

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

【日本エネルギー総合システム株式会社】

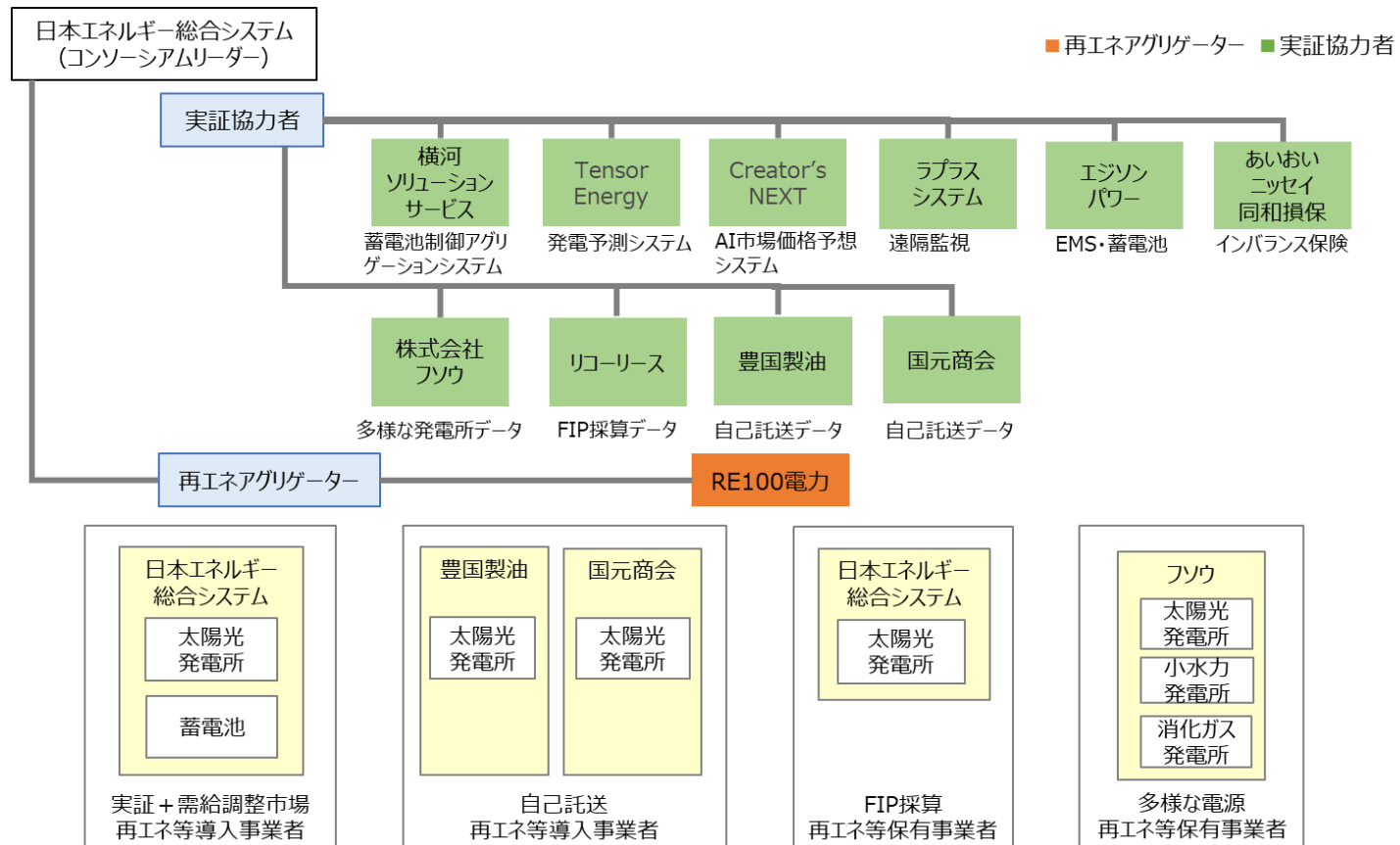
事業概要

参加年度	2022年度	2023年度	
参加意義・目的	蓄電池を活用したアグリゲーション技術を確立する。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。	国内再エネ比率の向上とエネルギーコストの削減に向け、具体的な事業化に向けた 事業採算性や開発コスト を明確にする。	
課題・テーマ	<ul style="list-style-type: none"> ・発電予測の精度向上 ・蓄電池運用システム、オペレーションの確立 	<ul style="list-style-type: none"> ・FIP及び小売電気事業者向けの相対電源として収益性の向上 ・自己託送事業者のインバランス低減と自己託送率の向上 ・ほか昨年度残った課題の対策の実施と評価 	
実証概要	【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。	発電予測モデルおよびタイミング、均し効果の高い発電地点の組み合わせを比較分析して最も精度の高い発電予測手法を用いて評価することとする。 その発電予測値に基づいて、蓄電池の充放電計画を作成する。ここではインバランス量の適正值を見極める実証を行う。
	【共通実証①】 インバランスの低減	太陽光に蓄電池を併設し、充放電制御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①を前提にインバランスを回避しつつ、スポット市場・時間前市場・需給調整市場三次調整力②の中で最も収益性が高くなる販売先を予測・選択した結果のFIP収入の分析を行う。
	【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①を前提にインバランスを回避しつつ、スポット市場・時間前市場・需給調整市場三次調整力②の中で最も収益性が高くなる販売先を予測・選択した結果のFIP収入の分析を行う。
	【独自実証】 需給バランスの確保	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。	小売向け相対電源の確保 ：小売電気事業者向けの相対電源として販売することを目的に課題を整理した上で、その量や時間帯によってパターンを作成し、経済性の評価を行う。
	【独自実証】 事業性の検証	インバランス保険 ：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。	インバランス保険 ：インバランスの発生頻度、平均損害額等を定める要素を特定し、保険組成可否を判定する。
	【独自実証】	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。	自己託送率の向上 ：自己託送率の最大化を目的とした時のインバランスリスクとの兼ね合いと、蓄電池導入による向上効果を検証する。
	【独自実証】	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。	低圧FIPの収益性の向上 ：低圧FIP発電所の電力販売先を、JEPX市場×需給調整市場と、相対電源として小売電気事業者との2つに分け、収益性の確保がどの程度出来るか確認する。
	【独自実証】		エネルギーMIXでの自己託送検証 ：小水力発電、太陽光発電、汚泥を活用した消化ガス発電の3電源を活用し、自己託送率再エネ100%を目指しバーチャル実証を行う。

実証実施の体制図

体制

- 日本エネルギー総合システム株式会社がコンソーシアムリーダー兼再エネ等導入事業者として、RE100電力株式会社がアグリゲーターとして参加。実証協力者の上段5社がアグリゲーションシステム関連、あいおいニッセイ同和損保が保険の検討を担当。下段の4者が実証に使用する発電所等のデータ提供や分析を担当。



実証スケジュール

スケジュール

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月
コンソーシアム運営		コンソーシアム発足	役割分担の決定		実証方法の検討			使用データに関する打ち合わせ データの提供開始				検証結果の分析	成果報告		
実証スケジュール	共通実証①インバランスの低減		Before			After①蓄電池なし After②蓄電池あり									追加実証
	共通実証②収益性の向上		市場単価、発電データの収集					After①蓄電池なし、②蓄電池あり		市場価格予測システム使用					追加実証
	独自実証①小売向け相対電源の確保		市場単価データの収集								経済性の評価				追加実証
	独自実証②自己託送率の向上		通告値調整なし						通告値調整あり						
	独自実証③低圧FIPの収益性の向上		市場単価、発電データの収集						市場販売パターンの分析	相対販売パターンの分析					
	独自実証④インバランス保険								データ収集		商品仕様の検討				
	独自実証⑤エネルギーMIXでの自己託送検証		データ収集								事業性の検討				
	システム開発	蓄電池制御アグリゲーションシステム (実験・補助金対象)					発注	発注	開発		納品	実証実験			
	発電予測システム (実験・補助金対象)					発注	開発 (一部機能 先行使用)	納品	実証実験						追加実証
	AI市場価格予測システム (実験・補助金対象)					発注	開発	一部機能納品	実証実験	納品	実証実験				追加実証
発電所建設	高圧発電所建設 (実験・補助金対象)							発注・工事	工事						
	蓄電池導入 (実験・補助金対象)							発注	工事						
サイバーセキュリティ対策	各種対策の実施	・情報セキュリティ委員会発足（2022年5月） ・定期セキュリティ教育開始（同上） ・ISMS取得（同7月） ・ERABサイバーセキュリティトレーニング受講（2023年10月）			・新規設備の脆弱性の洗い出しと強化策の検討・実施 ・昨年度導入システムの脆弱性の洗い出しと強化策の検討・実施										
	社内体制の強化	・コントロールルームネットワーク再構築（同8月）			・新規設備・システムに関するプロジェクトチーム発足									次期導入システムのセキュリティ 対策検討プロジェクト発足	

リソース導入・確保結果

リソースの確保状況

発電所通称	A	B	C	D	E	F	G	J	K	L	M	N	O	P	Q	
ビジネススキーム	高圧FIP想定						高圧FIP	低圧FIP想定	自己託送						低圧8基	
発電所種別	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光	小水力	消化ガス発電	太陽光
AC容量 (kW)	249.9	249.9	249.9	249.9	125	125	200	49.5	749.9	249.9	375	300	49.5	1,000	397	
DC容量 (kW)	449	316	622	491	223	185	316	64	1,100	371	500	350	-	-	661	
過積載率 (%)	179	126	249	196	179	148	158	129	146	148	133	116	-	-	166	
蓄電池容量 (kWh)	-	663	663	663	442	442	-	150	-	-	-	-	-	-	-	
蓄電池出力 (kW)	-	249.9	249.9	249.9	125	125	-	49.5	-	-	-	-	-	-	-	
蓄電池接続方式	-	DCリンク	DCリンク	DCリンク	DCリンク	DCリンク	-	DCリンク	-	-	-	-	-	-	-	
設備状況	既設	新設	新設	新設	新設	新設	既設	既設	既設	既設	新設	既設	既設	既設	既設	
供給区域	四国						関西	四国	中部	関西	関西	九州	九州	関西	東京	

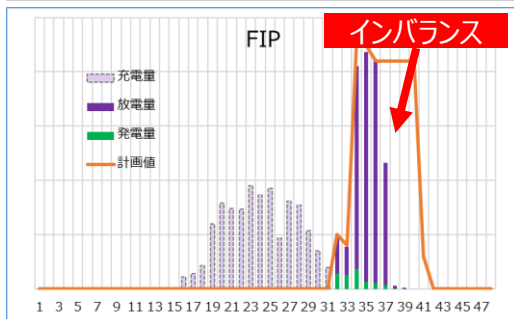
システム一覧

通称	経費申請	提供会社	詳細
発電予測システム	○	Tensor Energy	AIモデルにより30分毎に発電量を予測
AI市場単価予測システム	○	Creator's NEXT	JEPX市場、需給調整市場の単価を予測し、販売先として最適な市場を選択
蓄電池制御アグリゲーションシステム	○	横河ソリューションサービス	発電予測をもとに蓄電池制御後の発電計画を作成、調整市場運用システムとの連携
調整市場運用システム	既存	-	需給調整市場対応、共通実証②での運用支援
需給管理システム	既存	横河ソリューションサービス	広域機関への計画提出、JEPX・需給調整市場への入札を行う

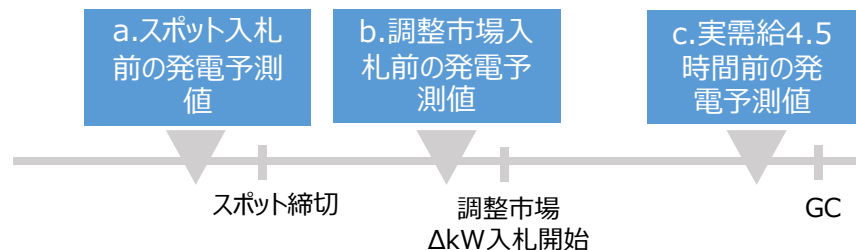
■ビジネススキームごとのインバランスの特徴と予測タイミングの整理

今年度の実証では、具体的な事業化に向けた事業採算性や開発コストを明確にすることを目的としているため、具体的な事業スキームごとに実証方法を調整する。FIPと自己託送のスキームそれぞれで、昨年度の実証結果や想定される運用中の課題を踏まえ、評価すべき発電予測タイミングを設定した。

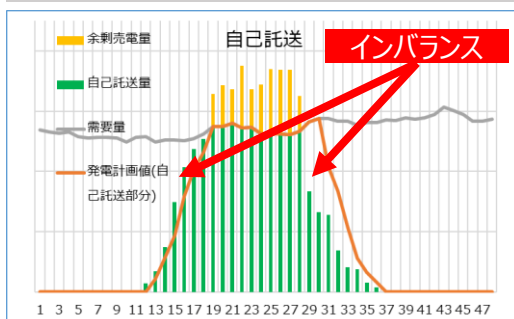
FIP



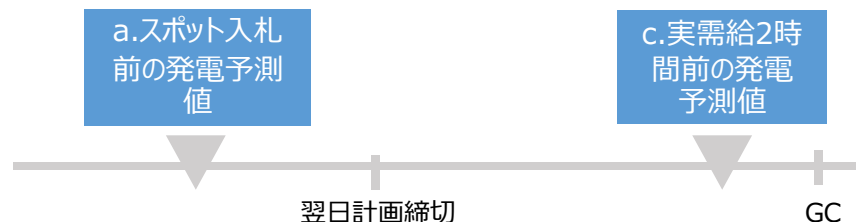
蓄電池併設型のFIP発電所は、市場価格の高い時間帯に放電を行うが、放電の後半のコマで計画値と実績値の乖離により不足インバランスが発生しやすかった。(昨年度実証結果より)



自己託送



自己託送用の発電所は、需要家用の発電BGで管理していくことから高い均し効果は見込めず、発電計画・需要計画双方を提出する必要があることから、インバランスの低減が一層求められる。(本実証では発電計画におけるインバランスのみ集計)



実証概要（共通実証）

①インバランスの低減

蓄電池の制御によりインバランスをゼロに近づけることを目標とした。After①の段階で発電予測精度を高める必要があるため、はじめに昨年度の実証の課題を踏まえて、発電予測モデルの改善を試みた。

	After①蓄電池なし	After②蓄電池あり
After①② 考え方	<ul style="list-style-type: none"> ・予測モデル、バイアス追加による精度の変化 ・発電予測タイミングによる精度の変化 ・均し効果の高い発電地点の組み合わせを比較分析して最も精度の高い発電予測手法を用いて評価することとする。 	After①の発電予測値を参考に蓄電池の充放電計画を作成する。ここではインバランス量の適正值を見極める実証を行う。

評価単位	A	C	E	J	G	K	Q	
評価期間	Before	1カ月間	-	-	昨年度	2週間	1カ月間	3週間
	After①	1カ月間	1日間	2日間	1か月間	2週間	1か月間	3週間
	After②	-	1日間	2日間	1か月間	-	-	-
コマ数	48コマ							
エリア	四国	四国	四国	四国	関西	中部	東京	

	Before	After①蓄電池なし	After②蓄電池あり
計画発電量	実証を行う以前の発電予測値	c.実需給4.5時間前の発電予測値	c.実需給4.5時間前の発電予測値をもとにした充放電計画
実発電量	蓄電池なしの発電実績値	蓄電池ありの発電実績値	

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
--------------	--

①インバランスの低減

発電予測精度の向上

本実証では、従来モデルと実証協力者提供のAIモデルの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。また発電地点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・バイアス追加による精度の変化	予測タイミングによる精度の変化	均し効果の高い発電地点の組み合わせ										
評価条件	<ul style="list-style-type: none"> 従来モデル AIモデル 	<ul style="list-style-type: none"> 前日7時30分 前日11時 当日4.5時間前 	<ul style="list-style-type: none"> 1発電地点 2発電地点 …8発電地点 										
評価指標	<p>➤ 二乗平均誤差率(%) :</p> $nRMSE = 1 - \frac{1}{P_{nominal}} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (Prev_k - Obs_k)^2}$ <table border="1" data-bbox="285 975 898 1222"> <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> <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>			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)
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)												

①インバランスの低減



■ 発電予測値の対象・更新頻度

AI発電予測システムでは、実証協力者のもと各発電所における72時間後までの発電量予測の生成と30分ごとの更新がされている。

現状、毎週実績データの追加更新を手動で行い精度の向上を図っているが、今後はこの作業を自動化し、さらに実績データ追加更新の頻度を高めることによる発電予測精度を上げる。また、連系直後においては過去実績データがなくとも、個別の発電所情報をもとに精度の高い発電予測が可能である。

予測対象	発電所評価単位ごと
予測内容	72時間先までの発電量
更新頻度	30分毎

1. 予測モデルの評価

5つの評価単位に対して、前日7:30の時点での従来モデル・今年度のAIモデルそれぞれの予測値と実績の誤差評価を行った。
※発電所G、K、Qに対して、昨年度実証対象ではないため、AI予測値を用いなかった場合の従来予測値を用いることとする。

評価単位	期間	評価指標	Before 従来モデル	After① AIモデル
昨年度 実証対象	A	nRMSE	19.12%	13.13%
	J		10.73%	11.47%
	G		15.24%※	9.30%
	K		11.09%※	8.37%
	Q		13.07%※	9.24%

当AI発電予測システムは、実績データ更新後、それを基にした発電予測値の生成が**短時間で**可能なため、随時学習データの蓄積を行い発電予測精度の向上を図った。その結果、J発電所を除く発電所において短期間であっても、Before 従来モデルを上回る発電予測精度を記録した。発電所Jにおいては、低圧で発電所Qのように均し効果がないこと等の原因により、当期間においてBefore 従来モデルを上回る発電予測精度の向上はなかったが、引き続き学習データを蓄積し、精度の向上を図る。

①インバランスの低減

After①発電予測精度の向上

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

After②
蓄電池による制御

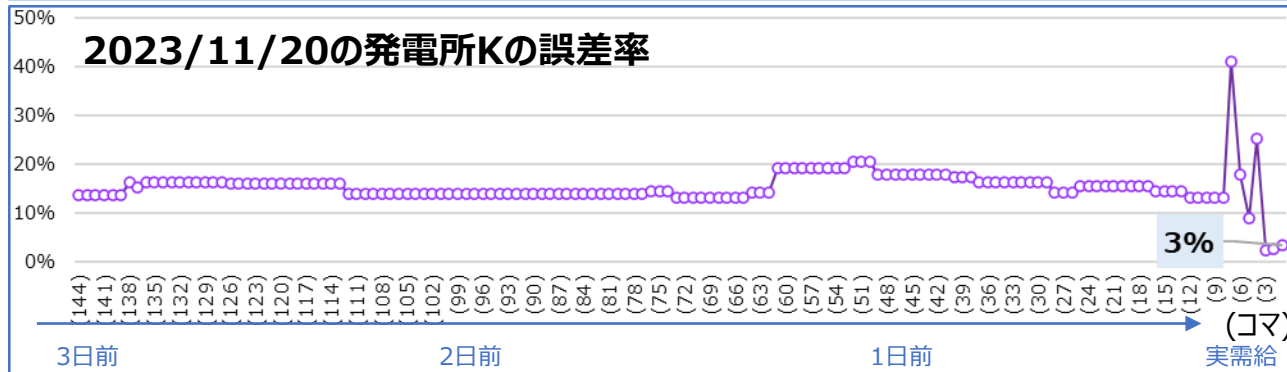
2. 予測タイミングの評価

予測モデルの評価の結果、After①AI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。
※括弧中は昨年度の結果

対象	期間	評価指標	前日7:30	前日11:00	当日4.5時間前
A	2023/11/16~2023/12/15	nRMSE	13.13%	13.44%	13.42%
J	2024/2/2~2024/3/3		11.47% (※10.73%)	11.65% (※10.40%)	9.77% (※10.25%)
G	2023/11/16~2023/11/30		9.30%	9.00%	8.67%
K	2023/11/16~2023/12/15		8.37%	8.33%	7.74%
Q	2024/1/26~2024/2/26		9.24%	8.84%	5.69%

昨年度
実証対象

最も誤差が小さかったのは発電所Qの実需給4.5時間前で5.95%であった。理由としては、複数発電所を束ねることによる均し効果が大きいとみている。Aを除くすべての対象の発電予測精度が高くなった。また、Aを除き実需給コマに近づけば近づくほど発電予測精度は高くなった。Aについては、予測精度が低下したというよりはあくまで誤差の範囲内であり、特に予測精度としては変化がなかったといえる。今後、向上のために引き続き学習データの蓄積を継続する。



7コマ前から動きが激しくなるが、最終的には高い予測精度に落ち着く傾向がある。

予測誤差率
= インバランス/発電実績/PCS*100%

①インバランスの低減

After①発電予測精度の向上

予測モデルの評価

予測タイミングの評価

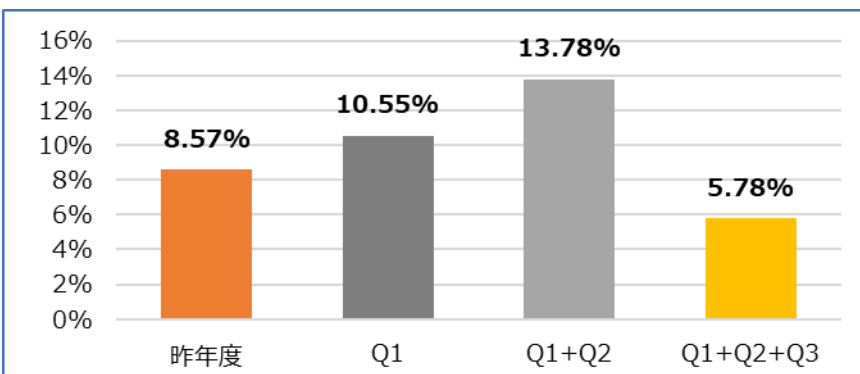
均し効果の評価

After②
蓄電池による制御

3. 均し効果の評価 結果

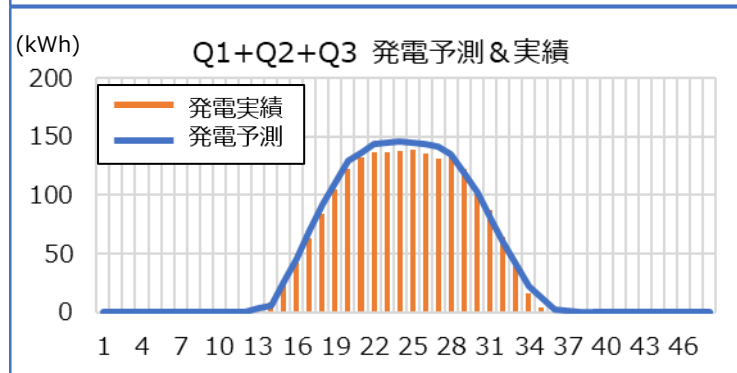
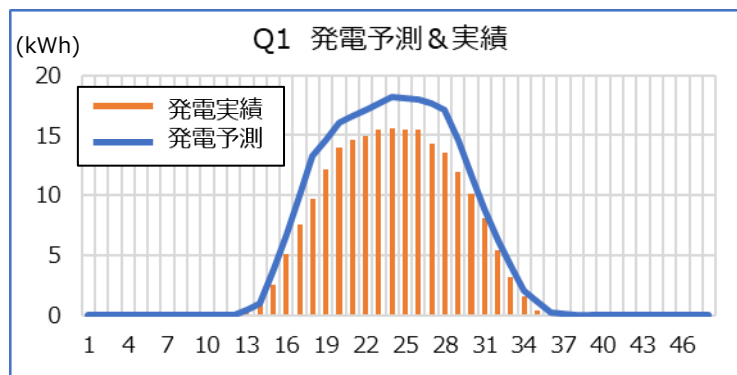
昨年度実証

発電所単位	PCS計(kW)	予測誤差率
①	49.5	16.55%
①+②	202.95	13.10%
①+②+③	252.45	11.10%
①+②+③+④	296.74	9.22%
①+②+③+④+⑤	544.24	8.57%



今年度実証

発電所単位	PCS計(kW)	nRMSE
Q1	49.5	10.55%
Q1+Q2	148.5	13.78%
Q1+Q2+Q3	396	5.78%

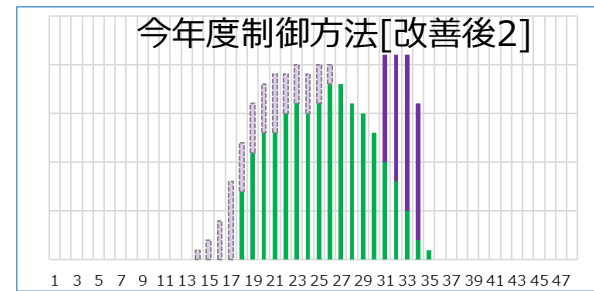
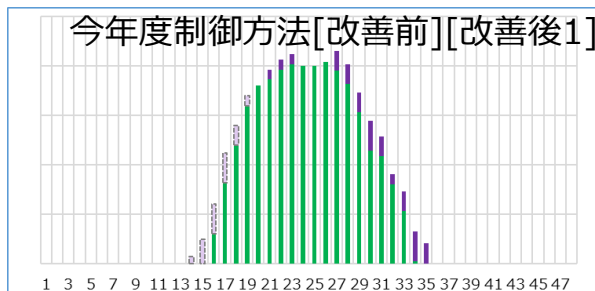
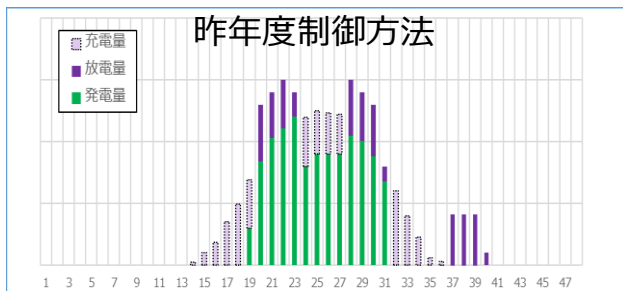
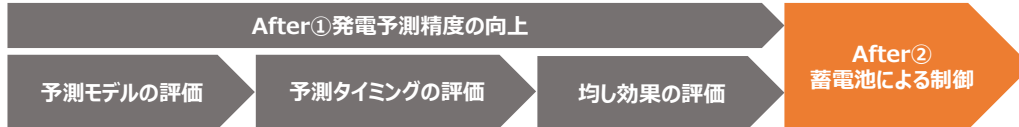


Q1とQ1~Q3の平均予測と実績をグラフで示した通り、Q1のnRMSEが10.55%だったのに対して、Q1~Q3のnRMSEは5.78%になったことから、均し効果があることを確認できた。

また、昨年度の8.57%と比較して、今年度の発電予測精度が向上することを評価できる。

①インバランスの低減

■蓄電池による制御方法



日の出、日の入の時間帯に充電するとともに、2時間ごとに充電から放電へと変えていくことで小さい容量の蓄電池で制御するよう努めた。

[改善前] 30分毎に最新の予測値 + 補正を反映、蓄電池残量分**4.5時間先**に放電

[改善後2] 不足インバランス回避のため、午前中に蓄電池の残量が半分に達するまで充電、日の入までに残量ゼロになるように放電するように変更

[改善後1] 不足インバランス回避のため、**1.5時間先**に放電するように変更

■結果

発電所J	After①蓄電池なし		Before蓄電池あり [昨年度結果]		After②蓄電池あり [改善前]		After②蓄電池あり [改善後1]		After②蓄電池あり [改善後2]	
	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%
余剰IB	13.33	10.13%	2.87	2.65%	0.00	0.00%	0.30	0.23%	0.00	0.00%
不足IB	34.67	24.06%	6.00	12.13%	12.50	23.36%	43.00	30.07%	0.00	0.00%
対象日数	30日		15日		3日		3日		1日	

発電所E	After①蓄電池なし		After②蓄電池あり [改善後2]	
	kWh	%	kWh	%
余剰IB	161.00	14.14%	0.00	0.00%
不足IB	26.00	2.28%	0.00	0.00%
対象日数	1日		1日	

発電所C	After①蓄電池なし		After②蓄電池あり [改善後2]	
	kWh	%	kWh	%
余剰IB	16.00	0.38%	0.00	0.00%
不足IB	1756.50	42.23%	323.50	12.36%
対象日数	2日		2日	

実証概要 (共通実証)

①インバランスの低減

発電所J

2023/1/26

Before

	kWh	%
余剰IB	3	1.89%
不足IB	2	1.45%

2024/2/22

After②[改善前]

	kWh	%
余剰IB	0	0%
不足IB	15	30.61%

2024/3/7

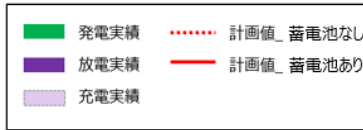
After②[改善後1]

	kWh	%
余剰IB	1	0.35%
不足IB	62	21.95%

2024/3/14

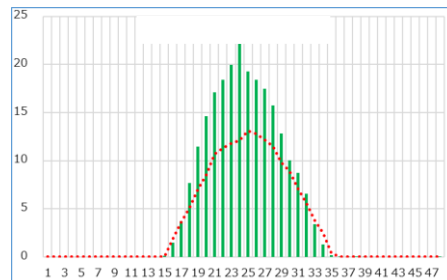
After②[改善後2]

	kWh	%
余剰IB	0	0%
不足IB	0	0%

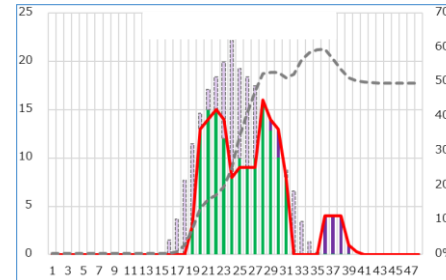


After②
蓄電池による制御

蓄電池なし



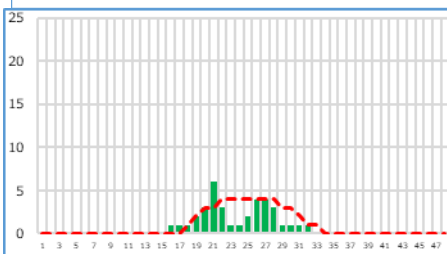
蓄電池あり



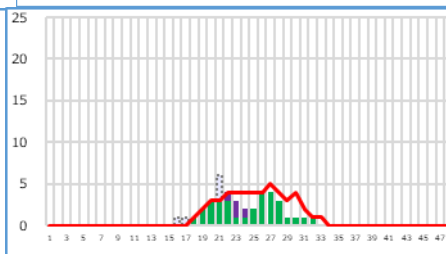
発電予測 < 発電実績となり、発電時間帯に放電をできず、蓄電池残量はすべて日の入後に放電を行った。

充電時間を短縮するために、より発電精度を高める必要がある。

蓄電池なし

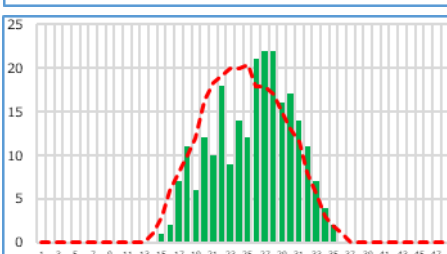


蓄電池あり

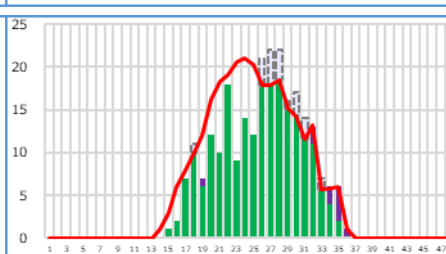


30分毎に最新の予測値 + バイアスを反映して、蓄電池残量分4.5時間先にすべて放電、その間に発電計画変更できなかったため、不足インバランスが発生した。

蓄電池なし

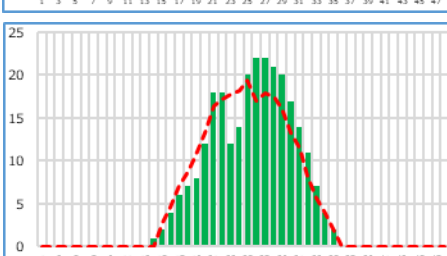


蓄電池あり

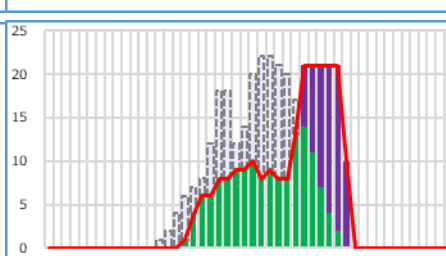


不足インバランス回避のため、1.5時間先にすべて放電するように変更したが、午前中に天気不安定で発電量が低く、不足インバランスが発生した。

蓄電池なし



蓄電池あり



午前中に天候の変化の影響を最大限に減らすため、発電計画値を少なめに設定し、充電を行った。その後、残量が蓄電池容量の半分以上を超えてから、30分毎に1.5時間先に放電を行った。その結果、インバランスを発生せず、回避できることを確認した。

実証概要（共通実証）

①インバランスの低減

SII定義の共通評価指標に基づいた評価結果

発電所A			最終の共通実証リソース	Before	After①				After②			
インバランス回避評価結果					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
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) 11月~12月	余剰インバランス結果(kWh/年)	10,645	-	-	-	3,848	-	-	-	-
			利用可能な平均出力(kW)	249.9	-	-	-	249.9	-	-	-	-
		不足インバランス(1年当り) 11月~12月	不足インバランス結果(kWh/年)	139,934	-	-	-	145,666	-	-	-	-
			利用可能な平均出力(kW)	249.9	-	-	-	249.9	-	-	-	-
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り) 11月~12月	余剰インバランス比率(%/年)	3.49	-	-	-	1.21	-	-	-	-
			利用可能な平均出力(kW)	249.9	-	-	-	249.9	-	-	-	-
		不足インバランス(1年当り) 11月~12月	不足インバランス比率(%/年)	45.82	-	-	-	45.81	-	-	-	-
			利用可能な平均出力(kW)	249.9	-	-	-	249.9	-	-	-	-

発電所J			最終の共通実証リソース	Before	After①				After②			
インバランス回避評価結果					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
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) 2月~3月	余剰インバランス結果(kWh/年)	4,062	-	-	-	9,270	-	-	-	0
			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年当り) 2月~3月	不足インバランス結果(kWh/年)	34,145	-	-	-	11,332	-	-	-	0
			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年当り) 2月~3月	余剰インバランス比率(%/年)	4.48	-	-	-	14.82	-	-	-	0
			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年当り) 2月~3月	不足インバランス比率(%/年)	37.70	-	-	-	18.11	-	-	-	0
			利用可能な平均出力(kW)	49.5	-	-	-	49.5	-	-	-	49.5

実証概要 (共通実証)

① インバランスの低減

SII定義の共通評価指標に基づいた評価結果

発電所C			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				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) 5月	余剰インバランス結果 (kWh/年)	-	-	-	58,765	-	-	-	0
			利用可能な平均出力 (kW)	-	-	-	125	-	-	-	125
		不足インバランス (1年当り) 5月	不足インバランス結果 (kWh/年)	-	-	-	9,490	-	-	-	0
			利用可能な平均出力 (kW)	-	-	-	125	-	-	-	125
	・インバランス量比率 (%)	余剰インバランス (1年当り) 5月	余剰インバランス比率 (%/年)	-	-	-	14.27	-	-	-	0
			利用可能な平均出力 (kW)	-	-	-	125	-	-	-	125
不足インバランス (1年当り) 5月		不足インバランス比率 (%/年)	-	-	-	2.31	-	-	-	0	
		利用可能な平均出力 (kW)	-	-	-	125	-	-	-	125	

発電所E			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				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) 4月	余剰インバランス結果 (kWh/年)	-	-	-	5,840	-	-	-	0
			利用可能な平均出力 (kW)	-	-	-	249.9	-	-	-	249.9
		不足インバランス (1年当り) 4月	不足インバランス結果 (kWh/年)	-	-	-	641,123	-	-	-	118,078
			利用可能な平均出力 (kW)	-	-	-	249.9	-	-	-	249.9
	・インバランス量比率 (%)	余剰インバランス (1年当り) 4月	余剰インバランス比率 (%/年)	-	-	-	0.38	-	-	-	0
			利用可能な平均出力 (kW)	-	-	-	249.9	-	-	-	249.9
不足インバランス (1年当り) 4月		不足インバランス比率 (%/年)	-	-	-	42.24	-	-	-	12.36	
		利用可能な平均出力 (kW)	-	-	-	249.9	-	-	-	249.9	

実証概要（共通実証）

①インバランスの低減

SII定義の共通評価指標に基づいた評価結果

発電所G			最終の共通実証リソース	Before	After①				After②			
インバランス回避評価結果					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
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) 11月	余剰インバランス結果(kWh/年)	1,509	-	-	-	1,326	-	-	-	-
			利用可能な平均出力(kW)	200	-	-	-	200	-	-	-	-
		不足インバランス(1年当り) 11月	不足インバランス結果(kWh/年)	144,589	-	-	-	84,045	-	-	-	-
			利用可能な平均出力(kW)	200	-	-	-	200	-	-	-	-
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り) 11月	余剰インバランス比率(%/年)	0.61	-	-	-	0.70	-	-	-	-
			利用可能な平均出力(kW)	200	-	-	-	200	-	-	-	-
		不足インバランス(1年当り) 11月	不足インバランス比率(%/年)	57.99	-	-	-	44.47	-	-	-	-
			利用可能な平均出力(kW)	200	-	-	-	200	-	-	-	-

発電所K			最終の共通実証リソース	Before	After①				After②			
インバランス回避評価結果					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
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) 11月~12月	余剰インバランス結果(kWh/年)	211,670	-	-	-	70,197	-	-	-	-
			利用可能な平均出力(kW)	749.9	-	-	-	749.9	-	-	-	-
		不足インバランス(1年当り) 11月~12月	不足インバランス結果(kWh/年)	150,602	-	-	-	150,808	-	-	-	-
			利用可能な平均出力(kW)	749.9	-	-	-	749.9	-	-	-	-
	・インバランス量比率(%)	余剰インバランス(1年当り) 11月~12月	余剰インバランス比率(%/年)	22.52	-	-	-	6.49	-	-	-	-
			利用可能な平均出力(kW)	749.9	-	-	-	749.9	-	-	-	-
		不足インバランス(1年当り) 11月~12月	不足インバランス比率(%/年)	16.02	-	-	-	13.94	-	-	-	-
			利用可能な平均出力(kW)	749.9	-	-	-	749.9	-	-	-	-

①インバランスの低減

SII定義の共通評価指標に基づいた評価結果

発電所Q				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	11			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) 2月~3月	余剰インバランス結果 (kWh/年)	188,113	-	-	-	30,882	-	-	-	-	
			利用可能な平均出力 (kW)	396	-	-	-	396	-	-	-	-	
		不足インバランス (1年当り) 2月~3月	不足インバランス結果 (kWh/年)	67,490	-	-	-	64,429	-	-	-	-	-
			利用可能な平均出力 (kW)	396	-	-	-	396	-	-	-	-	-
	・インバランス量比率 (%)	余剰インバランス (1年当り) 2月~3月	余剰インバランス比率 (%/年)	31.57	-	-	-	4.12	-	-	-	-	
			利用可能な平均出力 (kW)	396	-	-	-	396	-	-	-	-	
		不足インバランス (1年当り) 2月~3月	不足インバランス比率 (%/年)	11.33	-	-	-	8.59	-	-	-	-	
			利用可能な平均出力 (kW)	396	-	-	-	396	-	-	-	-	

①インバランスの低減

今年度の課題とその対策

①予測精度の向上	
課題	<ul style="list-style-type: none"> 前年度より、発電予測精度向上の実証を行ってきたが朝夕、雨天時の発電予測値と実績値にばらつきが多く発生していたため、データ分析を行った結果、日射量が高いとバラツキが減少し、日射量が低いほど分散傾向が大きくなることが判明し、今回はシステムに二つの補正機能を追加し予測精度の向上を試みたがサンプル数が少なく高精度のマッチングができなかった
対策	<ul style="list-style-type: none"> BGごとに設定可能な補正值の精度を高めるため、高圧発電所を中心に補正実績のデータ収集を実施、毎月分析を行う。 1年後、各発電所毎に月毎の補正值データベース化を実施する。 月ごとの補正值が自動で設定されるようシステム改修を行う。
②蓄電池制御によるインバランス低減	
課題	<ul style="list-style-type: none"> 前年度は低圧発電所での実証だったため、規模感が小さく、収益性向上のための充電量を確保しながら、インバランス低減の部分の充放電容量の割合と充放電のタイミング構築が出来ていない。
対策	<ul style="list-style-type: none"> 基本的には市場売電は50kWh単位のため、蓄電池での放電をこの単位にそろえて新たな計画方法を構築する。 今後、蓄電池併設の高圧発電所を用いての、発電所単独でのインバランス実証が終了した後、同エリア内の発電所群を1BGとし、運用方法の大規模化を図る。
③発電計画システムの対応	
課題	<ul style="list-style-type: none"> 昨年度よりの継続となるが蓄電池内の最終電力残量の処理方法の確立が出来ていない
対策	<ul style="list-style-type: none"> 基本的には市場での売電目的であり放電量は50kWh単位での運用となる。 今後、蓄電池併設の高圧発電所を用いて、50kWh単位での充放電処理の確立を図る。
④発電予測システム導入の経済性	
課題	<ul style="list-style-type: none"> BG内で運用する発電所数の増加による予測精度向上（均し効果）は見られるものの、それに見合った予測データ提供の料金体系になっていない。対象発電所の容量合計(kW)に応じたサービス費用となっている。
対策	<ul style="list-style-type: none"> 予測データ提供事業者によって料金体系は異なるが、例えば発電所数の増加により参照する気象情報の地点数を減らすことが出来れば、サービス費用は下がるものと考えられる。予測精度の向上のためにサービス費用が増加すれば経済性はないので、引き続き発電事業者・アグリゲーターにとって適切な料金体系を提案していく。

②収益性の向上

FIP収入の最大化のためには、精度の高い発電予測をベースに、30分コマ毎により高い価格の市場に販売していく必要がある。本実証に向けては実証協力者のもと、AIによる市場価格予測システムを開発、改善してきた。

蓄電池がない状態では、前年度の実証のロジックと今年度のAI市場価格予測システムの価格予測の精度を比較検証する。

蓄電池の導入後は単価の高い時間帯にピークシフトが可能となるため、収入は向上すると考えられ、蓄電池導入メリットの検証を行う。

さらに、調整市場の三次調整力②参入による蓄電池導入メリットの拡大も議論する。

評価単位	A	C
評価期間	3週間	1日間
基準価格	10円	10円

	Before	After①蓄電池なし	After②蓄電池あり
計画値	昨年度と同じように前日あるいは前週の単価を参照する	共通実証①で検討した発電予測手法に基づいて計画を立てる	After①の発電予測値を参考に蓄電池の充放電計画を作成する
販売先		スポット市場、時間前市場の単価の高い方	スポット市場、時間前市場、需給調整市場の単価の高い方

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)	➤ 売電収入												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>パターン</th> <th>単価</th> <th>売電先の市場</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) AIが予測するFIP収入の期待値</td> <td>AI予測値</td> <td>AI予測により最も高かった市場</td> </tr> <tr> <td>(2) AIの予測した結果得られたFIP収入の実績値</td> <td>実績</td> <td>AI予測により最も高かった市場</td> </tr> <tr> <td>(3) AIの予測が100%的中していた場合のFIP収入の実績値</td> <td>実績</td> <td>実際に最も高かった市場</td> </tr> </tbody> </table>	パターン	単価	売電先の市場	(1) AIが予測するFIP収入の期待値	AI予測値	AI予測により最も高かった市場	(2) AIの予測した結果得られたFIP収入の実績値	実績	AI予測により最も高かった市場	(3) AIの予測が100%的中していた場合のFIP収入の実績値	実績	実際に最も高かった市場
	パターン	単価	売電先の市場										
	(1) AIが予測するFIP収入の期待値	AI予測値	AI予測により最も高かった市場										
	(2) AIの予測した結果得られたFIP収入の実績値	実績	AI予測により最も高かった市場										
(3) AIの予測が100%的中していた場合のFIP収入の実績値	実績	実際に最も高かった市場											
販売先は、スポット市場、時間前市場に加え、調整市場三次調整力②も含める。													
ただし、調整市場のアセスメントを考慮した短周期での実績取得・確認は行わないものとする。													

②収益性の向上

昨年度の課題とその対策

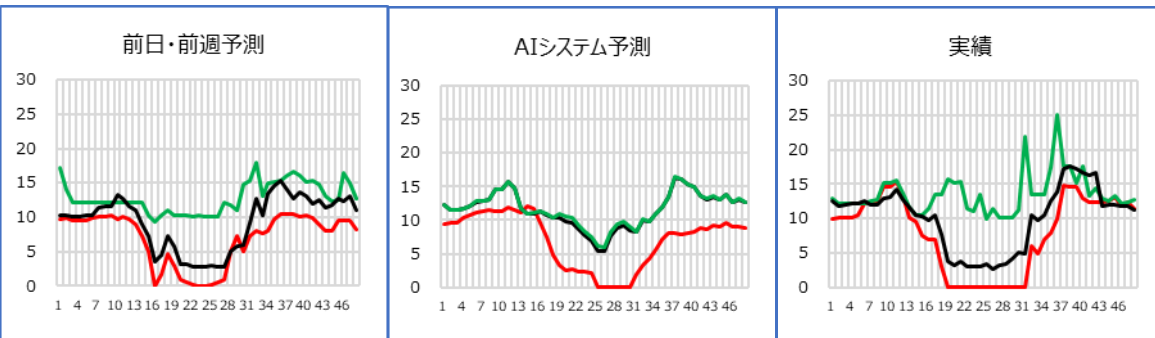
①発電予測精度によるインバランス	
課題	<ul style="list-style-type: none"> 実証期間中の発電予測精度は新モデルのAIモデルで対応しているが、データの更新が短期間で行っているため、求められる精度には達していない。
対策	<ul style="list-style-type: none"> 今年度の共通実証①を経て、求められる発電予測精度に達したと判断している。
②充放電間のインバランス	
課題	<ul style="list-style-type: none"> 昨年度は充電領域、放電領域を設定したが、15:00までを充電領域とした場合の課題は以下の通り。 <ul style="list-style-type: none"> 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。 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。
対策	<ul style="list-style-type: none"> 収益性の向上のためAI市場価格予測システムによる市場価格の安いコマから充電、高いコマに放電を行うという方式をとり充放電の時間帯設定をなくした。 発電量予測に対するAI市場価格予測による充放電計画では、発電予測に対して発電実績が不足することにより放電計画に最低限必要な充電量とならない可能性があるため、今後も継続して発電予測精度の向上を図る。
③最終放電コマのインバランス	
課題	<ul style="list-style-type: none"> スポット市場での販売を前提に計画を作成した場合、最終コマでの充電量が正確でないため、インバランスが発生する。
対策	<ul style="list-style-type: none"> 発電予測精度向上に伴い、当日実績を踏まえた充放電計画の修正はあまり意味は成さなくなってきたが、時間前市場の単価予測が可能となったことで、最終的に蓄電池残量を読み取り、時間前市場の単価が高いコマでの放電ができるシステム改修を目指す。

②収益性の向上

発電所C (2024/5/5)

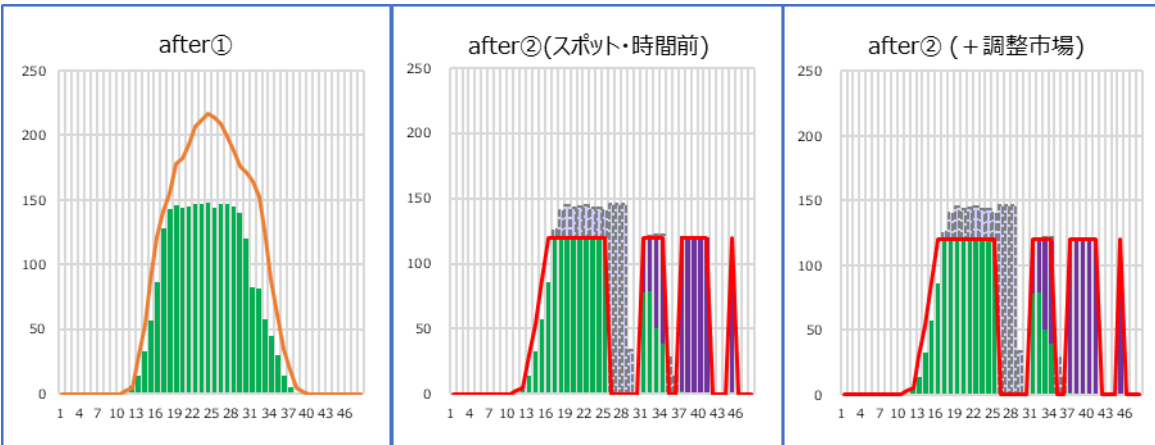
■ 市場価格

— スポット — 時間前 — 三次②



■ 発電計画と発電・充放電実績

— 発電予測 — 発電量
— 発電計画 — 放電量
— 充電量



■ 結果 (スポット・時間前市場) (円)

項目	Before	After①	After②
売電収入	41,811	23,521	35,044
プレミアム収入	41,043	24,359	23,494
インバラ料金損失	-11,035	-11,035	-1,334
FIPとしての収入額	71,819	36,844	57,204
FIPとしての収入単価	20.0	10.3	15.9
FIT単価を適用した場合の収益	35,890	25,020	24,590

■ 結果 (+調整市場)

売電収入		35,673
FIPとしての収入額		57,833
FIPとしての収入単価		16.1

改善点：蓄電池容量を増やす。14時の時点でSOCが100%に達し、計226kWhを捨てることになってしまった。

②では蓄電池を活用することにより①と比較して収入単価は5.00円/kWh増加した。

さらに需給調整市場三次調整力②に入札を行ったことで収入額が1kWhあたりでみると0.20円/kWh増加した。

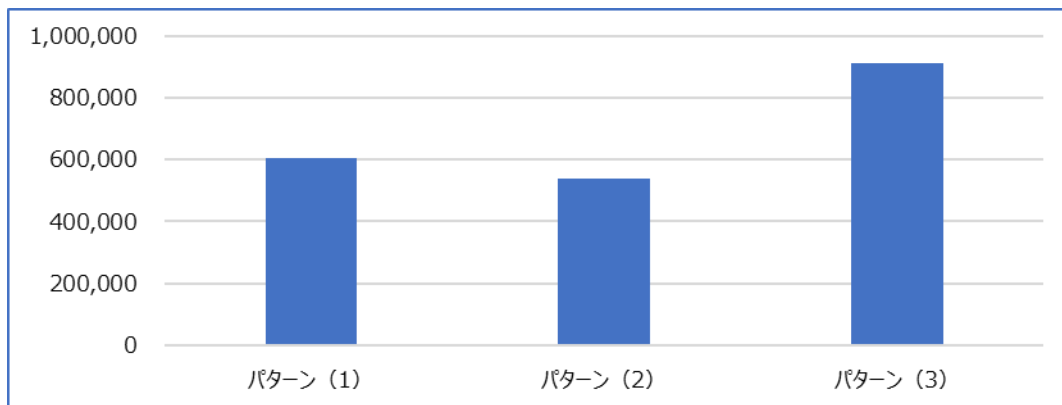
②収益性の向上

■市場価格予測の精度検証

以下の3つのパターンで売電収入/FIP収入を計算し、市場価格予測の精度を収益の観点から検証する。

パターン	単価	売電先の市場
(1) AIが予測するFIP収入の期待値	AI予測値	AI予測により最も高かった市場
(2) AIの予測した結果得られたFIP収入の実績値	実績	AI予測により最も高かった市場
(3) AIの予測が100%的中していた場合のFIP収入の実績値	実績	実際に最も高かった市場

■実証期間中におけるパターン別売電収入の比較



パターン	売電収入	達成度
(1)	603,097 円	66%
(2)	539,216 円	59%
(3)	912,288 円	100%

(1)と(2)の比較では、AI市場価格予測システムの予測値は実績に比べて高いことが分かった。このとき[AI予測により最も高かった市場]は同じだが、計算する単価が予測値のほうが高かったため (1) > (2) という結果となった。

(3)が高い理由として、(1)と(2)の比較で予測値のほうが若干高いことが分かったが、それでも[実際に最も高かった市場]を精度よく選択し販売することが最も収益性を高めることができると改めて分かった。

そのため、単価そのものの予測精度も大切だが、最安値、最高値、その次の安値高値…など、価格カーブのトレンドに追従するような予測精度が求められる。

②収益性の向上

■市場価格予測の精度検証結果

市場価格予測精度の評価指標として、WAPE（重み付き絶対誤差率）を用いる。

「最良の選択をした場合の収益の合計」を分母、「最良の選択と、AIによる選択の収益の差の合計」を分子に置いた数値であり、AIが最良の選択をし続けた場合、WAPEは0%となる。

$$WAPE = \frac{\sum_{i,t} |y_{i,t} - \hat{y}_{i,t}|}{\sum_{i,t} |y_{i,t}|}$$

$y_{i,t}$ - ポイント (i,t) での観測値

$\hat{y}_{i,t}$ - ポイント (i,t) での予測値

スポット市場	最高値予測	最安値予測	プライス予測
改善前結果	4.69%	60.22%	20.9%
改善後結果	2.49%	58.92%	20.6%

最高値予測の精度が特に高い。日次単価水準の予測時に参照する期間を7日間から14日間に延長するハイパーパラメータ調整を行ったことで予測精度の向上が見られた。

時間前市場	最高値予測	最安値予測	プライス予測
結果	8.9%	21.0%	16.1%
コマ内の変動を考慮した場合	9.8%	1090.2%	17.2% / 40.4% (高値 / 安値)

平均単価の予測に対しては一定の精度を発揮した。ただし、コマ内の変動を考慮した場合の精度には課題があり、特に30分コマの一次的にでも0.01円となるコマの予測は難しい（誤差率が1090%と大きな値を取る）。スポット市場の単価を参照して予測するモデルを作成したものの、精度向上にはつながらなかった。

三次調整力②ΔkW	最高値予測	最安値予測	プライス予測
改善前結果	34.5%	—	134.7%
改善後結果	31.9%	—	110.8%

「平均落札価格（電源属地別）」の分析についての結果。AIはすべてのブロックにおいて満遍なくプライス予測精度を向上することが可能。改善後は、エリア毎に参照する直近データの日数を変更することで精度が向上することを確認した。

②収益性の向上

SII定義の共通評価指標に基づいた評価結果

※対象期間は1年未満であるが、収入額の結果は1年分に換算している。

発電所A

			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			1					
評価指標	・FIPとしての収入額(円) 2月～3月	収入額結果 (円/年)	-	-	-	7,670,615	-	-	-	8,851,627	-
		利用可能な平均出力 (kW)	249.9	-	-	249.9	-	-	-	249.9	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh) 2月～3月	収入単価結果 (円/kWh) (1年)		-	-	21.74	-	-	-	25.09	-
		利用可能な平均出力 (kW)	249.9	-	-	249.9	-	-	-	249.9	-

発電所C

			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			1					
評価指標	・FIPとしての収入額(円) 5月	収入額結果 (円/年)	-	-	-	13,448,128	-	-	-	20,879,449	-
		利用可能な平均出力 (kW)	249.9	-	-	249.9	-	-	-	249.9	-
	・FIPとしての収入単価(円/kWh) 5月	収入単価結果 (円/kWh) (1年)		-	-	10.27	-	-	-	15.94	-
		利用可能な平均出力 (kW)	249.9	-	-	249.9	-	-	-	249.9	-

②収益性の向上

今年度の課題とその対策

①市場価格予測精度の向上																	
課題	<ul style="list-style-type: none"> 昨年度はスポット市場の前日価格を参照して価格予測を行っていたが、今回は調整市場参入を見据え新たに価格予測システムの導入を行った。実績値と、AIの予測が100%的中していた場合のFIP収入とのずれが大きく、価格予測精度の向上が求められる。 																
対策	<ul style="list-style-type: none"> スポット市場予測：気象情報の活用、特にエリアの日射量の取得による精度向上を実施する。 時間前市場予測：スポット市場との連動性を適切に捉えた改善モデルの開発を行う。 現在予測にインプットするデータを、常に直近の実績値とし予測値の更新をできる仕組みに変えていく。 																
②時間前市場を販売先とした際の市場価格・発電予測タイミング																	
課題	<ul style="list-style-type: none"> 時間前市場を販売先とする際、c(4.5時間前)のタイミングでAI市場価格予測システムより単価情報を取り込むことが最適かどうか 																
対策	<ul style="list-style-type: none"> 実需給コマに近づけば近づくほど予測精度は上がるが、約定可能性は低くなる特性がある。それに対して30分毎の発電予測精度、時間前市場GCから何コマ前までが約定可能性が高いかを引き続き検証し総合的な観点から最適なタイミングを決定する。 																
③アグリゲーションロジックによる最適な充放電計画と販売先の決定																	
課題	<ul style="list-style-type: none"> 現時点でのロジックをもとに市場価格予測値、発電予測値を参考とした充放電計画・販売先市場の決定を行っている。最大収益を獲得するためにさらにロジックを更新し最適化していくことが必要。 																
対策	<ul style="list-style-type: none"> 引き続き同じ形でケーススタディを繰り返す。様々な事例や結果から学び改善を図る。 																
④収益最大化となる設備仕様の検討																	
課題	<ul style="list-style-type: none"> 今年度の実証では、蓄電池併設の発電所実機が少なく、AC容量、DC容量、蓄電池容量の適正値を検討することができなかった。 																
対策	<ul style="list-style-type: none"> 特に高圧の発電所CとEは過積載率が高いため、日射量が多い場合に、午前中の早い段階で蓄電池が満充電となり、蓄電池を有効に活用できているとは言えない。この場合、蓄電池の容量を増やすか、過積載率が低くなるようにパワーコンディショナーの増設を実施すべきである。 過積載率・蓄電池容量の様々な組み合わせで検証を重ね（バーチャルでも実施可能）蓄電池併設太陽光発電所において初期投資と市場販売のバランスを見だし最適な経済性を持った設備仕様を標準化する。 	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>発電所C</th> <th>発電所E</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>AC容量</td> <td>249.9</td> <td>125</td> </tr> <tr> <td>DC容量</td> <td>622</td> <td>223</td> </tr> <tr> <td>過積載率</td> <td>249%</td> <td>178%</td> </tr> <tr> <td>蓄電池容量</td> <td>663</td> <td>442</td> </tr> </tbody> </table>		発電所C	発電所E	AC容量	249.9	125	DC容量	622	223	過積載率	249%	178%	蓄電池容量	663	442
	発電所C	発電所E															
AC容量	249.9	125															
DC容量	622	223															
過積載率	249%	178%															
蓄電池容量	663	442															

①小売向け相対電源の確保

燃料価格の影響を受けにくい太陽光発電所に蓄電池を併設することによって、小売電気事業者向けの相対電源として販売することを目的に課題を整理した上で、その量や時間帯によってパターンを作成し、経済性の評価を行う。

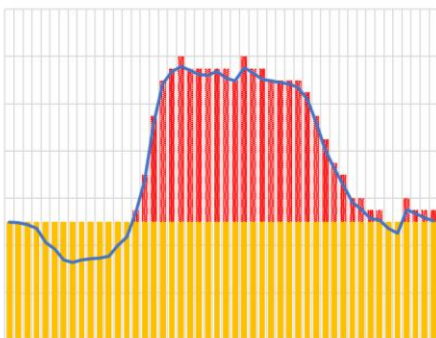
評価単位	A, J
評価期間	1か月単位

評価指標
(独自)

- スポット市場調達金額(円)：スポット市場単価×時間前調達量
 - 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

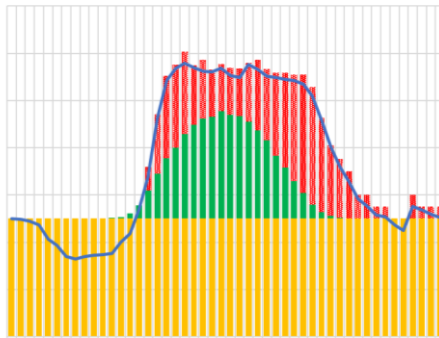
■比較対象

- 相対ベース電源
- 発電予測
- 放電量
- 発電計画
- 充電量
- スポット調達
- スポット単価
- 需要予測



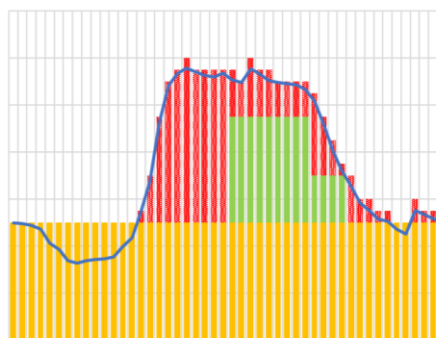
■ 初期段階

ベースで相対電源を確保しているが、需要量の全量をカバー出来ず、残りはスポット市場で調達している。



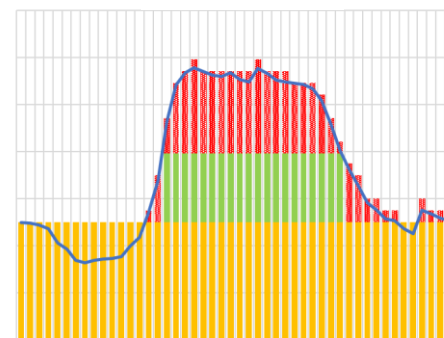
■ 太陽光導入段階

太陽光を導入するが、天候によって調達量変動する。



■ 蓄電池充放電後

パターン①
午後の時間に需要量を超えない最大のkWで放電を行うように充放電計画を立てる。



■ 蓄電池充放電後

パターン②
なるべく長時間に渡って放電を行うように充放電計画を立てる。

■前提、評価単位と実証レベル

発電側：充放電制御の対象とするのは発電所Jのみである（レベル4）。

B～Fが稼働したことを想定して、Aの実績をPCS容量に合わせて仮想的に拡大しPV実績を作った上で、充放電の結果はJの動きと合わせて仮想的に拡大した（レベル2）。

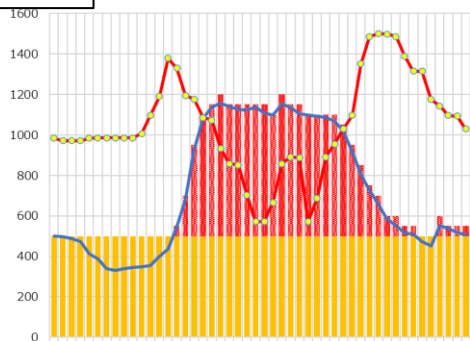
需要側：複数需要家の平日の需要量を想定した

①小売向け相対電源の確保

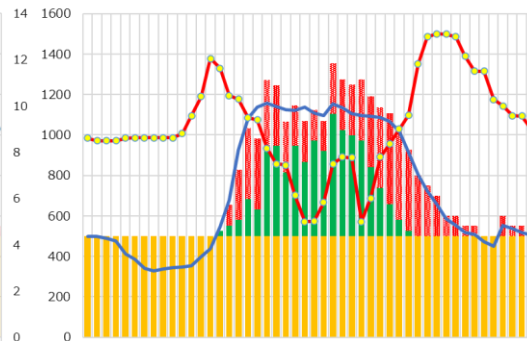
パターン①(2024/2/27)

- 相対ベース電源
- 放電量
- 充電量
- スポット単価
- 発電量
- スポット調達
- 需要予測
- 発電予測
- 発電計画

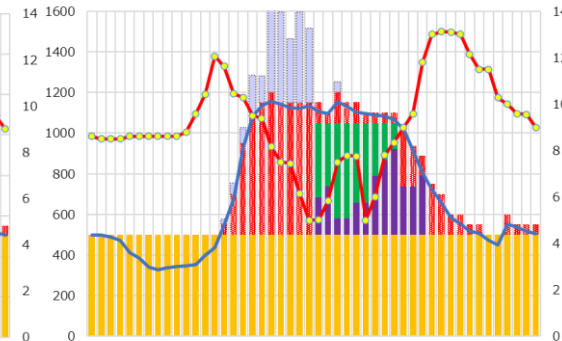
■ 初期段階



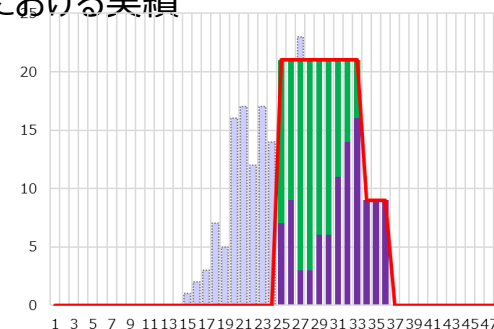
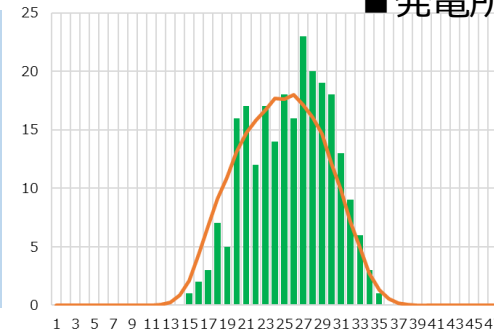
■ 太陽光導入段階



■ 蓄電池導入段階



■ 発電所Jにおける実績



太陽光導入段階では、午前中に不足インバランス、午後余剰インバランスが発生し、結果的にインバランス料金はマイナス（利益）となった。

蓄電池導入段階では、充放電によりインバランスが発生しなかった。しかしPV予測 < PV実績となり、結果的に蓄電池残量がある状態で1日が終わり、太陽光導入段階と比べて発電実績が小さくなった。

調達限界費用は、太陽光導入段階(6.83円/kWh) < 蓄電池導入段階(7.26円/kWh)となった。

蓄電池を併設することで、太陽光発電所単体と比べて、午後のスポット単価の比較的高い時間帯に放電することが出来ている。

	初期段階	太陽光導入段階	蓄電池導入段階
発電計画	0	6,156	5,669
発電実績	0	6,299	5,669
スポット市場調達量	13,250	7,050	7,550
①スポット市場調達金額	105,665	60,802	64,487
②インバランス料金(全体)	-7,784	-5,475	-7,437
③インバランス料金(太陽光の予測誤差由来)	0	1,823	0
④ミドル電源調達費用上限 (② + ③ - ①)		43,039	41,178
調達限界費用(円/kWh) (④ ÷ 発電実績)		6.83	7.26

①小売向け相対電源の確保

昨年度の結果も踏まえた、今年度の課題と対策

昨年度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した。

その際に想定した太陽光発電量1kWhあたりの発電コストと、太陽光に加えて蓄電池を導入した場合の発電コストは右の通りである。

それらと比較した場合、今回の実証の結果で得られた調達限界費用(円/kWh)は、太陽光導入段階、蓄電池導入段階のいずれにおいても下回っている。したがって、太陽光や蓄電池を用いたミドル電源の費用対効果はないという結論となる。課題は以下の通り。

	太陽光		太陽光 + 蓄電池	
	昨年度	今年度	昨年度	今年度
発電コスト	7.34円/kWh		15.87円/kWh	12.06円/kWh
償却年数	25年		25年	
費用	14.5万円/kW		8.7万円/kW	6.6万円/kW

①ミドル電源の最低契約期間

- | | |
|----|--|
| 課題 | <ul style="list-style-type: none"> 今年度は時間前市場、スポット市場ともに昨年度と比べて安値で推移していたため、ミドル電源の費用対効果が出なかった。 |
| 対策 | <ul style="list-style-type: none"> ミドル電源として相対契約を結ぶ場合、長期的な価格予測に基づいて適切な取引価格を設定するとともに、ミドルの時間を夕方のみにする |

②ミドル電源のシェープ（時間帯・量）

- | | |
|----|--|
| 課題 | <ul style="list-style-type: none"> 今年度はミドル電源の2つのシェープを想定して実証を行い、市場価格の傾向が異なるため比較はしづらいが、パターン②の方が調達限界費用が高い結果となった。パターン①は長時間にわたり一定の出力を供給するもので、相対市場で一般的なシェープであるのに対して、パターン②は独自にカスタマイズされたシェープである点で、ニーズのあるシェープを検討する必要がある。 |
| 対策 | <ul style="list-style-type: none"> パターン②は一般的なシェープでないものの、スポット市場の価格が高騰しやすい時間帯をカバーしていることから一定のニーズはあるものと考えられる。今回はベース電源がすでに入った想定であったが、様々なパターンを想定して試験的に相対市場へ売りに出してもよいと考える。 |

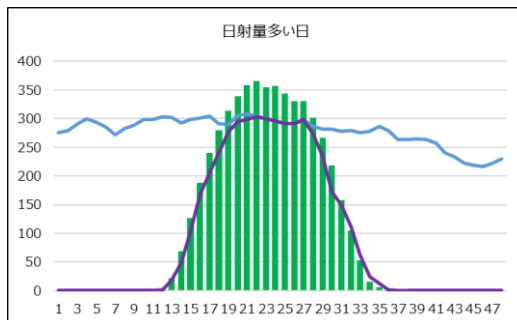
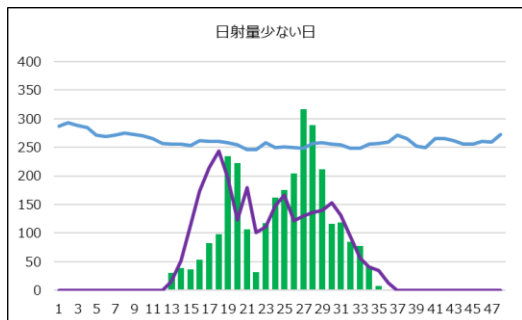
② 自己託送率の向上

自己託送は通常の非FIT発電所とは異なり、発電販売計画・需要調達計画および部分供給通告値の提出が必要であり、インバンスリスクが大きい。一方で、需要家は電気料金の削減と再エネ調達比率の向上のため、自己託送と認められる電力量の最大化を求める。本実証では、発電予測値を基に通告値を作成する上でバイアス（補正值）を加えることで、インバンスの抑制と自己託送率の向上の両立を図る。

発電所種別	自己託送発電所	
評価単位	K	L&M
評価期間	3.5カ月間	1か月間

評価指標 (独自)	➤ 自己託送率 = 自己託送の需要実績 ÷ 全体の需要実績 × 100%
	➤ 余剰インバンス電力量の積算値 ÷ 余剰インバンス発生時の計画発電量の積算値 × 100
	➤ 不足インバンス電力量の積算値 ÷ 不足インバンス発生時の計画発電量の積算値 × 100

■ 自己託送における通告値



■ 発電実績 ■ 発電余剰 ■ 需要量 ■ 通告値

通告型部分供給による自己託送におけるベース供給部分の需要実績は、通告値と地点全体の需要実績の小さい方となる。よって通告値を大きめに作成すると、自己託送率が向上するが、発電側において不足インバンスが発生するという関係性にある。

日射量に応じた発電予測値の傾向として、日射量が少ない場合、予測 > 実績となる日が多く、逆に日射量が多い場合は予測 < 実績となる日が多い。

②自己託送率の向上

結果

右のグラフは、1日の日射量の最大値を横軸として、不足・余剰インバランス量を示したものである。

発電所K (2023/11/16~2024/2/29)

	不足 インバランス率	余剰 インバランス率	自己託送 実績
(1)初期	17%	8%	23%
(2)バイアス過去実績	6%	27%	18%
(3)バイアス手動	8%	13%	24%

インバランス量の変化

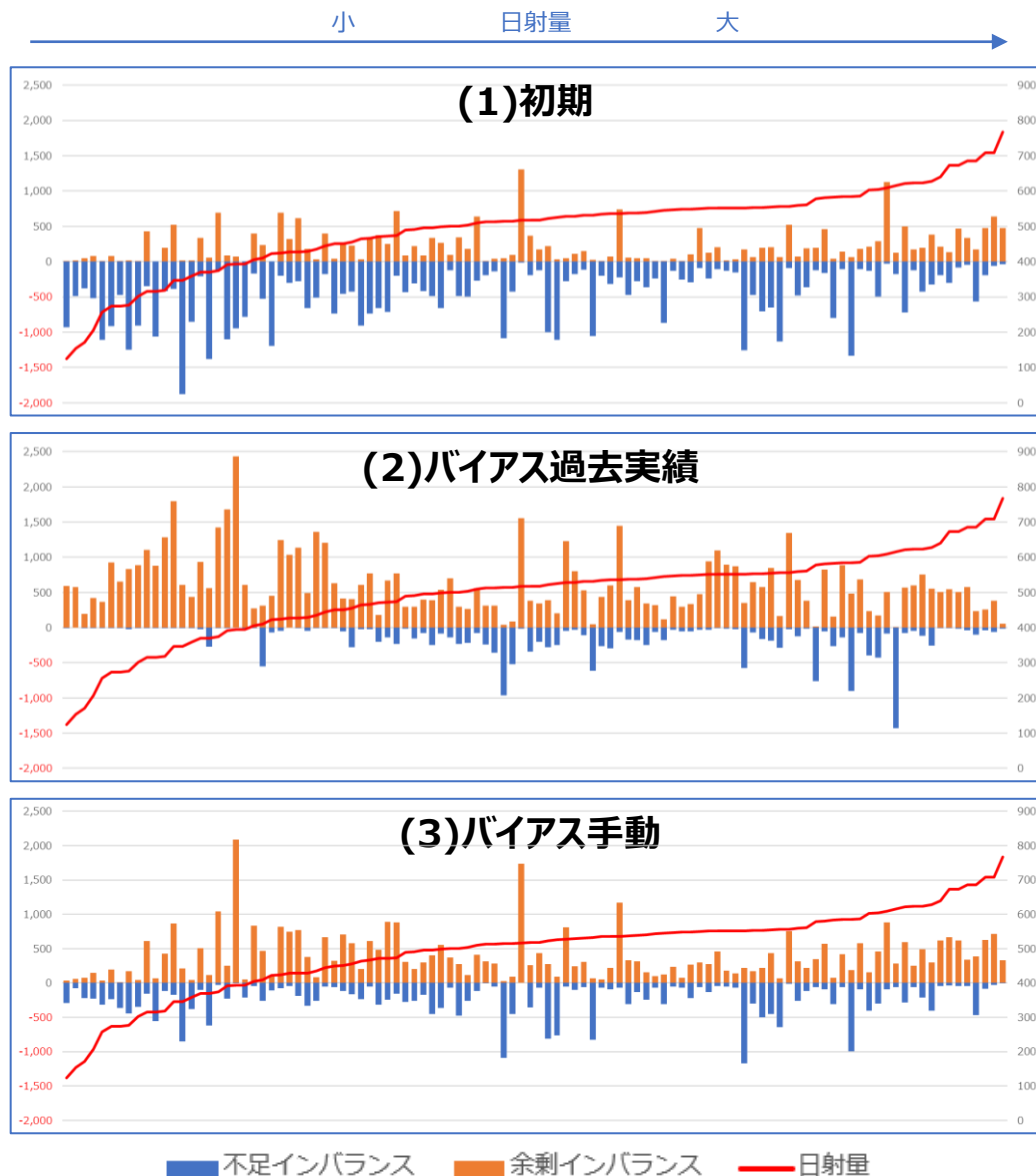
(1)もともとバイアスをかけない状態においては、全体として不足インバランス量が多く、特に日射量の少ない日においてその傾向が強いと言える。

(2)予実の誤差を埋めるために算出したバイアスを適用すると、逆に余剰インバランスに大きく振れ、日射量の少ない日のインバランスが不足から余剰に転じた。

(3)手動により設定したバイアス値は、(1)で多く発生していた日射量の少ない日における不足インバランスが解消され、日射量によらず満遍なくインバランスが分布している。

自己託送率を踏まえた総括

(3)では自己託送率を高めるとともに、インバランスを低減することができた。



②自己託送率の向上

課題と対策

バイアス値の更新頻度

課題

太陽光発電所の発電量には、日照時間と日射量が大きく影響し、これは季節によって変動する。

例えば日の出の時間を分析すると、11月から2月の間では、日の出が最も遅くなる1月上旬において、日射量が少ない傾向にある。日射量は11月と2月にばらつきが大きい。

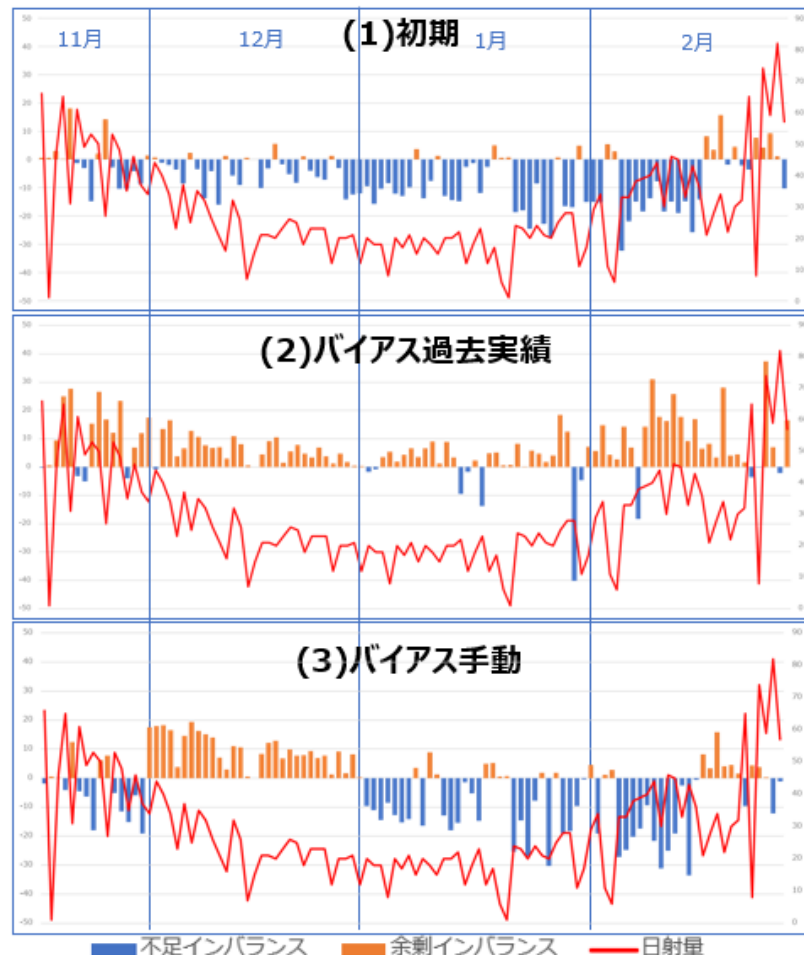
- (1)初期：11・12月に比べて、1・2月に全体としてインバランスが多い
- (2)バイアス過去実績：11月と2月に余剰インバランスが多い
- (3)バイアス手動：1・2月において不足インバランスが多い

対策

今後、実証にて導いたバイアス値（(3)バイアス手動）を適用し、以後毎月見直しを入れるとともに、1年たまった時点でデータベース化していく。

発電所K（2023/11/16～2024/2/29）

下のグラフは先のものとは異なり、**7:00時点の不足・余剰インバランス量**を時系列に並べたものである。



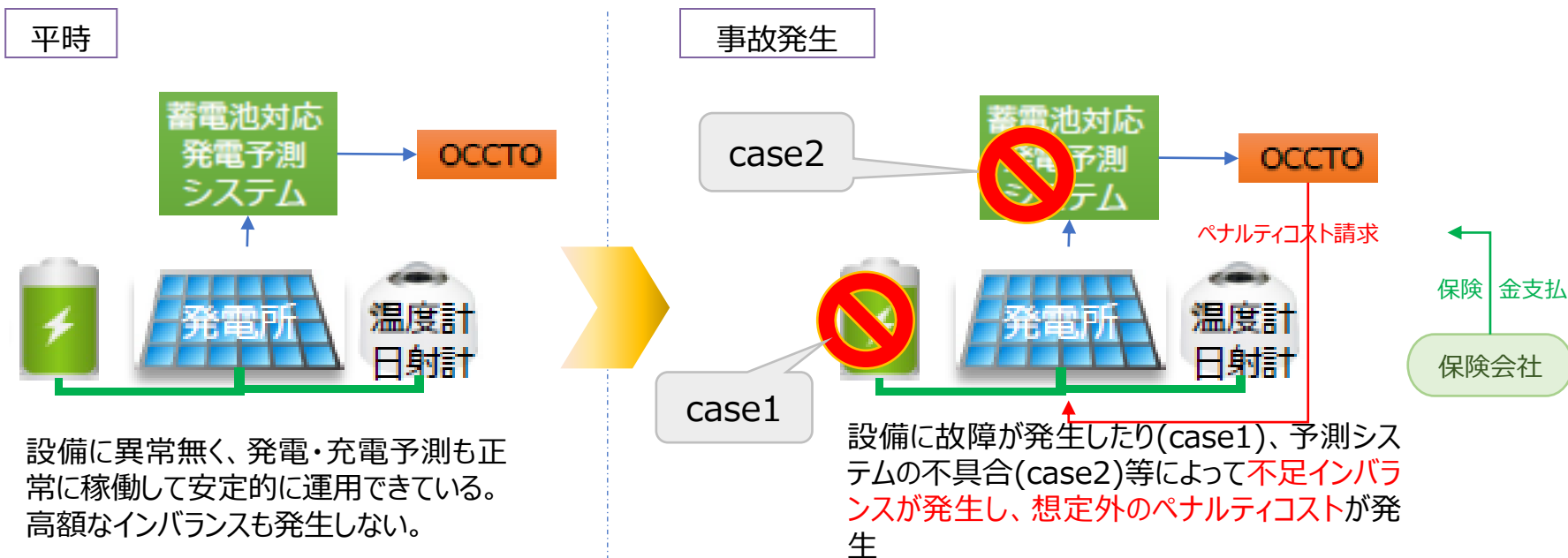
③インバランス保険

評価単位	A,B,C,D,E,F,G,J,K,L,M
評価期間	1日～3週間

背景・課題	<ul style="list-style-type: none"> 需給ひっ迫時に不足インバランスが発生した場合、多額のインバランス費用が必要となる。事業継続が不可能となるリスクを避ける役割としてインバランス保険の開発を目指す。 保険商品開発にあたり、リスクを推定するための情報を本年度獲得予定。提出した計画発電量（予測量）を超える可能性（頻度）やその金額の規模、ひいては予測量の妥当性を踏まえ、保険商品組成足り得るかを検証する必要がある。
ゴール	<ul style="list-style-type: none"> 実証実験を通じて、保険料算出に必要なファクター（想定するのは立地、天候、モジュール性能、蓄電池の有効性等）を明確化し、最重要となる計画値の妥当性を適正に評価する手法を確立する。 FIP制度やインバランス精算の仕組み等、実態に沿った有効性を内包しつつ、保険引受上でも過度なリスクを取り過ぎず、安定的な商品が開発できるよう、保険の設計内容（補償）の最適化を図る。 蓄電池導入によるインバランス改善効果を検証、定量化する。 今回は実機データ面の制約等もあり、要件の検討にとどまったが、今度も検討を継続していく方針。
方法	<ul style="list-style-type: none"> 妥当な計画値の算出方法を確立 発電計画値に沿った形での実証実験・シミュレーション ロスデータを蓄積し、事故発生頻度や最大損害額等を把握、補償条件や料率を決定
リソース	<ul style="list-style-type: none"> 実証①～⑤までの実績データ（計画値、実績値等）

③インバランス保険

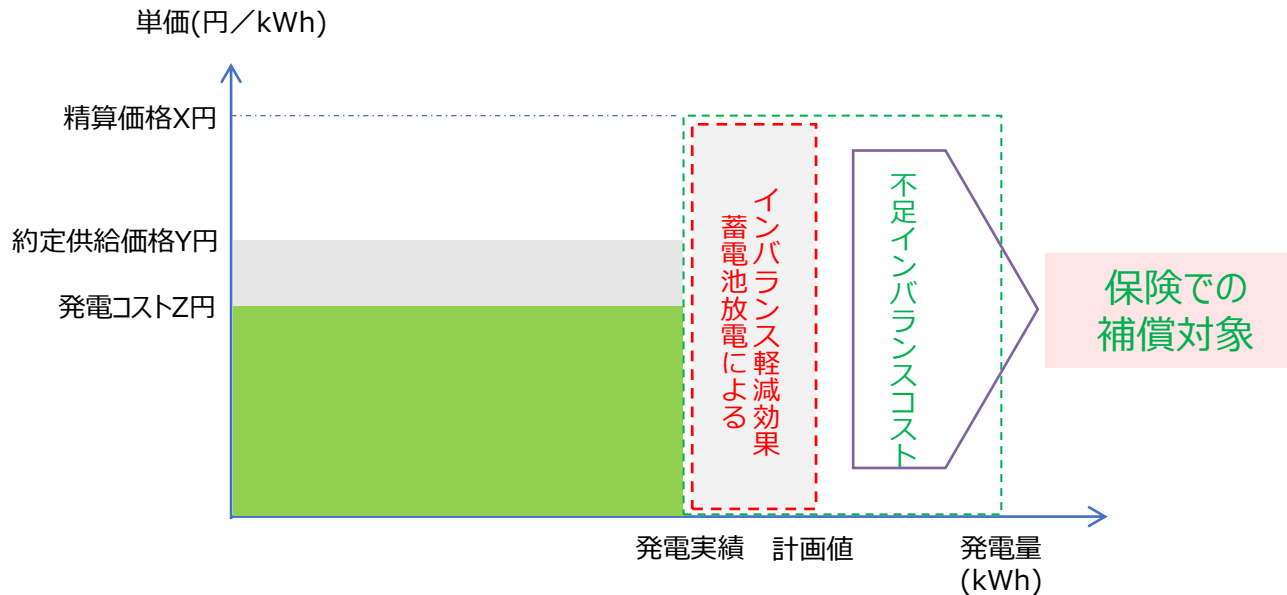
■スキームイメージ



- 充電計画も含めた発電予測システムを導入することで、平時は安定的に発電・蓄電・売電が可能
- 一方、蓄電池の故障や外部起因の破損が発生し、蓄電性能が低下する場合、仕組み全体の運用が阻害される
- また、予測システムが予期せぬエラーで停止、あるいは誤作動などにより正しく機能しないことも想定される
- システムが優れていても、様々な要因によりインバランス発生リスクをゼロにすることはできないため、保険を活用することで更に安定的な発電ビジネスを実現

③インバランス保険

■ 補償イメージ



- 発電所が計画どおりに発電できなかった場合、不足インバランス料金を支払うことで発生するコストを保険でカバー
- 保険設計にあたっては様々な要素を総合的に勘案する必要あり
- 安定的な保険運営のため、効果的なリスク低減策の導入、モラルリスクの排除を検討
- 当実証実験では、特に蓄電池を導入することによるリスク軽減効果を検証する

④ 低圧FIPの収益性の向上

投資対象として比較的作りやすい低圧太陽光発電所に蓄電池を併設し、複数の低圧発電所を束ねたうえでFIP制度を用いて収益性の向上を図る。

なお、低圧FIPにおいても複数低圧発電所を束ねた上で、2026年度開始予定である低圧太陽光発電所による需給調整市場への参入を目指す際に、最低でもどれほどの低圧太陽光発電所を集約する必要があるかについても実際の発電量をもとに試算する。

評価単位	J
評価期間	3週間
基準価格	10円

評価指標 (共通②より)	<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
-----------------	--

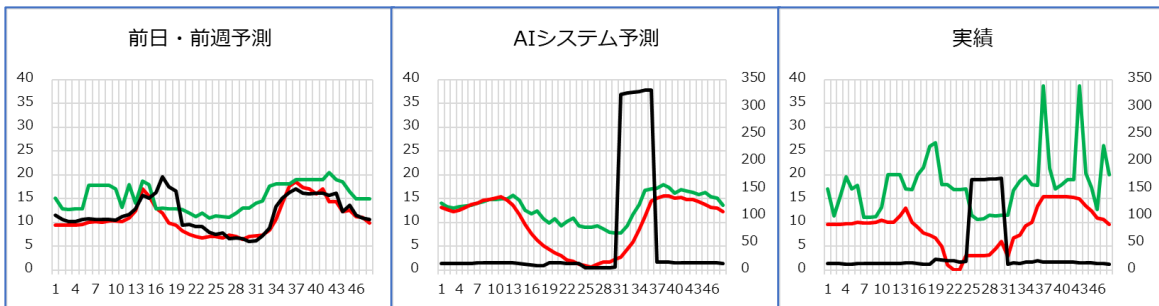
評価指標 (独自)	パターン	単価	売電先の市場
	(1) AIが予測するFIP収入の期待値	AI予測値	AI予測により最も高かった市場（スポット・時間前・調整市場）
	(2) AIの予測した結果得られたFIP収入の実績値	実績	AI予測により最も高かった市場（スポット・時間前・調整市場）
	(3) AIの予測が100%的中していた場合のFIP収入の実績値	実績	実際に最も高かった市場（スポット・時間前・調整市場）
	(3')調整市場に販売しない、 AIの予測が100%的中していた場合のFIP収入の実績値	実績	実際に最も高かった市場（スポット・時間前のみ）
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 売電収入：パターン(1)~(3) 販売先は、スポット市場、時間前市場、調整市場三次調整力② ➢ 低圧太陽光発電所の適正量（基） ➢ 投資回収年数（年）：主にパターン(3)と(3')を比較し、調整市場三次調整力②参入メリットを検討する 			

④ 低圧FIPの収益性の向上

発電所J (2024/3/9)

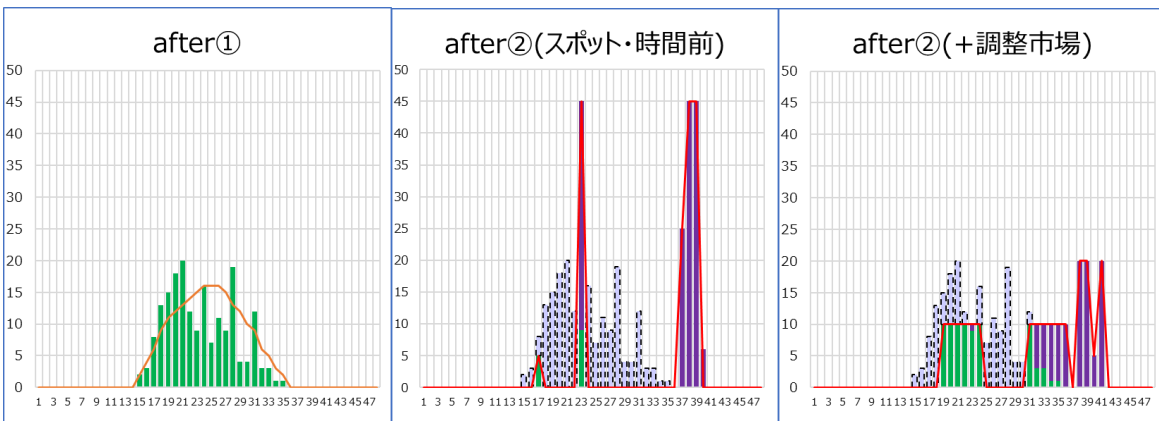
■ 市場価格

— スポット — 時間前 — 三次②



— 発電予測 — 発電量
— 発電計画 — 放電量
— 充電量

■ 発電計画と発電・充放電実績



■ 結果 (スポット・時間前市場)

(円)

項目	Before	After①	After②
売電収入	3,504	1,852	2,572
プレミアム収入	3,837	2,567	2,229
インバラ料金損失	-821	446	0
FIPとしての収入額	6,520	4,865	4,801
FIPとしての収入単価	34.32	25.60	25.27
FIT単価を適用した場合の収益	2,840	2,090	2,090

■ 結果 (+ 調整市場)

売電収入		9,468
FIPとしての収入額		11,993
FIPとしての収入単価		63.12

改善点：当日計画変更するようにロジックの見直しを行った

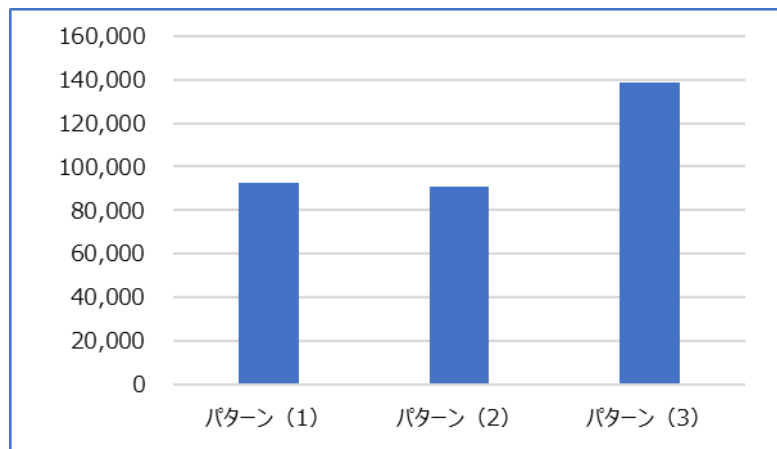
②(スポット・時間前)では蓄電池を活用することにより①と比較して収入単価は5.22円/kWh増加した。

②(+調整市場)では蓄電池を活用し、予測単価の高い需給調整市場三次調整力②に入札を行ったことで収入額が大幅に増加した。
1kWhあたりでみると37.85円/kWhの増加となった。

④ 低圧FIPの収益性の向上

共通実証②と同じパターンで売電収入の比較を行う。

■ 実証期間中におけるパターン別売電収入の比較



パターン	収入	達成度
(1) AIが予測するFIP収入の期待値	92,283円	66.5%
(2) AIの予測した結果得られたFIP収入の実績値	90,964円	65.6%
(3) AIの予測が100%的中していた場合のFIP収入の実績値	138,569円	100%

共通実証と同様の結果が得られた。
価格カーブのトレンドに追従する予測精度を高めていく必要がある。

■ 需給調整市場三次調整力②への参入に必要な発電所数の検討

2026年度から、低圧リソースを集約することで低圧リソースでも30分単位で需給調整市場に応札可能になることから当検討を行った。

需給調整市場三次調整力②において、蓄電池併設型太陽光で最低容量1MWの調整力を拠出するためには、悪天候等も考慮して、太陽光容量・蓄電池容量の決定、あるいは調整市場へ販売する頻度を調整する必要がある。

3/5のような、天気が悪く発電量の少ない日でも需給調整市場最低入札単位の1MW分の太陽光発電所に蓄電池を併設することにより、調整力(Δ kW)の供出は可能である。

日付	発電所数	PCS容量	蓄電池容量	発電量/日	供出可能可否
2/17	21	1,039	3,150	5,166	○ (max10㊿)
2/28				5,964	○ (max11㊿)
3/5				735	○ (max1㊿)
3/9				3,990	○ (max7㊿)

④ 低圧FIPの収益性の向上

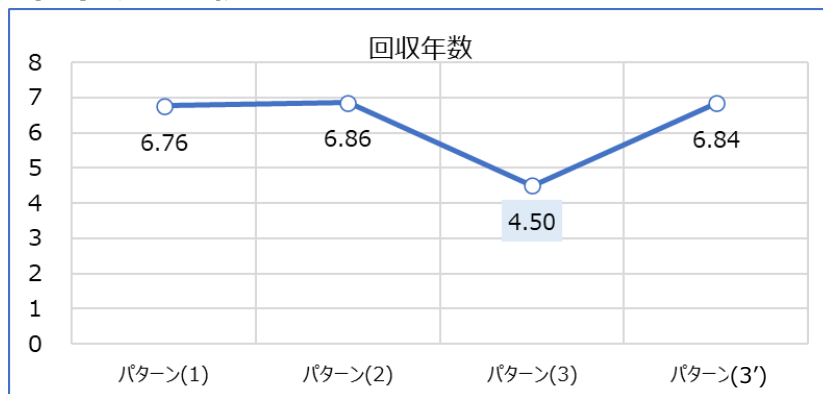
■ 投資回収年数を検証

以下の4つのパターンで売電収入/FIP収入を計算し、収益の観点から投資回収年数を検証する。 ※蓄電池のインシャルコスト：6.6万円/kWh

(3')を追加した背景は、蓄電池併設型太陽光発電所がJEPXだけでなく需給調整市場に参入するメリットを年間収益、蓄電池の回収年数を指標としてみるとどの程度大きいのかを検証するためである。

パターン	単価	売電先の市場
(1) AIが予測するFIP収入の期待値	AI予測値	AI予測により最も高かった市場（スポット・時間前・調整市場）
(2) AIの予測した結果得られたFIP収入の実績値	実績	AI予測により最も高かった市場（スポット・時間前・調整市場）
(3) AIの予測が100%的中していた場合のFIP収入の実績値	実績	実際に最も高かった市場（スポット・時間前・調整市場）
(3')調整市場に販売しない、AIの予測が100%的中していた場合のFIP収入の実績値	実績	実際に最も高かった市場（スポット・時間前のみ）

■ 投資回収年数の比較



	パターン(1)	パターン(2)	パターン(3)	パターン(3')
年間収益	1,464,493円	1,443,553円	2,199,028円	1,447,330円
回収年数	6.76年	6.86年	4.50年	6.84年

最も投資回収年数が小さいのはパターン(3)であった。

その他(1),(2),(4)については、あまり変わらない結果となった。

(3),(4)については、実績をもとに充放電させている。両者を比較した結果、需給調整市場三次調整力②に発電出力を供出することにより、年間収益は約1.5倍、そして蓄電池の投資回収年数が3年以上小さくなることが分かった。

引き続きこの検証を行い、低圧リソースのアグリゲーションビジネスの拡大に繋げていく。

④ 低圧FIPの収益性の向上

今年度の課題とその対策

① 市場単価予測精度の向上

課題	<ul style="list-style-type: none">・ 収益最大化・蓄電池の採算性向上のための需給調整市場三次調整力②も含めた市場単価予測精度の向上（2つの日の収入額を検証したところ、需給調整市場の市場価格変動が大きい日の収入額が大きく向上したため）
対策	<ul style="list-style-type: none">・ 共通実証②収益性の向上の対策と同じ

② 蓄電池併設型太陽光発電所における蓄電池の最適な容量の算定

課題	<ul style="list-style-type: none">・ 今回は、既存の蓄電池併設型太陽光発電所による実証のデータのもと、検証を行ったが、実際にJEPX+需給調整市場へ同時に参入していく際には、蓄電池の採算性の向上も含め最適な蓄電池容量の算定をする必要がある。
対策	<ul style="list-style-type: none">・ 太陽光発電所ごとの発電特性を加味した、最も効率の良い蓄電池容量を発電所ごとに算定する。具体的には、シミュレーションにてある太陽光発電所の蓄電池容量を変えながら、最も収益性の高い時の蓄電池容量を最適な容量とする。

実証概要（独自実証）

⑤エネルギーMIXでの自己託送検証

小水力をベース電源として、不安定電源である消化ガス発電、また太陽光発電（蓄電池併設）による時間差による充放電を行うことで、安定的に電力を供給できるかを検討する。

また、市町村レベルで考えた場合、汚泥を使用した消化ガス電源を含めた発電所を構築する事での地産地消を念頭にエネルギーコストも試算する。

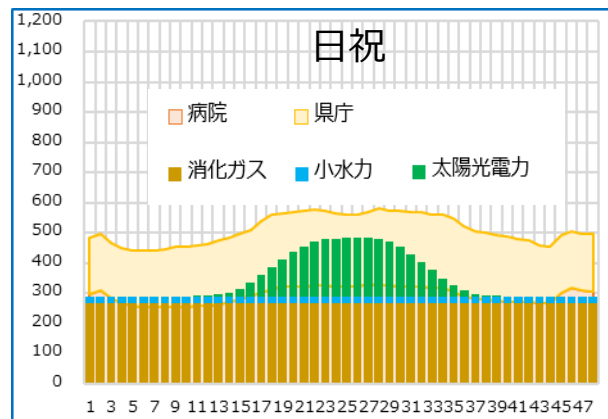
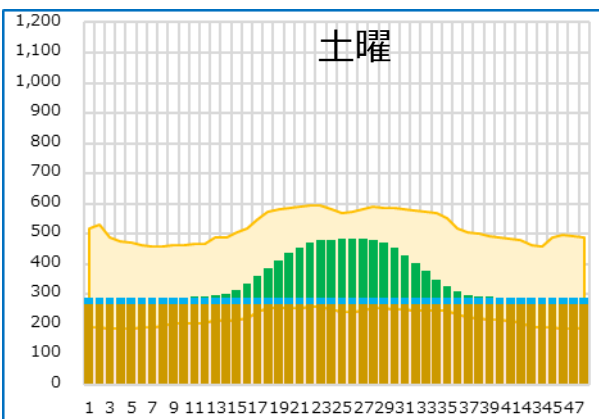
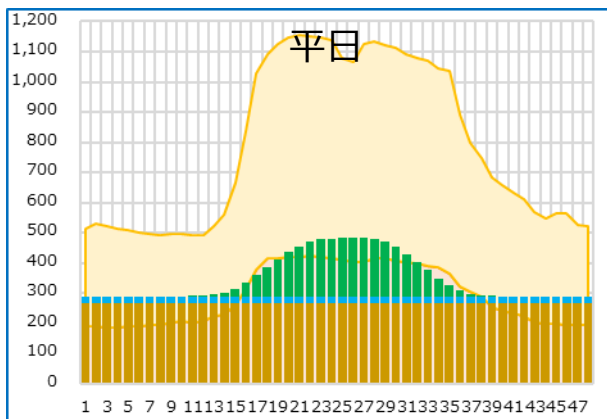
発電所種別	太陽光発電	小水力	消化ガス発電	
ビジネススキーム	自己託送			
評価単位	N	O	P	
評価期間	1か月単位			
AC容量	500kW	49.9kW	1,000kW	
年間発電量	1,036,000kWh	426,000kWh	3,555,000kWh	
特徴	過積載150%で30分当たりの発電量と発電時間を前日予測が可能	平均24.3kWh/30分の安定的な発電量	蓄積ガス量と発電エンジンの起動数で30分当たりの発電量と発電時間を前日予測が可能	
発電コスト (発電所別)	総工費9,000万円 耐用年数20年 総発電量2,080万kWh 発電コスト5.49円/kWh	総工費23,200万円 耐用年数50年 総発電量2,200万kWh 発電コスト15.56円/kWh	総工費58,800万円 耐用年数20年 総発電量7,100万kWh 発電コスト15.30円/kWh	
発電コスト (全体)	13.30円/kWh			
商用供給条件	既存の電力供給単価(例：関西)特別高圧、高圧 ①従量料金：11.60円/kWh(託送料金-2.00円) ②託送料金：2.00円/kWh ③再エネ賦課金：1.40円/kWh ④燃料調整費：-1.00円/kWh			
評価指標 (独自)	> 自己託送部分電力単価 (円/kWh) > 初期投資 (円)	自己託送供給先	病院	県庁
		評価期間	4,721,000kWh	7,517,000kWh

実証概要（独自実証）

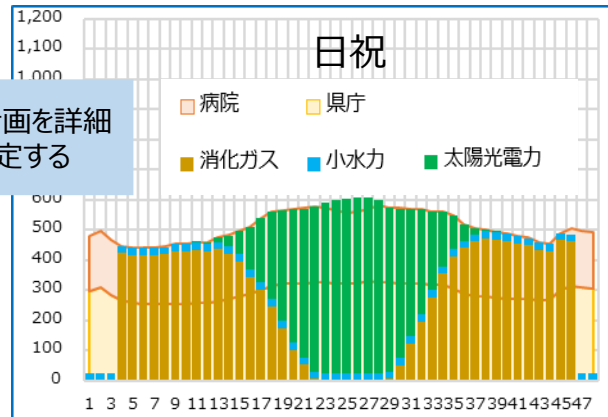
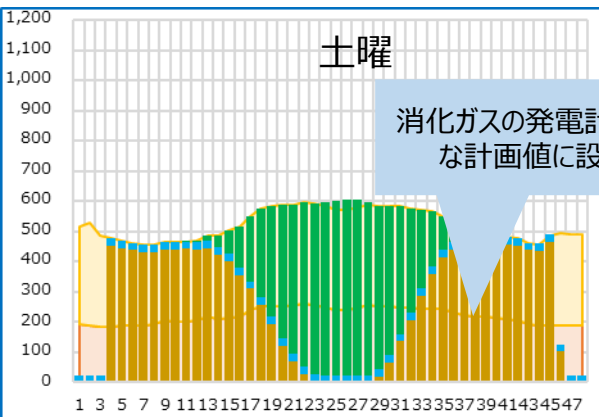
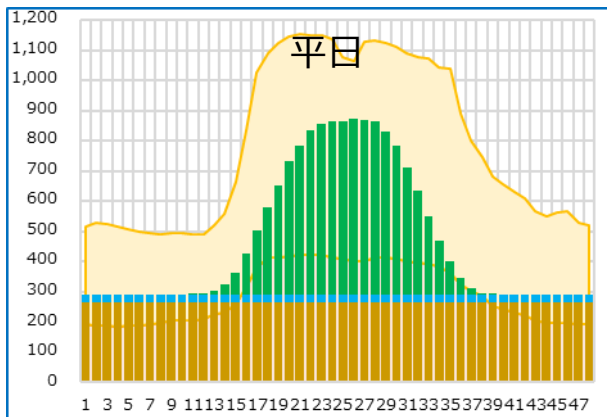
⑤ エネルギーMIXでの自己託送検証

	消化ガス供給が定量的場合	太陽光に合わせた場合
年間需要量	12,239,000kWh	12,239,000kWh
年間自己託送量	5,018,000kWh	7,092,000kWh
自己託送率	41%	57.9%
供給電力の発電コスト	13.30円/kWh	10.68円/kWh
商用供給電力単価	14.00円/kWh	
自己託送部分電力単価	14.70円/kWh	12.68円/kWh
初期投資	91,000万円	109,000万円

■ 消化ガス供給が定量的場合の計画値



■ 消化ガス供給を太陽光の発電量に合わせた場合の計画値



消化ガスの発電計画を詳細な計画値に設定する

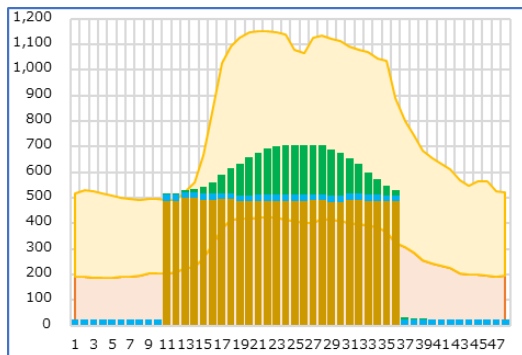
⑤エネルギーMIXでの自己託送検証

今年度の課題とその対策

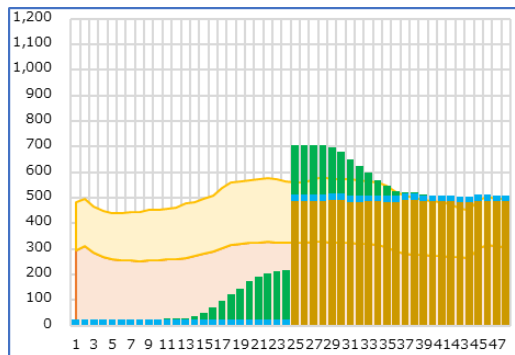
①アグリゲーションシステムの検討・構築

- 今回の実証では小水力、消化ガスにおいては、現在FITで提供している30分値データを基にバーチャルによる検討を行った。
- 対象とした発電所については、実証に合わせて実機の視察へ行き、制御に関する説明を受けた。発電所を保有する事業者の検討状況として、現状発電量を外部より制御するシステムについて他社製も含め検討に至っていない。
- 以下はバイオマス(消化ガス)が外部より制御されていない現状の、発電カーブである。

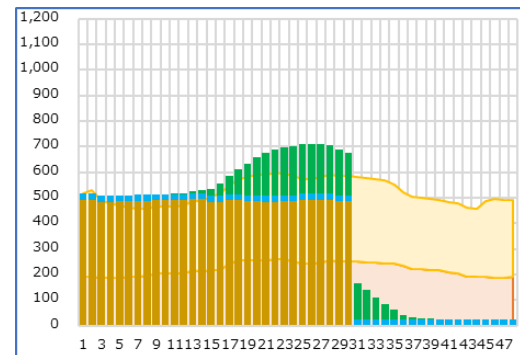
■ 平日需要



■ 土曜需要



■ 休日需要



課題

対策

- バイオマス(消化ガス)の発電量のアグリゲーションが今後キーとなって行くと予測し、システム構築を検討する。

②導入検討

課題

- 今回の結果は、実際の再エネの発電コストを踏まえても、十分に許容できるレベルではあった。
- 各地方自治体では導入の意義は認めるものの、初期導入コストが大きく行動には至らないのが現状である。

対策

- アグリゲーションコストや補助金の活用 に 注視 して いく。

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	
		2022年度	2023年度
技術面	<p>発電予測 = 発電計画となる単純な予測システムにて対応していた。</p> <p>発電予測においての計画値は不規則にぶれており、インバンス削減の難易度は非常に高い状態であった。</p>	<p>システムとして産業用の蓄電池併設太陽光発電所のアグリゲーションシステムを開発。他社の標準的な発電予測データを導入し実証を開始。FIPを想定し運用を実施したが、発電予測の誤差があり、インバンスの低減には満足のものではなかった。</p>	<p>左記システムを更に改修。新たにAI市場価格予測システム、AI発電予測システムの3システム構成での実証によりFIPのアグリゲーションにおいては採算性が可能となった。特に発電予測から計画値を作成するにあたっては各発電所個別に柔軟な予測値の作成が可能になったため今後増加するであろうペロブスカイトでの複雑な設置環境下にも対応可能となった。</p>
採算性	<p>扱う電力量も低圧非FIT・卒FITが中心で少量の電力量だったため採算性としてはマイナスだった。</p>	<p>前日・前週の価格を参照してスポット単価を予測したところ、的中率は70%程度とまずまずであった。 インバンスコストが増加しトータルの収支としては固定費等を含めるとマイナスだった。</p>	<p>蓄電池併設の有無に関係なく対応するため、弊社のインバンス持ちでのアグリゲーションサービスでの採算性が可能となった。</p>

2. 実ビジネス化に向けての課題と今後の対策

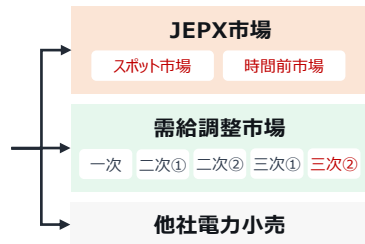
評価軸	実ビジネス化に向けての課題	今後の対策
技術面	<ul style="list-style-type: none"> 気象情報や市場情報を加えてAI価格予測の改善モデルを開発中。 補正機能の自動化のために1年間の実績収集が必須。 蓄電池残量をもとにした30分毎の充放電の調整など完全自動化への対応。 	<p>今回のシステムは商用での活用を前提と考えているため、左記のR5で残された課題も含め、今後も引き続き課題解決を行っていく。</p>
制度面	<ul style="list-style-type: none"> ゲートクローズを現在の1時間前から30分前の短縮を行うことで、より時間前市場の活用が可能となり発電予測精度も直近の予測値を活用するためインバンスの低減につながる。 	<p>当面制度改正に期待せず、発電予測精度向上に向けシステムの改善を図る。</p>
採算性	<ul style="list-style-type: none"> 複数の高圧発電所を1BGとしての運用の実証が必要 2026年度の低圧FIPを需給調整市場三次②に参入することで更なる採算性向上につなげる。 	<p>2026年度に向け、現行のシステムに需給調整市場に参入できるシステムを追加していく。</p>

(参考) 今回の実証の狙い

【事業目的】

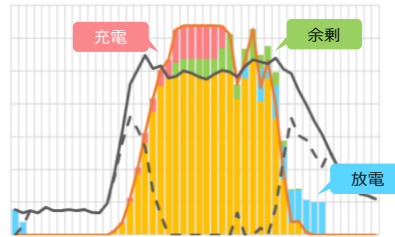
① FIP電源の収益性向上

発電予測精度を高めた上で、JEPX市場（スポット／時間前）、調整市場（三次②）の中で最も単価の高い市場に販売。



② 自己託送率の向上

自己託送率の最大化を目的とした時のインバランスリスクとの兼ね合いと、蓄電池導入による向上効果を検証。



③ エネルギーMIXで再エネ比率向上

小水力発電、太陽光発電、汚泥を活用した消化ガス発電の3電源を用いて、再エネ比率を高める。



小水力



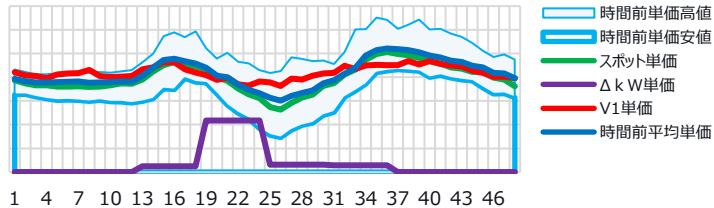
太陽光



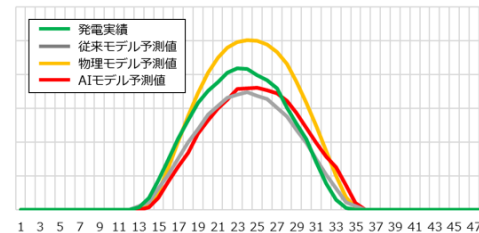
汚泥消化ガス

■ AIによる予測精度の向上

「AI市場単価予測システム」...JEPX市場／調整市場の実績から予測

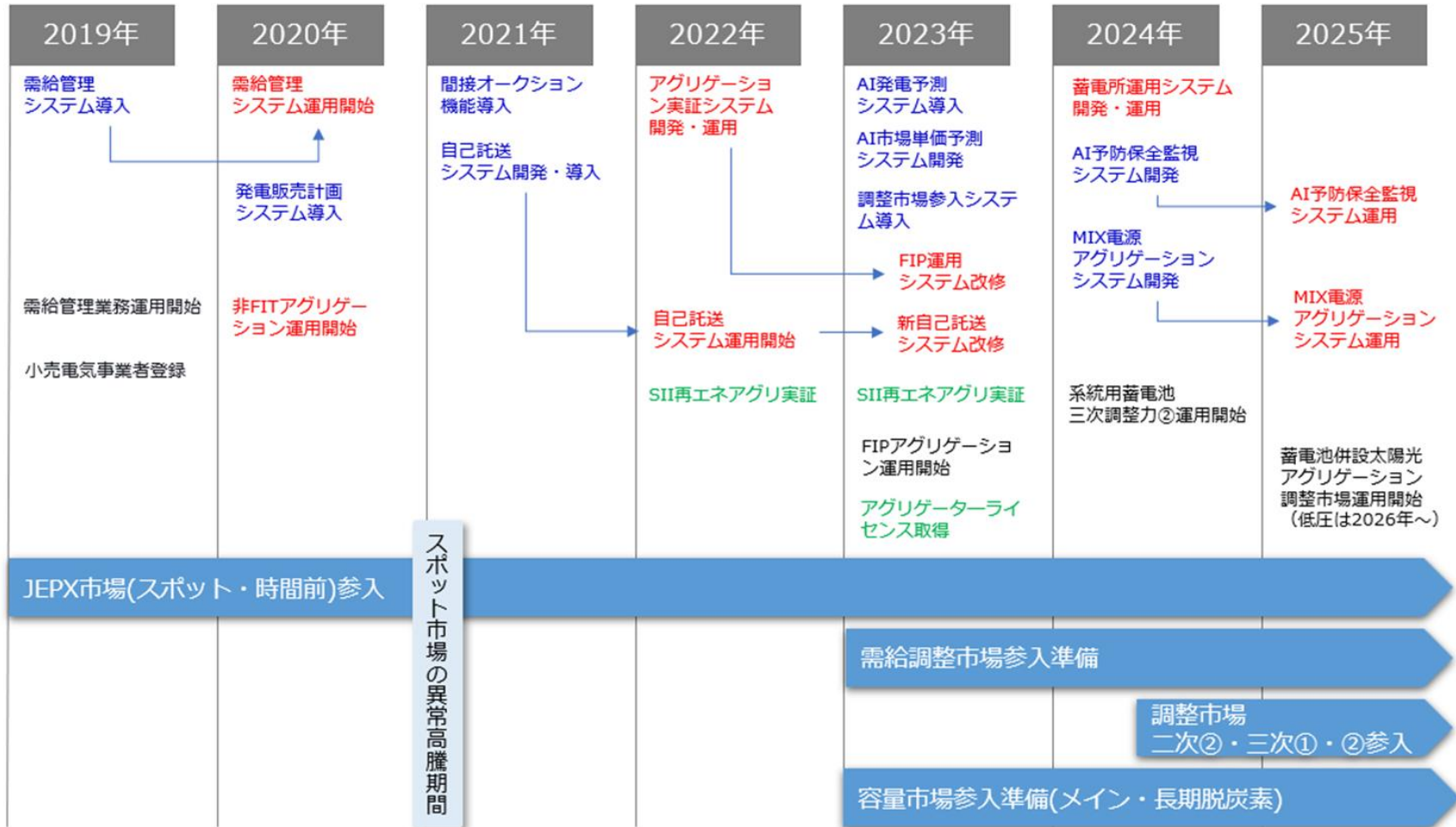


「AI発電予測システム」...発電量実績／発電所スペック／気象情報から予測



今後の展望

アグリゲーションサービスのフロントランナーとして、自己託送、蓄電池対応のレベルアップに加え、需給調整市場・容量市場取引のための機能を順次追加。



「電力 + 環境価値を創る」事業：アグリゲーション、商材卸、EPC
 + 「環境価値を活用する」事業：電力小売り、ゼロカーボン取引所での環境価値の提供
 = 再エネ化に向けた総合ソリューションの提供を通じ、政府・企業の再エネ目標達成に欠かせない存在に



RE100電力ソリューションサービス一例

