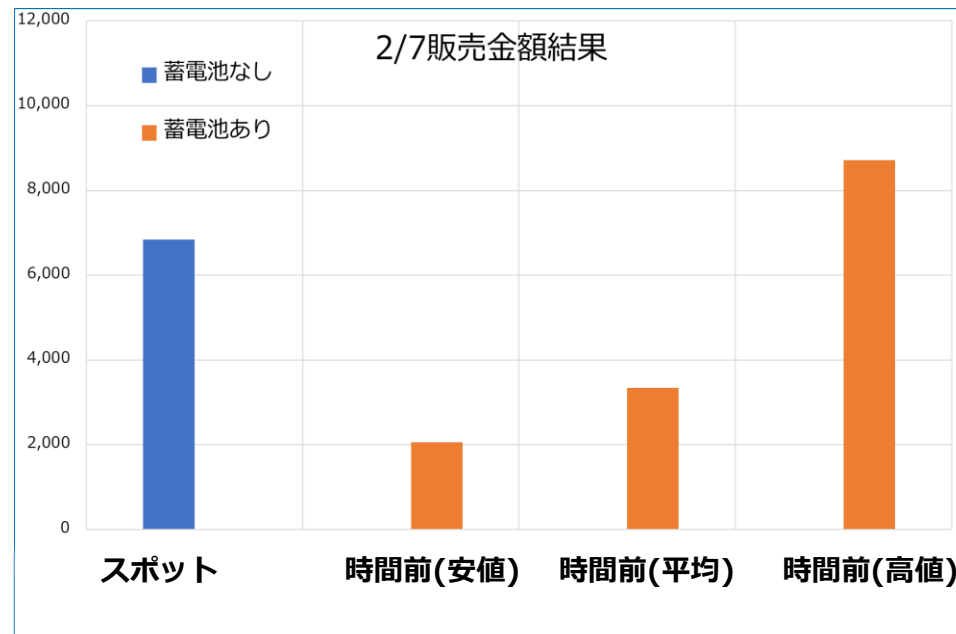
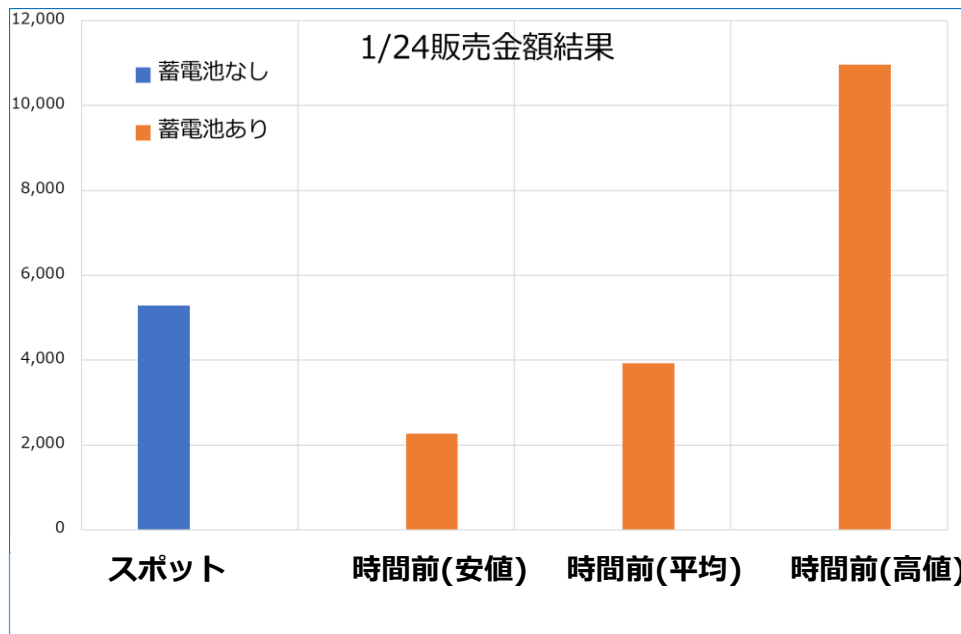


結果と考察

販売金額を比較した結果、蓄電池を使わずにスポット市場への販売金額が安定していたことから、電力小売電気事業者の立場で機会損失を抑制するためにはスポット市場への販売が最適である。

一方スポット市場ではなく、時間前市場で販売をすると、広域予備率の低いコマでの放電が可能になることから供給力が足りない市場へ貢献することが可能となる。

結果として、電力広域的運用推進機関が発出する広域予備率予測をもとに充放電計画の作成が可能なおうえ、供給力不足の電力市場への貢献ができる時間前市場での放電が需給ひっ迫時には最適である。



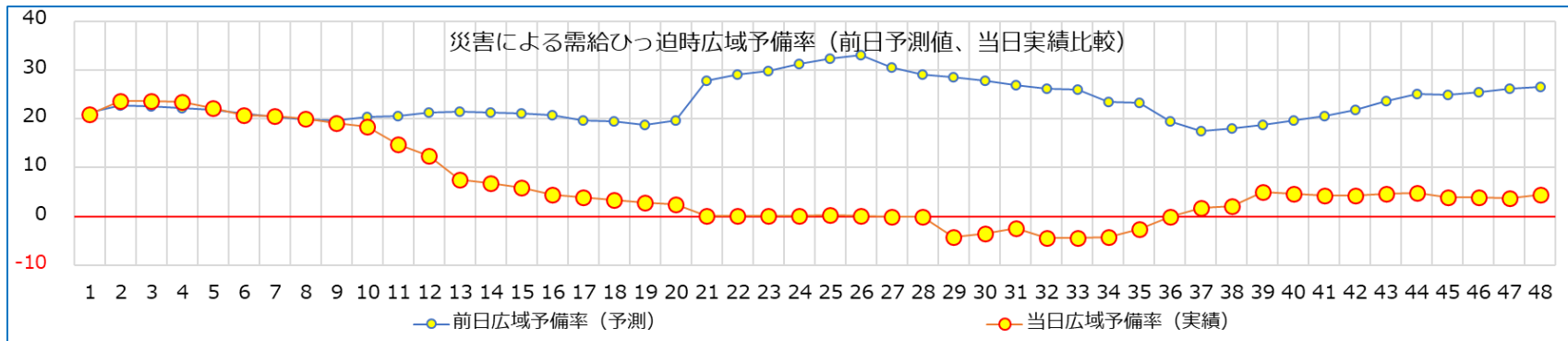
考察

広域予備率が小さくなる場合は大きく2つに分けられる。

①緊急の事象（自然災害や電源脱落等）が発生した場合

前日の広域予備率を用いて当日の予測を立てるのは困難である。

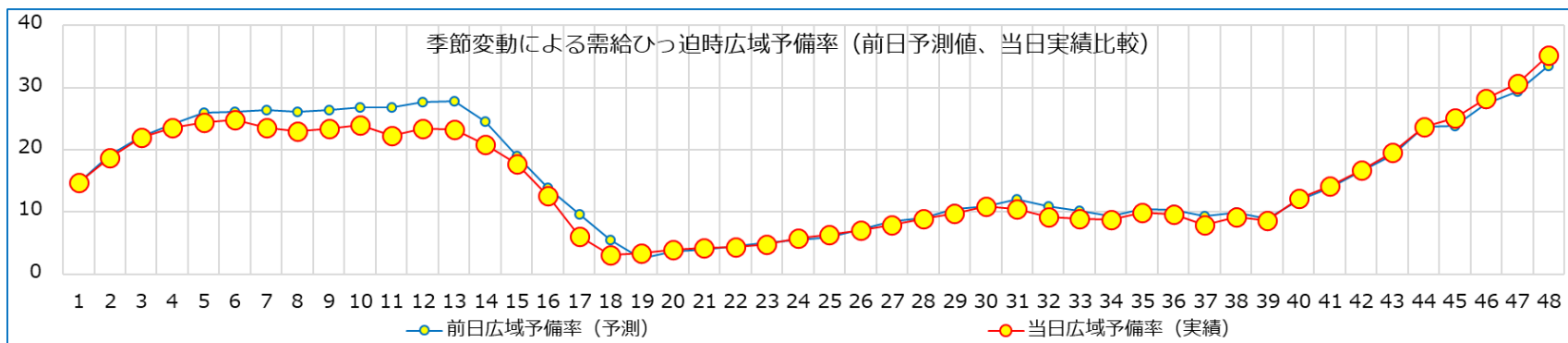
電力関係のニュースや電力広域的運営推進機関や一般送配電事業者からの通知を参考に、計画の作成・変更をすることが必要となる。



②季節変動による需給ひっ迫時

前日の予備率の実績を用いた計画作成が有用である。

充放電計画作成時は、電力広域的運営推進機関や一般送配電事業者からの通知とともに、前日広域予備率を参考に時間前市場で放電をしていくオペレーションが必要となる。



3.独自実証結果

実証⑥三次調整力を見据えた電力制御

実証内容

現在制度検討がされ2024年度から開始予定である、三次調整力①発電機リスト・パターンのアセスメントⅡの内容に対して、スポット市場と需給調整市場を比べ収益性が高い時間帯の市場価格に合わせた充放電計画作成をしたうえで蓄電池からの出力が計画値に沿った形で出来るか検証する。

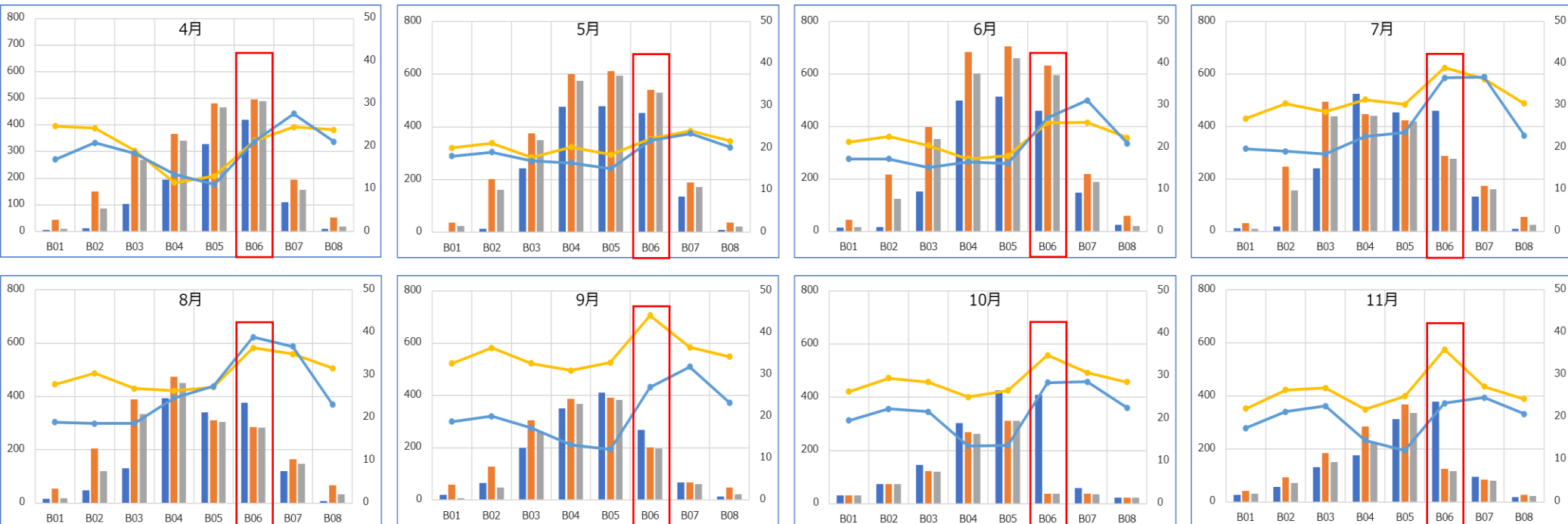
計画値	前日12時時点の発電予測値（計画作成は三次調整力②に準拠した形とする）
実績値	計画値に基づいて充放電実施した発電実績値
評価指標	<p>➤ 1分値出力が三次調整力①アセスメントⅡに準拠しているか</p> <p>アセスメントⅡは、提供期間の30分コマごとに実施する。 リソースの供出電力（1分）が許容範囲内であることを1分ごとに確認することとし、各30分コマにおいて、計測点30点のうち27点以上が許容範囲内である場合に要件適合とする。</p>
評価単位	<p>実機：発電所Cの発電BG PCS容量：49.5kW パネル容量：64kW 蓄電池容量：150kWh 接続方法DCリンク PCS台数10台に対し蓄電池1セット15kWhを10台設置</p>
評価期間	<p>2023年1月31日、2月6日</p> <p>前日12時に売り量が発表され、12～14時の間が入札期間。</p>

出力を行う時間帯（約定ブロック）の決定方法（四国エリア）

充電
[0:00~15:00]

放電
[15:00~17:30]

応動時間の短い週間市場商品の三次調整力①はまだ運用実績が少なく、入札事業者も少ないため、参考とする商品は実績・事業者がともに多い三次調整力②（今年度実績）とする。
対象ブロックについては募集量が多く、さらに $\Delta kW+V1$ 単価の高い6ブロック（15:00~17:30）とする。



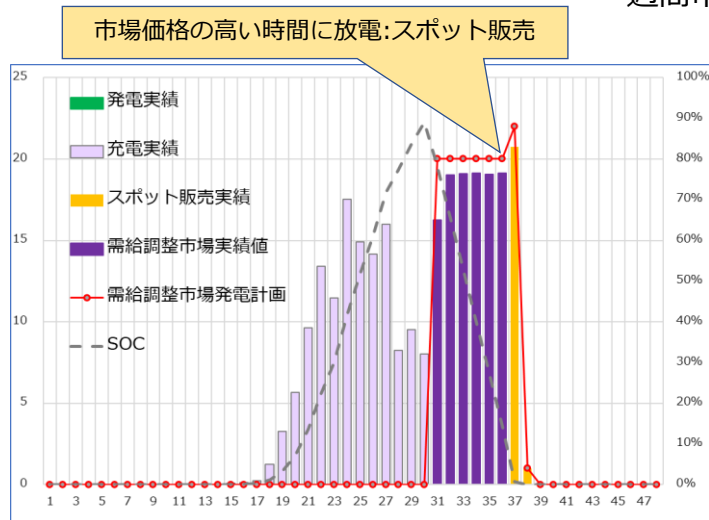
■ 募集量 ■ 入札量 ■ 約定量 → $\Delta kW+V1$ → JEPX単価

7月	B01	B02	B03	B04	B05	B06	B07	B08
$\Delta kW+V1$ 単価	26.90	30.48	28.53	31.42	30.30	39.05	36.34	30.45
JEPX単価	19.73	19.08	18.40	22.69	23.60	36.61	36.78	22.88

結果 需給調整市場1分値出力

単日結果 (対象: 2023年1月31日)

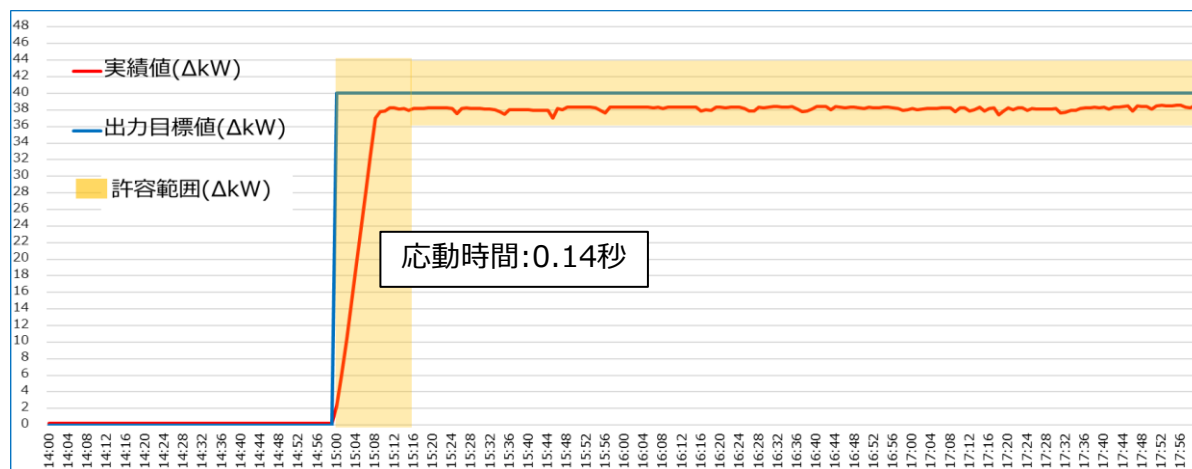
需給調整出力のため前日11:30時点のAIモデル発電予測値を元にして充放電計画を立てた。蓄電池150kWhを最大限活用するために、現状対応できる範囲については、週間市場商品で約定がされなくても三次調整力②で入札チャンスがある週間市場商品(三次調整力①)に入札することを想定した。



三次調整力①のアセスメント基準に沿った1分値での出力の評価を行った結果、前日に立てた計画通りに蓄電し、15時までに計画したSOCに到達することが出来た。出力指示に対しては、全てのコマで成功率100%となり成功判定。

出力コマの実績値が全体的に出力目標値より少ない要因としては、放電ロス分が影響している。

以後の運用時は充放電ロス分を加味した充放電計画を作成する必要がある。

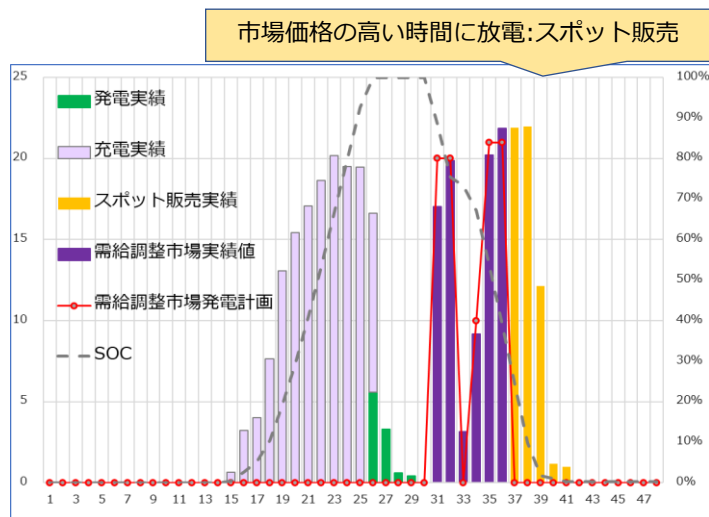


日	ブロック	時間	成功率	成功判定
1月31日	B06	31	100%	○
1月31日	B06	32	100%	○
1月31日	B06	33	100%	○
1月31日	B06	34	100%	○
1月31日	B06	35	100%	○
1月31日	B06	36	100%	○

結果 需給調整市場1分値出力

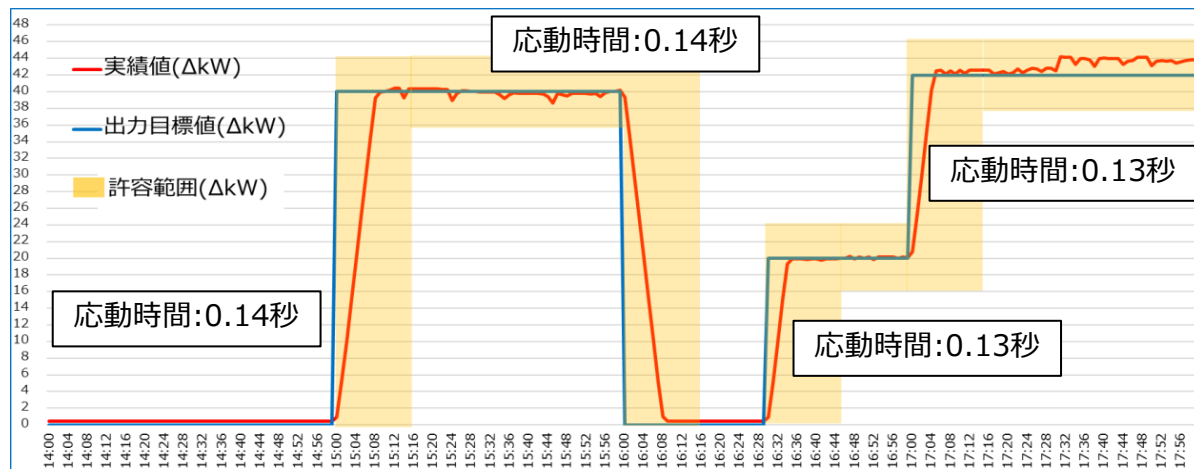
単日結果（対象：2023年2月5日）

需給調整出力のため前日11:30時点のAIモデル発電予測値を元にして任意のコマで出力値を変化させた。
この検証では、実際に起こりうる出力値の変化量に追従可能かどうかを確認した。



三次調整力①のアセスメント基準に沿った1分値での出力の評価を行った結果、前日に立てた計画通りに充電し、15時までに計画したSOCに到達することが出来た。出力指示に対しては、全てのコマで成功率100%となり成功判定。

1月31日の検証結果を省みロス分を計画値に反映させて狙い通りの出力を出すことに成功した。また、6コマ放電後余った電力についてもスポット単価の高い時間に合わせて放電することに成功した。

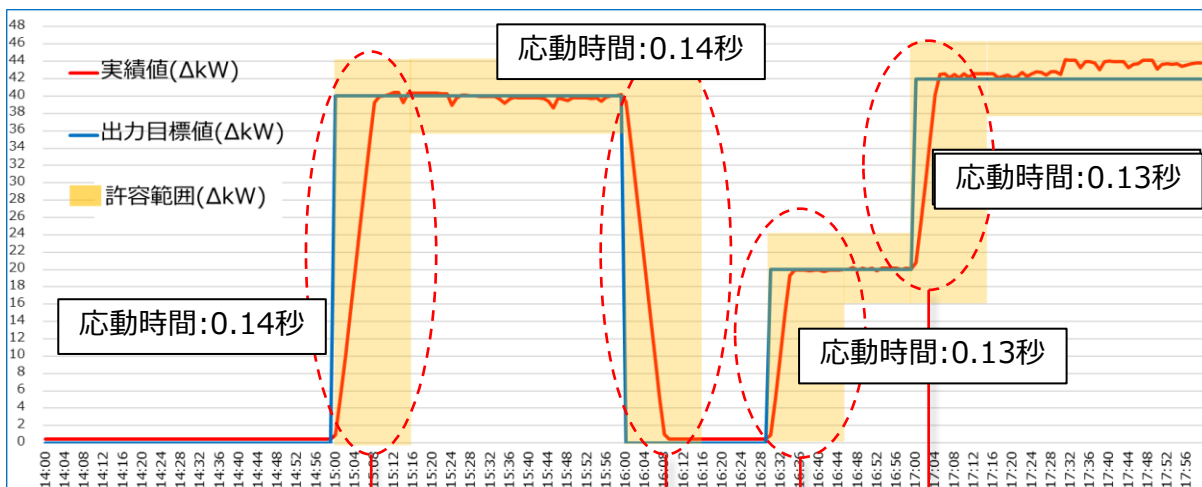


日	ブロック	時間	成功率	成功判定
2月5日	B06	31	100%	○
2月5日	B06	32	100%	○
2月5日	B06	33	100%	○
2月5日	B06	34	100%	○
2月5日	B06	35	100%	○
2月5日	B06	36	100%	○

今後の課題と対策

この実証の蓄電池容量では三次調整力①アセスメントⅡに準拠、成功となったが、実際に需給調整市場に供給力を供出していくためには更なる供給力拡大のための電源への投資や、電源への指令・制御を行うためのシステム投資、技術力の向上を他社と協力していくことが求められる。

例：単日結果（対象：2023年2月5日）



今回の実証の結果、1分値出力は三次調整力①のアセスメントⅡに100%準拠する形となった。
※応動時間内で追従している折れ線については、重なりのないようあえて斜線としている

3.独自実証結果

実証⑦インバランス保険の検討

実証内容

発電計画量の予測精度を評価し、更に蓄電池利用によるインバランスコスト低減効果を検証。得られたデータから、インバランスの発生頻度、平均損害額等を決める要素（定性・定量とも）を特定し、保険組成可否を判定。組成可の場合、保険事故および損害の範囲、支払限度額・免責金額等の引受条件を検討。

項目	発電量予測検証	蓄電池によるインバランスコスト低減効果検証
評価指標	<p>発電量予測精度について、AIモデルによる精度の誤差が評価期間を通じて安定的かつ一定範囲内に収まるか （目標値：二乗平均誤差率で5%以内）</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 定量要素はコンソーシアムメンバーの実証結果を活用 ➢ 予測精度に影響する項目が結果に反映されているかも確認 	<p>蓄電池の充放電を活用することで不足インバランスの発生およびコストの低減が実現できるか</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 蓄電池導入前の期間と導入後の期間との比較を実施 ➢ 充電・放電計画と発電量予測との連動性・親和性も確認
評価単位	発電所低圧5基、発電所C	発電所C
評価期間	<p>東京：発電所低圧5基 2022年10月1日～2023年10月27日</p> <p>徳島：発電所C 2022年10月1日～2023年1月31日</p>	2023年1月18日～2023年1月31日

結果

項目	内容
保険組成の可能性検証	保険組成は可能と判断。 ・現時点で次項の各種課題はあるものの、予測精度誤差が一定範囲内に留まる結果が観測され、損害発生確率の推定は可能と判断。 ・今後の検証において、蓄電池導入によるインバランスコスト低減効果（小額損失回避等）が実証できれば、単なる発電量予測に基づく保険組成よりもリスクが低いことを評価したうえで、比較的低い保険料での保険商品開発が期待できる。
保険引受において必要となる要素	未検証内容があり、一部推測となってしまうが、保険契約単位で以下が必要と推察。 ①発電所自体のデータ ・発電所エリア（都道府県／市町村など） ・発電性能や規模（容量） ・経過年数 ・蓄電池の有無 ・蓄電池性能 ・メーカー（太陽光設備／蓄電池とも） ・過去発電量実績データ ②発電量予測データ ・①のデータをAI予測システムに読み込ませたうえで出力された、計画量と実績量との予測誤差 ③補償条件の設定 ・インバランスコスト発生の原因定義（保険金支払い条件） ・損害額の定義 ・支払限度額 ・免責金額 ・縮小割合 など

課題に対する今後の進め方

①観測場所・検証項目・評価期間の不足	
課題	<ul style="list-style-type: none"> ・発電量予測は2か所、蓄電池導入によるコスト低減効果検証については1か所のみ実施、地域による差異を確認できておらず、気候要因の検証が不足している。 ・発電量に影響するパラメータの一部（日射量など）について検証できていない。 ・少なくとも夏季期間の検証ができておらず、特に蓄電池効果については1か月未満の評価しかできていない。 ・低圧発電であり、発電量供給が十分ではなく、期待していた検証ができなかった。
対策	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧発電所に対する蓄電池の設置を急ぎ、年間通じてのデータ取得・検証開始を急ぐ。 ・日射量のほか、不足すると思われるパラメータをリストアップ、取捨選択を行う。
②補償条件設定に関する検討未実施	
課題	<ul style="list-style-type: none"> ・検証データが不十分であり、各発電所に対する保険引受上の評価（デューデリジェンス）指標確立が現状では困難 ・補償条件設定にあたり、妥当な補償金額や免責金額設定、縮小割合のほか、保険金を支払うための条件が決められない
対策	<ul style="list-style-type: none"> ・①の対策に加え、どのような補償が発電事業者に求められるのかを調査（コンソメンバーによるアンケート実施等を検討）

4.全体総括

課題と今後の進め方

■ アグリゲーター【RE100電力株式会社】

実証期間が1か月程度の中で複数の実証を行ってきたが、好天に恵まれず思うような実証が出来なかった。今後、長期期間に渡って実証を継続し、発電予測の精度向上と蓄電池運用システムの進化と運用オペレーションを確立していく。

実証項目	今後の課題
実証③発電量予測技術の向上	さらに天候・日射量の予測に対して層別分析を行いバラツキ(インバランス)の要因を追求する。
実証①インバランスの低減	発電予測精度向上とともに充放電のタイミングなどのシステム改修も含め実証を継続する。
実証②市場取引での収益拡大	課題は見えており、システム改修を含め売電収入の最大化を目指す。 発電所Bについては蓄電池有無による収益拡大効果を追加的に検証する(バーチャル)。
実証④需給バランスの確保	FIP実証と同様の仕組みで対応が可能であった。
実証⑤需給ひっ迫時の広域予備率活用の有効性	今後需給管理システムとの連携を行う事でスムーズなオペレーションが可能となる。
実証⑥三次調整力を見据えた電力制御	三次調整市場については現在の発電所機材では運用可能と判断されるが蓄電池容量の増加に伴って放電時の出力の傾きが時間内に可能かの再実証を高圧の太陽光発電所AC250kW蓄電池容量1,000kWhで実証を行う。

上記実証を進めることで、発電事業者等の収益の増加、系統への負担の軽減がなされていく。
 また、現在話題となっているFITの出力制御による発電電力のロスについて、蓄電池制御により系統への負担低減
 発電事業者への経済的向上が図れるのではないかと。
 さらに実証として、複数の蓄電池付き太陽光発電所を一つのBGとして運用が可能かどうかの判断と、
 均し効果も含め一元化したオペレーションでインバランス低減を図れるかを進めていく。

課題と今後の進め方

■ コンソーシアムリーダー、再エネ等導入業者【日本エネルギー総合システム株式会社】

発電所の機器選定に手間取り、高圧への蓄電池導入の見送りや完工の遅れにつながった。このため、実証の規模や実証期間が当初計画より大幅に縮小され、十分な実証データが確保できなかった。
来年度に向けて、機器選定や系統接続手続き等を早目に行うことで、実証の精度を高められるようにしたい。

対応項目	今後の課題
発電所用地の確保	高圧太陽光発電所の用地確保を早めに行う。 均し効果の測定、調整市場接続のため、ACベースで1M程度の用地を確保する。
系統接続の準備	送配電業者への接続申請・変更申請を前倒しで行う。
設備導入	特に蓄電池とキュービクルの納入に時間がかかるため、これらの機器の納入期間短縮を図る。 既存の設備を使い、早目に実証をスタートできる体制を整える。
工期	工事は今回も予定どおりの工期で行えたので、着工のタイミングを早めるよう努力する。
稼働	今回はパワコンとEMS、アグリゲーションシステムが予定どおり連動しないという問題が発生したため、システムの接続試験等を前倒しで行うようにしたい。

今回は初年度ということもあり、コンソーシアムへの参加者や対象設備がかなり限られる結果となった。
次回に向けては参加者の範囲を拡大するとともに、対象となる設備を既設のものも含めて増やすとともに、十分な実証期間を確保できるように、早目に実証をスタートできるようにしたい。

実証結果のビジネスへの応用

(先進性・独創性)

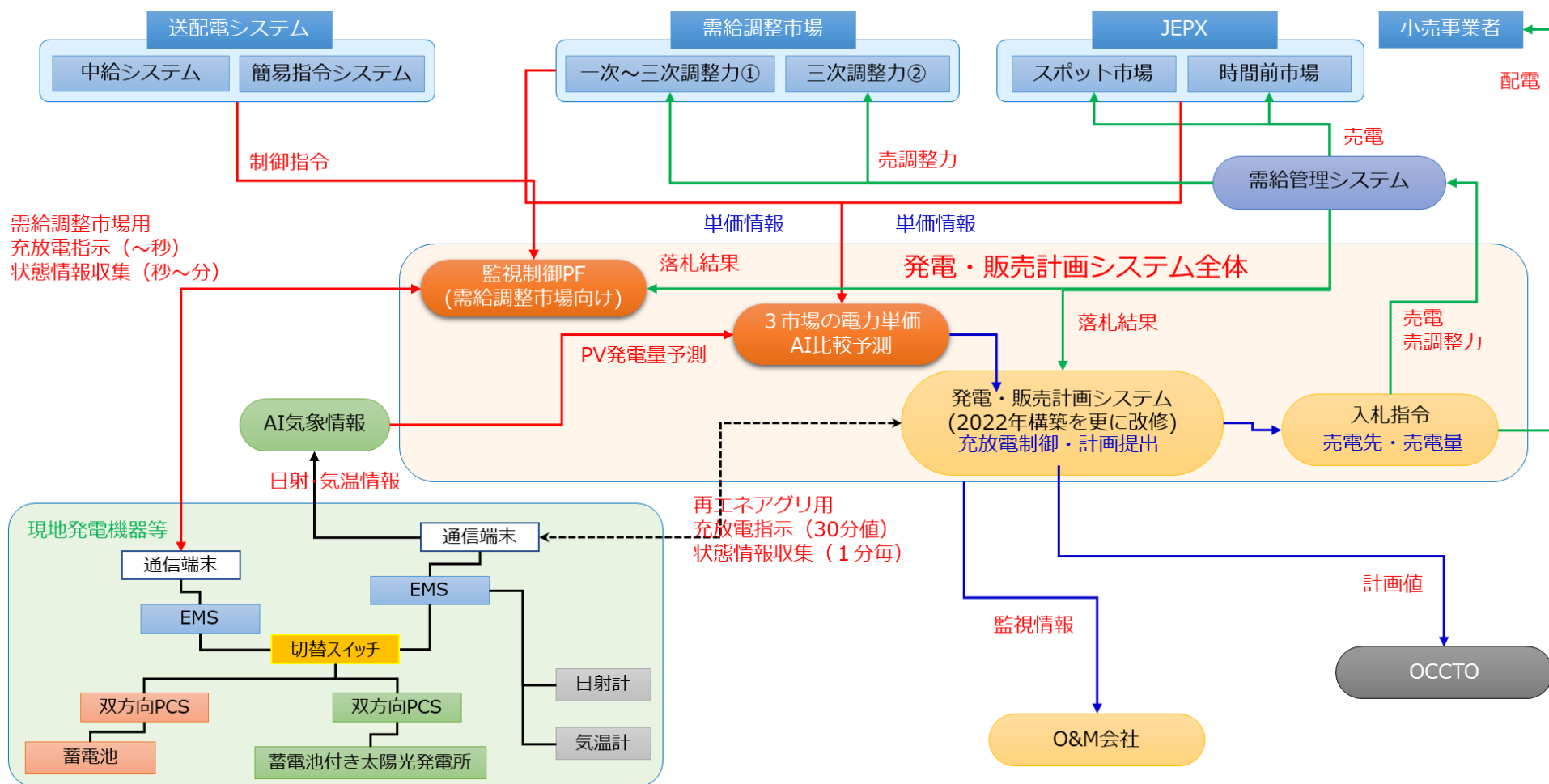
- 新設のFIP発電所の実機を系統接続して行う実践的な実証ができた。
- インバランス回避に必要な最小限の蓄電池容量の見極めや需給逼迫時の対応方法の検証など、中規模のプロジェクトでも採算が取れるシステム構築を目指した実証を通して、実現に向けた検討の方向性と課題を確認することができた。
- また、低圧のパワコン段階での出力調整の実証を通じて、低圧を使った自己託送、FIP対応の実現の可能性および課題について検討することができた。

(応用性)

- 実証で得た蓄電制御のノウハウを今後の改善を通じて、非FIT発電所、FIP発電所、自家消費発電所管理に応用できることが確認された。更に自己託送サービスや需要家によるPPAプロジェクトの普及への応用についても展望が開けた。
- 蓄電制御システムと発電予測システムを組み合わせることで、FIP・調整市場での取引方法を確立するとともに、将来における容量市場参入のための検討に活かせることが確認できた。
- 蓄電池を使った需給管理技術を使って、各小売電気事業者に対して、需要に負荷のかかる時間帯に、蓄電池併設の自社電源から放電を行い、時間前市場での調達を回避する等のサービスに役立てられることが分かった。
- 実証で得られたアグリゲーション技術は自治体の再エネ促進地域、マイクログリッド、浄水場の脱炭素化等の補助金プロジェクトにも有効であると考えられる。
- 得られたノウハウや機能をEPCの非FIT事業やPPSへの新規参入企業に対するコンサルやサービスに活かすことで、業界の成長と政府の再エネ目標達成に貢献していきたい。

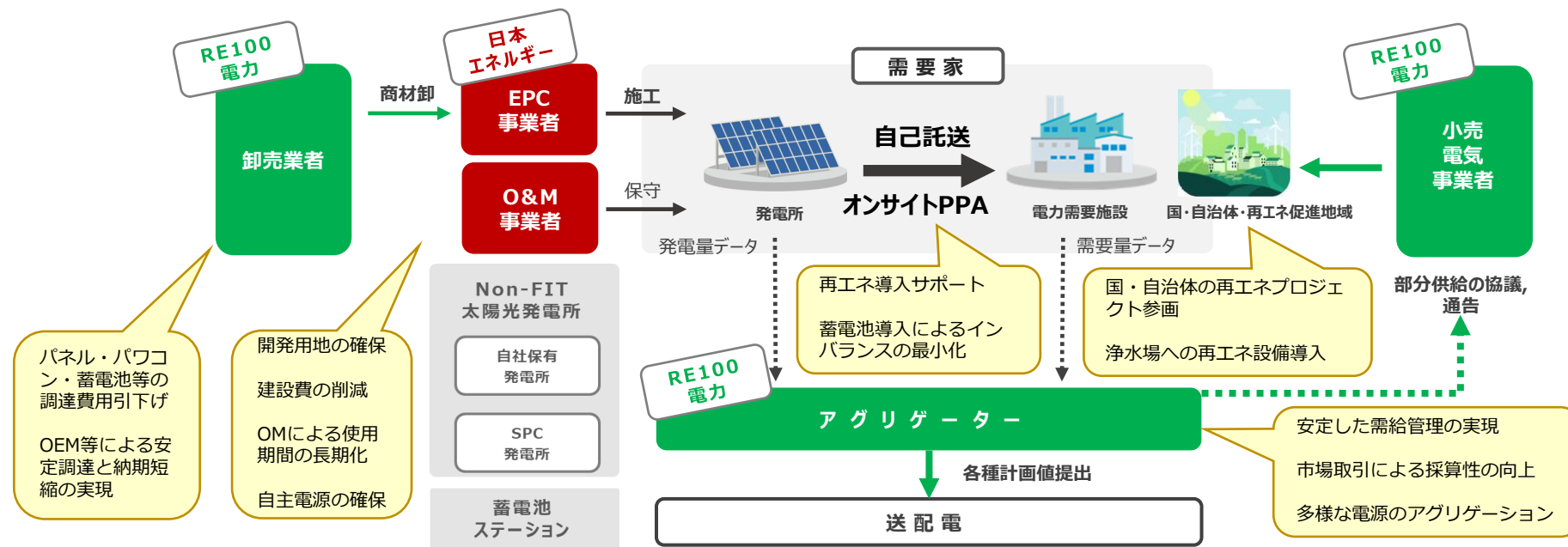
先進的なシステム構築によるアグリゲーションビジネスの確立

電力トレーディングシステムの構築イメージ（FIP発電所・蓄電所AIアグリゲーションシステム）



採算がとれるビジネスモデル構築によるビジネス拡大

- 実証に基づく管理手法と徹底したコスト削減により、採算のとれる再エネのビジネスモデルを実現する。
- EPCからアグリゲーション、小売りまでのプロセスを内製化することで、低圧発電所のように規模が小さくても採算がとれる事業の提案を可能にする。



〈施工実績〉

太陽光発電所 (※1)		
産業用 (FIT)	特別高圧・高圧	115カ所
	低圧	1,325カ所
	営農	27カ所
産業用 (非FIT)	低圧	50カ所
家庭用	住宅	1,469カ所

〈O&M実績〉

O&M (※1)
486サイト/76MW

〈セカンダリー買取実績〉

セカンダリー (※2)
23件/2.3MW

※1 2022年12月末時点
 ※2 2021年度実績

〈主な補助金事業〉

R3需要家主導による太陽光発電導入促進補助金
R4再生発電等のアグリゲーション技術実証事業