

NEDO 電力系統の混雑緩和のための 分散型エネルギーリソース制御技術開発 (FLEX DER) 事業の成果報告

2025年3月3日

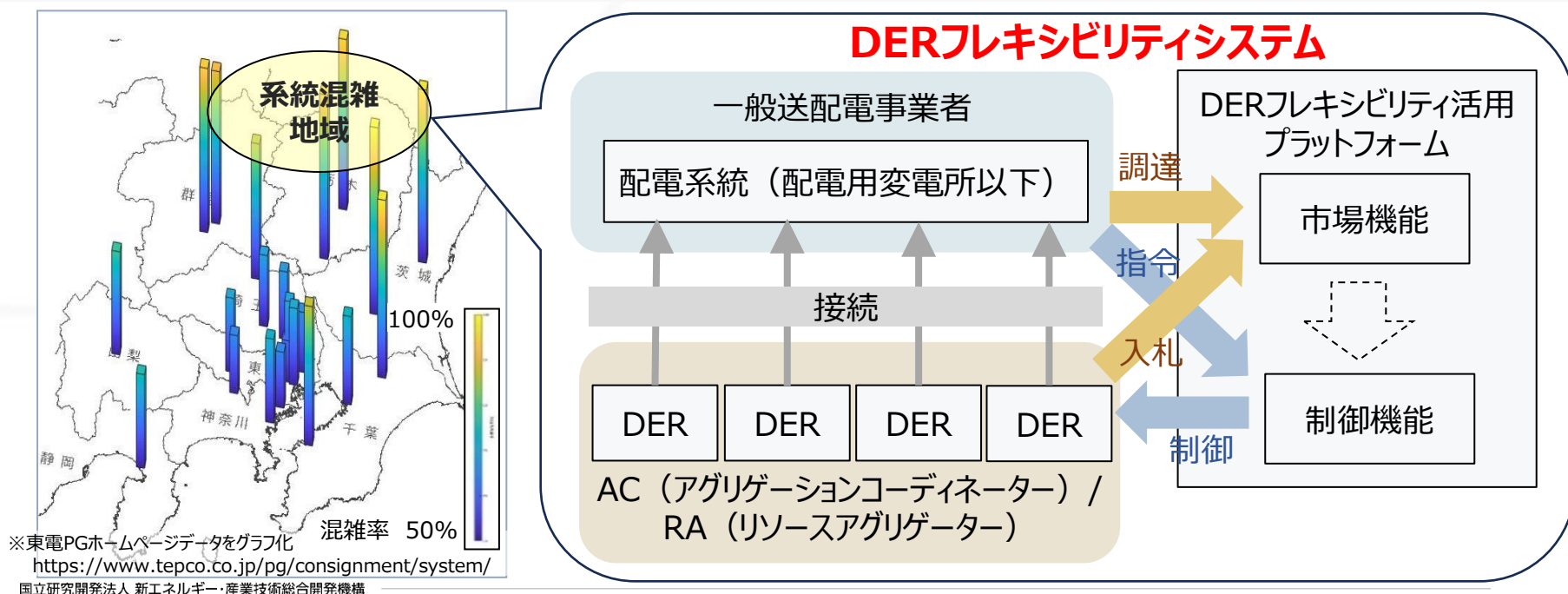
国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

電力系統の混雑緩和のための分散型エネルギーリソース制御技術開発 プロジェクトリーダー

早稲田大学 スマート社会技術融合研究機構 先進グリッド技術研究所 上級研究員

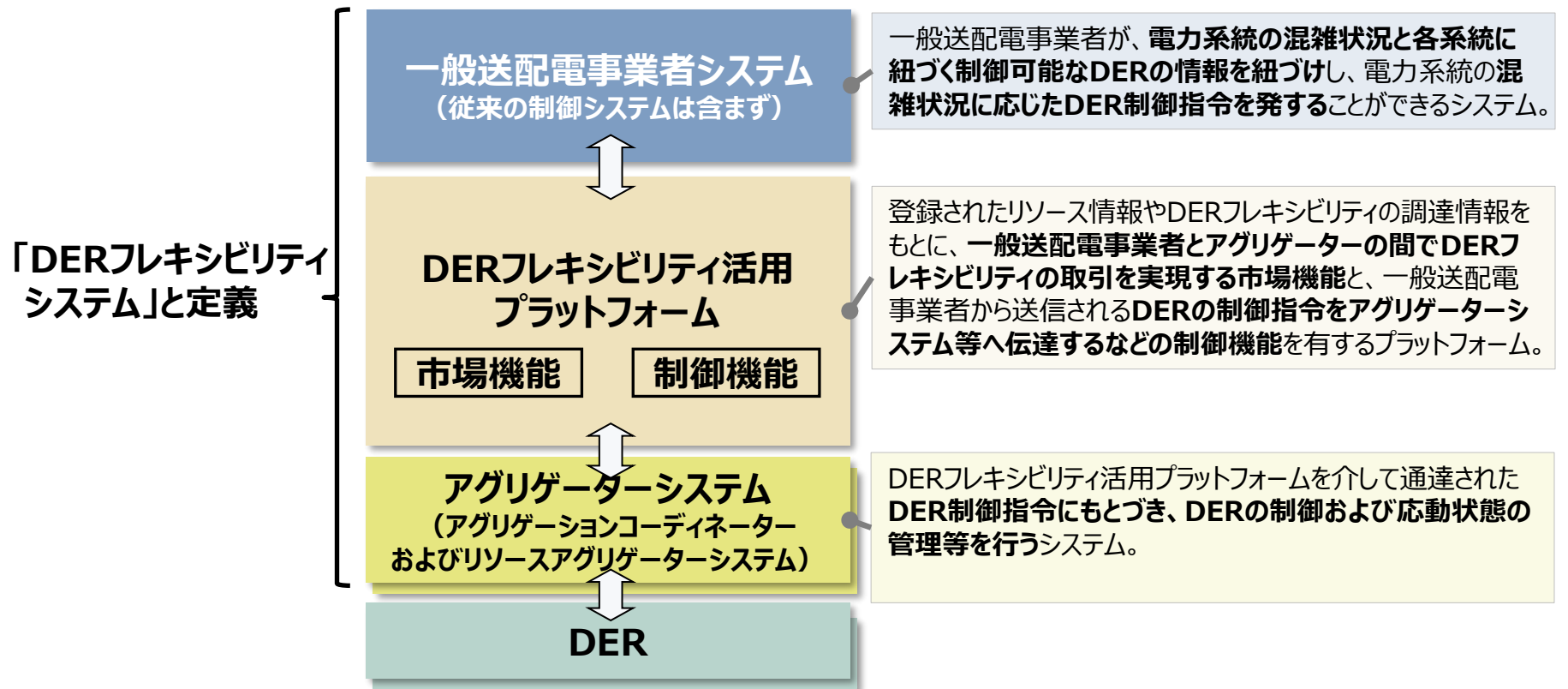
石井 英雄

- **目的**：再生可能エネルギー（再エネ）の大量連系により生じる配電用変電所の混雑を、分散型エネルギーリソース（DER）のフレキシビリティの活用（上げDR）により緩和し、再エネの出力制御を回避することで、更なる再エネの活用拡大を図る。
- **内容**：アグリゲーター等と送配電事業者をつなぎ、DERを制御して需要をシフトあるいは創出することで再エネに起因して混雑が生じる配電用変電所の混雑緩和を可能とする**DERフレキシビリティシステムの構築に向けた技術開発**を行う。
- **期間**：2022～2024年度（2024年度にフィールド実証を実施）



(参考) DERフレキシビリティシステム

- 本事業において、DERフレキシビリティシステムは、下図に示す3つのシステム/プラットフォームにより構成されるシステムと定義している。

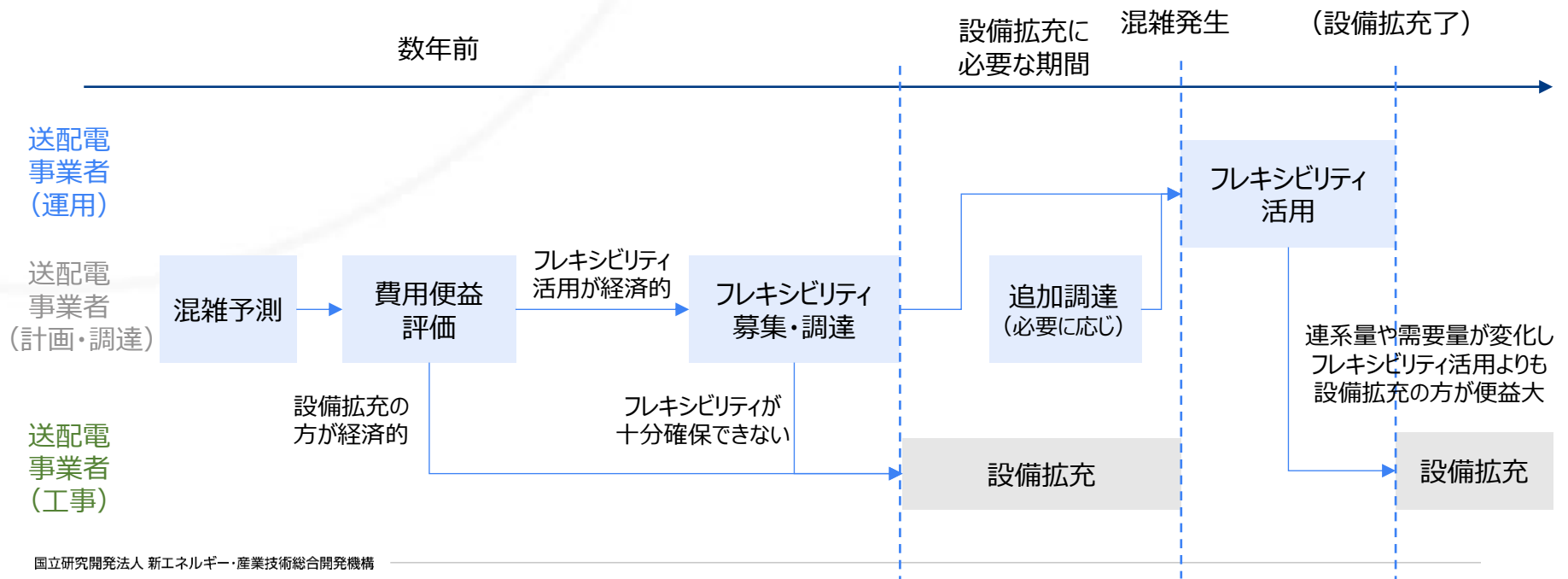


(参考) 想定するユースケースと運用イメージ

- 本事業では、発電起因の混雑に対するフレキシビリティを確保することで、設備拡充を回避または延伸するケースを想定している。

具体的な運用イメージ

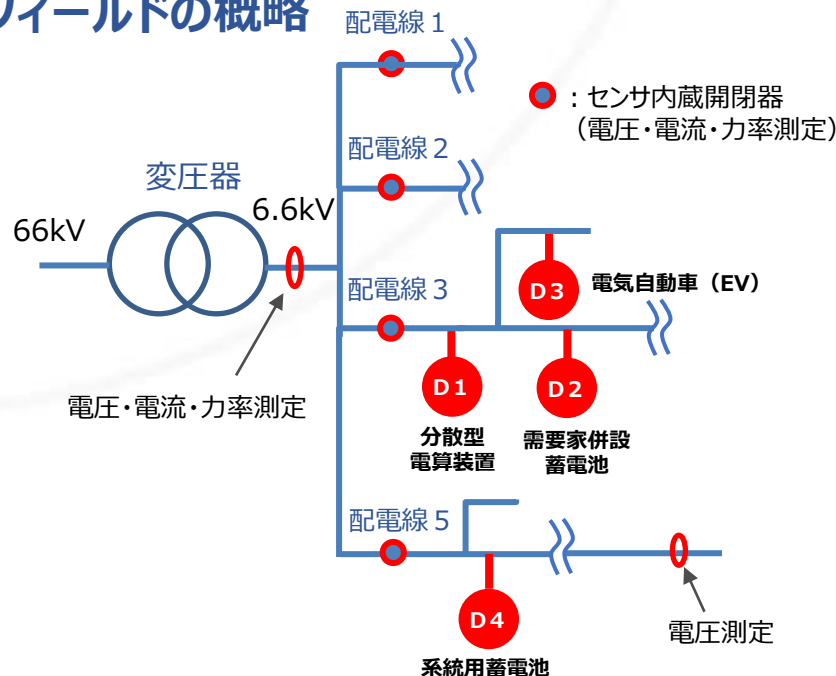
- 数年前に、発電起因の混雑が予測され、フレキシビリティを活用する方が経済合理的である場合に、フレキシビリティを募集・調達し、十分な量が集まったら、混雑発生～拡充完了までの期間、フレキシビリティを活用する。
- 混雑発生直前に、期待していたフレキシビリティが不足する場合に、追加調達する。



フィールド実証の概要

- 太陽光発電を中心とした再エネの連系により、変電所で最大14MWの逆潮流が発生している配電系統（栃木県那須塩原市）にて、混雑発生を模擬し、複数のシナリオ・DER制御パターンでのケーススタディを行い、**実証用に開発したDERフレキシビリティシステムの検証とともに、系統混雑緩和の実現性を確認した。**
- 検証のため新たに蓄電池を設置するとともに、事業者様の御協力を得て、電気自動車や分散型電算装置もDERに含め、多様なリソースの活用可能性についても検証した。

対象フィールドの概略



■ 負荷契約

高圧需要家：7.4MW（約70件）

低圧需要家：20.0MW（約5,000件）

■ 発電契約(主にPV)

高圧連系：11.6MW（約10件）

低圧連系：5.0MW（約200件）

■ 活用したDER

D1：分散型電算装置（50kW）

D2：需要家併設蓄電池（100kW）[自治体併設]

D3：EV10台（最大30kW）

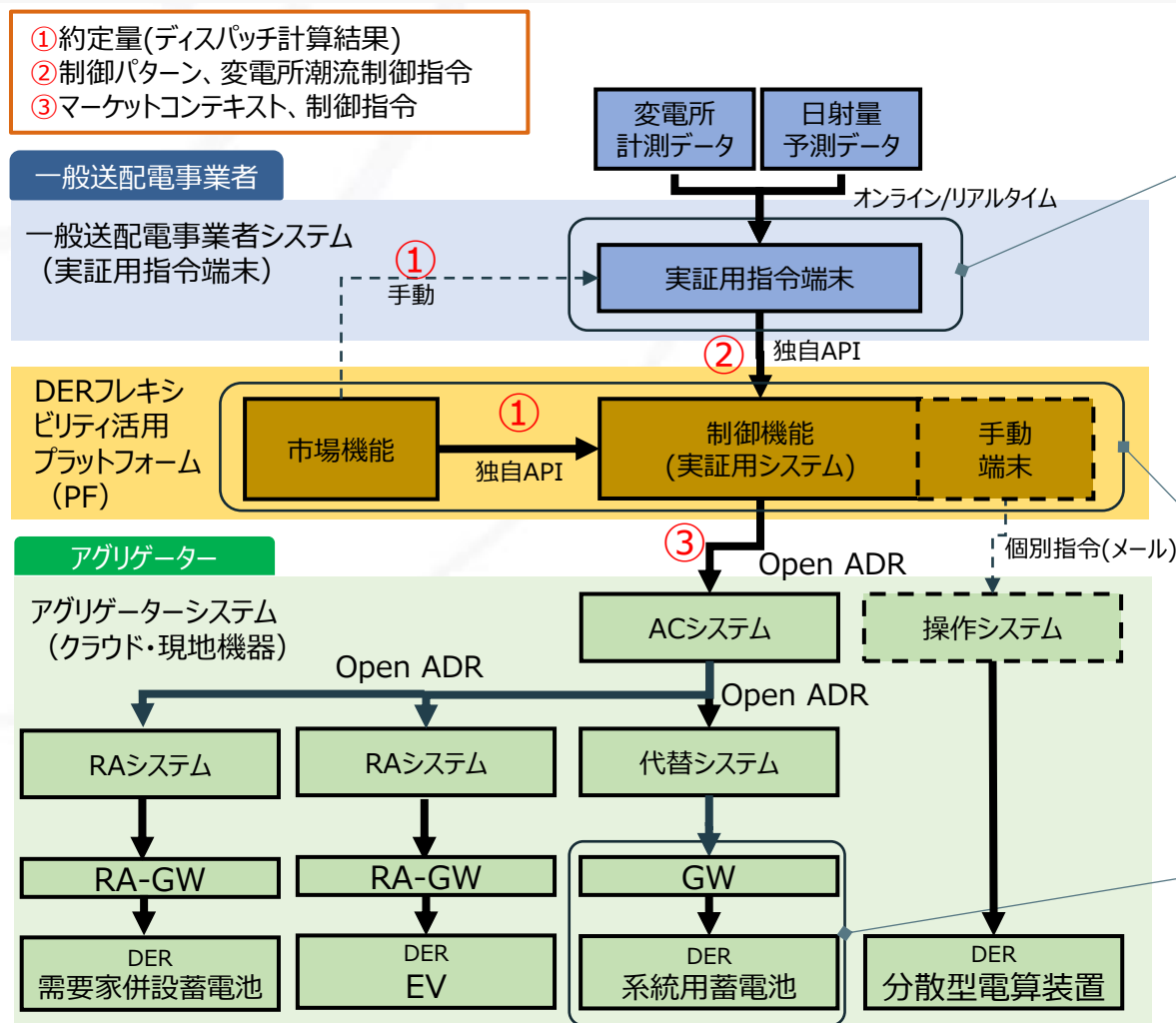
D4：系統用蓄電池（1.99MW）

（負荷・発電契約量は2022/5/16時点の値）

※ 上記は、対象フィールドの幹線を概略的に記したもので、配電線4には水力発電所のみが連系しているため省略。

実証用システムと設備の概要

- フィールド実証向けに、各領域に分けてシステムおよび設備を構築し、検証を実施した。



実証での制御パターン

- 実証メニューとして、「需給調整市場 三次調整力②」の制御要件に準拠したパターン①、「容量市場 発動指令電源」の制御要件に準拠したパターン②を設定した。

項目	定義	パターン①	パターン②
応動時間	一般送配電事業者からの指令に即時応動を開始することを前提とするメニューの場合※1、指令を受信してから供出可能量までの出力を变化するのに要する時間	規定なし (1時間前指令※2)	規定なし (3時間前指令※2)
継続時間	供出可能量の範囲での指令値を継続して出力し続けることが可能な時間	6時間	3時間×2断面
指令の最小単位	指令対象となる1コマの最小単位(時間) ※4	30分	30分
要求精度	指令値に対する実績値の許容される割合	未達の許容量：指令値×10%以内 過制御の許容量：指令値×50%以内 時間滞在率：90%以上 (1分毎評価)	未達の許容量：許容値設定なし※5 過制御の許容量：制約なし (30分積算値評価)
ベースライン	調整力の供出量を算出する際のベースとなる値の計算方法	Low 4 of 5	Low 4 of 5
ペナルティ	要求精度を満たさないなどの契約からの逸脱があった際のペナルティ	あり※6	あり※6

※1 即時応動を開始するメニュー以外に、応動時刻を指定し、当該時刻に指定出力へ達するよう応動するメニューも考えられる。

※2 指定時刻までに応動(出力変化)を完了する必要があり、これに対応できるDERである必要がある。

※3 今後、低圧DERの活用を見据え、一般送配電事業者の運用性等も踏まえながら見直していく必要がある。

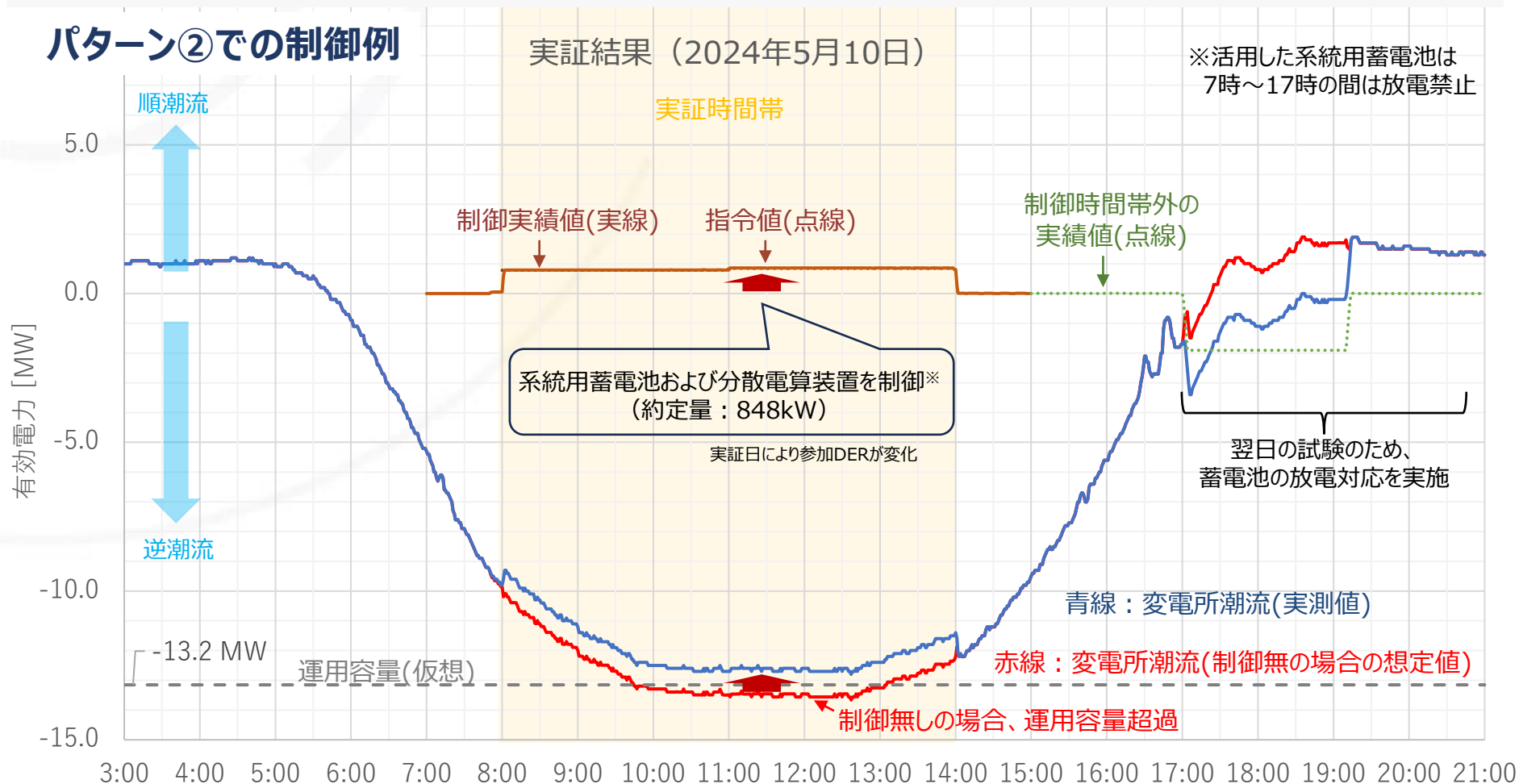
※4 最小のコマ単位を複数束ねた指令とすることも可能であり、1回の指令が必ず30分ごとになる訳ではないことを意味する。

※5 未達量の発生=ペナルティの発生となる。 ※6 実証では、ペナルティ額の算定に関する規定はなし。

検証結果例①：系統混雑緩和効果

- 仮定の運用容量の超過を検出し、DERへ制御指令が発出され、DERが応動することにより、系統混雑が緩和された（潮流が仮定の運用容量以内となった）ことを確認した。

パターン②での制御例



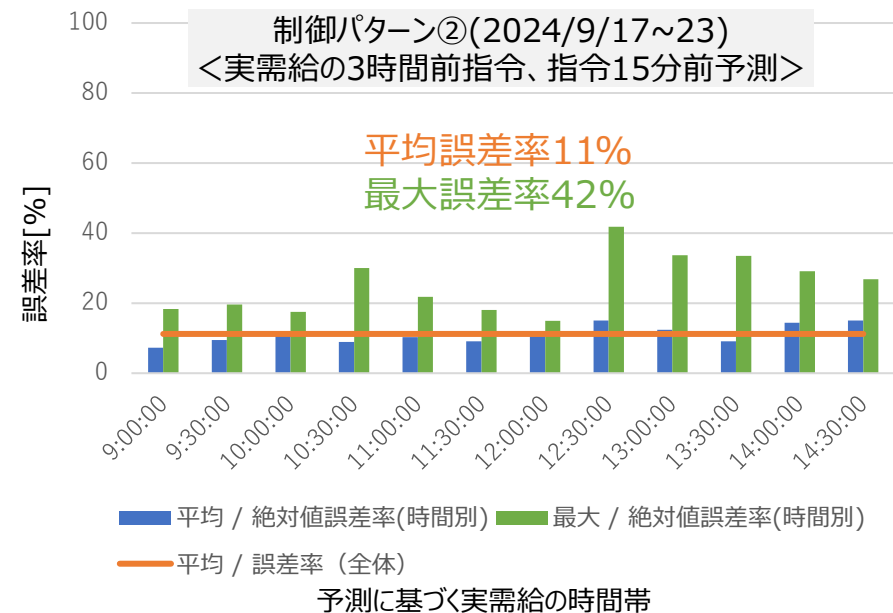
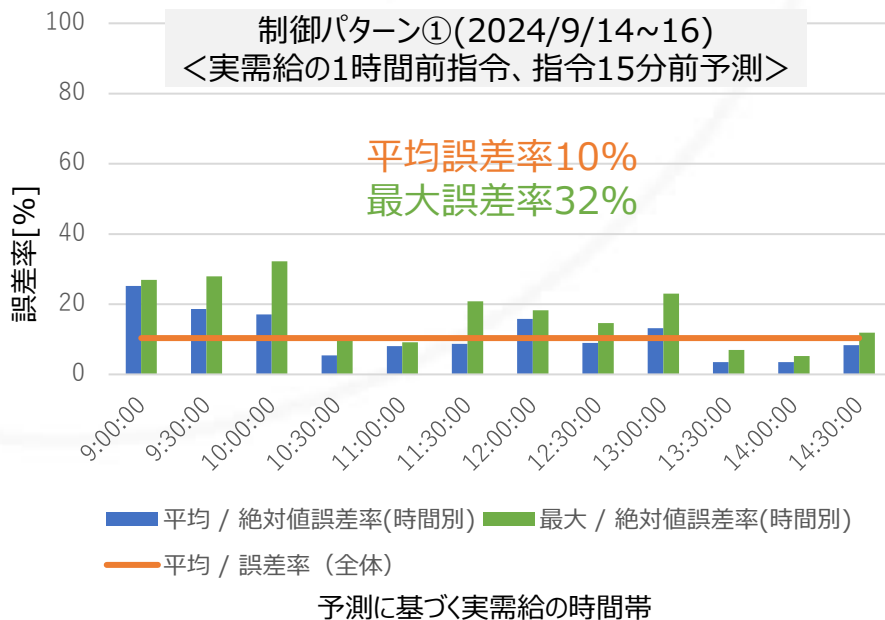
検証結果例②：DER応動評価

■ 設定した制御パターンに基づき、DERの応動を確認した。

DER	検証結果
分散型電算装置	✓制御開始時刻よりも前に制御を開始し、概ね5分程度で指定出力まで到達していた。 ✓基本的に、時間滞在率が100%を維持し、パターン①およびパターン②の双方に対応が可能であった。
EV/EV充電設備	✓EV充電設備の機能を考慮し、パターン②のみ参加した。 ✓EVおよびEV充電設備は、制御開始時刻に制御を開始し、概ね5分程度で指定出力まで到達していた。 ✓概ねパターン②の制御要件に沿った制御が可能であったものの、EVの予定外離脱等が発生した場合に、充電するEVを切り替える時間分で供出量が低下するケースがあった。 ✓EVの停車台数は日により変動があるため、通年で入札を志向した場合、入札量が限られる傾向にあった。
系統用蓄電池	✓基本的に、時間滞在率が90%以上を維持し、パターン①およびパターン②ともに対応が可能であった。 ✓系統連系の制約上、系統用蓄電池の充放電出力の変化量を、定格出力10%以下/20sに限定した制御を実施しており、制御開始時刻から制御を開始した場合、指令値に到達するまで時間遅れが生じた。 ✓オンラインシステム（RA代替システム等）のトラブルにより供出困難となったケースがあった。 ✓前日の放電量が足りずSOCが下がりきらなかったことにより、供出量（充電量）が低下するケースがあった。
需要家内蓄電池	✓パターン①に対し、おおむねDERが制御指令に対し問題なく応動できることを確認できたものの、特定日において通常日より負荷の変動が激しく、制御指令値に対し実績値が制御要件から外れている時間帯が多く存在するケースもあった。 ✓パターン②に対し、意図的にピークカット（電気料金を削減するためのエネルギーマネジメント運転）が働く状態を設定し、その状態で混雑緩和への連携を実施（マルチユースの検証を実施）したところ、ピークカットが優先的に働いたことにより、多くの時間帯で制御指令値に対し実績値が制御要件から外れる形となった。
全リソース合計	✓パターン①では、対応可能なDERが限られたものの、実績値が概ね制御要件を満たす結果となった。 ✓パターン②では、すべてのDERが対応できたものの、実績値が制御要件を満たさない日が多い結果となった。

検証結果例③：潮流予測の精度

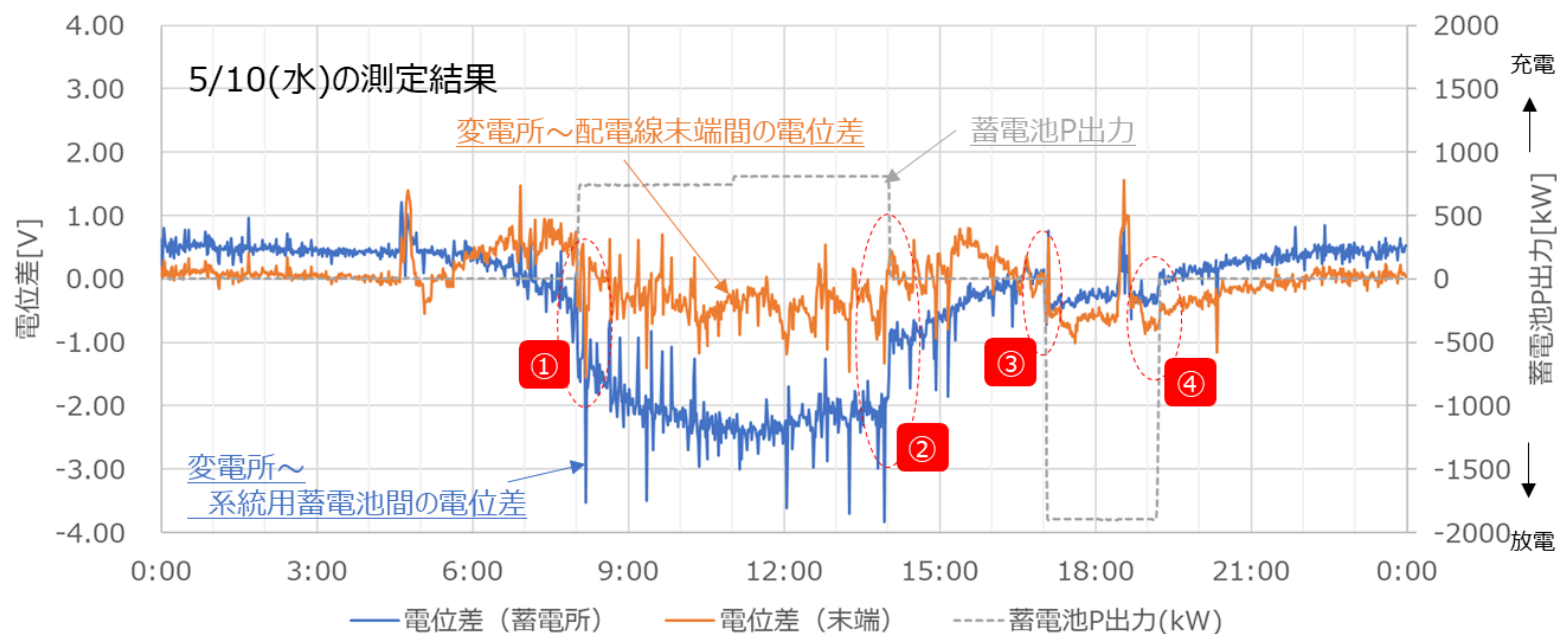
- 5月の実証では、雨のち晴れの場合、予測時刻が近づくにつれて精度が高くなる傾向にあった。
- 9月の実証に詳細に分析を行ったところ、下図のように潮流予測値と実績値の誤差率について、検証用データ数が少なくいずれも平均誤差率に有意な差は認められなかったものの、最大42%程度の誤差も発生。この**誤差を考慮した指令値のマージン設定、補正の実施**が必要。



※誤差率=(バンク電流予測値-バンク電流実績値)/設備容量 (標準的な配電用変電所のバンク容量である20MVAを基準に算定)

検証結果例④：系統への影響評価（電圧）

- 系統用蓄電池の充放電時に、**法定の電圧管理幅（低圧換算 $\pm 6V$ ）**に対し、充放電による**電圧変化は最大でも1.37V程度**であり、運用上の問題は発生していないことを確認した。特に、放電時の力率一定制御（0.9に固定、充電時は制約無し）により、充電時に比べ、kW当たりの電圧変化量が5分の1以下と微小であった。



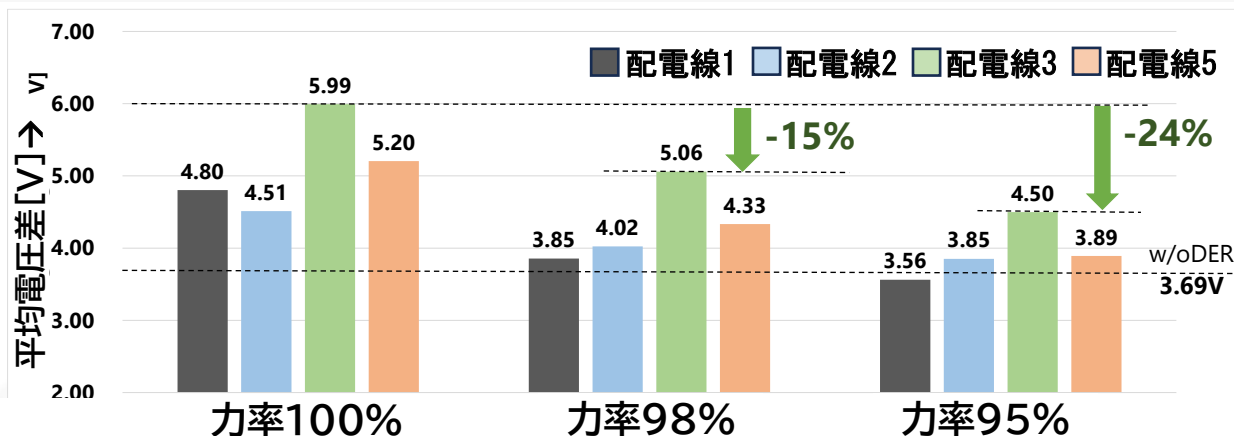
充放電の切替タイミング	ΔV (系統用蓄電池)[V]	ΔV (配電線末端)[V]	蓄電池 ΔP [kW]	備考
① 5/10 8:00 前後	-0.99	-0.54	736.6	充電開始
② 5/10 14:00 前後	1.37	0.65	-802.4	充電停止
③ 5/10 17:01 前後	-0.23	-0.28	-1900.6	放電開始
④ 5/10 19:10 前後	0.42	0.27	1902.6	放電停止

実証フィールドの拡張シナリオの評価①

- フィールド実証系統の評価モデルを構築し、実証では評価できなかったケース（DERの力率を変更した場合、DER設置位置を変えた場合、PVが増加した場合など）をシミュレーションで拡張・評価した。

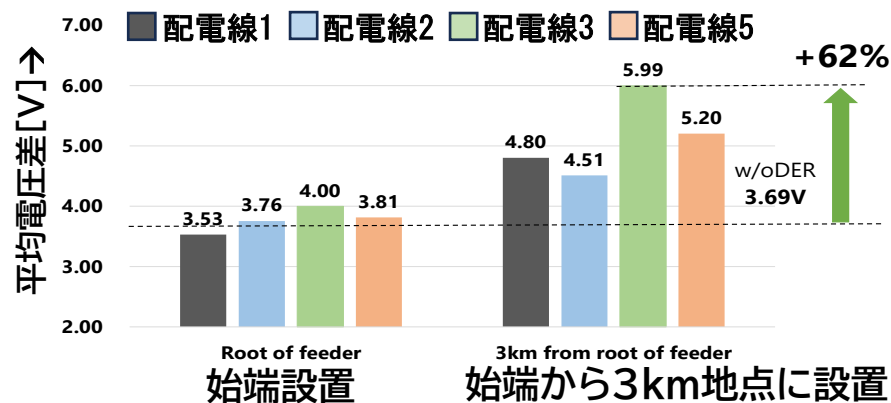
DERの設定力率による電圧変動改善の確認

- DERの進み力率を小さくする（遅れ無効電力消費量が増える）ほど電圧差は小さくなる傾向。



DER設置地点による電圧影響の確認

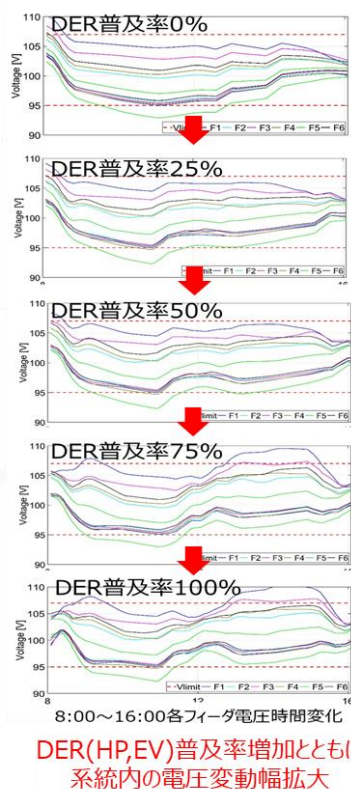
- 変電所始端よりも離れた地点の方が、需要家の電圧差は拡大傾向。（最大+62%）
- 変電所始端から同距離でも、電圧差の傾向がフィーダごとに異なる。



実証フィールドの拡張シナリオの評価②

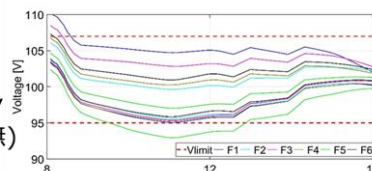
- 東大と早稲田大のコラボレーションにより、100軒のDER挙動データをJST-CREST126配電線6フィード標準モデル（低圧需要家6057軒）に割り付けて潮流計算を実行し、年間最大逆潮流5月10日 8:00-16:00（PV逆潮発生時間帯）の電圧挙動を評価した。
- DER普及の増加やマルチユースの増加により、電圧変動・逸脱が増加する傾向となった。

DER段階的普及シナリオ

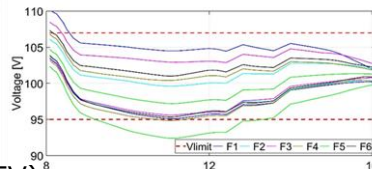


各DER運用シナリオに対する電圧挙動

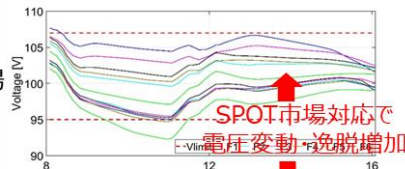
Case1:
負荷+PV
(HP,EV無)



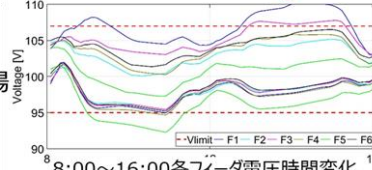
Case2:
ベース
ケース
(負荷,
PV,HP,EV)



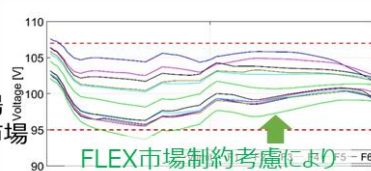
Case3:
Spot市場
充電のみ



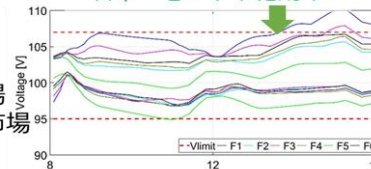
Case4:
Spot市場
充放電



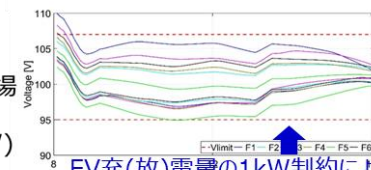
Case5:
Spot市場
+FLEX市場
充電のみ



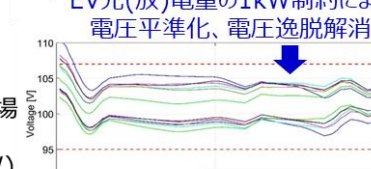
Case6:
Spot市場
+FLEX市場
充放電



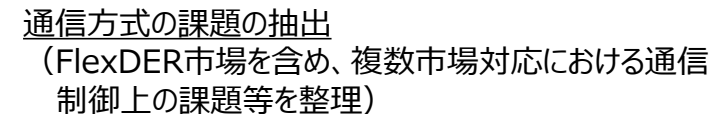
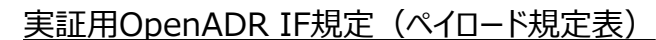
Case7:
Spot市場
+FLEX市場
充電のみ
(上限1kW)



Case8:
Spot市場
+FLEX市場
充放電
(上限1kW)



- ## 制御指令範囲・募集エリア・募集タイミングの整理、識別子構成の規定



- 実証を通じてDERフレキシビリティによる系統混雑緩和の実現性を確認するとともに、標準的な業務フローの確立と運用上の課題抽出、DER応動時の系統影響評価を行った。
- DERフレキシビリティシステムとのデータ連携や通信プロトコルの仕様を確立し、DERフレキシビリティシステムの要求仕様をとりまとめた。
- さらに、実証やアグリゲーターに対するアンケート等を通じて、次頁以降に掲載しているDERフレキシビリティ活用における募集要件（案）をとりまとめた。

＜抽出された課題の例＞

項目	課題の概要
系統混雑予測	短期予測手法の精度向上の検討（系統毎の条件差異、地域特性に応じた予測の検討含む）
	予測誤差やDER応動速度・精度を踏まえた募集量（マージン設定等）と調達コストの考え方の検討
フレキシビリティ運用	予測精度を踏まえたフレキシビリティの運用方法の検討（指令の発出方法の検討含む）
	フレキシビリティの発動をリリースした場合のリソースの運用条件の検討
セーフティネット	一般送配電事業者システム（指令機能）とセーフティネットの連携方法の検討
	セーフティネットの実装方法の検討（ハード・ソフト）および運用方法/発動条件等の検討
上位/下位連携	需給調整と系統混雑緩和の両立に向けた情報連携技術およびフレキシビリティ運用技術の検討
プラットフォーム	地図上への募集エリアの提示方法の検討、アグリゲーターにとってアクセスしやすい情報開示方法の検討
	系統切替情報を踏まえた指令方法の検討
	プラットフォームにおいて清算を実施する場合の仕組みや計量データ連携方法等の検討
DER運用高度化	アグリゲーターによる各種リソースごとのマルチユース制御の高度化検討など

フレキシビリティ活用における募集要件（案）（1 / 3）

項目	定義	業務フロー上の整理	募集要件（案）	左記の理由・考え方
募集量	混雑緩和のために調達するDERフレキシビリティの上限	-	予測誤差等を踏まえ設定	・予測誤差やDER不応動率・応動精度等を踏まえた募集量の考え方の整理に基づき、個別に設定が必要なため
混雑管理エリア・募集量公開時期※	DERフレキシビリティ調達が必要になるエリアおよび調達要件の公開時期（実需給のどの程度前か）	初回公示： 約3年半前 追加公示A： 約3年3か月前 市場開設判断： 約3年前 追加公示B： 1～2年前など	初回公示： 3年以上前 追加公示A,B： 1年以上前	初回公示： ・設備増強判断時期は以下のとおり※であり、以下のケースにおいてバンク増設を対象とする場合、3年以上前に判断が必要と考えられるため ✓バンク増強 ：実需給の2～3年前まで ✓配電用変電所新設：実需給の3～6年前まで ・アグリへのアンケートでは、最もリードタイムが長いDER（高圧）が3年以上前を希望しているため（新たに設備を設置する場合の期間を考慮したものと思料） 追加公示： ・最もリードタイムが短いDER（低圧）でも6か月前を希望しており、かつPFの業務フロー上、1年以上前が無理なく実施できると考えられるため（実際には、各一般送配電事業者の運用を踏まえ決定するもの）
契約期間	1回の契約で、指令によるフレキシビリティ供出が義務付けられる期間	-	高圧：1年	・アグリへのアンケート結果を踏まえたもの。なお、特に家庭用リソースの場合、比較的短期での契約期間が望ましいとされる傾向にあるが、短期での調達・運用は一般送配電事業者の運用性も考慮し、検討を行う必要がある ・1契約に対して発動1回ということではなく、契約期間中、都度指令されることを想定し、発動指令は1日単位（30分1コマ～複数コマ）で行われる前提

※フィールド実証エリアを参考とした一例であり、一般送配電事業者各社の運用により異なる。

注）本募集要件（案）は、NEDO FLEX DER事業での検討をベースとした2025年2月時点のものであり、今後の制度議論状況など、取り巻く環境や状況変化により見直す可能性がある。

フレキシビリティ活用における募集要件（案）（2 / 3）

項目	定義	（参考）実証での要件		募集要件（案）	左記の理由・考え方
		パターン①	パターン②		
応動時間	一般送配電事業者からの指令に即時応動を開始することを前提とするメニューの場合※1、指令を受信してから供出可能量までの出力を変化するのに要する時間	規定なし (1時間前指令※2)	規定なし (3時間前指令※2)	60分以内	- 一般送配電事業者として、予測した系統混雑に対する制御指令のタイミング等を判断するため設定は必須 - アグリへのアンケートでは指令受信後、15分～60分まで応動可能とのことであったため
継続時間	供出可能量の範囲での指令値を継続して出力し続けることが可能な時間	6時間	3時間×2断面	30分以上	一般送配電事業者として、予測した系統混雑に対し、kWh不足を発生させないため、設定は必須
供出可能量 [入札量上限]	応動時間内に自動で出力変化可能な量	-	-	応動時間内に 供出可能なkW	一般送配電事業者として、応動時間内に供出量に満たなければ、系統混雑の回避が不可となるため、確実に応動できる量の設定は必須
最低入札量	入札する上で最低限必要とする量	1kW	1kW	100kW※3	アグリへのアンケート結果では現時点では100kW以上であれば対応可能という回答が多いため
指令の最小単位	指令対象となる1コマの最小単位（時間）※4	30分	30分	30分	アグリへのアンケートの結果、多くが30分で対応可能であるため

※1 即時応動を開始するメニュー以外に、応動時刻を指定し、当該時刻に指定出力へ達するよう応動するメニューも考えられ得る。

※2 指定時刻までに応動（出力変化）を完了する必要がある、これに対応できるDERである必要がある。

※3 今後、低圧DERの活用を見据え、一般送配電事業者の運用性等も踏まえながら見直していく必要がある。

※4 最小のコマ単位を複数束ねた指令とすることも可能であり、1回の指令が必ず30分ごとになる訳ではないことを意味する。

注）本募集要件（案）は、NEDO FLEX DER事業での検討をベースとした2025年2月時点のものであり、今後の制度議論状況など、取り巻く環境や状況変化により見直す可能性がある。

フレキシビリティ活用における募集要件（案）（3 / 3）

項目	定義	（参考）実証での要件		募集要件（案）	左記の理由・考え方
		パターン①	パターン②		
要求精度 [マイナス側： 制御量未達]	指令値に対する 実績値の許容さ れる割合	未達の許容量： 指令値×10%以内 過制御の許容量： 指令値×50%以内 時間滞在率：90% 以上 (1分毎評価)	未達の許容量： 許容値設定なし※1 過制御の許容量： 制約なし (30分積算値評価)	未達の許容量： 許容値設定なし (精度100%) ※1 過制御の許容量： 制約なし (30分積算値評価)	・実証で検証した要件案を適用したものであり、評価単位（1分or30分等）に合わせ検討が必要（アグリへのアンケートでは、高圧：精度90%以上が可能、低圧：80%以上とするのが望ましい（90%以上も対応は可能）との回答あり） ・パターン②では過制御を許容（ただし可制御に対するインセンティブはなし）
ベースライン	調整力の供出 量を算出する際 のベースとなる値 の計算方法	Low 4 of 5	Low 4 of 5	・統計的手法（Low 4 of 5など） ・発電機等計測（ゼロベースライン）	・アグリへのアンケートで、望ましいベースラインとして挙げられたため
ペナルティ	要求精度を満たさないなどの契約からの逸脱があった際のペナルティ	あり※2	あり※2	・応動実績に応じて、kW報酬等が減額される金銭的ペナルティなど※3	・アグリへのアンケート結果ではΔkWとkWh報酬が減額されるペナルティが望ましいとの意見が太宗を占めているため

※1未達量の発生＝ペナルティの発生となる。アグリゲータ側でマージンを見込むことで指令値に対して100%以上の精度が達成可能と考えられるが、評価単位に合わせた検討やリソースの不応動に対するマージンを誰がどのように見込むべきかについては整理が必要である。

※2 実証では、ペナルティ額の算定に関する規定はなし。

※3 リソース不応動時のセーフティネット発動に係わる補償と合わせて整理が必要である。

注）本募集要件（案）は、NEDO FLEX DER事業での検討をベースとした2025年2月時点のものであり、今後の制度議論状況など、取り巻く環境や状況変化により見直す可能性がある。

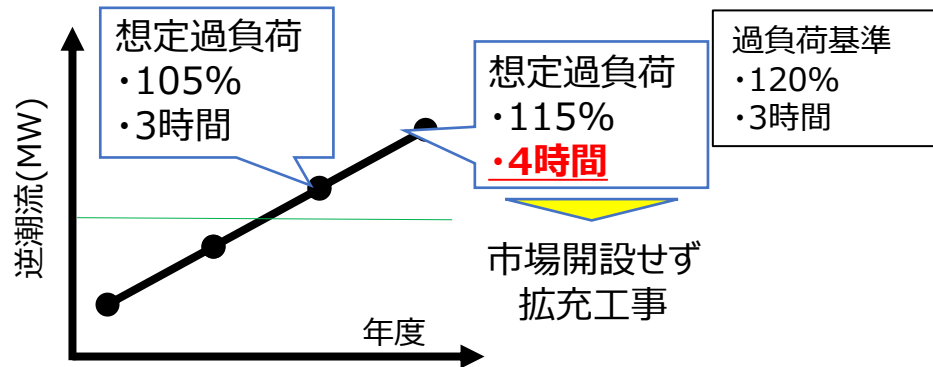
(参考) セーフティネットについて

- 本事業では「セーフティネット」として、調達したDERの不応動等の予期せぬ事象が発生した場合においても設備の損傷やリレーの不要動作を防止する仕組みを検討した。
- 現状とりうるセーフティネットの手段は、過負荷運用や配電線切替が考えられるが、それでは対応できない事象には、現行の運用上、設備損傷の回避のために一般送配電事業者がとりうる手段がない。
- そのため、系統セキュリティ担保のためには、「Ⅰ 過負荷運用・配電線切替で対応できない緊急事態が想定される場合には市場開設しない（設備拡充を選択する）」、もしくは「Ⅱ 別の技術的手段を検討し、技術的手段を充足させる。（負荷遮断の運用整理含む）」の2つの手法を想定する必要がある。

○系統セキュリティ担保の手段

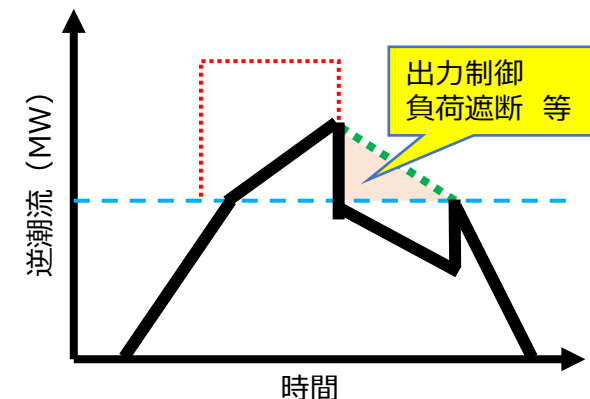
Ⅰ 市場開設要件の制限

- ✓ 異常時の潮流が切替可能容量や過負荷基準限度内であることを条件に市場開設。



Ⅱ 技術的手段の充足

- ✓ 負荷遮断の運用上の整理を行い活用
- ✓ 再エネ出力制御等、新たな技術的手段を確立



➡日本版コネクト&マネージシステムの一部の活用や転送遮断、専用機器設置等による再エネ出力制御が有効か

イノベーションを加速し、
スピーディーに成果を社会へ

