資料５

「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 プロジェクト）

事業原簿
（公開版）

担当部	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 再生可能エネルギー部

更新履歴

更新日	更新内容
2025 年 11 月 11 日	初版発行（終了時評価）

目次

1. 事業全体概要 1

1.0. プロジェクト用語集 5
1.1. 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋 10
1.1.1. 本事業の位置付け・意義 10
（1）本事業の背景 10
（2）本事業のねらい 12
（3）本事業で想定した DER フレキシビリティ活用の具体的な運用イメージ 13
1.1.2. アウトカム達成までの道筋 14
（1）本事業のアウトカム及び成果実装に係る国のロードマップ 14
（2）2050 年度までの配電用変電所混雑（推定）及び費用・便益の検証 15
（3）費用・便益の検証から得られた示唆と、アウトカム達成までの道筋 22
1.1.3. 知的財産・標準化戦略 25
1.2. 目標及び達成状況 27
1.2.1. アウトカム目標及び達成見込み 27
1.2.2. アウトプット目標及び達成状況 28
1.3. マネジメント 29
1.3.1. 実施体制 29
1.3.2. 検討委員会 29
1.3.3. 受益者負担の考え方 30
1.3.4. 研究開発計画 30
1.3.5. 進捗管理 30

2. 目標及び達成状況の詳細 31

2.1. 背景・目的・プロジェクトアウトカム目標と各項目との関係 31
2.2. 研究項目 1「一般送配電事業者における課題検討」 33
2.2.1. 短期～中期 の系統混雑予測技術を踏まえた募集要件の検討 33
2.2.2. セーフティネットのあり方の検討 55
2.2.3. DER フレキシビリティシステムへのデータ連携に関する検討 76
2.2.4. DER フレキシビリティ活用による系統への影響検討 80
2.2.5. フィールド実証を踏まえた募集要件・運用課題の検討 92
2.3. 研究項目 2「DER フレキシビリティ活用プラットフォームにおける課題検討」 96
2.3.1. DER フレキシビリティ活用プラットフォームの機能検討 96
2.3.2. データ連係・通信プロトコルに関する検討 101
2.3.3. 業務フローとプラットフォームのシステム要求仕様の検討 109
2.4. 研究項目 3「アグリゲーターにおける課題検討」 112
2.4.1. DER フレキシビリティ管理技術の検討 113
2.4.2. DER フレキシビリティ制御技術の検討 127
2.4.3. DER フレキシビリティ制御・計画・評価技術の検討 127
2.4.4. フィールド実証結果を踏まえた技術要件整理 128
2.4.5. DER フレキシビリティ活用の社会実装可能性検討 134

2.4.6. DER フレキシビリティ市場設計検討 151
2.5. 研究項目 4「フィールド実証」 159
2.5.1. フィールド実証におけるシナリオ検討 159
2.5.2. フィールド実証のための設備構築及びシステム導入 161
2.5.3. フィールド実証を想定した事前検証 162
2.5.4. フィールド実証試験 164
2.5.5. フィールド実証を通して得られた課題（各 WG へのフィードバック） 198
2.5.6. DER フレキシビリティ活用計画・効果検証・総合的ケーススタディ 200

3. 実用化・事業化への道筋と課題 210

3.1. 短期～中長期の取組み 210
3.1.1. 短期の取り組み：実運用への移行に向けた課題解決と運用ノウハウの蓄積 210
3.1.2. 中長期の取り組み：上位/下位連携 211
3.2. 成果普及への取り組み 211
3.2.1. 成果の発信 211
3.2.2. 外部機関・別事業との連携 212

添付資料 213

●基本計画 213
●NEDO でとりまとめたフレキシビリティ活用における募集要件（案） 219
●研究発表・講演、文献、特許等の状況 222
研究発表・論文、講演 222
次世代分散型電力システム検討会での NEDO 報告 225
プレスリリース 225

1. 事業全体概要

プロジェクト名	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 ※METI 予算要求名称： 蓄電池等の分散型エネルギーリソースを活用した次世代技術構築実証事業（2023 年度まで） 再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代型の電力制御技術開発事業（2024 年度）	プロジェクト番号	P22004
担当推進部/プロジェクトマネージャー（ＰＭｇｒ）・担当者及び METI 担当課	（担当推進部） 2021 年 4 月～2024 年 6 月：スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 2024 年 7 月～現在：再生可能エネルギー部 （プロジェクトマネージャー：ＰＭｇｒ） 小笠原 有香（2023 年 4 月～2025 年 3 月） 前野 武史（2022 年 6 月～2023 年 3 月） （サブＰＭｇｒ） 今野 直喜（2023 年 4 月～2025 年 2 月 ※2022 年 6 月から主担当として従事） （担当者） 串間 洋喜（2022 年 6 月～現在） 門吉 宣幸（2022 年 6 月～2024 年 2 月） 本山 秀樹（2022 年 6 月～2022 年 9 月） 山本 航介（2023 年 4 月～現在） 知念 竜希（2024 年 3 月～現在） 正木 健二（2025 年 9 月～現在） （METI 担当課） 経済産業省 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギーシステム課、制度審議室		
０．事業の概要	「第 6 次エネルギー基本計画」で示された「再生可能エネルギーの主力電源化」に向け、系統の増強と並行しながら既存系統を最大限に活用するために必要な技術開発が求められている。そのためには分散型エネルギーリソース（以下、DER）を積極的に制御し、電力系統の混雑を緩和することにより、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の導入拡大を図る必要がある。 本事業では、アグリゲーター等と送配電事業者をつなぎ、再エネに起因して混雑が生じる配電用変電所の下位において、DER を制御して需要をシフトあるいは創出することを可能とする DER フレキシビリティシステムを構築し、DER の制御と系統混雑の緩和、再エネ出力制御の回避の効果を実証にて検証する。また、標準的な業務フローや通信仕様を確立する。		
１．意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋			
1.1 本事業の位置付け・意義	我が国の太陽光発電の多くは配電用変電所以下に連系する事業用（～2,000kW）であり、それらの逆潮流が増えることによって、配電系統での混雑の問題が顕在化しつつある。特に、当該系統の混雑時に出力制御が行われない配電系統では、系統増強を完了しないと連系ができない事象が増加している。 再エネの主力電源化に向けては、必要な設備増強と並行しながら、設備増強を待たずして行う早期連系や、再エネの有効利用を図りながら系統混雑緩和を実現することが、解決すべき重要な課題となっている。 DER フレキシビリティによる設備増強の回避にかかる費用・便益の試算結果として、配電用変電所の混雑を対象として DER フレキシビリティを活用することが、この課題解決のための１つのソリューションになりうることを示唆した。 本事業では、一般送配電事業者が DER を直接制御できないという日本の制度的背景等を踏まえ、アグリゲーターや DER 所有者との情報連携を図る「DER フレキシビリティシステム」を試験的に構築し、フィールド実証を通じてこの仕組みの実現性を検証する。想定するユースケースとして、発電起因の混雑が予測される数年前から DER を募集・調達し、混雑発生時に活用することで、設備拡充の回避また		

	は延伸を目指す。これにより、再エネ導入拡大と系統混雑緩和の両立を図ることが本事業のねらいである。
1.2　アウトカム達成までの道筋	再エネの導入に伴い配電用変電所の過負荷が進むにつれ、本事業の成果を適用することで中長期的には一定程度の設備増強コストの削減が見込まれることは定量的に明らかになっている。本事業の結果として得られた社会実装に向けた技術的な残課題は、日本版コネクト&マネージ 2.0 事業にて解消し、当該事業終了後に、実用化に向けた DER フレキシビリティシステムの仕様確立、将来的に全国展開を目指す方針である。DER フレキシビリティシステムについては、配電用変電所の混雑に起因する課題が全国に先立って生じうる系統から試行的に展開・実用化し、各エリアの状況等に鑑み成果の横展開を図る。 他方、本事業の成果の実用化・事業化にあたっては、DER フレキシビリティが対象系統内に十分に存在する必要があり、また、再エネや DER フレキシビリティの導入状況によっては、短期的には便益がマイナスになる可能性も孕んでいる。当該システムの導入による高い便益を得るためには、DER フレキシビリティが十分に導入されていることが不可欠である。そのため、DER フレキシビリティシステムの開発等に合わせて、DER フレキシビリティの設置が進むよう、官民の協力の下で本事業終了後の幅広い周知や低圧リソース活用のための DR-Ready 普及に向けた取組みを同時的に行い、フレキシビリティ等の普及・立地誘導を行っていくことが必要である。 さらに、再エネ大量導入が進み「需給」「混雑」が系統の二大課題となる日本において「上位/下位連携」の仕組みを構築することは極めて重要であり、日本版コネクト&マネージ 2.0 事業の中で、その仕組みとしての「DER 集約配分機能」の実現可能性に関する調査、検討を進めている。本事業で取り組んだ成果をこの「DER 集約配分機能」の検討にも取り込み、系統全体での DER フレキシビリティの最適運用が図られるよう、システム・プラットフォームの構築を引き続き進めていく。
1.3　知的財産・標準化戦略	本事業の目的は、出力制御の回避による再エネの更なる導入拡大と、系統混雑緩和による設備増強の抑制を実現するための DER フレキシビリティシステムの開発である。産学連携体制で本事業を確実に遂行し、研究開発の成果が本事業の実施事業者のみでなく、本事業に参画していない全国の一般送配電事業者やアグリゲーター・発電事業者・小売事業者、電機メーカー等にも裨益し、普及展開することを目的としていることから、事業者情報等の秘匿情報にあたるものや一般送配電事業者の既設システム改修の詳細な情報以外は、技術仕様・ガイドラインの策定の根拠となる情報を含め基本的には積極的に公開していく。 事業者は事業終了後も NEDO と協力し、研究発表や成果の活用等を通じた“成果の普及”を積極的に進める。

２．目標及び達成状況

2.1　アウトカム目標及び達成見込み	本事業の成果によって、既存設備を有効活用しながら配電用変電所混雑時の設備増強を抑制することで、社会コストを可能な限り低減し、再エネ発電の予見可能性を高め、エネルギー基本計画で示される再エネ導入拡大の実現に資することが本事業のアウトカムである。 第 6 次エネルギー基本計画のほか、「次世代の分散型電力システムに関する検討会」（資源エネルギー庁）では、NEDO 事業を含めた取組みのロードマップが示されている。本ロードマップに従い、本事業で開発した基盤技術等の成果を事業終了後にシステムとして確立し、将来的な全国展開を促すことをアウトカム目標としてあらかじめ設定し、アウトカムの達成を目指している。 実際のところ、2030 年度を待たずに各エリアにて配電用変電所での混雑が見込まれている。NEDO で確立した標準仕様を基に DER フレキシビリティシステムを 2028 年頃より、課題先進一送エリアにて順次展開し、DER フレキシビリティシステムにより、調達した DER を混雑時に制御（上げ DR）し混雑緩和を図る見通しがある。なお、実用化・事業化については、各エリアの状況等に鑑み行うことが肝要である。

2.2　アウトプット目標及び達成状況	DER フレキシビリティシステムを介し、系統混雑する配電用変電所の下位の DER の制御により需要をシフトあるいは創出し、太陽光発電等の再生可能エネルギーの出力制御が回避可能となることを実証すること、標準的な業務フローや通信仕様を確立することがアウトプット目標である。 本事業では、3 年間の活動を通じ、DER フレキシビリティによる系統混雑緩和の実現可能性を確認し、標準的な業務フローの確立、運用上の課題抽出、DER 応動時の系統影響評価を完了した。また、DER フレキシビリティシステムとのデータ連携、通信プロトコルの仕様を確立するとともに、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。 加えて、事業参加していないアグリゲーターに対するアンケート調査結果等も踏まえつつ、現時点で考えられる混雑緩和のための DER フレキシビリティ募集要件案を整理した。また、各検討から抽出された課題を「技術・運用面」と「制度面」で整理するとともに、これらを踏まえた今後の技術開発の方向性について考察した。 2026 年度末に達成予定であった目標を前倒しで達成し、社会実装に向けた残課題を早期に抽出できたことから大幅に目標が達成できた。

3．マネジメント

3.1　実施体制	プロジェクトマネージャー	再生可能エネルギー部　主査　小笠原 有香
	プロジェクトリーダー（PL）、サブ PL	PL：石井 英雄 氏（学校法人早稲田大学　スマート社会技術融合研究機構　事務局長） サブ PL：馬場　旬平　氏（国立大学法人東京大学大学院　新領域創成科学研究科　先端エネルギー工学専攻　教授）
	委託先	・委託先（計 10 社） 東京電力パワーグリッド株式会社（東京電力 PG／東電 PG）、 学校法人早稲田大学、 株式会社三菱総合研究所、 関西電力送配電株式会社（関西送配電）、 京セラ株式会社、 国立大学法人東京大学、 中部電力パワーグリッド株式会社（中部電力 PG／中部 PG）、 東京電力エナジーパートナー株式会社（東電 EP）、 東京電力ホールディングス株式会社（東電 HD）、 三菱重工業株式会社
3.2　検討委員会	本事業では、有識者 5 名からなる検討委員会を設置し、半年に 1 回程度意見・助言を得ながら事業を推進した。検討委員会には、有識者だけではなく資源エネルギー庁、NEDO、事業者（東京電力パワーグリッド、三菱重工業、東京電力ホールディングス、東京電力エナジーパートナー、中部電力パワーグリッド、東京大学、京セラ、関西電力送配電、三菱総合研究所、早稲田大学）も参加した。この検討委員会においては、原課である資源エネルギー庁新エネルギーシステム課以外にも、電力基盤整備課、送配電網協議会等もオブザーバとして参加し、必要に応じて助言を得ている。検討委員会は、第 1 回を 2022 年 11 月に、第 2 回を 2023 年 3 月に、第 3 回を 2023 年 9 月に、第 4 回を 2024 年 3 月に、第 5 回を 2024 年 9 月に、第 6 回を 2025 年 2 月に開催した。	
3.3　受益者負担の考え方	本事業は、国の政策実現に向け産学連携体制で本事業を確実に遂行し、研究開発の成果が実施事業者のみでなく、全国の一般送配電事業者や発電事業者・小売事業者、電機メーカー等にも裨益し、普及展開することを目的としていることから、国の委託事業として実施しているもの。 全国での統一的な基準・仕様等の策定を目指す本事業を補助事業で行う場合、一般送配電事業者 10 社が参画となれば相応の追加コストが生じるとともに、一部の一般送配電事業者のみが事業へ参画し、当該事業者に特化して開発した仕様が国内	

	標準となる場合には費用負担の公平性の観点で懸念があることから、本事業は委託として実施することを基本としている。

年度	2022fy	2023fy	2024fy
委託／助成	委託	委託	委託

3.4　研究開発計画

事業費推移［単位:百万円］	主な実施事項	2022fy	2023fy	2024fy	総額
	会計（特別）	345	1,295	1,576	3,216
	総 NEDO 負担額	345	1,295	1,576	3,216

情勢変化への対応	○　３年間の検討により当初掲げていた最終目標が達成できる見通しが立ったこと、DER の活用は配電系統だけでなく、上位系統・電力系統全体で検討・最適化を図っていくことが重要であるとの NEDO 判断から、本事業は 2024 年度にて終了し、当該事業の成果を「日本版コネクト＆マネージ 2.0」事業へ引継ぎ、社会実装に向けた検討を強力に進めることとした。 ○　2024 年度のフィールド実証や、アグリゲーターに対するアンケート等の結果を受け、検討内容の見直し等を実施した。
中間評価結果への対応	中間評価は実施していない。

評価に関する事項		
	事前評価	2020 年度　担当部　スマートコミュニティ部 2021 年度　担当部　スマートコミュニティ　・エネルギーシステム部
	中間評価	―
	終了時評価	2025 年度　終了時評価実施

４．その他

研究発表、講演、論文	42 件（2025 年 9 月末時点）
プレス発表	3 件　※フィールド実証にあたっての連名リリースを 1 件実施

基本計画に関する事項		
	作成時期	2022 年 3 月　作成
	変更履歴	2024 年 2 月　改定 2024 年 10 月　改定

1.0. プロジェクト用語集

略称	正式名称	和文・備考等
AC システム	Aggregation Coordinator System	複数のエネルギーリソース（発電所や系統用蓄電所など）を統合し、効率的に電力供給を行うシステム
ＡＣまたはアグリゲーションコーディネーター	Aggregation Coordinator	RA/リソースアグリゲーターが制御した電力量を束ね、一般送配電事業者や小売電気事業者と直接電力取引を行う事業者
ANM	Active Network Management	アクティブ・ネットワーク・マネジメント 配電網の DER（分散型エネルギーリソース）をリアルタイムや準リアルタイムで制御し、過負荷や電圧上昇を抑制する仕組み
AP（AP/UP）	Availability Payment	可用性コストの略称で、リソースの利用可能性に支払われるフィーの単価
API	Application Programming Interface	ソフトウェア間で情報を通信するための仕様・規約
BAU	Business As Usual	日常的な業務やプロセス
CRUD	Create/Read/Update/Delete	データを取り扱うソフトウェアに要求される 4 つの基本機能
DER	Distributed Energy Resources	分散型エネルギーリソース。発電設備や蓄電設備、電気自動車、ヒートポンプなどの需要設備の総称。本事業では、主に蓄電設備・需要設備を指している。
DNO	Distribution Network Operator	配電事業者。配電系統の設備を管理する事業者。
DR またはディマンドリスポンス	Demand Response	DSR の保有者もしくは第三者が、DSR を制御することで、電力需要パターンを変化させること
DSO	Distribution System Operator	配電系統運用者
DSR	Demand Side Resource	需要家側エネルギーリソース
EMS	Energy Management System	エネルギーマネージメントシステム
ENA	Energy Networks Association	英国の電力・ガスネットワーク事業者の業界団体。送配電事業者間の調整や政策提言、技術標準化などを行う。
ESIA モデル	Energy System Integration Aggregation Model	東京大学岩船研究室が構築した、太陽光発電や電力需要など制御不可な要素と制御可能な DR 機器の集約効果を評価するためのモデル
FLEX DER	Development of Flexible and Distributed Energy Resources Control Technology to Mitigate Congestion in Power Systems	本事業の略称
G/W	Gateway	プロトコル（通信手段）の異なるネットワークを中継する機能や外部からの制御指令を当該機器が動作できるように伝達する機能持つ機器
GBM	Gradient Boosting Machine	勾配ブースティング法。多数の決定木を用いてモデル化する機械学習の一手法。モデル誤差を最小化するよう勾配降下法を用いて逐次的にパラメータを調整する。
ISO	Independent System Operator	独立系統運用機関

略称	正式名称	和文・備考等
LRT	Load Ratio control Transformer	送電線あるいは配電線の電圧を調整するために、電圧の変動に応じて変圧器の負荷をかけた状態で、巻線のタップを切り換える装置
LV	Low Voltage	低電圧
MVA	Mega Volt Ampere	メガボルトアンペア（電流の単位）
NGED	National Grid Electricity Distribution	英国の配電会社
OCCTO	Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators	電力広域的運営推進機関
PCS	Power Conditioning System	太陽光システム等で発電された直流電力を交流電力に変換するための装置
RA システム	Resource Aggregator System	RA/リソースアグリゲーターがリソースに対して、指令・制御等をするためのシステム
RA またはリソースアグリゲーター	Resource Aggregator	DSR や DER を統合制御して、VPP や DR からエネルギーサービスを提供する事業者（需要家と VPP サービス契約を直接締結してリソース制御を行う事業者）
RFP	Request for Proposal	提案依頼書
RMSE	Root Mean Squared Error	二乗平均平方根誤差
SOC	State Of Charge	充電率
SVR	Step Voltage Regulator	配電線の自動電圧調整器
SVR／HSVR	Support Vector Regression／Hierarchical Support Vector Regression	サポートベクター回帰／階層的サポートベクター回帰
TSO	Transmission System Operator	送電系統運用者
UKPN	UK Power Networks	英国の配電会社
UP	Utilization payment	利用コストの略称で、リソースの利用可能性に支払われるフィーの単価
VEN	Virtual End Node	OpenADR で規定される下位ノード
VPP	Virtual Power Plant	エネルギーリソースを制御することで、発電所と同等の機能を提供すること
VTN	Virtual Top Node	OpenADR で規定される上位ノード
WG	Working Group	実施項目毎の作業部会
市場プラットフォーム	DER フレキシビリティ活用プラットフォーム（市場機能）	FLEX　DER にて活用する実証用のプラットフォームにおける市場機能を担うシステム
制御プラットフォーム	DER フレキシビリティ活用プラットフォーム（制御機能）	FLEX　DER にて活用する実証用のプラットフォームにおける制御機能を担うシステム

用語	英訳	定義
DERMS	-	分散型エネルギーリソース（太陽光、蓄電、風力など）を統合・制御し、最適運用を支援するシステム
DER フレキシビリティ	-	DER から供出可能な調整力
DER フレキシビリティシステム	-	DER フレキシビリティ活用を実現するために必要な一般送配電事業者システム、DER フレキシビリティ活用プラットフォーム、アグリゲーターシステムの総称。系統の混雑状況や DER の活用状況（蓄電池の充電状態など）を共有し、発電や負荷の大きさに応じて DER などの制御を可能とするプラットフォームの中核となるシステム
DER フレキシビリティ応動可能量	-	DER フレキシビリティ活用プラットフォームへ登録した DER の容量のうち、DER フレキシビリティ活用プラットフォームより通知された DER フレキシビリティ制御（予定）指令量に応動できるように、アグリゲーターが DER から確保する DER 容量の合計値
DER フレキシビリティ活用プラットフォーム	-	DER フレキシビリティの取引及び DER フレキシビリティの制御の仲介を行うプラットフォーム
DER フレキシビリティ供出可能量	-	マルチユースを考慮した際にフレキシビリティ市場へ供出可能とする DER の容量
DER フレキシビリティ市場	-	DER フレキシビリティを活用するための取引を行う市場
DR-Ready	-	家庭など需要家側の創エネ機器や蓄エネ機器を、通信ネットワークを介した遠隔操作によるディマンドリスポンス（DR）に対応させること
DR プログラム	-	電力の需給バランスを保つために、家庭や企業が節電や電力需要のシフトなどを行うプログラム
GIS ポリゴンデータ		地図上で地域や面上の範囲を多角形で表現するために使用される、一連の座標を定義する図形データ
kWh 対価	-	実際に調整力が行使された場合に、その使用量に基づいて支払われる対価
kW 対価	-	調整力の提供能力に対して支払われる対価
low 4 of 5	-	DR 実施日の直近 5 日間（DR 実施日当日を含まない）のうち、DR 実施時間帯の平均需要量の少ない 4 日間の需要データ
N-1	-	主要構成要素の 1 つが喪失しても、システム全体の安定性が維持されることを示す信頼性基準
OpenADR	-	DR を実現するプロトコル（通信手段）。需給調整市場等で採用されている。
⊿kW	-	実需給時点で各時間帯毎に必要な能力を持った電源等を、出力調整できる状態で予め確保すること
⊿kW 確報値	-	実需給の数時間前段階での調整指示
⊿kW 想定値	-	系統混雑予測を基にした一週間前段階での調整要請
⊿kW 速報値		系統混雑予測を基にした前日段階での調整要請
アセスメント	Assessment	DR の実績報告データから要件に合致しているか評価・査定すること
インターフェース	Interface	システム間や機器間で情報、制御信号、エネルギーなどを交換するための接続点や仕組み
インバランス	-	電力の需給計画と実際の需給の間に生じる差異
インピーダンス	Impedance	交流回路において、抵抗とリアクタンスの合成により示される電流の流れに対する抵抗

スポット市場	-	日本卸電力取引所（JEPX）などの電力市場における取引類型の一つ。翌日に受渡する電気の取引を行う市場
スマートメーター	Smart Meter	電力会社等の検針・料金徴収業務に必要な双方向通信機能や遠隔開閉機能を有した電子式メータ
スマートレジリエンスネットワーク	smart resilience network	脱炭素化やレジリエンス強化といった社会課題解決のため、エネルギー、データ、ヒューマンリソースなどの分散リソースを連携させ、産官学の枠を超えて協力し合う社会共創基盤の団体
タップ制御	Tap Control	変圧器の変圧比を変えて誘導起電力（電圧）を調整すること
ディスパッチ	Dispatch	電力システムのバランス維持のため、発電や需要の調整指示を行うプロセス
ディマンドリスポンス・インタフェース仕様書	-	OpenADR の仕様に基づいて、日本における系統運用者、小売事業者、アグリゲーターの間のディマンドリスポンス通信に必要な事項をまとめたもの
フィーダー	feeder	配電用変電所以下の配電系統の一群を指す
ベースライン	-	DR を行わなかった場合の想定電力。 あるいはエネルギーリソースを導入しなかった場合の想定電力。
マッチング	Matching	市場内で売り手と買い手の注文を照合し、取引を成立させるプロセス
マルチプロトコル	Multi protocol	複数の通信規格、または複数の通信規格に対応していること
リソース	resource	需要家の受電点以下に接続されているエネルギーリソース（発電設備、蓄電設備、負荷設備）
レベニュースタック	Revenue stack	各収入要素が積み上げられた収益構造
一般送配電事業者	General Electricity Transmissionand Distribution Utility	送配電網を管理し、電気を発電所から需要家へ送り届ける事業を担う者
運用容量	Operational Capacity	送電線や変圧器等の設備毎に定められた、電力を安定的に送電できる容量。一般的には熱容量による制約となることが多いが、過渡安定性や電圧安定性によって決まる場合もある。
応動時間	-	指示に対してシステムや設備が実際に動作を開始するまでの時間
応動量	-	一般送配電事業者からの指令に基づき DER フレキシビリティを供出した実績とベースラインの差分
価格シグナル	-	市場において、電力の需給バランス、コスト、リスクなどの要因が反映された価格変動を通じ、需要側及び供給側の行動（需要調整や投資判断など）を誘導する指標。
過積載	Panel Oversizing	PCS の定格電力よりも多くの太陽光パネルを接続し、ピーク時以外の発電量を増やす方法
逆潮流	Reverse power flow	発電設備から電力系統側へ向かう電力潮流
系統切替	System switching	機器、送電線等の補修による運転停止や、需要、供給力の季節的変化に対応する潮流是正等のため、開閉装置及び付属装置の操作により系統接続の変更を行うこと
混雑 または 系統混雑	Congestion	送配電線や変電所設備等の運用容量の制約により、発電事業者の運用や需要側に制約が必要となる状態

混雑管理	Congestion Management	事前またはリアルタイムにおいて、調整力を確保し、潮流が送電線の運用容量以内となるよう運用すること
裁定取引（アービトラージ）	Arbitrage	電力取引においては，電力価格が安い時点で購入し、その後、電力価格が高い時点で売却することで収益を得る手法
三次調整力②	-	需給調整市場の商品であり、FIT 特例制度①及び FIT 特例制度③を利用している再生可能エネルギーの予測誤差に対応する調整力
市場約定アルゴリズム	-	市場参加者の注文を集約し、クリアリング価格と取引量を決定するための計算手法
市場連動型	-	電気料金の単価が市場価格と連動して変動するプラン
事前審査	-	発動指令に必要な通信状況の確保を実証するために行うテスト
識別子	-	様々な対象から特定の一つを識別、同定するのに用いられる名前や符号、数字など
需給調整市場	Supply and demand adjustment market	電力供給区域の周波数制御、需給バランス調整を行うために必要な調整力を取引する市場
設備増強	-	配電線や変圧器などの設備容量を増強し、送配電網の性能向上を図る措置
通信オーバーヘッド	-	送信するデータや信号そのものとは別に付加的に必要となるデータ
定格充電	-	蓄電池が最大で受け入れられる電力で行う充電
特徴量	Feature	対象データの特徴を定量的な数値として表したもの
配電系統	disribution grid	配電用変電所二次側（6.6kV）から需要家までを供給する電力設備の範囲
配変バンク（配電用変電所バンク）または バンク	-	配電用変電所に施設されている配電用変圧器
発動指令電源	-	容量市場の商品であり、全国一括で確保されてリクワイアメント（年 12 回、3 時間継続、3 時間前指令）に従って運用されることとなる電源
分散型電算装置	-	暗号計算処理等、複数のコンピューターが処理を分担して計算を行う装置を、移設可能なコンテナに収容したもの
募集エリア	-	混雑対象箇所以下の系統に接続されるエリアで、リソースの募集を想定するエリア
未達量率	-	約定量に対する未達量の割合
容量市場	Capacity market	将来の供給力 kW を取引する市場

1.1.　意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋

1.1.1.　本事業の位置付け・意義

（1）本事業の背景

「第 6 次エネルギー基本計画」で示された「再生可能エネルギーの主力電源化」に向け、太陽光発電や蓄電池等の分散型エネルギーリソース（DER）を活用し、再生可能エネルギー（再エネ）の主力電源化を基盤とする次世代型の送配電ネットワークを実現するとともに、電力系統への受け入れコストを抑えた系統制約の克服や需給の変動性に対応する十分な調整力を確保するための技術開発が期待されている。

NEDO では、「集中連系型太陽光発電システム実証研究」（2002～2007 年度）として、群馬県太田市での 553 台の住宅用太陽光発電の系統連系試験を実施したが、当時から、配電系統は太陽光発電からの逆潮流を特別高圧系統に送り込む前に混雑する可能性があることが示唆されていた。この「混雑」とは、送配電線や変圧器等の送配電設備において設定された熱容量すなわち送電可能容量を上回る潮流が見込まれる際に発生する課題である。従前、配電系統での混雑は、電力使用量の増加に伴う順潮流の増加によって発生するケースが多く、供給義務の下一般送配電事業者は、順調流に対応する形で設備増強を図ってきた。目下、我が国の太陽光発電の多くは配電用変電所以下に連系する事業用（～2,000kW）であり、それらの逆潮流が増えることによって、その混雑の問題が顕在化しつつある。特に、当該系統の混雑時に出力制御が行われない配電系統では、系統増強を完了しないと連系ができない事象が増加している。再エネの主力電源化に向けては、必要な設備増強と並行しながら、設備増強を待たずして行う早期連系や、再エネの有効利用を図りながら系統混雑緩和を実現することが、解決すべき重要な課題となっている。

基幹系統・ローカル系統の混雑に対しては、日本版コネクト＆マネージシステムからの指令を通じて、10kW 以上の電源に対する出力抑制が行われるが、2019 年度に実施した「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発／研究開発項目[1]-1 日本版コネクト＆マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ」では、配電系統へのコネクト＆マネージシステム（出力抑制）の適用は、系統増強費用に対する経済性が乏しい結果となった。また、配電系統では、日常的に系統切替えを行う運用がなされることなどから、ローカル系統以上に技術的・運用面に課題が多い。他方で、DER の活用により再エネの出力抑制量の低減が可能となれば、配電系統（配電用変電所）における柔軟なコネクト＆マネージを実現できる可能性があると示唆された（図 1）。

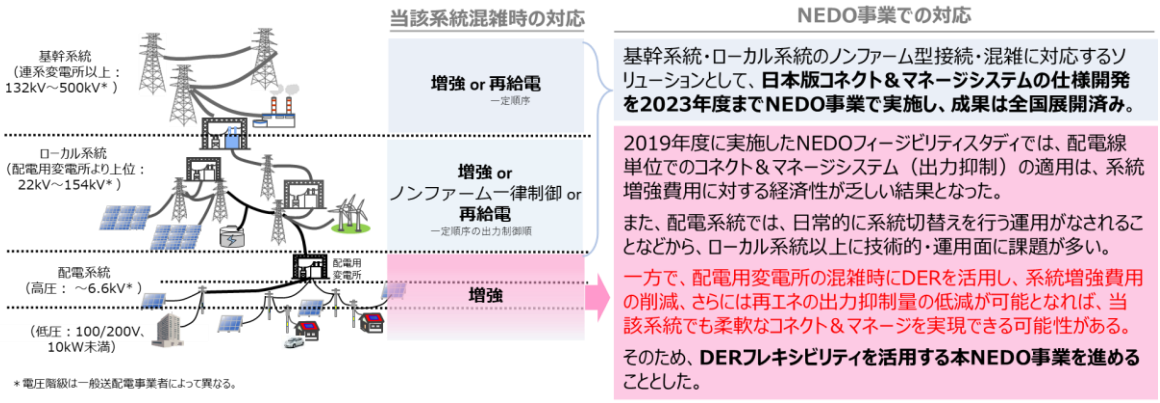


図 1 系統混雑時の対応

このような中、2020 年度に NEDO で実施した「分散型エネルギーリソースの更なる活用に向けたフィージビリティスタディ」及び 2021 年度に実施した「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に向けたフィージビリティスタディ」では、海外で進みつつある DER フレキシビリティの有効活用の仕組みを参考に、逆潮流による系統混雑発生時に、フレキシビリティとして制御可能な DER で太陽光発電の電力を吸収し、太陽光発電等の出力制御を回避あるいは設備増強を繰延べるユースケースについての費用対効果の検討等を進めてきた。特に DER フレキシビリティの調達によって設備増強の回避が期待出来る対象 3 設備（送電線、配電用変電所、配電線で、図 2 に示されるケース）について、一定の条件の下 2028～2050 年における全国の純便益（便益－費用）を算出した。その結果が表 1 のとおりであり，配電用変電所とその上位にある送電線との組み合わせ（ケース②）のみ便益がプラスという評価となった。

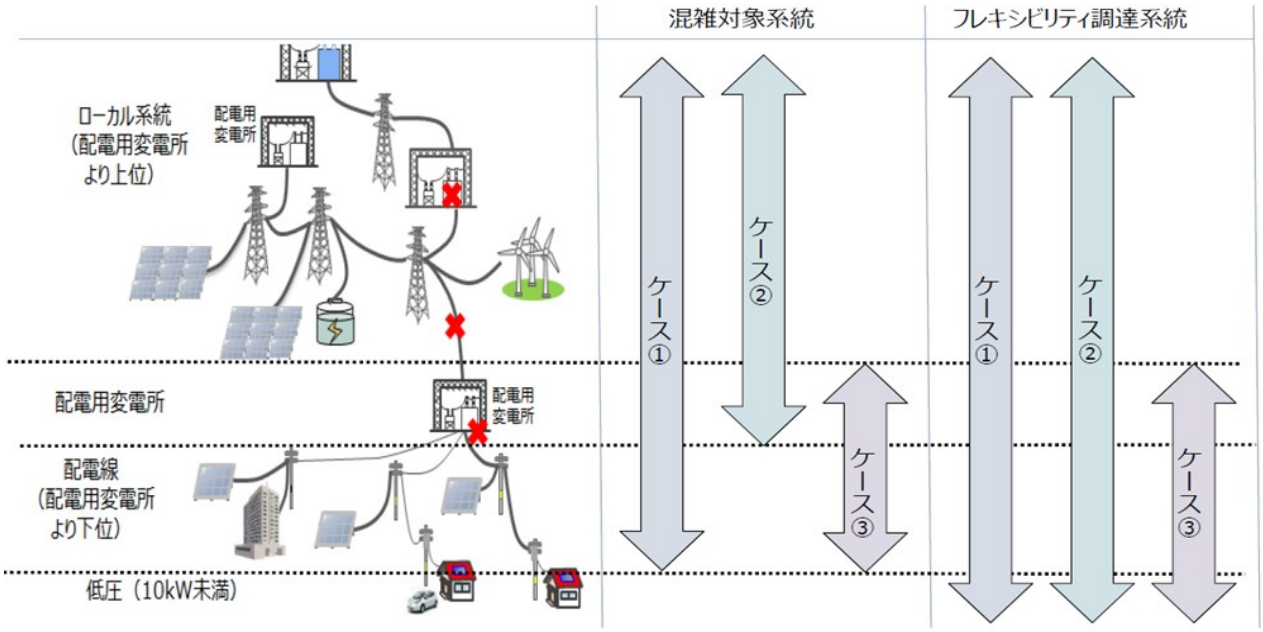


図 2 DER による系統混雑緩和の簡易なマクロ費用便益算定の対象ケース

表 1 2028～2050 年における全国の累積便益・費用・純便益の結果（単位：億円）

DERフレキシビリティ調達による系統増強回避の対象とする設備	便益	費用	純便益（便益－費用）
ケース①送電線＋配電用変電所＋配電線	580	-635	-55
ケース②送電線＋配電用変電所	660	-575	86
ケース③配電用変電所＋配電線	300	-514	-213

ケース②のうち送電線（ローカル系統）の系統混雑に対しては、前述のとおり当該系統の混雑時に発電量の出力制御が行われ、増強規律によって必要な設備増強は行いつつ既存の送変電設備が最大限活用される。他方、配電系統では現在の系統混雑解消手段が基本的に設備増強に限られる。そのため、2021 年度までのフィージビリティスタディ（FS）[1]では、配電用変電所の混雑を対象として DER フレキシビリティを活用することが、我が国においても期待される DER 活用ケースの一つになるとの考察に至ったのである。

（2）本事業のねらい

発送電が分離され完全に自由化された我が国においては、諸外国と同様に、一般送配電事業者は制御可能な DER を所有していない。そのため、配電用変電所の混雑緩和を目的に DER フレキシビリティを活用するためには、一般送配電事業者、アグリゲーター、DER 等のそれぞれが持つ情報を連係し、系統の混雑状況と DER の活用状況（蓄電池の充電状態等）を共有する仕組みが必要となる。

そこで本事業は、出力制御の回避による再エネの更なる導入拡大と、系統混雑緩和による設備増強の抑制という 2 つの課題解決に貢献することを目的として、DER を制御可能な状態にする役割を担う「DER フレキシビリティシステム」（図 3、図 4）を試験的に構築し、フィールド実証を通じてこの仕組みの実現性を検証するために実施することとした。アグリゲーターは、DER フレキシビリティ活用プラットフォームの市場機能に対して DER フレキシビリティ情報を登録・入札し、一般送配電事業者はそれを調達する。系統混雑が見込まれる場合に、一般送配電事業者が DER フレキシビリティ活用プラットフォームの制御機能へ制御指令を発出し、この機能を介して、調達した DER に対して制御指令を伝達する。この一連のフローを実現するのが DER フレキシビリティシステムである。

1 2021 年度 NEDO 事業成果報告（報告書管理番号：20220000000962）「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発/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に向けたフィージビリティスタディ」

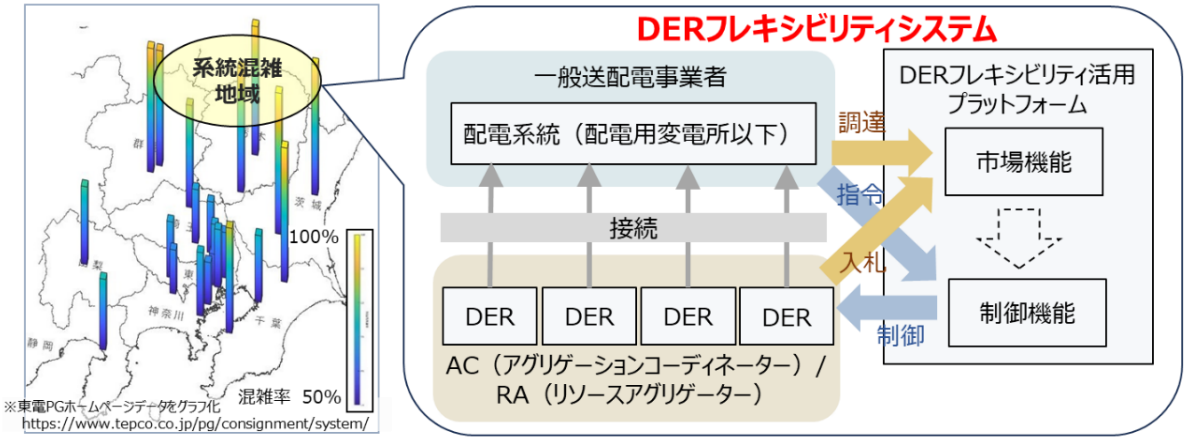


図 3 系統混雑緩和に貢献する DER フレキシビリティシステムの概略

■ 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。

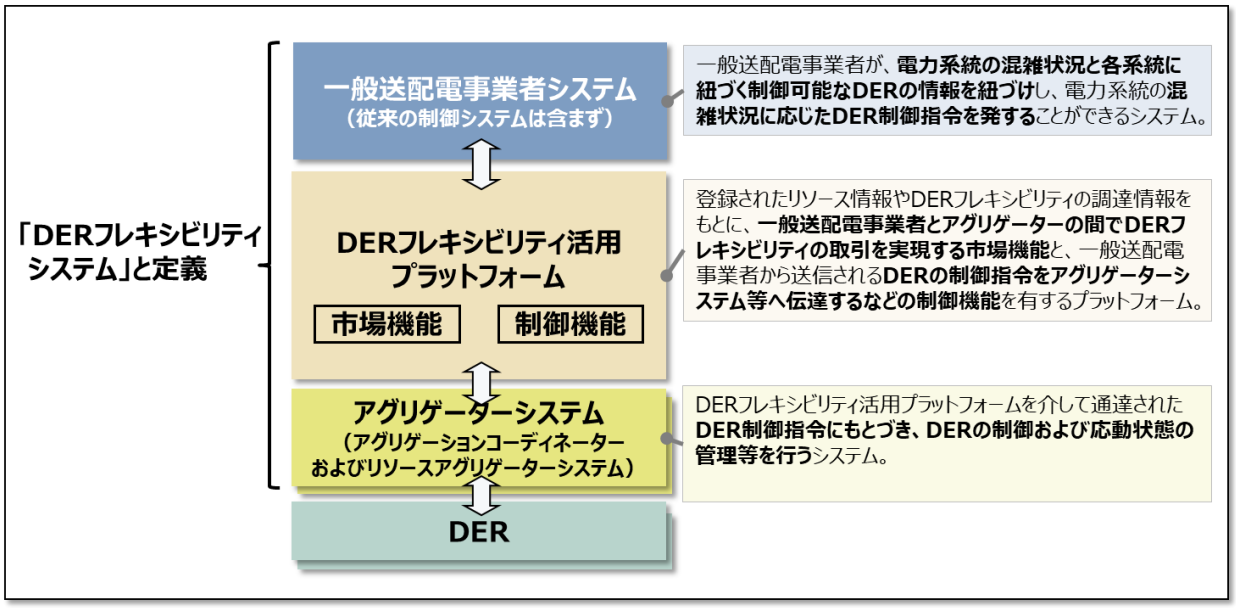


図 4 DER フレキシビリティシステムの構成

（3）本事業で想定した DER フレキシビリティ活用の具体的な運用イメージ

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、設備拡充を回避又は延伸するケースを想定した（図 5）。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は、追加調達することも想定する。

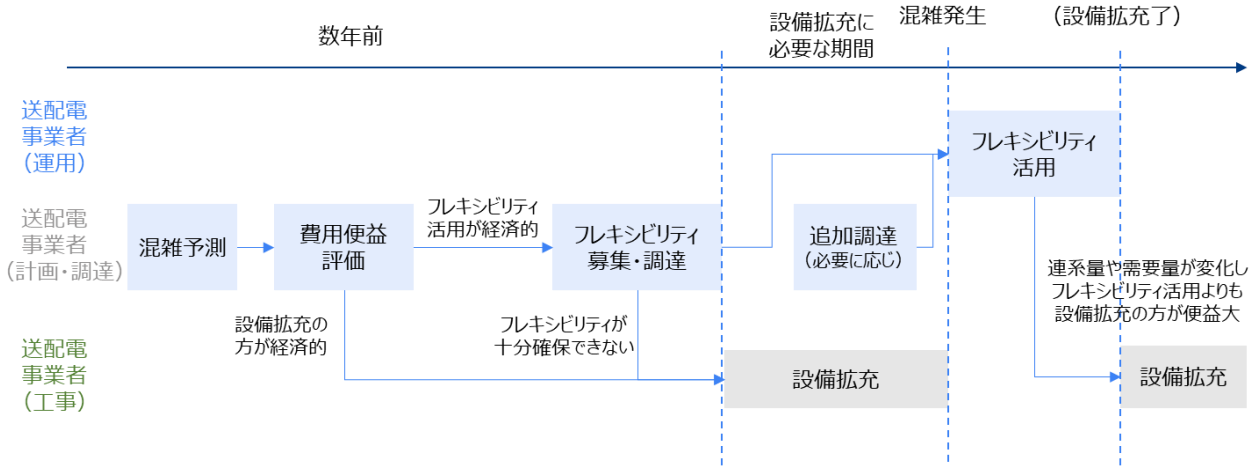


図 5 本事業で想定するユースケースの運用イメージ

1.1.2. アウトカム達成までの道筋

（1）本事業のアウトカム及び成果実装に係る国のロードマップ

本事業の成果によって、既存設備を有効活用しながら配電用変電所混雑時の再エネ出力制御を回避することで、社会コストを可能な限り低減し、再エネ発電の予見可能性を高め、エネルギー基本計画で示される再エネ導入拡大の実現に資することが本事業のアウトカムである。

「第 6 次エネルギー基本計画」では、「今後も引き続き運用容量を開放するために、ノンファーム型接続の適用範囲をローカル系統まで早期に拡大するとともに、配電系統についても、遅くとも 2022 年度までに分散型エネルギーリソースを活用した NEDO プロジェクトにおいて要素技術等の開発・検証を進め、その結果を踏まえて社会実装に向けた方向性を取りまとめ、速やかな展開を目指す。」とされており、また、「次世代の分散型電力システムに関する検討会」（資源エネルギー庁）では、そのロードマップが示されている（図 6）。本事業で開発した基盤技術等の成果について、事業終了後に実用化に向けたシステム確立、将来的な全国展開を目指す。

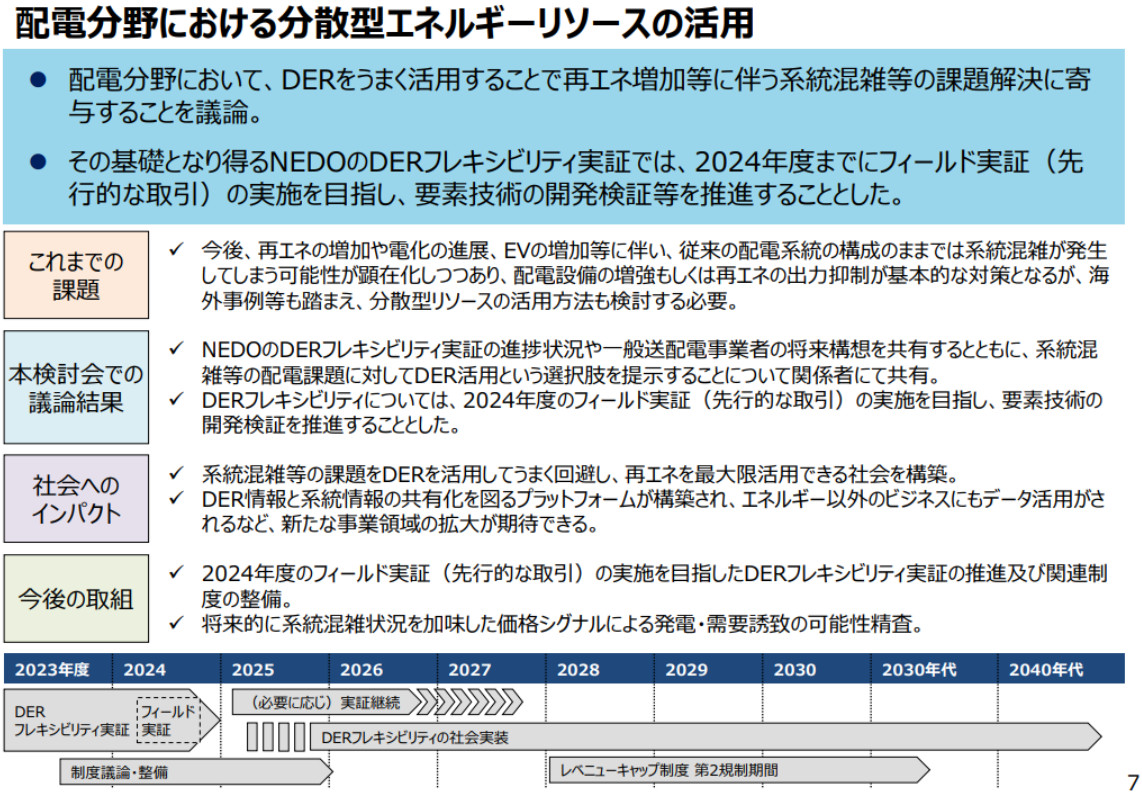


図 6 本事業関連の配電系統での DER 活用に関するロードマップ

出典：次世代の分散型電力システムに関する検討会 中間とりまとめ（2023 年 3 月 14 日、資源エネルギー庁）

（2）2050 年度までの配電用変電所混雑（推定）及び費用・便益の検証

本事業によるアウトカムの程度を定量的に明らかにするための 2024 年度の取組みとして、東京、中部、関西の 3 エリア（以下、「対象 3 エリア」という）の配電用変電所（高圧以下）を対象に、2025～2050 年度の各年度について年間 8, 760 時間における潮流（各時間の電力量［MWh］）の想定と、DER フレキシビリティ活用による費用・便益の検証を簡易に実施した。本検証での便益は、対策により生じるコスト削減効果とした。

潮流想定は、純需要、PV、蓄電池、EV、ヒートポンプについて、スマートメーター、契約容量等の情報を元に平均プロファイル（契約 1kW あたりの 8, 760 時間潮流の推計値）を作成し、配電用変電所のバンクごとの導入量（推計結果）に乗じることにより行った。また、費用対効果の検証にあたり DER フレキシビリティの量による各施策の効果を比較するため、2 つのシナリオを設定した（表 2）。基準となるシナリオ（シナリオ 1）については、再エネ導入が最大限進んだ場合を想定した広域的運営推進機関（OCCTO）の 2050 年度マスタープランに基づき設定した。また、2030 年度については、OCCTO 供給計画（2024 年度版）に基づき設定し、他の年度は、足元実績、2030、2050 年度に基づく推計を行う事で設定した。また、シナリオ 2 についてはシナリオ 1 に対して、EV、系統用蓄電池の量が少ないケースを想定してシナリオを設定した。

表 2 シナリオ 1、2 の需要、DER の導入量（2030、2050 年度）※後述の「シナリオ 3」は参考

設定項目	シナリオ	2030 年度水準	2050 年度水準
純需要	1・2 (参考) 3	OCCTO 供給計画(2024 年度)	OCCTO マスタープラン
PV	1・2	OCCTO 供給計画(2024 年度)	OCCTO マスタープラン
	(参考) 3	シナリオ 1・2 と同様	足元実績＋2030 水準から推計 （シナリオ 1・2 に比べて低位）
系統用蓄電池	1	内閣官房 第 3 回 GX 実現に向けた専門家 WG で設定された導入見通し（20%事業化された場合）	OCCTO マスタープラン
	2	シナリオ 1 の 50%	シナリオ 1 の 50%
	(参考) 3	内閣官房 第 3 回 GX 実現に向けた専門家 WG で設定された導入見通し（10%事業化された場合）	足元実績＋2030 水準から推計 （シナリオ 1・2 に比べて低位）
蓄電池 （家庭用、業務・産業用）	1・2 (参考) 3	内閣官房 第 3 回 GX 実現に向けた専門家 WG で設定された導入見通し	2030 年度水準＋IEA World Energy Outlook 2023 における PV 伸び率
EV・PHEV	1	2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略の電動化目標より推計	OCCTO マスタープラン
	2	シナリオ 1 と同様	シナリオ 1 の 50%
	(参考) 3	シナリオ 1 と同様	足元実績＋2030 水準から推計 （シナリオ 1・2 に比べて低位）
ヒートポンプ	1・2	ヒートポンプ・蓄熱センター（HPTCJ）普及見通しの中位シナリオに基づき推計	HPTCJ 普及見通しの中位シナリオ
	(参考) 3	HPTCJ 普及見通しの低位シナリオに基づき推計	HPTCJ 普及見通しの低位シナリオ

更に、費用対効果の検証には用いないものの、再エネ導入量の変化による混雑量のみを比較する目的で、「シナリオ 3」を個別に設定した。シナリオ 3 は、OCCTO マスタープランを前提とした上記シナリオ 1、2 に対して、DER の導入量が OCCTO マスタープランで見込む水準に至らない場合を想定したもので、「PV」、「系統用蓄電池」、「EV・PHEV」、「ヒートポンプ」について、足元実績及び 2030 年供給計画を基に、導入量の伸びを踏まえて設定した。すなわち、シナリオ 1・2 が再エネ高位シナリオ、シナリオ 3 が再エネ低位シナリオとなっている。

各シナリオの下で行った系統混雑量の推計結果は図 7～図 9 のとおりであり、各社とも傾向は異なるものの、対象 3 エリアの合計で 2030 年に少なくとも 50 変電所の混雑（過負荷）が見込まれ、右肩上がりに増えていく傾向となっている。

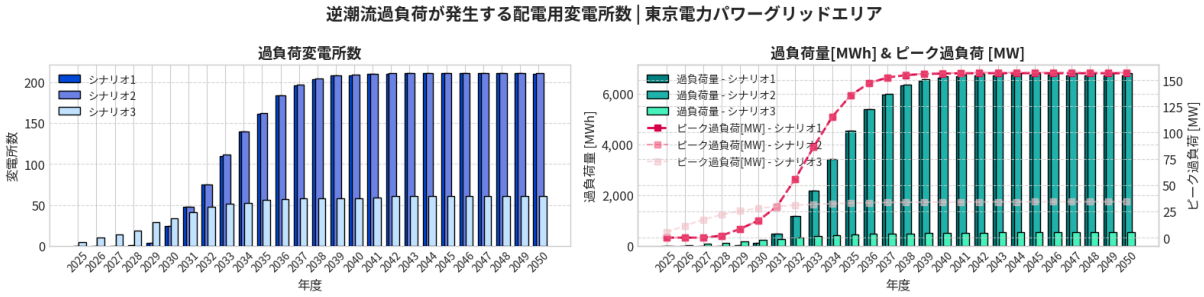


図 7 過負荷変電所数・過負荷量（東京エリア）

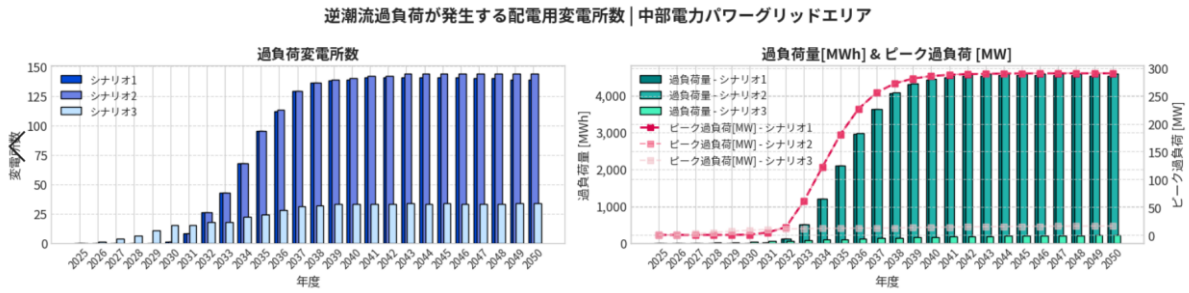


図 8 過負荷変電所数・過負荷量（中部エリア）

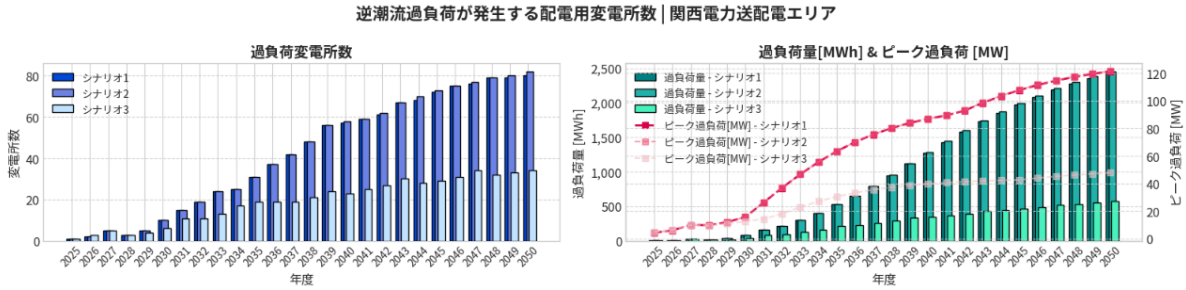


図 9 過負荷変電所数・過負荷量（関西エリア）

この前提の下、３エリアでの合計にて、以下の２つの施策間での費用・便益の検証を行った。各施策で必要となる費用を算出し（イメージは図 10）、対象期間における当該費用を積み上げた上で、正味現在価値（NPV）にて比較した。

・施策１：配電用変電所増強　＋　既存の需給対策：

配電用変電所が混雑した際に配電用変電所の新設又は変電所バンクの増設・増容量を行う。

需給調整市場、卸電力取引市場により調達する調整力による既存の需給対策を行う。

＜計上費用＞需給コスト、系統増強コスト

・施策２：配電用変電所混雑への本事業成果の適用　＋　既存の需給対策：

逆潮流により配電用変電所が混雑した際、DER フレキシビリティを活用して上げ DR を行うことで、系統混雑を緩和し、配電用変電所の増強を繰り延べする。なお、順潮流による混雑は施策１と同様、配電用変電所の新設、または変電所バンクの増設・増容量を行う。

また、需給対策は、施策１と同様。

＜計上費用＞需給コスト、IT システムコスト（セーフティネットシステムコストを含む）、系統増強コスト、フレキシビリティ調達コスト

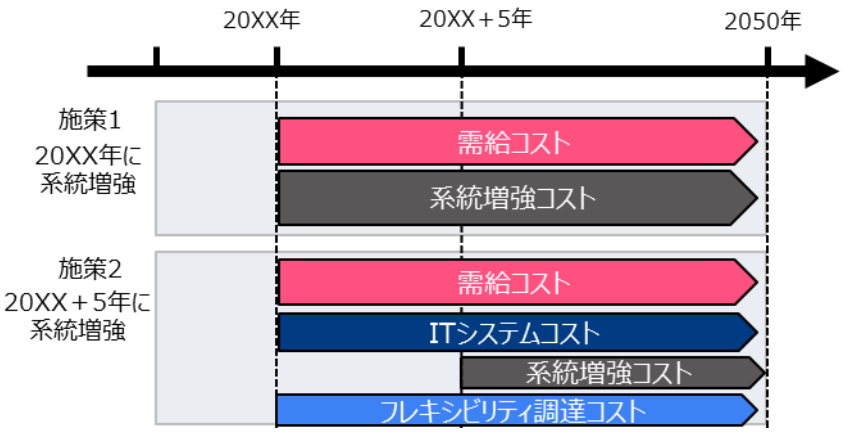


図 10 施策１・２における費用の発生イメージ

・系統増強コスト：

系統増強については、ⅰ）バンク増設ⅱ）バンク容量更新ⅲ）変電所新設の 3 ステップでの判定としている（図 11）。なお、ⅱ）については、対象の変電所にバンクの空きスロットがない場合に既存バンクの容量を大きくするものであるが、本試算においては計算ロジックの都合上、複数バンクがある場合、更新費用が最経済運用になっていない点に留意が必要である。すなわち、20MVA と 10MVA のバンクがあり、+10MVA の容量更新をする場合、10MVA を 20MVA のバンクに更新するのが最経済運用であるが、本試算においては 20MVA が 30MVA に更新される場合がある。ⅲ）についても、実運用に近い想定をすると、20MVA×2 台のバンクを新設することになるが、本試算の計算のロジックの都合上、20MVA×3 台のバンクを新設することとなっている。また、費用算定において、配電線の切り替え等のコストについては全体に与える影響が軽微である点も踏まえ、本評価では考慮していない。

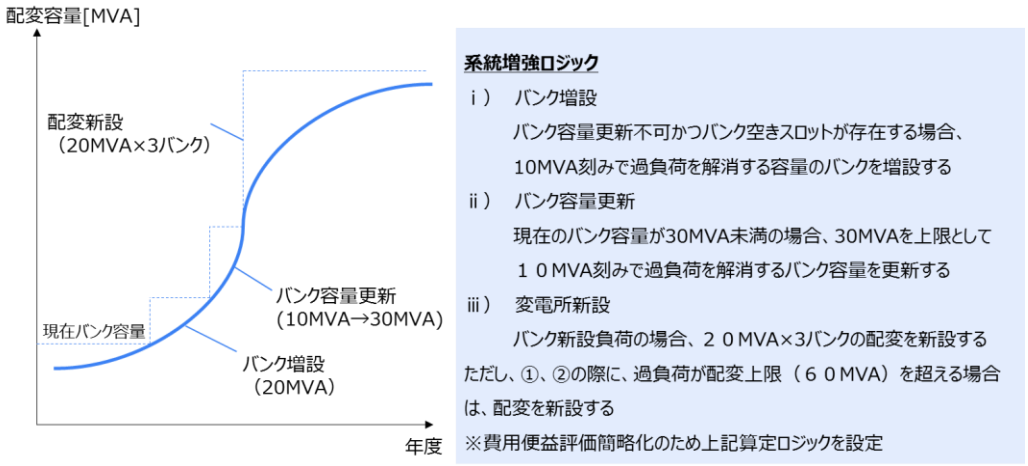


図 11 系統増強範囲の判定のステップと増強ロジック

その上で、系統増強とフレキシビリティ活用の選択の考え方は図 12 のとおり。本評価ではシミュレーションの算定上の制約として、各配電用変電所でのフレキシビリティ活用可能量に上限値を設定している。このため、混雑発生量がフレキシビリティ活用可能量を超える場合は増強が必要になると判定する。（この場合、フレキシビリティを活用しにくくなる制約のため、増強を選択する蓋然性が高まることが想定される。）

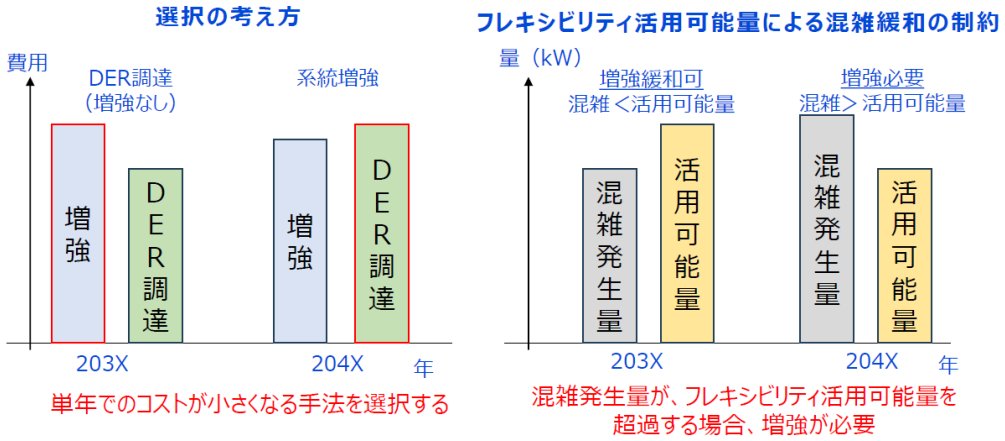


図 12 設備増強・フレキシビリティ活用の判定

系統増強コストについては、将来的な割引率や経費率を考慮し、A)配電用変電所の新設、B)変圧器の増強（バンク増設、バンク容量更新）の２つの要因で発生することとして算定した（図 13、表 3）。

A)の配電用変電所の新設については、送電線、変圧器(20MW)が 3 基（3 バンク）、配電線が変圧器 1 基（1 バンク）につき 4 回線設置されるものとしている。B)の変圧器の増強については増強対象となる変圧器のコストに加え、バンクが新設される場合は、付随して配電線が変圧器 1 基あたり 4 回線設置されるものとしている。

なお、これらのコスト算定には OCCTO から公表されている「送変電設備の標準的な単価の公表について(2018 年 3 月公表)」の平均的な値を採用しているが、昨今の物価上昇を考慮するため

に、同資料が作成された 2017 年断面を起点に消費者物価指数（2018 年：0. 9、2019 年：0. 6、2020 年：-0. 2、2021 年：-0. 2、2022 年：2. 3、2023 年：3. 1、2024 年：2. 5）を考慮した値を採用している（消費者物価指数については、生鮮食品を除く総合物価指数を用いている）。

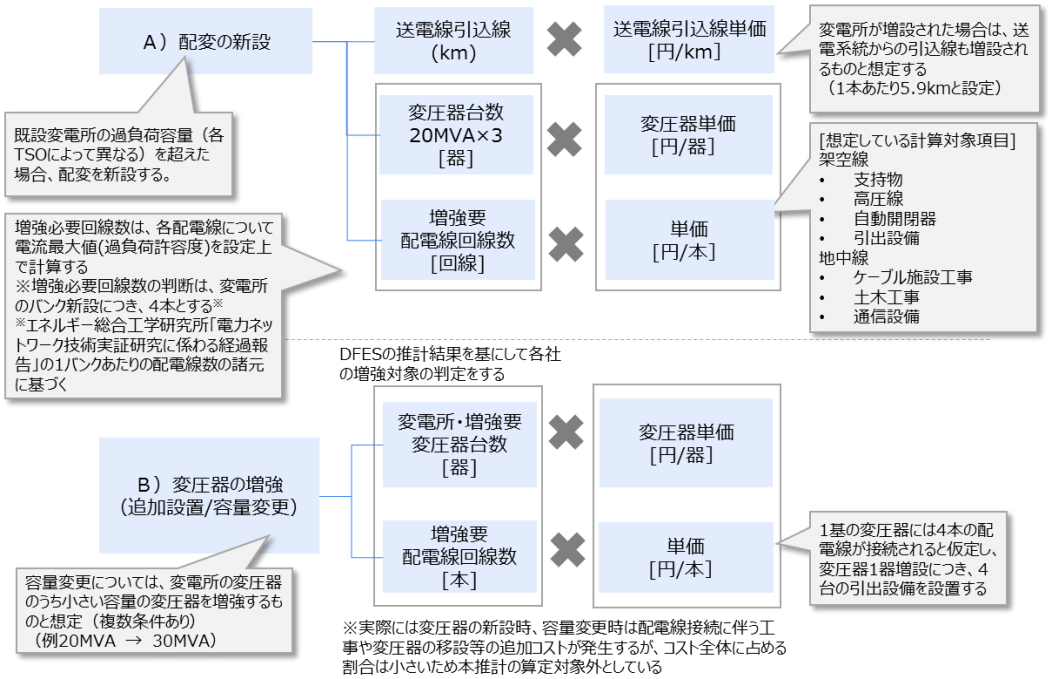


図 13 本シミュレーションにおける増強コスト算定項目

表 3 各増強時に必要となるコスト

パターン	必要設備	コスト
バンク容量更新	変圧器1基 引出設備4台	2. 41億円 （変圧器30MVAで計算）
バンク増設	変圧器1基 引出設備4台	2.41億円 （変圧器30MVAで計算）
変電所新設	送電線 配電線12本 変圧器(20MVA)3基※ 引出設備12台	31. 9億円
	(参考)変圧器2基の場合 送電線 配電線8本 変圧器(20MVA)2基 引出設備8台	25. 7億円

※実態に鑑みると変電所新設時の変圧器数は 2 基程度が適切と考えられるものの、本分析では算定ロジック上の都合から簡便的に 3 基にて計算を行っている。

・IT システムコスト：

DER フレキシビリティ活用のための IT システム導入コストは、英国の Western Power Distribution（WPD）社の実証システムコスト、豪州の実証「Project EDGE」 の DERMS システム費用と既存システムとのシステム統合費用に基づき 3 社分のコストを 12. 9 億円と想定した。

システム運用費については、2021 年度の FS より、それぞれの構築費用の 20%の費用が年間で生じるものと想定した。

セーフティネットシステムコストは、2.2.2.2 で示す専用端末機器設置の 2050 年までの累計コスト 30～40 億円（2050 年断面における混雑回避のためのセーフティネットの累積費用として、システム開発費用や専用端末および専用端末設置費用等の初期コストの他、システムのサーバーリプレースやライセンス料等（混雑管理変電所数に応じて変動）のメンテナンス費用で約 30～40 億円を要する見込み）の平均値 35 億円を、2025～2030 年の 26 年間で均等案分した金額（約 1. 35 億円）と想定した。

・フレキシビリティ調達コスト：

系統混雑緩和に資する DER フレキシビリティ調達コストは、2021 年度の FS の想定方法を参照し、kW 調達（発生しうる混雑に対してフレキシビリティを制御できる出力確保量）コスト、kWh 調達（混雑緩和するために実際にフレキシビリティから供出される電力量）コストを設定した。その上で、系統混雑シミュレーションで算出された過負荷量［MWh］、ピーク過負荷［MW］からフレキシビリティ活用可能量を算出し、それを上限とした DER フレキシビリティ調達量から調達費用を算出した。

・費用・便益の算出結果：

費用と便益の算出結果が、図 14、図 15、表 4 のとおりである。なお、費用の内訳として需給コストが大半を占める一方、施策 1・2 の需給コストは差異がない条件としていることから、ここでは需給コストの表示は省略した。

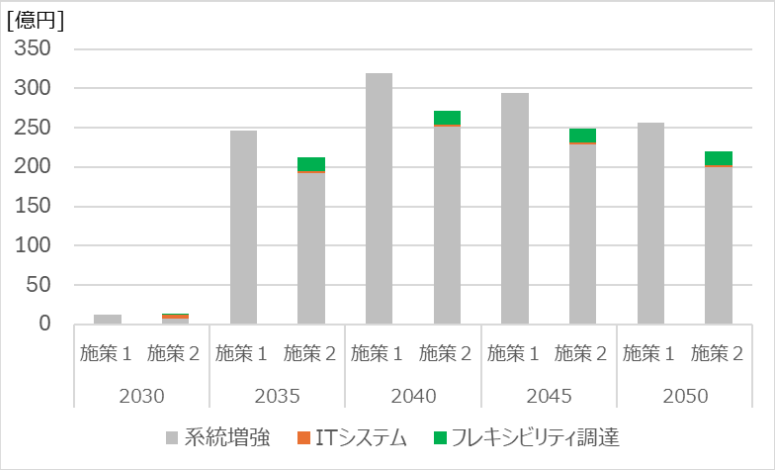


図 14 【シナリオ 1】施策１・２の費用比較

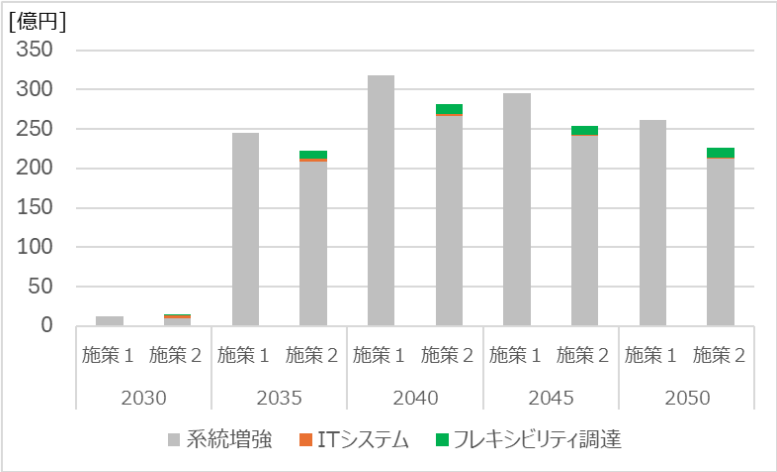


図 15 【シナリオ 2】施策１・２の費用比較

表 4 施策 1 に対する施策 2 の便益（施策 1 費用 - 施策 2 費用）[単位：億円]

年	シナリオ１	シナリオ２
2030	1	-1
2035	33	22
2040	47	37
2045	45	40
2050	37	35

なお、上記試算における各エリアの 2023 年度実績に対する 2030 年度及び 2050 年度の PV 導入増加量（本試算の前提条件）は表 5 のとおり。

表 5 各エリアの 2023 年度実績に対する 2030 年度及び 2050 年度の PV 導入増加量（参考）

（カッコ内は当該年度の PV 導入量）

年度	（参考）2023 実績[GW]	2030 増加量[GW]	2050 増加量[GW]
東京エリア	17.8	2.4（20.2）	32.9（50.7）
中部エリア	9.8	1.7（11.5）	24.4（34.2）
関西エリア	6.1	3.6（9.7）	15.2（21.3）

注）実績値は本評価用に集約した結果のため、他の公開データと数値が異なる可能性がある

（3）費用・便益の検証から得られた示唆と、アウトカム達成までの道筋

前節に記載した検証の結果から、再エネの導入に伴い配電用変電所の過負荷が進むにつれ、本事業の成果を適用することで、中長期的には一定程度の設備増強コストの削減が見込まれることは定量的に明らかになった。本事業の結果として得られた社会実装に向けた技術的な残課題は、日本版コネクト&マネージ 2.0 事業にて解消し、当該事業終了後に、実用化に向けた DER フレキシビリティシステムの仕様を確立した上で、全国展開を目指す方針である。DER フレキシビリ

ティシステムについては、配電用変電所の混雑に起因する課題が全国に先立って生じうる系統から試行的に展開・実用化し、各エリアの状況等に鑑み成果の横展開を図る（図 16）。

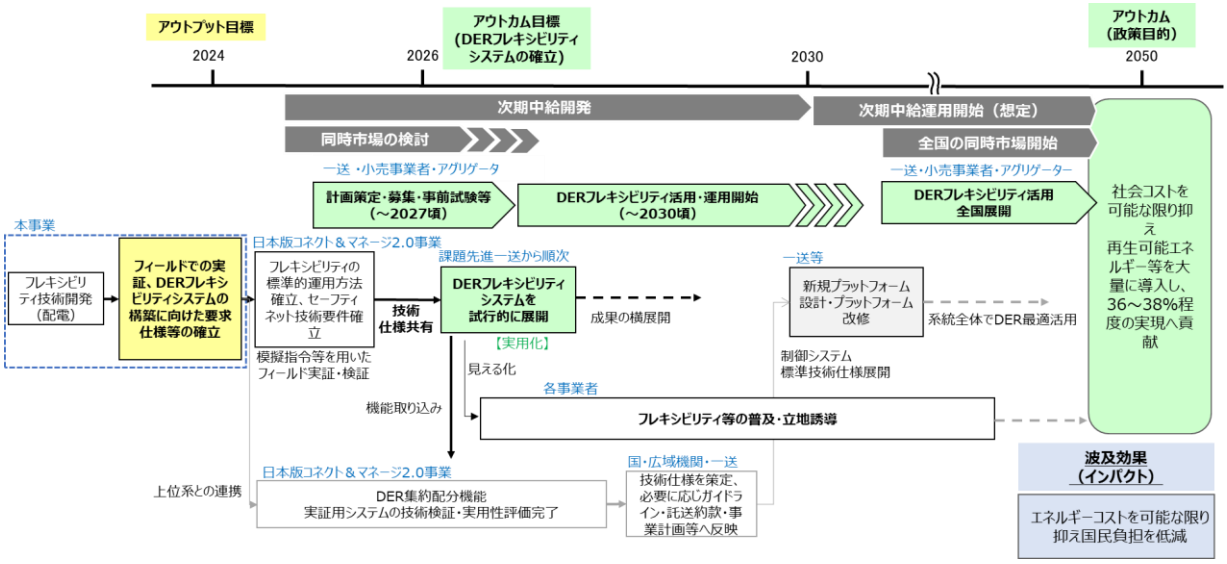


図 16 アウトカム達成までの道筋

他方、シナリオ間の比較の結果から、本事業の成果の実用化・事業化にあたっては、DER フレキシビリティが対象系統内に十分に存在する必要があり、また、再エネや DER フレキシビリティの導入状況によっては、短期的には便益がマイナスになる可能性も孕んでいる。当該システムの導入による高い便益を得るためには、DER フレキシビリティが十分に導入されていることが不可欠である。そのため、DER フレキシビリティシステムの開発等に合わせて、DER フレキシビリティの設置が進むよう、官民の協力の下で本事業終了後の幅広い周知や低圧リソース活用のための DR-Ready 普及に向けた取組みを同時的に行い、フレキシビリティ等の普及・立地誘導を行っていくことが必要である。

なお、本 NEDO 事業の趣旨に鑑み、実証対象系統に新規に連系される系統用蓄電池に限り、配電用変電所の変電設備の容量を逼迫する方向に影響を与えないよう運用制約を遵守いただくことへの同意などを前提として、東京電力パワーグリッドが、当該変電設備を増強することなく系統連系を行うことを試行的に実施している[2]。具体的には、指定時間帯（7 時～17 時）の放電禁止を含む以下 3 つの制約を前提に蓄電池の系統連系を認めている。系統用蓄電池の立地誘導と早期接続を図るための手段として、こうした仕組みを共有・全国展開していくことが重要になると考えられる。

・指定時間帯の放電禁止：7 時～17 時の間は放電禁止（イメージは図 17）
・力率一定運転：放電時の力率を 0. 9 に固定（充電時は制約なし）
・充放電量の段階制御：充放電の変化量を定格出力 10%以下／20s※に限定（イメージは図 18）
　※送配電事業者及び接続対象系統により変化

[2] 対象期間（2023 年 8 月 21 日～2025 年 3 月 31 日）に接続検討申込を行うとともに、申込時に「希望調査票」により「接続方法の変更を適用した接続検討」を希望した申込に適用

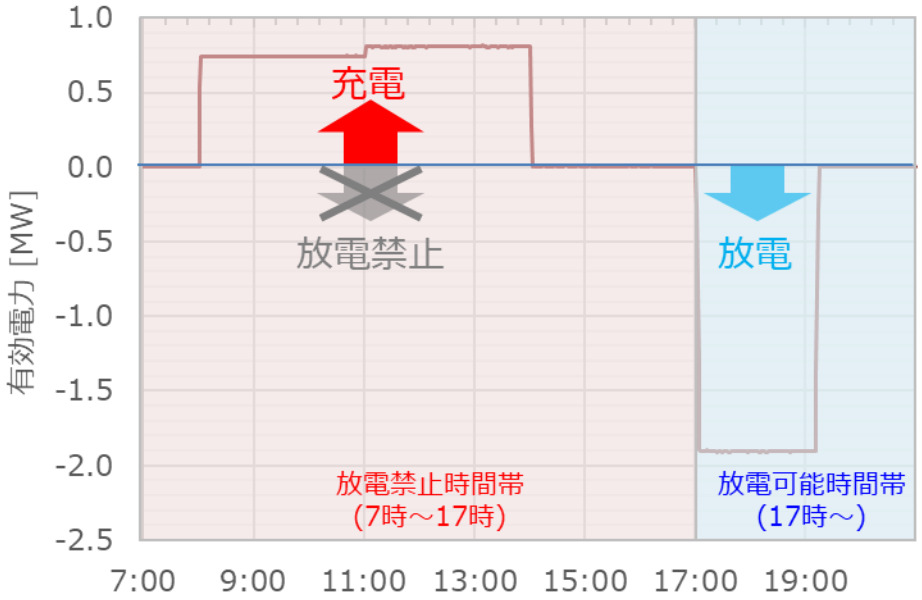


図 17 蓄電池の運用制約（指定時間帯の放電禁止）

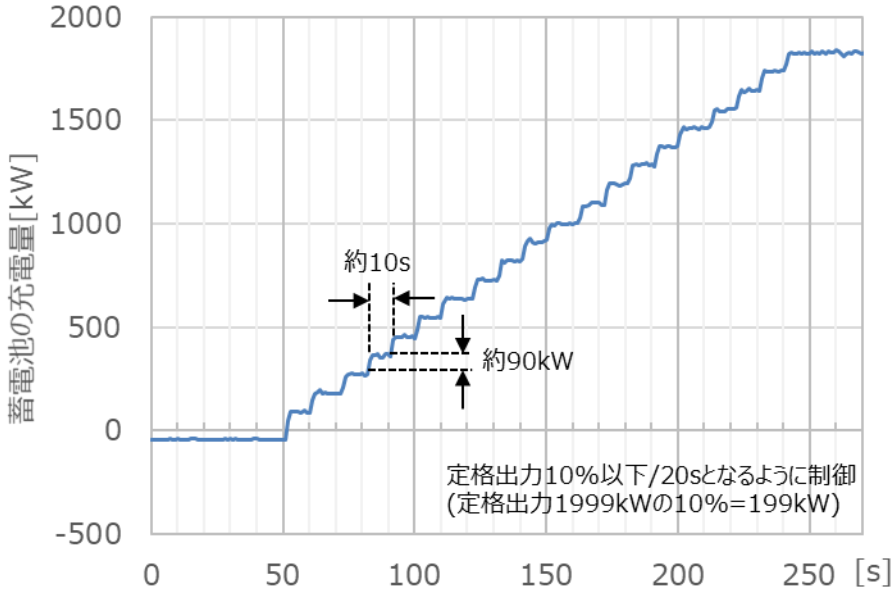


図 18 蓄電池の運用制約（充電量の段階制御）

さらに、配電用変電所下位の DER フレキシビリティについては、当該系統の混雑緩和だけでなく、卸電力市場、需給調整市場、容量市場、需要家ピークカット、非常電源等のために使用されうる。DER の特性を踏まえて最効率でマルチユースし、得られる金銭的価値の最大化と社会コストの最小化を実現することが社会的価値となる。DER フレキシビリティを最適に運用し、特に需給バランスの維持等に活用していくことは、社会全体としてのコスト効率性が高いが、そのためには、上位系統の運用との連携が不可欠となる。現在、再エネ大量導入に伴う課題として需給維

持や系統混雑が困難化してくることを念頭に、系統制約も考慮に入れて、供給力と調整力の同時約定により調整力の調達及び電源運用の最適化を行う「同時市場」の導入に向けた検討が進められている。また、地域間連系線や各エリアの地内系統の混雑を同時に考慮した全国メリットオーダー型の需給運用を実現する「次期中給システム」の開発も進められている。しかし、同時市場で系統制約（すなわち混雑）が考慮されるのは、最適化演算におけるコンピューティング能力の限界から基幹系統と一部のローカル系統のみと考えられており、また、次期中給では、DR・アグリゲーションの系統を特定しモデリングすることは 2023 年 8 月時点では難しいとされている。これに対し、ローカル系統以下においても上位と同様、系統制約を考慮して最適計画・運用する仕組みを導入し、情報の連携ができれば、上位と下位の一体運用が可能となり、DER フレキシビリティを最適運用できる仕組みができる。こうした状況に鑑みれば、再エネ大量導入が進み「需給」「混雑」が系統の二大課題となる日本において「上位/下位連携」の仕組みを構築することは極めて重要であり、日本版コネクト&マネージ 2.0 事業の中で、その仕組みとしての「DER 集約配分機能」の実現可能性に関する調査、検討を進めている。本事業で取り組んだ成果をこの「DER 集約配分機能」の検討にも取り込み、系統全体での DER フレキシビリティの最適運用が図られるよう、システム・プラットフォームの構築を引き続き進めていく。

1.1.3. 知的財産・標準化戦略

本事業の目的は、出力制御の回避による再エネの更なる導入拡大と、系統混雑緩和による設備増強の抑制という政府の方針を実現するための DER フレキシビリティシステムの開発である。産学連携体制で本事業を確実に遂行し、研究開発の成果が本事業の実施事業者のみでなく、本事業に参画していない全国の一般送配電事業者やアグリゲーター・発電事業者・小売事業者、電機メーカー等にも裨益し、普及展開することを目的としていることから、事業者情報等の秘匿情報にあたるものや一般送配電事業者の既設システム改修の詳細な情報以外は、技術仕様・ガイドラインの策定の根拠となる情報を含め基本的には積極的に公開していく。オープンクローズ戦略の考え方は図 19 のとおり。事業者は事業終了後も NEDO と協力し、研究発表や成果の活用等を通じた“成果の普及”を積極的に進める。

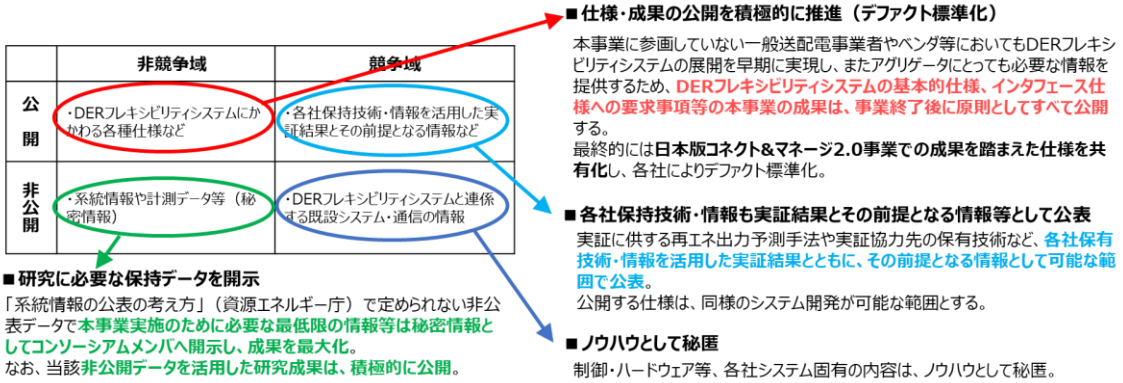


図 19 オープンクローズ戦略の考え方

さらに「NEDO プロジェクトにおける知財マネジメント基本方針」に基づき全事業者での知財合意書を取り交わし、特許を受ける権利の帰属、大学等と企業の共有特許、事業内での実施許諾等を規定した。

なお、DER フレキシビリティシステムをとりまく DER の制御のための通信は、

ｉ） DER フレキシビリティ活用プラットフォームと一般送配電事業者システム間

（インターフェースＡ： 一般送配電事業者側のシステムとのインターフェース）

ii）アグリゲーターシステムと DER フレキシビリティ活用プラットフォーム間

（インターフェースＢ： アグリゲーター側のシステムとのインターフェース）

iii）アグリゲーターシステムと DER 間

（インターフェースＣ： 各種電力市場管理システムとのインターフェース）

での接続が想定される。DER フレキシビリティ活用プラットフォームの各種インターフェースのイメージを図 20 に示す。

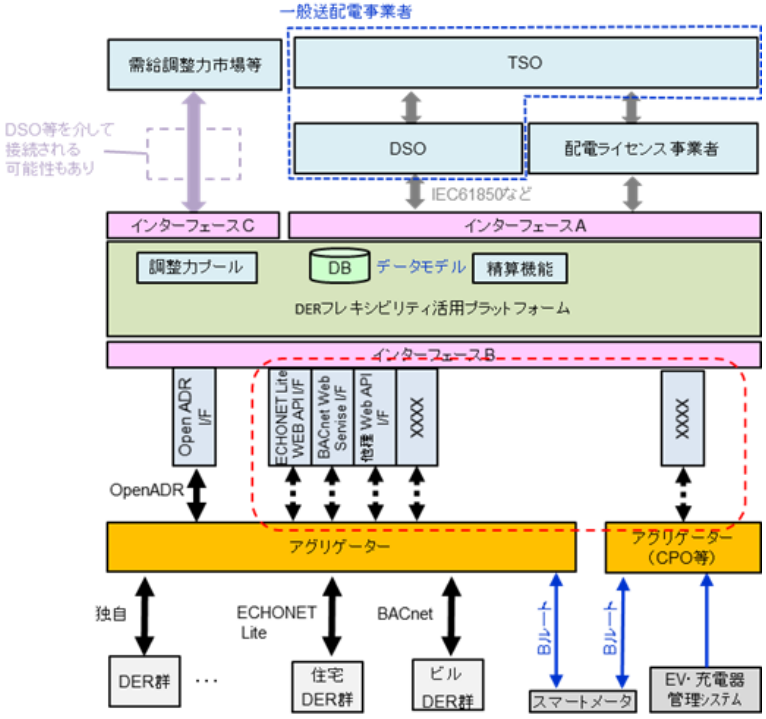


図 20 DER フレキシビリティ活用プラットフォームの各種インターフェース（イメージ）

特に、ii）のプラットフォームとアグリゲーターシステム間の通信プロトコルについては、そのインターフェースやインフラにコストがかかり、他のディマンドリスポンス対応と同様にアグリゲーターに負担が増えること、また、関連するプレーヤーが多く早期に仕様構築をする必要がある。そのため、制御指令を行う際の通信プロトコルとしては、OpenADR 標準仕様を用いることを念頭に、本事業の研究項目 2 においてその追加仕様内容について検討しつつ、IEC61850、OpenADR3.0 といった他の通信プロトコルの使用も十分に考えられるため、これらの特徴を整理の上、将来のあるべき姿と得失を整理した上で通信方式を選定すべきことについて整理した。

また、iii）を考慮する際、実際の DER 等は、多種多様な通信システムの利用を前提としている。特に米国や欧州では低圧 DER の制御が行われており、日本が標準化を進めてきた ECONET Lite 規格ではない、メーカークラウド等の直接利用も進展しつつある。また、日本が競争力を有する DER の普及にあたっては特にメーカークラウドによる DER の制御を考える場合、ECONET Lite だけでは、国内企業の海外での競争力確保の障壁になる虞があるほか、遅れて始まる国内の低圧 DER 普及時にも優位性を損なう虞も考えられる。そのため、様々な方式が考えられる i）のリソースアグリゲーターの指令を通じた DER の制御に係わる通信等に対しては、対応すべき汎用プロトコルを複数指定するようなマルチプロトコル対応として様々なサービス層のシステムの接続を可能とすることが望ましい。本事業では、研究項目 3 において、DER を活用するための多様な通信方式（インターネットに代表される IP 通信方式、MODBUS に代表されるシリアル通信方式、LPWA 等の非 IP 通信方式）の普及を念頭に、すべてを対象にできる通信方式、事実上のプロトコルフリー接続を実現する「IoT-HUB」の有効性評価を実施した。

1. 2. 目標及び達成状況

1. 2. 1. アウトカム目標及び達成見込み

本事業の成果によって、既存設備を有効活用しながら配電用変電所混雑時の再エネ出力制御を回避することで、社会コストを可能な限り低減し、再エネ発電の予見可能性を高め、エネルギー基本計画で示される再エネ導入拡大の実現に資することが本事業のアウトカムである。

前章に記載したように仮説に基づき試算した結果、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電の 3 エリアの合計にて、2030 年までに 50 変電所にて混雑発生の可能性が見込まれている。本事業で確立したシステムの標準仕様等を基に、2028 年頃から、DER フレキシビリティシステムを課題先進一送エリアにて順次展開・実用化することで、アウトカムの達成が見込まれる（図 21）。

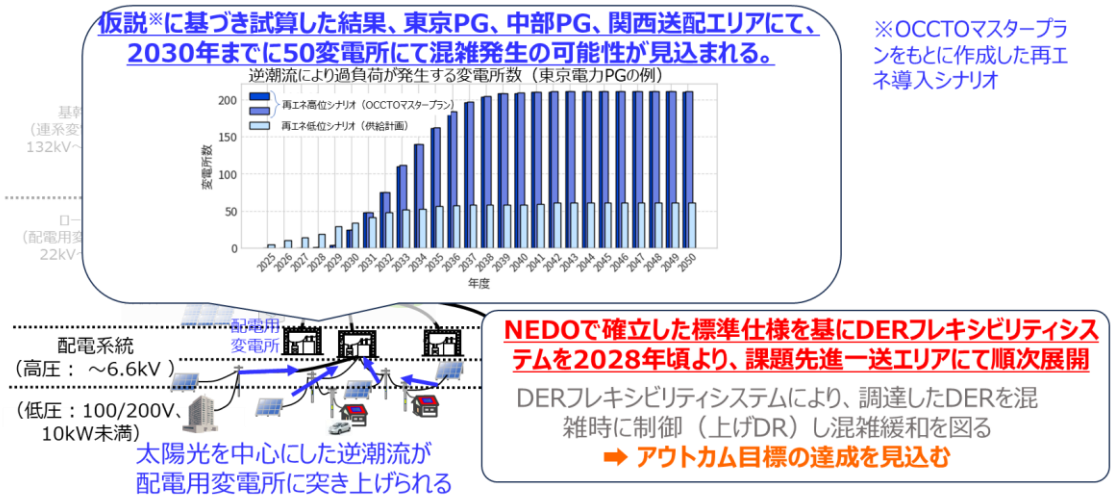


図 21 アウトカム目標の達成見込み

1.2.2. アウトプット目標及び達成状況

本事業のアウトプット目標（最終目標）については、本事業での 3 年間の活動により当初掲げていた最終目標が達成できる見通しが立ったこと、DER の活用は配電系統だけでなく、上位系統・電力系統全体で検討・最適化を図っていくことが重要であるとの NEDO 判断から、本事業は 2024 年度にて終了し、当該事業の成果を「日本版コネクト＆マネージ 2.0」事業へ引継ぐため、社会実装に向けた検討のステップとして最終目標の達成年度を 2026 年度から 2024 年度に変更し、また開発対象等を明確化した（図 22）。

	中間目標（2024年度）	最終目標（2026年度）
事業開始当初	• アグリゲーターが送配電系統の混雑状況とそれに紐付くDERの稼働状況を把握でき、系統混雑する送配電系統のDERの制御により需要をシフトし、太陽光発電等の再生可能エネルギーの出力制御が回避可能となるDERフレキシビリティシステムの要求仕様をまとめること。 • DERフレキシビリティシステムに接続する様々なDERやアグリゲーターが接続可能な通信方式を確立すること。	• DERフレキシビリティシステムを介しアグリゲーターが送配電系統の混雑状況とそれに紐付くDERの稼働状況を把握でき、系統混雑する送配電系統のDERの制御により需要をシフトし、太陽光発電等の再生可能エネルギーの出力制御が回避可能となることを実証すること。また、標準的な業務フローを確立すること。 • DERフレキシビリティシステムでDERの想定最大数を接続したとしても、業務に支障のない範囲での遅延に収まることを実証で検証すること。 • DERフレキシビリティシステムに接続する様々なDERやアグリゲーターが接続可能な通信仕様を開発し標準化すること。

	最終目標（2024年度）
2023年度の変更	• DERフレキシビリティシステムを介し、**系統混雑する配電用変電所**の下位のDERの制御により需要をシフトあるいは創出し、太陽光発電等の再生可能エネルギーの出力制御が回避可能となることを実証する。 • また、標準的な業務フローや通信仕様を確立する。

図 22 アウトプット目標

その上で、本事業では、3 年間の活動を通じ、DER フレキシビリティによる系統混雑緩和の実現可能性を確認し、標準的な業務フローの確立、運用上の課題抽出、DER 応動時の系統影響評価を完了した。また、DER フレキシビリティシステムとのデータ連携、通信プロトコルの仕様を確立するとともに、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。
加えて、事業参加していないアグリゲーターに対するアンケート調査結果等も踏まえつつ、現時点で考えられる混雑緩和のための DER フレキシビリティ募集要件案（添付資料参照）を整理した。また、各検討から抽出された課題を「技術・運用面」と「制度面」で整理するとともに、これらを踏まえた今後の技術開発の方向性について考察した。

2026 年末に達成予定であった目標を前倒しで達成し、社会実装に向けた残課題を早期に抽出できたことから大幅達成と評価している。

1.3. マネジメント

1.3.1. 実施体制

本事業では、実証を通じ DER フレキシビリティを活用した系統混雑緩和の実現性を確認するため、検討事項を 4 つの項目に分類し、東京電力パワーグリッドを幹事企業として各項目間で連携して検討を実施した。検討にあたっては、PL・SPL からの御指導をいただきながら進めるとともに、制度・市場等設計を担う経済産業省資源エネルギー庁、研究開発と標準化を推進する NEDO にて、相互に密に連携する協力体制の中で事業を推進した。特に資源エネルギー庁とは、4 半期に一度の「定例ディスカッション」を開催し、政策と密に連携する体制とした（図 23）。

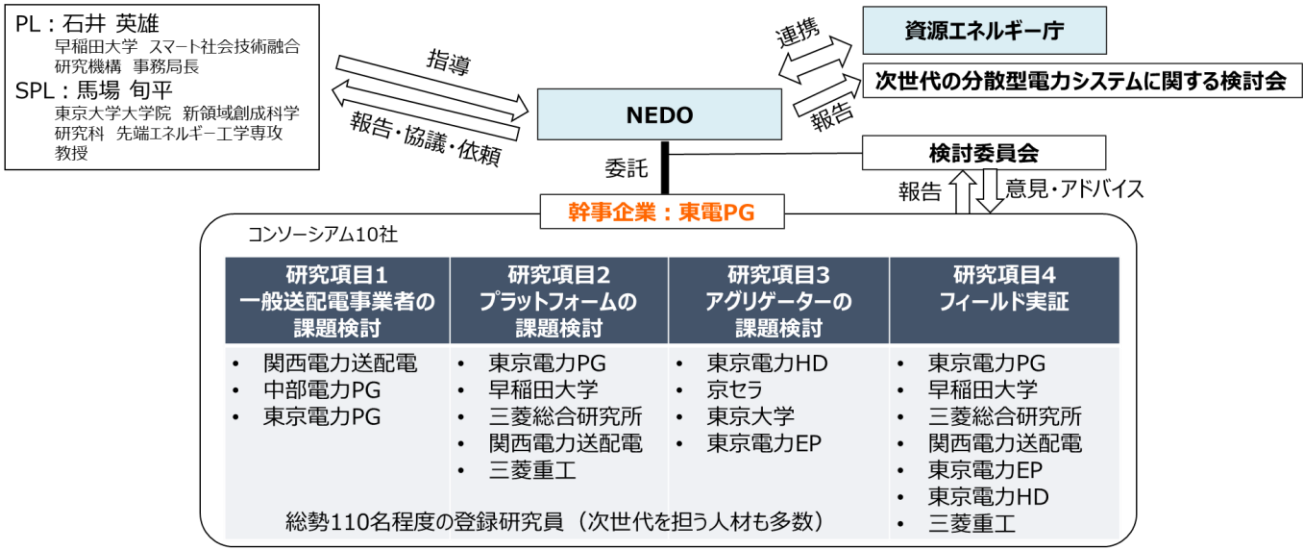


図 23 本事業の実施体制

1.3.2. 検討委員会

本事業では、有識者 5 名からなる検討委員会を設置し、半年に 1 回程度意見・助言を得ながら事業を推進した。検討委員会には、有識者だけではなく資源エネルギー庁、NEDO、事業者（東京電力パワーグリッド、三菱重工業、東京電力ホールディングス、東京電力エナジーパートナー、中部電力パワーグリッド、東京大学、京セラ、関西電力送配電、三菱総合研究所、早稲田大学）も参加した。この検討委員会においては、原課である資源エネルギー庁新エネルギーシステム課以外にも、電力基盤整備課、送配電網協議会等もオブザーバとして参加し、必要に応じて助言を得ている。検討委員会は、第 1 回を 2022 年 11 月に、第 2 回を 2023 年 3 月に、第 3 回を 2023 年 9 月に、第 4 回を 2024 年 3 月に、第 5 回を 2024 年 9 月に、第 6 回を 2025 年 2 月に開催した。

1.3.3. 受益者負担の考え方

特定地域の御負担により、特定エリア・事業者の益になるものは、特定事業者への補助となり得るが、本事業は、国の政策実現に向け産学連携体制で本事業を確実に遂行し、研究開発の成果が実施事業者のみでなく、全国の一般送配電事業者や発電事業者・小売事業者、電機メーカー等にも裨益し、普及展開することを目的としていることから、国の委託事業として実施しているもの。

全国での統一的な基準・仕様等の策定を目指す本事業を補助事業で行う場合、一般送配電事業者 10 社が参画となれば相応の追加コストが生じるとともに、一部の一般送配電事業者のみが事業へ参画し、当該事業者に特化して開発した仕様が国内標準となる場合には費用負担の公平性の観点で懸念があることから、本事業は委託として実施することを基本としている。

1.3.4. 研究開発計画

5 年間の当初計画を 3 年間に短縮した上で、フィールド実証を通じた DER フレキシビリティシステムの検証を行い、検討成果と社会実装に向けた残課題を 2024 年度に確定させた（図 24）。

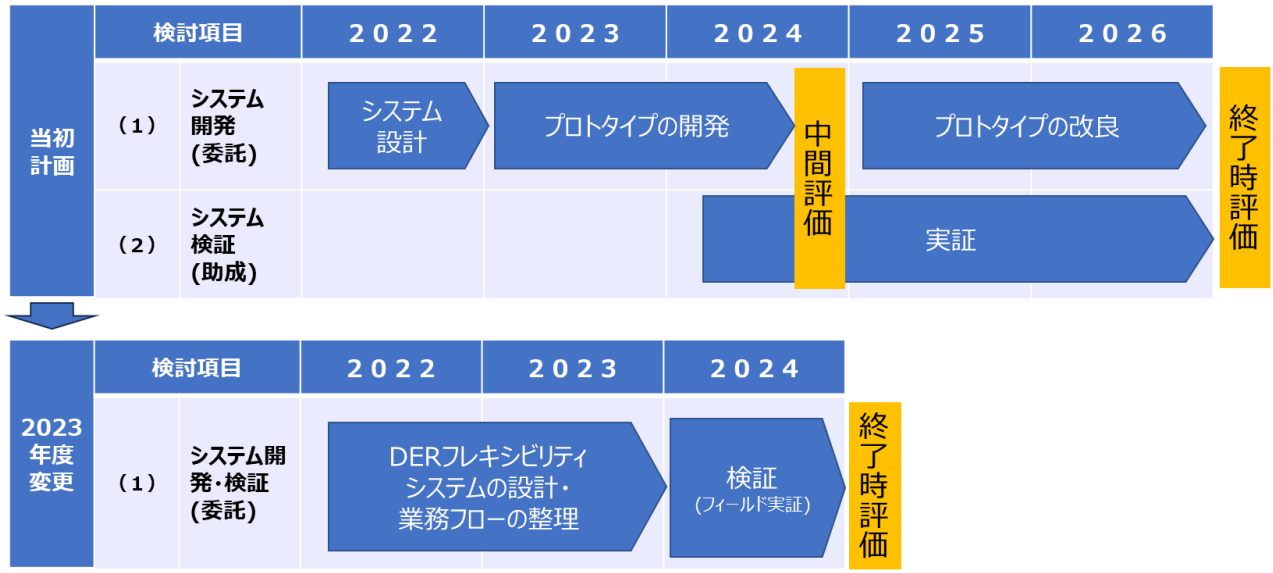


図 24 研究開発のスケジュール

1.3.5. 進捗管理

NEDO は PL 及び SPL を委嘱し、資源エネルギー庁等とも緊密に連携し、最新の政策及び技術動向を確認しながら、機動的なマネジメントを実施した。資源エネルギー庁とは、4 半期に一度の「定例ディスカッション」を開催し、政策と密に連携した。また、外部有識者で構成される検討委員会を設置し、半年に 1 回程度事業全体の進捗状況と今後の計画について報告し、助言を得てプロジェクトを進めている。この検討委員会においては、原課である資源エネルギー庁新エネルギーシステム課以外にも、電力基盤整備課、送配電網協議会等もオブザーバとして参加し、必要に応じて助言を得ている。

2. 目標及び達成状況の詳細

2.1. 背景・目的・プロジェクトアウトカム目標と各項目との関係

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、実証を通じ DER フレキシビリティを活用した系統混雑緩和の実現性を確認するため、検討事項を 4 つの項目（WG：ワーキンググループ）に分類し、各項目間で連携して検討を実施した。そのイメージは図 25 のとおり。

研究項目 1：「一般送配電事業者における課題検討」（WG1）

研究項目 2：「DER フレキシビリティ活用プラットフォームにおける課題検討」（WG2）

研究項目 3：「アグリゲーターにおける課題検討」（WG3）

研究項目 4：「フィールド実証」（WG4）

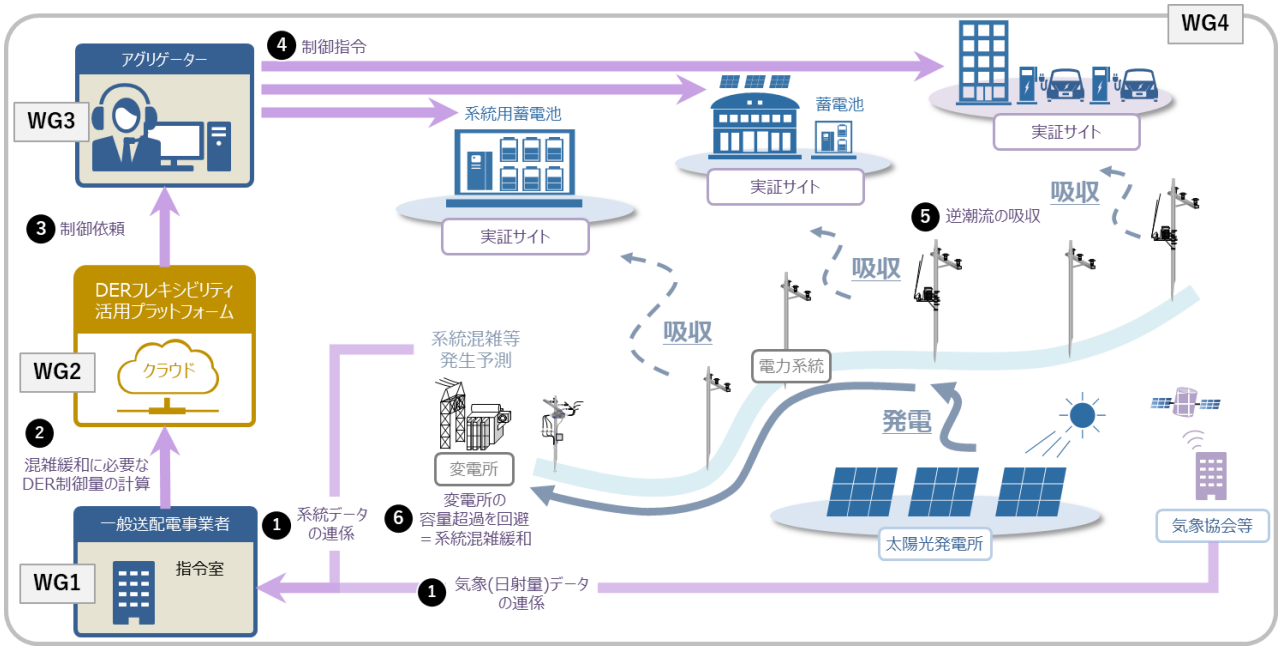


図 25 本事業における各研究項目の位置づけ

研究項目 1 では、一般送配電事業者が、数年後に予測される系統混雑の発生に対し、従来の設備増強によらず DER フレキシビリティの活用により設備増強の繰り延べや回避を図ることを計画するとき、その考え方、業務遂行にあたり具備すべき機能、DER フレキシビリティを制御したことで系統に与える影響評価等について検討した。具体的検討項目は、混雑予測技術とそれを踏まえた募集要件（2.2.1）、セーフティネットのあり方（2.2.2）、系統データと DER 位置情報の連携（2.2.3）、DER フレキシビリティ活用による系統への影響（2.2.4）、フィールド実証を踏まえた募集要件・運用課題、将来の系統混雑量推計、DER フレキシビリティの最適制御（混雑・需給）評価（2.2.5）である。

研究項目 2 では、一般送配電事業者とアグリゲーターが混雑緩和のための DER フレキシビリティ取引を行う場である「プラットフォーム」が具備すべき機能、通信手段、システムの要求仕様について検討を行った。具体的検討項目は、プラットフォームの機能の検討（2.3.1）、データ

連携・通信プロトコルに関する検討（2.3.2）、業務フローとシステム要求仕様の検討（2.3.3）である。

研究項目 3 では、アグリゲーターの立場から、混雑緩和の取引に参加しつつ既存市場における取引と両立し、かつサービスの付加価値を向上させていく上で必要となる DER 管理・運用技術、最終的に市場側で考慮されるべき事項について検討を行った。具体的検討項目は、DER フレキシビリティ管理技術の検討（2.4.1）、DER フレキシビリティ制御技術の検討（2.4.2）、DER フレキシビリティ活用の社会実装可能性の検討（2.4.5）、DER フレキシビリティ市場設計の検討（2.4.6）である。

研究項目 4 では、前述の研究開発成果を実際の系統運用、DER 運用に適用した際、問題なく機能することを確認し、かつ実運用に向けた課題抽出とその優先順位を把握することを目的として、フィールド実証に取り組んだ。具体的検討項目は、フィールド実証のシナリオ検討（2.5.1）、フィールド実証用の設備構築及びシステム導入（2.5.2）、フィールド実証を想定した工場内での事前検証（2.5.3）、フィールド実証（2.5.4）、DER フレキシビリティ活用計画・効果検証・総合的ケーススタディ（2.5.6）である。

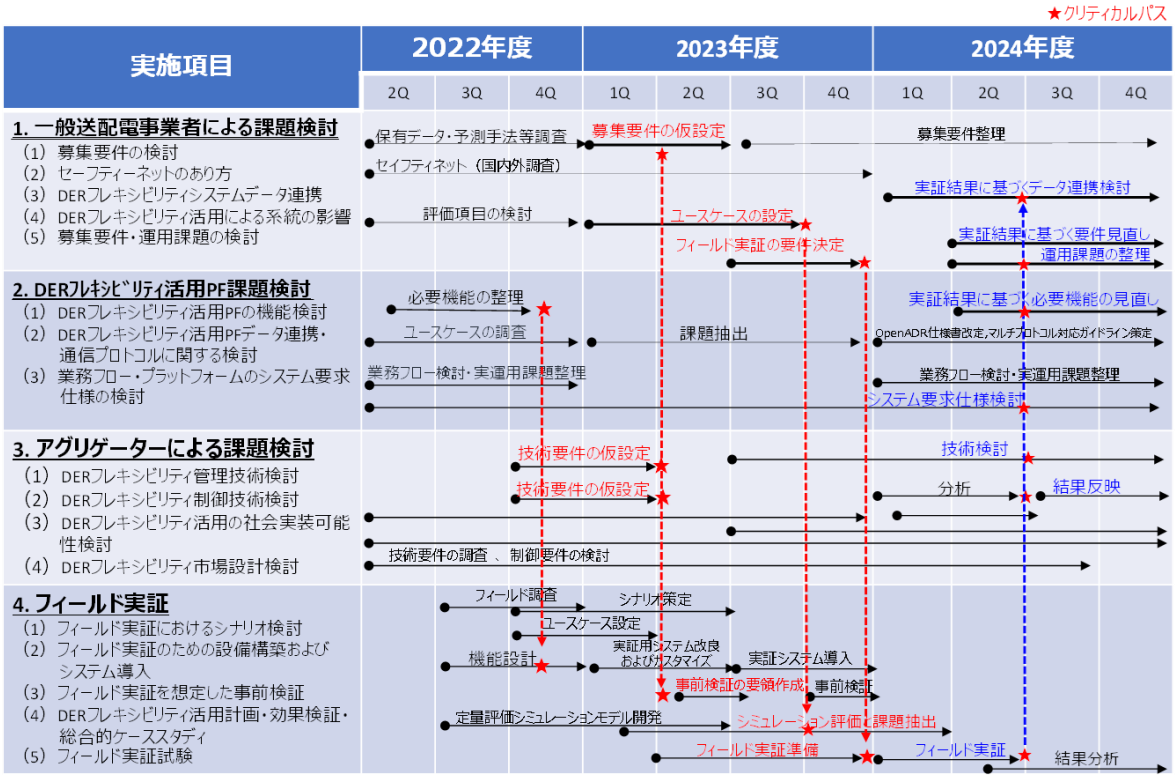


図 26 各研究項目の検討内容と実施スケジュール

以上の研究項目の実施スケジュールは図 26 のとおりであり、それらの成果は以下に示す。

2.2. 研究項目 1「一般送配電事業者における課題検討」

「研究項目 1：一般送配電事業者における課題検討」の目標達成状況は以下のとおり。

表 6 目標達成状況（研究項目 1）

◎：大きく上回って達成、○：達成、△：一部未達、×：未達

実施項目	2024年度末目標	成果	達成度
(1) 短期～中期の系統混雑予測技術を踏まえた募集要件の検討 関西送配電	アグリゲーターが実施可能なDERフレキシビリティの制御要件を考慮した実運用上の募集要件設定の考え方をまとめる。	• 短期予測について、既存の技術で考えられる手法を調査・整理し、実系統のデータを用いて予測誤差を評価した。中期予測について、各一般送配電事業者で採用している予測手法の実態を調査・整理した。アグリゲーターが実施可能なDERフレキシビリティの制御要件を考慮しつつ、一般送配電事業者が必須と考える実運用上の募集要件設定の考え方をまとめた。	○
(2)セーフティネットのあり方の検討 中部PG	DERフレキシビリティの利活用において先行する欧州の運用状況や、国内外の一般送配電事業者の予測値と実績値の誤差を確認することで、国内において系統混雑を発生させないためのセーフティネットのあり方について検討し、その結果をまとめる。	• 欧州のDSOや業界団体等へヒアリング等を実施し、国内のセーフティネットのあり方として、DERフレキシビリティ調達におけるマージン量の考え方を整理した。また、実需給断面でフレキシビリティが不応動になるケースについて整理し、再エネ出力制御の必要性について整理した。 • さらに、上記にとどまらず、各一般送配電事業者の過負荷運用の実態を調査し、再エネ出力制御の技術的手段を検討し、実装が望ましい手段を提案した。	◎
(3) DERフレキシビリティシステムへのデータ連携に関する検討 関西送配電	一般送配電事業者システムからDERフレキシビリティ活用プラットフォームへ連携するデータの項目を整理する。	• DERフレキシビリティ業務フローの各ステップにおいて、一般送配電事業者システムとDERフレキシビリティ活用プラットフォーム間で相互連携が必要となるデータ項目について整理を実施した。	○
	データフォーマット及びシステム連携に必要となるインターフェースの要求仕様をまとめる。	• 一般送配電事業者システムとプラットフォーム間の接続システムに必要となるインターフェースに対する要求仕様を整理するとともに、課題抽出を実施した。	
(4) DERフレキシビリティ活用による系統への影響検討 東電PG	配電系統におけるDERフレキシビリティ活用による電力品質の懸念事項と対応方法について整理し、将来のDER量の増加や系統毎の条件の差異等を想定し、比較評価の一覧をまとめる。	• シミュレーション評価により、配電用変電所～DER間の線路インピーダンスが長くなるほど電圧変動が大きくなり、電圧制御が困難となるケースがあることを示した。また、蓄電池の稼働による他配電線への影響は微小であることを確認した。その中で、DER活用による電力品質の対策として、DERの無効電力制御について検討した結果、適切な力率設定を行う事で電力品質対策となり得る事を確認した。	○
(5)フィールド実証を踏まえた募集要件・運用課題の検討 東電PG	DERフレキシビリティを活用した系統混雑解消における一般送配電事業者の運用課題と解決策をまとめる。	• (1)の募集要件をベースに、募集要件および制御要件を策定した。また、系統混雑緩和効果、フレキシビリティ応動評価、システム動作・運用性の観点でフィールド実証の検証結果を整理し、募集要件・運用課題の検討に反映した。 • さらに、上記にとどまらず、混雑地域における蓄電池の系統連系上の運用制約案についても整理し、フィールド実証で試行的に系統用蓄電池の接続へ適用した。	◎

2.2.1. 短期～中期 の系統混雑予測技術を踏まえた募集要件の検討

本項目では、系統混雑緩和に DER フレキシビリティを活用するために、一般送配電事業者からアグリゲーターへ提示する DER フレキシビリティの募集要件を検討した。

DER フレキシビリティ募集は、一般送配電事業者が予測する系統混雑の状況に応じて実施されることになるが、現時点では一般送配電事業者において、本募集に必要となる系統混雑予測手法は確立されていない。一方、統一的な系統混雑手法を検討した場合でも、各一般送配電事業者により保有する系統データの内容や粒度が異なるため、全国で一様な系統混雑手法を適用することは難しい。

そのため、本検討では、各一般送配電事業者が既存技術と取得可能なデータで実施する系統混雑予測からその予測誤差を確認し、誤差を踏まえた募集要件を検討した。また、募集要件の設定にあたって、需給調整市場等で活用されている要件を活用することも考えられるが、需給調整市場の募集要件において、一部のアグリゲーターより募集要件に沿った応動が難しい等の意見があり、DER の種類や制御方法によっては応動が難しい可能性がある。DER を広く集める等の観点からアグリゲーターが実施可能な DER フレキシビリティの制御要件を意見照会し、その結果を考慮した募集要件を検討した。

2.2.1.1 予測技術の検討

(1) 予測時期

DER フレキシビリティを募集するにあたり、一般送配電事業者が行う系統混雑予測のタイミングとしては、送電容量等の設備面の制約を確認し、必要に応じて設備拡充などの対応をすることを目的として数年前のタイミングで行う「中期予測」と、実需給前に実際の募集量を確定するために行う「短期予測」に分けることができる。

さらに「短期予測」については、実需給の数か月程度前に、当該系統の混雑予測が中期予測から大きく変動していないかを確認することを目的とした「年間、月間予測」と、実需給直前に実際の募集量を確定するための「週間、翌日予測」に分類できる。

以上の系統混雑予測のタイミングを整理すると図 27 のとおりとなる。

図 27 系統混雑予測のタイミング

(2) 中期予測

一般送配電事業者は、混雑が想定される配電用変電所の拡充判断等に用いる中期の潮流予測手法を確立しているため、表 7 にその手法を調査、整理した。

表 7 一般送配電事業者における中期の潮流予測手法と拡充判断等

項目	手法
予測する潮流の方向	・夏季または冬季にはダウン潮流がピークとなり、軽負荷期にはアップ潮流がピークとなるため、ダウン潮流ピーク値とアップ潮流ピーク値の両方を予測する。
アップ潮流ピーク値の予測方法	・配電用変電所の 1 時間単位の計測値を実績値として用いる。前年度のアップ潮流ピーク実績値に、過去の低圧電源連系実績から近似式を用いて外挿した低圧電源の将来増加量と、個別の申込済未連系量を加算することにより、向こう 10 年先までのピーク値を 1 年単位で予測する。この予測は年 1 回行う。
ダウン潮流ピーク値の予測方法	・配電用変電所の 1 時間単位の計測値を実績値として用いる。過去からのダウン潮流ピーク実績値から近似式を用いて外挿したダウン潮流ピークの将来想定値に、個別の申込済未連系量を加算することにより、向こう 10 年先までのピーク値を 1 年単位で予測する。この予測は年 1 回行う。
拡充判断の基準	・配電用変電所における混雑発生、すなわちアップ潮流ピーク値またはダウン潮流ピーク値が運用容量を超過することが予測された

	場合、拡充を判断する。なお、現在の配電系統において運用容量を超過する場合でも、拡充ではなく配電系統切替により混雑発生を回避できる場合もあるため、配電系統切替も考慮する。
拡充工事への着手時期	・混雑発生が予測される時期の X 年前 （X は拡充工事の工期）

なお、上記は本事業における調査時点での一般送配電事業者による中期の潮流予測手法や拡充判断の基準等であるが、予測手法は社会の電源・需要等の動向に合うよう変化していくべきものである。今後、社会の様々なステークホルダーからの電力系統に対するニーズに応じて、中期の潮流予測手法も変化していく可能性がある点には留意が必要である。

(3) 短期予測

短期予測における予測手法の整理と予測精度の評価について検討した。短期予測においては、実運用に近い断面ほど求められる予測精度が高く重要であると考えられることから、翌日、週間、月間・年間の順に検討結果について報告する。

1) 予測手法の整理

短期の系統混雑予測については、翌日、週間予測と月間、年間予測で、各々使用可能なデータや分析手法が異なる。また、当該系統の需要予測と発電予測を各々行う手法と、発電と需要を合わせた潮流を一括して予測する手法に分けることができる。

① 翌日予測、週間予測

DER フレキシビリティ募集の直前に行う翌日予測や一週間程前に行う週間予測（以後、翌日等予測という）では、予測対象日の気象予測データを使用することができる。

そのため、過去の系統混雑の実績（潮流実績）と気象データ等との相関を、統計的に分析する予測モデル（時系列モデル）と機械学習モデルを用いて、予測対象日の気象予測データから系統混雑を予測する手法が適用できる（図 28）。

使用する予測手法としては、回帰分析など汎用的な統計分析手法と機械学習で用いられる分析手法に分類できる（表 8、表 9）。

また、これとは別に過去の実績から予測対象日の気象予測データ等に類似した類似日を検索し、対象日の系統混雑を予測する手法も考えられる。

なお、本事業におけるフィールド実証では、重回帰分析等を使用し、契約情報と過去実績から負荷量を、気象予測データから発電量を予測し、負荷量と発電量を合成することで潮流予測を実施した。

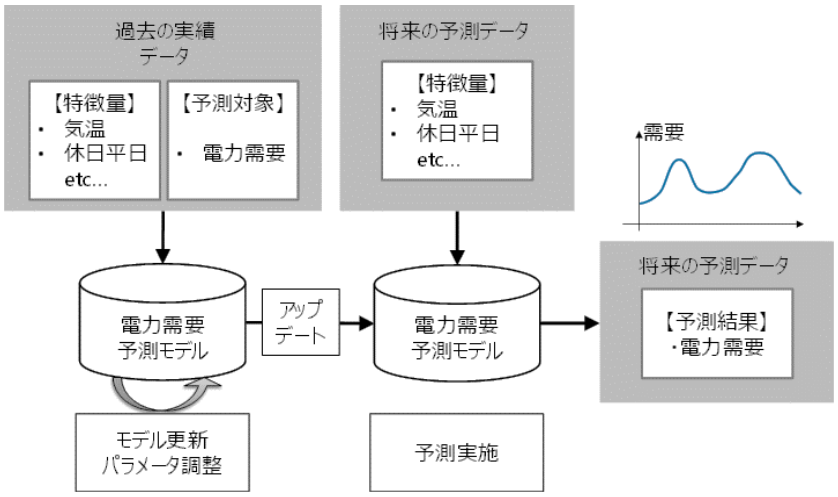


図 28 気象予測データから系統混雑を予測する手法（需要予測の例）

表 8 汎用的な統計分析手法を用いる予測

手法	概要／特徴
平均値	データサンプルである実績データの要因となる数値（特徴量）を集計・平均値算出を行う手法。予測値を算出する際は、予測対象の特徴量の数値を元に予測モデルを参照し、平均値算出した値を予測値として使用する。
回帰分析	予測対象を複数の特徴量の線形結合で表現するモデル。過去の実績データから回帰係数を計算して予測モデルとして保持する。予測値を算出する際は、予測モデル（算出した回帰係数）と、特徴量（日射量、気温等）を回帰式に適用し、計算する。

表 9 機械学習を用いる予測

手法	概要／特徴
SVR／HSVR	回帰分析の一種で、サポートベクターマシンを用いることで、サンプル全体ではなく密度の高い領域で近似を行うため、一時的な特異値を除去でき、精度が高くなる。 HSVR は、SVR と分散の正規化を組み合わせることで、さらに精度の劣化を防いだ手法。
ランダムフォレスト	決定木用いた機械学習アルゴリズム。予測対象・特徴量の組み合わせを多数含んだサンプルからデータ抽出し、そのデータから複数の決定木を作り、予測モデルとする。予測の際は、特徴量を各決定木に与え、各決定木の予測結果の平均値で最終的な予測結果とする。
勾配ブースティング（GBM）	ランダムフォレストと同様に決定木を用いるが、決定木を順次作成する際に直列で順次決定木作成⇒誤差補正を繰り返して最終的な予測値を決定する。前回作成した決定木において誤差が大きいデータを重点的に学習することで精度を高める手法。

表 10 に、各手法の特徴等を整理した。一般的に機械学習手法を用いる方が予測精度を高めやすいと考えられる。

表 10 各分析手法の特徴

項　目	モデル作成時間	説明変数	モデル作成に必要なデータ数	モデル作成頻度	評価
平均値	ミリ秒単位	目的変数のみ	少ないデータで予測可能	予測データ変化時に毎回作成	△ シンプルだが精度を高めにくい
回帰分析	ミリ秒単位	複数可能	比較的少ないデータで予測可能	予測データ変化時に毎回作成	△ 非線形な相関に弱い
ＳＶＲ／ＨＳＶＲ	分単位	複数可能	比較的少ないデータで予測可能	予測データ変化時に毎回作成	◎ 少ないデータで精度を高めやすい
ランダムフォレスト	分単位	複数可能	ある程度のデータが必要（年間データ等）	特徴が変わらなければ年１回程度	◎ まとまったデータが必要だが精度は高い
勾配ブースティング（ＧＢＭ）	分単位	複数可能	ある程度のデータが必要（年間データ等）	特徴が変わらなければ年１回程度	◎ まとまったデータが必要だが精度は高い

②　月間予測、年間予測

月間予測、年間予測においては、翌日予測、週間予測のように、予測対象時点の気象予測データを使うことができず、これらを使用した予測手法を適用することができないため、潮流実績値に伸び率を考慮して予測する手法、あるいは、新たに連系される予定の発電設備の情報から予測する手法を用いることになる（表 11）。

具体的には、バンク有効電力の最大有効電力（順調流の最大）と最小有効電力（逆潮流の最大）の実績値から、伸び率等を考慮して予測する手法が考えられる（図 29）。連系予定の発電設備の情報を加味することで、より精度の高い予測を実現することができる（図 30）。

また、予測対象日における日射量・気温などの気象データの平均値を用いることで、翌日予測等と同様に機械学習に用いられる統計分析手法を適用することも考えられる。

表 11 月間予測、年間予測で用いられる手法

手法	概要／特徴
潮流実績値からの推定	過去のバンク有効電力計測値に対し、過去のバンク有効電力計測値から算出する伸び率または、任意の安全率を乗じて最大有効電力・最小有効電力を予測する方式
連系予定発電設備情報の活用	過去のバンク有効電力計測値に対し、新たに連系予定となる発電設備の容量を加算して最小有効電力を予測する方式

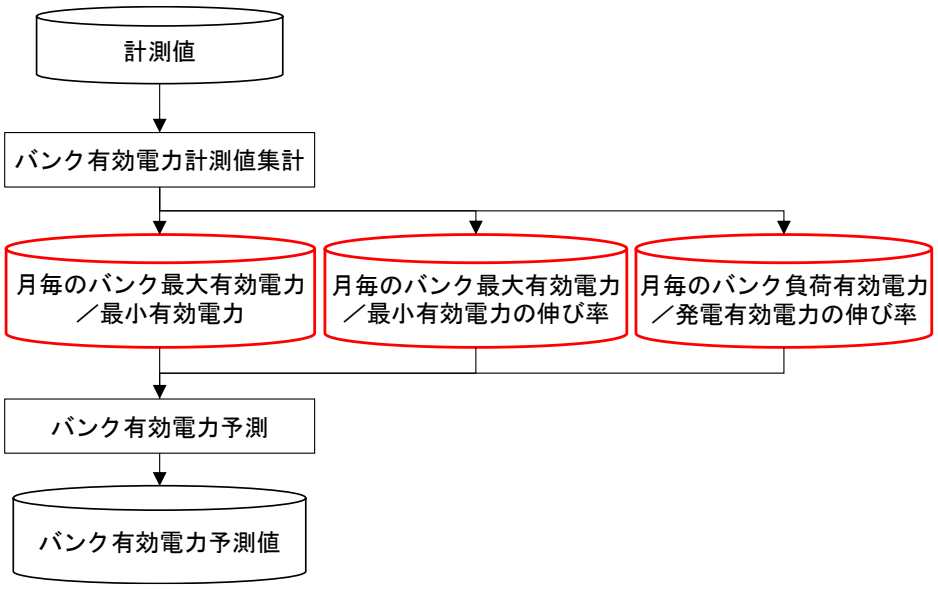


図 29 潮流実績値からの推定

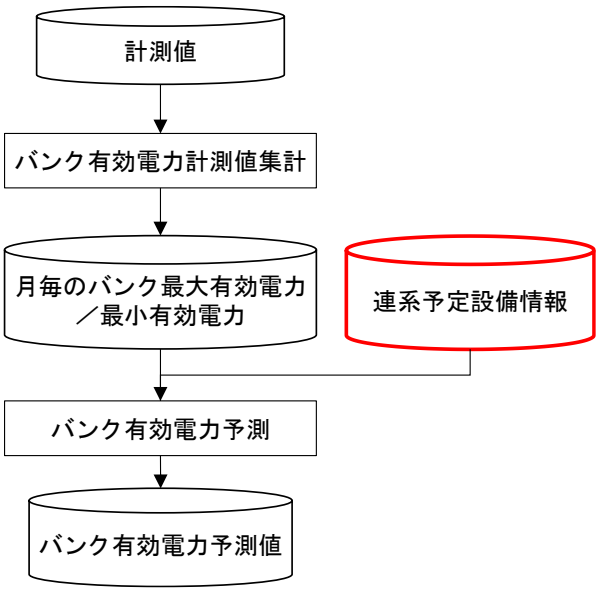


図 30 連系予定発電設備情報の活用

2) 予測精度の評価

安定的かつ経済的な運用を可能とするフレキシビリティの募集量の検討においては、系統混雑の予測精度を把握することが重要であることから、翌日、週間、月間・年間予測について実績データを用いて予測の試算を行い、残差を検討した。実績データは、ある一般送配電事業者において空き容量が少ない配電用変電所のデータを用いた。

① 翌日予測

翌日予測の残差を確認するため、現状使用可能なデータを用いて試算した。予測手法としては、勾配ブースティング法（GBM ： Gradient Boosting Machine） を用いた。検討の概要を次に示す。

- 空き容量が少ない配電用変電所 1 箇所を選択し、スマートメーターのデータを用いてバンク潮流を推定 PV と推定需要に分割して予測する方法と一括で予測する方法について残差を確認した。予測手法としては、一般的に精度や使い易さの点で評価が高いこと、また事前検討においてサポートベクターマシン、ランダムフォレストと比較して僅かではあるが予測残差が最も小さかった GBM を用いた。
- 予測期間は 2023/04/01～2024/03/31 とし、学習データは、予測日の過去 1 年間の実績とした。
- 予測対象を拡大（1 変電所 A、 1 バンクから 9 変電所 A~I、20 バンク）し、GBM を用いてバンク潮流一括で翌日予測を行い、残差を確認した。

翌日予測の試算を行うに当たり、使用可能なデータについて調査を行った結果を表 12 に示す。翌日予測では、これらデータのほかカレンダーデータとして、月、日、時刻、曜日、祝日、特殊日を用いた。

表 12 翌日予測に使用可能なデータ

項目 1	項目 2	提供元	粒度	備考
バンク潮流実績	バンク有効電力	一般送配電事業者システム	1 分間隔	30 分で平均
気象実績	気温	気象庁	1 時間間隔 観測地点毎	30 分に補間
	降水量	気象庁	1 時間間隔 観測地点毎	30 分に補間
	日射量	気象工学研究所	2.5 分間隔 1km メッシュ	30 分で平均
PV 発電実績	PV 買取量	一般送配電事業者システム	30 分間隔 契約(住所)毎	

a)　A 変電所を対象とした翌日予測手法の検討

I.　試算ケース

バンク潮流を「推定 PV（推定した太陽光の発電量）」と「推定需要」に分割してそれぞれ予測する方法と分割せずに潮流を一括予測する方法について検討した。推定 PV の求め方として、バンクにつながる電柱の緯度経度情報とスマートメーター（スマメ）データから集約された PV 発電量情報をメッシュで紐づけし、バンク下の PV 発電量を推定する方法（図 31）と換算係数を用いて日射量から求める方法を検討した。スマメデータの集約では、全量買取と余剰買取のデータを用いるため、その分類を容量と利用率の閾値で設定する方法を検討した。推定需要はバンク潮流に推定 PV を加算して求めた。これらの試算ケースを表 13 に示す。また、ケース a において逆潮流が最大となる日の推定 PV と推定需要の推移を図 32 に示す。

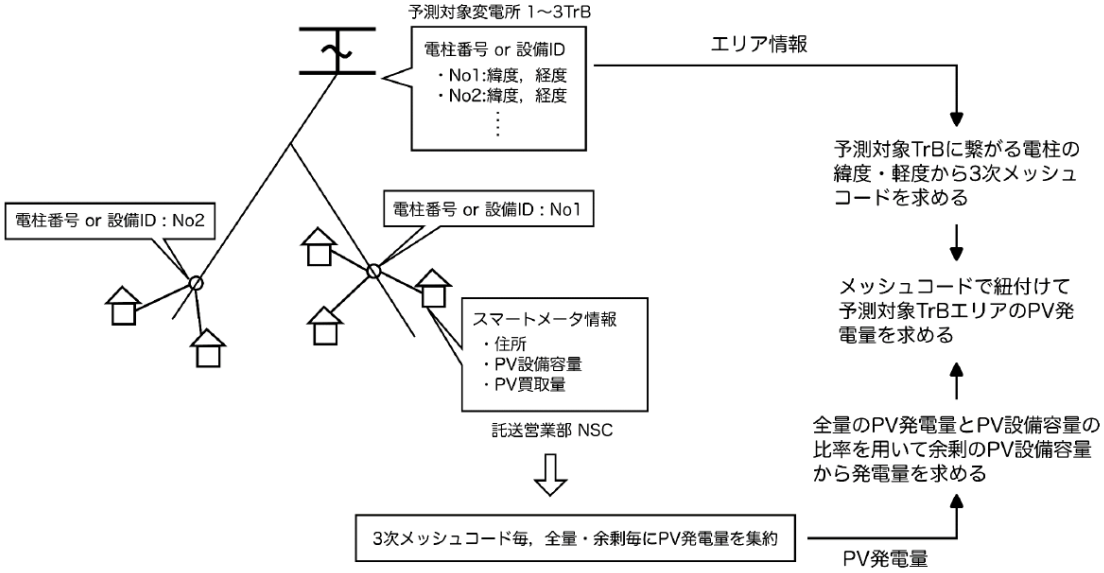


図 31 スマメデータを用いた PV 発電量の推定方法

表 13 A 変電所を対象とした試算ケース

方式	推定PV	全量・余剰の指標	備考	ケース
分割	スマメデータ	容量	特別高圧：2,000kW以上 全量：設備容量10kW以上 余剰：　〃　10kW未満	a
		利用率	全量：利用率10%以上 余剰：　〃　10%未満	b
	換算係数	-	設備容量×日射量×換算係数	c
一括	-	-	-	d

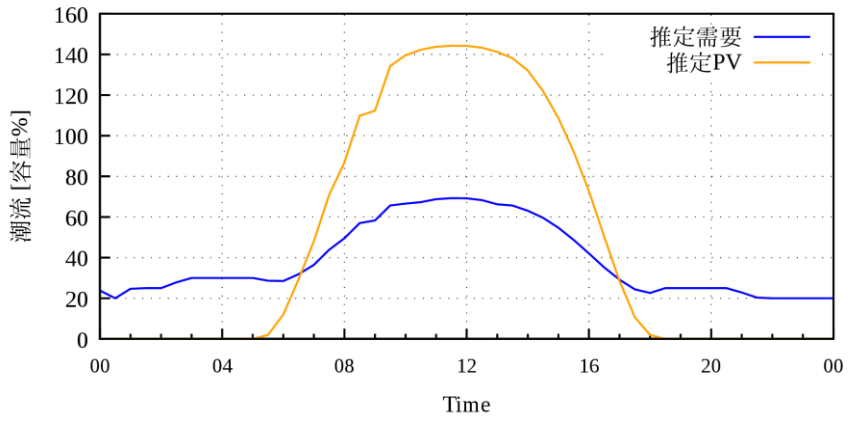


図 32 ケース a における逆潮流最大日の推定 PV と推定需要の推移

II. 試算ケースごとの潮流予測残差の散布図（A 変電所）

表 13 のケース a~d について翌日予測を試算した結果の残差の散布図を図 33 に示す。横軸は予測値、縦軸は予測値-実績値とした。すなわち、第 1-2 象限は予測値に対して実績値が小さいこと、第 3-4 象限は実績値に対して予測値が小さいこと、第 2-3 象限は逆潮流側の予測、第 1、4 象限は順潮流側の予測となっていることを示しており、第 2 象限は逆潮流予測が足りず実績で容量制約が厳しくなる傾向が顕著な領域、第 3 象限は逆潮流予測が過剰で逆潮流対策により経済性が悪化する傾向の領域を示す。青点（train）は学習した予測モデルに学習データを入力した結果を、赤点（test）は学習した予測モデルに予測データを入力した結果を示す。予測残差を示す縦軸の広がりについては各ケース間で顕著な差は無い。予測値を示す横軸については、ケース a~c では d に比べ横軸の幅が広いが、目的変数の外れ値を除外するため 1 パーセンタイル以下と 99 パーセンタイル以上の値を除外していることが影響していると考えられる。

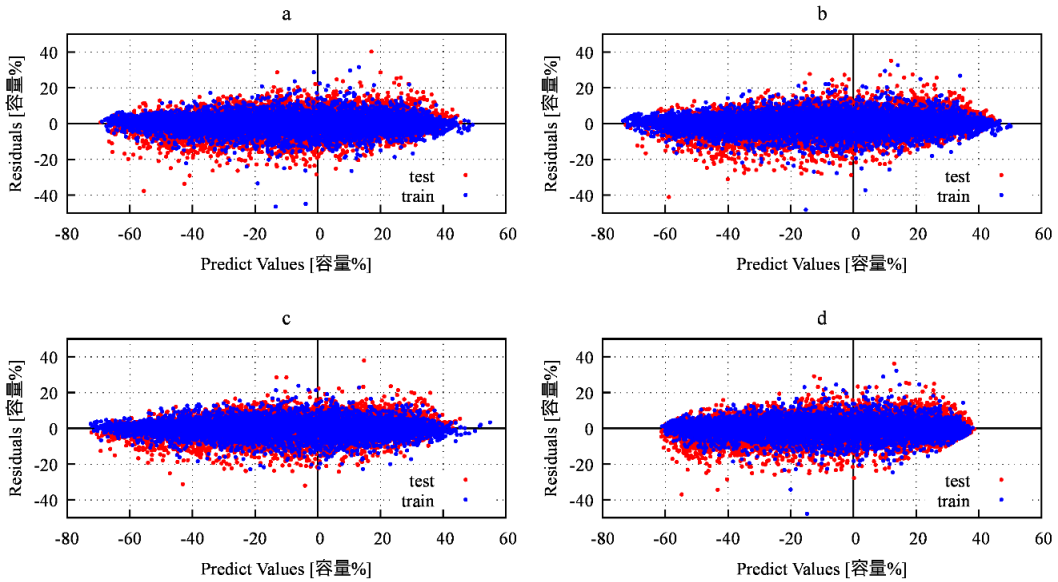


図 33 GBM を用いた予測残差の散布図（A 変電所）

III. 試算ケースごとの潮流予測残差のヒストグラム（A 変電所）

予測残差のヒストグラムを図 34 に示す。予測残差の標準偏差は最大でケース b の 6.087%、最小でケース c の 5.658% となり試算ケースによる差異は 0.4% 程度となった。

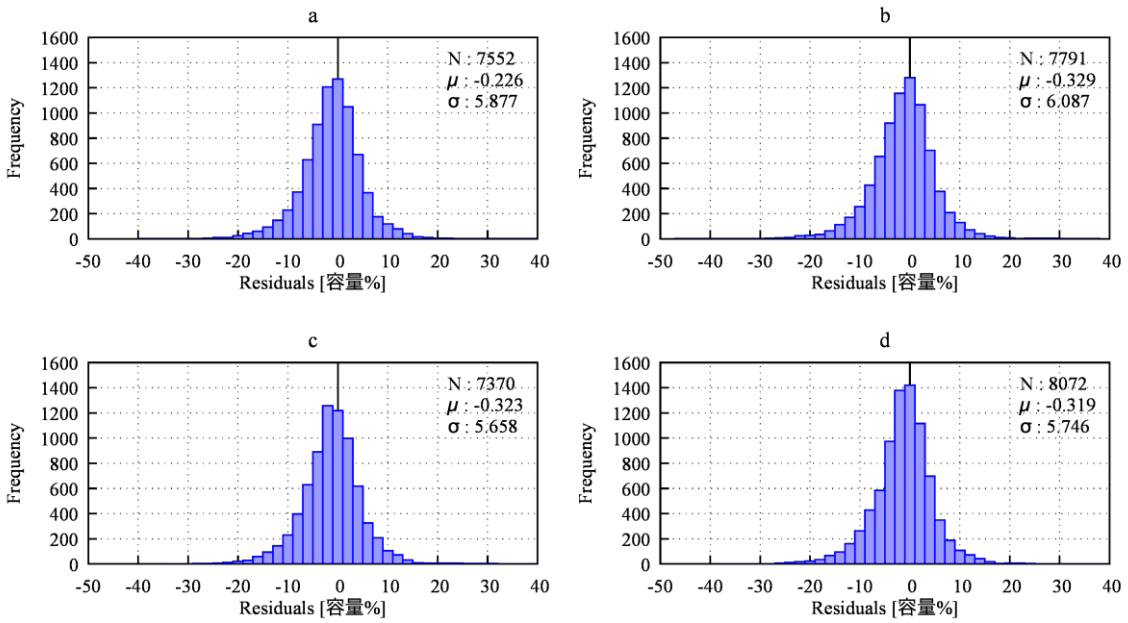


図 34 GBM を用いた予測残差のヒストグラム（A 変電所）

b) 予測対象変電所を拡大した場合の予測残差の検討

A 変電所を対象とした検討において 4 ケース間での予測残差は大きくは変わらないことから、計算労力の最も少ない潮流一括予測方式を用いて予測対象変電所を拡大（9 変電所 A~I、20 バンク） して翌日予測を試算した。

I. 予測残差のヒストグラム

各バンクの予測残差のヒストグラムを図 35、図 36、図 37 に示す。行方向は変電所毎、列方向はバンク毎（1～3TrB）として表示しており、バンクが存在しない場合は空白としている。同じ変電所でもバンクにより尖度が異なっており、変電所 B、C、G はその傾向が顕著である。

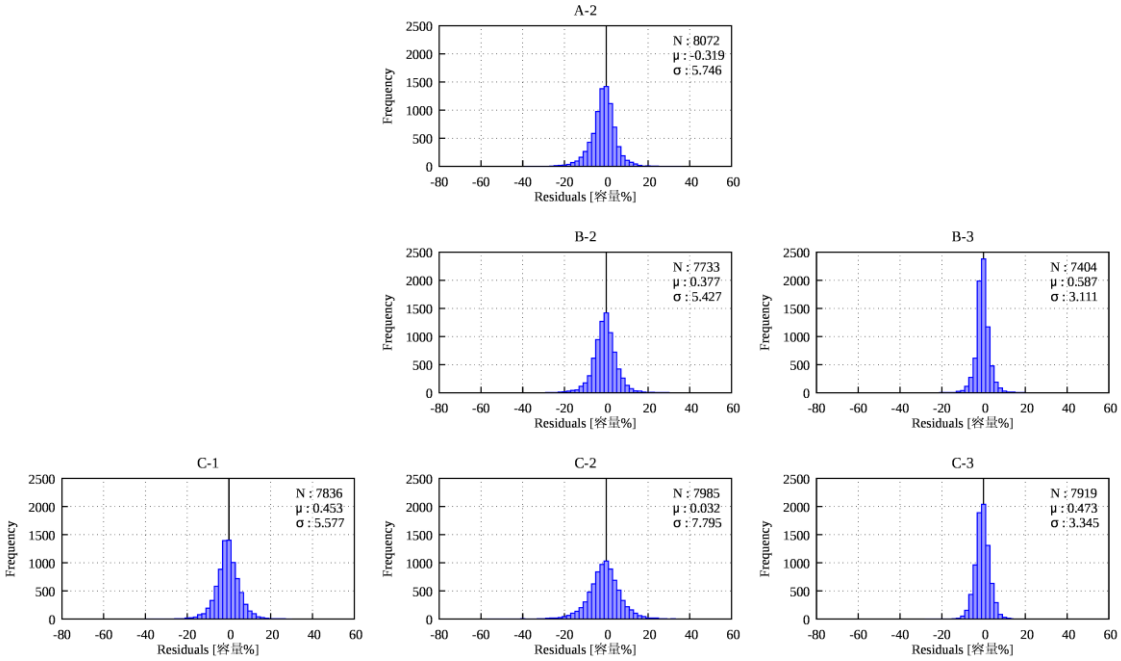


図 35 GBM を用いた予測残差のヒストグラム（変電所 A、B、C）

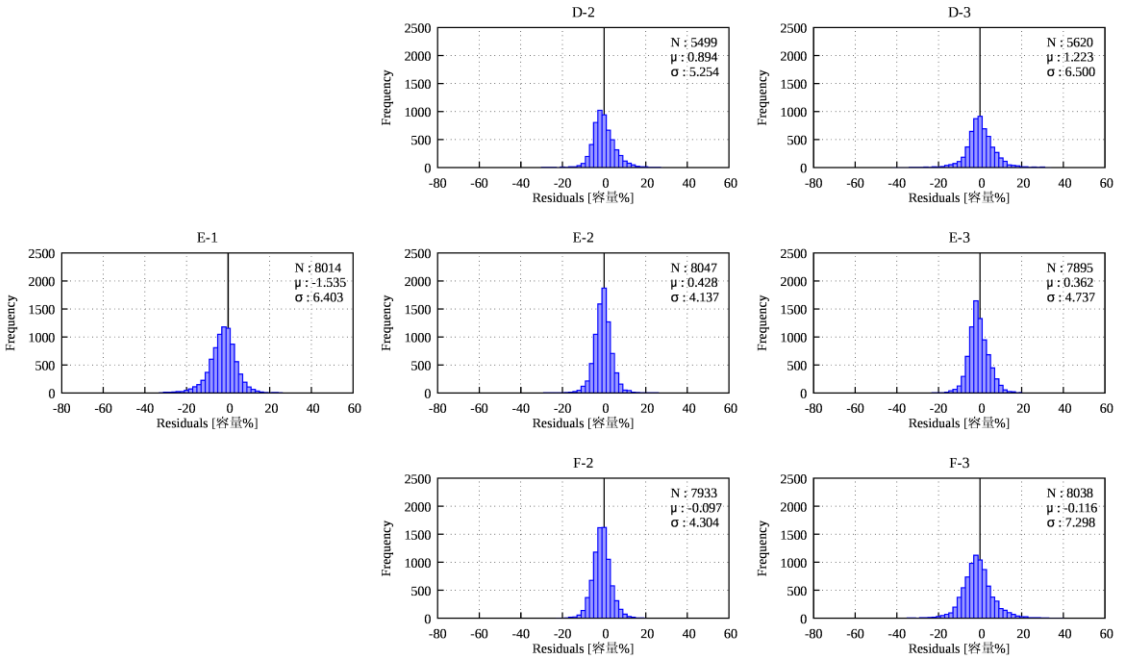


図 36 GBM を用いた予測残差のヒストグラム（変電所 D、E、F）

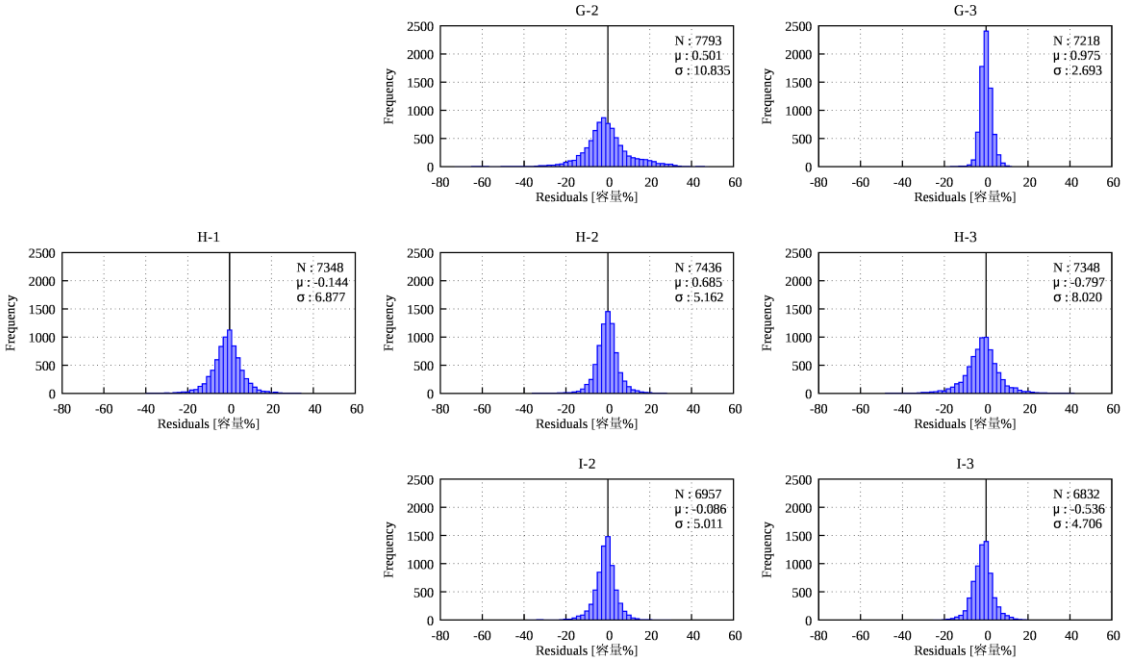


図 37 GBM を用いた予測残差のヒストグラム（変電所 G、H、I）

II. 特徴量の重要度

各バンクの特徴量として「月」「日」「時刻」「曜日」「祝日」「特殊日」「気温」「日射量」に分類し、その重要度を解析した。重要度の値は、1 日毎の予測モデルの重要度の比率を求め、予測対象期間（365 日）の平均した値としている。全体として日射量が支配的であるが、一部のバンクでは曜日の重要度が比較的高いことを確認した。

III. PV 導入量と予測残差

バンク潮流の予測残差の大きさを決める要因として日射量が支配的であったことから、日射量を用いた PV 発電量の予測精度がバンク潮流の予測残差の大きさに影響し、PV 導入量が多いとバンク潮流実績の振れ幅が大きくなると仮定して、バンク潮流実績の振れ幅を PV 発電量とみなして横軸に、予測残差の平均絶対誤差と標準偏差を縦軸にプロットしたものを図 38 に示す。平均絶対誤差は 2~8% 程度、標準偏差は 2~11% 程度であること、PV 導入量の増加に伴い平均絶対誤差、標準偏差が増加する傾向が確認できる。

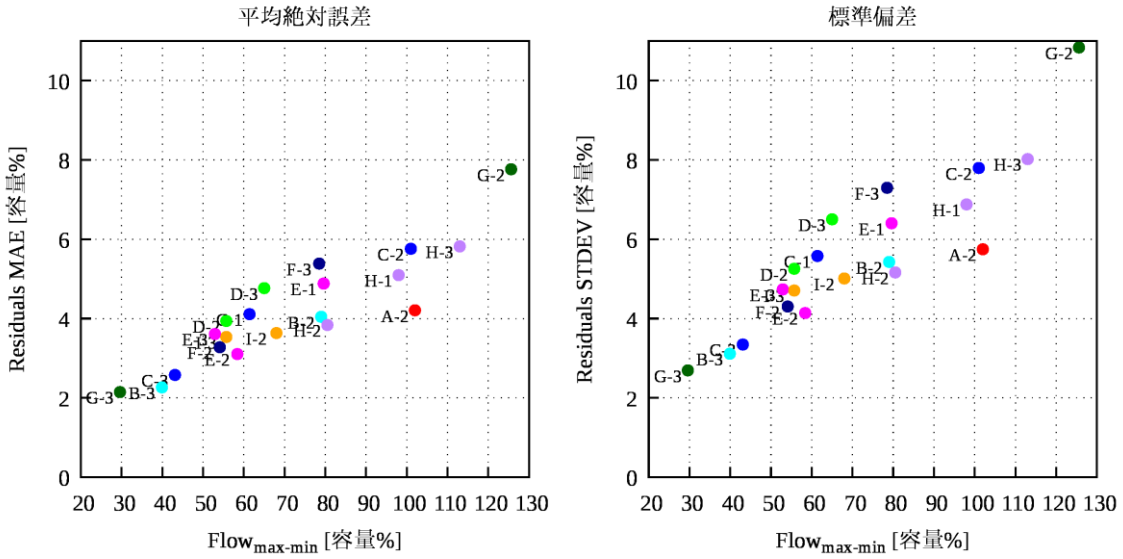


図 38 PV 発電量（みなし）と予測残差（GBM）

c) 小結

○ バンク潮流を推定 PV と推定需要に分割して GBM を用いて予測する方法は、一括で予測する方法と比べてほぼ同様の残差となった。分割した予測で残差が小さくならなかったのは、現状で使用可能なデータに関して次のようなことが要因として考えられる。

- ✓ スマートメーターのデータの全量買取と余剰買取の分類を容量や設備利用率を用いて行ったが、実態を反映できていない可能性がある。
- ✓ 配電系統は標準系統としており、切り替えを考慮していない。
- ✓ PV の過積載を考慮していない。

○ 9 変電所 A~I、20 バンクを対象として GBM を用いて潮流一括方式で翌日予測を行った結果、予測残差の平均絶対誤差は 2~8%程度、標準偏差は 2~11%程度となった。PV 導入量の指標として潮流実績の振れ幅を仮定した場合、PV 導入量が増加すると予測残差の平均絶対誤差と標準偏差は増加する傾向がある。

② 週間予測

9 変電所 A~I、20 バンクについて 2023 年度 1 年間を対象としてバンク潮流一括方式で GBM を用いて週間予測試算を行った。特徴量については、気象に関する特徴量は、日最高気温、日最低気温、日平均日射量とし、カレンダーデータに関する特徴量は翌日予測と同様とした。学習データは、予測対象週の過去 1 年間の実績とした。

I. 特徴量の重要度

図 39、図 40、図 41 にバンク毎の特徴量の重要度を示す。時刻、日射量の順に重要度が高い傾向があるが、D-2 は曜日の重要度が最も高くなっている。

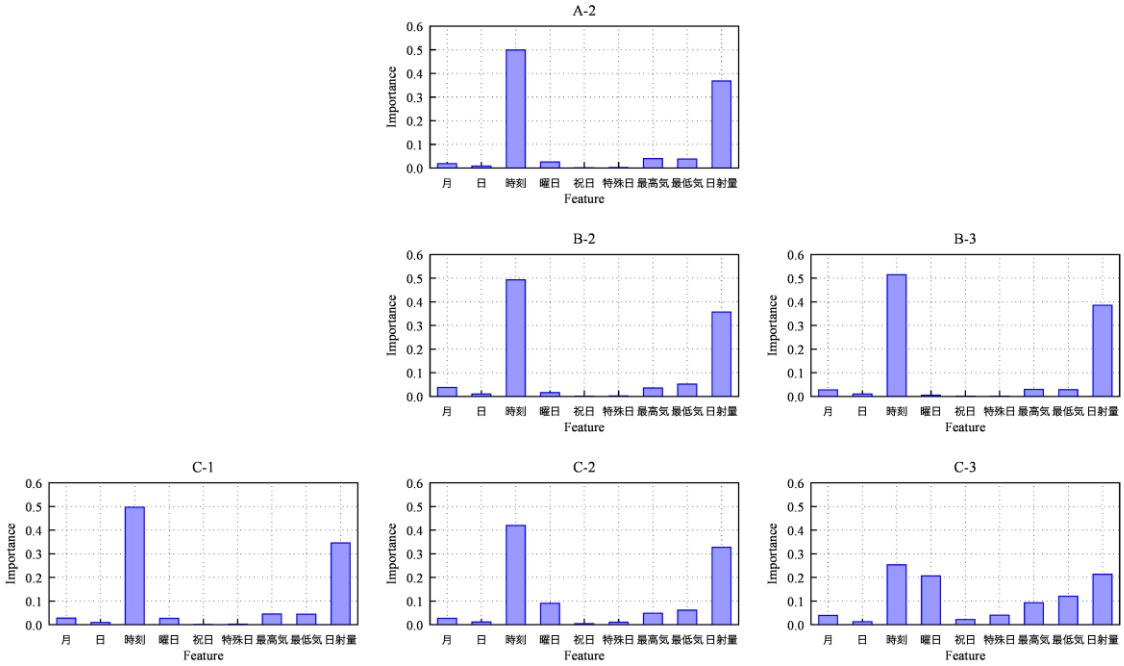


図 39 特徴量の重要度（変電所 A、B、C）

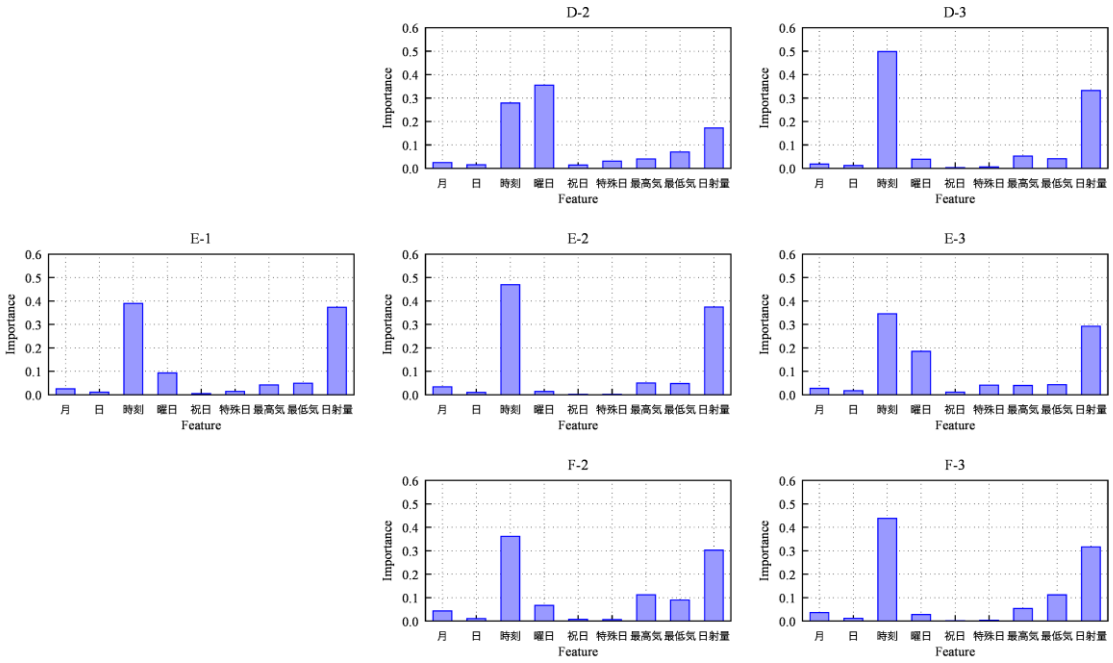


図 40 特徴量の重要度（変電所 D、E、F）

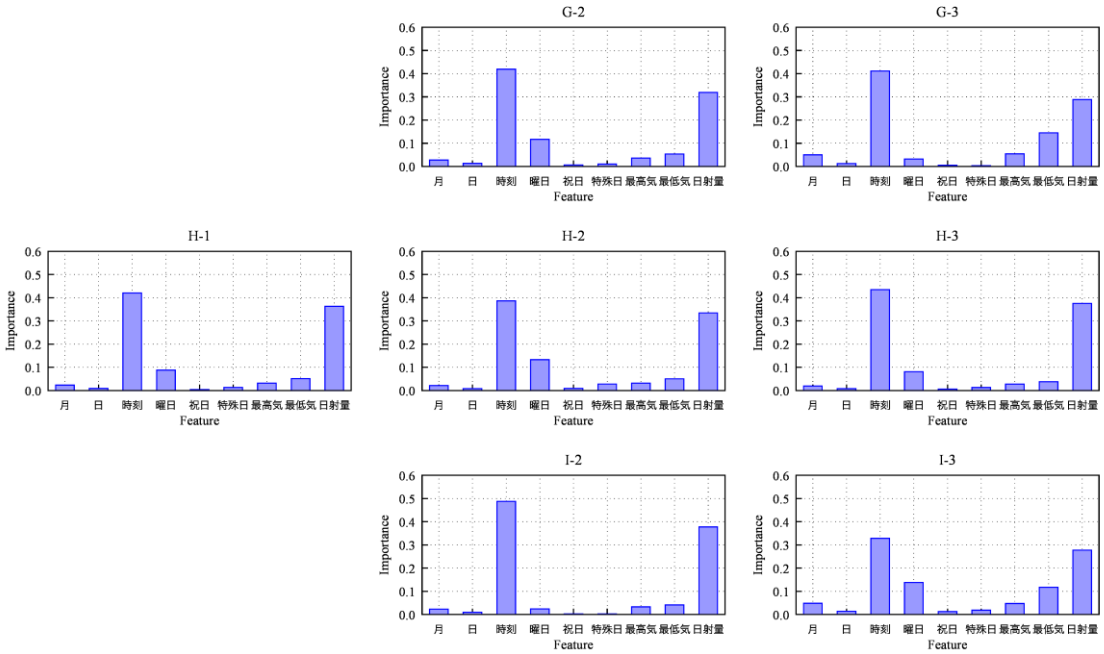


図 41 特徴量の重要度（変電所 G、H、I）

II. PV 導入量と予測残差

バンクの潮流実績の振れ幅を横軸に、予測残差の平均絶対誤差と標準偏差を縦軸にプロットしたものを図 42 に示す。比較する翌日予測はバンク潮流一括で GBM を用いた予測の結果を示す。週間予測の傾向は翌日予測と同様であるが、残差は大きくなっている。

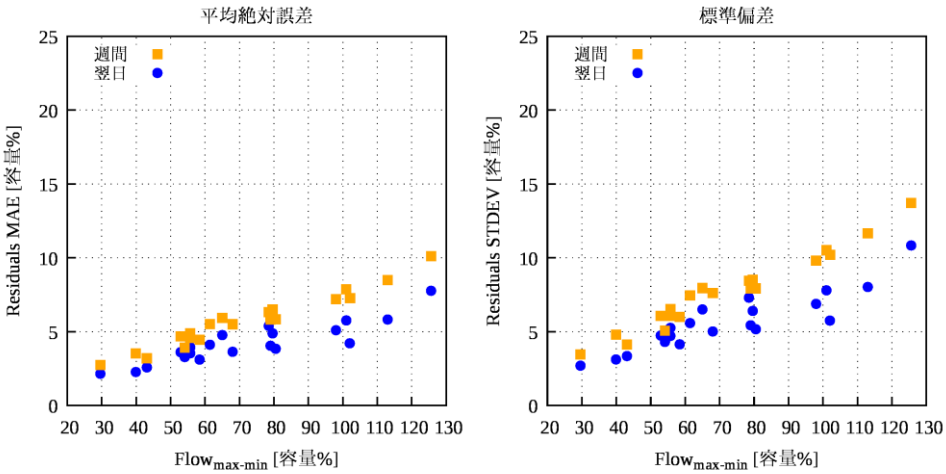


図 42 PV 導入量と予測残差（翌日・週間）

③　月間・年間予測

年間・月間予測について、過去のバンク潮流実績に伸び率等を考慮して予測する方法と翌日・週間予測と同様に GBM を用いて予測する方法について残差の状況を確認した。検討の概要を次に示す。

・ 過去実績の伸び率等を考慮した方法
  - A 変電所を対象とした検討
    ＊ PV 連系予定情報を用いた場合
    ＊ 伸び率を考慮した場合
    ＊ リスクを考慮した場合
    ＊ 推定 PV、推定需要の伸び率を考慮した場合
  - 予測対象変電所を拡大（9 変電所 A~I、20 バンク）　した検討
    ＊ 過去実績の伸び率をパラメータとして変更した場合
・ GBM を用いた方法
  - 予測対象変電所を 9 変電所 A~I、20 バンクとした検討

a)　過去実績の伸び率等を用いた検討

バンク潮流の過去実績の伸び率等を用いて月間の逆潮流の最大値を予測した。まずは A 変電所を対象として、次の 4 ケースで検討した。

- ✓ PV 連系予定情報を用いた場合
- ✓ 伸び率を考慮した場合
- ✓ リスクを考慮した場合
- ✓ 推定 PV、推定需要の伸び率を考慮した場合

次に予測対象バンクを拡大（9 変電所 A~I、20 バンク）　に拡大して、伸び率をパラメータとして変更した場合の予測残差について検討した。逆潮流最大値は 10~14 時の時間帯で抽出した。

I. A 変電所を対象とした検討

「PV 連系予定情報を用いた場合」「伸び率を考慮した場合」「リスクを考慮した場合」「推定 PV、推定需要の伸び率を考慮した場合」の各予測手法の予測残差について比較した。

「PV 連系予定情報を用いた場合」については次の条件で検討した。

- ✓ PV 連系予定情報は、スマメデータの PV 容量の前年度からの増分を用いた。
- ✓ 前年度バンク潮流の月毎時刻毎の最小値を求め、さらにその中の最小値に PV を加算して予測値とした。

「伸び率を用いた場合」については次の条件で検討した。

- ✓ 前年度バンク潮流の月毎時刻毎の最小値に伸び率を乗じて予測値とした。
- ✓ 伸び率は前々年度から前年度の伸び率とした。

「リスクを考慮した場合」については次の条件で検討した。

- ✓ リスクを考慮するため、バンク潮流を推定 PV と推定需要に分け、推定 PV 最大と推定需要最小を加算した値に伸び率を乗じて予測値とした。

✓　伸び率は前々年度から前年度の伸び率とした。

「推定 PV と推定需要の伸び率を用いた場合」については次の条件で検討した。

✓　推定 PV 最大と推定需要最小にそれぞれの伸び率を乗じて予測値とした。

✓　伸び率は前々年度から前年度の伸び率とした。

これら 4 手法による予測残差の比較を図 43 に示す。

「PV 連系予定情報を用いた場合」については、残差は全て負の値となり、逆潮流予測が過大となった。最大は 3 月で 13%程度である。

「伸び率を用いた場合」については、残差は全て負の値となり、逆潮流予測が過大となった。最大は 6 月で 42%程度である。

「リスクを考慮した場合」については、残差は全て負の値となり、逆潮流予測が過大となった。最大は 10 月で 89%程度である。

「推定 PV と推定需要の伸び率を用いた場合」については、残差は全て負の値となり、逆潮流予測が過大となった。最大は 10 月で 78%程度である。

以上より次のようなことが分かる。

✓　PV 連系予定情報を用いた場合が最も残差が小さくなった。

✓　バンク潮流を推定 PV と推定需要に分ける方法の 2 ケースでは、ほぼ同様の傾向となった。

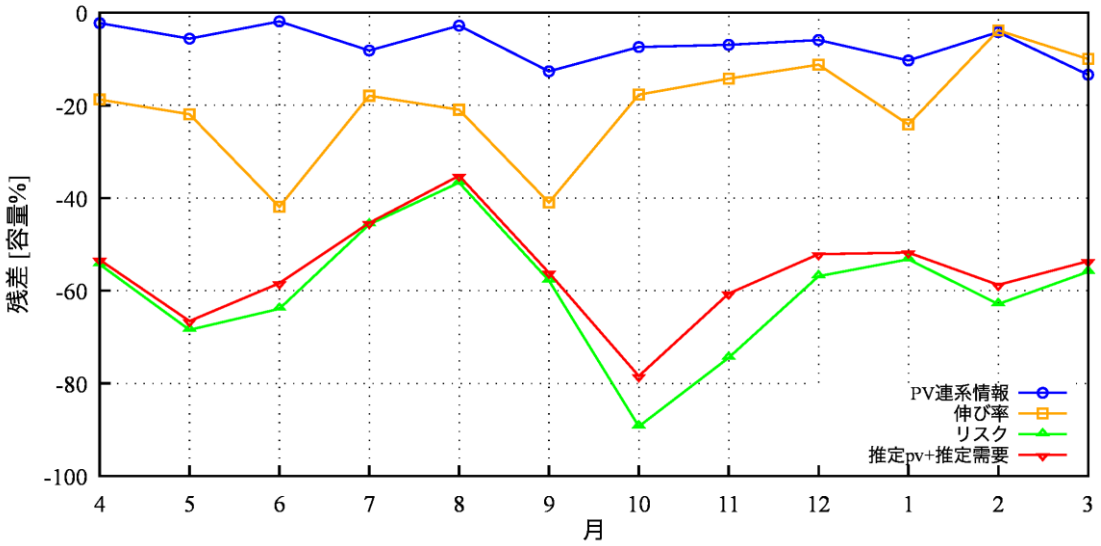


図 43 4 手法の予測残差の比較

II. 予測対象バンクを拡大した場合の検討

予測対象バンクを 9 変電所 A~I、20 バンクに拡大し、月毎の逆潮流最大値の伸び率をパラメータとして変更した場合の予測残差について検討した。

予測対象バンクの伸び率の実績について、バンク潮流の各月時刻毎の最小値（逆潮流最大） の伸び率を求め、11~12 時の時間帯のデータの 75 パーセンタイル値を用いた。（単年度の伸び率で

あるため、当該年度と前年度の潮流実績値によっては極端に大きな伸び率となる場合があるため。）

伸び率 1～2 倍を考慮すると予測残差が-100%を超えるバンクもあったが、他のバンクでは伸び率 2 倍でも-100%を超えないことが確認できた。また、元々逆潮流の実績値が小さいバンクは、伸び率を変えた影響が小さいことが確認できた。

b） GBM を用いた検討

9 変電所 A~I、20 バンクについて 2023 年度 1 年間を対象としてバンク潮流一括で GBM を用いた月間・年間予測の試算を行った。特徴量については、気象に関する特徴量は、学習データでは日最高気温、日最低気温、日平均気温、予測データでは平年日最高気温、平年日最低気温、平年日平均気温とし、カレンダーデータに関する特徴量は翌日予測と同様とした。学習データは、予測月の過去 1 年間分の実績とした。

I. 特徴量の重要度

図 44、図 45、図 46 に月間予測におけるバンク毎の特徴量の重要度を示す。時刻、最高気温、最低気温、平均気温の順で重要度が高いバンクが多いが、C-3、D-2、E-3 など曜日の重要度が高いバンクもある。年間予測については同様であるため割愛した。

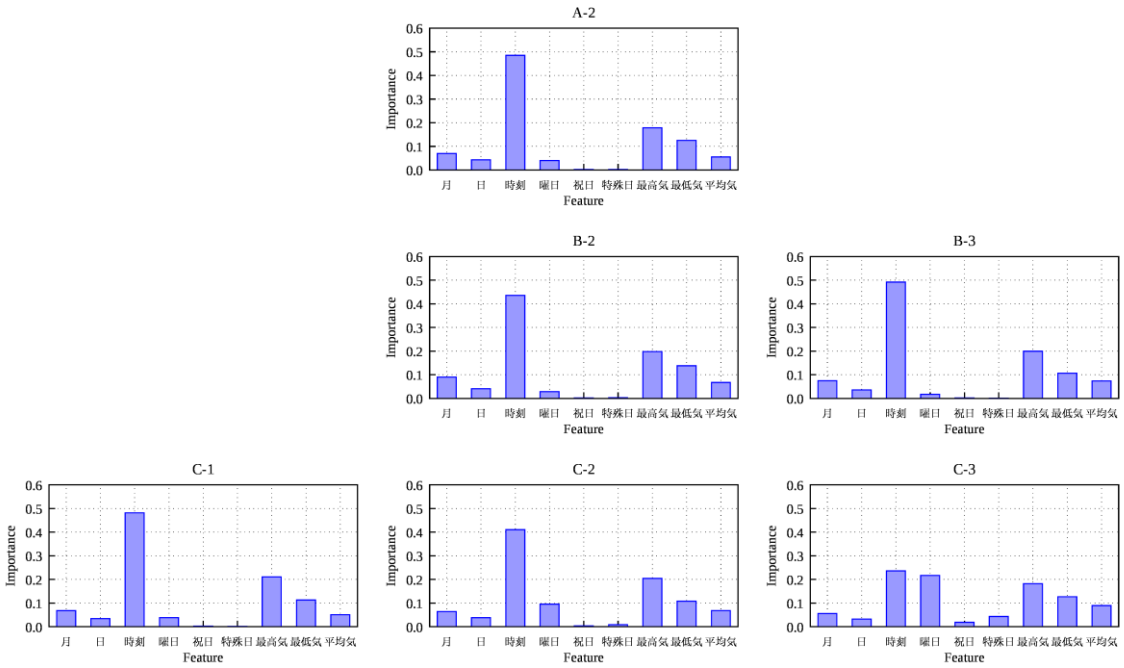


図 44 特徴量の重要度（変電所 A、B、C）

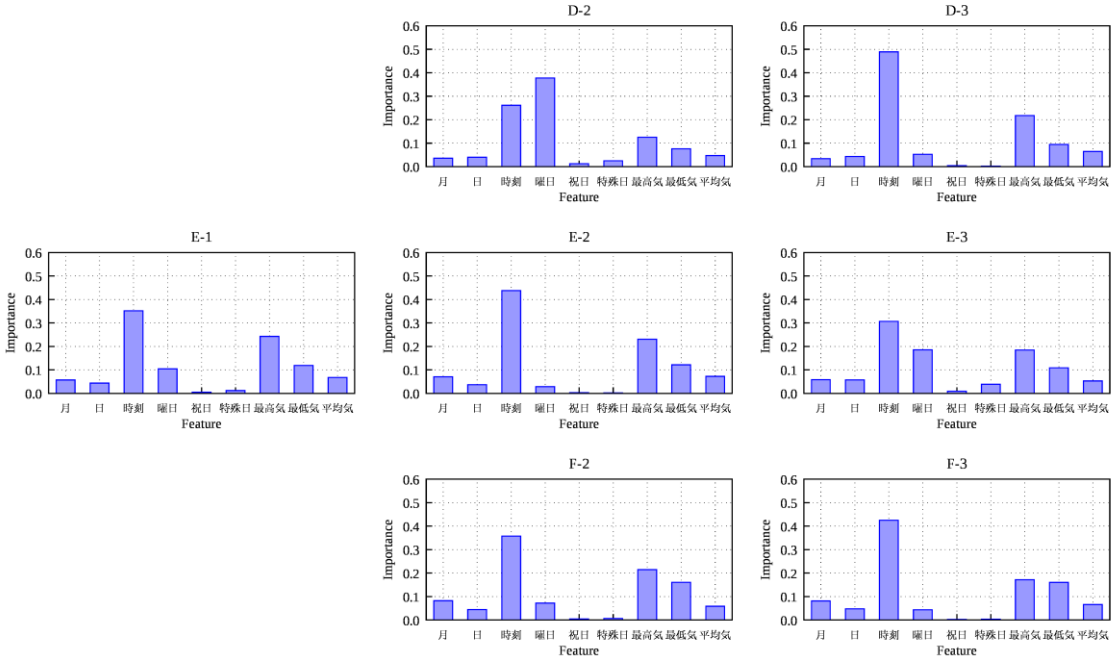


図 45 特徴量の重要度（変電所 D、E、F）

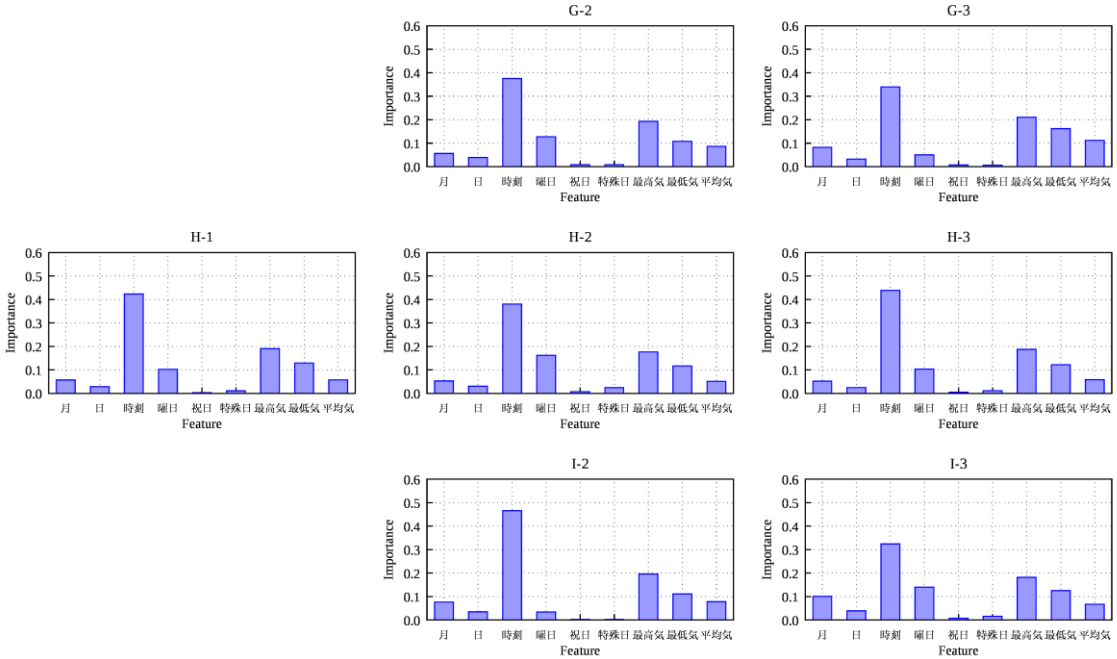


図 46 特徴量の重要度（変電所 G、H、I）

II. PV 導入量と予測残差

バンクの潮流実績の振れ幅を横軸に、予測残差の平均絶対誤差と標準偏差を縦軸にプロットしたものを図 47 に示す。週間・月間・年間予測では翌日予測に比べ残差が大きくなるが、月間・年間予測はその傾向が顕著である。また、月間と年間では予測残差の差は小さい。

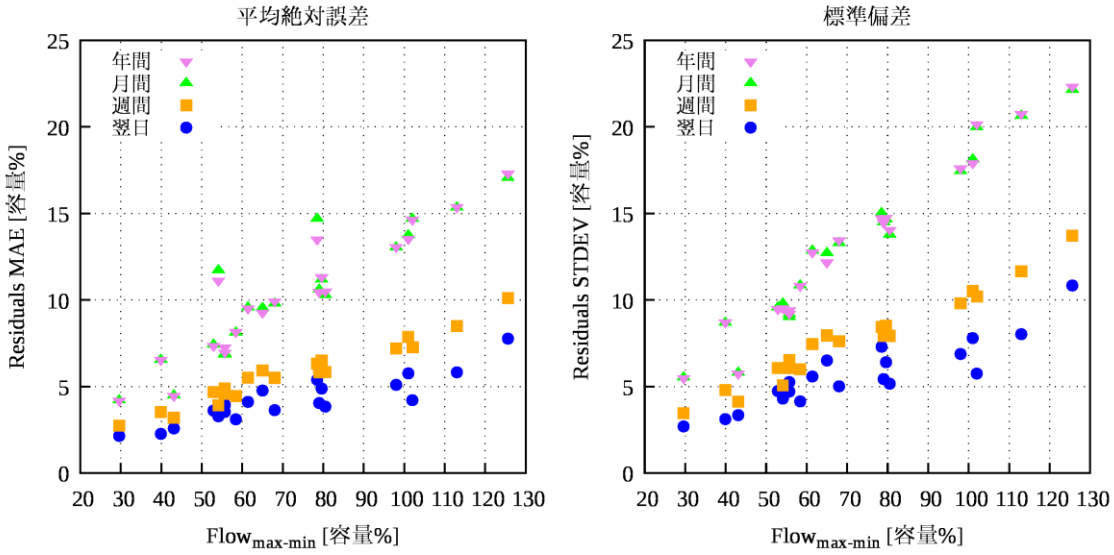


図 47 PV 導入量と予測残差（翌日・週間・月間・年間）

III. 逆潮流最大断面の予測残差

過去実績の伸び率を用いた検討では、逆潮流最断面を対象として検討した。ここでは同様に逆潮流最大断面に注目して予測残差を確認した。10~14 の時間帯における逆潮流予測最大断面の予測残差について変電所毎、月別の推移を図 48 に示す。予測残差が大きい場合は負の値となっており、逆潮流予測が過剰になる状況となっている。

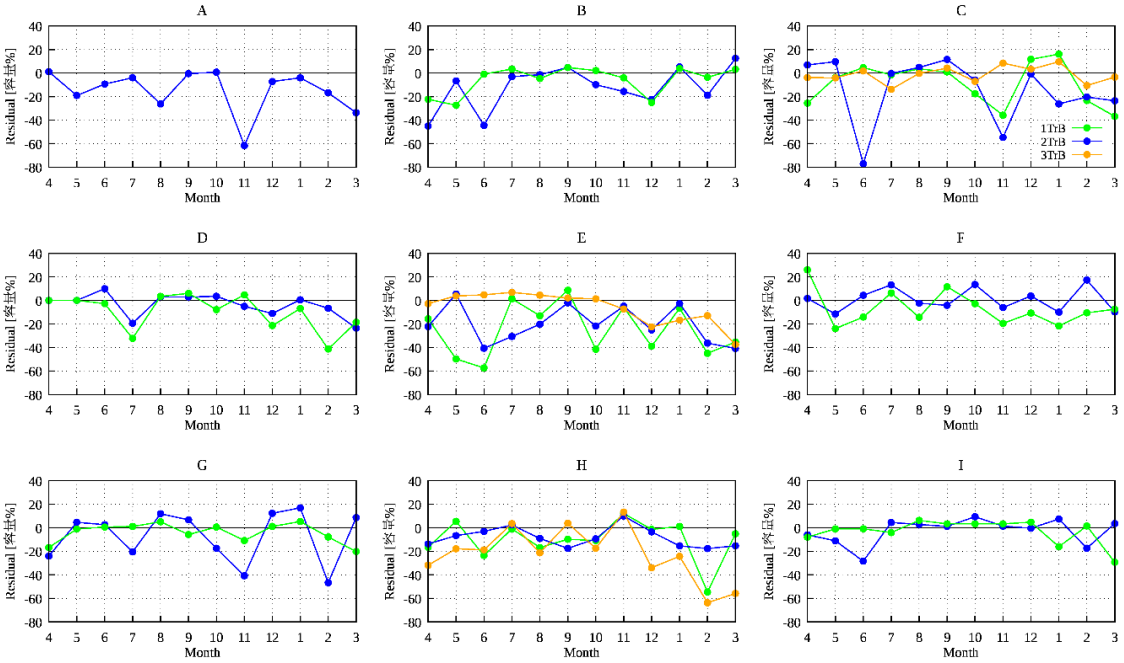


図 48 逆潮流予測最大断面の予測残差

c) 小結

○ A 変電所について PV 連系予定情報を用いた場合、伸び率を用いた場合、リスクを考慮した場合、推定 PV と推定需要の伸び率を用いた場合について年間・月間予測を行った結果、PV 連系予定情報を用いた場合が最も残差が小さくなり 2~13%程度となった。また、バンク潮流を推定 PV と推定需要に分ける場合は、逆潮流を過大に予測する傾向が顕著であった。

○ 9 変電所 A~I、20 バンクについて、安全率を考慮した伸び率を用いて年間・月間予測を行い残差を確認した。伸び率を増加した場合の影響の大きさがバンクによって異なるが、これは前年度の逆潮流最大値の大きさに起因すると考えられる。

○ GBM を用いた予測では、気象に関する特徴量は日の代表データを用いたため、カレンダーデータである時刻の重要度が最も大きくなる傾向である。また、翌日・週間予測よりも予測残差は大きくなるが、月間・年間の予測残差の差は小さい。

○ GBM を用いた予測では、月毎の逆潮流最大値は類似日予測と異なり逆潮流予測が不足する断面もあるが残差は小さく、逆潮流予測が過剰となる場合に残差が大きくなる傾向がある。

今回の検討は現状使用可能なデータで試算した一例であり、実運用においては各社の使用可能なデータなどの状況、予測手法、予測精度を踏まえたマージン（尤度）の考え方などに基づいて予測精度の向上について取り組む必要がある。

2.2.1.2 募集要件の検討

DER フレキシビリティを活用した系統混雑緩和の実現には、前項で検討した予測誤差を踏まえた募集量の設定が必要である。この募集量を確実に確保するためには、アグリゲーターが実施可能な DER フレキシビリティの制御要件を考慮した実運用上の募集要件設定の検討が必要である。そこで、需給調整市場検討小委員会で整理されている需給調整市場の三次調整力②の要件を参考に、DER フレキシビリティ活用において一般送配電事業者が必須と考える要件を検討した。関係者に意見照会のうえ、最終的には一般送配電事業者としては、必要な量を、必要なタイミングで、必要な時間に出力調整できれば良く、市場参画の障壁を下げる観点から「応動時間」、「継続時間」、「供出可能量」が必要要件と表 14 のとおり整理した。

表 14 募集要件の整理

要件	DER 市場に求める要件			
	定義	具体的な値	採否	考え方
応動時間	一般送配電事業者からの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	60 分以内	○	予測した系統混雑に対する制御指令に応動可能な DER を選定、調達するため、設定は必須
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	30 分以上	○	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	○	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	-	-	システムの仕様により設定が必要となる可能性はあるが、運用面での設定は不要
刻み幅（入札単位）	入札可能とする単位	30 分	-	システムの仕様により設定が必要となる可能性はあるが、運用面での設定は不要

2.2.1.3 今後の課題

本検討を踏まえた、将来的に取組みが必要な課題は、表 15 のとおり。

表 15 短期～中期 の系統混雑予測技術を踏まえた募集要件の検討における課題

課題	概要
【技術面】予測手法のさらなる精度の向上	PV 導入量などの地域特性に応じた予測手法の選定方法の検討。
【運用面】追加調達に関する検討	「長期」で確保した DER 量に対して PV 量が増えるなど、「短期」において DER が不足する場合における追加調達の募集時期の検討。

2.2.2. セーフティネットのあり方の検討

本項目では、一般送配電事業者による系統混雑の予測誤差やフレキシビリティ応動不備などの系統混雑を発生させ得るリスクを国内外の調査結果より整理し、電力設備に容量限界を超過した電流が流れることを回避するために必要となる DER フレキシビリティ調達時のマージン量の設定や代替手段等のセーフティネットのあり方について検討した。

具体的には、セーフティネットをどのようなものか定義した上で、各社の系統混雑の予測値と実績値の誤差や、アグリゲーターの応動速度・精度、DER フレキシビリティの利活用において先行する欧州の運用実態を踏まえ、マージン量の設定の考え方について整理した。また、DER フレキシビリティ応動不備時のリスクについてケーススタディを実施し、セーフティネットが必要となる条件を明らかにした上で、系統混雑緩和のための代替手段の検討を実施した。代替手段としては、電源の出力制御が想定されるが、この具体的な制御方法について、実用的な手段を検討した。

2.2.2.1 セーフティネットの定義

一般的に「セーフティネット」とは、一部の危機が全体に及ばないようにするための安全保障制度や安全対策を指すことから、本事業におけるセーフティネットを「DER フレキシビリティ活用にあたり予期せぬ事象が発生した場合においても、系統セキュリティが担保されるための手段」として定義した。

本項では、DER フレキシビリティを系統混雑緩和に活用するにあたり想定されるリスクや、既にフレキシビリティが活用されている海外事例を参考に、「DER フレキシビリティ活用におけるセーフティネット」の要件について検討した。

(1) 系統混雑リスクの整理

系統混雑の発生リスクとしては、図 49 に示すとおり「①中期潮流想定の誤差により、当初想定以上の逆潮流が発生する」、「②短期潮流想定の誤差により、DER フレキシビリティの制御指令量が不足する」、「③廃止等のリソース離脱や通信障害等による不応動により、DER フレキシビリティの応動量が不足する」の 3 パターンと想定される。

「①中期潮流想定の誤差」については現行運用においても、PV 導入量の想定誤差を計画断面で盛り込み、潮流想定を行っていることから、DER フレキシビリティの活用で新たに発生する系統混雑リスクではない。以上から、本事業でセーフティネットの検討が必要な系統混雑リスクは「②短期潮流想定の誤差」「③DER フレキシビリティの応動量不足」と整理する。

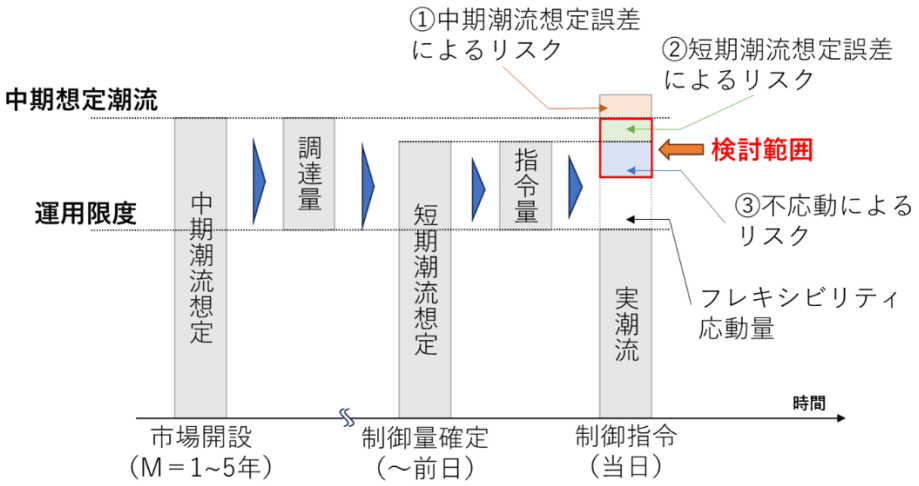


図 49 系統混雑リスクと本事業の検討範囲

(2) 海外の実態

2022 年 10 月に欧州委員会が発行した資料[3]を参考に、本実証が想定するユースケース（設備投資の延伸・発電起因混雑）に近く、DER フレキシビリティが BAU（Business As Usual）として活用されている国として挙げられた、英国・フランス・オランダの 3 カ国を対象として、表 16 のとおり DER フレキシビリティの運用状況を調査した。米国においても、蓄電池・DSR 等の活用による設備拡充の延伸等の検討がなされているが、欧州のような市場ベースではなく、電力会社による RFP（Request for Proposal）が主流と判断したため除外した。

表 16 海外調査国の選定について

	フランス	ドイツ	オランダ	ノルウェー	スウェーデン	英国
ローカルフレキシビリティの活用状況	実運用	実運用	実運用	実証	実証	実運用
フレキシビリティの調達モデル	市場ベース	市場ベースとコストベースのハイブリッド	市場ベース	市場ベース	市場ベース	市場ベース
フレキシビリティの方向	需要上げ・下げ 発電上げ・下げ	需要上げ 発電下げ	需要上げ・下げ 発電上げ・下げ	需要上げ下げ 発電上げ下げ	需要下げ ・発電上げ	需要上げ・下げ 発電上げ・下げ
ユースケース	設備拡充延伸 混雑管理 信頼度向上	混雑管理	混雑管理	設備拡充延伸 混雑管理	設備拡充延伸 混雑管理 信頼度向上	設備拡充延伸 混雑管理 信頼度向上 停電復旧

1) DER フレキシビリティ活用に関わる事業環境の比較

海外との比較を行う上では、事業環境の差異を把握することが重要となるため、DER フレキシビリティ活用に関わる電圧区分や配電系統の構成について整理した。

[3] Local electricity flexibility markets in Europe
(https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130070)

特筆すべき点としては、配電系統構成基準の違いであり、配電用変電所では、変電所バスバーの常開・常閉の違いが挙げられる。

表 17 DER フレキシビリティ活用に関わる事業環境の比較

	日本	イギリス	フランス	オランダ
供給電圧 (配電系統)	6. 6kV～100V	132kV～240V	20kV～400V	50kV～230V
配電系統構成	✓ 放射状 ✓ 多分割多連系 ✓ 配電用変電所のバンク間は常時開放で点で切り離しされる。（異常時に切替対応）	✓ 放射状 ✓ 常時開放点（NOP）1 点で連系 ✓ 配電用変電所のバンク間は常時閉であり、フィーダーへの供給は冗長化	✓ 放射状 ✓ 常時開放点（NOP）1 点で連系 ✓ 配電用変電所のバンク間は常時閉であり、フィーダーへの供給は冗長化	✓ メッシュ状・放射状 ✓ 常時開放点（NOP）1 点で連系 ✓ 配電用変電所のバンク間は常時閉であり、フィーダーへの供給は冗長化
系統混雑発生原因	需要側 現状無し 発電側 太陽光・風力の増加	需要側 EV・ヒートポンプ等の需要増加 発電側 風力の増加	需要側 異常気象による事故リスクの増加（事故時の混雑への対応が主） 発電側 太陽光・風力の増加	需要側 データセンター・EV の増加 発電側 太陽光・風力の増加

2) 海外における DER フレキシビリティの活用状況とセーフティネットについて

英国・フランス・オランダの DSO 計 6 社及び英国の送配電事業者の業界団体である ENA に訪問し、DER フレキシビリティの活用の現状等について調査した。その結果として、海外のフレキシビリティ活用状況を表 18 に、募集形態と参画リソースを表 19 に、ヒアリング項目と結果を表 20 に示す。

表 18 ユースケース別の DER フレキシビリティ活用の状況

	英国		フランス	オランダ		
	NGED	UKPN	Enedis	Stedin	Liander	Enexis
① 設備拡充延伸	△ • 募集するも必要量不足で未活用	△ • 延伸効果の発出時期が先で未評価	△ • 募集するも費用対効果無く未活用	×	× • 拡充に比べ、費用対効果無く未活用	×
② 設備拡充完了までの混雑回避	○	○	△ • 募集しているが、必要量が不足し、活用できていない	○	○	○
③ 一時的な過負荷回避	○	○	○	× • 停電時の混雑が想定される場合に活用を検討中	×	×
④ 再エネ抑制量低減	× • 出力抑制量上限超過に対するペナルティ回避のために追加予定	○ • 出力抑制量上限超過に対するペナルティ回避のために開始	△ • 規制当局の要請で募集可能だが、DSOニーズ無し	×	×	×
⑤ 停電復旧	○	○	○	×	×	×

表 19 海外の DER フレキシビリティ募集形態・参画リソース

				英国		フランス	オランダ		
				NGED	UKPN	Enedis	Stedin	Liander	Enexis
募集形態	調達形態			市場調達	市場調達	市場調達	市場調達	市場調達	市場調達
	プラットフォーム			Flexible Power	Piclo Flex	自社PF	GOPACS	GOPACS	GOPACS
	公募の周期			6ヶ月	6ヶ月	1年	常時 (混雑判明時)	常時 (混雑判明時)	常時 (混雑判明時)
	契約期間			最大４年 (年単位)	最大7年 (年単位)	3年程度	数年先	数年先	数年先
	商品区分	スケジュール型 (契約時に量と時期が決定)		○	○	×	○	○	○
		ディスパッチ型 (必要時指令)	事前kW確保	○	○	×	○	○	○
			前日kW指示	○	○	○	○	○	○
参画リソース	需要起因			・蓄電池 ・需要 ・非再エネ発電	・非再エネ発電 ・低圧蓄電池 ・低圧需要	・蓄電池 ・小規模揚水 ・EV ・小規模工場	大規模需要家		
	発電起因			—	・再エネ発電 ・産業用蓄電池 ・低圧需要	—	・風力 ・系統用蓄電池	・太陽光 ・風力 ・系統用蓄電池	・太陽光 ・風力
	低圧リソースの活用状況			・DSR (Demand Side Resources)	・DSR (Demand Side Resources) ・EV	・ヒートポンプ ・エアコン	×	×	×

表 20 DER フレキシビリティ活用に関わるヒアリング結果

	内容
フレキシビリティ活用の現状	● 英国・フランス・オランダいずれの DNO/DSO も**系統容量に余裕がある状態**、もしくは、**セーフティネットがある前提**で DER **フレキシビリティ活用を試験的に進めている段階**である。混雑の発生という**リスクが顕在化する前**から、当該リスクに備えてソリューションを準備しておこうという考え方である。 ● そのため、**現時点では DER フレキシビリティ活用への投資に対して明確に利益が得られる状況までは至っていない**が、**将来的には投資を上回る利益が見込める**として、先行投資を行っている。 ● DNO/DSO が DER フレキシビリティ活用への投資に対して利益が得られるようになるためには、**十分なリソース量・流動性が確保された市場の醸成が必須**であり、現在は**市場を育成**しながら、DER **フレキシビリティがどのように活用できるかを試行錯誤**している状況である。
ユースケース	● ユースケースとして挙げられているものは以下の通り。 ①設備拡充の延伸 ②工事等による停電の一時的な過負荷の回避 ③設備拡充完了までの混雑回避 ④再エネ抑制量の低減 ⑤停電復旧 ● 英国・フランス・オランダいずれも**「①設備拡充の延伸」を DER フレキシビリティ活用のユースケースとして掲げてはいるものの、現段階で実際に活用するところまで至っていない**。設備拡充の延伸・回避のためには 2～3 年という**長期的な確実性**が必要であり、**市場に十分なリソース量・流動性がないと難しい**。 ● 「④再エネ抑制量の低減」は、フランスにおいて、規制当局の要請もありユースケースとなっている。英国では、規制見直しの枠組み Access SCR において、2023 年 4 月より （1）新規発電の接続にかかる系統増強費用負担の一部（接続地点の 1 つ上の電圧階級以上の増強）を DNO が負担すること、(2) DNO が出力抑制できる量に上限を設けること が定められたことを契機に、発電起因の混雑に対し DER フレキシビリティを活用するインセンティブが生まれ、出力抑制の削減をユースケースとした DER フレキシビリティ活用が始まりつつある。 ● 商品とユースケースを 1 対 1 で対応させるようなことはしておらず、**いずれの商品も使えるのであれば、あらゆるユースケースに使っていく**という考え方である。 ● 平常の混雑解消へも適用可能としている（ただし英国、フランスでは事故時に混雑が想定される場合の適用が主）。

	内容
対象とする混雑の方向・電圧階級	● 現状では、**英国・フランスは需要起因の混雑解消**を DER フレキシビリティ活用のメインの対象としている。**発電起因の混雑**に対しては、**ノンファーム接続が認められているため、比較的容易、かつコスト効率的に発電リソースを抑制したり、接続を待機させる**ことができるためである。ただし、先に記載の通り、英国では新規発電接続時の増強費用負担回避、2023 年 4 月の再エネ抑制量の上限超過によるペナルティ回避のため、フランスでは政府からの再エネ発電量増加の要請のため、**再エネ抑制の代替としての DER フレキシビリティ活用を志向**している。 ● **オランダ**は需要起因の混雑解消も対象としているものの、**発電起因の混雑解消**を DER フレキシビリティ活用のメインの対象としている。発電リソースのノンファーム接続が認められていないため、ファームで接続した後に発電容量を制限する契約を締結するというのが主な DER フレキシビリティの使い方である。 ● DER フレキシビリティ活用の対象としている混雑の電圧階級は**主として MV 以上（英国では 11kV 以上、フランスでは 20kV 以上、オランダでは 10kV 以上）**であり、**UKPN・NGED では**、これに**加え MV/LV（11kV/400V）変電所の変圧器も対象**にしている。 ● 今回訪問したいずれの DNO/DSO も **LV（400V 以下）における混雑に対しては DER フレキシビリティを活用できていなかった**。LV における制御や予測、データ取得が難しいことが要因である。 ● **変圧器、線路用開閉器、電線を対象**としている。（英国では MV/LV（11kV/400V）以上の変圧器、線路用開閉器、電線が対象、フランスでは MV（**20kV**）以上の電線部分及び HV/MV 変電所の変圧器（発電起因の混雑）が対象、オランダでは、Enexis は HV/MV（110kV/50kV）の変圧器を、Stedin・Liander は MV（10kV）以上の変圧器・線路用開閉器・電線を対象としている。）
タイムライン・事前の容量確保の考え方	● 大きく分けて、**長期商品、短期商品、スケジュール商品が存在**する。**長期商品は半年～数年前に調達する商品、短期商品は 1 週間前や前日に利用決定する商品、スケジュール商品**はあらかじめ十分に予測できるピーク等に対し、**決められた時間に DER フレキシビリティを供出することを参加者に求める商品**である。 ● ほぼ全ての DNO/DSO が長期的な混雑発生を見込んで**長期の調達（2 年以上前）**を行っている。その場合、アグリゲーターに対しては**契約期間内のアセットリストの変更**を認めている。 ● DNO/DSO として確実性を担保したい場合は、kW 容量を確保する商品を調達しており、ほとんどの DSO はそれに対して availability fee を支払っている。 ● **多くの DNO/DSO はタイムライン、確実性の異なる複数の商品を組み合わせることで、必要な DER フレキシビリティを調達**している。長期的に容量を確保する商品やスケジュール化された商品でベースとなる DER フレキシビリティを確保したうえで、直前の変動分を短期の商品で調達するような調達の仕方を行っている。特に **LV のリソースを混雑解消に活用する場合**には、長期的に容量を確保することが難しいことから、**スケジュール化された商品と短期の商品を組み合わせることが望ましい**と考えられる。

セーフティネットの整備状況	＜計画段階＞ ● 算出された DER フレキシビリティ必要量に対し、マージンを織り込んで調達量を決定している。マージンの大きさは DNO/DSO によって様々であり、混雑の大きさや要因、発生箇所によるものの、例えば 10～30%を予測誤差として織り込む、2 リソース分の損失を織り込むといった置き方をしている。 ● 英国では計画段階で絶対に起こらないようなワーストケースを想定し、十分な余裕を持って DER フレキシビリティ必要量を算定している（例：発電側のピークを想定する際は、全電源が 100%稼働しており、需要がピーク需要の 30%と小さい場合を想定） ＜運用段階＞ ● DER フレキシビリティ不足時の技術的対策として、系統切替、供給遮断、過負荷運用、ノンファーム接続電源の抑制がある。DER フレキシビリティが不足した場合にも系統セキュリティが担保できるよう、必ず技術的な対策が講じられている。 ● 英国におけるノンファーム接続電源の抑制方法は、出力抑制を発動させる閾値を事前にマニュアルで設定しており、リアルタイムの系統状況に応じ自動発動する仕組みである。 ● オランダにおいては、緊急時に RTI（Real Time Interface）※を具備している電源を DSO の直接制御により出力抑制することができる。RTI を具備していない電源に対しては API、電話/メールで出力抑制を依頼することができ、その対応で間に合わないときには強制遮断することができる。※電源に対し DSO が直接制御できるインターフェース。2023 年 4 月以降、オランダでの仕様が標準化され、具備され始めた。
短期予測の実施状況	● 短期予測に関しては、過負荷が発生するかどうかをリアルタイムのモニタリングと過去実績をもとに判断しているのみであり、様々なデータを活用した動的な短期予測は実施していない。動的な短期予測については、基本的に開発段階であり実証レベルで試行錯誤している状況である。 ● 特に日本で対象と考えている配電用変電所（77kV（33kV）/6. 6kV）に近い電圧階級の予測としては、Liander が MV/LV（10kV/400V）での短期予測を実証している程度である（EV 増加に対する需要側ノンファーム接続を見据えた実証）。
参画リソース	● 低圧リソースが参加しているのは一部の DSO のみである。英国 NGED・UKPN では EV が参加した実績（Kaluza、ev. energy、Ohme 等がアグリゲーターとして参画）があり、フランス Enedis では電気ヒーター・エアコンが参加した実績（Voltalis がアグリゲーターとして参画）がある。いずれも需要下げの商品への参加である。 ● 今回訪問した DNO/DSO、アグリゲーターともに、発電起因の混雑を需要上げで解消するのは難しいという意見であった。電気料金が上がる方向であり、需要家にとってインセンティブが生じにくいこと、需要を上げるよりも発電を下げる方がコストが安いことが原因として挙げられる。
フレキシビリティ活用の動機	● 英国・フランス・オランダいずれも規制機関から DER フレキシビリティを活用するように要請されている。英国やオランダでは、そのための制度的なインセンティブ（英国：OPEX をレートベースに織り込むことが可能＋DER フレキシビリティの活用が評価されることによる事業報酬の上乗せ、オランダ：混雑管理予算の付与）やペナルティ（オランダ：十分な投資がされていなければ罰金）がある。 ● 一方で、DNO/DSO としても市場が成熟すれば、混雑に対して活用できるオプションが増えるため、将来的には投資を上回る利益があるとして、前向きに取り組んでいる。

情報公開	● 欧州委員会の Clean Energy Package の法令の一つ「域内電力市場の共通ルールに関する指令（2019/944）」第 32 条において、配電系統における DER フレキシビリティ活用の推進を要求しており、配電系統運用者が系統整備計画の中で中長期的な柔軟性サービスの透明性を提供し、今後 5～10 年間の投資計画を定めること、その計画を少なくとも 2 年毎に公表することが定められている。この流れに沿って英国でも配電事業ライセンスにおいて、Network Development Plan の公表、経済効率的な DER フレキシビリティ調達と利用が求められている。 ● 投資計画の他、地域別の将来シナリオや混雑マップ、想定される混雑状況や対応策のオプションとその選定結果、DER フレキシビリティ市場における調達計画と調達実績等を公表することで、リソース提供者が市場に参加しやすくするとともに、DNO /DSO としての透明性を担保することができる。 ● 市場参加者が十分に準備できるよう、数年前、数か月前から情報を公開する必要がある。 ● 英国では、ステークホルダーが参加するコンサルテーションを毎年実施しており、ステークホルダーからのフィードバックを受けた上で次回の調達メニューを修正している。 ● 英国では、系統増強と DER フレキシビリティ活用を比較して投資決定をするための費用便益評価について、各 DNO が独自の方法論を開発していた状況に対し、透明性を高めるために、全 DNO/DSO が共通的に使用する費用便益評価の方法論（Common Evaluation Methodology）を定めている。この取り組みは、DER フレキシビリティを提供するプロバイダに対する可視性と信頼性を高め、市場における量と競争を刺激し、最終的にネットワーク利用者のコストを削減することに繋がることを見込んで実施している。
フレキシビリティ市場参加者の視点	● アグリゲーターとしては、基本的に既存の市場（卸市場やバランシング市場等）で十分に収益をあげることができているため、DER フレキシビリティ市場はレベニュースタッキングのための 1 手段という位置付けであり、現状は様子見段階である。 ● エリアが局所的かつ期間も限定的になることから、DER フレキシビリティ市場のみで投資コストを回収するのは難しい。投資回収が可能な額の対価が用意され、かつ長期的な予見性のため、availability fee を付けた商品でないと、DER フレキシビリティ市場のためにリソースを導入するというのは難しい。 ● 発電起因の混雑解消に寄与する需要上げというのは実績がない。技術的には可能であるため、十分なインセンティブが付与されればアグリゲーターとしては対応可能である。
今後日本がフレキシビリティの活用を進める上での重要な観点	＜市場の醸成＞ ● DNO が DER フレキシビリティを混雑解消の選択肢として活用するためには DER フレキシビリティ市場の成熟は必須の前提条件である。系統混雑のリスクが小さいうちから市場の育成に取り組むことが重要である。 ● DER フレキシビリティ活用は実際にやってみないと分からないことが多いため、最初からルールを固めるのではなく、スモールスタートでアジャイル的に市場の運営をしてみて、見つかった課題を解決していくことが望ましい。 ＜商品開発＞ ● DER フレキシビリティ市場を作る際には、DNO/DSO 側のニーズだけを考慮するのでなく、リソース提供者が何を求めているのかを考慮し、ニーズに応じた商品・インセンティブを用意する必要がある。 ● リソース提供者が投資回収できるような市場にしないと、十分な参加リソースを確保することは難しい。DER フレキシビリティ市場だけでリソースの投資回収を行うだけの報酬を支払うことが難しいのであれば、他市場との同時参入を可能とし、他市場と合わせて投資回収できるようにしておくことが重要である。

	● 必要なDERフレキシビリティ調達の確実性を高めるために、タイムラインの異なる複数商品を組み合わせること、確実性を持たせた商品（対価の支払いまたは強制力の付与）を用意することが必要である。 ● タイムラインの異なる複数商品を組み合わせることは、様々なリソース提供者が参加しやすい環境を作る観点からも望ましい。 ● DERフレキシビリティは確実に調達できるものではないという前提に立ち、必要量が不足しても問題にならないようセーフティネットとなる技術的手段を持ったうえでDERフレキシビリティの活用を進めることが必須である。 ● ユースケースに対し商品を1対1対応させるのではなく、商品特性を決めた上で使えるところに使うという柔軟な考え方が必要である。特に、設備拡充延伸/回避への活用は、長期的な確実性を担保する必要があることから最も難易度の高いユースケースであり、市場に十分なリソース量・流動性が確保されるまでは実施することは難しい。 ＜情報公開＞ ● 地域別の将来シナリオや投資計画、混雑マップを公表することで、リソース提供者が市場に参加しやすくすること、DSO/DNOとしての透明性を担保することが、DERフレキシビリティ活用において非常に重要である。市場参加者が十分に準備できるよう、数年前、数か月前から情報を公開する必要がある。 ● よりローカルのリソースを活用していくことになると、今後は電力のマネジメントに興味がないリソースオーナー、特に低圧リソースの参加を促す必要がある。DERフレキシビリティ市場の認知度を上げるために、テキストブックを含め様々なコンテンツを用意し、容易に理解してもらえるよう簡易に説明するといった取り組みが必要となる。 ＜DNOにとっての経済的合理性＞ ● DERフレキシビリティ活用がDNOにとってインセンティブのあるものになるよう、制度設計していくことが必要である。 ● DERフレキシビリティ活用、出力抑制、設備拡充、全てのオプションを持ったうえで、費用便益や系統状況を踏まえ、合理的な手段を選択することが重要である。 ＜DNOからDSOへの移行＞ ● 従来のDNOは問題を技術的に解決することを考えてきたが、今は卸市場やTSO側の市場のこと、リソース保有者のことを理解した上で、関係性を構築することが求められる。社内の様々な部署や需要家との間でインターオペラビリティを確保する必要があり、関係者と認識を統一して同じ言語を話すことが非常に重要である。

(3) 日本におけるセーフティネットの論点

各国の調査結果より、いずれの国も将来的な混雑解消の手段となるよう市場醸成することを目的に、試験的にDERフレキシビリティを活用していることが分かった。また、潮流の予測誤差やDERフレキシビリティの応動量不足を考慮し、マージンを取ったDERフレキシビリティ量を調達していた。さらに、DERフレキシビリティが調達できない場合を想定し、セーフティネットとして活用できる技術的手段も確保していた。

本事業で想定している設備拡充延伸のユースケースについて、設備拡充は工事計画から施工まで数年程度要するため、何かしらの異常が発生してから本対策（設備拡充）が完了する数年程度は、セーフティネットとして系統セキュリティを担保できる手段が求められる。

海外調査の結果より、セーフティネットには、そもそも系統状況に余裕がある状態でのみDERフレキシビリティを活用する、すなわち系統に異常が発生しない範囲でのみ市場を開設するような運用的な手段と、再エネの出力を制御するような技術的な手段が想定される。

また、DERフレキシビリティ市場の成熟は必須の前提条件とアドバイスがあった。これを踏まえると運用面の対策により市場開設を制限することは市場成熟の支障となることが想定されることから、日本においてはまずは技術的手法の整備が好ましいと考えられる。

2.2.2.2 セーフティネットの技術的手段

本項では、一般送配電事業者が現時点で有している技術的手段の内、セーフティネットとしての活用が見込まれる技術的手段と、それにより担保できる系統セキュリティの範囲を明らかにし、今後詳細検討が必要になると想定される技術的手段について整理する。

(1) 現状取りうる技術的手段

ここでは、DERフレキシビリティの応動量が不足した場合に、一般送配電事業者が現状取りうる技術的手段について表 21のとおり整理した。以降に、各技術的手段の詳細及びケーススタディによる検討結果を記載する。

表 21 現状取りうる技術的手段

	系統切替	過負荷運用	供給遮断
概要	系統切替により、発電設備を含む区間を隣接バンクや隣接配電用変電所に切り替えることで、潮流を抑制する。	配電用変電所ごとに定められた（短時間・長時間）過負荷容量内で、一時的な過負荷を許容する。	配電用変電所の遮断器を開放し、特定の配電線を停電させることで需要及び発電を遮断する。
対応可能量	0～数MW程度	各社基準による※1	～4MW／1回線
タイムライン	10分～1時間程度※2	各社基準による※1	10分程度
特徴・制約等（評価）	△切り替え先の系統状態により、抑制可能な潮流量に限界がある。※3 ×対応に時間を要する。	△各社の基準ごと、過負荷容量・過負荷運用継続可能時間に限界がある。 △過負荷運用により機器寿命の損失に繋がるおそれがある。	○抑制可能な潮流量に上限が無い。 ○信頼性や応答性が非常に高い。 ×需要家の供給支障が発生する。
活用時の課題	－	－	制度上の整理が必要

※1 各社基準は表 22による。
※2 遠方制御による切替を想定。手動開閉器の操作のために現地に出向く必要がある場合は、その時間を追加で要する。

※3　リレー類の保護協調の関係により、発電設備を隣接バンクに切り替えできない場合を含む。

1)　系統切替

区分開閉器単位で、異なる配電線間の潮流を切り替えることを系統切替と呼ぶ。DER フレキシビリティの応動量が不足した際には、図 50 に示すとおり、系統切替により発電設備を含む区間を隣接バンクや隣接配電用変電所の配電線に切り替えることで、容量超過が見込まれるバンクの潮流を抑制し、系統混雑緩和を行う。

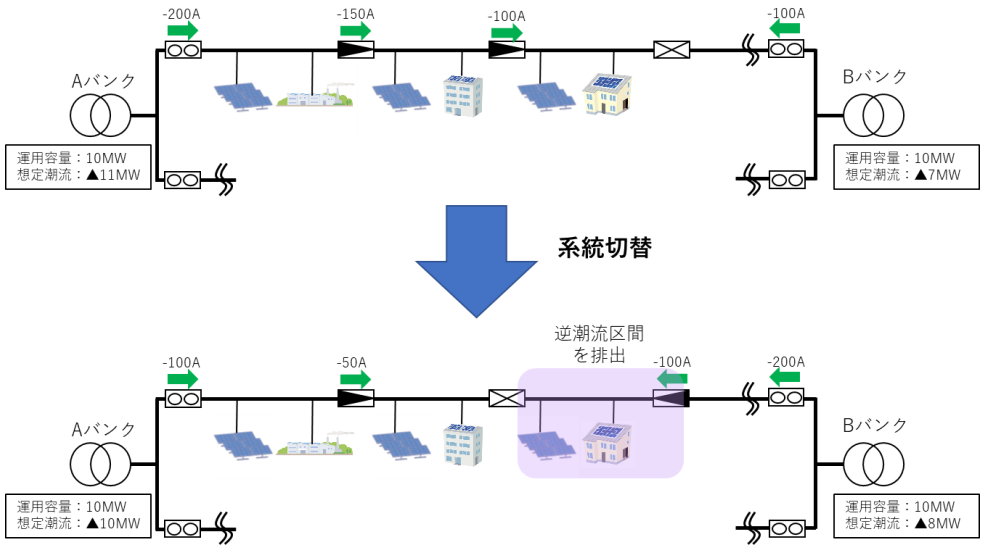


図 50 系統切替により系統混雑解消を行う例

ただし、切替可能な潮流は、切替先の配変バンク・配電線の潮流及び運用容量に依存すること、系統切替後も系統品質を保つ必要があることから、抑制可能な潮流量には限界がある。また、系統切替を実施するにあたり、遠方制御よる切替だけでなく、現地で開閉器操作を要する場合も想定され、相応の対応時間が必要となる。

2)　過負荷運用

2 回線送電線や並列運転している変圧器の N-1 故障時などにおいて、時間を限定して使用することができる熱的な容量（過負荷容量）内で運用することを過負荷運用と定義している。想定外の事象により、潮流が変圧器の運用容量を超過しても、過負荷容量内であれば過負荷運用を許容することで対応可能となる。

過負荷容量及び許容時間は、変圧器等の設備仕様や各一般送配電事業者の設備形成基準によって異なる。各一般送配電事業者の過負荷容量は、原則として表 22 のとおりである。また、過負荷運用により機器寿命の損失に繋がるおそれがあることから、セーフティネットとしての活用頻度や潮流量を考慮した活用可否の判断が必要である。

表 22 各一般送配電事業者の配電用変電所における過負荷容量

	常時容量	短時間過負荷		長時間過負荷	
		過負荷容量	継続可能時間	過負荷容量	継続可能時間
北海道	100%	－	－	120%	3 時間程度
東北	100%	105～120%	3 時間	－	－
東京	100%	130%	－	－	－
中部	90%	135%～150%	2 時間※ ※135%の場合	125%	9 時間程度
北陸	100%	124%	－	－	－
関西	100%	150%	2 時間程度	110%	－
中国	100%	120～150%	1 時間程度	－	－
四国	100%	120%	－	－	－
九州	100%	150%	20 分程度	125%	4 時間程度
沖縄	100%	150%	1 時間	－	－

※各社が公表している「送変電設備形成ルール」より抜粋。「－」は定義されていないことを示している。なお、常時容量及び各過負荷の名称は各社異なり、「送変電設備形成ルール」上の表現は本表のとおりではないことに留意。

3) 供給遮断（電力設備の停止）

配電用変電所に設置した配電線の遮断器もしくは配電線の区分開閉器を開放し、特定の配電線もしくは区間を停電させることで需要及び発電を遮断することを、ここでは供給遮断と定義する。DER フレキシビリティの応動量が不足した際には、不足した DER フレキシビリティの応動量以上の逆潮流が発生している配電線を供給遮断することで運用容量超過が見込まれる配変バンクの潮流を制御し、系統混雑が可能と考えられる。

系統切替、過負荷運用とは異なり、抑制可能な潮流量に上限が無く、また、遠方制御指令後即時遮断することが可能であるため、セーフティネットとしての信頼性や応答性が非常に高いという特徴がある。

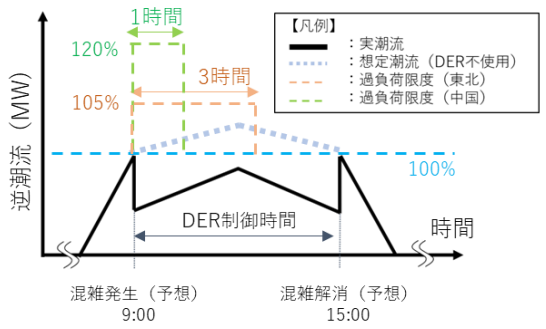
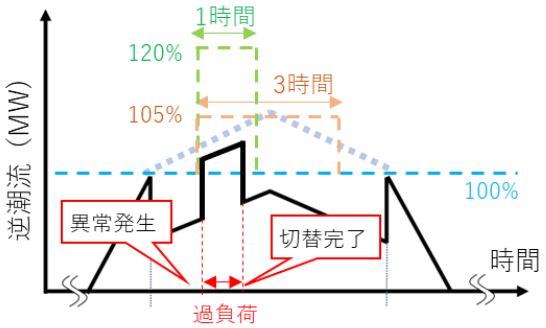
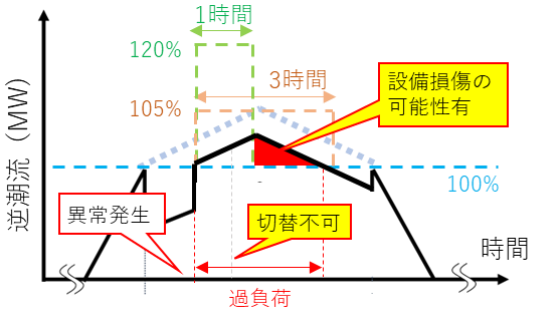
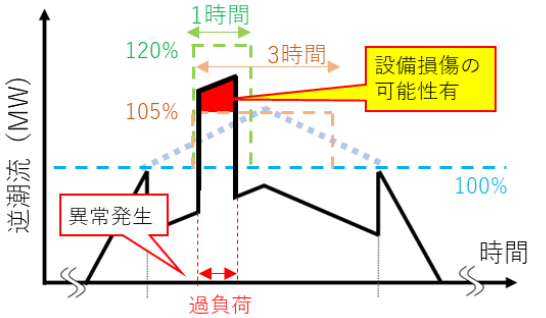
ただし、逆潮流側の系統混雑の緩和を目的とした手段であるが、需要及び発電ともに遮断することになるため、当該配電線から供給する全ての需要家に対して供給支障が発生する。

一般送配電事業者は、各社の託送供給等約款で定めるとおり、供給設備に故障が生じ、または故障が生ずるおそれがある場合等の電力系統の異常発生時において、緊急でやむを得ない場合には供給区域の需要及び発電を抑制又は遮断することができる。しかし、DER フレキシビリティの応動量不足等による系統混雑が当該事由に該当するかは不明確であることから、本手段をセーフティネットとして活用するにあたっては、整理する必要がある。

4) ケーススタディと総論

現状取りうる技術的手段で系統セキュリティが担保可能か、表 23 のとおりケーススタディを実施した。系統セキュリティの担保の可否を判断したいことから、ケーススタディでは過酷なケースを想定した。具体的には表 22 のうち、継続可能時間もしくは過負荷容量が最も小さい、3 時間 105%もしくは 1 時間 120%の 2 パターンを過負荷運用基準として設定し、大規模な DER フレキシビリティの脱落により急峻に逆潮流が増加するパターンを想定し、ケーススタディを実施した。なお、運用上の整理が必要と考えられる「供給遮断」については活用しない前提とした。

表 23 ケーススタディの想定ケースと結果

	概要	
①	【想定ケース】 ✓ 混雑を予測したタイミングで DER フレキシビリティを制御し逆潮流を抑制 【結果】 不応動等、予期せぬ事象が発生していないためセーフティネットは発動しない。	
②	【想定ケース】 ✓ 設備容量の 105%の過負荷が発生 ✓ 配電線切替可能 【結果】 1 時間以内に配電線切替を実施することで過負荷が解消可能なため、系統セキュリティを担保	
③	【想定ケース】 ✓ 設備容量の 105%の過負荷が発生 ✓ 配電線切替不可 【結果】 配電線切替による過負荷解消が不可能なため、過負荷が運用基準以上に継続し、系統セキュリティが担保できない。	
④	【想定ケース】 ✓ 設備容量の 110%の過負荷が発生 ✓ 配電線切替可能 【結果】 運用基準以上の過負荷が発生するため、系統セキュリティが担保できない。	

ケーススタディの結果より、現状取りうる技術的手段では系統セキュリティが担保されないケースがあることが明らかとなった。系統セキュリティ担保のためには、「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「新たな技術的手段を検討し、技術的手段を充足させる。（供給遮断の運用整理含む）」の 2 つの手法を検討していくことが必要である。

(2) 追加すべき技術的手段・目指すべき技術的手段（再エネ出力制御）

新たな技術的手段の検討に関して、まず各国のセーフティネットの整備状況を調査した。表 24 に示すとおり、系統セキュリティ担保のための技術的手段として「再エネ出力制御」「系統切替」「過負荷運用」「供給遮断」の 4 つが各国で採用されていた。このうち「系統切替」「過負荷運用」を用いて、現在よりも系統セキュリティが担保できる範囲を拡大させようとする場合、「系統切替」では配電線への多数の切替用開閉器の施設が必要となり、「過負荷運用」ではバンクの寿命が短くなるため、DER フレキシビリティ活用による拡充工事費用の削減効果以上に費用がかさむことが想定されるため検討から除外する。供給遮断についても既に技術的に可能であるため本項では検討しない。

これらを踏まえ本項では追加すべき技術的手段として、再エネ出力制御手法の検討を行う。なお、セーフティネットは実需給断面で予期せぬ事象が発生した場合においても、系統セキュリティが担保されるための手段であるため、制御にあたっては高い信頼度が求められる。アグリゲーターを介す間接制御は、アグリゲーターのシステムを介した制御になる分、一般送配電事業者が直接再エネに対して制御をかける直接制御に比べ信頼性が低いことが想定されるため、セーフティネットの技術的手法にそぐわないため取り扱わない。

そのため本項で検討する再エネ出力制御手法は、系統セキュリティ担保のために各一般送配電事業者が再エネの出力を直接制御できる手段のみとした。

表 24 各国のセーフティネットの整備状況

	イギリス	フランス	オランダ	日本
再エネ出力制御	○	○	○	—
系統切替	○	○	○	○
過負荷運用	○[4]	○	○	○
供給遮断	○	—	○	—
備考	✓過負荷運用は規制当局からの許可を要する。 ✓ノンファーム電源が抑制可能。	✓ 接続方法を問わず、1MW 以上電源であれば出力制御可能。	✓ 1MW より大きい電源に対しては、緊急時の抑制/遮断が可能。	✓ 供給遮断は技術的には可能（運用面の整理が必要）

【凡例】○：実施可、—：実施不可

再エネ出力制御の技術的手法として想定されうる手段は表 25、図 51 のとおり。

[4] 「Engineering Recommendation P2/6」違反となるため実施にあたっては規制当局の許可が必要

表 25 再エネ出力制御を実現する技術的手法

		直接制御					間接制御
		①再エネ出力制御システムの活用	②転送遮断装置	③専用機器設置	④開閉器開放	⑤SM電流制限機能	⑥発電事業者へ指令
概要		再エネ出力制御システム（日本版C＆Mシステムの一部）を活用し、対象発電設備の出力を抑制	転送遮断装置を活用し、対象発電設備を遮断	グリッドエッジデバイスを設置し、発電量を制御する。	発電設備の引込用開閉器（もしくはSOG）を開放する。	スマートメーター（SM）の電流制限機能を活用し、対象発電設備を遮断	お客さまに抑制を電話・メール等の手段で抑制を依頼する。
対象設備	高圧	全数（オフラインPCSを除く）	転送遮断装置設置箇所（単独運転検出機能省略箇所）	デバイス設置個所	全数	対象外	全数
	低圧	10kW以上（オフラインPCSを除く）	対象外	同上	対象外	現行SM：6kVAまで 次世代SM：12kVAまで	全数
普及状況		2021.4.1以降は全数オンライン	高圧PCSのうち0.4%程度（中部PG 実績）	－	全数	SM設置箇所（中部PGは全数設置済）	現行運用ではないと想定
タイムライン		指令から最長75分後に抑制	指令後即時に遮断	指令後即時に遮断（PCSの仕様によっては抑制も可能）	概ね１時間程度	コマンド発行100万台／h程度	契約による

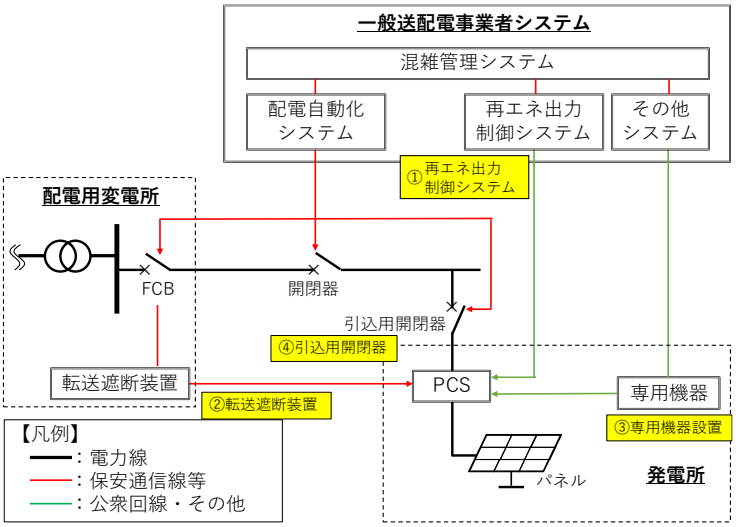


図 51 各技術的手法の概要図

1) 再エネ出力制御システム

再エネ出力制御システムとは、太陽光発電所等の再生可能エネルギーによる発電量を一般送配電事業者が直接制御できるシステムであり、これにより優先給電ルール及び再給電方式（一定の順序）における再エネの出力制御を実現している。

図 52 は中部電力パワーグリッド株式会社における再エネ出力制御システムを改造した場合に想定される再エネ出力制御のフローである。PCS は指令を受けた次の 30 分コマから出力制御を実施するため、予期せぬ事象が発生してから再エネの出力が抑制され混雑が解消するまで、61～90 分程度要すると想定される。

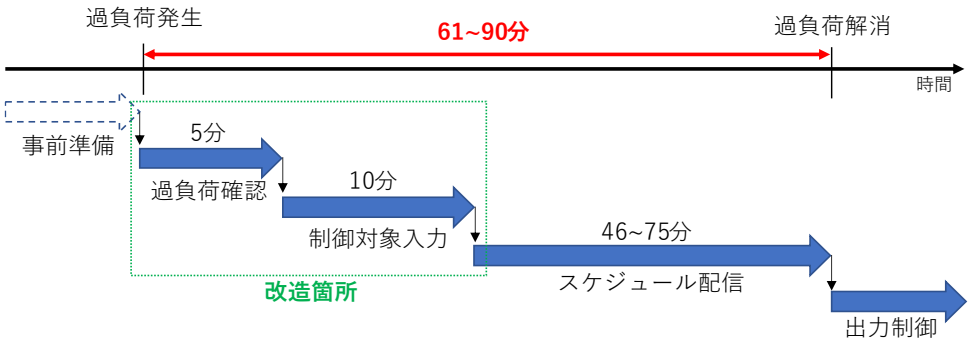


図 52 再エネ出力制御システムにおける出力制御フロー

現状の再エネ出力制御システムは、優先給電ルール及び再給電方式（一定の順序）のために製作されているため、配電用変電所の混雑に対するセーフティネットとして活用する場合には、「特定の配電用変電所以下の PCS のみを対象とするよう制御対象を変更できる機能」及び、「ノンファームシステム・調整力調達システムによる制御指令と競合しないような調整」が必要となる。ただし、本検討内容はあくまでも案であり、また、再エネ出力制御システムの構成は各一般送配電事業者毎に異なるため、改修が必要となる箇所、改修費用、及び混雑解消までにかかる時間等が各社毎に異なる可能性があることに留意が必要である。

2) 転送遮断装置

転送遮断装置とは、変電所にある配電線用遮断器の遮断信号を専用通信線や電気通信事業者の専用回線で伝送し、分散型電源の連系用（受電用）遮断器を遮断させる装置であり、一般的には、分散型電源の単独運転を防止する目的で設置する。

転送遮断装置を用いた分散型電源の連系用遮断器の遮断シーケンスは図 53 のとおり。配電線で地絡事故等の故障が発生すると、変電所にある保護リレーが動作し、配電線用遮断器を遮断する。このとき、配電線内の分散型電源の発電電力量と需要家の需要電力量が一致すると、単独運転となるおそれがあるため、転送遮断装置により、分散型電源の連系用遮断器を遮断し、単独運転を防止する。

この仕組みを応用し、配変の混雑発生を転送遮断装置の作動条件とすることで、混雑発生時に分散型電源の連系用遮断器を遮断させ、混雑回避を図る方法が考えられる。

しかし、太陽光発電設備などのように PCS を介して配電線に連系する発電設備の場合、PCS に単独運転防止機能が具備されていることが一般的であるため、転送遮断装置が設置されていないケースが大半である。したがって、本手段をセーフティネットに活用する場合、新たに転送遮断装置及び配電用変電所と発電設備間に専用通信線や通信回線を整備する必要が生じる。また、分散型電源の連系用遮断器を遮断するため、抑制には対応できないことや、配電系統の切替に伴い発電設備が他配変バンクに連系されると配変の混雑に応じた制御ができなくなるといった運用上の制約が発生する。

転送遮断装置の設置費用は 1 台あたり約 5 百万円で、加えて通信回線の整備費用（配電用変電所と分散型電源の連系地点の距離により異なる）が発生する。配電用変電所に転送遮断装置が設置されていないケースが大半であるため、新たに転送遮断装置を設置すると約 100 億円の費用を要すると想定される（中部電力パワーグリッドの場合）。

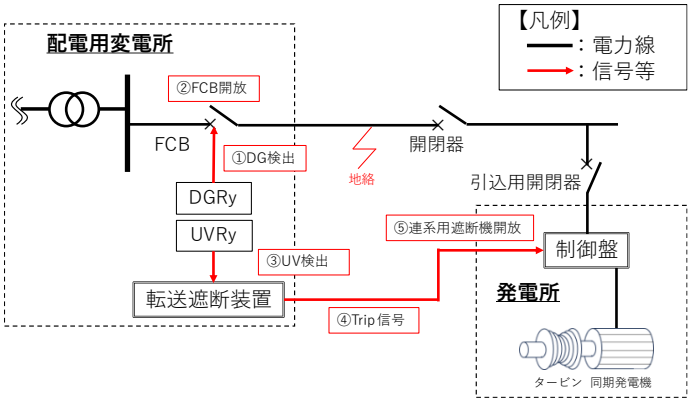


図 53 転送遮断装置の遮断シーケンスの概要

3) 専用機器設置

今回調査した諸外国の DSO には、再エネ出力制御のため、例えば英国の ANM（Active Network Management）のように専用機器を設置している事例[5]に専用機器を設置している事例が確認できた。そのためセーフティネットを担保するために専用機器を設置する案について検討した。具体的には、IED（Intelligent Electronic Device）といった通信機能と制御機能を具備した機器を分散型電源の制御システムに連係し、配電用変電所の混雑時に再エネ出力を抑制できるようにするものである。近年では、複数のメーカーが IED を商品化しており、それらをセーフティネットに活用できると考えられる。

上記の転送遮断装置との違いは、専用機器の設置では設置した専用機器を制御するためのシステムを構築し、そのシステムを介して再エネ出力を抑制する。そのため、分散型電源の連系用遮断器を遮断せず、出力抑制に対応できる。

本手法をセーフティネットに活用する場合には、これらの専用機器を分散型電源に設置する必要があるため、発電事業者の理解獲得や設置にかかる費用負担等のルール策定が必要となる。

また、メーカーへの聞き取りを行い、2050 年断面における混雑回避のためのセーフティネットの累積費用を以下の条件を基に試算した結果、システム開発費用や専用端末及び専用端末設置費用等の初期コストの他、システムのサーバーリプレースやライセンス料等（混雑管理変電所数に応じて変動）のメンテナンス費用で約 30～40 億円を要する見込みである。

なお、今回の試算は欧米の送配電事業者で使用されているようなノンファームシステムや DERMS のパッケージの利用をベースに想定したものであり、セーフティネット単体の利用の場合は試算結果が変わってくる可能性があることに留意が必要である。

[5]NGED Active Network Manegament Guidance (https:/www.nationalgrid.co.uk/downloads-view-reciteme/654785)

【試算条件】

・一般送配電事業者 1 社あたり 163 変電所で混雑が発生

・1 変電所あたりの配変バンク数は 3 バンク

・1 バンクあたりの制御対象の発電設備台数は 10 台

4) 開閉器開放

開閉器開放とは、高圧受電している需要家構内設備と一般送配電事業者の設備との境界に取り付ける引込用開閉器を、配電用変電所で混雑が発生した場合に開放し、分散型電源を解列することを想定している。

開閉器には、一般送配電事業者の事業所から通信線を介して遠隔で操作できるもの（以下、遠制開閉器）とできないもの（以下、手動開閉器）がある。セーフティネットとして手動開閉器を設置した場合、配電用変電所での混雑発生時に、現地へ作業者を向かわせる必要がある。迅速に混雑を解消することが難しく、セーフティネットとして適さない。したがって、ここでは遠制開閉器を前提に議論する。

本手段をセーフティネットに活用する場合は、配電用変電所で混雑が発生した際に、一般送配電事業者が引込用開閉器を遠隔制御で開放することとなるが、需要家構内側はすべて停電することとなる。つまり、再エネ出力を停止するだけでなく、需要についても供給停止（停電）するため、余剰発電など需要と発電が一体となっている箇所については適用が難しい。

また、高圧受電している需要家・発電事業者のみに設置されるため、低圧連系する分散型電源が配変混雑の要因になっている場合には、セーフティネットとして活用できない。

引込用開閉器は、一般送配電事業者によって設置基準が異なり、設置していない事業者も多い。さらに、必ずしも遠制開閉器が設置されているわけではないため、遠制開閉器と通信線の設置工事を新たに要する。なお、遠制開閉器を設置費用は 1 台あたり約 1 百万円で、加えて通信回線の整備費用（変電所と分散型電源の連系地点の距離により異なる）が発生する。

5) SM 電流制限機能

スマートメーターには、従来の契約用安全ブレーカ（SB）と同様に、契約電力量に応じて使用電力量を制限できる機能が搭載されている。この機能を活用することで一定以上の発電電流量となった際に、電流を遮断することも再エネの出力制御手法として考えられる。

(3) 期待される技術的手法

(2) で整理した各技術的手法に関して、開閉器開放、SM 電流制限機能に関しては、再エネ由来の逆潮流が主に遮断されるものの、需要についても供給停止（停電）するため需要家への影響が大きく、供給遮断を可能とするルール整備が必要となり制度上の課題も大きい。以上を踏まえると、将来的にセーフティネットとして実装が期待される技術的手法は、再エネ出力制御システムの活用、転送遮断装置、専用機器設置であることから、これらのメリット・デメリットを比較した。（表 26 参照）

表 26 技術的手法のメリット・デメリット

		①再エネ出力制御システムの活用	②転送遮断装置	③専用機器設置
概要		再エネ出力制御システム（日本版C＆Mシステムの一部）を活用し、対象発電設備の出力を抑制	転送遮断装置を変電所および発電所構内に設置し、対象発電設備を遮断	グリッドエッジデバイスを発電所構内に設置し、発電量を制御
対象設備	高圧	全数 （オフラインPCSを除く）	転送遮断装置設置箇所	デバイス設置個所
	低圧	10kW以上 （オフラインPCSを除く）	同上	同上
普及状況		2021.4.1以降は全数オンライン	なし	なし
タイムライン		過負荷発生から90分程度で抑制 （指令から最長75分後に抑制）	過負荷発生時に即抑制	過負荷発生後数分で抑制 （指令後即時に抑制）
メリット		✓ 一送のシステム改修のみで実現可能 ✓ 一律に制御できるため公平性が高い	✓ 遅延時間が最も小さい	✓ 制御までの遅延時間が小さい
デメリット		✓ 制御までの遅延時間が大きく過負荷がある程度継続する。	✓ 変電所の親局との連携が必要なため、系統切替時は制御不可 ✓ 発電所へ装置を施設する必要あり	✓ 発電所へ装置を施設する必要あり
課題等		－	✓ 仕様検討や運用整理が必要 ✓ 転送遮断設置に係る費用負担や設置スキームの整理が必要	✓ システム構成や運用整理が必要 ✓ 専用端末設置に係る費用負担や設置スキームの整理が必要

転送遮断装置は、配電用変電所構内に設置した親局端末より制御指令を出すことで自律的に再エネ出力制御を実施するため、系統情報を連携できず配電線切替時の運用が困難となる。一方、再エネ出力制御システムの活用、専用機器設置は、一般送配電事業者のシステムから指令を出すことから、系統情報をシステム間で連携することで配電線切替を考慮した再エネの出力制御が可能となる。

これらを踏まえると再エネ出力制御システムの活用、専用機器設置の方がより技術的手段として好ましい。

再エネ出力制御システムの活用、専用機器設置については、遅延時間やシステム改修費用が一般送配電事業者毎に大幅に異なる可能性があり、単純な優劣の比較はできない。

また、求められる遅延時間や実装に係る費用が一般送配電事業者毎に異なることから優劣がつけられない。

以上を踏まえ、再エネ出力制御システムの活用、専用機器設置の 2 つの技術的手法を合わせ、セーフティネットとして期待される再エネ出力制御の技術的手法とする。

2.2.2.3 国内のセーフティネットのあり方

現行の技術的手段だけでは、前述のケーススタディのとおり、系統セキュリティを担保できない場合があることから、「再エネ出力制御等の技術的手法」と「市場開設せず設備拡充を選択する」の 2 つを組み合わせたセーフティネットが必要と考えられる。技術的手法を充実させる場合はその整備に費用がかかり、市場開設しない場合は DER フレキシビリティの活用機会が減少するため、この 2 つのバランスを踏まえたセーフティネットの構築が必要と考えられる。

また、技術的手法について、例えば図 54 は再エネ出力制御システムをセーフティネットとして活用する例である。再エネ出力制御システムを活用する場合、再エネの出力が制御されるまでの最大 90 分間過負荷が継続するが、左の例では過負荷運用基準が 1 時間のため、運用基準外の過負荷が 30 分程度継続することとなる。そのため再エネ出力制御システムの有無にかかわらず過負荷

発生から 1 時間までしか系統セキュリティが担保できない。一方、右の例のように過負荷運用基準が 3 時間である事業者の場合、再エネの出力が制御されるまでの間、過負荷運用を継続することが可能なため、過負荷運用と再エネ出力制御システムの組み合わせにより任意の時間において系統セキュリティが担保できる。

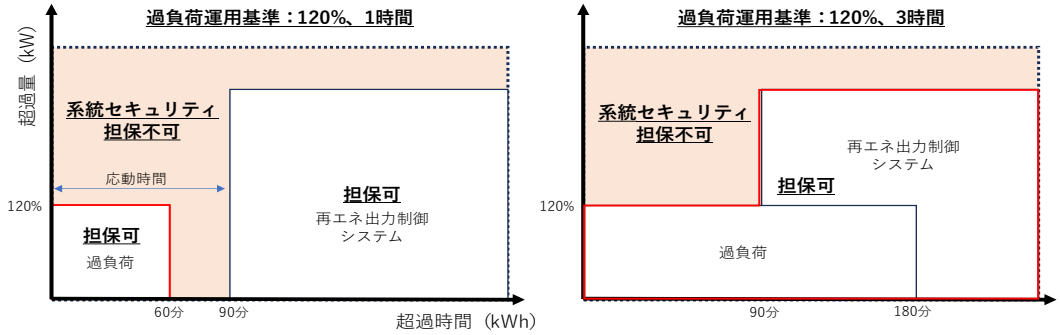


図 54 技術的手法と系統セキュリティが担保できる範囲

以上の例のように、各社の過負荷運用基準や採用する技術的手法により、系統セキュリティが担保できる範囲は変わりうる。そのためセーフティネットとして各一般送配電事業者が画一的な技術的手段を整備するのではなく、設備・運用方針に応じた技術的手段を各社が採用することが好ましいと考えられる。また、例えば専用機器設置をセーフティネットとして採用する場合、出力制御の対象が機器を設置している特定の発電所に限定されることから、公平性の担保等の制度面の課題も存在する。そのため制度面も考慮した技術的手段の採用を行う必要があると考えられる。

DER フレキシビリティの調達にあたってのマージン量の設定に関して、過剰に設定した場合は募集量に対して十分な DER フレキシビリティが調達できず、またマージンを過小にした場合には実需給断面で混雑が緩和できない恐れがあることから、セーフティネットの発動リスクとアグリゲーターの参入しやすさのバランスをとった設定が必要と考えられる。

これに関して海外の DSO から、DER フレキシビリティ活用は実際にやらないと分からないことが多いためアジャイル的な市場運営も必要とアドバイスをいただいている。そのため、システムトラブル等により応動率が 0%となるような場合にも対応できるよう幅広にセーフティネットを設ける前提のもと、まずは一般送配電事業者ごとの知見から予測誤差や DER フレキシビリティ応動不足を考慮し、系統混雑が発生しないようなマージン量を設定しつつ、DER フレキシビリティの調達状況やセーフティネットの発動実績を踏まえ精緻化していく考え方が必要と思われる。

2.2.2.4 制度上の課題

配電用変電所の系統混雑を理由とした再エネ出力制御及び供給遮断の活用は、現在の日本国内における制度では想定されていないものと考えられる。そのためセーフティネットとして活用するには以下に示す制度上の論点を整理する必要があると考えられる。

(1) セーフティネットの位置づけ

OCCTO が制定している送配電等業務指針では、「平常時」「作業停止等時」「停電等の異常時」における発電設備等の出力制御を認めている。一方、DER フレキシビリティの応動不備や配電線切替等により DER フレキシビリティ応動可能量が不足する、もしくは想定以上の再エネ連系等、計画時より大幅に逆潮流が増加した場合等は、いずれに該当もしくは該当しないのかが不明確であるため、位置づけの整理が必要である。

(2) セーフティネット発動に係る費用精算

セーフティネットとして再エネ出力制御を実施した場合、発電量が減少することによる不利益が発生する恐れがあるため、発電（契約）者に対する補償の必要性等の整理が必要である。図 55 は、出力抑制時の電気及びお金のフローのイメージである。

また専用機器設置のように、特定の発電所のみを出力制御する場合、他の発電所との公平性をどう担保するのかが課題として考えられる。

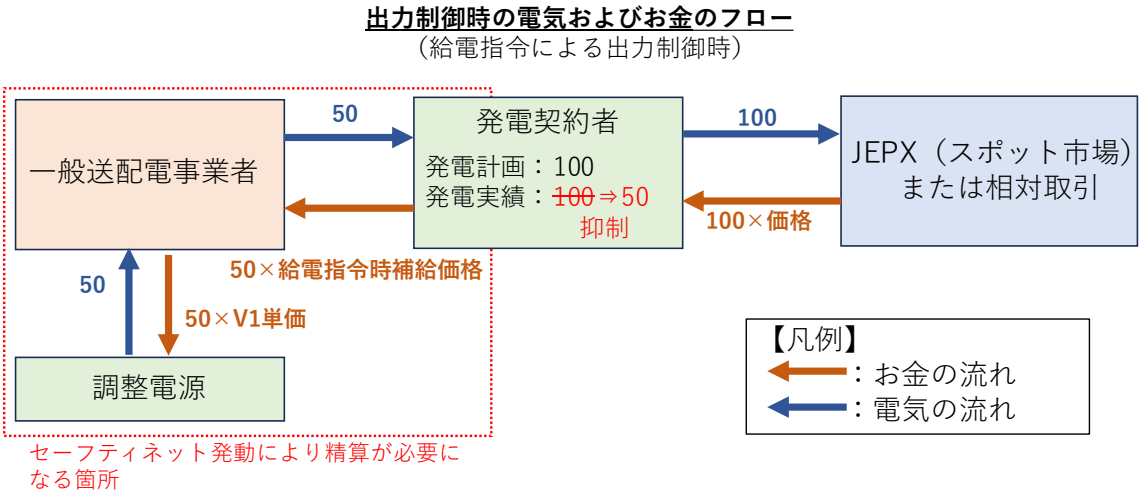


図 55 出力抑制時の電気及びお金のフロー

2.2.2.5 今後の課題

以上の検討を踏まえた、将来的に取組みが必要な課題は、表 27 のとおり。

表 27 セーフティネットの在り方検討における課題

課題	概要
【技術・運用面】「専用端末設置」による再エネ出力制御の技術・運用確立	「専用端末設置」による再エネ出力制御は諸外国で実績があるものの、日本国内に多く導入されている PCS に対して同様の制御ができるかの技術検証が必要。 また運用についても同様に検証が必要。
【運用面】「再エネ出力制御システム」活用による運用確立。	「再エネ出力制御システム」を活用したセーフティネットの発動について運用方法の整理が必要。
【制度面】セーフティネットの制度面の整理	一般送配電事業者がセーフティネットとして再エネ出力制御を実施する場合、その制度上の位置づけや発動時の費用精算について整理が必要。

2.2.3. DER フレキシビリティシステムへのデータ連携に関する検討

系統混雑緩和を実現するための DER フレキシビリティ活用にあたり、一般送配電事業者システム、DER フレキシビリティ活用プラットフォーム、アグリゲーターシステムがそれぞれ保有する異なるデータを連係することが必要となるが、共通化されたデータ連係要件は定まっていない。系統混雑緩和に DER フレキシビリティを活用するためには、図 56 に示すように系統情報（混雑情報等）と DER 情報（DER 種別、設置場所等）の紐付けが必要となるが、一般送配電事業者の各社が保有・運用するシステム構成や機能は異なることから、一般送配電事業者から DER フレキシビリティ活用プラットフォームに連係するデータ項目の共通化が必要と考えられる。

本検討では、一般送配電事業者システムから DER フレキシビリティ活用プラットフォームへのデータ連係のための共通データ項目、及び一般送配電事業者システムから連携が必要なデータ項目とその形式を整理した。また、データ項目及び形式の整理結果を踏まえてシステム間インターフェース仕様への要求事項を検討した。なお、検討結果は、DER フレキシビリティ募集要件や DER フレキシビリティ活用プラットフォームの機能等の検討状況を踏まえ、他の検討事項と齟齬が無いように随時見直しを実施した。

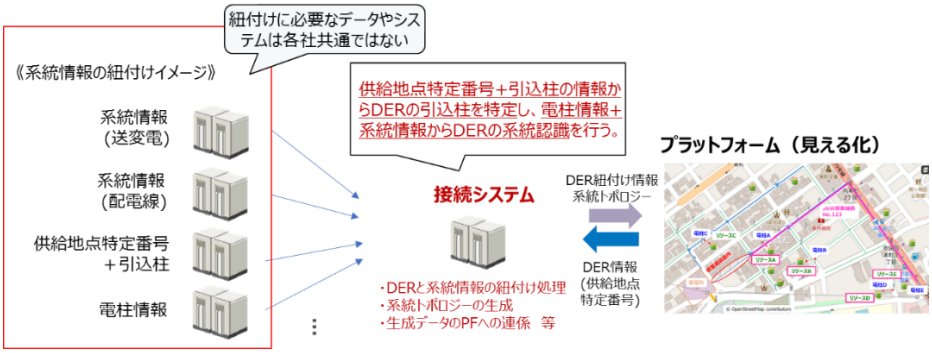


図 56 系統情報と DER 情報の紐付けイメージ

2.2.3.1　共通データ項目の整理

DER フレキシビリティの活用において、一般送配電事業者が DER フレキシビリティ活用プラットフォームを介して募集する⊿kW は配電用変電所バンク単位であり、当該バンク配下配電線に接続するリソースを特定の上で募集判断や制御指令、応動確認等を実施することになる。その為、市場に参画する各リソースが接続する系統を DER フレキシビリティ活用プラットフォーム上で管理する必要がある。

一方、各リソースの接続系統は一般送配電事業者システムで管理しているが、配電線の効率的運用等の観点から日々系統切替や変更が発生するため、DER フレキシビリティ活用プラットフォームで全系統をリアルタイム管理することはシステム間連携が非常に煩雑となり管理面で不利であると考えられる。その為、リソースの接続系統を一般送配電事業者側で特定し、DER フレキシビリティ活用プラットフォームへ連携する必要がある。

この処理を「リソース系統情報紐付け」と呼称し、リソース系統情報紐付けで必要となる系統情報データ項目を整理した結果が表 28 のとおり。DER フレキシビリティ活用プラットフォームより連携されるリソースの供給地点特定番号もしくは受電地点特定番号をキーとし、一般送配電事業者システムで対象のリソースを保有する需要家の特定と系統情報紐付けを実施する。

表 28 リソース系統情報紐付けにおけるデータ項目

大項目	小項目	備考
線路番号 （接続系統）	エリア	一般送配電事業者を特定するコード （リソースを特定する供給地点特定番号、もしくは受電地点特定番号の頭文字 2 桁等）
	変電所	接続する系統を特定するコード
	バンク	
	配電線	
	区間（区分）	配電線を分割する区間の内、リソースが接続する区間

また、一般送配電事業者の公示及び募集情報等を DER フレキシビリティ活用プラットフォーム上で公開するにあたり、⊿kW 確保の観点で対象エリアを各アグリゲーターやリソースに対し視覚的に表示することが望ましい。

そこで、募集エリアの表示は、地図上におおよその募集エリアを枠で囲むことで表示することとした。募集エリアを視覚的に公開する場合は、GIS ポリゴンデータ等を一般送配電事業者から DER フレキシビリティ活用プラットフォームに連携することで実現可能である。募集エリア表示のイメージは図 57 に示す。

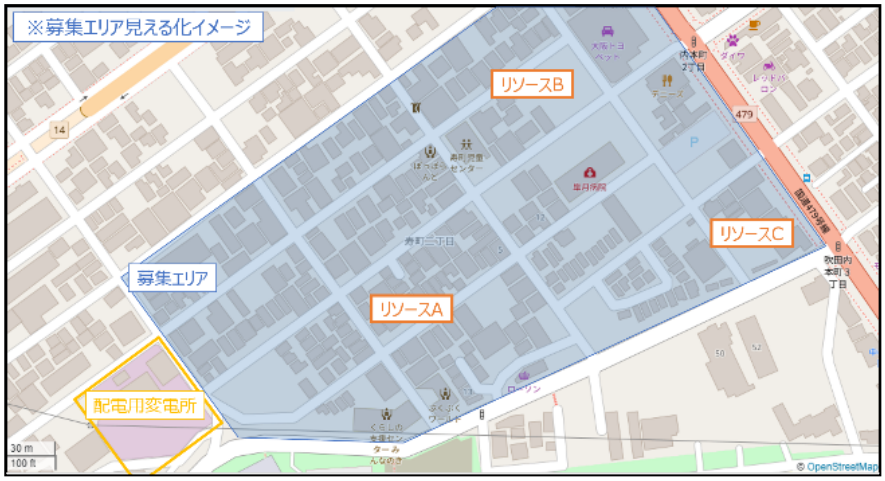


図 57 DER フレキシビリティ活用プラットフォーム上での募集エリア見える化（イメージ）

公示以降に募集エリアにおいて系統変更が生じる可能性があるが、公示及び募集時はある程度の余裕を持たせた募集エリア公開が求められており、ある程度余裕を持たせることで系統変更都度のデータ連携（表示更新用）は不要と整理した。なお、海外事例においては約定判断時に最新

系統で実施することがあり、募集エリア表示の更新用データ連携の要否や具体的タイミングについては今後整理が必要である。

2.2.3.2 DER フレキシビリティ活用プラットフォーム連携インターフェース要求仕様

一般送配電事業者システムと DER フレキシビリティ活用プラットフォーム間接続において、一般送配電事業者側で、連携データ作成用諸元データの集約や、DER フレキシビリティ活用プラットフォームと接続を実施するための接続システムを設けることを基本構成として提言する。一般送配電事業者と DER フレキシビリティ活用プラットフォーム間の接続構成を図 58 に示す。

なお、接続システムの機能を既設システムに追加もしくは新設を各一般送配電事業者で統一する必要はないとした。

接続システムによる連携データ諸元集約、通信を実施する理由について述べる。紐付けが必要な系統情報について、本検討体制内（東京電力 PG、中部電力 PG、関西電力送配電）における各一般送配電事業者システムでの系統情報の保有状況を確認したところ、複数のシステムに分散して保有していることが確認できた。仮に複数の一般送配電事業者システムから個別に DER フレキシビリティ活用プラットフォームへデータ連携する場合、個別にインターフェースを定める必要があり、DER フレキシビリティ活用プラットフォーム側のデータ管理、処理負担が大きいと想定される。その為、一般送配電事業者システム側で集約し連携することで、データ管理、処理のスリム化が期待でき、接続システムを設けることを提言するものである。

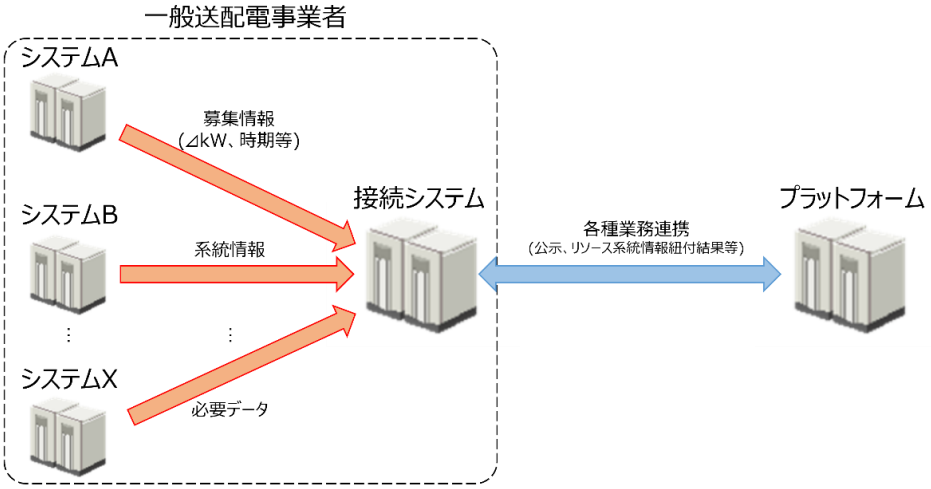


図 58 一般送配電事業者とプラットフォーム間の接続構成

また、接続システムを介し一般送配電事業者がプラットフォームへ接続し、公示（情報公開）から DER フレキシビリティの活用、精算に至るまでの各業務フローを実現するにあたり必要なシステム間業務連携（接続システム-DER フレキシビリティ活用プラットフォーム間連携インターフェース）の仕様について、実際にはシステム間連携プロトコルの決定の上での検討となるが、各業務フローにおける要求事項を表 29 のとおり整理した。

表 29　システム連携における要求仕様（概要）

要求事項	内容
公示等の情報公開	• 公示や募集においては、募集系統・必要量・時期といった**アグリゲーターやリソースが参画を検討する際に必要な情報を一般送配電事業者から連携する必要がある。** • エリアについては、接続システムとDERフレキシビリティ活用プラットフォーム（以下、PFと略す）間で誤りなく特定できなければならない。なお、公示等において募集系統の見える化を実施する場合は、**地図上にポリゴンを描画する諸元データ等についてもPFへ連携する必要がある。**
リソース系統情報紐付け	• **PFから連携されるリソース情報に対し、一般送配電事業者システム内に保有する系統情報を紐付けて返送する必要がある。**系統情報については、リソースが接続する系統のエリアコード、変電所、バンク、配電線の情報が必須であり、区（区間分）については募集単位に応じ任意となる。
フレキシビリティ実施（制御、応動確認）	• 業務フローで規定されるタイミングに、**対象エリア、アグリゲーターごとの制御⊿kW情報や開始および終了時間帯の情報をPFへ連携する必要がある。** • 計画的なデータ連携だけでなく、**フレキシビリティ実施期間中の追加募集、ディスパッチ指令やセーフティネットの実施のためのデータ連携についても対応が必要となる。**

2.2.3.3 今後の課題

本検討を踏まえた、将来的に取組みが必要な課題は、表 30 のとおり。

表 30 DER フレキシビリティシステムへのデータ連携に関する検討における課題

課題	概要
【技術面】フレキシビリティ実施中の業務に関係するデータ連携検討	追加募集、ディスパッチ指令やセーフティネットの実施について、具体的に一般送配電事業者システムとプラットフォーム間でどのような情報を連携する必要があるかの明確化と、システムへの要求事項の整理が必要である。なお、その整理にあたっては、連携データに対する要件に関しても一体として検討する必要がある。
【技術面】フレキシビリティ実施後の業務に関係するデータ連携検討	フレキシビリティ実施後に必要となる精算対応（ペナルティ含む）については、制度面の整理が必要である。その結果を踏まえ、一般送配電事業者とプラットフォーム間の業務分担の明確化、及びシステムへの要求事項の整理が必要である。なお、その整理にあたっては、連携データに対する要件に関しても一体として検討する必要がある。

2.2.4. DER フレキシビリティ活用による系統への影響検討

蓄電池等の DER が配電系統に導入されると、昼間は DER で太陽光発電等の分散電源の逆潮流分を充電し（図 59）、夜間は翌日分容量確保のため放電（図 60）することが想定される。一方で配電用変電所では線路電圧降下補償器（LDC）制御のタップ動作にて電圧を制御しているが、今後 DER が大量導入されると、系統内潮流が複雑化し、従来の LDC 制御に対する動作への影響の検討や新たな電圧変動対策の必要性が生じる可能性がある。

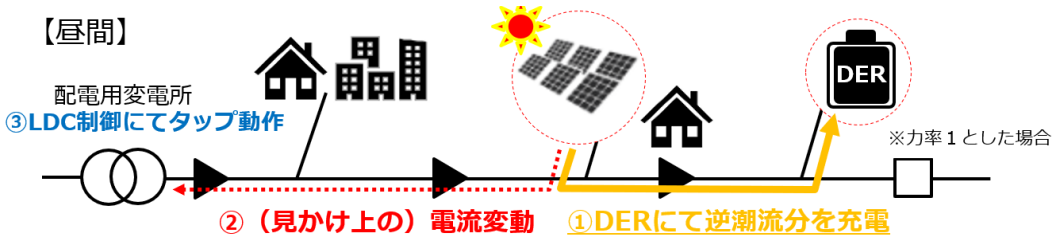


図 59 昼間の配電線潮流のイメージ

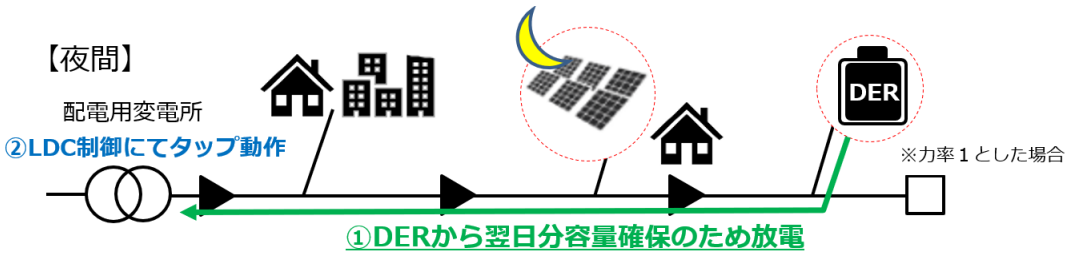


図 60 夜間の配電線潮流イメージ

また、配電線内の DER 設置場所についても、電圧への影響が異なることから（図 61）DER 活用時には設置位置と系統電圧の影響の関係を考慮する必要がある。具体的な影響として、DER 活用により各種 DER が系統混雑の緩和のため制御されることで配電系統の電圧上昇（下降）等の電力品質への影響が懸念される。これら電力品質への影響は DER の量や配電系統の亘長等の系統条件によって影響度が異なる。

そこで、本項では DER が配電系統に導入された場合において、様々なケースで配電線単位の系統シミュレーションにより評価を実施し、想定される系統への懸念事項の抽出を実施した。

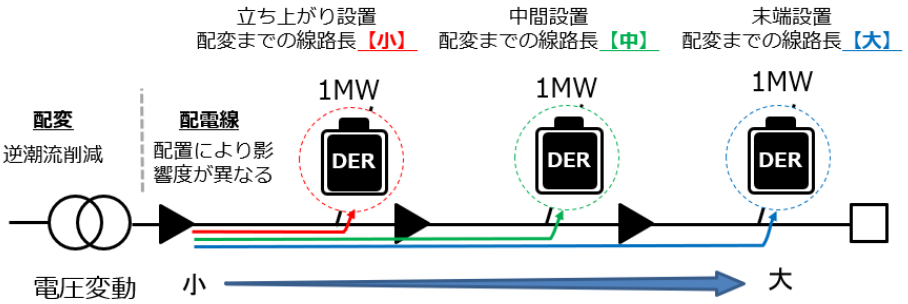
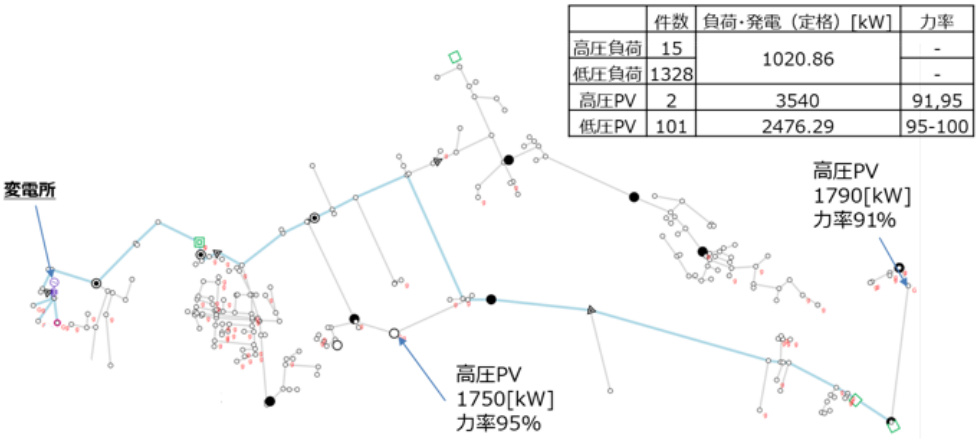


図 61 DER 設置位置による電圧変動量のイメージ

2.2.4.1 DER 活用による系統への懸念事項の整理

本項では、一般的な配電系統モデルを配電用変電所のバンク単位で作成し、DER 設置による電力品質の影響（主に電圧の影響）をシミュレーションにより評価し、想定される系統への懸念事項の抽出を実施する。

図 62 にシミュレーションで使用した配電系統モデル（1 フィーダー）、図 63 に DER の設置パターン及び表 31 に DER の運用パターンを示す。図 63 の配電系統では、高圧・低圧の太陽光発電（PV）が連系されており、晴天日の日中は逆潮流が発生する配電線である。本シミュレーションでは、系統混雑緩和に利用する DER フレキシビリティとして高圧連系の DER の設置を想定し、表 31 のように日中に充電、夜間に放電の運用パターンとする。以上の条件において、①DER 設置なし、②立ち上がりに設置、③中間に設置、④末端に設置の 4 パターンにおいて、フィーダーの電圧分布を評価し、DER の設置位置の違いによる差分を確認した。



	件数	負荷・発電（定格）[kW]	力率
高圧負荷	15	1020.86	-
低圧負荷	1328		-
高圧PV	2	3540	91,95
低圧PV	101	2476.29	95-100

図 62 配電系統モデル（1 フィーダー）

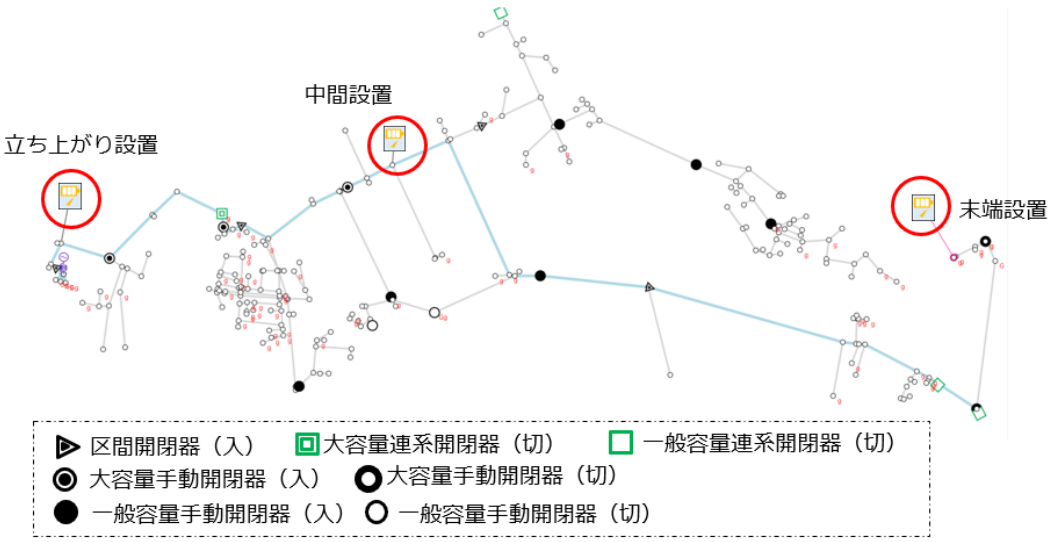


図 63 DER の設置パターン

表 31 DER の運用パターン

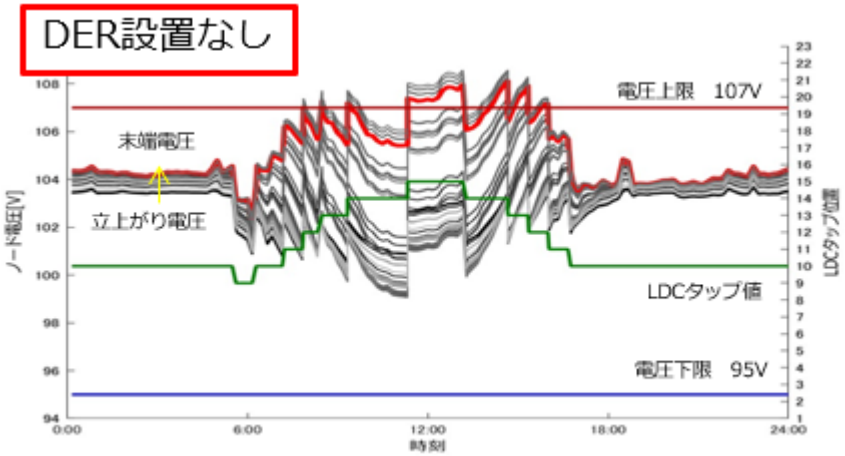
蓄電池充放電出力	2, 000［kW］
力率	1. 0
充電時間	6 時から 18 時
放電時間	18 時から翌 6 時
設置パターン	立ち上がり位置・中間・末端

シミュレーション結果として、DER 設置パターンによる時間帯毎・ノード毎の電圧を図 64 に示す。図 64 の（a）～（d）の LDC タップ位置を見ると、DER 有無によりタップ位置は 1 タップ程度差分があったが、DER をどの位置に設置した場合でも系統全体の有効電力、無効電力は同一のため（b）～（d）の LDC タップ動作の差分は見られなかった。

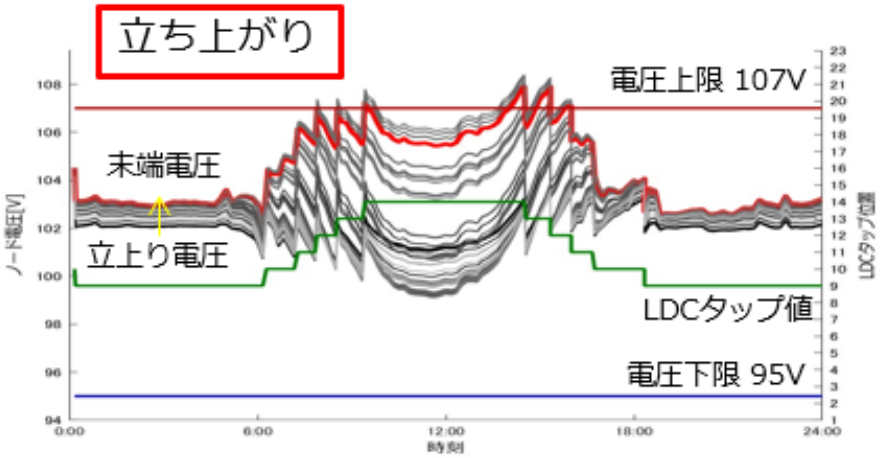
また、本シミュレーション系統では、DER の設置がない場合、日中の PV 発電による逆潮流の影響で標準電圧 101±6V の上限 107V を超過してしまう時間帯があったが、DER を中間に設置するケースでは、DER を日中に充電することで逆潮流量を抑えることができ、電圧逸脱を回避できた。

次に、DER の設置パターンについては、配電用変電所～DER までの線路インピーダンスが大きくなるほど（DER が末端に設置されるほど）、立上り電圧から末端電圧の電圧差が大きくなり、特に末端に設置するケースでは標準電圧 101±6V の上下限を逸脱する結果となった。

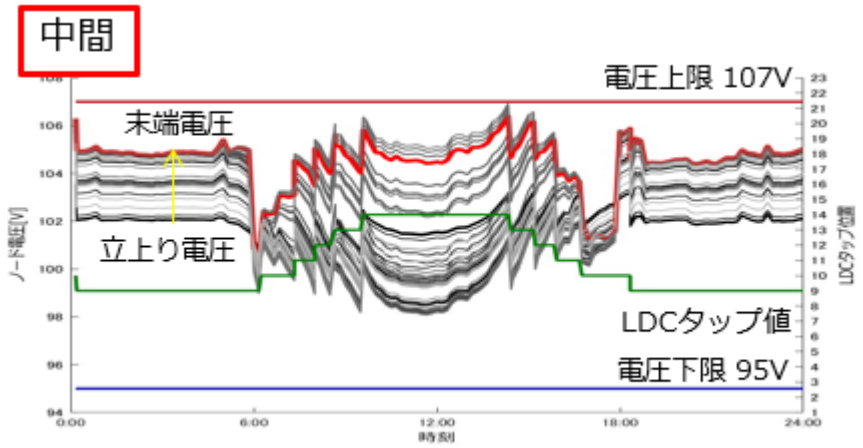
以上の結果から、配電用変電所の混雑緩和（潮流）の視点では DER の設置位置は関係ないが、電力品質（電圧）の面では DER が末端付近に設置されている場合、LDC タップ制御にて電圧制御が困難となるため（図 64（d））、別途対策が必要になる可能性がある。



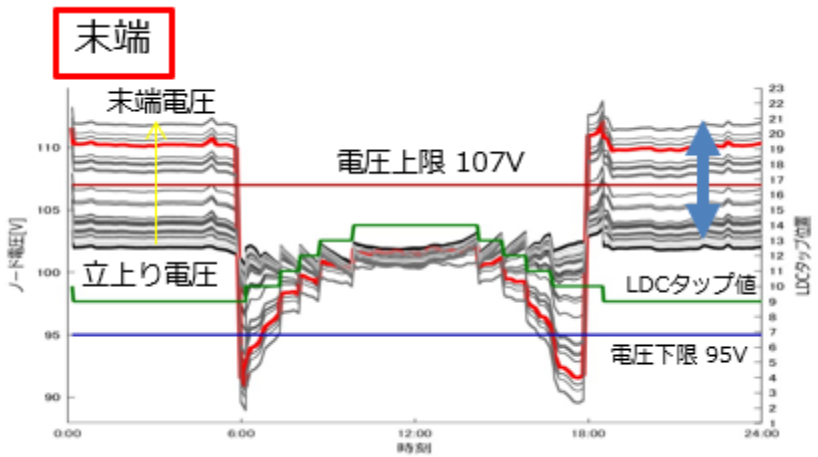
（a） DER 設置なし



(b)　DER を立ち上がりに設置



(c)　DER を中間に設置



(d)　DER を末端に設置

図 64 DER 設置パターンによる時間帯毎の電圧

2.2.4.2 ユースケース毎の系統シミュレーション

前項では、DER 活用による系統の懸念事項について整理を行った。本項では、DER の制御パターンや DER の配置パターン等、様々なユースケースを想定し、評価を実施した。

(1) シミュレーションケース

図 65 にシミュレーションケースを示す。本シミュレーションでは、配電系統モデルをバンク単位で作成し、それぞれの配電線に DER を配置し、配置パターンも複数検討した。また、DER の無効電力制御を行った場合の影響についても評価した。

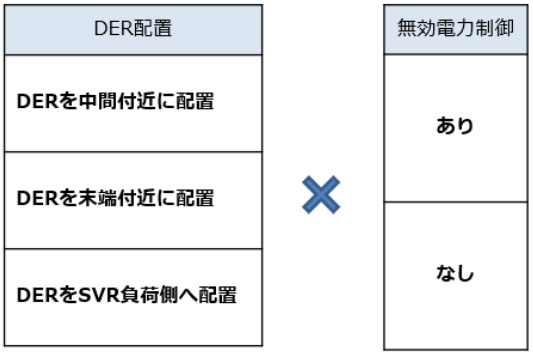


図 65 シミュレーションユースケース

(2) シミュレーション系統と DER の設置位置、充放電パターン

図 66 にシミュレーション系統を、表 32 に DER の設置パターンを示す。前項では、DER が末端付近に設置されたケースにおいて、電力品質面での影響が懸念されたことから、本シミュレーションについては、主に配電線の末端に設置するケースとした。また、SVR 付近に DER が設置されたケースも想定し、DER と SVR のタップ動作回数を考察する。

DER の充放電計画については、配電用変電所のバンクの仮想の運用容量上限（8, 000～11, 500kW の間）を設け、日中の PV 発電による逆潮流により仮想の運用上限を超過する場合に DER を充電し配電用変電所のバンク容量（仮想）を超過しないような充放電計画量を決定する。なお、本シミュレーションでは、予測が 100%正解したケースでのシミュレーションである。

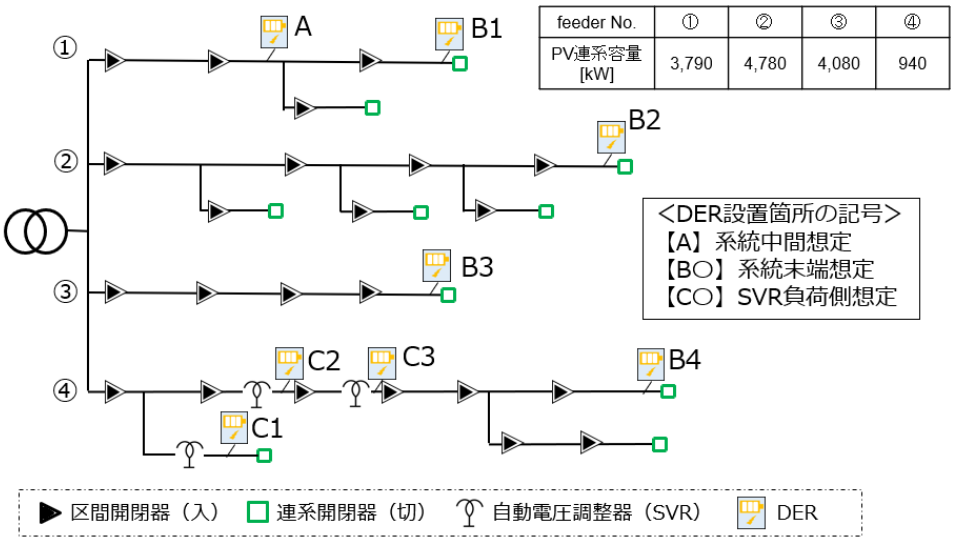


図 66 シミュレーション系統

表 32 DER 設置パターン

パターン	蓄電池設置位置	蓄電池容量
パターン 1	A に 2 基	1 基あたり 2MW、8MWh
パターン 2	A に 1 基、B1 に 1 基	
パターン 3	A に 1 基、B2 に 1 基	
パターン 4	A に 1 基、B3 に 1 基	
パターン 5	A に 1 基、B4 に 1 基	
パターン 6	C1 に 1 基	
パターン 7	C2 に 1 基	
パターン 8	C3 に 1 基	

【DER の充放電パターン】

① 配電用変電所のバンク通過有効電力想定を潮流計算により算出

② 仮想のバンク運用容量上限値（8, 000～11, 500kW の間）を設定

③ ①、②の差分を保証するように充電計画量を決定

⇒DER の合計定格出力・容量（2MW・8MWh）に基づいて計画を決定

④ 放電計画値を決定（SOC、容量制約を考慮）

⇒朝方（0～6 時）：③の充電時に必要な kWh を確保するように放電

⇒夜間（18～24 時）：SOC を初期値（50%）に戻すように放電

⑤ ③、④にて決定された充放電カーブを各蓄電池に半々で割り振る（DER が 2 基設置される場合）

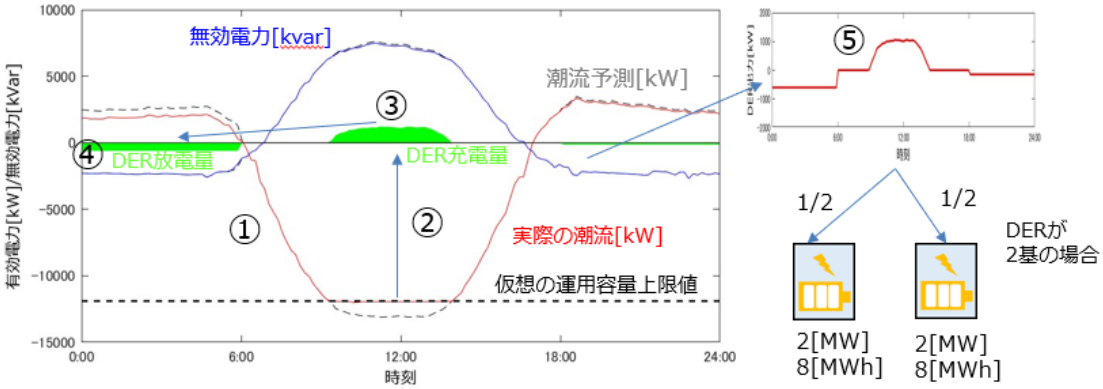


図 67 DER の充放電パターンの例

(3) シミュレーション評価項目

本シミュレーション結果については、図 68 に示す評価項目により評価を実施した。具体的には、仮想運用上限（8, 000～11, 500kW）をパラメータとして配電線毎に各ノードの同時刻の最大電圧と最小電圧の差分（⊿V）を算出した。差分（⊿V）が大きくなるほど、電圧維持が困難となることが確認できる。次に、標準電圧 101±6V の裕度を算出し、現状の電圧制御（タップ制御）による電圧維持度合いを評価した。

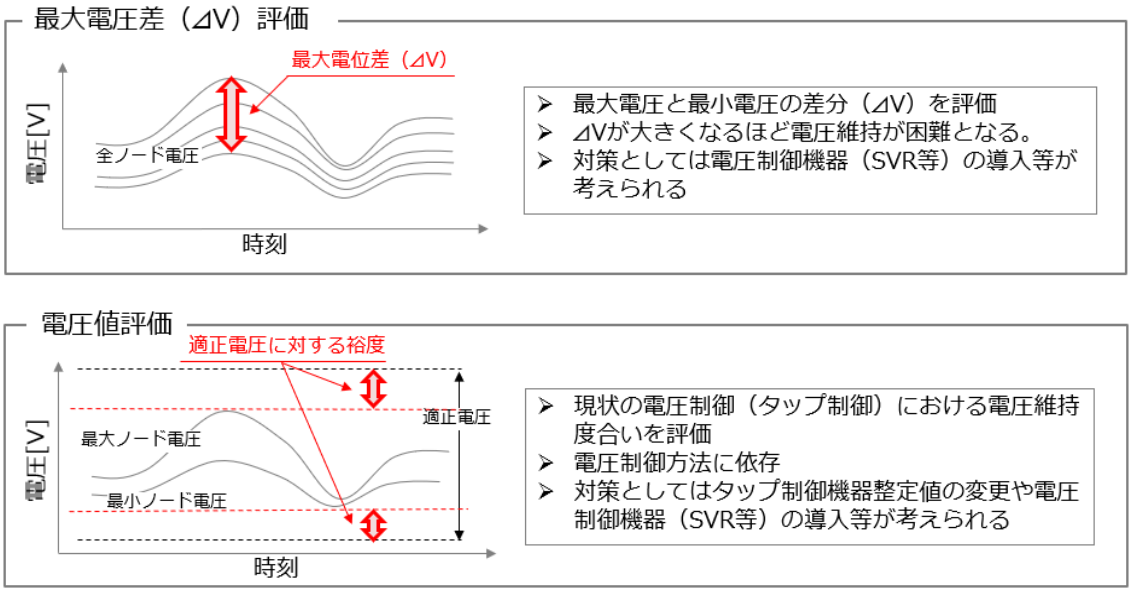


図 68 シミュレーション評価項目

2.2.4.3 シミュレーション結果

本項目では、DER の設置パターン毎のシミュレーション結果を示す。代表として、蓄電池を A に 1 基、B2 に 1 基設置したパターン 3 と、C2 に 1 基設置したパターン 7、無効電力制御による影響評価の結果を示す。

(1) パターン 3（A に 1 基、B2 に 1 基）

図 69 にパターン 3 における最大電圧差のグラフを示す。図 69 の feeder②のグラフより、仮想運用上限が小さく（厳しく）なると、最大電圧差が拡大した。この要因は、DER が feeder②の末端に DER が設置されているケースのため、各ノードの電圧変動が大きくなり最大電圧差も大きくなったことが原因と考えられる。また、パターン 2、3 の結果より、DER が設置されている feeder のみ最大電圧差が大きくなっているため、DER が設置されていない他 feeder への影響は見られないことがわかった。

次に、パターン 3 における電圧裕度のグラフを図 70 に示す。図 70（b）電圧下限裕度をみると DER が設置されている feeder①、②で仮想運用上限が小さくなると、下限電圧裕度が小さくなっているが、この要因は仮想運用上限が小さい（厳しい）と、DER の充電電力が大きくなるため、それにより電圧降下が大きくなり下限電圧裕度が小さくなったと考えられる。

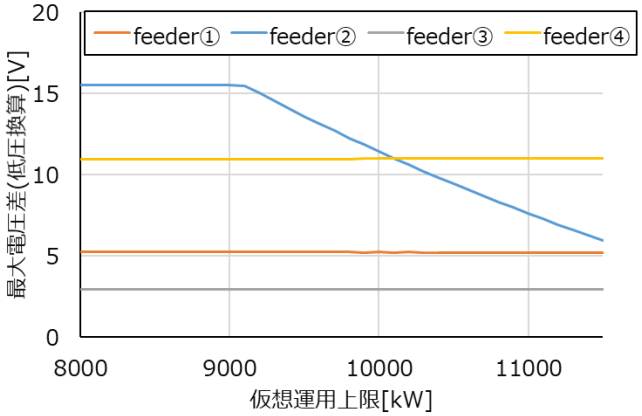
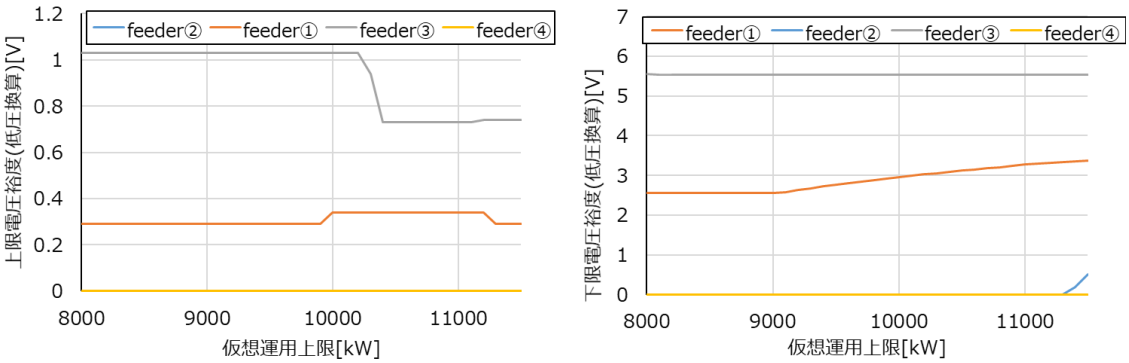


図 69 パターン 3 における最大電圧差のグラフ



（a）電圧上限裕度　　（b）電圧下限裕度

図 70 パターン 3 における電圧裕度のグラフ

(2) パターン 7（C2 に 1 基）

パターン 7 では、feeder④の SVR2 の負荷側に DER を設置したケースにおける、SVR への影響評価を行う。図 71 に各 SVR のタップ動作回数を示す。図 71 より、仮想運用上限が小さくなると、DER の直近の電源側にある SVR2 のタップ動作回数が増加し、SVR2、SVR3 はほぼ横ばいであることがわかる。

次に、パターン 7 における電圧逸脱量のグラフを図 72 に示す。図 72 より、仮想運用上限が小さくなると、下限逸脱量が増加した。

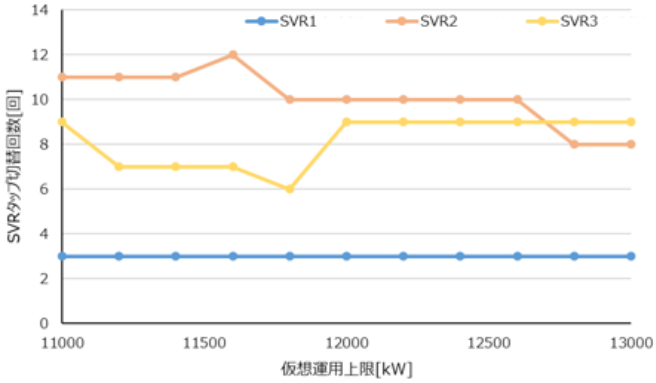
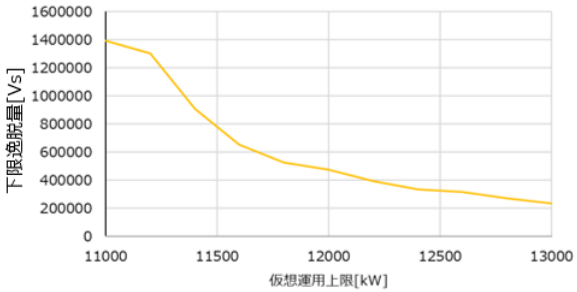
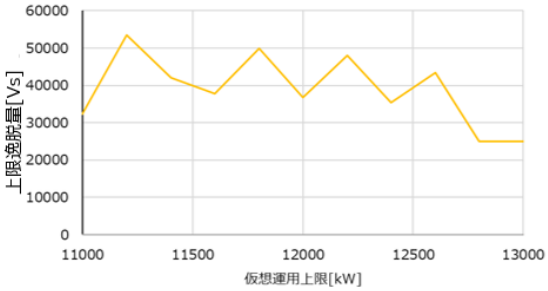


図 71 パターン 7 における SVR タップ切替回数



(a) 下限逸脱量



(a) 上限逸脱量

図 72 パターン 7 における電圧逸脱量のグラフ

(3) 無効電力制御による影響評価

本ケースでは、

図 73 に示すように B3 へ DER を設置し力率を－0. 8～＋0. 8 まで変化させた場合の系統への影響評価を行う。また、表 33 に力率の符号による充放電時の無効電力を示す。DER の充放電による電圧降下・上昇を進み・遅れにて打ち消す向きを正とする。

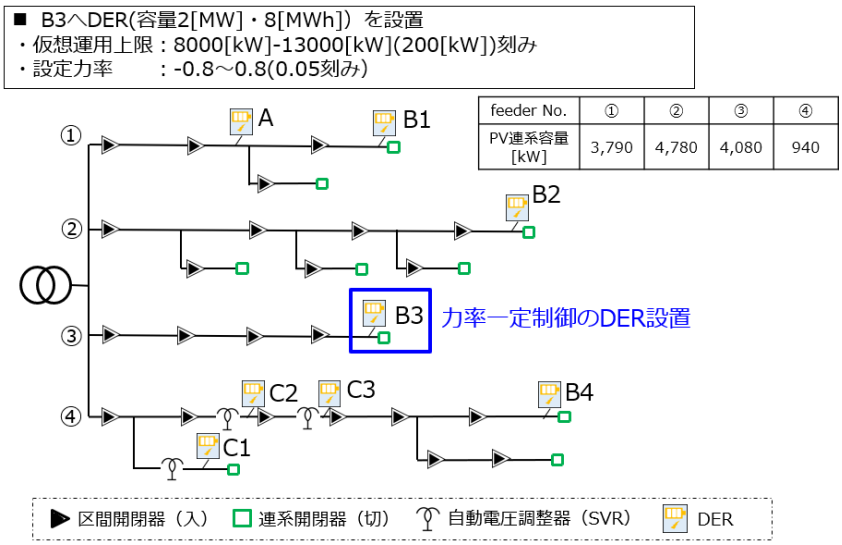


図 73 シミュレーション系統（DER の無効電力制御あり）

【DER の充放電パターン】（図 74 参照）

① 配電用変電所のバンク通過有効電力想定を潮流計算により算出

② 仮想のバンク運用容量上限値（8, 000～11, 500kW の間）を設定

③ ①、②の差分を保証するように充電計画量を決定

⇒DER の合計定格出力・容量（2MW・8MWh）に基づいて計画を決定

④ 放電計画値を決定（SOC、容量制約を考慮）

⇒朝方（0～6 時）：③の充電時に必要な kWh を確保するように放電

⇒夜間（18～24 時）：SOC を初期値（50%）に戻すように放電

⑤ ①-④で決めた有効電力に対して力率に応じた無効電力出力を決める

$$\mathbf{Q = -P\tan\theta = -P\frac{\sqrt{1-\cos^2\theta}}{\cos\theta}} \tag{1}$$

表 33 力率の符号による充放電時の無効電力

力率の符号	充電時動作	放電時動作
正	系統を基準として進み	系統を基準として遅れ
負	系統を基準として遅れ	系統を基準として進み

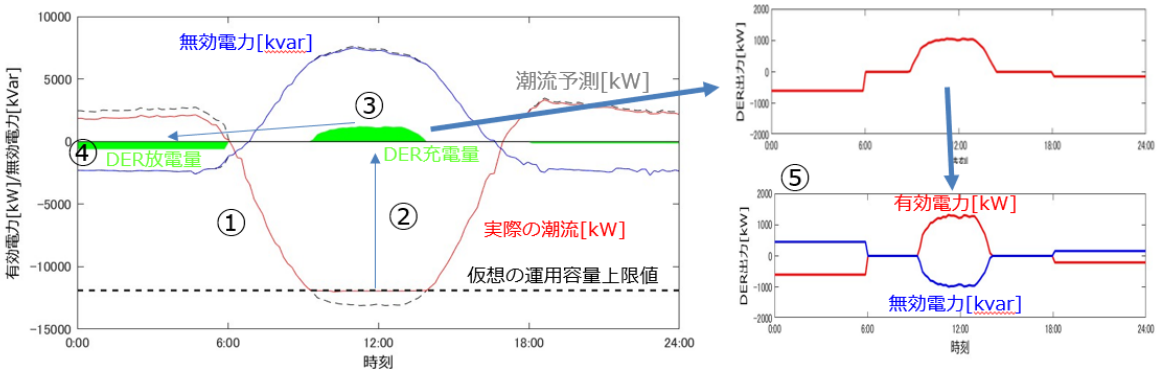


図 74 蓄電池の充放電パターンの例（無効電力制御あり）

図 75 に DER 力率 1.0 の場合の feeder③の各ノードのグラフ、図 76 に無効電力制御を行った場合の feeder③の各ノードのグラフを示す。図 76（a）力率－0.8 では図 75 と比較し、夜間の放電時に進みの無効電力を出力しているため電圧が上昇し、日中の充電時に遅れの無効電力を出力しているため、電圧が降下している事がわかる（電圧降下・上昇を助長する動き）。一方で、図 76 の（b）力率＋0.8 の結果を見ると、夜間の放電時は遅れの無効電力より立上り～末端までの電圧差が低下し、日中の充電時は進みの無効電力により電圧が上昇している事がわかる。従って、DER の力率制御が電圧面の対策となり得る事が確認できたが、力率を低くするとその分有効電力出力が低下してしまうことや、無効電力が過大になることにより日中の電圧が標準電圧 101±6V の上限を逸脱する時間帯も発生するため、力率の設定値に注意が必要である。

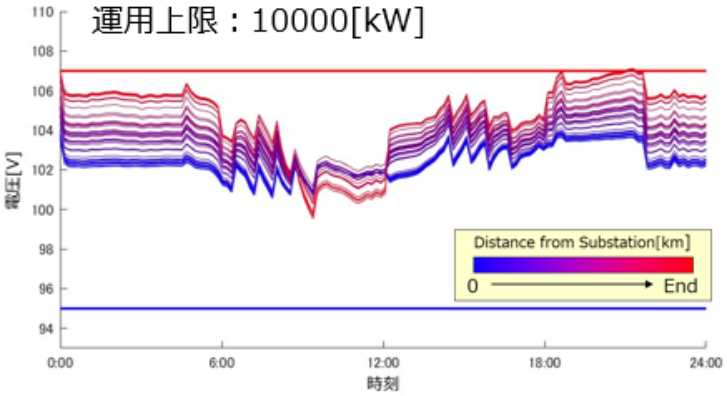
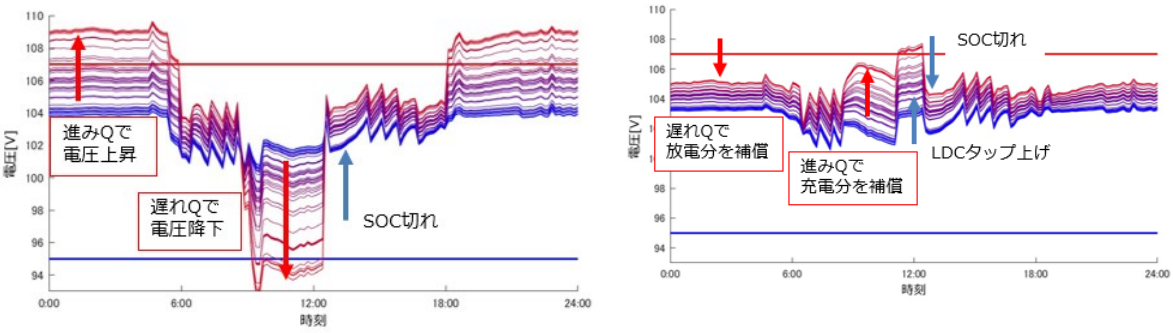


図 75 蓄電池力率 1.0 の場合の feeder③の各ノードのグラフ



（a） 力率－0.8　　（b） 力率＋0.8

図 76 無効電力制御を行った場合の feeder③の各ノードのグラフ

2.2.4.4 実測値とシミュレーションの比較結果

前項では、配電系統内に DER が設置された場合の系統電圧評価をシミュレーションし、一般的な系統では、DER 稼働量が大きくなるほど、配電線の電圧差が拡大の傾向があることがわかった。本項では、2024 年 5 月に実施した DER のフィールド実証結果とこれまでのシミュレーション結果を比較し、用いたシミュレーション手法の妥当性を検証した。

2024 年 5 月のフィールド実証では、蓄電池が設置されている feeder①の立ち上がり、DER 設置位置（中間）、feeder①の末端の電圧を 10 分毎に計測した。フィールド実証の詳細結果については 2.5 章にて詳細に記載する。

シミュレーションの妥当性の評価方法は、⊿V1：配電線の始点から DER までの電圧変動量、⊿V2：配電線の始点から末端までの電圧変動量を、シミュレーションと実証結果それぞれ算出し、誤差を計算するというものである。

日ごとの電圧誤差平均について、⊿V 1 の誤差は高圧換算で平均 11V 以内であった。また、⊿V2 の誤差は高圧換算で－60V 前後であった。なお、低圧換算にすると 1[V]程度の誤差である。

また、1 日の電圧変動量をシミュレーションと実証結果で比較をしたところ、シミュレーションの実証結果が DER の放電時間以外の時間帯で一致しており、シミュレーションによる再現度が高いことが確認できた。一方で、DER の放電時間帯はシミュレーションと実証結果に乖離があった。この原因は、シミュレーションでの電圧変動量を算出する場合、配電線の始点の実績データから各ノードに有効電力、無効電力を負荷容量により按分しているが、DER のノードのみで無効電力が出力されていることが判別できず、他ノードに分散されてしまうため、乖離が発生したと考えられる。ただし、別の日の⊿V1 と⊿V2 の実測値のシミュレーション結果も同様の傾向がみられたことから、シミュレーションで DER 動作時の傾向自体は十分再現可能である。

2.2.4.5 まとめ

- 配電線 1 フィーダーでのシミュレーションの結果、配電用変電所～DER（蓄電池）までの線路インピーダンスが長くなるほど（DER が末端に設置されるほど）電圧変動が大きくなり、配電用変電所の線路電圧降下補償器（LDC）のタップ位置は DER の設置位置による差がほとんど見られなかったため、DER が末端に設置されるほど電圧制御が困難となる可能性を示し

た。

- 配電用変電所のバンク単位で系統モデルを作成し、配電線中間設置＋1 箇所で DER が導入された場合の系統への評価を行った結果、DER の稼働による他配電線への影響は微小であることがわかった。この要因は他配電線への影響は配電用変電所のバンクへ突き上げられる無効電力に起因しているからだと考えられる。

  他配電線の電圧への影響＝

  （バンクへ突き上げられる無効電力※1）×（バンクインピーダンス）に起因

  ※1　負荷分の Q＋PV 分 Q＋配電線の無効電力損失※2

  ※2　配電線の無効電力損失＝（配電線の線路インダクタンス）×（配電線電流）^{2}

- DER の稼働による SVR への影響を評価した結果、DER 設置位置からみて電源側にある SVR は DER の充放電によってタップ回数が増加することを確認したため、DER 設置のフィーダーに SVR が設置されている場合は考慮が必要である。
- DER の無効電力制御を加えて評価した結果、適切な無効電力量を注入することで電力品質（電圧面）において改善することが確認できた。一方で、力率を小さくするとその分有効電力出力が減少してしまうことや、過大な無効電力により標準電圧 101±6V を逸脱してしまう可能性があるため、力率の設定値は都度検討が必要である。
- フィールド実証時の実測値と系統シミュレーション値を比較し、シミュレーションの妥当性を検証した結果、DER の設置場所については、実測値とシミュレーション値で概ね一致することを確認した。従って、シミュレーションで DER 動作時の傾向については十分再現可能である。

2.2.4.6 今後の課題

本検討を踏まえた、将来的に取組みが必要な課題は、表 34 のとおり。

表 34 フレキシビリティ活用による系統への影響検討における課題

課題	概要
【運用面】フレキシビリティの発動をリリースする場合の運用条件の検討	フレキシビリティの発動をリリースした後に、予測外れ等により配変混雑が発生した場合のリソース運用方法をアグリゲーター側との連携を踏まえて一般送配電事業者送側で整理する必要がある

2.2.5. フィールド実証を踏まえた募集要件・運用課題の検討

本項目では、DER フレキシビリティの募集要件や運用課題等について、2.2.1 章の検討を踏まえた募集要件・運用課題を整理、実運用に向けた課題を抽出し、その課題に対する解決策をまとめた。

例えば、系統事故により PV 等の電源が解列した場合に、計画どおりの DER フレキシビリティを活用し、需要創出がされると、電力が不足する可能性がある。また、DER フレキシビリティ制御の直前に、系統切替や設備工事により制御対象となる DER フレキシビリティの接続された系統

が原籍外[6]の状態となった場合、系統混雑を緩和できない可能性がある。このように、実運用時には、系統の運用に合わせた DER フレキシビリティの運用課題が存在すると想定されるため、これらの運用課題の抽出及びそれら課題の解決策となる運用方法を整理した。

これらの検討結果については、フィールド実証を通して得られた一般送配電事業者における気づきや課題をフィードバックし、見直した。

2.2.5.1 フィールド実証を踏まえた募集要件・運用課題の検討

フィールド実証における募集要件案、募集量を検討した。実証時の制御指令内容として 2 種類のパターンを用意し、パターン①は需給調整市場の三次調整力②をベースに設定、パターン②は容量市場の発動指令電源をベースに設定した（表 35）。

表 35　フィールド実証向け募集要件案

項目	定義	パターン① （三次調整力②ベース）	パターン② （発動指令電源ベース）
応動時間	指令に即時応動することを前提とするメニューの場合※1、指令受信から供出可能量までの出力変化に要する時間	**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	指令値を出力し続ける時間	**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等の契約からの逸脱があった際のペナルティ	**あり※5**	**あり※5**

※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。なお、実証では、ペナルティー額の算定に関する規定はなし。

また、フィールド実証の対象系統は大規模な逆潮流が発生するものの、現時点で混雑発生する規模には至っていないことを踏まえ、実際の設備運用容量より低い値を運用容量の上限に設定することで系統混雑発生を模擬する方針とした。指令値の算定例（パターン 1 の例）は図 77 のとおり。

6 系統切替により、DER フレキシビリティが通常接続されている配電線と異なる配電線に移動（一時的に所属が変更）となること。

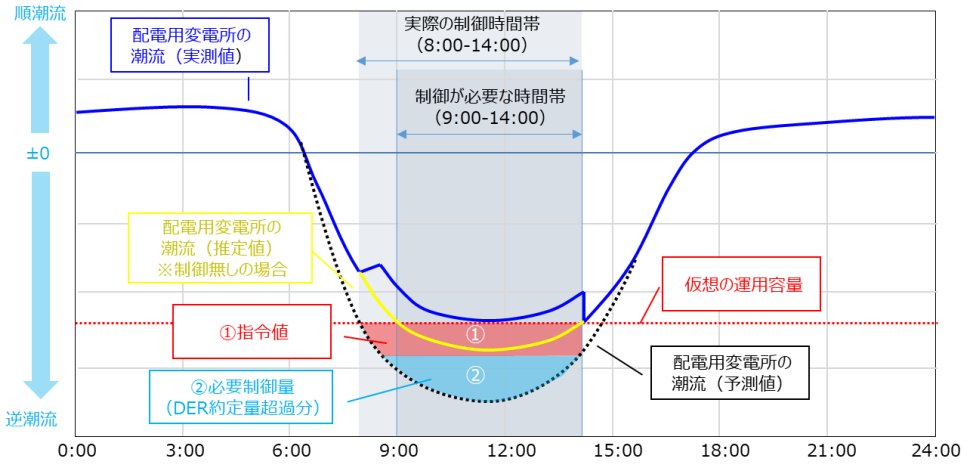


図 77 指令値の算定例（パターン 1）

フィールド実証期間中におけるバンク潮流の予測値と実績値の誤差率の結果では、最大 42%程度の誤差が発生したケースもあることから、DER フレキシビリティの活用によって確実に配変バンクの混雑を緩和するためには PV 予測誤差を考慮した指令値の設定が必要である。具体的には以下の 2 手法を想定しており、図 78 に予測外しを踏まえたフレキシビリティの発動イメージを示す。

①予測誤差分を指令値に上乗せして発出する。

②系統混雑発生の想定期間内は全量制御で発出する。

各手法にはそれぞれ課題（①全量制御しない分、必要な kWh が少なくなる可能性があるが、容量を超過するリスクが上がる。②超過するリスクは少ないが、その分多めに発動する必要があり、必要な kWh が多くなる。）があるため、今後はデータ数の増加などによる予測精度の精緻な評価や、最過酷断面（予測外し）を想定したフレキシビリティ発動方法の検討が必要である。

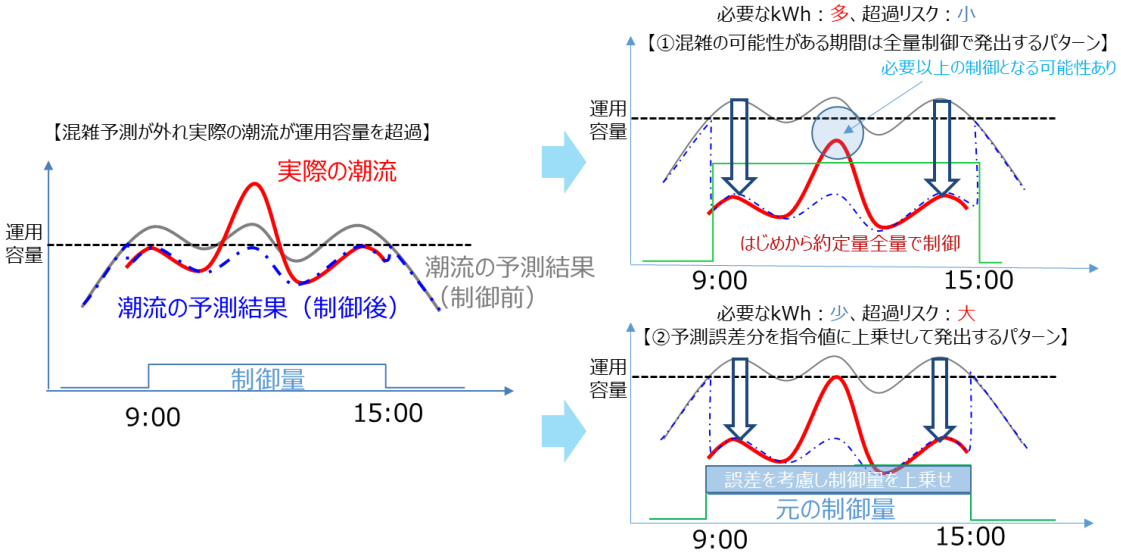


図 78 予測外しを踏まえたフレキシビリティの発動

また、本事業原簿での記載は割愛するが、配電系統は日常の潮流変化に加えて工事等に伴う系統切替の可能性もあることから、これらを念頭においた運用課題と対策について整理した。
さらに、実運用へ向けて配電用変電所の将来の系統混雑量を東京・関西・中部エリアで推計すると共に、将来、DER フレキシビリティを集約し最適制御を行う機能を導入することを見据え、その必要性を定性的に整理するとともに社会的な価値を定量的に明らかにした。この結果の一部は、1.1.2 章に記載している。

2.2.5.2 今後の課題

本検討を踏まえた、将来的に取組みが必要な課題は、表 36 のとおり。

表 36　フィールド実証を踏まえた募集要件・運用課題の検討における残課題

課題	概要
【技術面】天候が不安定な場合の運用方法や調達量の考え方	天候が不安定な場合は予測が困難であることから、その際の運用方法・調達量のマージンについて検討し、調達コスト等を整理する。

2.3. 研究項目 2「DER フレキシビリティ活用プラットフォームにおける課題検討」

「研究項目 2：DER フレキシビリティ活用プラットフォームにおける課題検討」の目標達成状況は以下のとおり。

表 37 目標達成状況（研究項目 2）

◎：大きく上回って達成、○：達成、△：一部未達、×：未達

実施項目	2024年度末目標	成果	達成度
(1) DERフレキシビリティ活用プラットフォームの機能検討 東電PG	•市場機能・制御機能の機能要件をまとめる。	•業務フローをもとに、必要となるシステム機能について、フィールド実証結果を踏まえつつ、要件を整理した。	○
(2) DERフレキシビリティ活用プラットフォームのデータ連携・通信プロトコルに関する検討 早稲田大学	•「ディマンドレスポンスインターフェース仕様書」の改定案等、DERフレキシビリティ活用を踏まえて、本実証の成果を明文化する。	•制御機能～アグリゲータ間のインタフェース仕様への要求事項を検討し、フィールド実証で用いる詳細ペイロードを規定した。また、OpenADR2.0b以外の代表的な通信方式の特徴も確認した上で、OpenADR2.0b活用課題を整理した。 •さらに、上記にとどまらず、DERフレキシビリティ市場と既存他市場(上位市場)との併用を想定した場合の課題を整理した。 •以上を踏まえて、本事業の成果をディマンドレスポンスインタフェース仕様書に反映する場合の改定案を策定した。	◎
(3) DERフレキシビリティ活用に係る業務フローとプラットフォームのシステム要求仕様の検討 三菱総研	•DERフレキシビリティ活用システムによる系統混雑解消のための業務フローの作成	•DERフレキシビリティを活用して系統混雑の解消を行う際の業務フローを作成した。	○
	•DERフレキシビリティ活用プラットフォームのシステム要求仕様の作成	•DERフレキシビリティ活用プラットフォームのシステム要求仕様書作成について整理を行った。併せて、関連するシステム仕様書を作成するなど、一連の業務・システム要求仕様を取りまとめた。	
	•我が国における市場約定アルゴリズムの在り方の整理	•海外調査を踏まえ、我が国における市場約定アルゴリズムについて、7つの検討軸に基づき、今後の検討の方向性をまとめた。	

2.3.1. DER フレキシビリティ活用プラットフォームの機能検討

2.3.1.1 DER フレキシビリティ活用プラットフォームの機能検討

本項目では、系統混雑緩和のための DER フレキシビリティ活用において、必要となる DER フレキシビリティを市場取引で調達することを想定し、2021 年度の FS で検討された DER フレキシビリティの市場取引の業務フローから、DER フレキシビリティ活用プラットフォームに必要な機能を定義した（表 38）。

表 38 DER フレキシビリティ活用プラットフォームに必要となる主な機能

取引区分	機能区分	必要機能
市場	情報公開	市場開設可能性の情報取得（登録）・管理
		市場開設に向けた情報公開
	リソース登録	アグリゲーターの情報登録
		アグリゲーター適格性チェック（当該業務の支援）
		アグリゲーター適格性チェック結果の通知
		リソース登録
		リソース登録情報の網羅性確認
		リソース適格性チェック（当該業務の支援※）
		リソース適格性チェック結果の通知
		一般送配電事業者へのリソース登録情報の通知
		リソース情報の登録
		リソース登録結果送信
	事前審査	FLEX_⊿kW 公示（情報の取得）
		FLEX_⊿kW 募集情報の公開

		事前審査申請（申請機能）
		審査結果の登録
		結果通知＜受入/拒否通知＞
	応札・マッチング	応札情報登録
		マッチング処理（市場約定計算）
制御	フレキシビリティ確保	⊿kW 想定値/速報値の合計値を受領
		⊿kW 想定値/速報値の配分
		⊿kW 想定値/速報値の通知
	ベースライン確認	ベースラインの受領（API 等）
		ベースラインの集約
		ベースラインの通知
	制御・応動確認	⊿kW 確報値の受領
		⊿kW 確報値の配分
		⊿kW 確報値の通知
		応動状況報告
	精算	応動結果データ登録
		応動結果計算
		応動結果計算データ通知
		確認結果取得
		精算額計算
		各種計算完了通知

業務フローについては、ステークホルダーへ意見照会を行うとともに、フィールド実証を通じた検証結果を踏まえ見直しを実施した。業務フローの内容は、成果報告書を参照されたい。

今回、DER フレキシビリティ活用プラットフォームの機能を整理したが、実運用を見据えて実装が必要となるシステムとしては、DER フレキシビリティ活用プラットフォームの中で、アグリゲーターへ募集エリア伝える仕組みやアグリゲーターがアクセスしやすい仕組みを整理し実装することが必要と考える。また、応動評価やペナルティ算定に用いる電力データ取り込み方法について検討が必要である。電力データについては、以下 3 つの方法がある。

1）一般送配電事業者からの応動結果データの連係

2）第三者機関からの応動結果データの連係

3）アグリゲーターからの応動結果データの連係

この 3 つの方法について検討を行い、実装にあたって関連する各事業者のシステム改修規模やデータの改ざん防止等の観点を考慮して、実装方法を決定していく必要があると考える。

なお、今回整理した業務フローは、設備計画段階での DER フレキシビリティ活用検討及び DER フレキシビリティ公示を対象としているが、実運用に向けては、公示から実需給まで期間が空くため、系統状況変化や系統混雑予測の誤差あるいは DER の導入状況を踏まえ、追加公示等を実施していく必要があると考えられる。各 DER フレキシビリティ公示を行う前には、系統混雑予測と DER フレキシビリティ調達限界費用を都度算出し、募集量及び公示の要否を判断する必要がある。

そこで、本事業においては、追加公示を行う場合の募集時期を以下のように整理した。

1）　追加公示 A：初回公示後から市場開設判断前まで

各一般送配電事業者判断にもよるが、設備増強工事に必要な期間※を考慮した市場開設判断前までに公示、募集、マッチングを完了させる必要がある。

※　配電用変電所の設備増強判断時期の目安となる投資判断～設備増強工事完了までの期間は、以下のとおりであり、配電用変電所の変圧器増強判断に合わせ、一例として実需給の 3 年前までとした。

- ✓　配電用変電所の変圧器増設または増容量：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

2)　追加公示 B：各一般送配電事業者の運用を踏まえ、公示の実施可否について決定する必要がある。

市場開設判断以降に潮流の変動や DER フレキシビリティの導入状況の変動（何らかの理由による DER フレキシビリティの退出）が生じた場合を想定し、必要に応じて追加公示を行う形となる。公示から契約の締結、また、DER フレキシビリティの事前審査等の期間を考慮すると、実需給の 1～2 年前には完了させることが必要になる。

前述の各フレキシビリティ公示時期を踏まえ、2030 年度から 2032 年度向けの公示イメージ、各 DER フレキシビリティ公示における募集対象設備は、それぞれ図 79 と表 39 のとおりである。

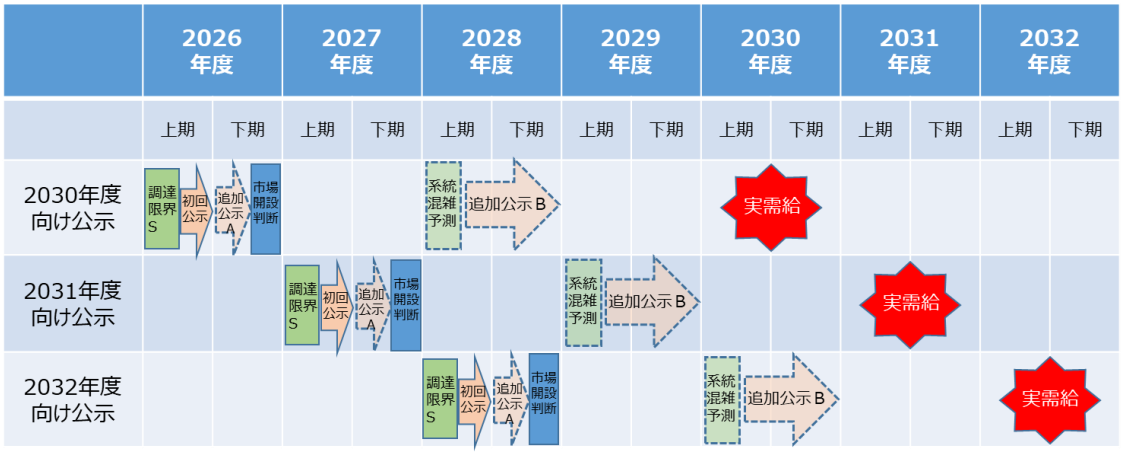


図 79 追加公示を含めた公示のイメージ

表 39 各公示の要件整理について

区分	フレキシビリティ公示				
名称（仮称）	初回公示	追加公示 A		追加公示 B	
募集時期	初回	市場開設判断前		市場開設判断後	
制御	アグリ経由	アグリ経由			
対象	負荷創出（上げDR）	負荷創出（上げDR）	発電制御（PV出力制御等）	負荷創出（上げDR）	発電制御（PV出力制御等）
対価（案）	入札で決定	入札で決定	要検討	入札で決定	要検討

募集対象設備は、制度設計の観点や募集エリアの設備形態によるため、一概に決定することはできないが、本事業においては一例として記載をする。

初回公示においては、発電起因の混雑による設備増強繰り延べ・回避に対応し、かつ再生可能エネルギーを最大限有効活用するためには、負荷創出（上げ DR）のみを対象とすることが望ましいと考える。

追加公示 A、追加公示 B についても、初回公示と同様に負荷創出のみを対象とすることが望ましいが、DER フレキシビリティ市場の創設期における DER フレキシビリティ供出可能量が十分ではない可能性を考慮すると、発電制御（PV 出力制御など）を対象とすることも一案である。発電設備の費用負担に関するガイドラインである「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」（資源エネルギー庁、2024 年）によれば、配電用変電所の逆潮流対策は対象外と整理されているものの、一般的な考え方として系統増強による受益者を特定できる場合は当該受益者が増強費用の相当部分を負担する整理とされている。そのため、本取組みにより確保される新たな系統設備余力が、従来なら特定負担となる発電設備の接続に活用されたり、さらには追加公示にて新設される発電設備の出力制御分を有償調達することには課題があると考えられ、慎重な検討が必要である。なお、発電制御（PV 出力制御等）も募集対象とする場合、対価及び補償をどのようにすべきかについては継続した検討が必要である。

2.3.1.2 今後の課題

本検討を踏まえた、将来的に取組みが必要な残課題は表 40 のとおり。

表 40 DER フレキシビリティ活用プラットフォームの機能検討における残課題

課題	概要
アグリゲーターへ 募集エリアを伝える仕組み （見える化）の確立	地図上への募集エリアの提示方法の検討 募集エリアの見える化手段の違いによる入札可能な DER フレキシビリティ量への影響評価 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
精算の仕組みの確立	フレキシビリティ活用プラットフォームへの精算の仕組みの実装方法の検討 ベースラインの算定方法の検討 精算用のエビデンスデータ（応動実績）の連係方法の検討
ブロック枠の変更	募集ブロック枠が他市場等と異なることによる課題整理及びブロック枠変更時の課題整理
DER フレキシビリティ・ メニューの多様化検討	調達可能なリソースを広げるためのメニュー/スキームの検討 （ペナルティ評価基準の検討含む）
オフライン制御リソースの 活用可否検討	対象リソースの裾野を広げることを目的としたオフライン制御リソースの活用可否の検討
機器点での応動評価	需給調整市場の仕組みに合わせた機器点個別計量の仕組みの導入の検討
マルチユースを踏まえた インセンティブ検討	混雑地域へのリソースの立地誘導に向けたインセンティブ検討 ※マルチユースを志向した場合、他市場への参加によりベースラインが上昇することから、DER フレキシビリティ市場側から得られる便益が減少し、混雑地域へのリソース誘導が難しい可能性がある。
約定に関する課題検討	市場形式で調達する際の「マルチプライス/シングルプライス」などマッチング方法に関する検討 AP/UP の両方を考慮した約定方法の検討 AP/UP の設定方法の検討（機器導入そのものに対するインセンティブ等の検討を含む）

発電制御を含めた フレキシビリティ調達検討	フレキシビリティの調達対象に発電制御を含めることの是非の検討 発電制御を含める場合のインセンティブまたは補償の考え方の検討
プラットフォームの運営主体の検討	市場形式での DER フレキシビリティ調達を想定した場合の運営主体の検討
一般送配電事業者の事前審査への関わり方の検討	確実な供出量確保に向けた事前審査方法の検討
市場参加資格の検討	DER 所有者の裾野を広げることを目的とした市場参加資格の検討
系統構成変更時の対応の検討	トラブル等による系統構成変更が生じた場合の取扱いの検討
⊿kW 想定値、速報値、確報値の通知方法の検討	実運用断面における混雑予測・通知のタイミング、想定値及び速報値通知の要否についての検討 インバランスの発生可能性に対する対応 アグリゲーターへの⊿kW 確報値の通知単位の検討 実需給における制御要件の検討
応動結果分析の検討	応動結果の成否（精算対象・ペナルティ対象）を判定する基準と、精算・ペナルティの対象範囲の定義の検討
ペナルティ料金等の仕様設定の検討	DER の不応動等によって契約した⊿kW の未達成量における AP/UP からのペナルティ設定の検討
市場開設判断後の参入リソース受入の検討	募集エリア確定を踏まえて参入決定する事業者に対し、市場参加受入の体制（業務フロー）の要否の検討

2.3.2.　データ連係・通信プロトコルに関する検討

本項目では、一般送配電事業者～DER フレキシビリティシステム～アグリゲーター間のデータ連係・通信プロトコルについて、先行する調整力公募や VPP 実証等における現状を踏まえ、我が国固有の DER フレキシビリティ特性や運用制約を考慮しつつ、DER フレキシビリティを最大限活用するために必要なデータ連係情報モデルや通信プロトコルに関する仕様を構築した。

このうち、需要機器の調整はインターフェースやインフラにコストがかかり、他のディマンドリスポンス対応と同様にアグリゲーターに負担が増えること、また、関連するプレーヤーが多く早期に仕様構築をする観点から、特に DER フレキシビリティ活用プラットフォーム～アグリゲータシステム間の接続を念頭に置き、アグリゲーターとのインターフェース B についての検討を行った。検討成果の概要は図 80 のとおり。

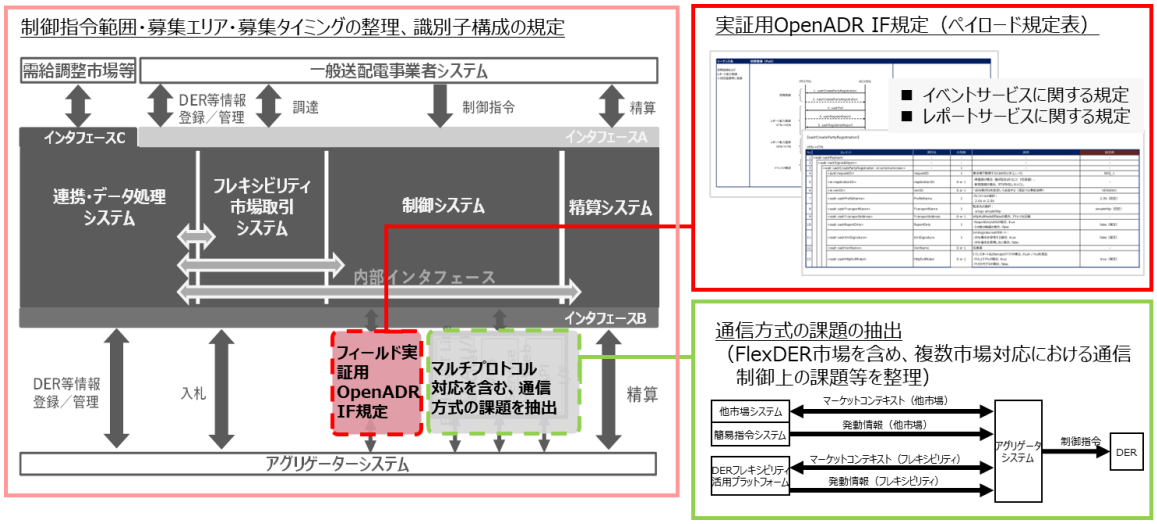


図 80　検討成果の概要

2.3.2.1 OpenADR 標準仕様拡張に向けた追加仕様の検討

既存のアグリゲーターで既に普及している通信プロトコル OpenADR に対し、DER フレキシビリティ活用のための仕様拡張を検討した。仕様拡張として、DER フレキシビリティ活用において必要となる系統連系情報や地点情報などの追加実装方法を検討した。また、米国 OpenADR アライアンスにおいて議論が始まりつつある OpenADR2.0b の仕様拡張検討を注視し、必要に応じてアライアンスへの参画、協議なども想定した。これまでの DR や VPP、調整力電源 I’ のユースケースをもとに策定された「ディマンドリスポンス・インタフェース仕様書」[7]について、DER フレキシビリティ活用に関する事前検討やフィールド実証を通じて、仕様の不足部分を抽出、明確にし、そのギャップを埋めた形でインターフェース仕様書の改定案を作成した。

特に、フィールド実証における通信仕様については、DR プログラム概要、通信制御方式、EiEvent サービスに関する規定、EiReport サービスに関する規定、制御 PF における複数契約考慮、フィールド実証の識別子を検討の上、詳細ペイロードを規定した。全体議論を経て設計した識別子設計の一例を図 81 に記す。

7　ディマンドリスポンス・インタフェース仕様書（経済産業省　資源エネルギー庁), 閲覧日： 2025 年 3 月 10 日, https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/advanced_systems/vpp_dr/files/openadr_spec.pdf

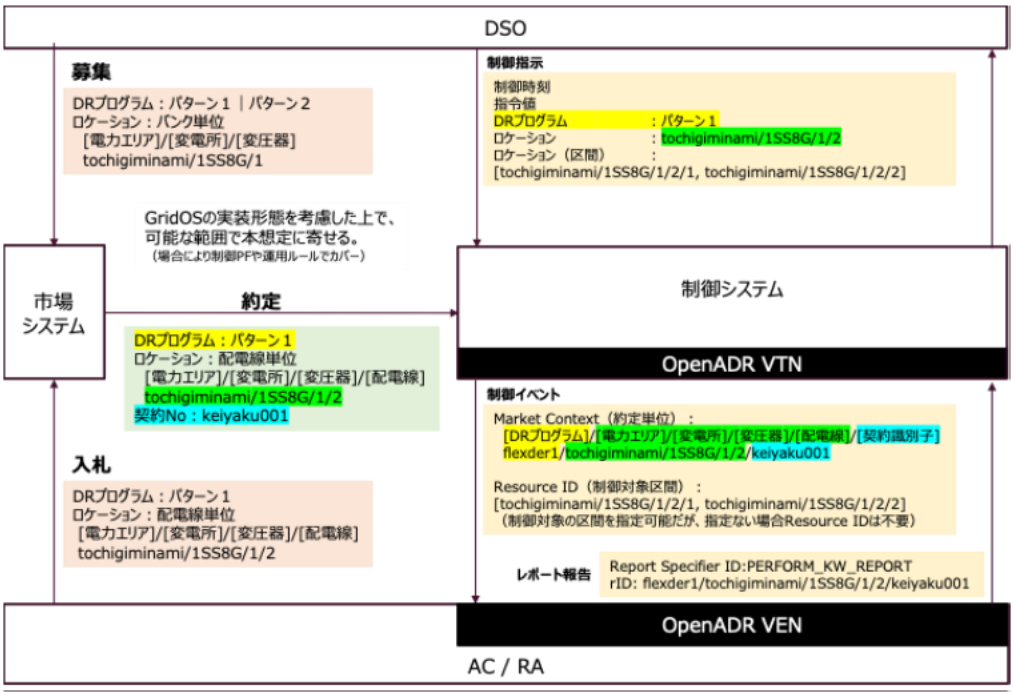


図 81 研究項目 4「フィールド実証」全体の識別子設計例

フィールド実証では、DER フレキシビリティ活用プラットフォームの制御システム・アグリゲーター間の通信方式として、需給調整市場を継承し OpenADR2. 0b を採用の上、詳細仕様を検討した。本項では、その方式に関して、想定される課題を整理した。

OpenADR2. 0b では、図 82 に記すとおり、DER フレキシビリティ活用プラットフォーム（PF）、アグリゲーションコーディネーター（AC）、リソースアグリゲーター（RA）、分散エネルギーリソース（DER）という階層構造を前提としており、制御指令に関しては、指令値を階層的にブレークダウンし、実績報告に関しては、実績値を階層的に集約する。

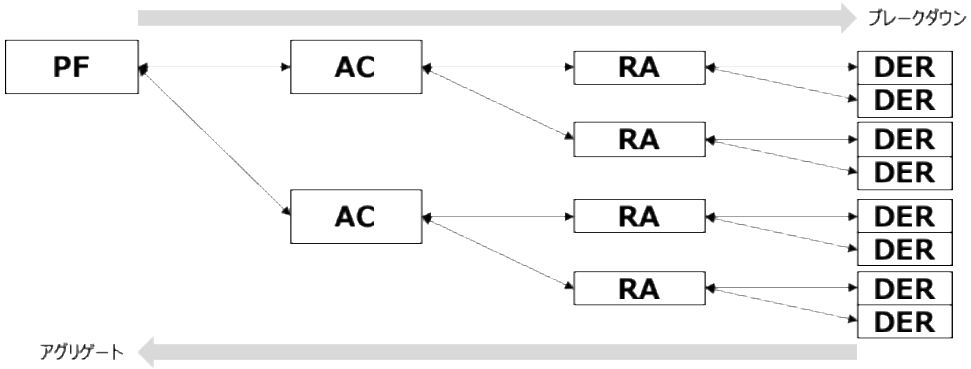


図 82 OpenADR2. 0b の階層構造

そこで、階層的制御指令による DER フレキシビリティ対応と階層的実績報告による DER フレキシビリティ対応における課題を以下に整理する。

(1) 階層的制御指令による DER フレキシビリティ対応

図 83 に記すように、{バンク ID}/{フィーダーID}/{区間 ID}で表現されるロケーションの制御対象に対して、制御量を階層的に配分することが可能である。ロケーションの指定に関しては、DR プログラムで規定されるロケーション（入札・アセスメント対象）に加えて、より細かい粒度の制御対象を指定することで、システム的には柔軟なロケーション指定が可能である。ただし、プラットフォームの約定単位／ロケーション単位の制御量把握やアセスメントとの関連など制度面の整理は必要である。他方、OpenADR2. 0b は上位ノード、下位ノード毎にコンテキストを管理し、個別にメッセージをやり取りするプロトコルであるため、単一ノードに多数（万を超える）の下位ノードを収容するのはシステム的に現実的ではない。従って、アグリゲーターが階層的に介在する現行モデルでは問題はないが、より直接的に DER をプラットフォーム等、上位ノードに収容する場合は、他の方式検討が必要と言える。

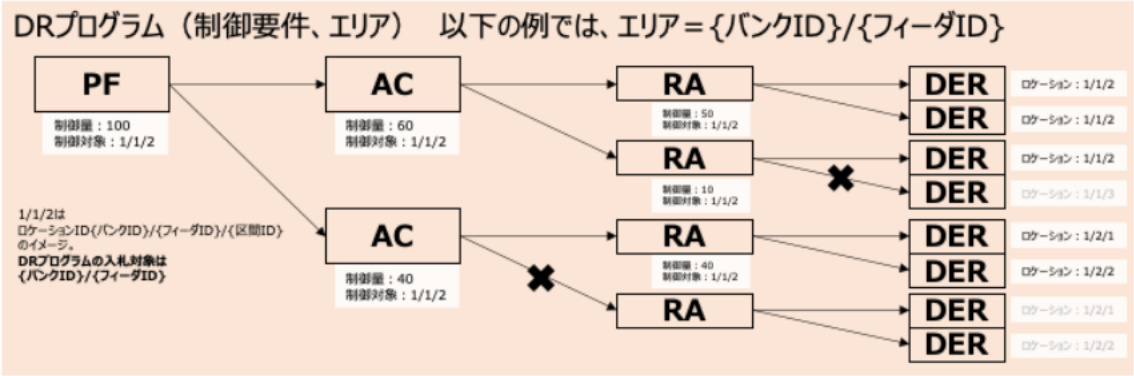


図 83 階層的制御指令の例

(2) 階層的実績報告による DER フレキシビリティ市場対応

実績報告に関しても、図 84 に記すとおり、計測点（ロケーション）を付与して階層的に集約することが可能である。

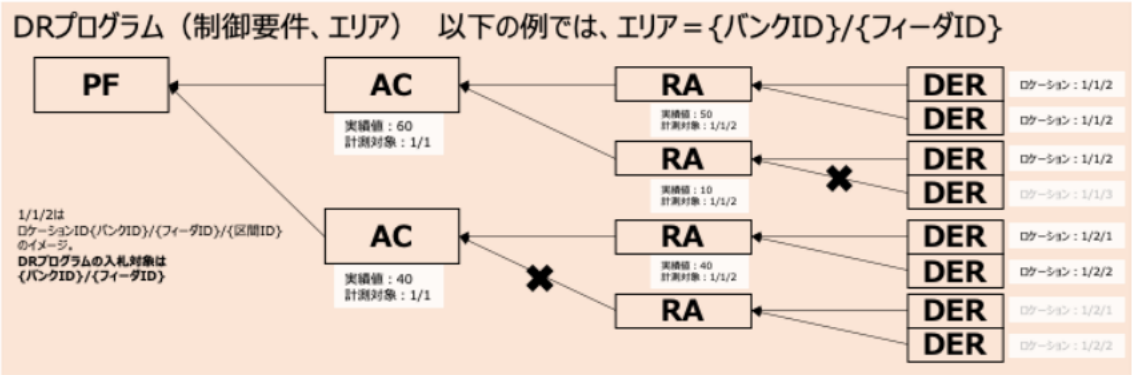


図 84 階層的実績報告の例

他方で、初期登録と実績要求の通信オーバーヘッドが大きいことが課題として挙げられる。OpenADR2. 0b では、初期登録において下位ノード（VEN）から上位ノード（VTN）へレポート

送信能力の登録を行い、上位ノード（VTN）が下位ノード（VEN）のレポート送信能力から選択してレポート要求を行い、下位ノード（VEN）実績送信するという、手続きを踏む（図 85）。そのため、柔軟な実績収集設定を実施することが可能ではあるが、通信オーバーヘッドが大きい。

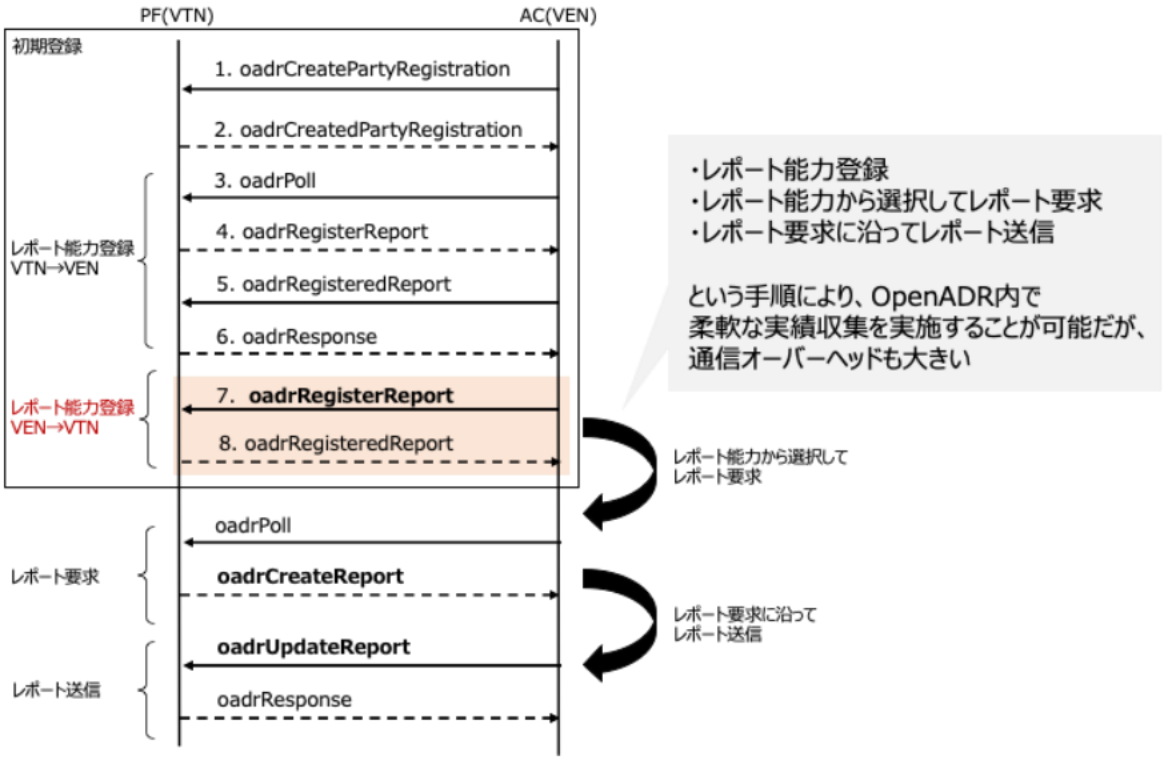


図 85 実績収集の初期登録と実績要求

レポート能力の初期登録は、OpenADR2. 0b のコマンドである oadrRegisterReport を用いて行われる（図 86）。本検討で策定し各社が実装したペイロード詳細仕様（各コマンド）は以下のとおり。

① oadrRegisterReport（VEN⇒VTN）

No.	エレメント	項目名	出現数	説明	制御量の報告(kW)
1	<oadr:oadrPayload>	-	1	-	-
2	<ds:Signature>?	Signature	0 or 1	-	-
3	<oadr:oadrSignedObject>	-	1	-	-
4	<oadr:oadrRegisterReport ei:schemaVersion>	-	1	スキーマバージョンをタグ内に設定	2.0b
5	<pyld:requestID>	requestID	1	要求毎で管理するためのID(非ユニーク)	requestID0001
6	<oadr:oadrReport>*	-	1以上	-	-
7	<xcal:dtstart>?	-	0 or 1	MetadataReportでは記載なし	-
8	<xcal:date-time>	-	1	-	-
9	<xcal:duration>?	-	0 or 1	-	-
10	<xcal:duration>	duration	1	VENが蓄積しているレポートの期間	PT48H
11	<strm:intervals>?	-	0 or 1	MetadataReportでは記載なし	-
12	<ei:interval>+	-	1以上	-	-
13	<xcal:dtstart>?	-	0 or 1	-	-
14	<xcal:date-time>	-	1	-	-
15	<xcal:duration>?	-	0 or 1	-	-
16	<duration>	-	1	-	-
17	<xcal:uid>?	-	0 or 1	-	-
18	<xcal:text>	-	1	-	-
19	<strm:streamPayloadBase>*	-	0以上	-	-
20	<ei:eiReportID>?	-	0 or 1	MetadataReportでは記載なし	-
21	<oadr:oadrReportDescription>*	-	0以上	-	-
22	<ei:rID>	rID	1	メータID [DRプログラム]/[電力エリア]/[変電所]/[変圧器]/[配電線]/[契約識別子]	flexder1/tochigiminami/1558G/1/2/keiyaku001
23	<ei:reportSubject>?	-	0 or 1	-	-
24	<power:aggregatedPnode>*	-	0以上	MetadataReportでは記載なし	-
25	<power:node>	-	1	-	-
26	<power:endDeviceAsset>*	-	0以上	-	-
27	<power:mrid>	mrid	1	デバイスの種類を選択	-
28	<power:meterAsset>*	-	0以上	MetadataReportでは記載なし	-
29	<power:mrid>	-	1	-	-
30	<power:pnode>*	-	0以上	MetadataReportでは記載なし	-
31	<power:node>	-	1	-	-
32	<emix:serviceArea>*	-	0以上	MetadataReportでは記載なし	-
33	<gml:FeatureCollection>	-	1	-	-
34	<location>	-	1	-	-
35	<Polygon>	-	1	-	-
36	<exterior>	-	1	-	-
37	<LinearRing>	-	1	-	-
38	<gml:posList>	-	1	-	-
39	<power:serviceDeliveryPoint>*	-	0以上	MetadataReportでは記載なし	-
40	<power:node>	-	1	-	-
41	<power:serviceLocation>*	-	0以上	MetadataReportでは記載なし	-
42	<gml:FeatureCollection>	-	1	-	-
43	<location>	-	1	-	-
44	<Polygon>	-	1	-	-
45	<exterior>	-	1	-	-
46	<LinearRing>	-	1	-	-
47	<gml:posList>	-	1	-	-
48	<power:transportInterface>*	-	0以上	MetadataReportでは記載なし	-
49	<pointOfReceipt>	-	1	-	-
50	<pointOfDelivery>	-	1	-	-
51	<ei:groupID>*	-	0以上	MetadataReportでは記載なし	-
52	<ei:groupName>*	-	0以上	MetadataReportでは記載なし	-
53	<ei:resourceID>*	-	0以上	MetadataReportでは記載なし	-
54	<ei:venID>*	-	0以上	MetadataReportでは記載なし	-
55	<ei:partyID>*	-	0以上	MetadataReportでは記載なし	-
56	<ei:reportDataSource>?		0 or 1	-	-
57	<power:aggregatedPnode>*	-	0以上	-	-
58	<power:node>	node	1	-	-
59	<power:endDeviceAsset>*	-	0以上	-	-
60	<power:mrid>	mrid	1	デバイスの種類を選択	-
61	<power:meterAsset>*	-	0以上	-	-
62	<power:mrid>	mrid	1	-	-
63	<power:pnode>*	-	0以上	-	-
64	<power:node>	node	1	-	-
65	<emix:serviceArea>*	-	0以上	-	-
66	<gml:FeatureCollection>	-	1	-	-
67	<gml:location>	-	1	-	-
68	<gml:Polygon>	-	1	-	-
69	<gml:exterior>	-	1	-	-
70	<gml:LinearRing>	-	1	-	-
71	<gml:posList>	posList	1	-	-
72	<power:serviceDeliveryPoint>*	-	0以上	-	-
73	<power:node>	node	1	-	-
74	<power:serviceLocation>*	-	0以上	-	-
75	<gml:FeatureCollection>	-	1	-	-
76	<gml:location>	-	1	-	-
77	<gml:Polygon>	-	1	-	-
78	<gml:exterior>	-	1	-	-
79	<gml:LinearRing>	-	1	-	-
80	<gml:posList>	posList	1	-	-
81	<power:transportInterface>*	-	0以上	-	-
82	<power:pointOfReceipt>	pointOfReceipt	1		-
83	<power:pointOfDelivery>	pointOfDelivery	1		-
84	<ei:groupID>*	groupID	0以上	グループID	-
85	<ei:groupName>*	groupName	0以上	グループ名	-
86	<ei:resourceID>*	resourceID	0以上	リソースID	-
87	<ei:venID>*	venID	0以上	venID	-
88	<ei:partyID>*	partyID	0以上	パーティID	-
89	<ei:reportType>	reportType	1		usage（固定）
90	<power:powerReal>?	-	0 or 1	-	-
91	<power:itemDescription>	itemDescription	1	アイテム内容	RealPower（固定）
92	<power:itemUnits>	itemUnits	1	単位	W（固定）
93	<scale:siScaleCode>	ScaleCode	1	スケール(G,M,K)など，スケールなしの場合はnone	k（固定）
94	<power:powerAttributes>	-	1	-	-
95	<power:hertz>	hertz	1	周波数	50（固定）
96	<power:voltage>	voltage	1	電圧	100 or 200
97	<power:ac>	ac	1	ture：交流(AC)，または false：直流(DC)	true（固定）
98	<power:energyReal>	-	1	-	-
99	<power:itemDescription>	itemDescription	1	RealEnergy	-
100	<power:itemUnits>	itemUnits	1	Wh	-
101	<scale:siScaleCode>	ScaleCode	1	スケール(G,M,K)など，スケールなしの場合はnone	-
102	<ei:readingType>	readingType	1		Direct Read（固定）
103	<emix:marketContext>?	marketContext	0 or 1	MarketContext （http://サービス識別子/ロケーション識別子/契約識別子） [DRプログラム]/[電力エリア]/[変電所]/[変圧器]/[配電線]/[契約識別子]	http://flexder1/tochigiminami/1ss8g/1/2/keiyaku001
104	<oadr:oadrSamplingRate>?	-	0 or 1	-	-
105	<oadr:oadrMinPeriod>	MinPreiod	1	計測の最小サンプリングレート（ACが送信可能な粗度を設定） 例:10分値の場合は10	PT1M（固定）
106	<oadr:oadrMaxPeriod>	MaxPeriod	1	計測の最大サンプリングレート（ACが送信可能な粗度を設定） 例:30分値の場合は30	PT30M
107	<oadr:oadrOnChange>	OnChange	1	計測値の変更時に通知するか	false（固定）
108	<ei:reportRequestID>	reportRequestID	1	RegisterReportでは0を記載	0（固定）
109	<ei:reportSpecifierID>	reportSpecifierID	1	レポート特定ID：送信可能な計測値のID	PERFORM_KW_REPORT（固定）
110	<ei:reportName>?	reportName	0 or 1	レポートネーム	METADATA_TELEMETRY_USAGE （固定）
111	<ei:createdDateTime>	createdDateTime	1	電文作成日時	2024-05-01T00:00:00.000Z
112	<ei:venID>?	venID	0 or 1	VEN ID（必須とする）	VEN0001
113	<ei:reportRequestID>?	-	0 or 1	MetadataReportでは記載なし	-

② oadrRegisteredReport（VTN⇒VEN）

No	エレメント	項目名	出現数	説明	設定値
1	<oadr:oadrPayload>	-	1	-	-
2	<ds:Signature>?	Signature	0 or 1	-	-
3	<oadr:oadrSignedObject>	-	1	-	-
4	<oadr:oadrRegisteredReport ei:schemaVersion>	-	1	スキーマバージョンをタグ内に設定	2.0b（固定）
5	<ei:eiResponse>	-	1	-	-
6	<ei:responseCode>	responseCode	1	HTTPレスポンスコード： ・正常の場合、200	200
7	<ei:responseDescription>?	responseDescription	0 or 1	レスポンスコードの内容詳細記述	OK
8	<pyld:requestID>	requestID	1	-	requestID0001
9	<oadr:oadrReportRequest>*	-	0以上	-	-
10	<ei:reportRequestID>	-	1	-	-
11	<ei:reportSpecifier>	-	1	-	-
12	<ei:reportSpecifierID>	-	1	-	-
13	<xcal:granularity>	-	1	-	-
14	<xcal:duration>	-	1	-	-
15	<ei:reportBackDuration>	-	1	-	-
16	<xcal:duration>	-	1	-	-
17	<ei:reportInterval>?	-	0 or 1	-	-
18	<xcal:properties>	-	1	-	-
19	<xcal:dtstart>	-	1	-	-
20	<xcal:date-time>	-	1	-	-
21	<xcal:duration>	-	1	-	-
22	<xcal:duration>	-	1	-	-
23	<xcal:tolerance>?	-	0 or 1	-	-
24	<xcal:tolerate>	-	1	-	-
25	<xcal:startafter>?	-	0 or 1	-	-
26	<ei:x-eiNotification>?	-	0 or 1	-	-
27	<xcal:duration>	-	1	-	-
28	<ei:x-eiRampUp>?	-	1	-	-
29	<xcal:duration>	-	1	-	-
30	<ei:x-eiRecovery>?	-	0 or 1	-	-
31	<xcal:duration>	-	1	-	-
32	<ei:specifierPayload>+	-	1以上	-	-
33	<ei:rID>	-	1	-	-
34	<emix:itemBase>?	-	0 or 1	-	-
35	<ei:readingType>	-	1以上	-	-
36	<ei:venID>?	VENID	0 or 1	-	VEN0001

本ペイロードでは、レポート種別×対応する DR プログラム×計測点を展開して全登録が必要であることから、下位ノードが階層的に集約して、上位へ実績報告する場合は問題ないが、多数の DER 個別実績を全て最上位ノードへ実績報告するのには適さない（ロケーションや機器種別などグルーピングした実績内訳報告は可能）。従って、実績報告の観点においても、アグリゲーターが階層的に介在する現行モデルでは問題はないが、より直接的に DER を PF 等、上位ノードに収容する場合は、他の方式検討が必要と言える。

```
<oadr:oadrRegisterReport ei:schemaVersion="2.0b">
  <pyld:requestID>requestID0001</pyld:requestID>
  <oadr:oadrReport>
    <xcal:duration>
      <xcal:duration>PT48H</xcal:duration>
    </xcal:duration>
    <oadr:oadrReportDescription>
      <ei:rID>flexder1/tochigiminami/1SS8G/1/2/keiyaku001</ei:rID>
      <ei:reportType>usage</ei:reportType>                                  計測点
      <power:powerReal>
        <power:itemDescription>RealPower</power:itemDescription>（実証ではDRプログラムと同様）
        <power:itemUnits>W</power:itemUnits>
        <scale:siScaleCode>k</scale:siScaleCode>
        <power:powerAttributes>
          <power:hertz>50</power:hertz>
          <power:voltage>100</power:voltage>
          <power:ac>true</power:ac>
        </power:powerAttributes>
      </power:powerReal>
      <ei:readingType>Direct Read</ei:readingType>                          対応するDRプログラム
      <emix:marketContext>http://flexder1/tochigiminami/1ss8g/1/2/keiyaku001</emix:marketContext>
      <oadr:oadrSamplingRate>
        <oadr:oadrMinPeriod>PT1M</oadr:oadrMinPeriod>
        <oadr:oadrMaxPeriod>PT1M</oadr:oadrMaxPeriod>
        <oadr:oadrOnChange>false</oadr:oadrOnChange>
      </oadr:oadrSamplingRate>
    </oadr:oadrReportDescription>
    <ei:reportRequestID>0</ei:reportRequestID>
    <ei:reportSpecifierID>REFERENCE_KW_REPORT</ei:reportSpecifierID>    レポート種別
    <ei:reportName>METADATA_TELEMETRY_USAGE</ei:reportName>
    <ei:createdDateTime>2023-08-01T04:00:00.000Z</ei:createdDateTime>
  </oadr:oadrReport>
  <ei:venID>VEN0001</ei:venID>
</oadr:oadrRegisterReport>
```

図 86 初期登録時のペイロード例

2.3.2.2 マルチプロトコル対応通信の機能検討

新規アグリゲーターの参入を妨げないという視点で、DER フレキシビリティ活用プラットフォームのインターフェースのオープン性・柔軟性を保つために、マルチプロトコル対応通信について機能検討した。DER フレキシビリティ活用プラットフォーム～アグリゲーター間のインターフェースＢのマルチプロトコル対応通信機能を標準仕様化し、DER フレキシビリティシステムに接続するアグリゲーター等の事業者が OpenADR 以外での接続を確立するための通信要件、手順等について課題とともに整理した。

前述のとおり、本事業においては DER フレキシビリティ活用プラットフォームにおける制御システム・アグリゲーター間のインターフェースを対象に、アグリゲーターの開発負荷低減の観点より、需給調整市場等で既に運用が開始されている OpenADR2. 0b を活用して DER フレキシビリティ適用の詳細検討を行ってきた。そのアグリゲーターインターフェース以外にも DER 制御関連インターフェースとして、一般送配電事業者から比較的大規模な DER を直接制御するインターフェースや、必要に応じて制御システムから DER に対して価格シグナルなどをブロードキャストするインターフェースの精査が必要である（図 87）。

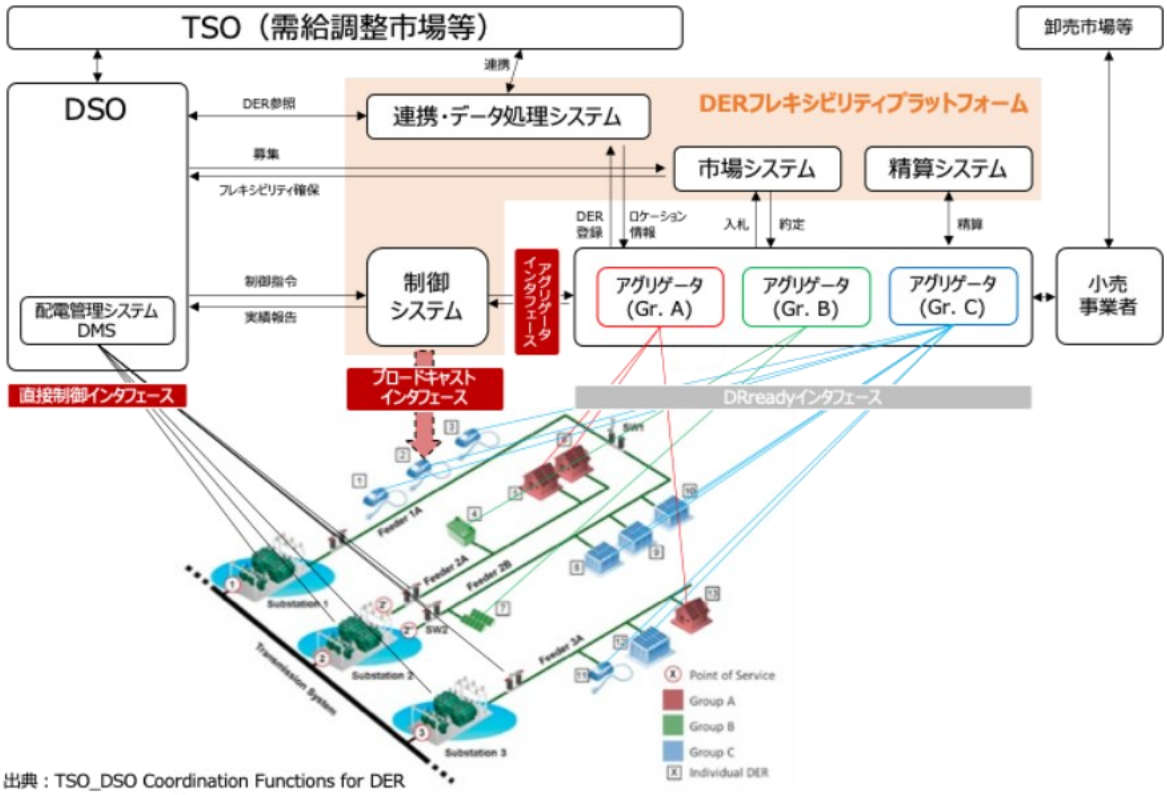


図 87 DER 制御関連インターフェース

フィールド実証で活用した OpenADR2. 0b 以外の代表的な通信方式として OpenADR3. 0 及び IEC61850 の確認も行った。DER をアグリゲーションする通信方式をメッセージングタイプ、ブロードキャストタイプ、直接通信タイプと称して、その特徴を改めて整理する（図 88）。

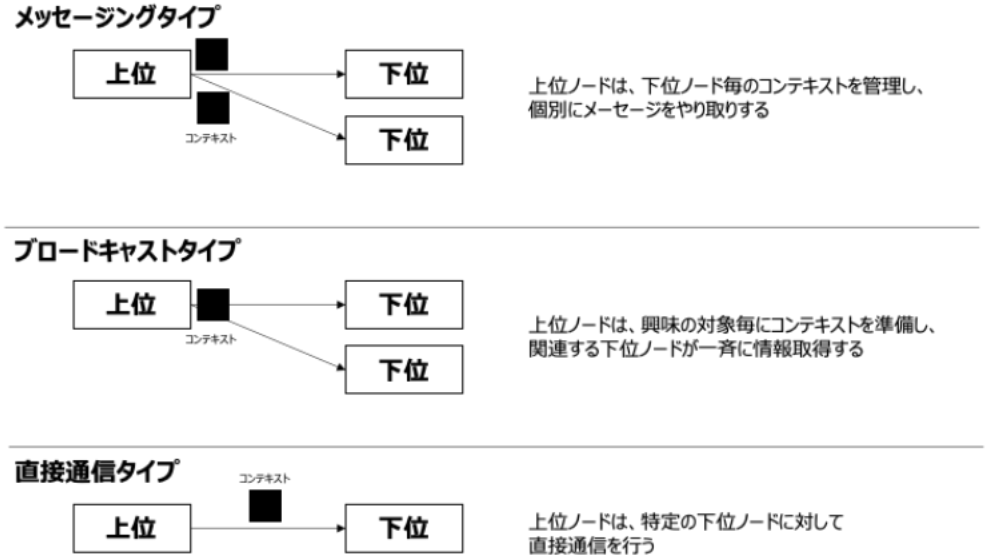


図 88 通信方式のタイプ

OpenADR2. 0b（メッセージングタイプ）:

先行する需給調整市場、容量市場等の通信方式として既に採用され、アグリゲーターの実装が進んでいる。上位ノードは、下位ノード毎にコンテキスト（通信内容やステータス）を管理し、個別にメッセージをやり取りする方式であるため、対象アグリゲーター毎に DR プログラムに沿った状況の授受を丁寧に行うことが出来る反面、多数の下位ノードを収容するためには上位ノードのシステムや通信負荷が増加する課題がある。そのため、ブロードキャストインターフェースには適していない。また、データモデルの観点で、電力システム向けの国際標準（IEC 規格）とはアダプターを介しての接続となるため、送配電システムとの適合性が高いとは言えず、直接制御インターフェースには適していない。

OpenADR3. 0（メッセージングタイプ、ブロードキャストタイプ）:

OpenADR2. 0b の上位互換であり、Web API（REST）方式を採用したため、メッセージングタイプのように、下位ノード毎にコンテキストを個別管理することに加えて、ブロードキャストすることが可能となった。上位ノードは、興味の対象毎にコンテキストを準備し、関連する下位ノードが一斉に情報取得するため、多数の下位ノードを収容することが可能となった。そのため、アグリゲーターインターフェースとブロードキャストインターフェース双方に適している。また、OpenADR2. 0b 同様、データモデルの観点で、送配電システムとの適合性が高いとは言えず、直接制御インターフェースには適していない。

IEC61850（直接通信タイプ）:

変電所設備や分散型電源の通信ネットワークにおけるスタンダードとなっている。電力システム向けの国際標準（IEC 規格）に準拠しており、データモデルを精緻に表現・連

携が可能ということから、送配電システムとの適合性が高く、高速応答も可能である。そのため、直接制御インターフェースに適している。また、アグリゲーターインターフェースへの適応も技術的には問題ない。ブロードキャストインターフェースに関しては、ノード間の 1 対 1 通信が前提となっていることから、適しているとは言えない。

いずれにせよ、DER フレキシビリティ活用プラットフォームに求められる責務が具体化するにつれ、適した通信方式を選定することが重要である。

2. 3. 3. 業務フローとプラットフォームのシステム要求仕様の検討

2.3.3.1 業務フローとプラットフォームのシステム要求仕様の検討

本項目では、DER フレキシビリティ活用プラットフォームを介した一連の業務の流れを整理するため、他の WG 参加者からの意見収集を実施の上、業務フロー・業務要求仕様書・システム要求仕様書の作成を行った。

業務要求仕様書の一覧及び各資料の関係性は、図 89 のとおり。

資料名	概要
業務フロー	DERフレキシビリティ市場で想定される業務の一連の流れを示したフロー図。各ステークホルダーが行う業務とステークホルダー間でやりとりされる業務の両方が表現されている。
業務一覧	各業務の概要や業務主体、実施タイミングなどを示した一覧。
業務詳細定義書	各業務の目的や処理内容、インプット/アウトプット情報、その他補足事項などの詳細を示した定義書。

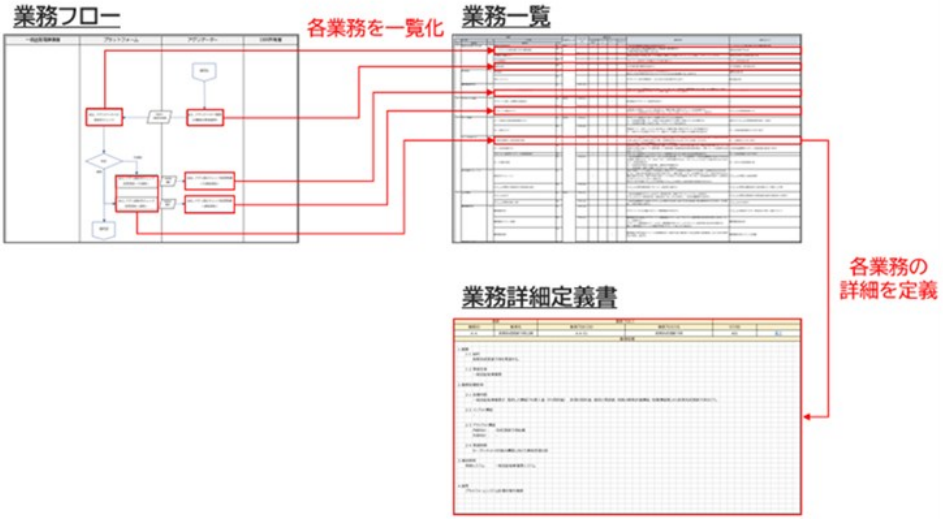


図 89 業務要求仕様書の一覧及びその関係性

また、業務フローで示した業務の実現にあたって求められるシステム要求仕様を整理した。システム要求仕様書の一覧及び各資料の関係性は、それぞれ表 41、図 90 のとおり。

表 41 システム要求仕様書一覧

資料名	概要
システムフロー	プラットフォームシステムを介して行われるシステム処理の流れを示したフロー図。各ステークホルダーが使用するプラットフォームの機能やデータの授受の流れが表現されている。 ※本フローはプラットフォームに関するシステム処理を表したものであり、一般送配電事業者やアグリゲーターが保有するその他個別システムの処理は表現されていない点、留意されたい。
機能一覧兼機能定義書	プラットフォームの各機能の概要や定義、想定される処理区分（リアルタイム処理/バッチ処理）などが示された一覧。
エンティティ-CRUD 関係図	システムで管理するデータ概念（エンティティ）の一覧及びその概要、また各エンティティのデータが処理される対象業務を示した CRUD 関係図。
インターフェース一覧	プラットフォームと一般送配電事業者/アグリゲーターとのデータのやりとりであるインターフェースの一覧。
インターフェース項目定義書	各インターフェースに含まれるデータ項目が示された定義書。
（参考）画面遷移図	各ステークホルダーによるシステム操作の実現に求められる画面の遷移図。 ※画面を含む UI/UX については現状具体的な議論がなされていないため、本資料は参考資料の位置づけとする。

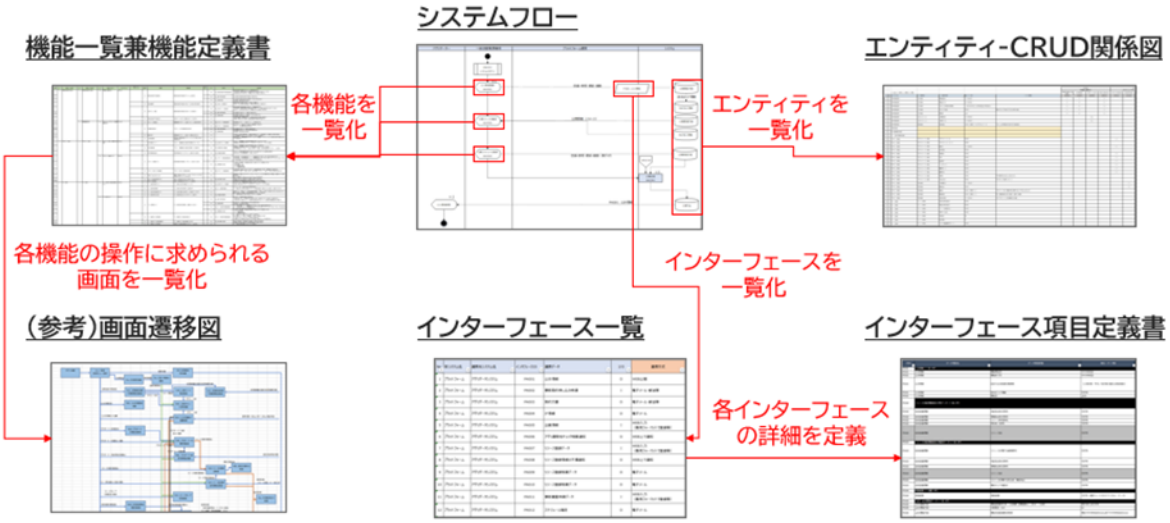


図 90 システム要求仕様書の関係性

業務フロー検討、システム要求仕様共に、2 回に分けて検討を実施した。1 回目はフィールド実証に必要な最低限の業務フロー、システム要求仕様を整理し、2 回目はその実証結果を踏まえて、我が国における業務フロー、システム要求仕様を整理した。

なお、業務フロー等については、具体的な商品要件など、現時点で定まっていない業務要件が確定した後に更新が必要である点、システム要件については、実際のシステムの作り（例：機能の分割/統合、データ構成等）は様々な選択肢が取りうるため、本仕様書は現時点の業務を前提とした暫定案である点、留意されたい。

また、一般送配電事業者とアグリゲーターの DER フレキシビリティ取引をマッチングするアルゴリズムである市場約定アルゴリズムの在り方について、海外調査した結果、約定アルゴリズムに関する課題が明らかとなった。

2.3.3.2 今後の課題

本検討を踏まえた、将来的に取組みが必要な残課題は**表 42** のとおり。

表 42 DER フレキシビリティ活用に係る業務フローとプラットフォームのシステム要求仕様の検討における残課題

課題	概要
業務・システム要求仕様の具体化	商品要件等の詳細な実務検討と併せた業務・システム要求の具体化
約定アルゴリズム	市場約定アルゴリズムの高度化による限られたフレキシビリティリソースの有効活用 電圧階級間のコンフリクト解消に向けた市場約定アルゴリズムによる対策

2.4. 研究項目 3「アグリゲーターにおける課題検討」

「研究項目 3：アグリゲーターにおける課題検討」の目標達成状況は以下のとおり。

表 43 目標達成状況（研究項目 3）

◎：大きく上回って達成、○：達成、△：一部未達、×：未達

実施項目	2024年度末目標	成果	達成度
(1) DERフレキシビリティ管理技術の検討 京セラ	•既存のアグリゲーターシステム仕様をベースとし、連携データ仕様及びデータの管理システム仕様を作成。	• 既存の容量市場などで取得・連携しているDERフレキシビリティ活用向けの連携データ仕様との差分を整理した。アグリゲーターシステムへ追加が必要と想定される管理システム仕様等を整理し、社会実装に向けた課題を抽出した。	○
	•募集要件を踏まえ、供出可能量の算出方法をまとめる。	• アービトラージや三次調整力とのマルチユースを想定し、需要家電力の便益の期待値を最大化するための年間供出可能量の算出方法をまとめた。	
	•必要量に対して、応動可能容量を確保する技術をまとめる。	• 運用方法を検討するとともに、応動要件に対する課題を整理した。	
(2) DERフレキシビリティ制御技術 東電EP	•必要な機能を整理し、システム要求仕様などの技術要件をまとめる。	• 既存システムをベースに需要家併設型蓄電池向けの制御システムについて検討し、三次調整力②相当等の制御要件に対応できるシステム機能の要件を整理した。	◎
	•実証結果を定量的に評価する。	• フィールド実証を通じ、シングルユース時のDERの応動性を評価した。 • さらに、マルチユースの実現性についても評価し、運用課題について整理した。	
(3) DERフレキシビリティ活用の社会実装可能性検討 東京大学	•「配電ESIAモデル」を構築し、DERフレキシビリティのマルチ価値の評価を実施する。	• 配電ESIAモデルを構築し、2022年度東京電力管内における低圧DERによる混雑緩和効果、調達費用変化を算定した。また、スポット市場取引や三次調整力②市場活用も含むマルチ価値評価を実施した。 • さらに、上記に加え、ヒートポンプ給湯機やEV充電を活用した場合の調達費用の増減、マルチユースの両立可能性などについて整理を行った。	◎
	•代表的な通信方式を対象に通信方式の在り方を検討し、試験実装して接続の可否を検証する。	• 通信方式の在り方を検討後、試験的に実装し、ラボ実験による評価を行った。また評価結果にもとづき通信方式の課題（接続可否含む）を整理した。	
(4) DERフレキシビリティ市場設計検討 東電HD	•既存の市場取引等の調査結果を踏まえ、アグリゲーターのDERフレキシビリティ市場の参入要件をまとめる。	• 海外市場の調査結果を踏まえ、国内への市場導入を見据えた技術要件や制度要件を含む市場モデルの検討を行った。 • さらに、SRN※といったコンソ外の団体とも連携してアグリゲーターへのヒアリングも行いつつ、DERフレキシビリティ市場への課題認識や参入要件についてまとめた。	◎

※SRN：一般社団法人スマートレジリエンスネットワークの略称

各社が連携しながら検討を実施したが、それぞれの検討の位置づけを図示すると図 91 のようになる。本項目では、アグリゲーターの意見を広く取り入れるために、必要に応じて、スマートレジリエンスネットワークなど外部組織への検討状況の紹介及び意見照会を行った。

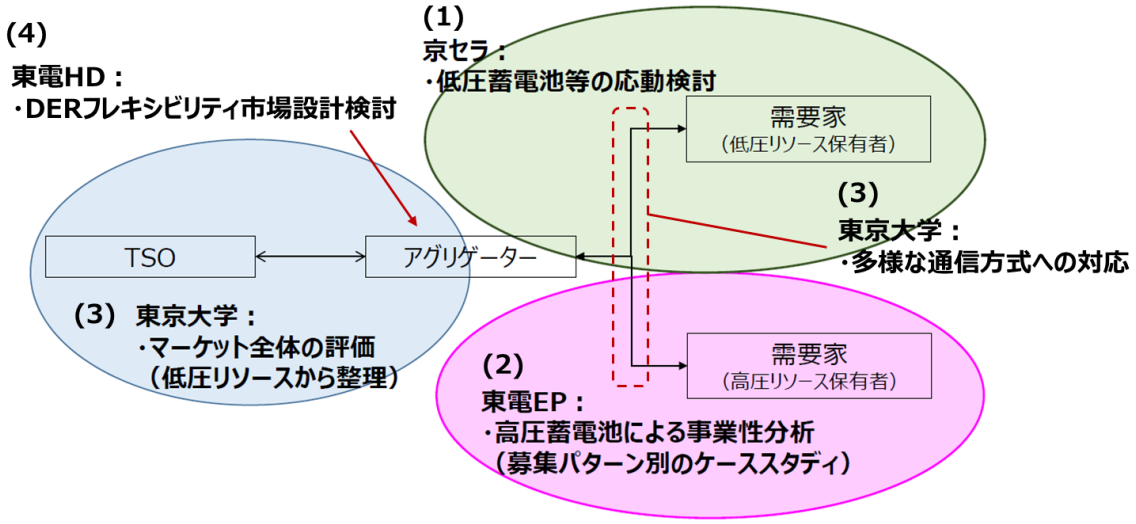


図 91 WG3 での各社の検討の位置づけ

2.4.1. DER フレキシビリティ管理技術の検討

系統混雑緩和に DER フレキシビリティを活用するには、募集系統に連系されている DER を認識し、それら DER をグループで管理して、募集に対する応札を行う必要がある。また、DER フレキシビリティの制御指令に対して計画どおりに DER を応動させるには、系統切替の影響も加味し、DER と系統の紐づけ情報の定期的な更新を行った上で、アグリゲーターのシステム上での DER 応動可能容量の確保等が必要になる。一方で、管理する情報項目が増加し管理コストが増大することも想定されるため、系統混雑の緩和に必要な募集要件を確認しつつ、調整力電源Ｉ’や需給調整市場等の現行市場における対応手法をベースに、機能追加コスト・管理コストの大小を評価し、アグリゲーターに必要となる DER フレキシビリティの管理技術及び低コスト対応案を検討した。

2.4.1.1DER フレキシビリティ管理技術の検討

(1) DER フレキシビリティ管理技術の検討

DER フレキシビリティ管理技術とは、DER フレキシビリティを活用するために必要となるプロセス「リソース登録/管理」～「入札」～「オペレーション」において、アグリゲーター及びアグリゲーターシステムで必要となる処理・機能・技術など全般を指す。

まず、2021 年度の FS の成果報告書を参照し、現状のアグリゲーターシステム仕様に対して想定される追加開発内容を検討した。加えて、その追加開発内容の規模感を整理した。

続いて、2.3 章で整理した DER フレキシビリティ活用に係る業務フロー及び各種システム要求仕様資料を基に、現状のアグリゲーターシステム仕様からの想定追加開発内容、アグリゲーターとしての管理作業内容を整理した。対応コスト、管理コストが大きい要素を抽出し、その対策案と選択肢を整理した。

(2) 供出可能量の算出技術検討

調達した DER 情報について、年間の DER フレキシビリティ供出可能量の算出方法を検討した。DER は、DER フレキシビリティだけでなく所有需要家の電気代削減や他市場での取引にも使用するマルチユースが想定されるため、それらの利用方法による便益と DER フレキシビリティ供出による便益を比較して、総便益が最大となる供出可能量の算出方法が望まれる。

そこで、本検討のベースとして、まず 2.4.5 章での結果を参考情報として、供出可能量の算出に使用する入力情報や算出方法を検討した。アグリゲーターが需要家併設型蓄電池のマルチユース（アービトラージ、三次調整力②、混雑緩和等）を行う上で、総便益を最大化する「DER フレキシビリティ年間供出可能量算出方法」を明確化した。

低圧蓄電池は主に需要家の電気料金を安くするために使用されている。そのため低圧蓄電池を DER フレキシビリティ市場に活用する場合、機会損失と同等以上の収益が見込める必要がある。そこで本項では電気料金削減と DER フレキシビリティ市場のマルチユースにおいて、DER フレキシビリティ市場に求められる必要対価を算出し、低圧蓄電池の活用可能性について検討した。

本項ではいくつかの仮定をおいて検討を進めた。まず、低圧需要家での電気料金プランは市場連動型とする。小売電気事業者にとって市場連動型は価格が決めやすく、また電力需給の状況に

応じた電力使用を促すインセンティブも働くことから、今後採用する事業者が増えると考えられるためである。市場連動型における電気料金削減はアービトラージでの収益と捉えることができるため、本検討では、電気料金の削減はアービトラージの収益として表現する。

また、⊿kW 速報値で通知された分は電気料金を安くするために使用することはできないものとする。仮に⊿kW 確報値で 0 に変更となった場合でも、⊿kW 速報値を考慮して前日に決定した需給計画を変更するには、運用上の難しさや負担があることから、一度⊿kW 速報値で通知された分を電気料金の削減に使用することは不可とする。

上記の仮定において、⊿kW 速報値にて通知された量がそのまま⊿kW 確報値であるときは、本来の電気料金の削減、すなわちスポット市場でのアービトラージの収益に対して kW 対価分だけ収益が増加する（アービトラージにおける収益機会損失と同等の kWh 対価が得られるため）。しかしながら、⊿kW 速報値と⊿kW 確報値には差が存在し、⊿kW 確報値が⊿kW 速報値よりも小さくなる場合には、その差に応じて kWh 対価が減少する。そこで、kW 対価の限界価格を、⊿kW 確報値が⊿kW 速報値よりも小さくなる場合の kWh 対価減少分を補填するように求める算出モデルを検討する。対価のイメージを式（2）に示す。元々のスポット市場でのアービトラージ収益をS、⊿kW 速報値分を確保した場合のアービトラージ収益をS'、⊿kW 速報値に対する機会損失補填をP、⊿kW 確報値に対する機会損失補填（kWh 対価）をP'、kW 対価をQとすると、DER フレキシビリティ市場へ供出した際の収益は$S' + P' + Q$で表される。この収益が元々の収益S以上であれば DER フレキシビリティ市場へ供出するメリットがある。よって以下の式を満たす必要がある。

$$S' + P' + Q \geq S \tag{2}$$

その際、⊿kW 速報値分を確保した場合のアービトラージ収益に⊿kW 速報値に対する機会損失補填を加えた合計が元々のアービトラージ収益であるため、$S' + P = S$の関係が成り立つ。よって上式は以下の形に書き換えることができる。

$$Q \geq P - P' \tag{3}$$

Pは⊿kW 速報値に、P'は⊿kW 確報値に影響を受ける値であり、不確実性を含んでいる。そのため、それぞれ確率分布を仮定し、確率変数とみなすことで式（3）を満たす kW 対価の限界価格を求める。

以上の本検討での対価のイメージは図 92 のとおり。

図 92 対価イメージ

この前提にて実際の需要家データとスポット市場価格を用いて kW 対価の限界価格を求め、混雑緩和上げ DR の収益が最大となる供出量の確認や、⊿kW 速報値、⊿kW 確報値が想定と異なる場合での比較を行った上で、各種検討でそれぞれ検討した結果を合わせ、アグリゲーターが総便益を最大化させる最終的な最適化式として以下のように明確化した。

$$
\begin{aligned}
\sum_{j=1}^{N}\sum_{t=1}^{48\times365} & c_t^{sell}\left\{(1-\alpha_t-\beta_t)P_{tj}^{sell_0}+\alpha P_{tj}^{sell_a}+\beta P_{tj}^{sell_b}\right\} \\
&+\sum_{j=1}^{N}\sum_{t=1}^{48\times365} c_t^{buy}\left\{(1-\alpha_t-\beta_t)P_{tj}^{buy_0}+\alpha P_{tj}^{buy_a}+\beta P_{tj}^{buy_b}\right\} \\
&+\sum_{j=1}^{N}\sum_{t\in T^r} c_t^{reg}(1-\alpha_t-\beta_t)\left(R_{tj}^{d_0}-R_{tj}^{c_0}\right) \\
&+c^{flex}\left\{\sum_{t\in T^{f_a}}\frac{\alpha_t}{\alpha_t+\beta_t}\left(F^a-2\times F_t^{short_a}\right)+\sum_{t\in T^{f_b}}\frac{\beta_t}{\alpha_t+\beta_t}\left(F^b-2\times F_t^{short_b}\right)\right\} \\
&+2c^{flex}\left\{\sum_{j=1}^{N}\sum_{t\in T^{f_a}}\frac{\alpha_t}{\alpha_t+\beta_t}(0.4\times\sigma\times u_t^a)+\sum_{j=1}^{N}\sum_{t\in T^{f_b}}\frac{\beta_t}{\alpha_t+\beta_t}(0.4\times\sigma\times u_t^b)\right\}
\end{aligned}
\tag{4}
$$

t ：取引対象日時
$P_t^{sell_a}, P_t^{sell_b}$ ：スポット市場での売電量
$P_t^{buy_a}, P_t^{buy_b}$:スポット市場での買電量
c_t^{sell} ：スポット市場での売電単価
c_t^{buy} ：スポット市場での買電単価
T^r ：調整力供出対象日時集合
c_t^{reg} ：調整力の⊿kW単価
$R_t^{d_0}$ ：調整力の放電電力調整分
$R_t^{c_0}$ ：調整力の充電電力調整分
_a ：8～11時のフレキシビリティ発動
_b ：11～14時のフレキシビリティ発動
α_t, β_t:「_a, _b」の発生確率
c^{flex} ：フレキシビリティ単価
T^{f_a}, T^{f_b} ：フレキシビリティ供出対象日時集合
F^a, F^b ：フレキシビリティ供出量（約定量）
$F_t^{short_a}, F_t^{short_b}$ ：フレキシビリティ未達量

予測誤差による罰則項については各需要家での確率平均を足し合わせた形としている。本手法を用いて、PV と蓄電池が設置された 30 軒の家庭の供出可能量を計算した。なお、年間供出可能量を直接計算すると計算量が膨大になるため、1 ヶ月毎に区切って計算した。シミュレーション諸元は表 44 のとおりである。

表 44 シミュレーション諸元

項目	値	備考
DER フレキシビリティ発動確率	9.86%	$\alpha_t=\beta_t$、4.3.1 の検討結果（前日キープ日数 72 日）から算出
DER フレキシビリティ報酬単価	23.0 円/kW・30min	容量市場の 2 倍程度、報酬＝実績値－未達値
買電単価	平均 29.60 円/kWh	東京、スポット市場価格+託送料+手数料、左記は 8-14 時の平均
売電単価	平均 20.17 円/kWh	東京、スポット市場価格-手数料、左記は 8-14 時の平均値
三次調整力②報酬単価	平均 1.82 円/kW・30min	東京、左記は 9-15 時の平均値

DER フレキシビリティ 未達量率上限	5%	—
需要家数	30 軒	—
蓄電池	10 kWh、3 kW	逆潮流あり
対象期間	2022/4/1～2023/3/31	—

また、残余需要電力の予測誤差の標準偏差σについては予測手法によって異なるため、本シミュレーションでは予測結果が理想であった場合を仮定して$\sigma = 0$として計算する。シミュレーション結果は図 93 のとおりである。

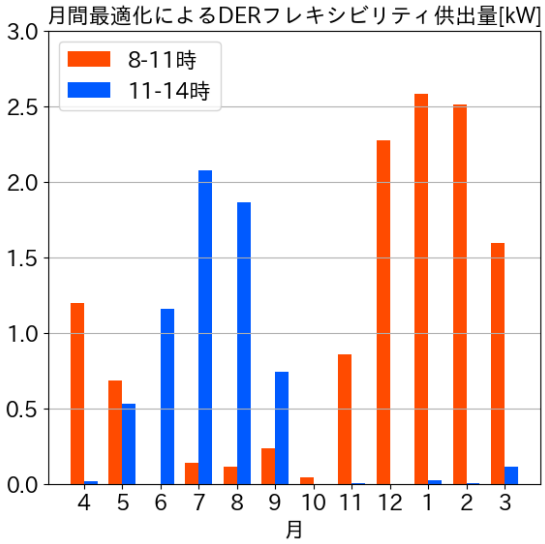


図 93 月間最適化による DER フレキシビリティ供出量 （複数需要家一括最適化）［kW］

図 93 は 1 需要家あたりの供出量を示している。比較として、同じシミュレーション条件で需要家個別に最適化した結果の平均を図 94 に示す。

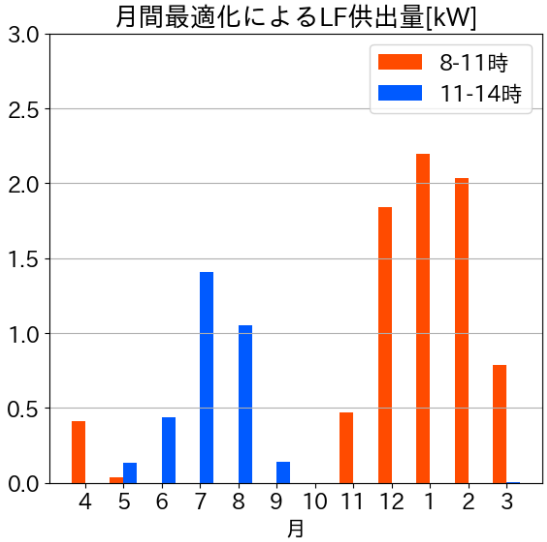


図 94 月間最適化による DER フレキシビリティ供出量 （需要家個別最適化） ［kW］

図 93 と図 94 を比較すると以下のことが分かる。

- ◆ 図 93 の供出量は図 94 の供出量と同等もしくは増加している
- ◆ 特に 7、8、9、10 月の 8-11 時と、4、11、1、2 月の 11-14 時では微小ながら供出できており、複数の需要家を組み合わせた効果が確認できる
- ◆ 供出量は月や時間帯によって大きく異なり、バラつきが確認できる
- ◆ どちらの図でも 6 月の 8-11 時、10、12 月の 11-14 時では供出量が 0 となっている

複数需要家の最適化でも供出量 0 となる理由として、全ての需要家が元々の充放電時点で定格充電を行っているコマが多いため未達率上限の制約を満たせなくなるので供出できないと考えられる。以下に全ての需要家が定格充電を行っているコマ数と DER フレキシビリティ対象となる総コマ数について各期間で集計した結果を表 45 に示す。

表 45 定格充電しているコマ数（カッコ内は DER フレキシビリティの総コマ数）

	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
8-11 時	1 (180)	3 (186)	10 (180)	3 (186)	8 (186)	5 (180)	7 (186)	2 (180)	0 (186)	0 (186)	0 (168)	0 (186)
11-14 時	9 (180)	1 (186)	4 (180)	0 (186)	3 (186)	2 (180)	23 (186)	9 (180)	10 (186)	5 (186)	7 (168)	3 (186)

供出量が 0 であった 6 月の 8-11 時と 10、12 月の 11-14 時の値を見ると全て 10 以上となっており、他の値よりも大きいことが確認できる。また、それぞれ DER フレキシビリティの総コマ数で割った値は 6 月の 8-11 時は 0.055、10 月の 11-14 時は 0.123、12 月の 11-14 時は 0.053 となっており、未達率上限に設定した 5%を超えている。よって、これらの期間においては供出量が 0 になったと考えられる。また 4、11 月の 11-14 時では定格充電しているコマ数を DER フレキシビリティの総コマ数で割った値が 0.05 となり、上限ギリギリとなっているため供出量が非常に小さいと考えられる。

すべての需要家が充電している理由については、スポット市場が影響していると考えられる。6 月の 8-11 時の時間帯で全ての需要家が定格充電していた日を調べたところ、2、3、19、26 日の 4 日間であった。そのうち、19 日は 8 時から 10 時まで全ての需要家で定格充電していたので、19 日との比較として 20 日までのスポット市場価格を図 95 に示す。

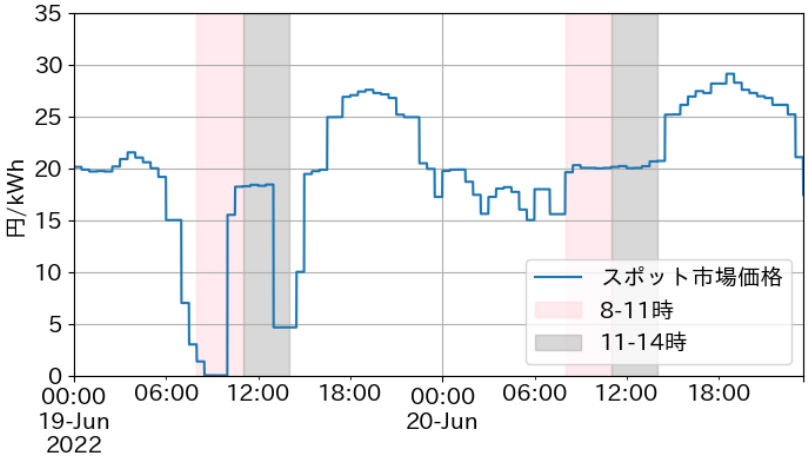


図 95 スポット市場価格［円/kWh］

19 日のスポット市場価格を見ると、7 時頃から価格が下がり、8 時から 10 時までは価格が非常に安くなっていることが確認できる。また DER フレキシビリティ供出である時間（8-14 時）以外の時間帯の価格は 8-10 時と比べると相対的に高くなっていることが分かる。よって、スポット市場価格に従ってアービトラージを行う場合、8-10 時に充電することが最も経済的であるため、需要パターンに関わらずどの需要家においても 8-10 時に充電を行ったと考えられる。したがって、スポット市場価格が非常に安いコマがあるときでは、その安いコマで定格充電を行うことがアービトラージでの最適な充放電となるため充電が集中すると考えられる。

続いて、DER フレキシビリティへ供出した場合の便益について比較する。この比較では DER フレキシビリティへ供出することによって便益が増加しているかを確認する。具体的には式（4）の最適化によって得られた結果を用いて以下の値を計算する。

最適解を式（4）に代入したときの期待便益値 - （DER フレキシビリティ市場に供出しない時のスポット市場の便益 + 三次調整力②の期待便益）

式（4）は 3 つの市場の便益期待値となっているため、最適解を代入することで DER フレキシビリティ市場に供出する場合の便益期待値の最適値を得られる。DER フレキシビリティ市場に供出しない場合の期待便益については、DER フレキシビリティ市場に供出しない場合のスポット市場の便益と三次調整力②の期待便益の和としている。三次調整力②の期待便益は、三次調整力②の便益に対して、1 から DER フレキシビリティ発動率を引いた値を乗じたものとする。その理由として、⊿kW 速報値の対象日は、逆方向の調整である三次調整力②が約定されない事を想定しているためである。よって、DER フレキシビリティ市場に供出しない場合においても DER フレキシビリティ発動を考慮して三次調整力②が発動されると仮定し、1 から DER フレキシビリティ発動率を引いた値を乗じた期待便益とした。この値を月毎に集計し、需要家数で割った 1 需要家あたりの結果を以下図 96 に示す。

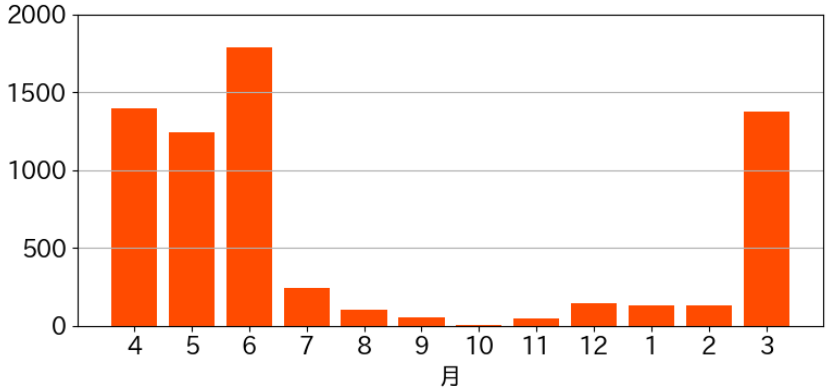


図 96 需要家あたりの便益差分［円］

10 月は約 4 円と少額になっているものの、すべての月において便益差分が正になっていることが確認できる。特に 3、4、5、6 月での便益差分が大きくなっていることが見てとれる。その理由として、DER フレキシビリティ発動率が大きかったためと考えられる。これらの月では DER フ

レキシビリティの発動率がその他の月よりも高く、約 23～33%で設定される。そのため、これらの月において DER フレキシビリティの期待便益はその他の月よりも大きく、結果として便益差分が大きくなったと考えられる。ただし実際の便益については DER フレキシビリティ発動率等の条件や運用によって異なる可能性がある。

すべての月において最適化した供出量を DER フレキシビリティ市場へ供出することにより期待便益が増加しているため、最適化によって得られた供出量は合理的であると思われ、3 市場マルチユースを考えた DER フレキシビリティ市場の供出量算出技術が検討できたと考えられる。

ただし、未達率上限は平均であるため日によっては供出量に対して大きく未達になる可能性があるため、年間での供出量については以下で検証する。

1) 未達量を各コマに対して制約を設けた場合

本検討では最適化計算によって DER フレキシビリティ供出量を算出するために未達量を導入した。未達量を導入しない場合、ベースラインとして設定している DER フレキシビリティ市場に供出しない場合（スポット市場と三次調整力②で活用する場合）の充放電の時点で定格充電しているコマが複数あるため供出が不可能となるためである。総合評価でのシミュレーションでは、未達量の制約について DER フレキシビリティ供出量（約定量）に対する平均未達量率が 5%以下と設定したが、平均であるため日によって未達量が 5%を超過する場合も存在する。そこで、未達量の制約として、DER フレキシビリティ供出量（約定量）に対する未達量率が各コマで 5%以下と定義した場合の結果も求めた。以下に結果を示す。未達量の制約以外は前項のシミュレーションと同じ条件としている。

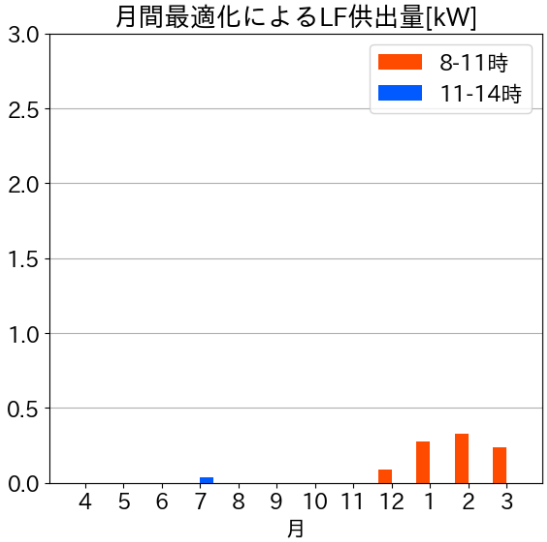


図 97 月間最適化による DER フレキシビリティ供出量 （各コマの未達量率 5%以下） [kW]

7 月の 11-14 時と 12-3 月の 8-11 時では小さい値ではあるが供出量が得られた（図 97）。これらの期間において全ての需要家が定格充電しているコマ数が 0 であった期間（表 45）と一致している。全ての需要家で定格充電を行うコマにおいては、それ以上充電することはできないため、

DER フレキシビリティ供出量がそのまま未達量となる。よって未達量率は供出量の 100%となり、各コマでの未達量率を供出量の 5%以下とする制約を満たすことはできない。したがって、全ての需要家が定格充電しているコマ数が 0 の期間でのみ供出できた結果になったと考えられる。

また年間で最適化した場合は各コマでの未達量率を供出量の 5%以下を満たすことが出来ないため、DER フレキシビリティ供出量は 0 になると考えられる。よって、各コマでの未達量率に対して制約を設け、確実に供出できる DER フレキシビリティ供出量を求める場合、年間等の長期間での募集に対して供出量は 0 になり、1 ヶ月等の短期間での募集に対しては時期によっては少量を確保できると思われる。

したがって、各コマに対して未達量を制約し、必ず対応できる量を供出する場合においては年間等での供出は向いておらず、短期間での供出とした方が少量ではあるが供出量を出すことができると思われる。一方、未達量に対して平均して一定以下となる等の比較的厳しくない制約を設ける場合においては、各コマに対して未達量の制約を設ける等の場合と比較して、多くの供出量を出すことができると思われる。ただし、タイミングによっては想定以上の未達となってしまう可能性もあるが、その場合 DER フレキシビリティに供出しないときの蓄電池の動作で定格充電になっていると考えられ、系統混雑緩和に元から寄与する動きとはなっていると思われる。どちらの供出量を供出するかは、DER フレキシビリティ市場におけるベースラインやペナルティ、フェールセーフ等の設計にも依存する内容であると思われる。

2) 年間での供出量の推定

上述のシミュレーションでは計算量が膨大になることから、年間供出可能量を直接計算することは困難であったが、最適化問題の性質から 2 つの条件の下では供出量を推定することは可能であると考える。1 つ目の条件として、アービトラージでの収益単価よりも DER フレキシビリティ市場への収益単価が高い場合である。その場合、基本的には DER フレキシビリティ市場へ供出することで総便益の期待値が高くなるため、可能な限り DER フレキシビリティ供出量を創出すると考えらえる。2 つ目の条件として、未達量の制約について DER フレキシビリティ供出量（約定量）に対する平均未達量率が X%以下と設定する場合である。未達量を各コマに対して制約を設けた場合で求めたように、各コマに対して未達量の制約を設けた場合では供出量が 0 になる可能性が非常に高いためである。以上の条件を満たす場合、供出量は未達量の制約に大きく依存するため、許容される未達量を設定することで、供出量を推定することが出来ると思われる。供出量をF、未達量をF_t^{short}、未達量率上限をk、供出対象日時集合をT^fとすると、制約は以下のとおりとなる。

$$\boldsymbol{kF} \geq \sum_{\mathbf{t \in T^f}} \mathbf{F_t^{short}} \tag{5}$$

この制約を満たした上で最大となる供出量は左辺と右辺が等しい場合である。右辺の未達量は最適化計算を行うことによって得られる値のため未知であるが、未達となる場合はベースラインとなる DER フレキシビリティに供出しない際の充電量から供出量分を充電しようと試みても途中で定格充電に達してしまい、供出量分まで充電できないというケースである。そこで、未達量を

DER フレキシビリティに供出しない際の充電量と供出量としての充電量を合わせた値から蓄電池の定格入力を引いた値と仮定することで右辺を近似的に求め、左辺と右辺が等しくなるときの供出量を推定する。

アービトラージでの収益は基本的にスポット市場価格の安いタイミングで蓄電池に充電し、高いタイミングで放電することによって得られるため、スポット市場価格の値差に依存する。前述のシミュレーションで使用した 2022 年度の東京エリアのスポット市場の価格において、1 日における最大値差（最大価格と最小価格の差）の平均は約 25.12 円/kWh であった。対して、DER フレキシビリティ報酬単価として設定した価格は 23 円/kW・30min であり、スポット市場の 1 日の最大値差の平均よりも大きいため、前述のシミュレーション条件は推定するための条件を満たすと考えられる。そこで簡単なテストとして、数需要家で数ヶ月分を最適化によって求めた供出量と、推定した供出量を比較する。テストの条件を以下に示す。

- 需要家数：3 軒
- 対象期間：2022/8/1～2022/8/31、2022/9/1～2022/9/30、2022/8/1～2022/9/30

未達量率上限、DER フレキシビリティ発動率、DER フレキシビリティ報酬単価、買電単価、売電単価、三次調整力②報酬単価、蓄電池については前述のシミュレーションと同条件である。最適化によって得られた 1 需要家あたりの供出量と推定した 1 需要家あたりの供出量の結果を表 46 に示す。

表 46 1 需要家あたりの供出量（単位：kW）

対象期間	最適化での供出量（8-11 時）	最適化での供出量（11-14 時）	推定での供出量（8-11 時）	推定での供出量（11-14 時）
8/1～8/31	0	1.63	0	1.60
9/1～9/30	0	0.69	0	0.71
8/1～9/30	0	0.96	0	0.95

8-11 時においては供出量が 0 と一致しており、11-14 時においては近い値となっていることが確認できる。推定した供出量と最適化で得られた供出量の差の絶対値を、最適化で得られた供出量で割った値を誤差として 11-14 時の結果に対して求めると、8/1～8/31 では約 1.8%、9/1～9/30 では約 2.9%、8/1～9/30 では約 1.0%となり、誤差が数%以内で求められている。よって、上記の推定手法では誤差数%で求められると考え、前述のシミュレーション条件の下で年間の供出量を推定した結果を表 47 に示す。

表 47 推定した 1 需要家あたりの年間 DER フレキシビリティ供出量（単位：kW）

	8-11 時	11-14 時
1 需要家あたりの供出量	0.74	0.07

8-11 時は 11-14 時に比べると供出量が大きくなっている。理由としては表 45 で示した定格充電しているコマ数が関係していると考えられる。8-11 時での定格充電しているコマ数は年間で 39 コマであるのに対し、11-14 時では年間で 76 コマであった。よって 11-14 時では DER フレキシビリティに供出しない場合でも全ての需要家が定格充電することが多いため DER フレキシビリティへの供出量は小さくなったと考えられる。また、表 45 より 8-11 時では 4 月から 11 月に、

11-14 時では 7 月以外で定格充電しているコマが 1 以上あるため、前項までで述べたように日によって DER フレキシビリティ供出に関わらず定格充電しているため、DER フレキシビリティ供出は未達となる可能性がある。

3) DER フレキシビリティ報酬単価を変えた場合の DER フレキシビリティ供出量

年間での供出量の推定までのシミュレーションでは、DER フレキシビリティ報酬単価は 23.0（円/kW・30min）とした場合の結果を示している。一方、DER フレキシビリティ市場の報酬単価は設備増強等の費用による影響も考えられることから、実際の市場の報酬単価は異なる可能性がある。そこで、報酬単価の変化に対して DER フレキシビリティ市場への供出可能量がどのように変化するかを検討する。具体的には DER フレキシビリティ市場の報酬単価が 11.5（円/kW・30min）とした場合における DER フレキシビリティ市場への供出可能量を求め、23.0（円/kW・30min）とした場合の結果と比較する。報酬単価以外の条件については前述のシミュレーションの際に述べた条件と同一の条件とする。シミュレーションにより得られた結果を図 98 に示す。

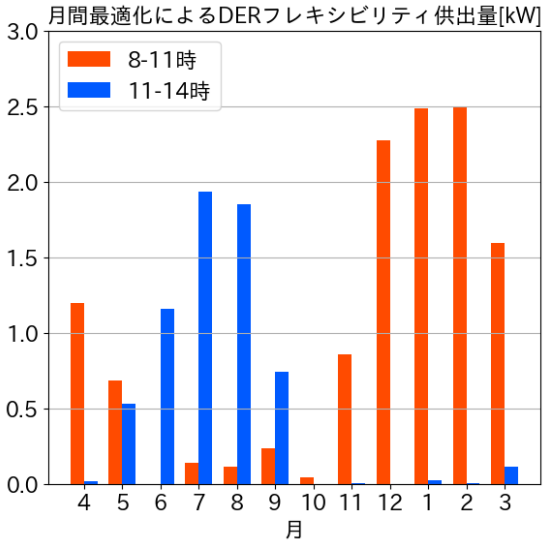


図 98 DER フレキシビリティ供出量 （報酬単価が 11.5 円/kW・30min） [kW]

報酬単価が 23.0（円/kW・30min）の結果である図 93 と比較すると、以下の特徴が挙げられる。

- ◆ 7、8 月の 11-14 時、1、2 月の 8-11 時において、報酬単価が 23.0（円/kW・30min）の場合よりも 11.5（円/kW・30min） の場合のほうが供出量は少なくなっている
- ◆ その他の月、時間帯では供出量に変化はない

7、8、1、2 月における減少した供出量が総便益を大きくする計算として正しいかどうかを確認する。⊿kW 速報値が通知された対象日は三次調整力②には参加せず、DER フレキシビリティ供出とアービトラージに専念する前提としている。したがって、三次調整力②への供出及び期待便益は DER フレキシビリティ報酬単価の影響を受けないため、総便益においてアービトラージの便益と DER フレキシビリティの便益について確認する。

報酬単価を 11.5（円/kW・30min）に設定した場合において、減少する前の供出量（図 93）における期待便益と、減少した後の供出量（図 98）における期待便益を算出し、比較を行う。具体的には以下の手順で算出する。減少する前の供出量（図 93）と、減少した後の供出量（図 98）でそれぞれの供出量を基にアービトラージの期待便益と DER フレキシビリティの期待便益を計算する。その後、減少した後の供出量（図 98）から求めた各期待便益から減少する前の供出量（図 93）での各期待便益を減算し、差分を算出する。11-14 時に供出する場合の 7、8 月と 8-11 時に供出する場合の 1、2 月の結果を表 48 に示す。

表 48 期待便益の差分（単位：円）

	7 月 (11-14 時)	8 月 (11-14 時)	1 月 (8-11 時)	2 月 (8-11 時)
アービトラージ期待便益の差分	224.4	12.9	44.7	5.8
DER フレキシビリティ期待便益の差分	-194.2	-12.8	-38.0	-5.6

アービトラージ期待便益の差分が正であり、DER フレキシビリティ期待便益の差分が負になっている。これは、DER フレキシビリティの供出量が減少したことにより、アービトラージの期待便益が増加し、DER フレキシビリティの期待便益が減少していることを示している。またアービトラージ期待便益の差分と DER フレキシビリティの期待差分の絶対値を比較するとアービトラージ期待便益の差分の方が大きいことが確認できる。したがって、DER フレキシビリティ市場の報酬単価の低下に対して、DER フレキシビリティへの供出量を減らすことが総便益を大きくする結果になっており、総便益最大化としては合理的な結果になっていると考えられる。

本検討で定式化した最適化ロジックにより、一定程度効率的な運転計画は立案可能なことを確認した。

2.4.1.2 応動可能容量確保技術の検討

年単位での DER フレキシビリティの市場取引が実施された後は、月次、週次、日次の頻度で、翌月、翌週、翌日に必要となる DER フレキシビリティ量がアグリゲーターへ通知されると想定される。その通知に応じた DER の応動可能容量を確保する技術の検討が必要となる。余分に応動可能容量を確保することは、DER の他活用による便益の減少につながってしまうため、効率的な応動可能容量確保技術を検討した。

今回は高圧需要家向けの蓄電池をモデルにした。一般的にはピークカット（契約電力低減）、需給調整市場、容量市場、アービトラージなどの複数の DER フレキシビリティを活用するマルチユースになるため、これらとの便益比較を行った。

(1) 応動可能月の検討

図 99 は、マルチユースで想定される各 DER フレキシビリティのリターンとリスクについて比較を行った結果である。リターンとリスクの高いピークカット（放電）を実施する月は DER フレ

キシビリティの応動（充電）はできないと判断。ピークカット月以外の中間期に応動を選択できる要件が必要となる。

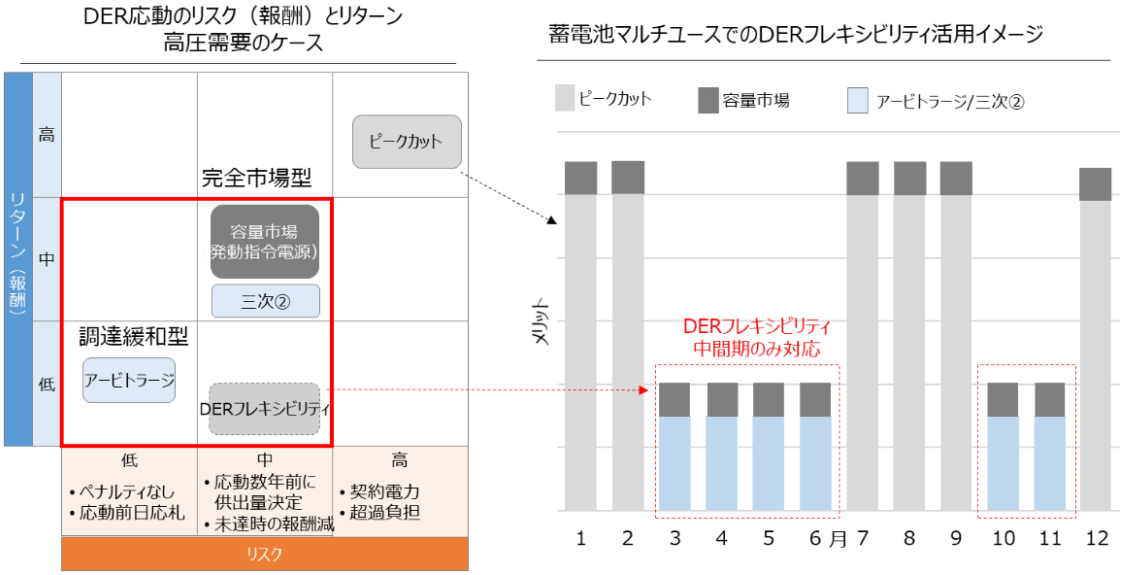


図 99 高圧需要家蓄電池が日本国内で扱う DER フレキシビリティのリスクとリターン

(2) 経済性評価

DER フレキシビリティ要件について、既存の各種 DER 市場（需給調整市場やアービトラージなど）を参考に検討した。ここでは容量市場のように調整力を数年前から確保しておく市場（仮称：完全市場型）とアービトラージのように必要に応じて都度調達する市場（仮称：調達緩和型）で図 100 のように経済性の試算条件を整理した。

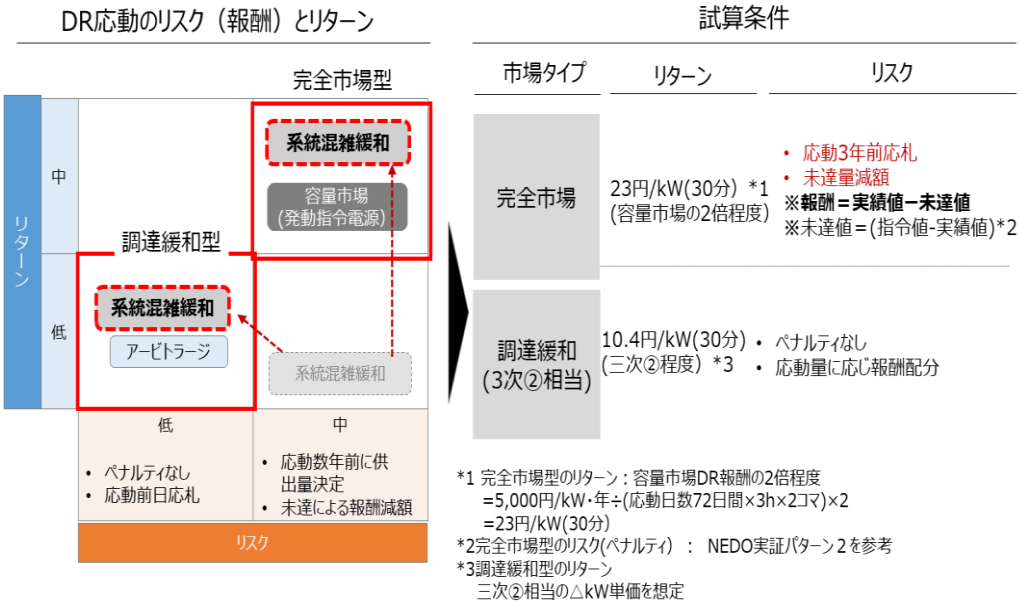


図 100 試算条件

試算結果を図 101 に示す。容量市場のような調整力を数年前から確保しておく市場（仮称：完全市場型）はリターンを高く設定している代わりに応動実績が必要供出量に満たない場合は未達分をペナルティとして減額する仕組みになっている。このため指令値に対し実際の応動量との比率になる応動率が 60%以下になるとリターンの低いアービトラージのような必要に応じて都度調達する市場（仮称：調達緩和型）の報酬を下回ることが分かる。

今回の DER フレキシビリティ要件は、募集断面から実応動断面までに 3 年程度経過することから当該地点の需要が変化する可能性が想定される。例えば実応動断面における需要が増えた場合、蓄電池のピークカット機能によって応動可能量が減少することが考えられる。

経年の需要変動による応動率低下を踏まえると、ペナルティも報酬も共に低い（ローリスク・ローリターン）応動要件にして参加リソースを増やし応動可能量を確保することが現実的と考えられる。

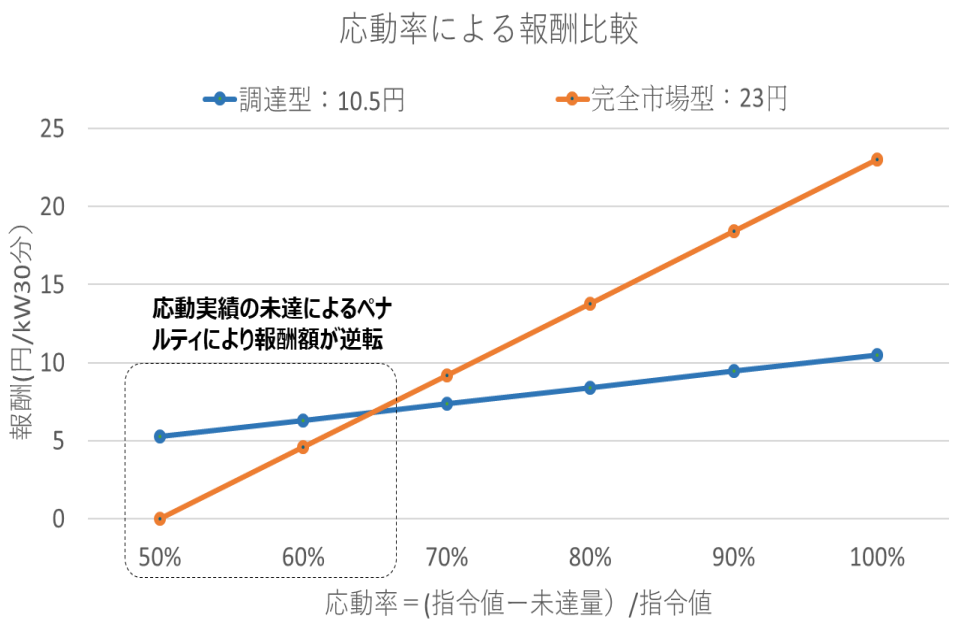


図 101 DER 応動率と報酬の関係

2.4.1.3 今後の課題

本検討を踏まえた、将来的に取組みが必要な残課題については、表 49 のとおり。なお、本内容は、本項目 DER フレキシビリティ管理技術に関する課題にとどまらず、アグリゲーターが DER フレキシビリティ市場に参画するにあたり直面すると想定される課題について広く抽出していることに留意されたい。

表 49 DER フレキシビリティ管理技術検討における残課題

課題	概要
入札時の供出量	・将来の平時の環境予測が必要：需要家消費電力、電気料金、卸電力市場価格、周辺の制度など。 ・将来の平時がベースラインの場合、1 リソース毎の供出量は非常に小さく、得られる報酬も小さい。 　アービトラージ、需給調整市場と大差のない対価の場合、数年前から供出を約束する価値が低い ・入札段階で新設リソースと既設のリソースは平時の運用が同じであればベースラインも同じとなるため、新設誘致のメリットは一切なくリソースを集める事が困難。
メニューの多様化	フレキシビリティの対価は大きく無いので、マルチユースの中の別の動作で収益構造を立てることが主体となると想定。 ⇒年間供出でいつでも供出出来る状態だと供出量は小さく、月別などで募集が分かれることが好ましい
需要家併設型蓄電池による 1 分値単位の制御量確保	1 分値単位の応動量では時間滞在率 90%を確保できない日が発生するため 30 分値単位のみの評価が望ましい
アグリシステムの機能実装方法（系統毎の DER 群管理方法等）	DER の一括制御（フレキシビリティの余力融通）の検討
配電網単位でのリソース応動指令	他の市場と同様に登録リソース全てで供出量を確保することを考えることがベースであったが、WG2 でのコメントにあるように、特定の配電網にあるリソースへ応動指令がある場合、アグリゲートの効果が薄まり、供出量を確保する事が困難となることが想定される。 アグリゲーターとしては入札量に対しては、応動までにリソースを増やすことも含めて検討するもの。 募集が配電用変電所エリアでは無く、各配電系統などであれば問題無いかもしれないが最低供出量を確保する事が課題となる。
需要家蓄電池による 1 分値単位の制御量確保は厳しい	1 分値単位の応動量では時間滞在率 90%を確保できない日が発生するため 30 分値単位のみの評価が望ましい
経年の需要変動影響により応動量が未達になる	募集断面から応動断面までの数年間で需要家電力が変動することが想定され、発動時の応動率（応動量÷指令値）が大きく低下する可能性がある。応動率が低くてもペナルティを課さないなど緩めの要件でないと募集量が集まり難い可能性もある。

2.4.2. DER フレキシビリティ制御技術の検討

DER フレキシビリティの募集要件に対応した制御・計測技術の検討を行う。既存の DER 制御機能を考慮しつつ想定される DER フレキシビリティの制御要件に対応できるシステム構成を検討し実フィールドでの実証試験による評価を行った。

2.4.3. DER フレキシビリティ制御・計画・評価技術の検討

既存の VPP/DER システムをベースに高圧需要家蓄電池向けの DER フレキシビリティ制御システムを検討した。

DER フレキシビリティの制御要件を需給調整市場の三次調整力②相当と容量市場の発動指令電源相当の 2 タイプとし、2 つの市場要件に対応できるシステム機能とした。図 102 に DER フレキシビリティ RA システム構成を示す。上位（AC システム）からの指令を OpenADR 形式で受ける管理システムは汎用パッケージ製品とし、各種 DER フレキシビリティの運転計画作成とエネルギーマネージメントシステム（以下、EMS）への充放電指示ができる機能をゲートウェイシステム（以下、G/W）に持たせる構成とした。極力パッケージ製品を活用することで費用低減と構築期間の短縮を志向した。

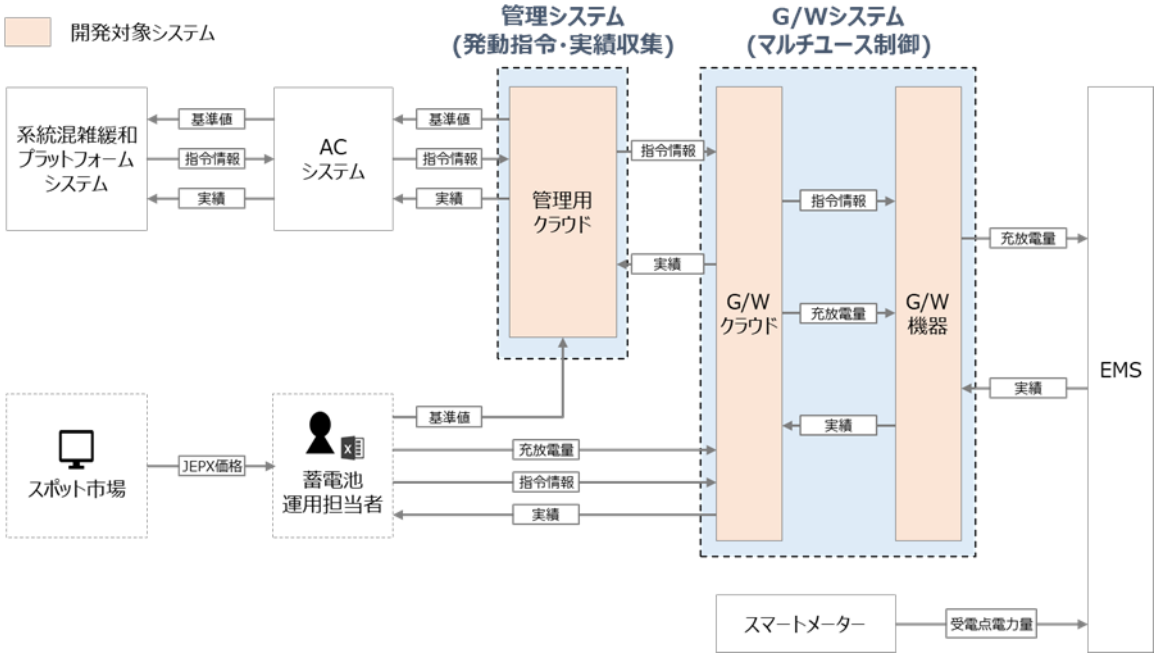


図 102 DER フレキシビリティ RA システム構成

RA システムの機能の一例として、DER フレキシビリティの運用フロー（図 103 参照）にあるオペレーション部分の基準値算定（ベースライン）、制御、応動実績報告については、汎用パッケージである管理システムでは開発工数が多くなることから G/W システムで演算し管理システム側に送る仕組みになっている。

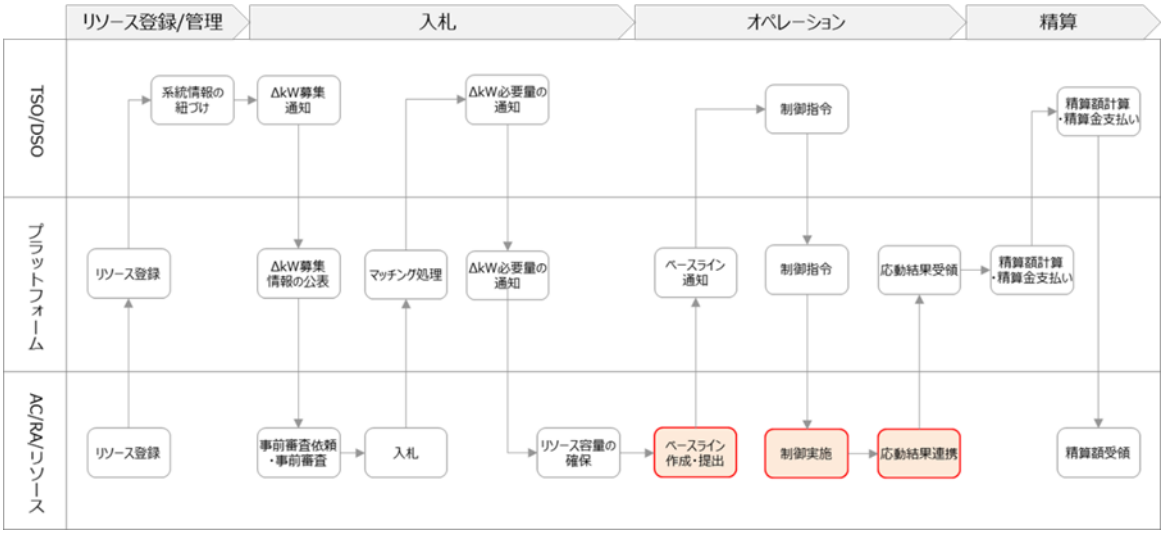


図 103 DER フレキシビリティの運用フロー

2.4.4. フィールド実証結果を踏まえた技術要件整理

高圧需要家蓄電池によるフィールド実証結果を整理する。表 50 に実証試験ケースを示すように、実証 7 日間のうち前半 3 日間はパターン①（三次調整力②相当）、アービトラージ（JEPX 市場価格の値差で応動）を 1 日挟み、後半の 3 日間はパターン②（発動指令電源相当）の応動要件にて実証を実施。なお、パターン②は募集断面以降に需要が増加し募集供出量に対し実応動が未達になるケースを再現するため受電点のピークカット閾値を下げている。

表 50 高圧需要家蓄電池の実証ケース

実施日		制御パターン	実施内容(パラメータ)
前半	9/14(土)	パターン① (三次調整力②)	• 供出量(系統混雑緩和)：30kW • 基準値：操作なし(L4of5) • ピークカット閾値：70kW
	9/15(日)		• 供出量(系統混雑緩和)：30kW • 基準値：操作なし(L4of5) • ピークカット閾値：70kW
	9/16(月)		• 供出量(系統混雑緩和)：30kW • 基準値：操作なし • ピークカット閾値：70kW
後半	9/20(金)	アービトラージ	• アービトラージ実施タイミング・量： **充電：12~13時、30kW 放電：16半~17半、10kW** • ピークカット閾値：70kW
	9/21(土)	パターン② (発動指令電源)	• 供出量(系統混雑緩和)：30kW • 基準値：操作なし(L4of5) • ピークカット閾値：40kW
	9/22(日)		• 供出量(系統混雑緩和)：30kW • 基準値：L4of5(AB加味) • ピークカット閾値：40kW
	9/23(月)		• 供出量(系統混雑緩和)：30kW • 基準値：L4of5 • ピークカット閾値：40kW

2.4.4.1 制御量の確保

実証前半のパターン①の結果を図 104・図 105 に示す。図 104 の 9/14（土）は、数分ごとに受電電力が大きく変動しており、目標電力を維持するため蓄電池の充電量も大きく変動している。30 分コマ単位（30 分平均値）では全てのコマで応動要件を満たす結果となるが、1 分値毎の判定では、表 51 のようにほとんどのコマで時間滞在率 90%（27 コマ以上）を満たせていない。

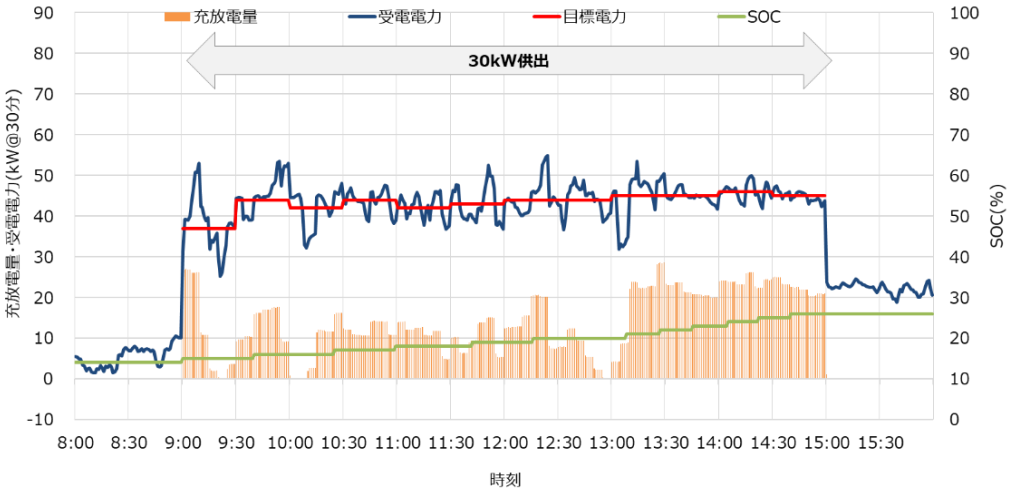


図 104 パターン①（実証日：9/14）

一方、図 105 に示す 9/16（月）は需要地点が休館日になっており、受電電力の変動が非常に小さいため目標電力が安定している。充電量も変動幅が小さくなり 1 分値の時間滞在率は全てのコマで基準値を満たす結果となる（表 51 参照）。

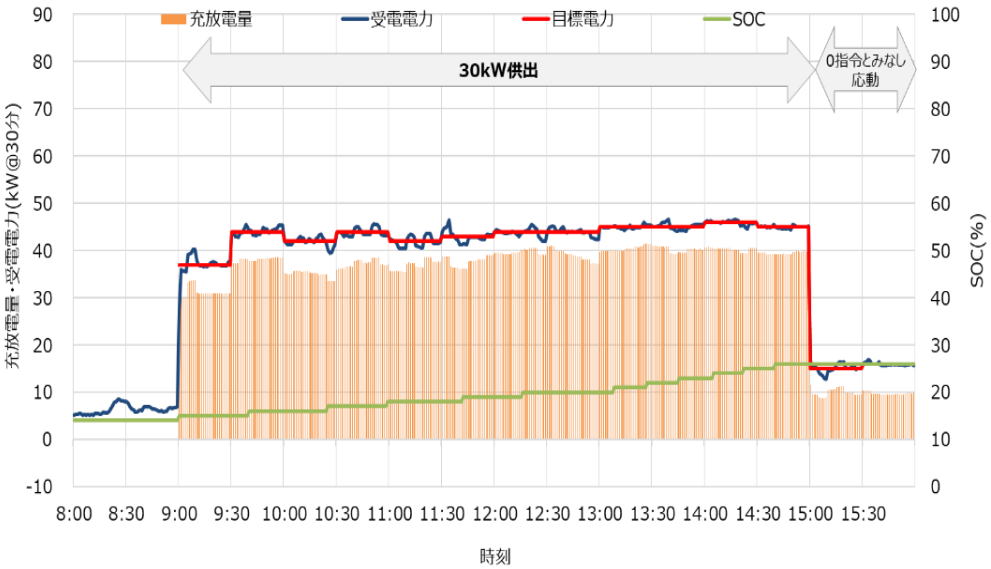


図 105 パターン①（実証日：9/16）

表 51 証試験前半 3 日間のパターン①の応動要件である時間滞在率

コマ	指令値	時間滞在率(30ポイント) ※パターン1基準 ：成功 ：失敗		
		9/14	9/15	9/16
9:00~9:30	・30kW	21	29	29
9:30~10:00		24	29	30
10:00~10:30		23	30	30
10:30~11:00		24	25	30
11:00~11:30		25	30	30
11:30~12:00		18	30	30
12:00~12:30		24	30	30
12:30~13:00		22	30	30
13:00~13:30		22	30	30
13:30~14:00		29	30	30
14:00~14:30		26	30	30
14:30~15:00		30	30	30

2.4.4.2 マルチユース運用（アービトラージ）

9/20（金）のアービトラージ（JEPX の値差運用）実施結果を図 106 示す。系統切替により当日の確報値が発出されない場合を想定してマルチユース運用の一つであるアービトラージの試験を行った。市場価格（JEPX）の安い 12 時～13 時に充電し、市場価格（JEPX）の高い 16 時以降に放電を行っている。発動の有無や報酬額に応じて DER フレキシビリティとアービトラージの応動（充電→放電）を使い分けることができることを確認した。

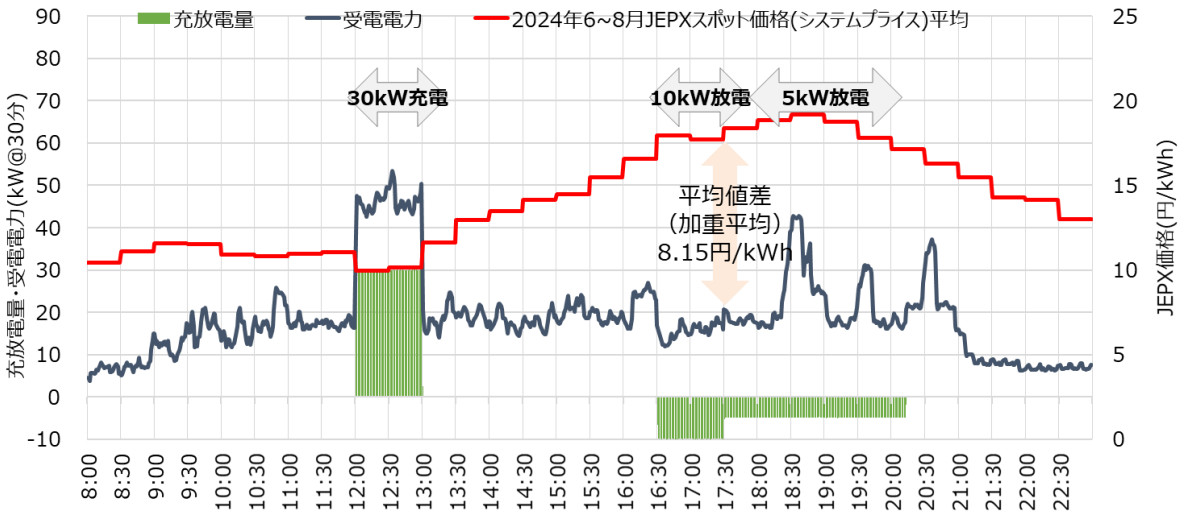


図 106 9/20 アービトラージ試験

2.4.4.3 経年による需要の変動影響

一般的に個別の電力需要は数年でも変動するため、今回の実証要件である募集断面～実需給断面の 3 年経過でも同様の事象により応動量がどのように影響するかを確認する。

実証後半の 9/21～9/23 は受電点のピークカット閾値を下げて供出量が未達になるパターンを再現した。結果を図 107 と表 52 に示す。9/23 の前半ブロックは 0kW 指令、後半ブロックは 30kW の指令となる。このうち後半ブロックは、指令値 30kW を供出するために目標電力 40kW を超える受電点まで充電をする必要があるが、ピークカット閾値機能によって 40kW に留まり応動未達量が発生している。

経年の気温変化に加え、需要地点の操業状態（集客数や事業内容など）の変化による需要変動は発生しやすいことから、応動未達でもペナルティを課さない要件等により募集量が減らない仕組みが必要だと想定される。

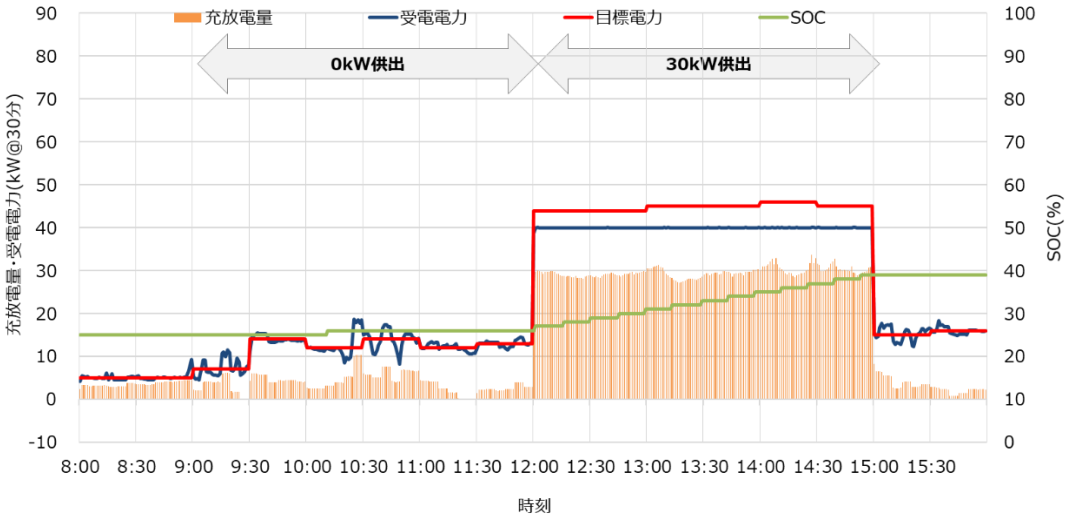


図 107 9/23　パターン 2

表 52 パターン②　ピークカット閾値を下げた状態での応動未達量

コマ	未達量(kWh) ※パターン2基準		：未達量無し　：未達量あり
	9/21	9/22	9/23
9:00~9:30	-0.13	-0.33	-0.14
9:30~10:00	2.03	2.02	-0.02
10:00~10:30	1.01	1.53	-0.22
10:30~11:00	2.01	2.02	0.01
11:00~11:30	1.05	1.03	-0.05
11:30~12:00	1.51	1.52	0.01
ブロック1計	**1.25**	**1.30**	**-0.07**
12:00~12:30	2.02	15.02	2.02
12:30~13:00	2.00	15.01	2.00
13:00~13:30	2.52	2.50	2.50
13:30~14:00	2.50	2.50	2.50
14:00~14:30	3.00	3.00	3.00
14:30~15:00	2.50	2.52	2.50
ブロック2計	**2.42**	**6.76**	**2.42**

2.4.4.4 受電点計測による基準値との乖離影響

次に受電点計測による基準値と受電電力の乖離影響を整理する。

図 108 は 9/14 と 9/16 の試験結果となる。指令値は両日とも 30kW/コマの 6 時間継続である。9/14 は基準値（グラフ点線）よりも充放電前受電点（グラフ赤線）が高いため充電量（棒グラフ）が非常に小さい。9/16 は充放電前受電点（グラフ赤線）が基準値（グラフ点線）よりも低いためその差分は余計に充電する必要があり、表 53 のように指令値に対し充電量が大きくなっている。

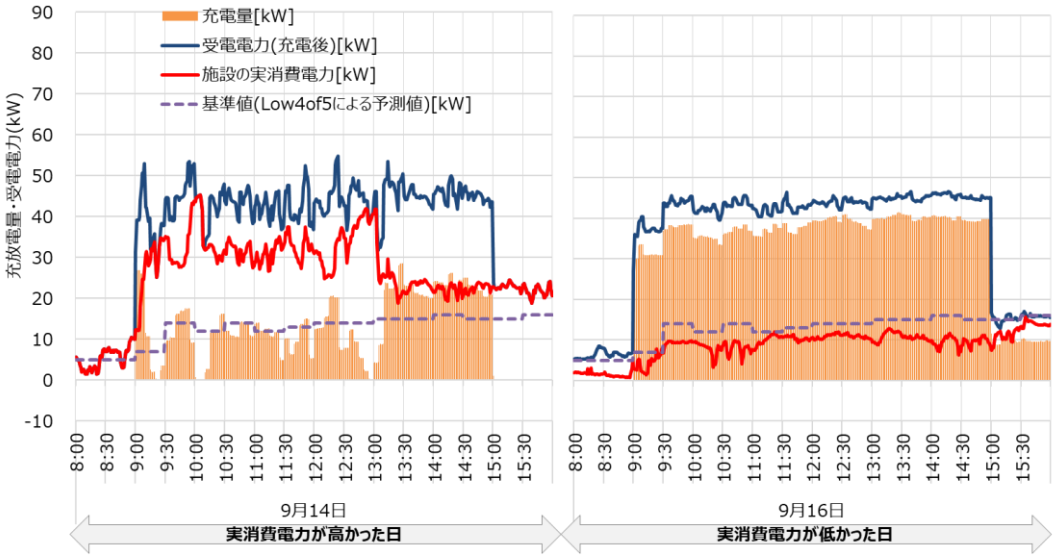


図 108 9/14 と 9/16 の実証試験結果

表 53 は実証試験前半 3 日間の指令値と充電量、さらにその差分（充電量―指令値）を示す。前述のとおり受電点から算定した基準値と受電点で乖離があるため、指令値を満たすためには指令値以上の充電が必要なる日が発生している。仮に、機器点であれば蓄電池の場合は、充放電量そのものが基準値となるため、指令値と充電量の乖離はほぼゼロになる。

表 53 9 月実証試前半 3 日間の応動実績

日付		制御量(kWh)		
		指令値	充電量	充電量－指令値
前半	9/14 (土)	180 (30kW×6h)	85	-95
	9/15 (日)		166	-14
	9/16 (月)		228	+48

2.4.4.5 実証試験結果のまとめ

実証試験結果のまとめを表 54 に示す。

表 54 需要家併設型蓄電池の実証結果のまとめ

項目	検証結果	課題など
制御量の確保	・30 分値ごとの応動量は指令値を満たす ・一方、1 分値単位の応動量では時間滞在率 90%を確保できない日が発生	・空調などの利用によって需要が短時間で大きく変動するため時間滞在率による応動要件を満たすことが難しい ・30 分値単位のみの評価が望ましい
他 DER との併用	・DER フレキシビリティの応動がない、又は前日の約定価格から応動日当日にアービトラージへの変更応動は可能	・DER フレキシビリティとアービトラージの応動パターンは比較的類似するため当日の午前中までに指令の有無が分かれば対応可 ・一方、アービトラージによる充電により、同時間帯の基準値が上昇することから、DER フレキシビリティの応動失敗（実際の需要に対し基準値が高くなるため充電量が増加し蓄電池容量不足もしくは充電量がピークカット閾値に達し充電が抑制される）を招く可能性がある
経年の需要変動影響	・蓄電池のピークカット機能により応動量が未達になる	・募集断面から応動断面までの数年間で需要家電力が変動する可能性は十分にありえるため、応動未達分はペナルティを課さないなど緩めの要件でないと募集量が集まり難いことが懸念される
計測点の影響（受電点）	・受電点計測の場合、基準値との乖離が大きく指令値以上の充電が必要になる日がある	・機器点であれば乖離が少ないが、計測器の設置は必要となる ・基準値（予測値）の誤差（乖離）を考慮した供出量を検討する必要が生じるため、経験・知識の少ないアグリゲーターは参入しにくくなる
基準値算定	・今回実証では、休日のみ応動を実施し、かつ基準値も休日のみを対象にした Low 4 of 5（DR 発動日除外）を採用したため、実証期間内の基準値が基本的に同一になった	・平日に実証を実施し、かつ平日を算定対象とした Low 4 of 5 等を採用した場合は、応動前日まで基準値が確定しない等、業務フロー上の課題が顕在化する可能性がある
システム化範囲	・今回実証においては、以下対応を基本的に手動（メール等）で実施 ・系統切替対応 ・速報値の授受 ・基準値授受 ・SOC 管理 -指令中止を受けた充放電即時停止	・実運用に向けては、どこまでをシステム化する必要があるか、システム化した場合の課題の有無等を評価することが必要

2.4.4.6 今後の課題

本検討を踏まえた、将来的に取組みが必要な課題は表 55 のとおり。

表 55 DER フレキシビリティ制御技術の検討における課題

課題	概要
・他 DER との併用する場合の指令タイミング	・DER フレキシビリティの応動がない日は以下の条件であれば対応できる可能性あり。 ・当日の午前中（午前 9 時ころ）までに応動指令の有無が分かること ・2 ブロック制（9-12 時, 12-15 時）で発動指令電源と同じ指令タイミング（応動開始時間の 3 時間前指令） ・ピークカット対応月は対応不可 ・前日の速報値で発動なしであれば夜間に満充電にしてしまう。当日午前 9 時ころまでに変更指令（なし⇒あり）がくれば後半ブロックのみ対応できる可能性あり、ただし需要によって対応できない可能性もあり
・計測点の影響（受電点）による基準値と実需要の乖離	・受電点計測の場合、基準値との乖離が大きく指令値以上の充電が必要になる日がある。一方、機器点であれば乖離が少ないが計測器の設置が必要
・DER システムとして複数リソースへのマルチユース制御システムの開発が必要	・今回は単独地点を制御するためだけの制御システム実証であったが、マルチユースを複数のリソース間で制御量を調整しながら最適化できるシステム構築が必要か

2.4.5. DER フレキシビリティ活用の社会実装可能性検討

2.4.5.1 DER フレキシビリティのマルチ価値活用のシナリオ開発

電気自動車やヒートポンプ給湯機（HPWH）等の需要機器の調整価値を評価するアグリゲーションモデル「ESIA モデル」をベースに、将来のアグリゲーターの配電網の制約を考慮したマルチ価値を実現する「配電 ESIA モデル」を構築するとともに、送電側も含めた検討でマルチ価値を分析・評価した。

(1) 配電 ESIA モデルの開発と DER フレキシビリティのマルチ価値評価

ESIA モデル（Energy System Integration Aggregation Model）は、発電小売バランシンググループ（BG）を組成するアグリゲーターが、前日にスポット価格、太陽光発電量、電力需要及び給湯需要、EV 走行需要を予測し、全体の調達費用が最小となるよう HPWH、EV の運用計画を構築し、さらに当日の需給断面におけるインバランスを調整するスキームをモデル化したものである。基本モデルのイメージとシミュレーションフローを図 109、図 110 に示す。[8]

[8] Y. Iwafune et al., “Aggregation model of various demand-side energy resources in the day-ahead electricity market and imbalance pricing system”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol.147, No.108875 (2023)

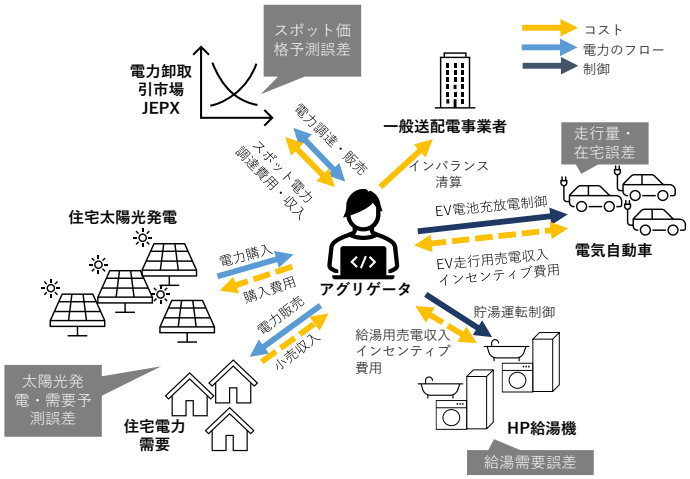


図 109 基本 ESIA モデルのイメージ

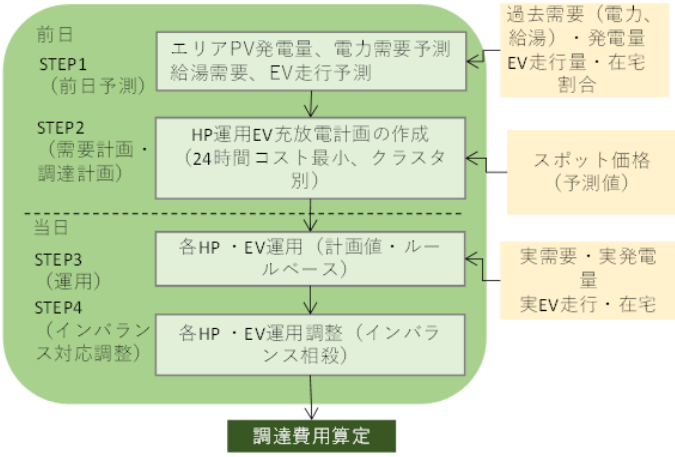


図 110 基本 ESIA モデルの処理フロー

配電網制約を考慮する場合には、アグリゲート対象の需要・PV のネット潮流量の値が制約され、DER は逆潮流を抑制するように上げ方向に需要を作る、上げ DR（ディマンドリスポンス）機器として運用される。本事業において、欧州などで検討されている、配電網混雑回避のための DER フレキシビリティ市場を想定し、前日段階の潮流予測による DER リソース確保及び運用計画の構築、当日 1 時間前の再予測による上げ DR 発動の決定、という一連の運用プロセスを想定した。今回、さらに、DER のマルチ価値を評価するために、調整力市場における便益を算定するために、三次調整力②における取引も含めてモデル化を行った。開発したモデルの全体の概要及び処理フローを図 111、図 112 に示す。

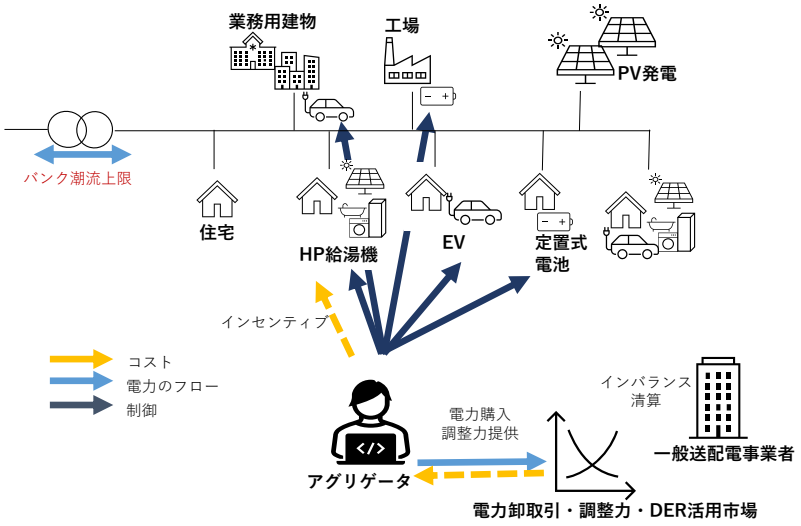


図 111 DER フレキシビリティ市場を考慮した ESIA モデルの概要

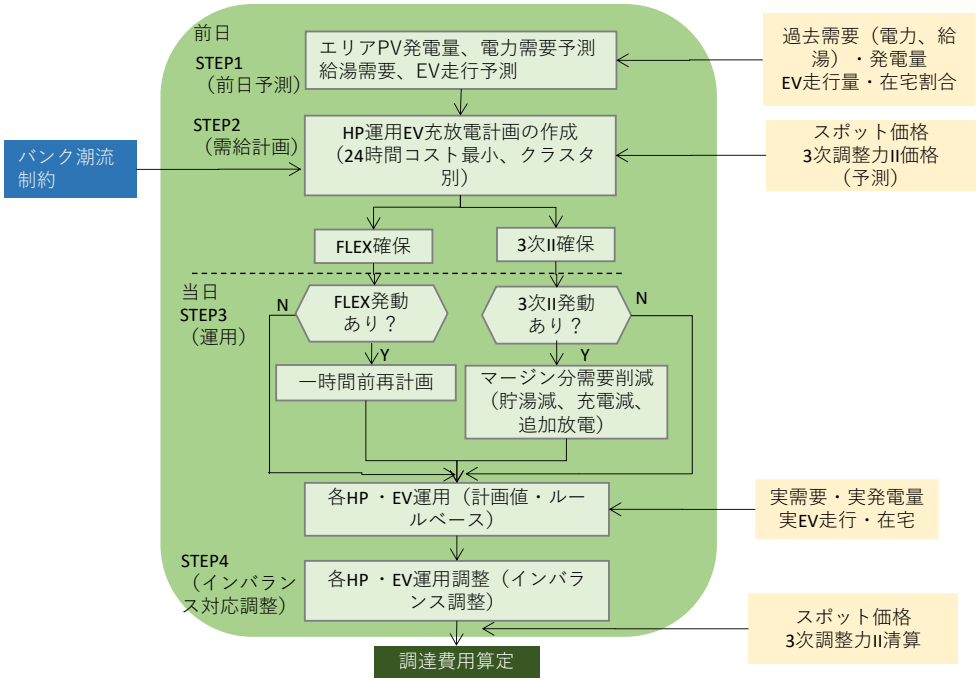


図 112 DER フレキシビリティ市場及び三次調整力②市場を考慮した ESIA モデル処理フロー

(2) DER フレキシビリティ市場を考慮した ESIA モデルの構造

開発モデルは、調整可能な DER リソース（EV、HPWH）を含む需要及び発電設備からなるアグリゲーターが BG 運用を行うとして、スポット市場及び三次調整力②市場からの調達費用最小化を目的とするよう EV、HPWH の運用を最適化するものである。前日の予測、それに基づく計画策定、当日運用（予測誤差によるインバランス対応のための調整、調整力発動等の有無）を考慮したプロセスを 365 日繰り返す。

DER フレキシビリティ市場に関しては、未整備の市場ということもあり、市場価格の想定が困難であるため、計画時の制約という形でモデルに組み込んだ。一般送配電事業者が前日 10 時までに混雑なし（予測潮流が最大潮流に対して X%を超えない）と判断した場合、DER はリリースされ、アグリゲーターは、スポット市場最適化にて前日計画値を構築する。混雑ありと判断された場合は潮流制約付きスポット市場最適化で計画値を構築する。そして当日 1 時間前にも混雑あり（予測潮流が最大潮流に対して Y%を超える）と判断された場合、DER フレキシビリティ市場での指令が発動（ 以下 FLEX 発動、上げ DR 活用）とし、1 時間前予測データを用いて再計画（計画時の上下限制約 Z%）し、実績データで運用する。

以下に処理フローの詳細を示す。

1) 予測

前日朝 10 時までに利用可能な情報を用いて、翌日のスポット市場価格、三次調整力②価格、対象の PV 発電量（全体）、電力需要（全体）及び給湯需要（一台ずつ）、EV 走行需要（一台ずつ）を予測する。予測方法は表 56 に示すとおりである。なお、気象データ（日射量、気温）の予測値、実績値としてメソ数値予報モデル GPV（MSM）データを用いた。

表 56 各パラメータの予測方法

対象	予測方法
スポット価格	供給エリア全体の太陽光発電量と需要を予測し、それらを特徴量として価格を予測。予測モデルの選定は、サポートベクターマシン、ランダムフォレスト、重回帰モデルの予測結果から精度が最も良いもの（%RMSE が最も低いもの）を採用。学習データは、すべて過去 30 日分の同じ時刻のデータ ・太陽光発電予測：特徴量は日射量のみ、ランダムフォレストを採用 ・需要予測：特徴量は気温データと休平日フラグ、ランダムフォレストを採用 ・価格予測：特徴量は予測された太陽光発電量と需要。重回帰モデルを採用
三次調整力②価格	前々日までの過去 2 週間の休日・平日別平均
PV 発電量（アグリゲーション対象全体）	当該地域（県庁所在地）の気象を用いて、重回帰モデルにより PV 時刻別発電量を予測し合計値を算定。説明変数は、気温と日射量予測データ。ステップワイズ法により特徴量の取捨選択実施。学習期間 30 日
電力需要（アグリゲーション対象全体）	当該地域（県庁所在地）の気象を用いて、重回帰モデルにより電力需要を予測。合計値を算定。説明変数は、前日同時刻の需要、2 日前同時刻の需要、休平日フラグ、予測気温。学習期間 30 日
給湯需要	前々日までの過去 7 日間の平均、1 標準誤差（マージン）加えた量を貯湯
EV 走行・在宅	前々日までの過去 14 日間の休日・平日別平均

2) 前日計画

アグリゲーション台数を N 台とする。k-means 法を用いて、N 台の予測給湯需要及び予測 EV 走行の時間別のプロファイルに基づいて、それぞれ M 個のクラスタに分割する。

翌日の予測スポット及び三次調整力②価格、対象の需要、PV 発電量予測値を所与とし、各クラスタの給湯需要と EV 走行量に対し、24 時間先までの総費用（スポット市場からの調達費用－三次調整力②からの収入）が最小となるように HPWH の貯湯計画及び EV 電池の充放電計画を作成する。オリジナル需要（給湯、EV 走行）を賄う調達に加え、三次調整力②用のマージン分の運転が計画される。三次調整力②が発動されてもされなくも、オリジナル需要が賄われ、かつ貯湯槽や蓄電池の利用可能量が逸脱しないよう制約が設けられる。なお、三次調整力②用に活用できるマージンとして、発動なし時の実績出力／計画出力の年間平均値が 90%程度となるよう、上限を設定した。これは、三次調整力②の実績値の許容範囲が応札値の±10%であるためである。

前日予測値に基づいて合計潮流の合計が閾値を逸脱する場合には、DER フレキシビリティ市場に対応する日（FLEX キープ日）として潮流上下限制約が発動する。

・目的変数

翌日 24 時間先までの調達費用（スポット価格×（需要－PV 発電量）－ 三次調整力②価格×調整力確保量⊿kW））最小化

・制約条件

クラスタ別電力需給バランス、HPWH 入出力バランス（三次調整力②発動あり時、なし時）、貯湯タンクバランス（三次調整力②発動あり時、なし時）、タンク容量上下限制約（三次調整力②発動あり時、なし時）、EV 電池入出力バランス（三次調整力②発動あり時、なし時）、電池 SOC バランス（三次調整力②発動あり時、なし時）、SOC 上下限制約（三次調整力②発動あり時、なし時）、潮流上下限制約

3) 再計画（一時間前）

DER フレキシビリティ市場に関しては、前日に DER キープされている場合、当日 1 時間前に、PV 発電量の再予測を行い、潮流予測値を更新し、混雑あり（予測潮流が最大潮流に対して Y%を超える）と判定された場合、 FLEX 発動（上げ DR 活用）とし、1 時間前予測データを用いて潮流制約内に潮流量を抑制するよう再計画（計画時の上下限制約 Z%）を行う。

4) 当日運用

給湯需要と EV 走行量の実績値を用いて、毎時の HPWH の貯湯量と蓄電池の充電・放電量を一台ずつ決定する。前日計画あるいは一時間前の再計画に基づいて、貯湯可能量、充電可能量、放電可能量まで貯湯、充電、放電を行う。エリア全体の PV 発電量、家庭用電力需要は実績値で算定する。三次調整力②発動時は、計画値のマージン分、HPWH 貯湯運転・EV 充電を停止し、EV 放電を追加する。FLEX 発動ありの場合は、再計画に基づき運用を行う。

全体の需給バランスより、実績スポット価格で調達価格を算定するとともに、②の前日需給計画からの乖離（インバランス量）に基づく、インバランスコストを算定する。

リアルタイムの調整が可能という想定のもと、インバランス調整を行う場合、インバランス発生量を抑制するよう、給湯需要と EV 走行量の実績値を用いて、毎時の HP の貯湯量と EV 蓄電池の充電・放電量を決定する。各クラスタ内で、貯湯量や SOC の制約を考慮しつつ、貯湯残量の低い HP 給湯機より定格出力運転、SOC の低い方から定格充電運転、SOC の高い方から定格放電運転を行う。

最終的な調達費用は、以下のように算定される。

Σ（（計画スポット買電電力量―計画スポット売電電力量）×スポット価格
＋不足インバラ量×不足インバラ単価―余剰インバラ量×余剰インバラ単価
＋EV 外部充電量×外部充電単価
―三次調整力②⊿kW 供出量×三次調整力②⊿kW 単価―三次調整力②⊿kWh 供出量×スポット価格

混雑対応に着目して処理フローを整理したものが図 113 である。前日の時点で、翌日混雑がないと判断された場合は、スポット市場（三次調整力②市場）最適化を行う。混雑ありと判断されたキープ日の場合、潮流制約が発生するが、スポット市場価格も考慮に入れた運用を目指すか目指さないかで、最適化の結果が変わり、運用が変わる。よってアグリゲーターによる混雑対応時の運用方法について、以下の 2 種類を想定する。

- スポット＋FLEX

スポット市場最適化＋潮流制約を考慮する。市場価格も意識した対応であり、混雑回避度は低くなるがアグリ側の経済性がよい（機会損失が小さい）。

・キープ日 FLEX

潮流制約のみを考慮する。市場価格を意識しない、混雑対応のみ。この時目的変数として夕方高く昼間安いダミー価格（図 114）を用い、確実に昼間に上げ DR が行われるようにする。混雑回避度は高くなるがアグリ側の経済性が悪い（機会損失が大きい）。

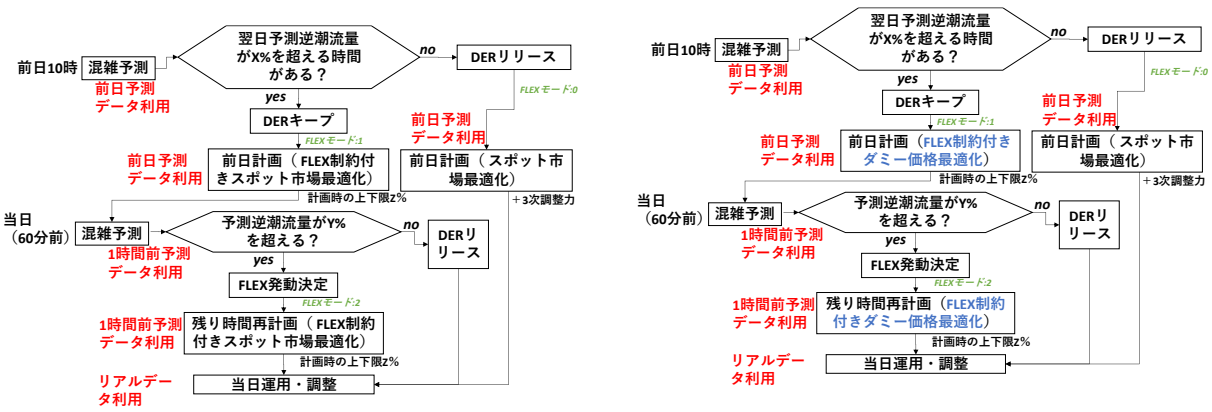


図 113 スポット＋FLEX 運用（左）とキープ日 FLEX 運用（右）処理フロー

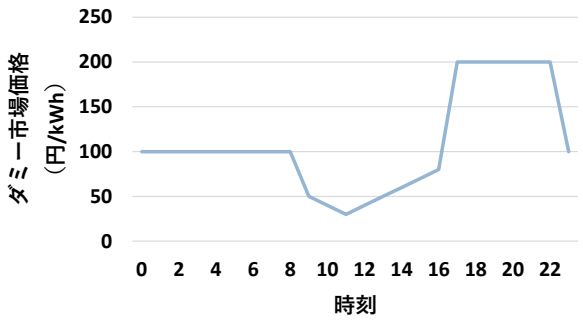


図 114 キープ日計画用のダミー価格想定

(3) DER フレキシビリティマルチ価値評価の考え方

混雑対応のためのアグリゲーターの機会損失と報酬は、図 115 のように整理される。開発 ESIA モデルで算定できるのは、アグリゲーターの市場における調達費用であり、①スポット市場における裁定取引だけを考慮した場合、②調整力（三次調整力②）の取引も考慮した場合、③さらに混雑緩和運用した場合、についてそれぞれ算定される。②は①に比べて、三次調整力②市場からの報酬分、調達費用が削減できる。③と②の差が混雑対応による機会損失になり、これが報酬を下回れば、アグリゲーターを介した HPWH や EV を活用した混雑対応（上げ DR）を行うインセンティブとなる。青色の報酬は、TSO からみた調整費用であり、本来的に緑の設備増強費用を下回る必要がある。基本的に供出⊿kW に FLEX 確保時間、単価を乗じた値となる。キーになるのが、供出⊿kW のベースラインであり、DER がない（あるいは HP は夜間運転）状態、すなわちリソースなし時とする場合と、スポット市場価格のみで最適化した場合が想定される。前者であれば、ベースラインの計算は容易であるが、TSO の調整費用が膨らむ可能性がある（裏を返せば、アグリゲーターの報酬は大きい）。後者であれば、FLEX 非発動時の直近の裁定取引運用等の結果から、ベースラインを決定することになり、想定は難しくなるが、TSO からみた調整費用は小さくなる（アグリゲーターの報酬は小さくなる）。

本評価では、アグリゲーターの機会損失と想定される報酬を算定し、アグリゲーターにおける DER 活用の経済性について検討する。

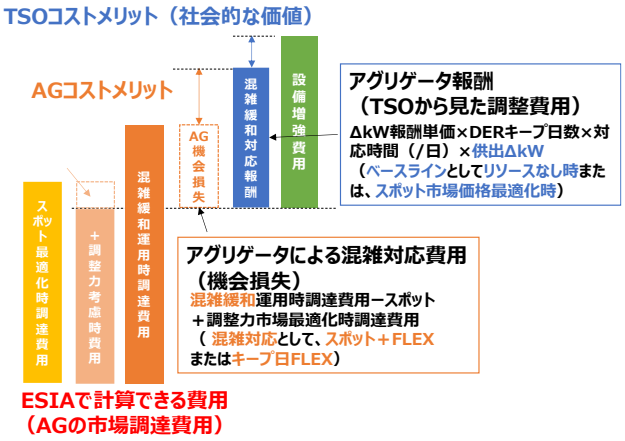


図 115 DER フレキシビリティマルチ価値評価の考え方

(4) シミュレーション結果（2022 年断面の結果）

2022 年と 2030 年の 2 断面を想定し評価を実施したが、ここでは 2022 年断面の評価結果を示す。2022 年断面（2022 年 4 月～2023 年 3 月）では、東京電力管内のスポット市場価格を予測し、スポット市場調達費用を最小とするように HPWH、EV の運用を決定し、インバランス料金も算定した。三次調整力②市場を考慮しないスポット市場のみを考慮した場合の各シミュレーションケースは表 57 のとおり。

表 57 シミュレーションケース（2022 年度）

	ケース	考慮する市場			ケース設定
		スポット市場	DER フレキシビリティ市場	三次調整力②市場	
Case1. 0	基準ケース	－	－	－	HPWH：深夜運転、EV：帰宅後即充電
Case1. 1	スポットのみ最適制御	○	×	×	スポット市場調達費用最小化（EV：充電のみまたは充放電あり）
Case1. 2	スポット＋FLEX 最適制御	○	○	×	キープ日以外：スポット市場調達費用最小化 キープ日：潮流制約付きスポット市場調達最小化（EV：充電のみまたは充放電あり）
Case1. 3	キープ日 FLEX 最適制御	△（キープ日以外）	○	×	キープ日以外：スポット市場調達費用最小化 キープ日：潮流制約付きダミー価格最小化（EV：充電のみまたは充放電あり）
Case1. 4	全日キープ FLEX 最適制御	×	○	×	全日キープ、潮流制約付きダミー価格最小化（EV：充電のみまたは充放電あり）

まず、アグリゲーション対象となる HPWH、EV 導入前の群馬エリア住宅 100 件の潮流を基準として、混雑の想定を行った。5 月の潮流（需要―PV）の状況を図 116 に示す。予測は前日 10 時時点の予測値である。年間通じた HPWH 及び EV 導入前の状態の順潮流量、逆潮流量の最大値は 196. 0、332. 4kWh/h であり、PV の最大発電量は 370. 3 kWh/h であった。逆潮流最大値を 100%として、混雑閾値を 90%から 70%とした場合の、混雑日数及び時間は図 117 のようになる。今回の想定では、前日 DER キープの条件を混雑条件閾値 70%を超える時間が発生する日とし、当日 FLEX 発動の基準は閾値 80%を超える時間としたので、前日キープ日数は予測潮流を参照し 72 日間/年、FLEX 発動時間は実潮流を参照し 106 時間/年（全時間の 1. 2%）となった。

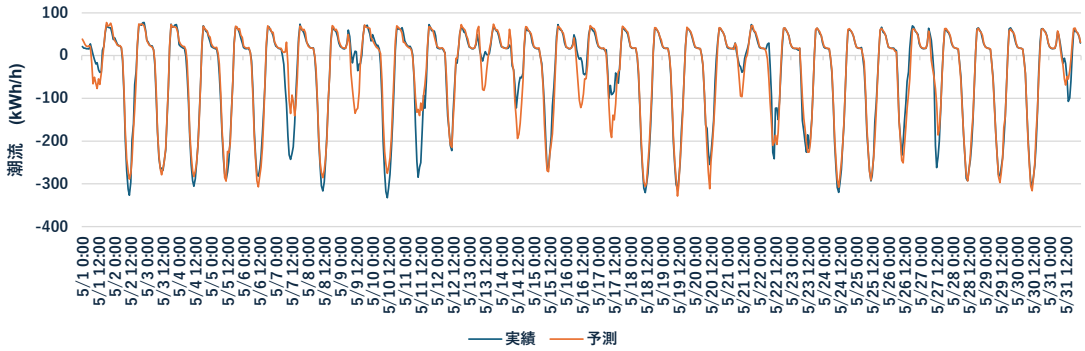


図 116 住宅 100 件の合計実績潮流（HPWH、EV 導入前）

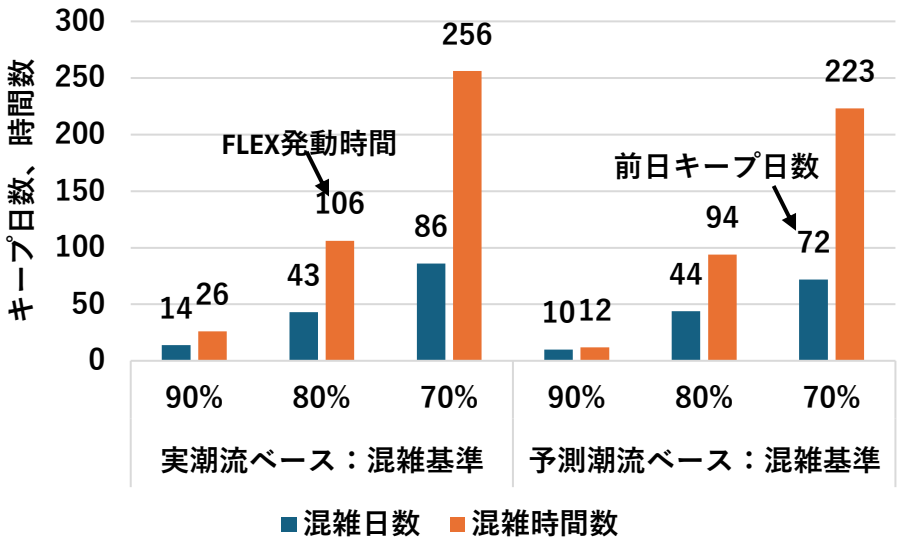


図 117 混雑日数及び混雑時間数

この混雑状況を前提として、HPWH100 台を用いてアグリゲーションした場合の総調達費用及び混雑時間を図 118 に示す。Case1. 0 基準ケースに対する Case1. 1 スポット市場のみの最適化ケースの運用費用削減効果は、9, 043 円/台/年（14%）であり、HP 消費電力量も 13%削減となった。HPWH の場合、逆潮流により配電混雑が起こる（閾値 80%を越える）時間帯は、Case1. 0 基準ケース（夜間運転）でも 106 時間であり、全時間の 1. 2%である。Case1. 1 スポット市場調達最適化でも、市場価格が安い時間は基本エリア全体の PV 発電量が多い時間でもあるので、それらの時間帯に HPWH 貯湯運転がシフトし、混雑時間は 39 時間まで減少する。DER フレキシビリティ市場も考慮した運用になると、Case1. 2 スポット＋FLEX の場合で 10 時間、Case1. 3 キープ日 FLEX で 1 時間まで混雑時間が減少する。このとき混雑時間が 0 にならないのは、前日の潮流予測（住宅 PV 発電量及びその他電力需要）において予測外れが起き、本来発動されるべき日に FLEX が発動されなかったり、発動に至ったとしても、予測誤差の影響により DER では調整しきれないようなケースが発生するためである。Case1. 4 全日 FLEX で 0 時間となっている。結果として、Case1. 1 スポット市場のみの最適化ケースと、DER フレキシビリティ市場ありケース（Case1. 2、Case1. 3）では運用に大きな差がなく、結果運用コストの増加も Case1. 3 キープ日 FLEX のケースでも 229 円/台/年（0. 4%）であった。つまり、DER フレキシビリティ市場を追加的に考慮した際の市場調達費用としてのコストアップは大きくないといえる。なお、Case1. 3 全日 FLEX ケースのコスト増加は、3, 340 円/台/年（5. 82%）と影響が大きい。

配電エリアと、TSO エリア全体の PV 発電の傾向に違いがなければ、基本スポット価格は、PV の発電量が多い時間帯に安くなるため、市場価格に基づいて HPWH 貯湯運転がなされれば、おのずと配電エリアの PV 逆潮流を緩和する方向に貢献する。ただ、市場価格予測には誤差が含まれ、そもそも、スポット価格自体が必ずしも混雑時間帯と連動するわけでもないため、確実性は低い。DER フレキシビリティ市場を加味すればより、HPWH 運転を混雑時間にシフトできる。

図 119 は HPWH の運用結果を時間別にプロットしたものである。スポット予測価格が、エリア PV 発電量に連動しない（予測誤差が大きいか、実質リンクしないのかは状況による）5/10、

5/19 では、Case1. 1 スポット価格のみ最適化（黄色）では、逆潮流を抑制する HP 貯湯運転が行われず潮流制約を逸脱している。特に 5/10 は、より乖離が大きく Case1. 2 スポット+FLEX（赤破線）でも逸脱が起こっている。5/15，5/18 は、スポット予測価格が、エリア PV 発電量に連動しており、Case1. 1 スポット価格のみ最適化（黄色でも逆潮流を抑制する HP 貯湯運転がなされている。

EV100 台を用いてアグリゲーションした場合の総調達費用及び混雑時間についても検証した。

EV 充電制御の場合、Case1. 0 成り行き充電に対する Case1. 1 スポット市場最適化による EV 一台当たりの運用費用削減効果は、12, 489 円/台/年（19%）であり、混雑時間も 91 時間から 52 時間へと減っている。DER フレキシビリティ市場の考慮によるコストアップは、HPWH と同様に Case1. 3 キープ日 FLEX でも、1%以下であり、スポット市場調達最適化ケースに比べて混雑時間は 2 時間へと大きく減少した。EV の場合、Case1. 2 スポット＋FLEX と C1. 3 キープ日 FLEX で混雑時間は同じであり、HPWH と違う傾向がみられた。これは、EV のほうが一台当たりの調整量が大きいため、Case1. 2 でも十分な混雑緩和ができたものと考えられる。Case1. 4 全日キープだと Case1. 1 に比べてコストが 2. 3%上昇する。

充放電制御の場合、Case1. 0 成り行き充電に対する Case1. 1 スポット市場最適化による EV 一台当たりの運用費用削減効果は、54, 247 円/台/年（82 %）と非常に大きい。しかし、逆潮流混雑時間は 91 時間から 132 時間へと増加している。そして順調流混雑時間も 538 時間と大きい。

Case1. 3 キープ日 FLEX の場合、キープ日にスポット市場価格を反映した裁定取引が限定的となるため Case1. 1 スポット市場調達最適化に比べてコストが 4 割増加した。Case1. 2、Case1. 3 の FLEX 考慮によっても、逆潮流、順潮流ともに、逸脱が多く発生しているが、これはキープ日以外潮流制約非考慮時のスポット市場調達最適化の結果である。一般に、EV の放電を考える場合、住宅需要を越えて逆潮流することが一般的ではないため、放電容量の上限を 1kW/台として、同じシミュレーションを行った。その結果として、Case1. 0 成り行き充電に対する Case1. 1 スポット市場最適化による EV 一台当たりの運用費用削減効果は、27, 027 円/台/年（31 %）となった。逆潮流混雑時間は 91 時間から 120 時間へと増加した。

DER フレキシビリティ市場の考慮による逆潮流混雑時間は、Case1. 2 で 60 時間、Case1. 3 で 25 時間と減少した。順調流混雑が残っているが、順調混雑が発生しているのは主として、朝 5－6 時か、深夜 11－1 時における充電によるものであり、現実的には EV 非保有の需要も同じ配電網に存在すること考えると、通常は問題にならないものと考えられる。

コスト上昇は、Case1. 3 キープ日 FLEX の場合、キープ日にスポット市場価格を反映した裁定取引が限定的となるため Case1. 1 スポット市場調達最適化に比べてコストが 983 円/台/年、3%増加している。逸脱が 25 時間残るのは、キープ日以外のスポット最適化のみの場合に昼間に価格が高いときに放電が発生し、逸脱が発生する場合があるためである。Case1. 4 の全日 FLEX になると、逸脱は大きく減らせるが、Case1. 1 スポット市場調達最適化に比べてコストが 7, 325 円/台/年（19%）と大きく増加する。以降、EV 充放電ケースは放電容量の上限を 1kW/台とすることを前提とする。

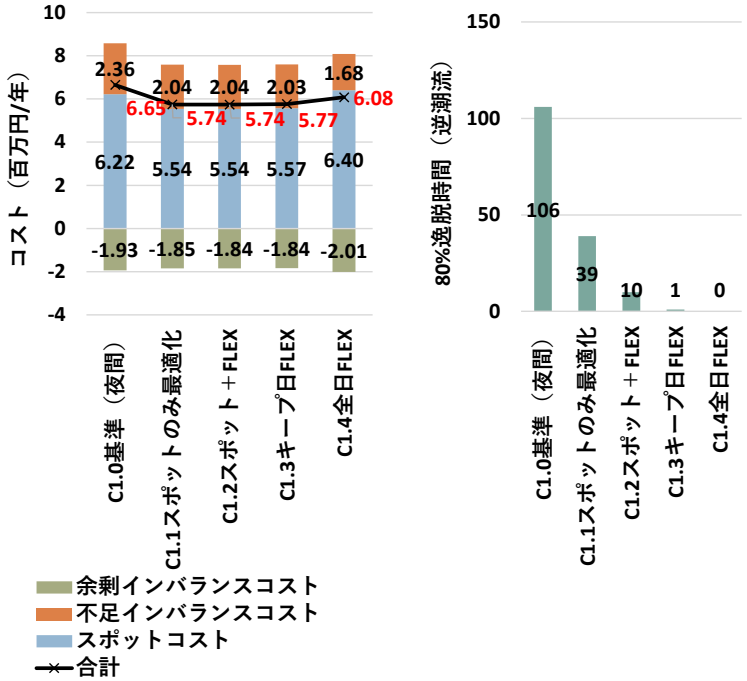


図 118 各ケースにおける年間調達費用と混雑時間（HPWH）

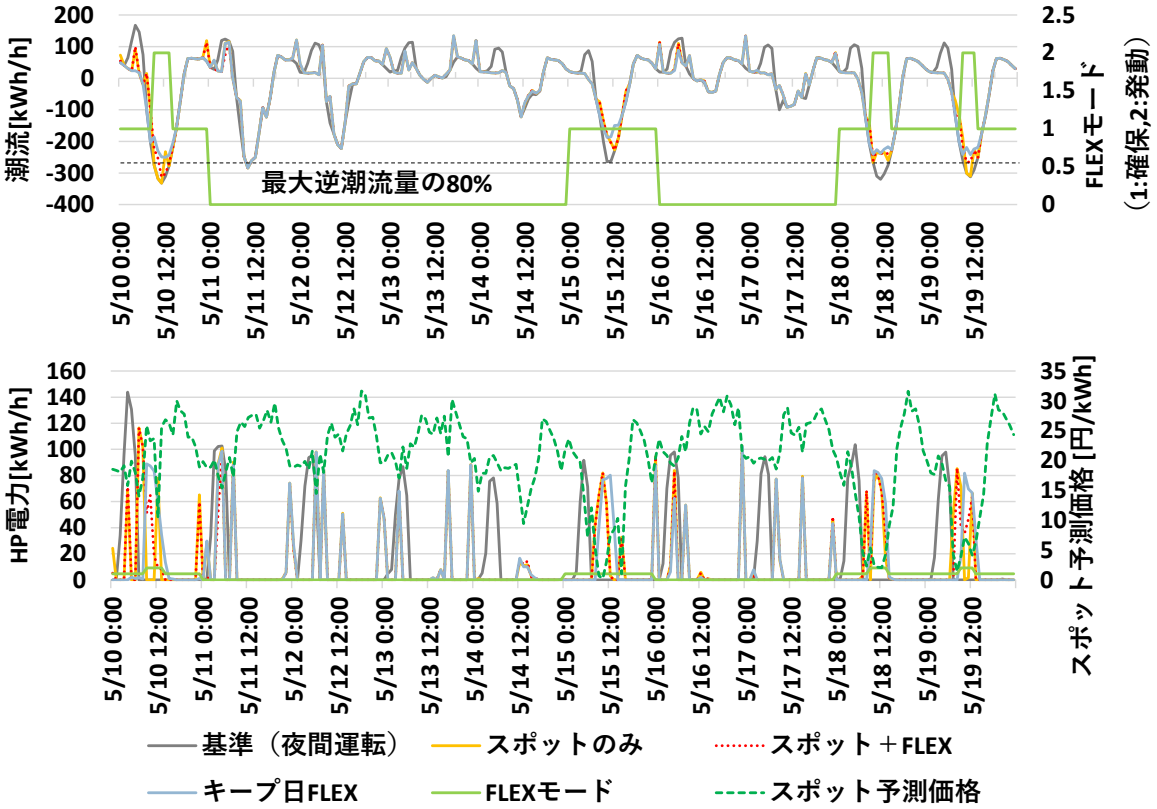


図 119 5 月の運用状況（HPWH）

年間平均の時間別の運用結果を図 120～図 122 に示す。基準ケース、スポット最適化、DER フレキシビリティ市場活用と移行するにつれて、HPWH、EV 充電、充放電の運用が変化し、昼間の調達電力量（逆潮流量）が、減少する傾向がみられる。

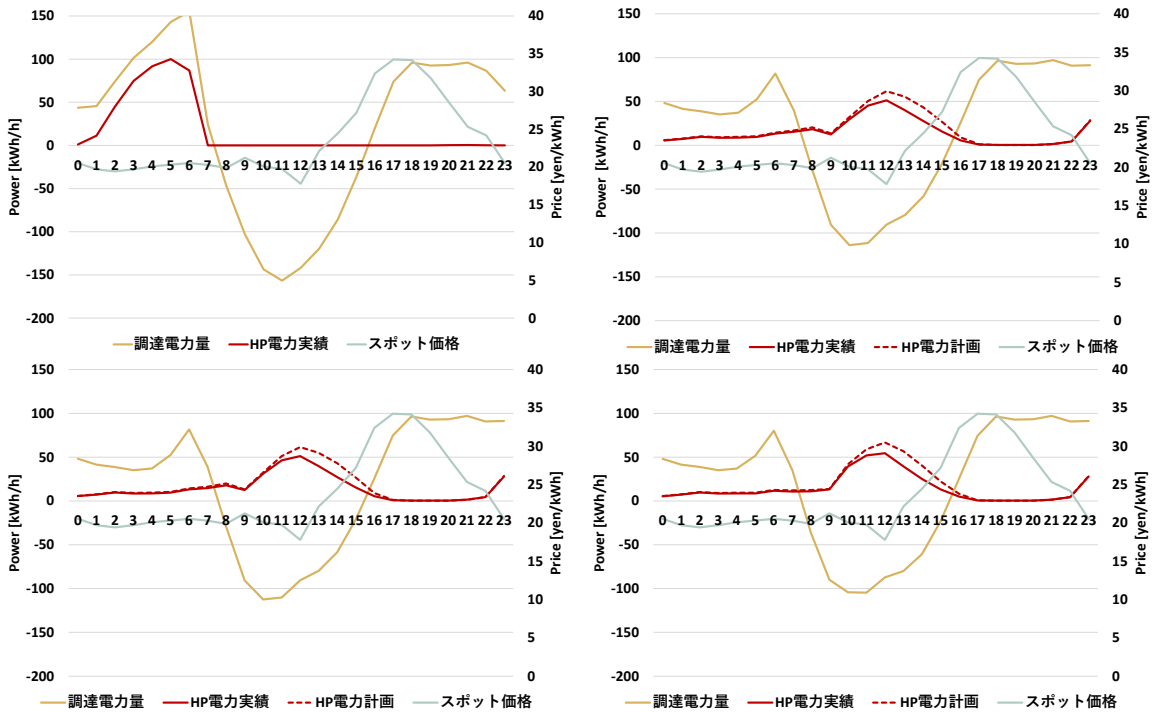


図 120 年間平均の時間別運用結果（HPWH）（左上 Case1. 0 基準（夜間運転）、右上 Case1. 1 スポット価格のみ、左下 Case1. 2 スポット＋FLEX、右下 Case1. 3 キープ日 FLEX）

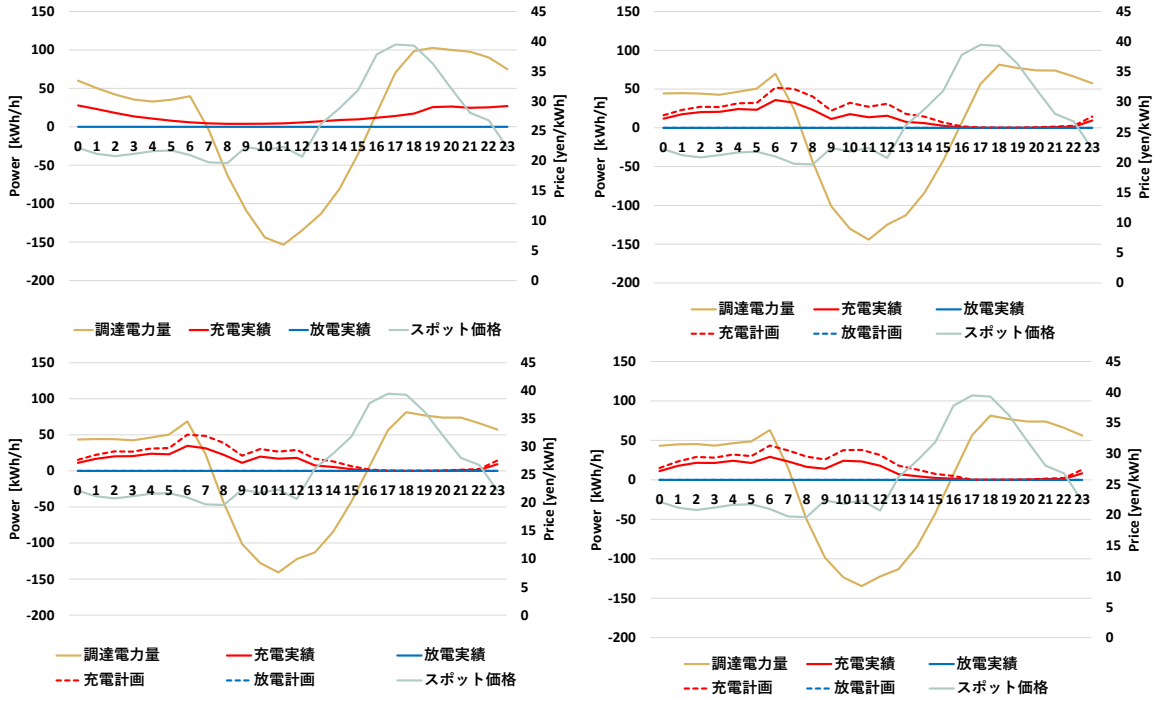


図 121 年間平均の時間別運用結果（EV 充電）（左上 Case1. 0 基準（夜間運転）、右上 Case1. 1 スポット価格のみ、左下 Case1. 2 スポット＋FLEX、右下 Case1. 3 キープ日 FLEX）

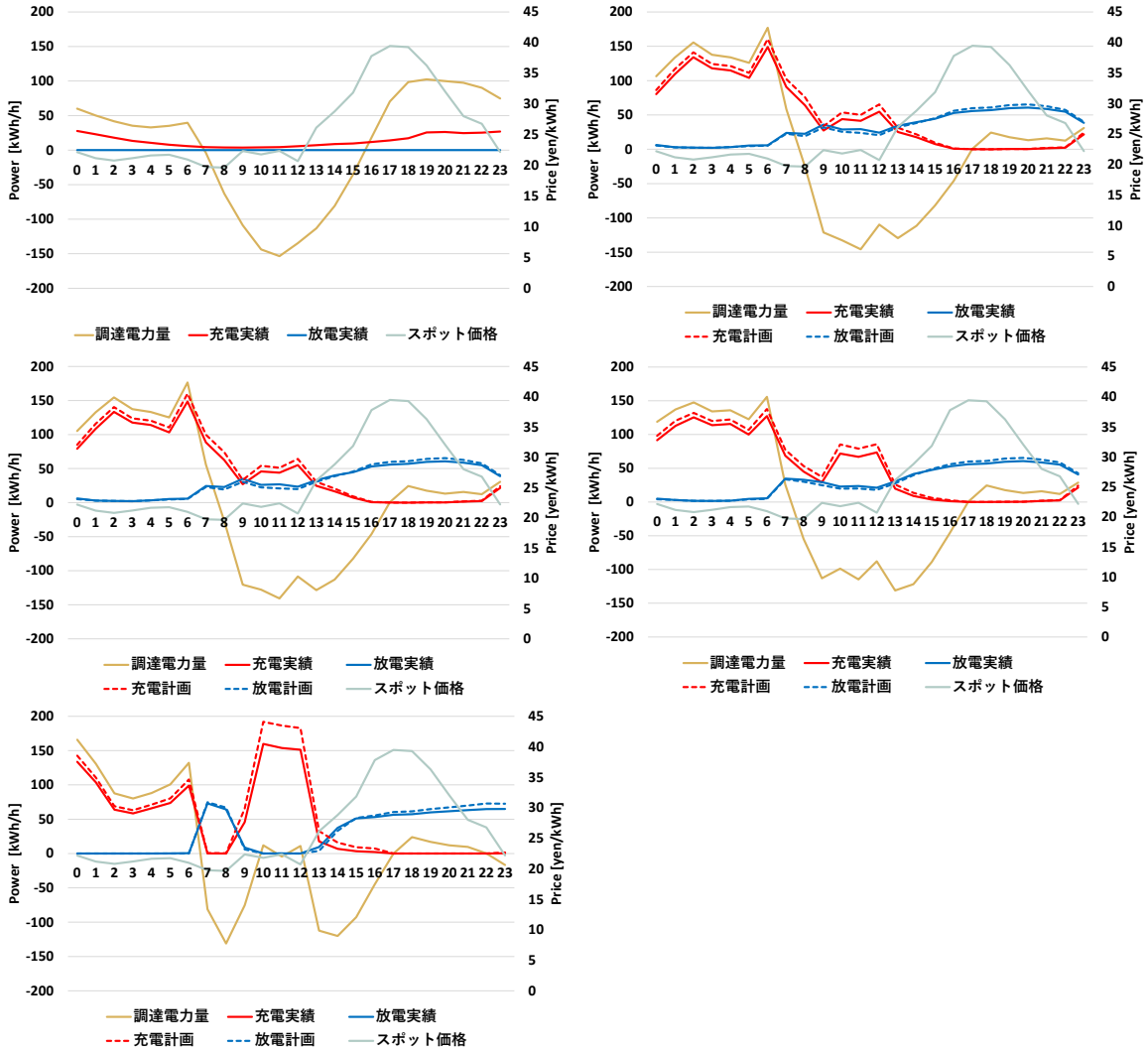


図 122 年間平均の時間別運用結果（EV 充放電（放電上限あり））（左上 Case1. 0 基準（成り行き充電）、右上 Case1. 1 スポット価格のみ、左中 Case1. 2 スポット＋FLEX、右中 Case1. 3 キープ日 FLEX、左下 Case1. 4 全日 FLEX）

HPWH/EV の混雑対応費用と混雑時間を整理したものが図 123 である。スポット＋FLEX の場合、スポット市場調達のみに対する増加費用はほぼない。キープ日 FLEX の場合も HPWH、EV 充電のみ制御は増加費用が小さい。

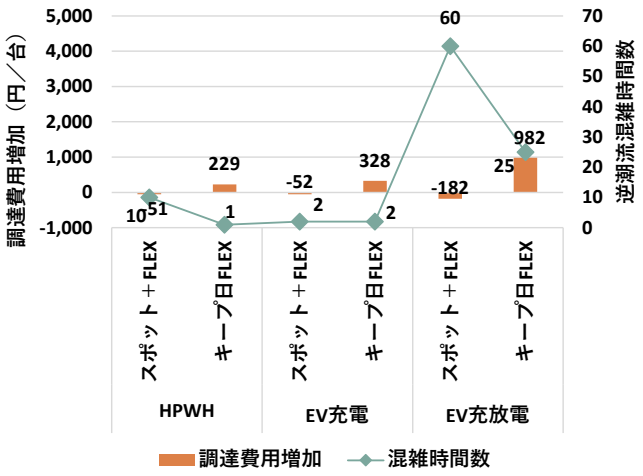


図 123 混雑のためのリソース一台当たり調達費用増加と逆潮流時間

アグリゲーターにおける混雑対応のための調達費用の増加（機会損失）と報酬を以下のように算定する。混雑緩和に対する報酬は、キープ日に供出される⊿kW に対する市場価格より以下のように算定される。報酬単価は、最近の三次調整力②の単価をベースに検討した。

⊿kW 報酬＝⊿kW 契約報酬単価×契約日数×契約時間×⊿ｋW 供出量

- 報酬単価：10.4 円/kW（30 分値）三次調整力②単価をベースに検討、23 年 11 月～24 年 4 月の⊿kW 平均落札価格　（月平均、東京、12~18 時）
- 契約日数：72 日/年（シミュレーション結果・前日 DER キープ日数）、契約時間は 3 時間/日を想定
- ⊿ｋW 供出量　発動時間における（FLEX あり時潮流―ベースライン潮流）の平均値
- 運用方法 Case1.2 スポット＋FLEX または Case1.3 キープ日 FLEX
- ベースライン想定：Case1.1 スポット最適化または Case1.0 基準ケース（HPWH 夜間、EV 成り行き充電）

一台当たりの⊿kW 供出量を図 124 に、結果得られる報酬と、混雑対応費用を図 125 に示す。⊿kW 供出量は、ベースラインを基準ケースにした場合のほうが、スポット＋FLEX にした場合よりも大きい。ベースラインがスポット最適化の場合、すでに一定程度昼間に需要がシフトし、ベースラインが上がるため、そこからの FLEX 対応による追加的な供出⊿kW は小さくなる。

結果として、ベースラインをスポット最適化とした場合、基準ケースとした場合に比べて、報酬も小さくなる（図の青と水色の比較）。

スポット＋FLEX 運用の場合、調達費用は増加しないが、キープ日 FLEX に比べて報酬も小さい。EV 充放電の場合、キープ日 FLEX でも混雑時間が多いため、参考のために全日 FLEX の結果も掲載したが、報酬（青）がコスト（オレンジ）より小さくなる。充放電の裁定取引ができなくなることで、機会損失が大きい。

基本的に、今回の報酬の想定では、EV 充放電の全日 FLEX を除き、報酬がコストを上回るため、混雑対応への取り組みはアグリゲーターにとっても価値があるといえる。しかし、20 円

/kWh という⊿kW 単価は、三次調整力②の単価としてもかなり高い時期を採用しているため、もっと少ない報酬になる可能性はある。ただし、実質的に混雑対応が必要な日数は限られるため、特にスポット+FLEX のような運用によるアグリゲーターによる機会損失はほぼ生じないので、裁定取引と混雑対応等が可能となるシステムを構築することは価値があるといえる。なお、その場合一定混雑が生じる可能性もあるため、PV が抑制されるラストリゾートは必要である。また、混雑対応を確実に行うためには、EV 充放電の場合には、基本的に中間期の昼間、放電をしないルールが必要となる可能性がある。

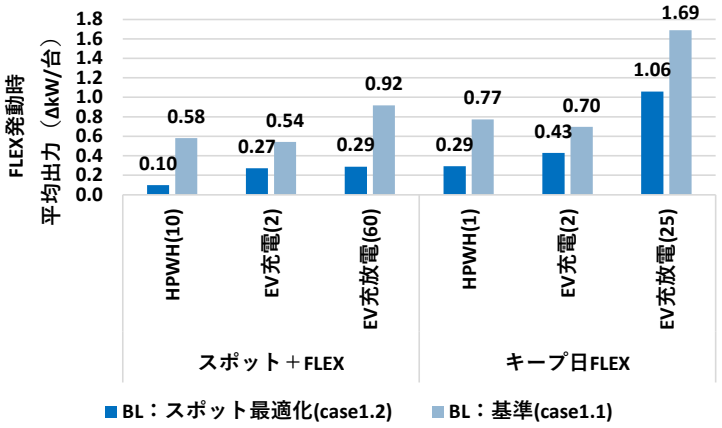


図 124 FLEX 発動時一台当たり供出⊿kW

カッコ内は混雑時間（EV 充放電は放電出力上限ありケース）

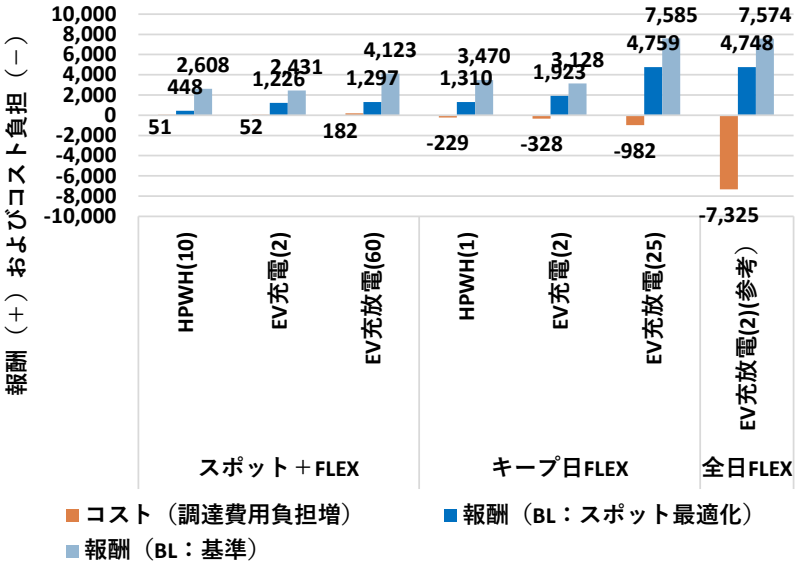


図 125 DER フレキシビリティ市場による報酬と調達コスト負担増加（円/台/年）

カッコ内は混雑時間

（EV 充放電は放電出力上限ありケース）

検討結果の詳細は記載していないが、混雑管理と三次調整力②対応の両方の最適化運用を行った場合の評価を行ったが、双方のニーズが発生するタイミングが異なるため、経済的なメリットの取り合いは大きくは発生しない結果となった。三次調整力②はPVの予測誤差を埋めるためのものではあるものの、価格が高くなるのは、需給がひっ迫する比較的需要が大きい夏季冬季の平日であるため、混雑管理が必要な中間期のPV発電量が多い時期とずれている。ただし、これは今回の想定（東京電力、2022年度）において得られた結果であり、三次調整力②市場の価格は、地域や時期によってばらつきが大きく、まだ価格が安定していないため、今後の動向にも必ずしもあてはまるとは限らない。引き続き価格の傾向を注視していく必要がある。

今回は、前日キープ基準として、基本潮流（需要―PV）の最大値の70%、当日の発動基準として80%というかなり厳しい混雑基準を想定したため、混雑日数が72日と比較的大きかった。しかし現実に混雑が発生する時間は年間106時間であり、コマ数にして1.2%である。この限られた時間のためだけにDERフレキシビリティ市場の導入を想定すると、市場運用のコストと効果が見合うかは疑問である。スポット市場調達による運用でも、混雑時間はHPWHでもEVでも半分以下になり、残りはPV抑制で対応するという方式が最も費用対効果のよい対策である可能性もある。

(5) DERフレキシビリティの送電レベルの価値の分析・評価

アグリゲーションの事業としての実現に向けては、マルチ価値のうち送電網レベルの価値に関する分析・評価が必要である。日本全体や特定エリアなどを対象とし、各種調整力・エネルギーの需給の組み合わせによる社会全体及びアグリゲーターへの価値と安定供給など需給運用への効果を、再生可能エネルギーの大量導入の条件のもとで解析・評価する手法を確立した。

2.4.5.2　多様な通信方式への対応

DERフレキシビリティによる系統の柔軟性確保に関して、実際のDER等は、多種多様な通信システムの利用を前提としており、具体的には以下3つの通信方式がある（図126）。

①インターネットに代表されるIP通信方式

②RS485/RS232CなどのMODBUSに代表されるシリアル通信方式

③携帯通信網、LPWA通信網など事業者等によって運用される非IP通信方式等

配電用変電所以下に接続されるDERは、数量が多くないと想定されるため、RAシステム～DER間接続では、①のIP通信方式を土台とした複数の通信プロトコルへの対応に加え、②や③の通信方式にも対応できるようにして対象となるDERの間口を広げることが必要である。これらの中には、DERフレキシビリティ活用プラットフォームの対象としていない通信方式もありうるため、これらへの対応も可能とすることが望ましい。また、単体のDERではなく、HEMSやBEMSなどのローカルなコントローラーとそれに接続された複数のDERから成るシステムへの対応も必要となる。

このため、本項目では、RAシステム～DER間接続を念頭に置き、前述①②③の全てを対象にできる通信方式の在り方について検討し、いくつかの例を試験実装して接続の可否を検証した。ア

グリゲーターがドライバーを制作するという単一の方法でこれらの多様な通信方式に対応し、事実上のプロトコルフリー接続を実現する「IoT-HUB」の有効性評価を実施した。

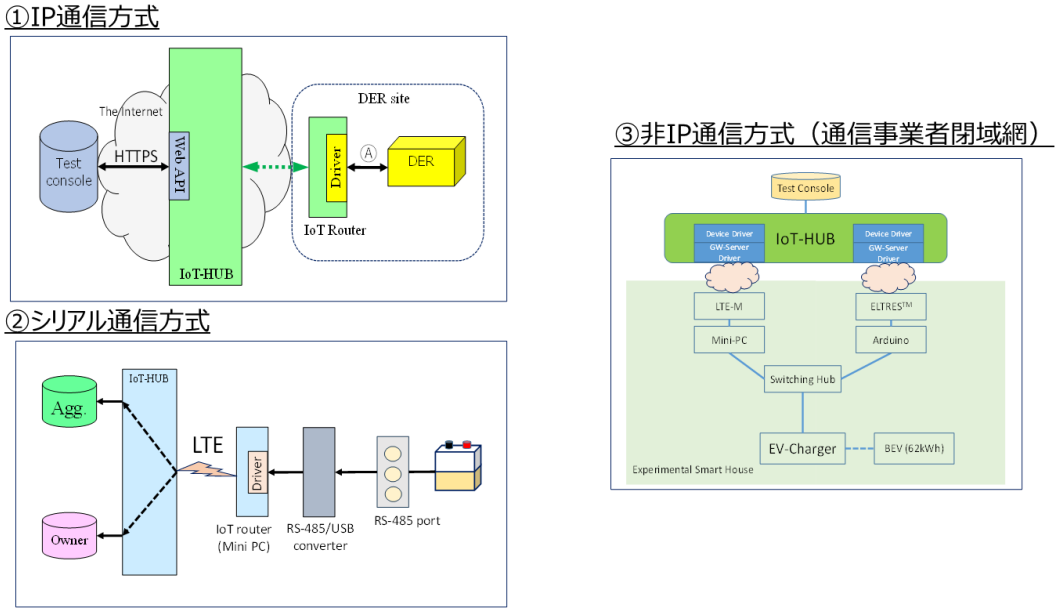


図 126　検討対象の通信方式

3 方式について簡易的に実装し、ラボ実証を通じた評価を実施した。DER 設置から運用に至るまでのシナリオに基づく実験を個別に行い、すべてのケースにおいて DER と通信、制御できることが確認された。評価結果にもとづく課題と、実際のユースケースを想定した対応方法は表 58 のとおり。

表 58　各方式のラボ実証評価結果に基づく課題等

方式	評価結果に基づく課題等（概要）
IP 通信方式	• IP 通信方式の場合、充電器等より多様な情報を取得することが可能となるが、EV 充放電と電力システムの連携にあたり、SoC 情報の取得に加え、「充電ケーブルの接続状態」も取得が必要である。この情報の取得可否は、充電器及び EV の機種に依存する状況である。将来に向けて、取得可能な情報の整理が必要と考えられる。 • なお、原始的な接続判別手法として、試充電のような方式も検討の余地があると考えられる。
シリアル通信方式	• DER の運用にあたり、DER 所有者とアグリゲーターの 2 ユーザーが併存する形が想定される。シリアル通信の場合、指令の衝突や優先順位の設定などに留意する必要がある。 • ラボ実証では、DER をどちらのユーザーが占有しているかを両ユーザーに伝えられる仕組みを試験的に実装した。これにより上記課題の解決を図ることができたが、一方の通信内容が他方にも伝わるため、実装にあたってはセキュリティ面の考慮が必要である。

非 IP 通信方式	• 現在市場に出回っている DER には、SIM（Subscriber Identity Module）がダイレクトに装備され、通信事業者閉域網を経由してアグリゲーターに接続できるものがある。このような場合、サイバーセキュリティに関して、事実上ユーザーの負担は発生しない。 • 所有者の起居する建屋ではない場に DER が設置されるケースでは、脆弱性カバーのためにも、汎用のインターネットアクセスへの接続を避け、通信事業者閉域網を利用することは有効と考えられる。

2.4.5.3　今後の課題

本検討を踏まえた、将来的に取組みが必要な残課題は表 59 のとおり。

表 59 DER フレキシビリティのマルチ価値活用のシナリオ開発及び多様な通信方式への対応における残課題

課題	概要
様々な条件下でのマルチ価値評価を通じた適用性の拡大	需要アグリゲーションの解析では、系統増強繰り延べによる価値、そこから決まる報酬水準、アグリゲーターの機会損失、混雑回避の確度、失敗時のペナルティ、混雑回避 PV 抑制というラストリゾートの活用の度合い、等の組み合わせにより、費用対効果の高い仕組みを検討していく必要がある。また、配電バンクの潮流を特徴別に整理し、低圧 DER の運用価値を評価していくことも重要である。 送電レベルの解析では、スポット価格に加え、現在取引が行われている各種需給調整力を含む送電レベルの付加価値の特性分析と、配電レベルの DER フレキシビリティの運用への反映方法を検討する。
DER フレキシビリティ活用の社会実装方策の拡充	プロジェクト内で開発した技術のブラッシュアップ マルチデバイス接続型 EV 充電−電力システム連携技術（SoC 取得、ケーブル接続状態取得、EV 充電可否状態取得） EV 充電高速持ち替え技術（満充電時の対象 EV 入れ替え等） 新たに必要な技術など EV－普通充電器相互個体識別技術 でんき予報連携（V1G）EV 充電技術 シミュレーションデータを学習データとして活用した AI 需要制御実証

2.4.6. DER フレキシビリティ市場設計検討

国内外における VPP 市場参入要件や AC/RA 事業者が保有する DR 関連技術等の差異や類似点を通じて、AC/RA 事業者の VPP 市場参入障壁等を確認した。その結果等を踏まえて、AC/RA 事業者視点から以下の項目について検討、市場参入における課題を明らかにし、DER フレキシビリティ市場の参入要件についてまとめた。

2.4.6.1 求められる市場要件の検討

(1) 市場要件の仮説整理

各国ローカルフレキシビリティマーケットの事例調査と比較的要件に類似点の見られる需給調整市場・三次調整力②の動向等を踏まえ、我が国の DER フレキシビリティ活用であり得る市場参画要件について表 60～表 62 のとおり仮説を整理した。

表 60 日本における市場参画要件の仮説（1/3）

項目番号	項目	内容補足	要件仮説	根拠
1	混雑管理エリア・募集量公開	DERフレキシビリティ調達が必要になるエリア及び調達要件	1日	・英国(EPEX SPOT LocalFlex)の短期商品要件を参照
			1週間～2週間	・英国(Flexible Power)の短期商品要件を参照
			6か月～1年	・英国(EPEX SPOT LocalFlex、Flexible Power)の長期商品要件を参照
			3年	・配変バンク増強工事　予算申請1年・工事2年
			5年	・レベニューキャップサイクルと整合
2	入札～運用までのリードタイム	入札後、DERが実運用されるまでの準備等に充てられる猶予期間	1日	・英国短期商品、ドイツ、オランダの要件を参照　※EuroFlex/ShortFlexは実需給2時間前
			1週間	・北欧(NorFlex/Short Flex)、英国の要件を参照(10日前～実需給2時間前入札)
			1か月	・日・週～6か月の間の要件として設定
			6か月	・英国の長期商品、フランスの要件等を参照
			3年	・配変バンク増強工事　予算申請1年・工事2年
			5年	・レベニューキャップサイクルと整合
3	契約期間	1回の契約で、指令による調整力供出が義務付けられる期間	1日	・英国(EPEX SPOT LocalFlex)の短期商品要件を参照
			1週間～複数週間	・英国(Flexible Power)の短期商品要件を参照
			1か月～複数か月	・英国(EPEX SPOT LocalFlex、Flexible Power)の長期商品要件を参照
			6か月	・英国(EPEX SPOT LocalFlex)の長期商品要件を参照
			1年	・英国NGEDの従来商品要件は、1年～4年
			複数年(2年以上)	・ある程度長期間にわたりリソースを調達しなければ配電事業者が系統増強繰り延べを継続できないため、英国の事例と同様に1年に加えて複数年(2年以上)の仮説も設定
4	応動時間	調整力供出の指令を受信後、契約で定められた能力を発揮するまでに要する最大時間	15分	・英国(Flexible Power)、フランスは15分
			30分	・英国(EPEX SPOT LocalFlex)は30分
			60分	・北欧は60分 ・日本の三次調整力②は60分以内(2025年度以降)

表 61 日本における市場参画要件の仮説（2/3）

項目番号	項目	内容補足	要件仮説	根拠
5	最小入札容量	調整力の入札の最小容量	1kW	・北欧は1kW ・小規模リソース活用並びに市場参加を促す観点から、最小入札容量の仮説を1kWとしてはどうか
			10kW	・英国(EPEX SPOT LocalFlex)は10kW
			100kW	・ドイツは100kW
			1,000kW(1MW)	・日本の三次調整力②(簡易指令システム)の最小入札容量は1MW ・最大で三次調整力②並みの入札容量としてはどうか
6	継続時間	調整力供出時における最小の継続時間	15分	・オランダ、ドイツ(Quarter Hour Power)は15分
			30分	・英国、フランスの事例は30分以上 ・日本の三次調整力②も30分以上(2025年度以降)であり、30分が一つの基準か
			60分	・北欧、ドイツ(Hour Power)は60分 ・低圧リソースを含むフレキシビリティ供出継続可時間としては60分が最長か
7	指令頻度	調整力供出指令の最小の間隔	30分毎	・各国の事例では明確な規定なし ・日本の三次調整力②では30分毎
			60分毎	・三次調整力②よりも長い指令間隔としての要件仮説
8	要求精度	指令値に対する実績値の許容される割合	指令値の80%以上、超過制限なし	・フランスは80%以上、北欧は82%以上 ・市場参加を促すという観点で、初期要件として精度の基準を低めに設定する場合の仮説
			指令値の90%以上、110%以下	・三次調整力②のアセスメント Ⅱは±10%
			指令値の95%以上、超過制限なし	・英国(EPEX SPOT LocalFlex)は95%までは減額なし ・ドイツは95%が閾値であり要求精度は高い
9	計量方法	計量の場所(受電点計量または機器点計量)	受電点計量に加えて、機器点計量も可	・英国では受電点計量または機器点計量を選択可 ・フランスでは機器点計量 ・日本の需給調整市場においても2026年度より機器点計量が可能となる(現行制度上は受電点計量のみ可)

表 62 日本における市場参画要件の仮説（3/3）

項目番号	項目	内容補足	要件仮説	根拠
10	計量粒度	計量する時間単位	1分値	• フランスでは1分値計量 • 英国(Flexible Power)では1分値が基準(30分値も可)
			5分値	• 日本の三次調整力②の実働試験では、5分値評価がされている
			15分値	• 北欧(EuroFlex)は15分値計量を推奨(60分値も可) • ドイツでは15分値計量
			30分値	• 英国、日本の三次調整力②は30分値計量
11	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	年間の需要ピーク数日間の発動実績と同時間帯の需要を基にベースラインを算出する方法	• フランスでは国全体の家庭消費とLFM参加家庭の消費を統計的に比較して設定
			統計的手法(High 4 of 5など、発動前の数日の発動と同時間帯の需要を基にベースラインを算出する方法)	• 英国(Flexible Power)は統計学的手法に近い考え方 • 日本の三次調整力②は、High 4 of 5(当日調整あり)が標準ベースラインで、代替ベースラインとして、High 4 of 5(当日調整なし)、同等日採用法、事前計測等
			事前計測(発動直前の数日間～数コマの需要を基にベースラインを算出する方法)	• 英国(EPEX SPOT LocalFlex)では、リソースごとにベースラインが設けられており、産業DRは直近数日間の平均をもとに設定される
			計画値(ゼロベースライン)	• ドイツでは発電・負荷設備の計画値をベースラインとする • またはベースラインを設定しない
12	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	応動実績に応じて、kW報酬が減額される金銭的ペナルティ	• 各国のLFM市場も日本の三次調整力②の場合も、応動実績に応じたkW報酬及びkWh報酬の減額という金銭的ペナルティが設けられている場合が多い • 日本の三次調整力②においては、アセスメント要件不適合の場合、市場運営者からの是正勧告、取引停止、汚名処分等のペナルティが設定されている
			応動実績に応じて、kWh報酬が減額される金銭的ペナルティ	
			アセスメント要件不適合時の是正勧告や取引停止・除名等の参加資格上のペナルティ	

(2) アンケート設計・実施

スマートレジリエンスネットワークを介して、会員企業のうち計 11 社を対象にアンケート調査を実施した。（低圧リソース：3 社、高圧リソース：8 社）

アンケートでは「低圧」「高圧」別にリソースを想定して回答を依頼したが回答企業 2 社については、リソースを所有・制御しない事業者としての立場からの回答であるため、アンケート集計においては「その他」のカテゴリーに分類した。

(3) アンケート結果まとめ

アンケート集計した結果、表 63～表 66 のまとめのように、求められる市場参画要件に関して複数の項目において、低圧と高圧との間で回答に相違（赤字）が見られた。

表 63 アンケート結果のまとめ（項目 1～5）

項目	項目名	内容	低圧リソース	高圧リソース
1	混雑管理エリア・募集量公開	DERフレキシビリティ調達が必要になるエリア及び調達要件の公開が実運用のどの程度前か	➢ 望ましい水準は6か月とする意見あり ➢ 新たな投資が不要な場合は1日前でも可能という意見あり	➢ 既設の蓄電池を想定し、追加の設備導入が不要であれば1週間でも対応可能、設備導入が必要である場合は6か月程度必要とする意見あり ➢ 新規電源の導入を想定する場合は、4年程度が望ましいという意見あり
2	入札～運用までのリードタイム	入札後、DERが実運用されるまでの準備等に充てられる猶予期間	➢ 「現時点で対応可能」とする回答は1日が多い ➢ 望ましい水準は1か月とする意見あり ➢ 将来的な市場価格の予測が困難なこと等を理由に、多くの事業者が1か月以上は「将来的にも対応が困難」と回答	➢ 入札から実運用までのリードタイムは準備等に充てられる期間が長いほど対応が容易となる傾向にある ➢ 6か月以上であれば現時点または将来的に対応が可能との回答割合が多い
3	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	➢ 「現時点で対応可能」とする回答は1日が多い ➢ 望ましい水準は1か月とする意見あり ➢ 多くの事業者が1か月以上は「将来的にも対応が困難」と回答	➢ 事業者(想定するリソース)によって望ましい契約期間にはばらつきがあるが、1年とする回答が最も多い ➢ 他の市場と同じ水準である方が、事業者としての負担が少ないとする意見あり
4	応動時間	フレキシビリティ供出の指令を受信後、契約で定められた能力を発揮するまでに要する最大時間	➢ 現時点でも対応可能な応動時間は15分～60分まで幅広く分布 ➢ 望ましい水準は10分とする意見あり	➢ 15分～60分のいずれでも「現時点で対応可能」とする回答が多い ➢ 蓄電池であれば基本的に対応可能であり、早い応動に対して約定を優先する仕組みがあっても良いとの意見あり
5	最低入札容量	フレキシビリティの入札の最低容量	➢ 100kW以上であれば「現時点で対応可能」、10kW以下については「将来的にも対応が困難」とする回答が多い ➢ 望ましい水準は10kWとする意見あり ➢ メニューの多様化を考慮し、最低容量は小さい方が良いという意見も	➢ 100kW以上であれば、すべての事業者が「現時点で対応可能」または「将来的に対応可能の見込み」と回答 ➢ 10kW以下の場合、「現時点でも対応可能の事業者」と「将来的にも対応が困難」との事業者に二分される

表 64 アンケート結果のまとめ（項目 6～11）

項目	項目名	内容	低圧リソース	高圧リソース
6	継続時間	フレキシビリティ供出時における最小の継続時間	➢ 継続時間は15分～60分のいずれでも現時点/将来的に対応可能という回答 ➢ 望ましい水準は15分とする意見あり	➢ 継続時間は15分～60分のいずれでも現時点/将来的に対応可能との回答 ➢ 望ましい水準としては、30分とする回答が最頻値
7	指令頻度	フレキシビリティ供出指令の最小の間隔	➢ 指令頻度は30分毎であれば「現時点で対応可能」とする回答が多い ➢ 望ましい水準は30分とする意見あり	➢ 指令頻度は30分毎で現時点/将来的に対応可能との回答が多い ➢ 望ましい水準としては、30分とする回答が最頻値
8	要求精度	許容される指令値と実際の出力の乖離幅	➢ 「80%以上、超過制限なし」と「90%以上、110%以下」において「現時点で対応可能」とする回答が多い ➢ 望ましい水準は80%とする意見あり	➢ 80%以上であれば、すべての事業者が「現時点で対応可能」と回答 ➢ 望ましい水準は90%以上とする回答が最頻値
9	計量方法	計量の場所（機器点または受電点）	➢ 全ての事業者が機器点計測について「将来的に対応可能の見込み」と回答 ➢ 機器点計量を望ましいとする意見あり ➢ 一方、導入に際しては需要家のプライバシー保護の観点から、情報所持者・主権の明確化と規則・仕組みを整える必要性の指摘あり	➢ 機器点計測は「現時点で対応可能」よりも「将来的に対応可能の見込み」とする回答の方が多い ➢ 機器点計測の方が望ましいとする意見が多い
10	計量粒度	計量する時間単位	➢ 全ての事業者が30分値であれば「現時点で対応可能」と回答 ➢ 5分値以下は「将来的にも対応が困難」とする回答が多い ➢ 望ましい水準は5分値とする意見あり	➢ 現時点で対応可能な計量粒度は、1分値～30分値まで幅広い ➢ 望ましい水準についても、1分値、5分値、30分値と回答が幅広い
11	ベースライン	調整力の供出量を算出する際の基準となる値の計算方法	➢ 現時点では発電機等計測（ゼロベースライン）と統計的手法（High 4 of 5など）に対応可能との回答が多い ➢ 事前計測に関しては、将来的に対応可能の見込みとの回答が多い	➢ 現時点では発電機等計測（ゼロベースライン）と統計的手法（High 4 of 5など）に対応可能との回答が多い ➢ 年間の需要ピーク数日間をもとにしたベースラインは将来的にも対応が困難、希望しないとの回答が多い ➢ 事前計測も、対応が困難との回答も複数あり、希望しないとの回答が多い

表 65 アンケート結果のまとめ（項目 13～16）

項目	項目名	内容	低圧リソース	高圧リソース	その他
13	需要家の平時利用等を含むマルチユース最適運用方針の立案	需要設備や蓄電池等の需要側リソースの平時利用や、電力卸市場・容量市場・需給調整市場など系統混雑緩和向け取引以外の複数市場での活用を含む、リソースの複数ユースケースでの最適運用の方針・計画の立案	➢ すべての事業者が「自社主体で開発したい」と回答	➢ 「自社主体で開発したい」とする回答が多く、既存技術の活用やローカルフレキシビリティ市場が有効であれば今後開発に含みたい事業者が回答	➢ 自社主体もしくは他社と連携して開発すると回答
14	計量等、制御管理に係る端末	遠隔監視・精算に用いる計量データを取得する計量器や、応動指令に対応し個別のリソースに制御指令を伝達する制御端末	➢ 計量やEVの利活用においては外部製品が必要と回答	➢ 「外部のパッケージ製品が必要」とする回答が多く、すでに他市場向けに購入、もしくは自社開発には十分なニーズがないと回答	➢ 実装を考えておらずプラットフォームもしくはアグリゲーターからの取得を想定した回答あり
15	応動指令に対応する分単位制御	応動指令に対応し、求められる制御精度を達成するための数分単位のリソース制御技術	➢ すべての事業者が、「自社主体で開発したい」と回答	➢ 既に他市場向け等に実装済みの場合もあり、半数以上が「自社主体で開発したい」と回答	➢ 制御技術ではなくベースライン予測技術やプラットフォーム開発等を想定した回答あり
16	多数リソースの制御分配最適化	個々のリソースのステータスや運用計画情報に基づき、アグリゲーター単位の制御指令量を、各リソース単位の制御指令量に最適分配する技術	➢ すべての事業者が、「自社主体で開発したい」と回答	➢ 本市場の有効性・収益性にもよるとしているが、半数以上の事業者が「自社主体で開発したい」と回答 ➢ 残る事業者は主に外部のパッケージ製品の活用や、RAからの指令に基づいて稼働するとしている	➢ 1社は自社開発もう1社は情報提供に注力と回答

表 66 アンケート結果のまとめ（項目 17～19）

項目	項目名	内容	低圧リソース	高圧リソース	その他
17	収益モデル	アセット所有者との契約形態（レベニューシェアモデル、固定レートモデル等）や契約期間の最適化	➢ すべての事業者が、「実装は考えていない/難しい」と回答	➢ 実装を考えていない事業者が多く、検討している事業者は既存契約との整合性や費用対効果、需要家リソースの活用には柔軟性を持った契約が必要と回答	➢ 「その他」と回答し、関連するステークホルダーのレイヤーごとの検討の必要性等の指摘あり
18	アグリゲーションシステムの柔軟性・コスト効率化	ベースライン等のDER情報や、今後の系統混雑エリア情報を取得する仕組み、マルチユースに関する情報等を一つのプラットフォームで提供できるアグリゲーションシステム	➢ 2件「自社主体で開発したい」と回答し、1件は未検討のため「その他」と回答	➢ 大半の事業者が「実装は考えていない/難しい」もしくは外部製品の活用と回答し、プラットフォーム化等が望ましいと回答	➢ 1件「自社主体で開発したい」と回答し、1件はアグリゲーションシステムではなく情報提供側のため「その他」と回答
19	系統指定のリソース募集・リソース制御への対応	リソースの立地する系統が指定されたローカルフレキシビリティ募集への入札に対応し、実運用時には当該エリアのリソースを制御する技術	➢ 2件「自社主体で開発したい」と回答し、1件は未検討のため「その他」と回答した	➢ 「自社主体で開発したい」と半数近く回答し、費用対効果や自社の既存商品の活用について記載あり ➢ その他の事業者は他社プラットフォームへの接続や「外部のパッケージ製品が必要」と回答	➢ 1件は自社主体で開発、1件は気象や再エネ出力・需要の予測の提供側と回答

(4) 意見交換の実施

スマートレジリエンスネットワークを介して会員企業を対象にアンケートを配布し回答を得た 11 社のうち 4 社と、アンケートで拾いきれなかった意図や希望等を伺うための意見交換を実施した。各社との意見交換において挙げられた主要なコメントを表 67～表 71 に整理した。

表 67 意見交換における主要コメント（1/5）

質問項目	内容補足	低圧リソースを想定する事業者からのコメント	高圧リソースを想定する事業者からのコメント	システム側の事業者からのコメント
想定リソース	アグリゲート対象として想定しているリソース	• 家庭用蓄電池やEV充電器、エコキュート等を想定	• 需要家に併設されている蓄電池を活用している。将来的には系統用蓄電池も活用する • 高圧での蓄電池運用を想定している	• リソースは限定しないが、連携しているアグリゲーターは低圧リソースに関心がある。
運用方法	リソースの具体的な運用方法とその課題	• 計画通りの運用が難しい。顧客が予定外の行動をとった場合の計画変更が必要 • 需給調整市場で規定されている市場要件（1次～3次②）を満たすように運用している	• 需要家との調整作業が運用上のハードルである • 低圧リソースを束ねるイメージはつきにくい	― （コメントなし）
混雑管理エリア・募集量公開	DERフレキシビリティ調達が必要になるエリア及び調達要件	• システム的には、1日であっても難易度は高くない	• 市場要件が明確でないうちは、容量市場と要件が揃っていると事業者として対応しやすい。既設電源でも需要家との調整が必要なため、半年～1年は必要 • 投資判断の観点から、新規導入を想定すると3～5年かかる。既設電源であれば前日でも対応できる	• 送配電と事業者側の投資判断のタイミングがうまく融合できるような情報公開が必要 • 価格シグナルを用いてリソースをエリアに誘導していく必要があり、そのためのシステムの導入も必要ではないか
入札～運用のリードタイム	入札後、DERが実運用されるまでの準備等に充てられる猶予期間	• 家庭のリソースを活用する場合、リードタイムが長いと計画が立てづらい。1日前の方が対応しやすい • 計画通りの運用を強要されると顧客にとってストレスになり、リソースを集めにくくなるのではないか	• 事前審査をクリアした状況であれば、リードタイムは不要 • 1週間であれば現在も対応可能であり、将来的には前日でも対応可能と想定している	• 他の市場とも齟齬がないように、アグリゲーターの対応を共通化することが必要

表 68 意見交換における主要コメント（2/5）

質問項目	内容補足	低圧リソースを想定する事業者からのコメント	高圧リソースを想定する事業者からのコメント	システム側の事業者からのコメント
想定リソース	アグリゲート対象として想定しているリソース	• 家庭用蓄電池やEV充電器、エコキュート等を想定	• 需要家に併設されている蓄電池を活用している。将来的には系統用蓄電池も活用する • 高圧での蓄電池運用を想定している	• リソースは限定しないが、連携しているアグリゲーターは低圧リソースに関心がある。
運用方法	リソースの具体的な運用方法とその課題	• 計画通りの運用が難しい。顧客が予定外の行動をとった場合の計画変更が必要 • 需給調整市場で規定されている市場要件（1次～3次②）を満たすように運用している	• 需要家との調整作業が運用上のハードルである • 低圧リソースを束ねるイメージはつきにくい	― （コメントなし）
混雑管理エリア・募集量公開	DERフレキシビリティ調達が必要になるエリア及び調達要件	• システム的には、1日であっても難易度は高くない	• 市場要件が明確でないうちは、容量市場と要件が揃っていると事業者として対応しやすい。既設電源でも需要家との調整が必要なため、半年～1年は必要 • 投資判断の観点から、新規導入を想定すると3～5年かかる。既設電源であれば前日でも対応できる	• 送配電と事業者側の投資判断のタイミングがうまく融合できるような情報公開が必要 • 価格シグナルを用いてリソースをエリアに誘導していく必要があり、そのためのシステムの導入も必要ではないか
入札～運用のリードタイム	入札後、DERが実運用されるまでの準備等に充てられる猶予期間	• 家庭のリソースを活用する場合、リードタイムが長いと計画が立てづらい。1日前の方が対応しやすい • 計画通りの運用を強要されると顧客にとってストレスになり、リソースを集めにくくなるのではないか	• 事前審査をクリアした状況であれば、リードタイムは不要 • 1週間であれば現在も対応可能であり、将来的には前日でも対応可能と想定している	• 他の市場とも齟齬がないように、アグリゲーターの対応を共通化することが必要

表 69 意見交換における主要コメント（3/5）

質問項目	内容補足	低圧リソースを想定する事業者からのコメント	高圧リソースを想定する事業者からのコメント	システム側の事業者からのコメント
指令頻度	調整力供出指令の最小の間隔	• 制度次第であり、アグリゲータと議論したことはあまりない	• 需給調整市場（3次②）と同様、30分ごとが望ましい • 30分粒度であれば現状でも問題ない	― （コメントなし）
要求精度	指令値に対する実績値の許容される割合	― （コメントなし）	• 需給調整市場（3次②）と同様、90% • 95%以上は難しい	• アグリゲーター間でバランシンググループのようなグループを形成し、その中で均すような仕組みはどうか
計量方法	計量の場所（受電点計量または機器点計量）	― （コメントなし）	• 需給調整市場との整合性を意識してほしい • 追加投資コストは機器点計測よりも受電点計測の方が高いと考える • 機器点計測のデメリットは、最低入札容量が10kWの場合に高圧・特高の変圧器におけるのロスの影響が大きい点	• 個々のDERの稼働を評価する制度が必要であり、そのための手段として機器点計測がある
計量粒度	計量する時間単位	• 系統運用上必要なものが出れば、それに頑張って合わせるほかない	• 次世代スマメが普及した場合、5分値が望ましい • この対応のために追加の設備投資コストがないことが望ましい	• 次世代スマメが普及すれば5分値が取得できる。5分値と30分値でシステム的には大きな違いはなく、先に設計に組み込んでおけばよい。データ量は増えるが設計コストは変わらない

表 70 意見交換における主要コメント（4/5）

質問項目	内容補足	低圧リソースを想定する事業者からのコメント	高圧リソースを想定する事業者からのコメント	システム側の事業者からのコメント
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	• 家庭の電力消費は時間ごと、日ごと、季節ごとで変動が激しく、ベースラインの設定は非常に難しい • 妥当なベースラインを決定するための調査・評価に時間がかかっている	• 今はHigh 4 of 5、発電機に対してはゼロベースラインを使用している • 基本的にどの手法にも対応可能だが、「年間の需要ピーク数日間の発動と同時間帯の需要を基にベースラインを算出する方法」のみ、現状では対応していないため、準備が必要	ー （コメントなし）
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	ー （コメントなし）	• ペナルティは1日1回に限定するのがよいのではないか。厳しいペナルティがある場合は参入を見送る可能性がある	ー （コメントなし）
技術導入の可能性	アグリゲータが市場に参画するにあたり必要になると考えられる技術	• クラウドだけでなく端末の開発をしたほうが良い • クラウド側の設計をする能力、ソフトウェアの開発能力、クラウドの管理保守能力、端末の設計能力等が必要 • 低圧リソースのように扱うリソースが多様である場合、クラウドを活用するメリットは大きい	• 取引市場毎に新たにシステム開発が必要になる状況は望ましくない。既存システムを活用できるのであれば、参入ハードルは低くなる • 事業者としてはシステム開発にあまりコストをかけたくない • フィーダー単位での立地を考慮したリソースの制御は、現状では実装は想定していない	• フレキシビリティ市場に閉じず、他の市場や、他の産業等の全体像を踏まえた設計やプラットフォーム開発が必要。閉じてしまうとプラットフォーム開発・維持費等、コスト課題もあるのでは • 利害関係が異なるプレイヤーが入ってくると、情報の公開先の管理が重要になってくる

表 71 意見交換における主要コメント（5/5）

質問項目	内容補足	低圧リソースを想定する事業者からのコメント	高圧リソースを想定する事業者からのコメント	システム側の事業者からのコメント
LFM市場への期待・課題感	ビジネスモデルに関する期待・課題感	• 顧客獲得しやすい制度が良い	• LFM市場のためだけに新設リソースを導入するのは厳しい。既設のリソースは別の用途がある。他の用途との併用を前提とした制度設計を望む • 同時市場等の大きな変革を控える中、市場調達が本当に最適なのかは慎重に判断してほしい • 様々なユースケースに参画できるような要件であると良い • 事業者サイドで選択できるのであれば需要増・発電減方向のメニューも選択肢としてあった方が良い • 蓄電池のSoC計画が立てづらくなることがネックである	• 混雑緩和だけでなく、系統の安定維持等の課題があり、それらを踏まえた仕組みづくりが必要ではないか。送配電事業者が1社ずつ取り組むのではなく、10社連携し協力的に行っていく分野ではないか
	収益水準への期待・課題感	• 他の調整力市場と比較して高い収益水準が望ましい • 地域ごとにプレミアムがつけば、参加者は増える	• 費用対効果が見込めないと参入できない • JEPXの取引価格よりも高い必要がある。ΔkWのように待機しているだけで料金がもらえるのであればよい	ー （コメントなし）
	市場開設時期への期待	• 低圧リソースが需給調整市場に入れるようになり、落ち着いた頃（2026～2030年ごろ）が望ましい	• 新たなシステム・機器の開発期間や予算確保に2～3年必要 • 同時市場開設時期との調整が必要。一度に全て変わると事業者として対応できない	ー （コメントなし）

(5) 市場要件の仮説再整理

当初の市場参画要件の仮説に、アンケート及び意見交換からの示唆を反映し、要件仮説を表 72～表 74 のとおり再考した。

表 72 市場参画要件の仮説再整理（1/3）

項目番号	項目	内容補足	当初の要件仮説	アンケート及び意見交換の結果	有望と想定される要件仮説	参考となる海外事例
1	混雑管理エリア・募集量公開	DERフレキシビリティ調達が必要になるエリア及び調達要件の公開が実運用のどの程度前か	• 1日 • 1週間～2週間 • 6か月～1年 • 3年 • 5年	【低圧】いずれの選択肢も「現時点で対応可能」とする回答が多い。望ましい水準は6か月以上とする意見がある一方、新たな投資が不要な場合は短期でも可能という意見あり 【高圧】リソースの確保の観点から長期ほど対応しやすく、募集量公開が実運用の3年以上前であれば多くの事業者が将来的には対応可能。既設電源でも需要家との調整が必要なため、半年～1年は必要。	【低圧】6か月～1年/3年/5年 【高圧】6か月～1年/3年/5年	• 6か月～1年：英国(EPEX SPOT LocalFlex、Flexible Power)の長期商品要件を参照
2	入札～運用までのリードタイム	入札後、DERが実運用されるまでの準備等に充てられる猶予期間	• 1日 • 1週間 • 1か月 • 6か月 • 1年 • 5年	【低圧】リードタイムが長いと計画を立てづらく将来的な市場価格の予測が困難なこと等を理由に、多くの事業者が1か月以上は「将来的にも対応が困難」と回答。「現時点で対応可能」とする回答は1日が多い。 【高圧】入札から実運用までのリードタイムは準備等に充てられる期間が長いほど対応が容易となる傾向にある。6か月以上であれば現時点または将来的に対応が可能との回答割合が多い	【低圧】1日/1週間 【高圧】6か月/1年/5年	• 1日：英国短期商品、ドイツ、オランダの要件を参照 • 1週間：北欧(NorFlex/Short Flex)、英国の要件を参照(10日前～実需給2時間前入札) • 6か月：英国の長期商品、フランスの要件等を参照
3	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	• 1日 • 1週間～複数週間 • 1か月～複数か月 • 6か月 • 1年 • 複数年(2年以上)	【低圧】長期の契約は需要家との調整が困難であり短期が望ましい。「現時点で対応可能」とする回答は1日が多い。 【高圧】 事業者(想定するリソース)によって望ましい契約期間にはばらつきがあるが、1年とする回答が最も多い。複数年など長期での契約は収益性がある程度見込めていないと難しいとの意見あり。	【低圧】1日/1週間～複数週間 【高圧】6か月/1年	• 1日：英国(EPEX SPOT LocalFlex)の短期商品要件を参照 • 1週間～複数週間：英国(Flexible Power)の短期商品要件を参照 • 6か月：英国(EPEX SPOT LocalFlex)の長期商品要件を参照 • 1年：英国NGEDの従来商品要件は、1年～4年
4	応動時間	フレキシビリティ供出の指令を受信後、契約で定められた能力を発揮するまでに要する最大時間	• 15分 • 30分 • 60分	現時点でも対応可能な応動時間は15分～60分まで幅広く分布。 需給調整市場(三次調整力②)と同様に30分が望ましいとの意見あり。 蓄電池であれば基本的に対応可能であり、早い応動に対して約定を優先する仕組みがあっても良いとの意見あり	15分/30分/60分	• 15分：英国(Flexible Power)、フランスは15分 • 30分：英国(EPEX SPOT LocalFlex)は30分 • 60分：北欧のLFMでは60分商品あり

表 73 市場参画要件の仮説再整理（2/3）

項目番号	項目	内容補足	当初の要件仮説	アンケート及び意見交換からの示唆	有望と想定される要件仮説	参考となる海外事例
5	最小入札容量	フレキシビリティの入札の最小容量	• 1kW • 10kW • 100kW • 1,000kW(1MW)	【低圧】現時点では100kW以上であれば対応可能という意見が多数。 10kW以下は将来的にも対応が困難との回答が多数。 【高圧】100kW以上であれば、すべての事業者が現時点で対応可能または将来的に対応可能見込みとの回答。10kW以下の場合、現時点で対応可能の事業者と将来的にも対応困難との意見に二分。	【低圧】 100kW/1,000kW(1MW) 【高圧】 100kW/1,000kW(1MW)	• ドイツのLFMの最小入札容量は100kW
6	継続時間	フレキシビリティ供出時における最小の継続時間	• 15分 • 30分 • 60分	望ましい水準としては、30分が最頻値。需給調整市場(3次調整力②)と同様、30分ごとが望ましいとの意見あり。	30分	• 英国、フランスの事例は30分以上
7	指令頻度	フレキシビリティ供出指令の最小の間隔	• 30分毎 • 60分毎	指令頻度は30分毎で現時点/将来的に対応可能との回答が太宗を占める。需給調整市場(3次調整力②)と同様、30分ごとが望ましいとの意見あり。	30分毎	—
8	要求精度	指令値に対する実績値の許容される割合	• 指令値の80%以上、超過制限なし • 指令値の90%以上、110%以下 • 指令値の95%以上、超過制限なし	【低圧】「80%以上、超過制限なし」と「90%以上、110%以下」において「現時点で対応可能」とする回答が多い。望ましい水準は80%とする意見あり 【高圧】80%以上であれば、すべての事業者が「現時点で対応可能」と回答。望ましい水準は90%以上とする回答が最頻値	• 指令値の80%以上、超過制限なし • 指令値の90%以上、110%以下	• フランスは80%以上、北欧は82%以上 • 英国(EPEX SPOT LocalFlex)は95%までは減額なし • ドイツは95%が閾値であり要求精度は高い
9	計量方法	計量の場所(受電点計量または機器点計量)	• 受電点計量のみ • 受電点計量に加えて、機器点計量も可	受電点計量に加えて機器点計量も認めることが望まれる	受電点計量に加えて、機器点計量も可	• 英国では受電点計量または機器点計量を選択可 • フランスでは機器点計量を採用

表 74 市場参画要件の仮説再整理（3/3）

項目番号	項目	内容補足	当初の要件仮説	アンケート及び意見交換からの示唆	有望と想定される要件仮説	参考となる海外事例
10	計量粒度	計量する時間単位	• 1分値 • 5分値 • 15分値 • 30分値	【低圧】全ての事業者が30分値であれば「現時点で対応可能」、15分値であれば「将来的に対応可能」と回答。5分値以下は「将来的にも対応が困難」とする回答が多い。 【高圧】現時点で対応可能な計量粒度は、1分値～30分値まで幅広い。望ましい水準についても、1分値、5分値、30分値と回答が幅広い。蓄電池は現状でも1分値の取得が可能。	【低圧】15分値/30分値 【高圧】1分値/5分値/15分値/30分値	• フランスでは1分値計量 • 英国(Flexible Power)では1分値が基準(30分値も可) • 北欧(EuroFlex)は15分値計量を推奨(60分値も可) • ドイツでは15分値計量 • 英国、日本の三次調整力②は30分値計量
11	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	• 年間の需要ピーク数日間の発動実績と同時間帯の需要を基にベースラインを算出する方法 • 統計的手法(High 4 of 5など、発動前の数日の発動と同時間帯の需要を基にベースラインを算出する方法) • 事前計測(発動直前の数日間～数コマの需要を基にベースラインを算出する方法) • 発電機等計測(ゼロベースライン)	【低圧】現時点では発電機等計測(ゼロベースライン)と統計的手法(High 4 of 5)に対応可能との回答が太宗を占める。 事前計測に関しては、将来的に対応可能の見込みとの回答が多い。 【高圧】現時点では発電機等計測(ゼロベースライン)と統計的手法(High 4 of 5など)に対応可能との回答が太宗を占める。 事前計測に関しては、現時点で対応可能または将来的に対応可能の見込みのと回答が太宗を占める。 望ましいベースラインとしては、発電機等計測(ゼロベースライン)と統計的手法(High 4 of 5など)が挙げられた。	• 統計的手法 • 発電機等計測	• フランスでは国全体の家庭消費とLFM参加家庭の消費を統計的に比較して設定 • 英国(Flexible Power)は統計学的手法に近い考え方 • 日本の三次調整力②は、High 4 of 5(当日調整あり)が標準ベースラインで、代替ベースラインとして、High 4 of 5(当日調整なし)、同等日採用法、事前計測等 • 英国(EPEX SPOT LocalFlex)では、リソースごとにベースラインが設けられており、産業DRは直近数日間の平均をもとに設定される • ドイツでは発電・負荷設備の計画値をベースラインとする、またはベースラインを設定しない
12	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	• 応動実績に応じて、kW報酬が減額される金銭的ペナルティ • 応動実績に応じて、kWh報酬が減額される金銭的ペナルティ • アセスメント要件不適合時の是正勧告や取引停止・除名等の参加資格上のペナルティ	Δ kW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る 参加資格上のペナルティについては、現行需給調整市場でのペナルティが厳しいとの意見あり	• 応動実績に応じて、kW報酬が減額される金銭的ペナルティ • 応動実績に応じて、kWh報酬が減額される金銭的ペナルティ	• 各国のLFM市場も日本の三次調整力②の場合も、応動実績に応じたkW報酬及びkWh報酬の減額という金銭的ペナルティが設けられている場合が多い

2.4.6.2 今後の課題

本検討を踏まえた、将来的に取組みが必要な残課題は表 75 のとおり。

表 75 DER フレキシビリティ市場設計検討における残課題

課題	概要
リソースの応動評価及び収支モデルの検討	放電制約時間帯による系統用蓄電池収支モデルへの影響評価

2.5. 研究項目 4「フィールド実証」

「研究項目 4：フィールド実証」の目標達成状況は以下のとおり。

表 76 目標達成状況（研究項目 4）

◎：大きく上回って達成、○：達成、△：一部未達、×：未達

実施項目	2024年度末目標	成果	達成度
(1) シナリオ検討 東電PG	•実系統におけるフィールド実証の実証シナリオを策定する。	•フィールド実証エリア及び実施時期を選定するとともに、フィールド実証に向け「応動確認」「システム機能確認」「インシデント対応」等の12の実証シナリオを策定した。	○
(2) 設備構築及びシステム導入 東電PG	•実証で使用する実証用システムを構築する。	•実証用システムとして、DERフレキシビリティシステム（一般送配電事業者システム、DERフレキシビリティ活用プラットフォーム、アグリゲーターシステム）を試験導入した。	○
	•実証用のDERフレキシビリティを設置する。	•実証用のフレキシビリティとして、需要家併設型蓄電池や系統用蓄電池等を実証エリア内に設置した。	
(3) 事前検証 三菱重工	•実証用のDERフレキシビリティシステムを用いた事前検証を行い、フィールド実証の業務プロセスと実施課題をまとめる。	•DERフレキシビリティ活用プラットフォームの一部（市場機能）として、海外製プラットフォーム（GridOS）を導入し、試験場において事前検証を行い、フィールド実証に向け業務プロセスおよび実施時の課題を整理した。	○
(4) 効果検証・総合的ケーススタディ 早稲田大学	•シミュレーションにより、DERフレキシビリティを活用した系統混雑解消の効果検証を行う。	•フィールド実証対象系統の評価モデルを構築し、DERによる混雑対策効果を評価するとともに、電圧逸脱が無いことを確認した。 •さらに、拡大シミュレーションを通じ、将来、系統の容量限界までPVが増加した場合でも、系統増強工事の代わりにDER活用で適切な運用が可能なことを確認した。	◎
	•上記効果を定量評価し、課題を抽出する。	•上記の評価を踏まえた課題として、過剰調達と過少調達のリスク等について整理した。	
(5) フィールド実証試験 東電PG	•フィールド実証を行い、系統混雑解消の実現性を評価する。	•実系統でのフィールド実証を通じ、業務フロー案の妥当性検証に加え、DERフレキシビリティ活用による系統混雑緩和の実現性について評価を行った。 •さらに、コンソ外事業者（実証居力事業者）の協力の下、EVおよび分散電算装置も活用し、リーソス毎の応動性の違いについても評価を行った。	◎
	•系統用蓄電池導入時の電力品質への影響を評価する。	•系統用蓄電池の充放電時に、電力品質へ影響が生じないことを確認した。	
	•需要家併設型蓄電池を用いたマルチユースの技術検証を行う。	•需要家併設型蓄電池において、他市場とのマルチユースの実現可能性を検証し、運用上、実現可能であることを確認した。ピークカットとの併用では、混雑緩和に利用可能な出力等が制限されるため、制御可能量の事前想定の重要性を確認した。	

2.5.1. フィールド実証におけるシナリオ検討

本項目では、実証フィールドの選定にあたり、電力系統面（現在の地域別系統状況及び将来の系統混雑の可能性）及びエリア自治体の脱炭素に向けた取組み状況（実証への協力度合い）を勘案し、「栃木県那須塩原市（塩原温泉郷から千本松牧場周辺）」を実証フィールドとして選定した（図 127）。

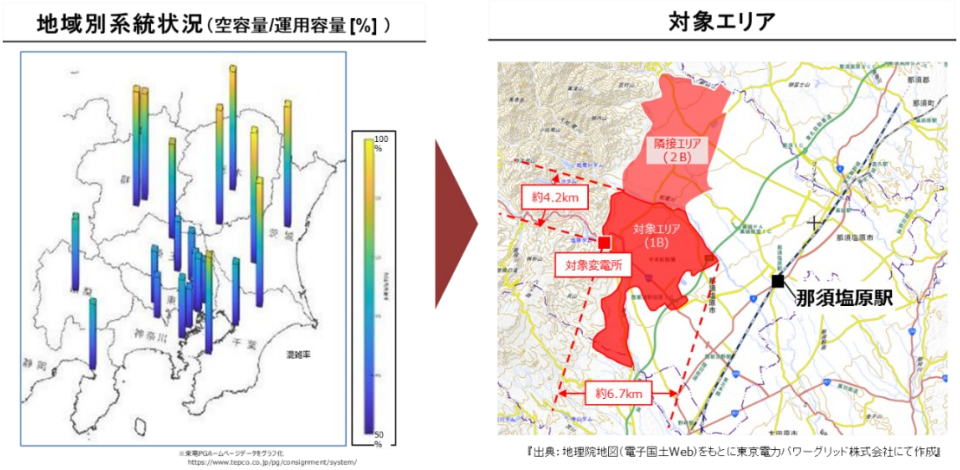


図 127 地域別系統状況と実証対象エリア

本実証での対象設備は、66kV 送電線から受電する配電用変電所である。2 バンク構成の当該変電所において、より早期に系統混雑が想定される 1 号変圧器（1 号バンク、水力発電向け専用線を含む 5 配電線に送電）を選定した。対象変電所バンク接続構成及び潮流状況は図 128 のとおり。当該バンクは、配下の配電線 5 回線の合計契約容量は、負荷量が発電量を上回るものの、昼間は比較的負荷量が少なく、下図の例では約 14MW 程度の逆潮流ピークが発生している状況であった。これは、系統混雑発生時間帯である昼間には、発電量が負荷量を上回っているためと想定された。

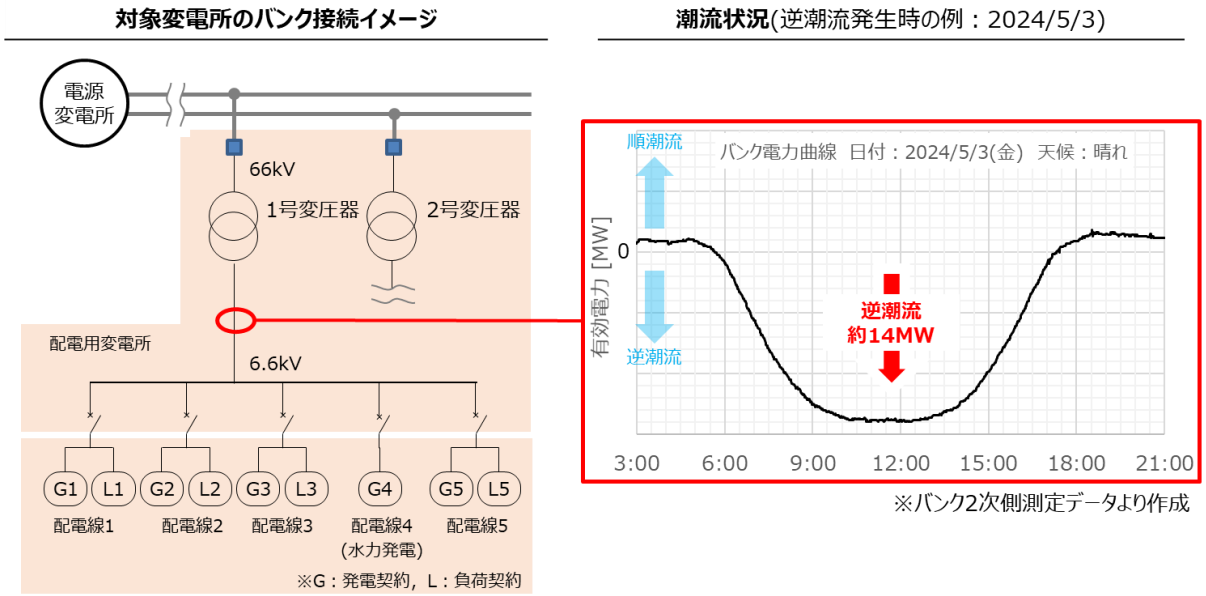


図 128 対象変電所のバンク接続イメージと潮流状況

また、東京電力パワーグリッド㈱管内においてフィールド実証を実施するため、同エリアにおける実証に活用可能な DER フレキシビリティの調査をし、実証エリアの系統情報と DER フレキシビリティの連系状況から、実証における DER フレキシビリティシステムによる市場取引が成立することを確認した。

実証にあたっては、研究項目 1～3 の検討結果を踏まえ、DER フレキシビリティの応動率の確認や、系統混雑緩和効果の検証等、フィールド実証におけるユースケースを選定した。このユースケースに基づき、実証シナリオを策定した。

実証シナリオの作成にあたり、実証日ごとの実施目的（業務フローに基づくシステム応動確認、マルチユース時の応動、系統切替時や応動量不足時の対応等）に応じた試験条件（指令値、制御パターン、アグリゲーター／DER の組み合わせ等）を設定し、組み合わせ、各日の実証計画を立案した。合計で 12 のユースケースに対し、19 日間の実証試験を行った（2024 年 5 月：計 12 日間、同年 9 月：計 7 日間）。

フィールド実証のシナリオ一覧は表 77 のとおり。

表 77 フィールド実証シナリオ一覧

ユースケースNo.	実施項目	シナリオ(概要)	条件				実証時期	
			指令値	応動量	制御パターン	RA/リソースの組合わせ	5月	9月
ケース1	業務フローに基づくシステム応動確認	・オンライン指令は系統用蓄電池のみ ・実需給の1時間前に指令発出(6時間まとめて発出)	約定量 = 指令値	指令値 = 応動量	パターン① 指令変更なし	RA:リソース =1:1	対象	-
ケース2		・オンライン指令は系統用蓄電池のみ ・実需給の1時間前に指令発出(6時間まとめて発出) ・指令値発出後、1時間ごとに指令値を見直し	約定量 > 指令値		パターン① 指令変更あり		対象	対象
ケース3		・オンライン指令は系統用蓄電池のみ ・実需給の3時間前の指令発出(3時間分×2回) ※以降、ケース12まで、指令発出方法は共通	約定量 = 指令値		パターン②		対象	-
ケース4							対象	
ケース5	マルチユース時の応動	・オンライン指令は、系統用・需要家併設型蓄電、EVを対象 ・蓄電池は他市場でも活用することを想定しSoC管理	約定量 > 指令値				-	対象
ケース6		・オンライン指令は、系統用・需要家併設型蓄電池、EVを対象 ・需要家併設型蓄電池は需要家内のピークカット併用も想定しSOCを管理					-	対象
ケース7	指令値に対し確実な応動の確認	・オンライン指令は、系統用蓄電池、EVを対象					対象	-
ケース8・9	リソース登録方法別の応動確認	・オンライン指令は、系統用・需要家併設型蓄電池、EVを対象 ・RAが複数リソースをまとめてorバラバラ入札した場合のリソース間の制御量融通の仕組みを確認				RA:リソース =1:N	-	対象 (机上)
ケース10	系統切替時のリソース非応動確認	・オンライン指令は、系統用蓄電池を対象とし、非原籍設定を行う ・系統切替中、リソースには制御指令を発出しない仕組みの確認				RA:リソース =1:1	対象	対象
ケース11	応動量不足時の対応確認	・DER制御中にトラブルが発生した際の緊急連絡体制が機能するかを確認					-	対象
ケース12		・SoC不足等によりDERが不応動となった場合に、実証用指令端末側で系統過負荷（異常）を検出できることの確認		指令値 > 応動量			対象	-

2.5.2. フィールド実証のための設備構築及びシステム導入

本項目では、フィールド実証に必要となる DER フレキシビリティとして、将来、最も多くの導入が見込まれる需要家併設型蓄電池（定格電力容量 643.5kWh、定格出力 100.0 kW）と、系統混雑緩和へ直接的に寄与することが期待される系統用蓄電池（定格電力容量 5,995 kWh、定格出力 1,999 kW）を設置した。需要家併設型蓄電池は、那須塩原市の所有する公共施設に設置した。当該需要家は、出張所、図書館、貸し会議室等の役割を担っており、主に会議室の利用状況やイベントによって電力負荷が変動する特徴を有している。その他、DER フレキシビリティ（蓄電池設備・負荷装置等）保有者と実証協力に向けた調整を行い、実証協力事業者としての参画を仰いだほか、実証中の系統状況等を把握することを目的に測定器類を設置した。

また、実証用システムとして「一般送配電事業者システム、市場プラットフォーム、制御プラットフォーム、アグリゲーターシステム（AC/RA）」を導入した（図 129）。具体的な対応として、「一般送配電事業者システム、制御プラットフォーム、アグリゲーターシステム（AC/RA）」は、既存のシステムに簡易な改造を施し、実証用システムとして導入した。「市場プラットフォーム」は、海外で先行利用されているプラットフォームの中から、市場機能の要件を満たすプラットフォームを選定し、試験的に導入（レンタル）した。

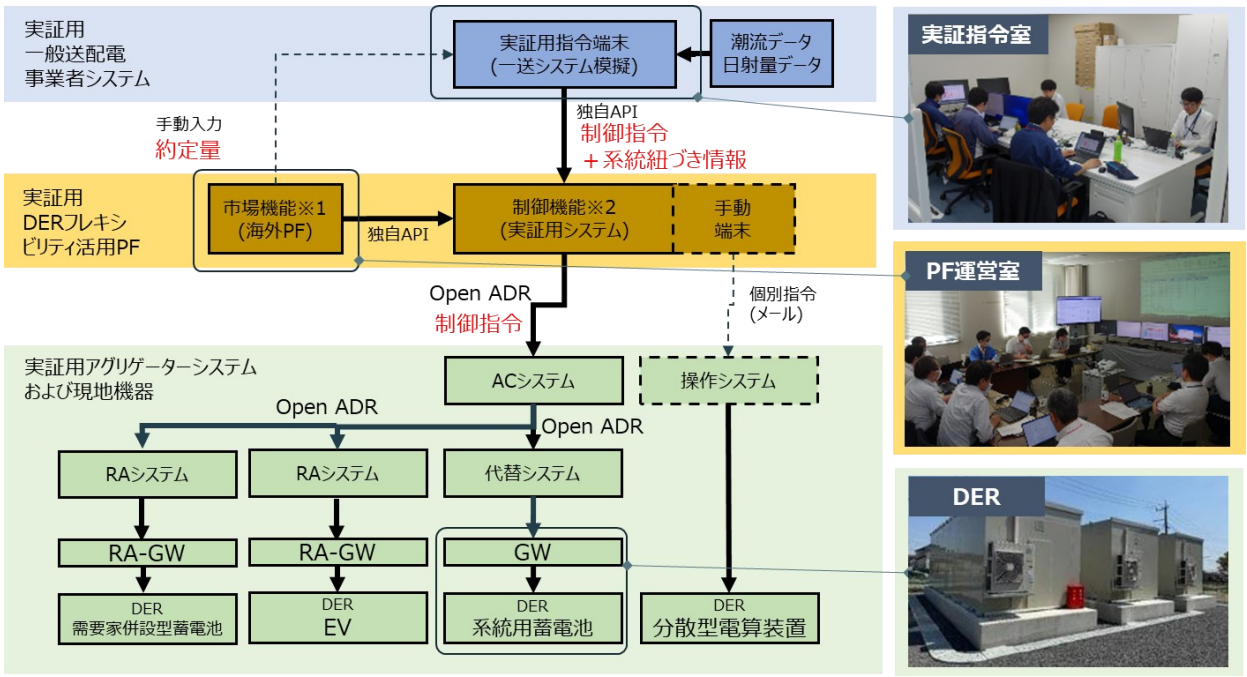


図 129　実証用システムの構成（イメージ）

2.5.3. フィールド実証を想定した事前検証

2.5.1 章で策定したシナリオを基に、事前にシナリオの有効性及びフィールド実証を実施する上での課題の有無について確認した。具体的には、一般送配電事業者システムから送信された指令が、制御プラットフォーム及びアグリゲーターシステム（AC/RA）を介して、DER まで到達し、実際に制御動作が行えるかといったシステムの組み合わせ試験や、市場取引を模した業務など各種業務フローについて検証した。

本項目では、フィールド実証に向けて、DER フレキシビリティシステムの市場機能の一部として、海外製プラットフォーム(GridOS)を導入し、基本機能（ツール構成、取引プロセス、モデル化方法、フレキシビリティ契約作成方法、解析原理、API 連携機能）等を整理した。基本機能の整理の一例は図 130 に示す。

ツール名称		使用者	主な機能・特徴
IDP	Integrated Distribution Planning	DSO/DMO	配電系統向けの設備計画ツール • 系統モデルの作成、DERの登録 • 潮流計算/最適潮流計算機能
WSC	Whole System Coordinator	DSO/DMO	市場設定・運用ツール • 市場からのフレキシビリティの調達(リクエストの発行、レスポンスの承認) • 市場取引機能の設定 • 各種データの管理 (DER情報、DER所有者情報、運用データ等)
NMF	Neutral Market Facilitator	市場参加者(アグリゲーター等)	市場参加ツール • 市場へのフレキシビリティの提供(レスポンスの発行) • 入札情報の登録、取引結果の確認 • 常時、WSCと連携して動作する

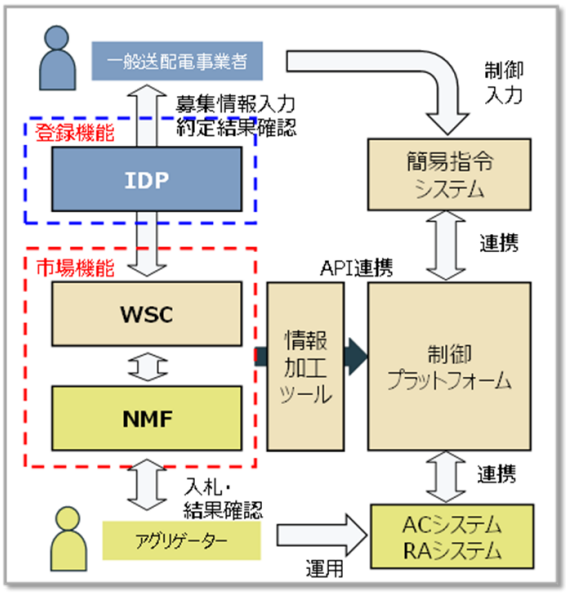


図 130　基本機能等の整理の一例

事前検証は、2 つの制御パターン（需給調整市場三次調整力②に準じた要件、容量市場発動指令電源に準じた要件）において、リソース数や応動量に変化を加えた 4 つのパターンを検証した。市場プラットフォーム～制御プラットフォーム間、一般送配電事業者システム～制御プラットフォーム間、制御プラットフォーム～アグリゲーターシステム間、アグリゲーターシステム～工場内 DER（蓄電池、模擬負荷装置）間の通信試験及びデータ連携試験を実施した。一例として三菱重工業の工場内にエッジ端末を設置、検証用試験治具を介して DER フレキシビリティ活用プラットフォームと工場内の DER 実機をシステム的に連係させて、一連のプロセスの流れを確認した（図 131、表 78）。

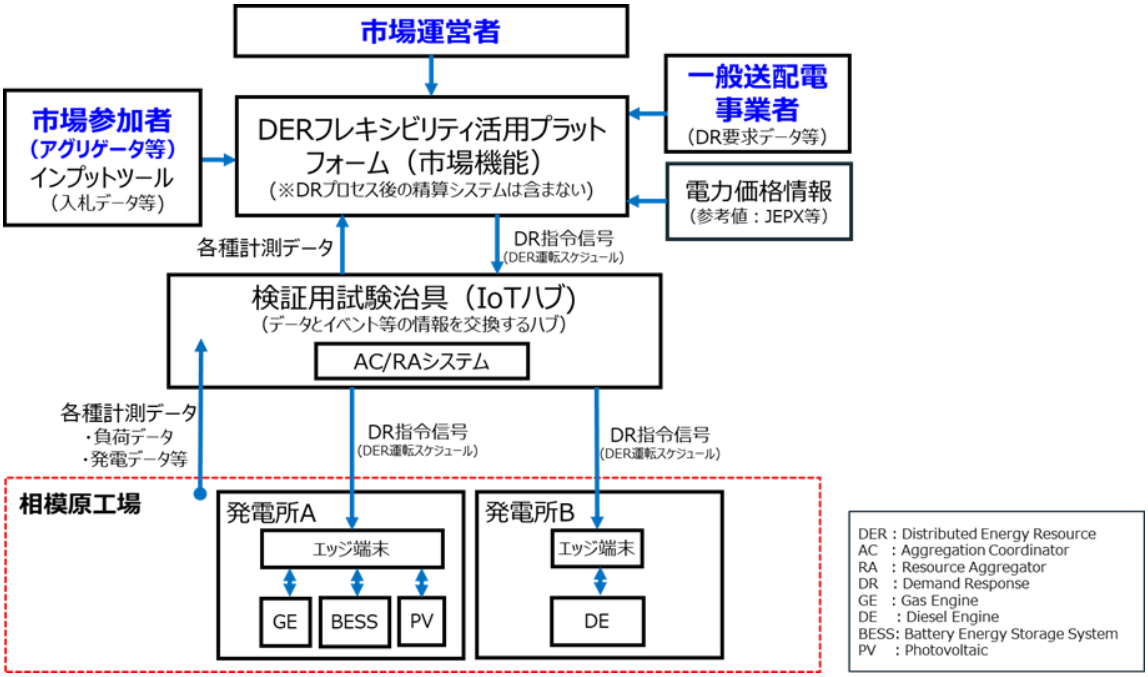


図 131 工場実証試験システム構成（イメージ）

表 78　事前検証試験の実施ケース

ケースNo.	ケース2	ケース7
実施事項 （ユースケース概要）	制御指令の途中変更あり	指令に対し確実な応動の確認 （複数リソース）
制御パターン	パターン①	パターン②
AC	1	1
RA	1	2
DER	1（模擬負荷装置）	2（模擬負荷装置、蓄電池）
募集量	200 kW	215 kW
入札量	200 kW	模擬負荷装置：215 kW, 蓄電池: 15 kW
指令量	混雑予測に基づく指令量による	混雑予測に基づく指令量による
応動量	リソース応動性能による	リソース応動性能による
備考	・6時間試験 ・7時に指令発信、8時応動 GridOSモデル①(NEDO_1-2_r1)	・後半3時間(11:00～14:00)のみの試験 ・8時に指令発信、11時応動 ・GridOSモデル③(NEDO_3-1_r1)

試験により、単位・桁数・符号等の認識の齟齬があることが確認されたが、対策を講じたことで最終的に正常動作を確認でき、市場機能・制御機能及びシステム間インターフェースが想定通り動作することを確認して、フィールド実証に向けた準備を完了した。

2.5.4. フィールド実証試験

本フィールド実証では、配電線に連系された太陽光発電の発電電力により、配電用変電所の変圧器にて混雑が発生することを想定し、複数のユースケースに沿って、実系統を活用した実証用 DER フレキシビリティシステムの検証、及び DER フレキシビリティを活用した系統混雑緩和の実現性を評価することを目的としている。加えて、系統用蓄電池に限らず、将来、導入が進んでいくと想定される電気自動車や、分散型電算装置等の負荷を当該配電系統に誘致し、多種多様なリソース活用の可能性についても検証・評価した。

フィールド実証における運用の流れは以下のとおり（イメージは図 132）。

①一般送配電事業者は、配電用変電所の変圧器における実潮流データや、気象予測（日射量）データを取得・連係し、逆潮流による系統混雑の可能性を把握。

②一般送配電事業者は、①の各種データを基に系統混雑緩和に必要な DER 制御量を算出し、DER フレキシビリティ活用プラットフォームへ制御指令を送信する。

③DER フレキシビリティ活用プラットフォームは、受信した制御指令について、市場約定結果に基づき制御指令値を分配しアグリゲーターシステムへ送信する。

④アグリゲーターは、制御指令に基づき、各 DER に制御指令を送信する。

⑤各 DER が制御指令に基づき充電または負荷稼働を実施し、負荷を増やす、蓄電設備で充電する等の上げ DR を実施することで系統の逆潮流を吸収する。

⑥⑤により、系統混雑（ここでは、配電用変電所の変圧器過負荷）緩和を図る。

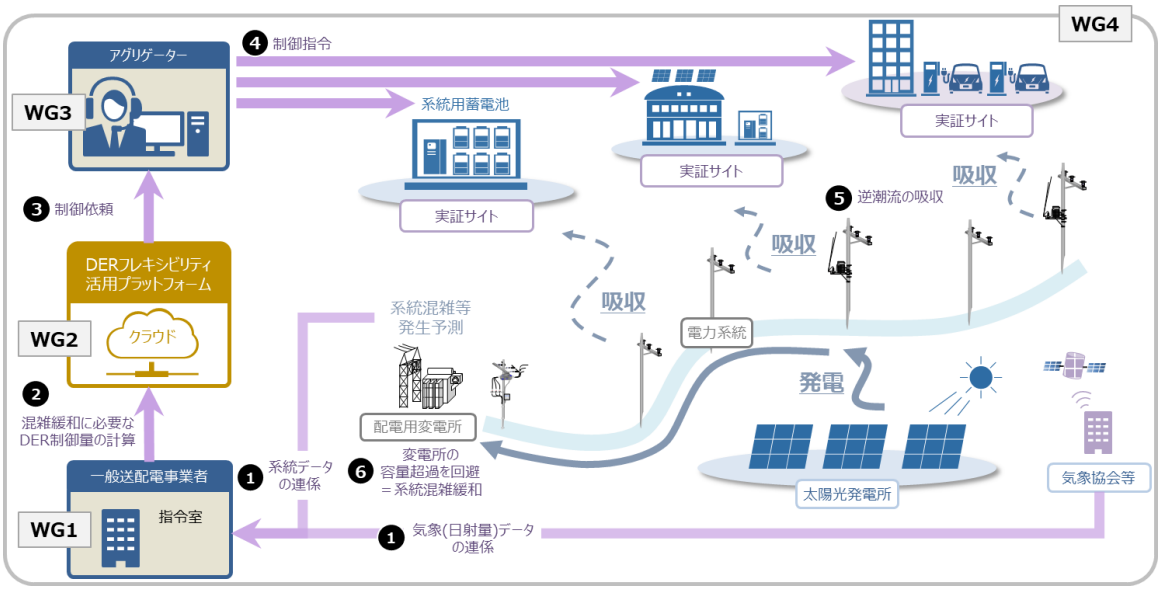


図 132　フィールド実証の運用イメージ

フィールド実証での運用体制は、 図 133 のとおり「一般送配電事業者（WG1）」、「DER フレキシビリティ活用プラットフォーム（WG2）」、「AC、RA（WG3）」がその役割を担い、システム操作、運用、検証を実施した。各システム間を連係させるための通信プロトコルは、実証指令端末～DER フレキシビリティ活用プラットフォーム間は「独自 API」、DER フレキシビリティ活用プラットフォーム～AC システム～RA システム間は「OpenADR」、RA システム～DER 間は任意とした。

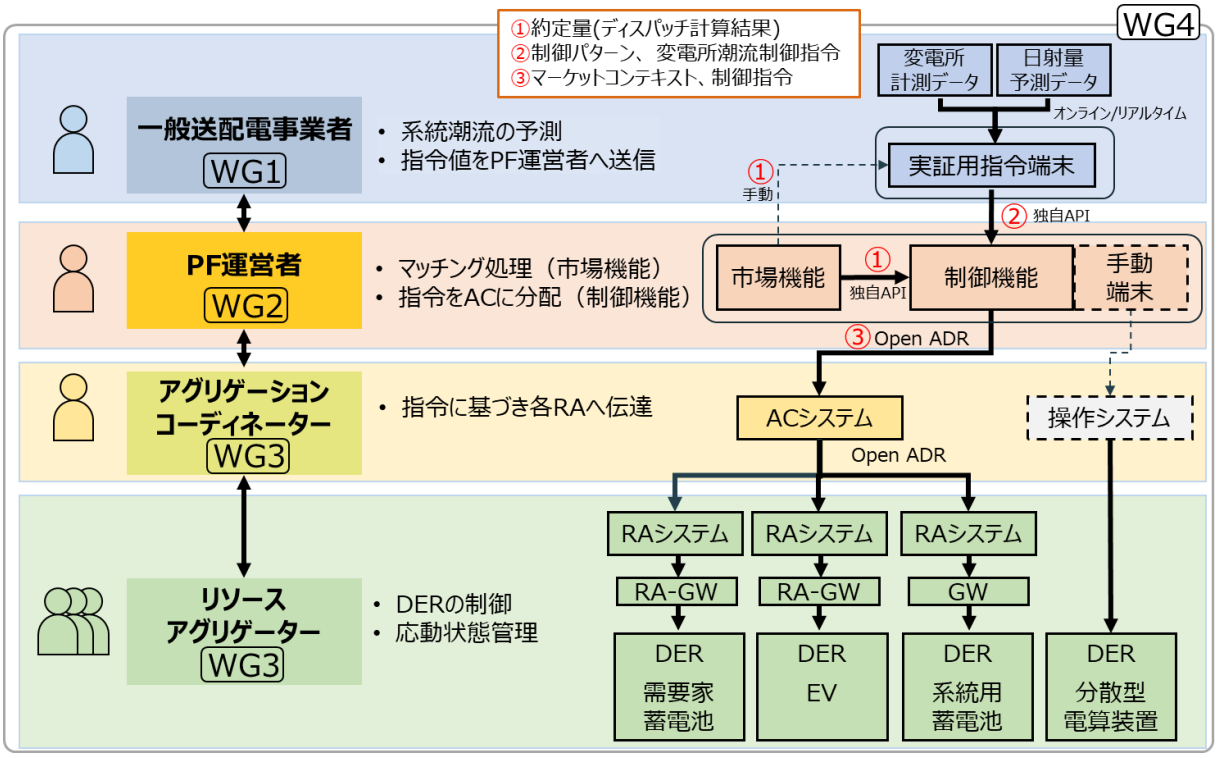


図 133 フィールド実証での運用体制

フィールド実証対象系統の概要図及び DER の諸元等は図 134 のとおり。

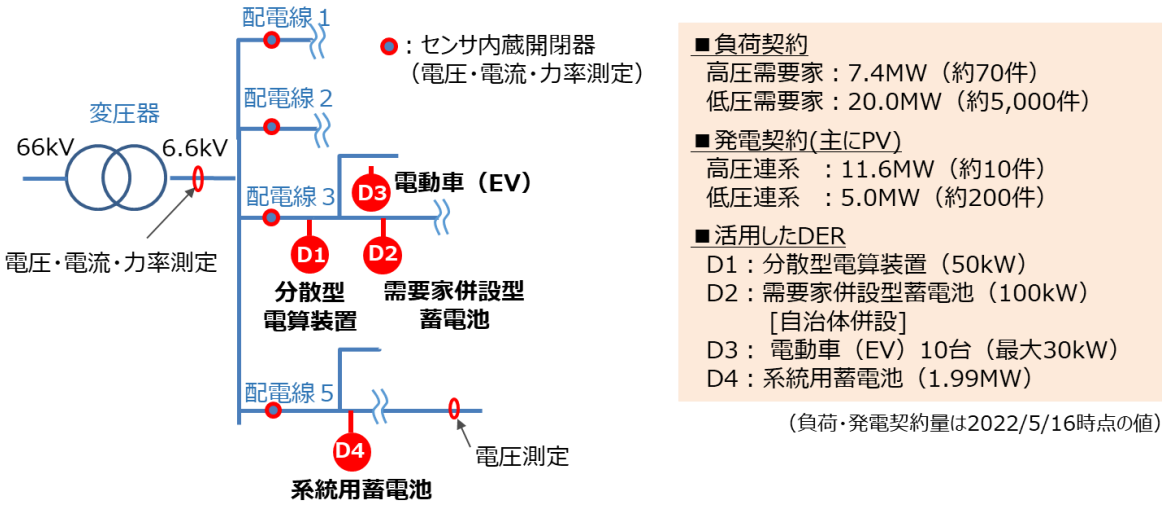


図 134　フィールド実証対象系統の概要図及び DER の諸元等

各測定点（表 79）における測定は以下のとおり。

- 実証用指令端末へオンラインで取り込むデータ：【☆】
- AC/RA システム経由での実績集約：【★】
- その他のデータは、手動で集約を実施

表 79 フィールド実証における測定点

測定箇所		測定値	周期
変電所☆		電圧・電流・力率	1分値
センサ開閉器		電圧・電流・力率	10分値
サイトD1 (分散型電算装置)	受電端	-	-
	機器端	電力[kW]	1分値
サイトD2 (需要家併設型蓄電池)	受電端★	電力[kWh]	1分値
	機器端1	電力[kW]	1分値
	機器端2	電力[kWh]	30分値
サイトD3 (EV)	受電端	電力[kWh](評価結果のみ報告)	30分値
	機器端★	電力[kWh]	1分値
サイトD4 (系統用蓄電池)	受電端★	電力[kWh]	1分値
	機器端	電力[kW](1分値) 電流/電圧(10秒・瞬時値/代表相)※5月のみ	左記のとおり

2.5.4.1 検証における目標とユースケース

フィールド実証においては、検証目標として以下 3 点を掲げ実施した。

- 商用系統で実証し、DER フレキシビリティを活用した系統混雑緩和の実現性を評価する。
- 大型の系統用蓄電池を導入した場合の系統に与える電力品質影響を評価する。
- マルチユースに対応する需要家併設型蓄電池を用いた系統混雑解消の技術検証をする。

上記目標を踏まえ、策定した募集要件と設定したユースケース（表 80）に基づき、以下（1）から（6）の項目について評価を実施した。

表 80 フィールド実証における 12 のシナリオ（再掲）

ユースケースNo.	実施項目	シナリオ(概要)	条件				実証時期	
			指令値	応動量	制御パターン	RA/リソースの組合わせ	5月	9月
ケース1	業務フローに基づくシステム応動確認	・オンライン指令は系統用蓄電池のみ ・実需給の1時間前に指令発出(6時間まとめて発出)	約定量 = 指令値	指令値 = 応動量	パターン① 指令変更なし	RA:リソース =1:1	対象	-
ケース2		・オンライン指令は系統用蓄電池のみ ・実需給の1時間前に指令発出(6時間まとめて発出) ・指令値発出後、1時間ごとに指令値を見直し	約定量 > 指令値		パターン① 指令変更あり		対象	対象
ケース3		・オンライン指令は系統用蓄電池のみ ・実需給の3時間前の指令発出(3時間分×2回) ※以降、ケース12まで、指令発出方法は共通	約定量 = 指令値		パターン②		対象	-
ケース4							対象	
ケース5	マルチユース時の応動	・オンライン指令は、系統用・需要家併設型蓄電、EVを対象 ・蓄電池は他市場でも活用することを想定しSoC管理	約定量 > 指令値				-	対象
ケース6		・オンライン指令は、系統用・需要家併設型蓄電池、EVを対象 ・需要家併設型蓄電池は需要家内のピークカット併用も想定しSOCを管理					-	対象
ケース7	指令値に対し確実な応動の確認	・オンライン指令は、系統用蓄電池、EVを対象					対象	-
ケース8・9	リソース登録方法別の応動確認	・オンライン指令は、系統用・需要家併設型蓄電池、EVを対象 ・RAが複数リソースをまとめてorバラバラ入札した場合のリソース間の制御量融通の仕組みを確認				RA:リソース =1:N	-	対象 (机上)
ケース10	系統切替時のリソース非応動確認	・オンライン指令は、系統用蓄電池を対象とし、非原籍設定を行う ・系統切替中、リソースには制御指令を発出しない仕組みの確認				RA:リソース =1:1	対象	対象
ケース11	応動量不足時の対応確認	・DER制御中にトラブルが発生した際の緊急連絡体制が機能するかを確認					-	対象
ケース12		・SoC不足等によりDERが不応動となった場合に、実証用指令端末側で系統過負荷（異常）を検出できることの確認		指令値 > 応動量			対象	-

以下の図 135 及び図 136 は、5 月及び 9 月のフィールド実証における、各日程の実施ケースと DER フレキシビリティの設定条件、リソースの諸元である。

約定情報結果一覧

		5月																			
日付		1	2	3	4	6		7		8		9		10		12		13		14	
曜日		水	木	金	土	月		火		水		木		金		日		月		火	
ケースNo.		ケース2		ケース1	ケース12	ケース3		ケース4		ケース3		ケース10		ケース4		ケース7					
実施事項 (ユースケース概要)		制御指令を1時間ごとに変更		制御指令の変更なし	セイフティネット発動条件の確認	制御指令と約定量が等しい		制御指令が約定量以下		制御指令と約定量が等しい		系統切替に伴う制御指令の変更		制御指令が約定量以下		オンラインでの複数リソースの同時制御					
制御要件	パターン	①				②															
	ブロック	-				1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
約定量 (kW)	D1	48	-	-	-	-	-	-	-	48	-	48	48	48	48	-	-	-	48	45	45
	D3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	9	-	9
	D4	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	-	800	800	800
	合計	848	800	800	800	800		800		848	800	848	848	848	848	800	800	-	857	845	854
指令量(kW)		0~848	0~800	800	0~800	800	800	0~800		848	800	48	848	0~800		800		-	857	845	854

DER設備諸元

サイトNo.	DER	定格出力[kW]	定格容量[kWh]	備考
D1	分散型電算装置	48	480	NEDO事業外
D2	需要家併設型蓄電池	※設置工事中		NEDO事業内
D3	EV	30	355	NEDO事業外
D4	系統用蓄電池	1,999	5,995	NEDO事業内

図 135 【5 月実証】2024 年 5 月 1 日（水）～14 日（火）

		9月															
日付		13	14	15	16	17	18	19	20		21		22		23		24
曜日		金	土	日	月・祝	火	水	木	金		土		日		月・祝		火
ケースNo.		準備日	ケース②(内、1日⑪)			準備日	準備日	準備日	ケース5・10		ケース6						予備日
実施事項 (ユースケース概要)		最終確認	制御指令を1時間ごとに変更					制御パターン切替	⑩系統切替中のリソースに制御指令を発出しない ⑤リリースされたリソースの他市場等での活用可否検証		蓄電池のマルチユース時の活用						-
制御要件	パターン		① ※パターン変更可能性あり						②		②						
	ブロック	-	-						1	2	1	2	1	2	1	2	
約定量 (kW)	D1		48※1	48※1	48※1				48※1	48※1	-※2	-※2	-※2	-※2	-※2	-※2	
	D2		30	30	30				30	30	30	30	30	30	30	30	
	D3		-	-	-				-	-	-	10	-	10	-	10	
	D4		800	800	800				1600	1600	800	800	800	800	800	800	
	合計		878	878	878				1678	1678	830	840	830	840	830	840	
指令量(kW)			混雑予測状況により当日確定														

※1 オフラインリソース
※2 設備トラブルにより、実証参加中止

DER設備諸元

サイトNo.	DER	定格出力[kW]	定格容量[kWh]	備考
D1	分散型電算装置	48	480	NEDO事業外
D2	需要家併設型蓄電池	100	643	NEDO事業内
D3	EV	30	355	NEDO事業外
D4	系統用蓄電池	1,999	5,995	NEDO事業内

図 136 【9 月実証】2024 年 9 月 14 日（土）～23 日（月・祝）

フィールド実証における目標と実施項目は以下のとおり。

(1) データ収集（全ケース）

各 DER フレキシビリティの応動評価や系統混雑緩和効果の確認、業務フローの検証等が実施できるよう、指令値策定にかかわるデータや系統の潮流データ、DER 応動データ等を収集する。

(2) 系統への影響評価（ケース 10）

系統混雑緩和を目的とした指令発出に対し、系統に与える影響について確認する。具体的には、各 DER 応動実績データ、潮流データを分析し、課題を整理する。

(3) 系統混雑緩和効果/DER フレキシビリティ応動評価（ケース 1～4、7、12）

各 DER フレキシビリティの応動評価や系統混雑緩和効果の確認などを実施する。また、フィールド実証で得られた課題を整理する。

(4) システムの動作/運用性検証（ケース 8～12）

DER フレキシビリティシステムにおける一般送配電事業者とアグリゲーターの DER フレキシビリティ取引の約定結果に応じて、一般送配電事業者からアグリゲーターへ制御指令を送信する際のシステム連係（情報連携）上の課題を整理するとともに運用性を検証する。

(5) マルチユース実現可能性評価（ケース 5、6）

平時には EMS に活用される需要家併設型蓄電池にマルチユース実現可能性評価より、系統混雑緩和の指令発出時に各種制御要件に沿った対応が可能か否かを確認し、課題を抽出する。

(6) フィールド実証向け業務フロー案の検証（ケース 1～4）

作成済みの業務フロー案に基づき、フィールド実証を運営し、業務フロー案の検証及び課題を整理する。

以下、（1）から（6）の項目について順を追って評価結果を示す。

2.5.4.2 データ収集

各システム（実証用指令端末、DER フレキシビリティ活用プラットフォーム、AC/RA システム）で取得・記録したデータは表 81 のとおり。なお、取得データの実績値とは、AC/RA システムを通じて制御プラットフォームが取得した DER の応動実績（ベースラインを踏まえた値）を指す。

表 81 各実証システムで取得したデータ一覧

各システム		取得データ (単位：kW)	粒度
実証用指令端末		指令値(速報)	30分値
		指令値(確報)	30分値
		実績値	1分値(平均値)
市場PF		入札情報	1時間
		約定情報	1時間
制御PF		指令値	30分値
		実績値	1分値
ACシステム		指令値	30分値
		実績値	1分値
手動端末 ※システム連携無	サイトD1 (分散型電算装置)	指令値	30分値
		実績値	1分値
RAシステム	サイトD2 (需要家併設型蓄電池)	指令値	30分値
		実績値	1分値
RAシステム	サイトD3 (EV)	指令値	30分値
		実績値	1分値
RA代替システム	サイトD4 (系統用蓄電池)	指令値	30分値
		実績値	1分値

2.5.4.3 系統への影響評価

今回のフィールド実証では、実系統において実際に系統用蓄電池を運用することから、系統に悪影響を与えることがないよう、当該系統の潮流状況を考慮した放電禁止制約や力率一定運転、また、各一般送配電事業者で設定する出力制御のルールに沿った段階制御など、主に以下３つの制約条件を設定した（図 137）。

なお、段階制御の出力変化の範囲については個別協議の上決定した。

- 放電禁止制約：逆潮流の厳しい最過酷断面での放電可能性を考慮し 7 時～17 時の間は放電禁止。
- 力率一定運転：電圧変化量を軽減するため、放電時の力率は、系統電力を基準に遅れ 0.9 に固定（充電時は制約なし）。
- 段階制御　　：充電・放電出力の変化量を、定格出力 10%以下/20s[9]に限定。

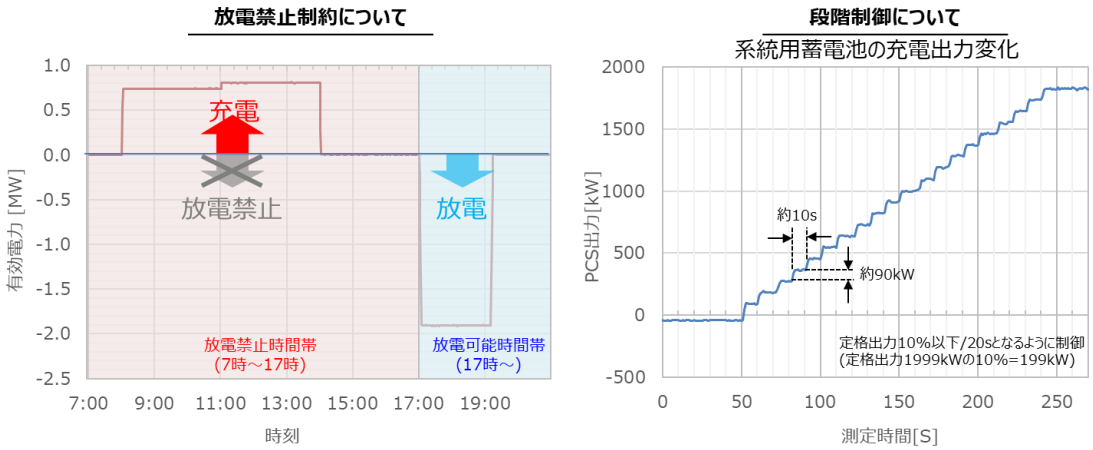
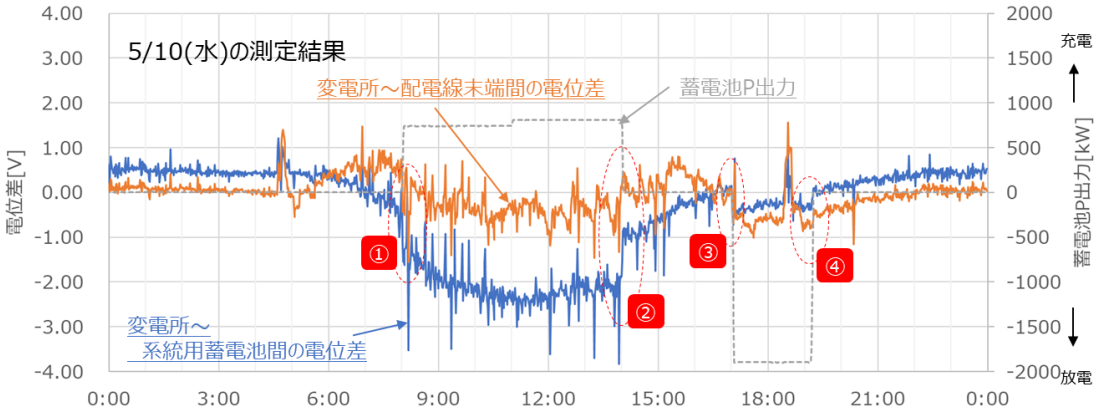


図 137 系統用蓄電池の放電制約

(1) 系統への影響評価を目的とした系統用蓄電池充放電時の電圧変動分析結果

変電所と測定地点間の電位差（低圧換算）及び蓄電池の充放電開始・停止タイミングにおける電位差（5 分平均）の変化量を算出した結果、図 138 のとおり法定の電圧管理幅（±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。参考までに放電側の挙動においては、力率一定制御の効果により、充電時に比べ kW 当たりの電圧変化量が 5 分の 1 以下であり、微小であった。

[9] 送配電事業者及び接続対象系統により変化。最大 60s となる場合あり



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

図 138 変電所と測定地点との電位差

(2) 系統連系制約に関する検証結果と課題

- 放電禁止制約（7:00～17:00 の放電禁止）については、制約を順守し運用が可能である一方、DER フレキシビリティ市場以外の他市場（需給調整市場等）との併用を見据えた場合、系統用蓄電池の収支モデルに影響を与える可能性が考えられる。
- 段階制御（充放電の変化量を一定値以下）については、指令受信後、出力が指令値に達するまで時間遅れが生じるため、事前制御などの仕組みを導入する必要があると考えられる。

2.5.4.4 系統混雑緩和効果/フレキシビリティ応動評価

(1) 系統混雑緩和効果

以下の各ケースにおいて、DER フレキシビリティの活用により系統混雑緩和の実現可能性を検証した。結果して、有効電力 14MW の逆潮流ピークに対し、最大 850kW 程度の潮流変化（逆潮流の減少）を確認し、DER フレキシビリティの活用により、潮流を仮想の運用容量以下に抑制することができた。

1) ケース 1（2024 年 5 月 3 日　天候：晴れ）（図 139）

制御要件：パターン①（需給調整市場三次調整力②の要件に準じて設定したもの）
仮想運用容量：0. 0MW
対象リソース：オンライン制御／系統用蓄電池　1 台
（参考）オフライン制御／分散型電算装置　1 台
指令タイミング：実需給の 1 時間前に制御指令（全コマ同時）発出し、以降、指令に変更なし
約定量と指令値の関係：約定量及び指令値は同じ（800kW）

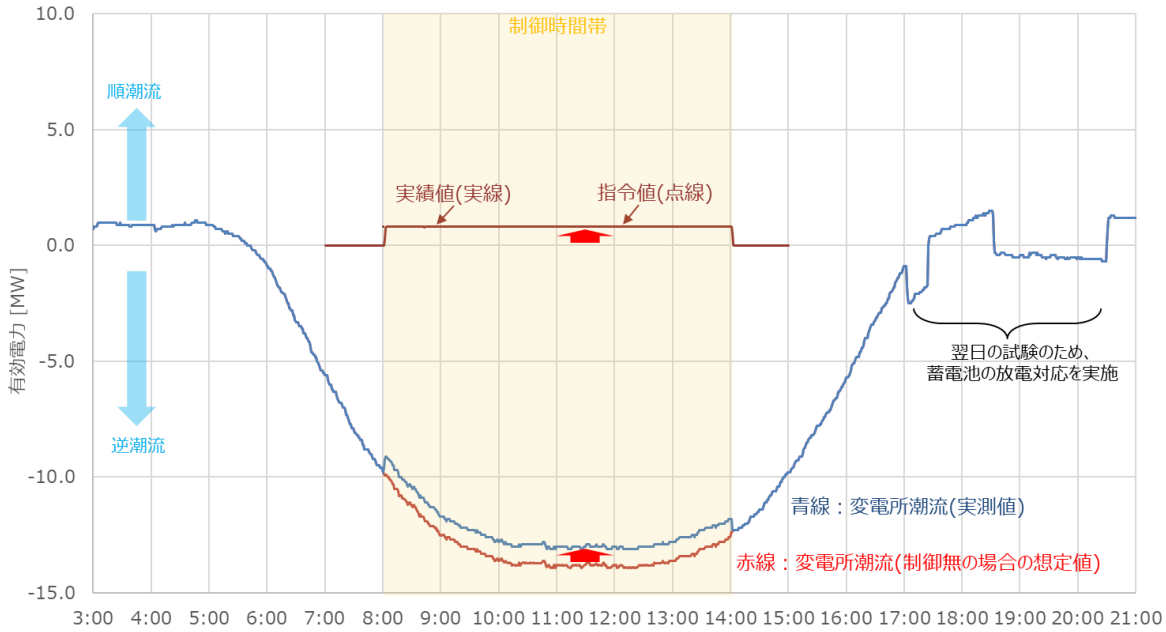
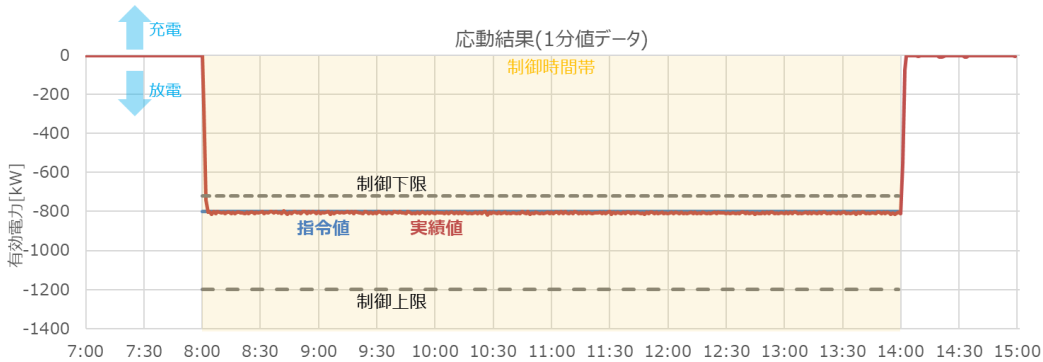


図 139 5 月 3 日　系統混雑緩和効果の結果（ケース 1）

ケースでは、試験シナリオ（800kW フル出力）を確実に遂行するため、運用容量（仮想）を「0.0MW」に設定し、蓄電池の応動（8:00-14:00）により、系統の逆潮流吸収を確認した。

なお、17:00 以降の放電対応については、翌日の試験準備のため実施している。一般送配電事業者の指令に基づく制御ではないため、以降に記載の実績グラフからは割愛する。



項目		30分コマ毎の応動評価基準											
約定量[kW]		-800											
指令値[kW]		-800	-800	-800	-800	-800	-800	-800	-800	-800	-800	-800	-800
成功範囲	制御上限[kW] (制御量超過：+50%)	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
成功範囲	制御下限[kW] (制御量未達：-10%)	-720	-720	-720	-720	-720	-720	-720	-720	-720	-720	-720	-720
時間滞在率[%] (1分平均kW、30ポイント中27ポイント滞在が要)		93 (28/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)
貢献量[kWh]	30分コマ毎	379	403	403	403	404	404	403	404	404	404	404	404
貢献量[kWh]	合計	4818											

※1分毎の評価であるため、応動実績値は省略

図 140 5 月 3 日　応動結果（ケース 1 ：系統用蓄電池）

図 140 は、ケース 1 における系統用蓄電池応動結果である。需給調整市場三次調整力②のアセスメントに準じた設定の制御要件を課す中、いずれのコマでも制御範囲内かつ時間滞在率 90%以上を達成する結果となった。

2)　ケース 2（2024 年 5 月 2 日　天候：晴）（図 141）

制御要件　：パターン①（需給調整市場三次調整力②の要件に準じて設定したもの）
仮想運用容量：0. 0MW
対象リソース：オンライン制御／系統用蓄電池　1 台
指令タイミング：実需給の 1 時間前に制御指令（全コマ同時）発出し、以降、1 時間毎に指令値を更新して指令を発出する
約定量と指令値の関係：指令値は約定量を最大とする（800kW）

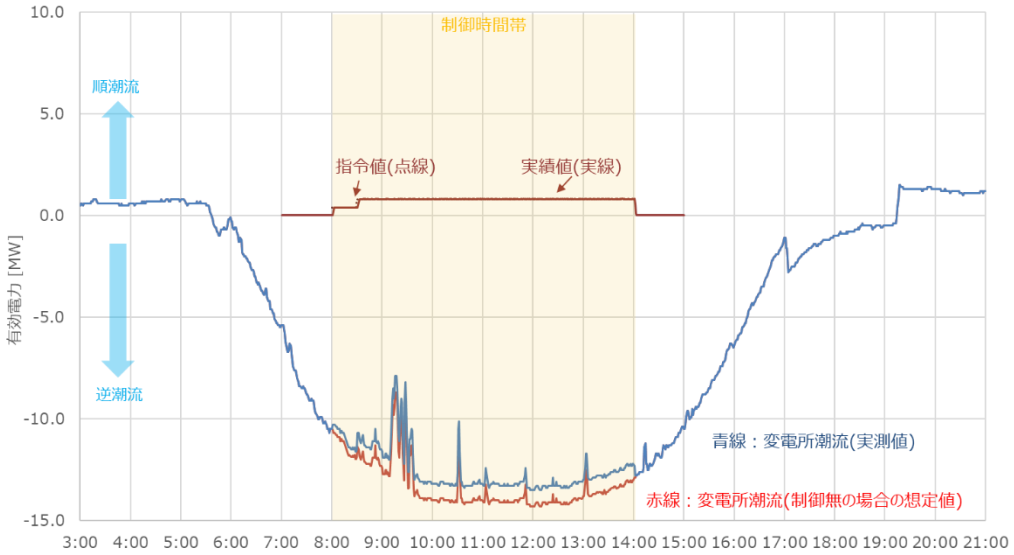


図 141 5 月 2 日　系統混雑緩和効果の結果（ケース 2）

本ケースでは、需給調整市場三次調整力②に準じて設定した制御要件において、入札量や前日速報値に関わらず、最新指令値（制御 1 時間前に発出される速報値）に追従し、制御要件を満たした応動ができていることを確認した。

3)　ケース 3（2024 年 5 月 8 日　天候：曇のち雨）（図 142）

制御要件　　：パターン②（容量市場　発動指令電源の要件に準じて設定したもの）
仮想運用容量：0. 0MW
対象リソース：オンライン制御／系統用蓄電池　1 台
（参考）オフライン制御／分散型電算装置　1 台
指令タイミング：実需給の 3 時間前に制御指令（8:00～11:00、11:00～14:00 の 2 回）を発出し、制御途中での指令変更なし
約定量と指令値の関係：約定量及び指令値は同じ（800kW）

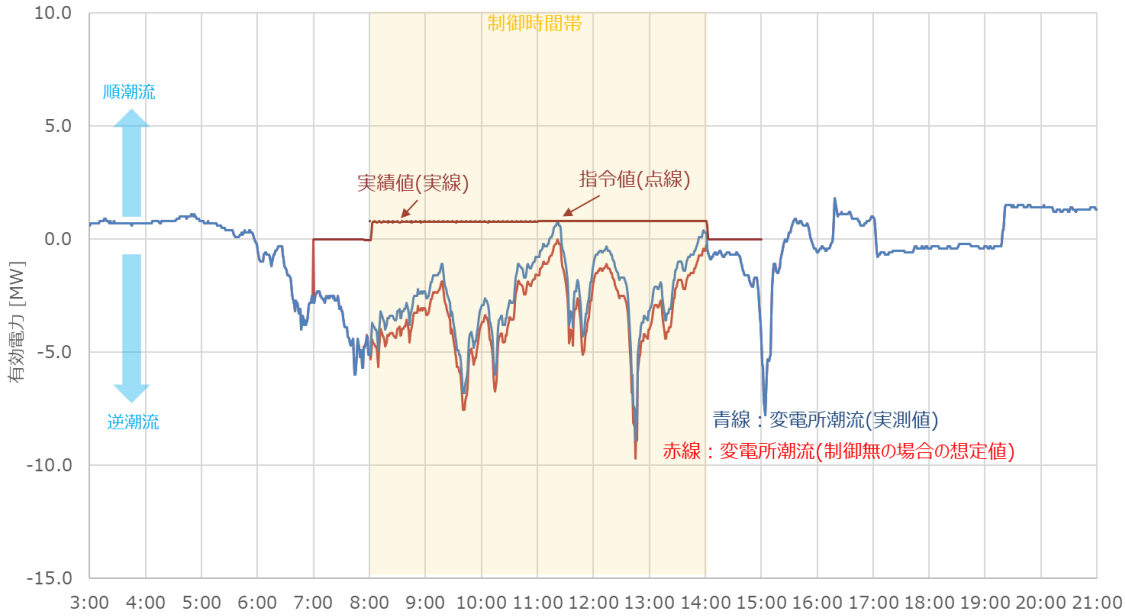


図 142 5 月 8 日　系統混雑緩和効果の結果（ケース 3）

ケース 3 では、悪天候により十分な PV 出力が期待できない中、確実に指令を発出させるため、運用容量（仮想）を「0. 0MW」に設定し、蓄電池の応動（8:00-11:00、11:00-14:00）により、系統の混雑緩和効果を確認した。

4)　ケース 4（2024 年 5 月 10 日　天候：晴）（図 143）

制御要件　　：パターン②（容量市場　発動指令電源の要件に準じて設定したもの）
仮想運用容量：-13. 2MW
対象リソース：オンライン制御／系統用蓄電池　1 台
　　（参考）オフライン制御／分散型電算装置　1 台
指令タイミング：実需給の 3 時間前に制御指令（8:00～11:00、11:00～14:00 の 2 回）
　　を発出し、制御途中での指令変更なし
約定量と指令値の関係：指令値は約定量を最大とする（800kW）

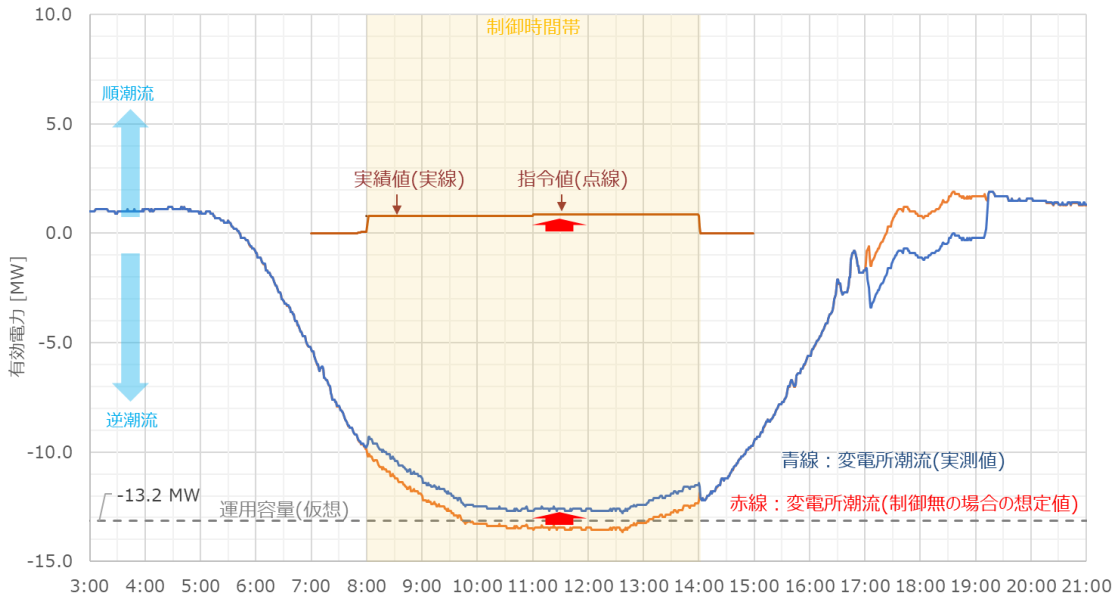


図 143 5 月 10 日　系統混雑緩和効果の結果（ケース 4）

本ケースの実施日は、終日晴天予報であり、安定した太陽光発電及び変電所潮流が見込まれたため、至近の潮流実績値を勘案し、より実態に近い形で運用容量（仮想値）設定を実施した（当該日については「-13.2MW」にて設定）。なお、今回の運用容量（仮想値）の考え方として、実証時間帯（8:00～11:00、11:00～14:00）における変電所の潮流予測値に対し僅かに超過するであろう閾値を予測、設定したものである。

前半ブロックの確報値発出時（実需給 3 時間前の 5:00）において、8:00～11:00 の間で変電所予測潮流値が仮想の運用容量（-13.2MW）を超過が見込まれたことから、8:00 より蓄電池応動（充電）が開始。蓄電池の応動により、運用容量（仮想値）以下で変電所潮流（実測値）を制御（系統混雑緩和）できたことを確認した（同様に、後半ブロックにおいても系統混雑緩和効果を確認した）。

5)　ケース 7（改 1）（2024 年 5 月 14 日　天候：曇→晴）（図 144）

制御要件　　：パターン②（容量市場　発動指令電源の要件に準じて設定したもの）
仮想運用容量：0.0MW
対象リソース：オンライン制御／系統用蓄電池　1 台、EV　10 台
　　（参考）オフライン制御／分散型電算装置　1 台
指令タイミング：実需給の 3 時間前に制御指令（8:00～11:00、11:00～14:00 の 2 回）
　　を発出し、制御途中での指令変更なし
約定量と指令値の関係：指令値は約定量を最大とする 809kW）

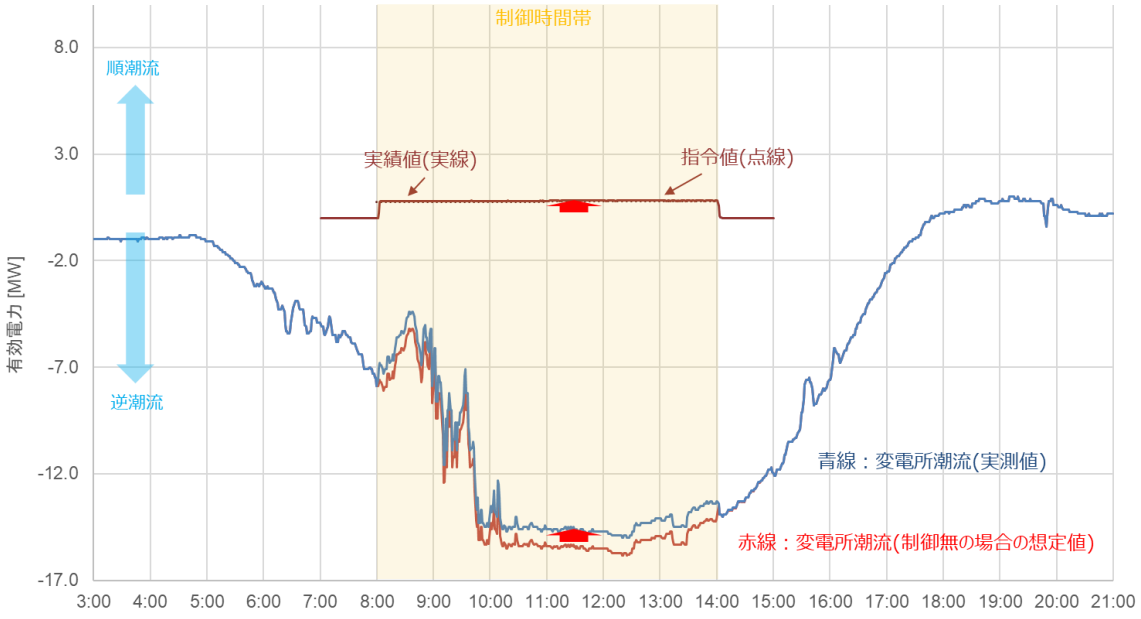


図 144 5 月 14 日　系統混雑緩和効果の結果　ケース 7（改 1）

ケース 7（改 1）では、制御パターン②の条件において、複数の DER に対しオンライン指令の発出、指令に沿った DER の応動状況を検証した。オフライン指令を除いた約定量（蓄電池：800kW、EV：9kW）に対して、当日の確報値（合算値）は 809kW であり、約定結果、（EV: 9kW 、蓄電池：800kW）に基づき、各 DER が応動することを確認した。

6)　ケース 7（改 2）（2024 年 5 月 12 日　天候：曇）（図 145）

制御要件　　：パターン②（容量市場　発動指令電源の要件に準じて設定したもの）
仮想運用容量：0. 0MW
対象リソース：オンライン制御／系統用蓄電池　1 台、EV　10 台
　　（参考）オフライン制御／分散型電算装置　1 台
指令タイミング：実需給の 3 時間前に制御指令（8:00～11:00、11:00～14:00 の 2 回）
　　を発出し、制御途中での指令変更なし
約定量と指令値の関係：指令値が約定量よりも少ないケース
　　（809ｋW に対し 800kW）

ケース 7（改 2）では、制御パターン②の条件において、当日の確報値（指令値）が約定量よりも少ないケースを想定し、指令値の配分結果について確認を行った。約定量（蓄電池：800kW、EV：9kW）に対して、当日の確報値（合算値）は 800kW であった場合、約定結果に基づき、入札単価の低い系統用蓄電池から優先的に制御量が配分された結果、EV には制御指令が配分されない（EV:0ｋW）ことを確認した。

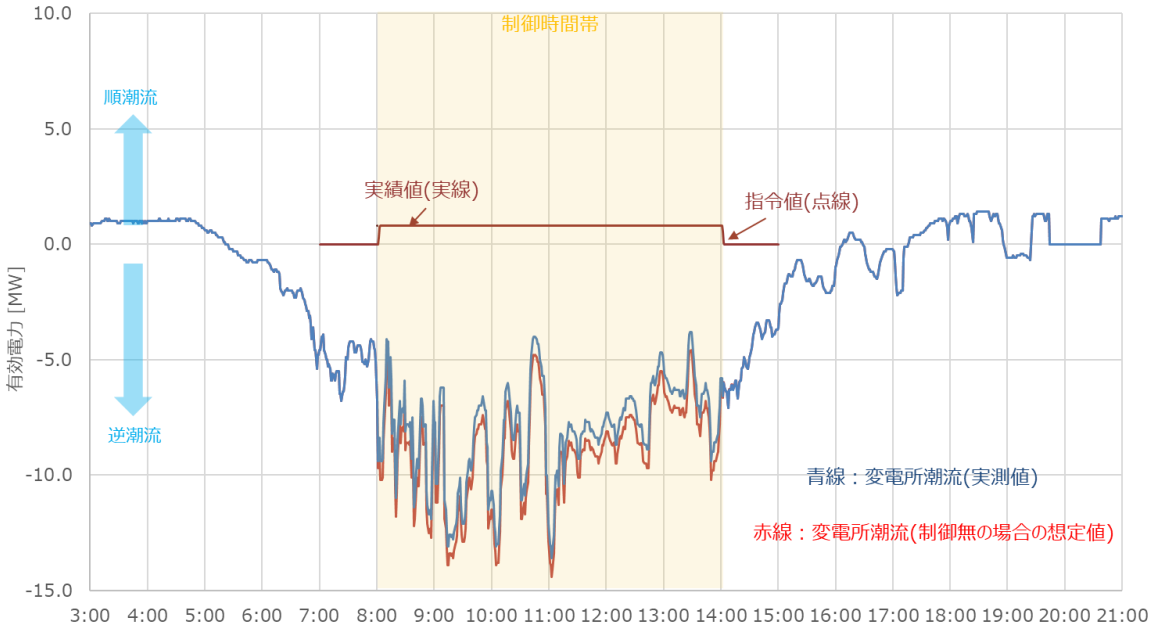


図 145 5 月 12 日　系統混雑緩和効果の結果（ケース 7 改 2）

7)　ケース 12（2024 年 5 月 4 日　天候：晴）（図 146）

制御要件　　：パターン①（需給調整市場三次調整力②相当の要件に準じて設定したもの）
仮想運用容量:-13. 2MW
対象リソース：オンライン制御／系統用蓄電池　1 台
指令タイミング：実需給の 1 時間前に制御指令（全コマ同時）発出し、以降、1 時間毎に指令値を更新して指令を発出する
約定量と指令値の関係：指令値が約定量よりも少ないケース（800kW 以下）
応動量と指令値の関係：応動量が指令値よりも少ないケース（要件未達）

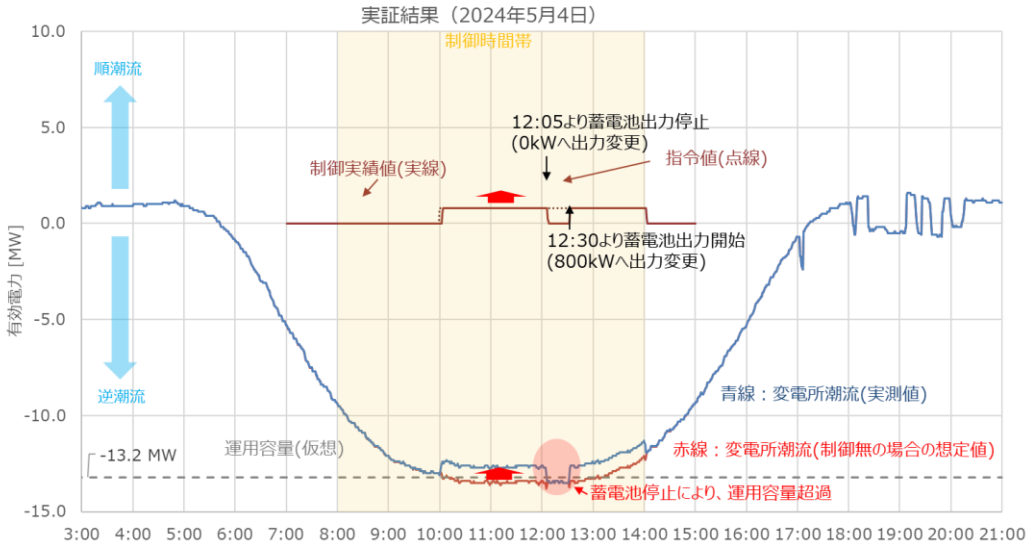


図 146 5 月 4 日　系統混雑緩和効果の結果（ケース 12）

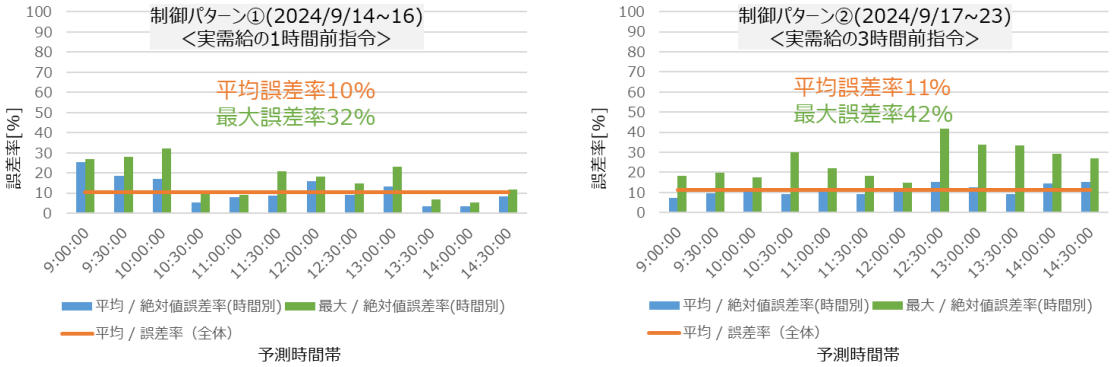
ケース 12 では、制御パターン①の条件において、DER フレキシビリティへ制御指令が出されたものの、応動できなかったケース（意図的に DER を手動停止）について検証を実施した。DER フレキシビリティの不応動が起因となり系統混雑が発生（潮流が仮想の運用容量を超過/12:00～12:30 のコマ）したことを確認した。なお、DER フレキシビリティが不応動（停止）した際に、実証用指令端末にて 5 分以内に系統過負荷を検知し、アラートが表示されることも確認している。一方で、DER フレキシビリティの不応動原因の確認方法については今後の検討課題として整理したところである。また、過負荷検知を受けてセーフティネット動作を模擬（蓄電池出力開始/12:30～）したことで、再度、系統混雑が解消されたことも確認できた。

今後、過負荷を検知した後の対応方法（セーフティネットの考え方）について、検討が必要と思われる。具体的には、「DER 不応動を考慮した運用容量の設定」「短時間の過負荷運用」「他 DER への指令配分」「PV の出力制御/停止」などが考えられ、いずれも、DER 停止に起因する過負荷か否かの判断により対応方法は異なることとなる。

8) 潮流予測の精度に関する検証結果

9 月フィールド実証のデータを用いて、配電用変電所のバンク潮流の予測値と実績値の誤差率[10]を検証した。図 147 のとおり、いずれの制御パターンにおいても平均誤差率に有意な差は認められなかった。

他方で、制御パターン②においては、最大誤差率 42%程度が発生しており、この誤差を考慮した指令値のマージン設定や補正の実施要否の判断が必要となる。マージン設定の考え方にはいくつかの手法が考えられるが、課題も併せ持つ。例えば、「指令予測値に追加マージン分を加算する」場合においては、結果して、ゼロ指令であっても常に追加マージン分が指令値として発出されるため、実質的には常時指令発出となったり、「指令予測値の計算に補正率を乗算する」場合においては指令予測値が小さい場合、マージン分を補正しきれなかったりする可能性がある。また、系統混雑の発生が想定される期間内は、常にフル出力指令を発出することも一案と思われる。いずれにしても、検証用データ数が少ないため（パターン①:3 件、パターン②:7 件）、より精緻に評価するためには、今後データ数を増やしていく必要がある。



※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）

図 147 9 月実証データにおける潮流の予測値と実績の比較

今回の誤差要因として、主に「実証用指令端末で使用した実負荷電流予測」と「発電電流予測」の 2 つの影響が考えられる。

---

10 配電用変電所の変圧器の設備容量（定格容量）に対し、バンク電流予測値と実績値の差の割合を誤差率として定義づけしている。なお、水力発電所が併設された配電用変電所は極めてまれであり、特殊なケースであることから、今回、誤差率の算定には、バンク電流予測値および実績値のいずれも水力発電分は除外して計算している。

実負荷電流予測は、参考文献[11]の実負荷予測手法を用いて実施している。なお、実負荷電流の真値を計測することは、実潮流には実負荷電流以外にも太陽光等の発電電流が含まれていることから極めて困難であり、実負荷予測における正確な誤差率を算出することはできないものの、参考文献にもとづき、最大誤差の試算を行った。

参考文献によると、軽負荷期（6 月）の絶対値平均誤差率は、潮流値ベースで 8.8%程度であった。今回のフィールド実証でも同程度の誤差が生じていると仮定すると、9 月フィールド実証期間での実証時間帯の最大負荷電流予測値が約 506A であることから最大 44.5A(506A×8.8%)程度の誤差が含まれる可能性があり、設備容量ベースの誤差率に換算すると、最大で約 2.5%となることが想定される。

発電電流予測については、9 月フィールド実証期間での実証時間帯において、発電電流予測にもとづく発電電力予測値（有効電力）とスマートメーターデータの計測値（合計）の比較を実施した。なお、発電量の予測に用いた発電契約の中には、余剰買取の契約が契約容量ベースで 23.9%含まれており、余剰買取契約の需要家の負荷変動分の誤差を含む可能性があることに留意する必要がある。比較結果を図 148 に示す。図の結果より、分析対象の実証期間における誤差率[12]は平均で 19.2%かつ最大は 59.4%であった。今回、誤差率が大きくなった要因として、実証期間中の天候が優れず気象予測が困難な日が多かったことが考えられる。なお、設備容量ベースに誤差率を換算すると、実証期間における最大誤差率 31.3%であった。

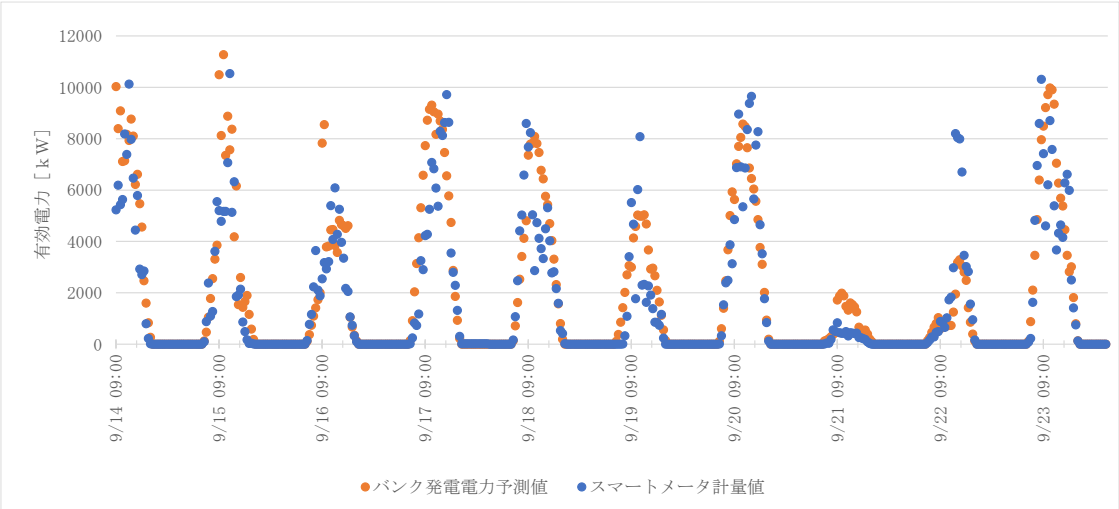


図 148　発電電力予測値とスマートメーター計量値（合計）

上記より、2 つの誤差を考慮した場合、設備容量ベースで約 33.8%程度の誤差が生じる可能性がある。また需要家や発電事業者の運転状況等により誤差は変化することが想定される。今後、これらの誤差を踏まえた運用を検討していく必要がある。また将来、予測精度の向上を目指す場合、誤差の大宗を占めると考えられる太陽光の発電電流予測の精度向上が必要となる。

(2) DER フレキシビリティの応動評価結果

以下に、DER 毎の応動評価結果について示す。

---

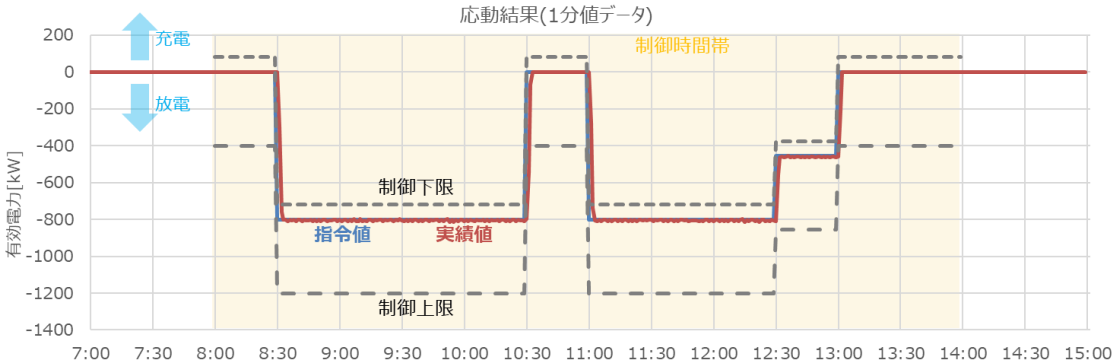
[11] 伊藤広和他，“電気学会系統技術研究会，PSE-16-009(2016)，https://cir.nii.ac.jp/crid/1520290885105424000”，閲覧日 2025 年 4 月 2 日

[12] 誤差率：「（各時間断面の予測値－ 各時間断面の計量値） ÷ 実証期間中の最大計量値」の絶対値

1)　系統用蓄電池

図 149 は、制御パターン①（需給調整市場三次調整力②に要件に準じて設定したもの）における系統用蓄電池の応動評価結果を示す。制御指令値に対し、実績値が制御要件（指令値＋50%～－10%：成功範囲の考え方については WG2 プラットフォームの研究領域における検討結果による）の範囲に収まっており、制御指令に対し DER が問題なく応動できることを確認した。

他データも含め、基本的に時間滞在率が 90%以上を維持し、制御パターン①及び②ともに要件を満たす結果であった。他方で系統連系の運用制約を踏まえた段階制御により、制御時刻から機器制御を開始した場合、指令値に到達するまでに時間（200 秒）を要しており、当該コマは要件未達であった。この点、制御時刻前からの事前応動に関する制御要件の要否について検討が必要と考えられる。



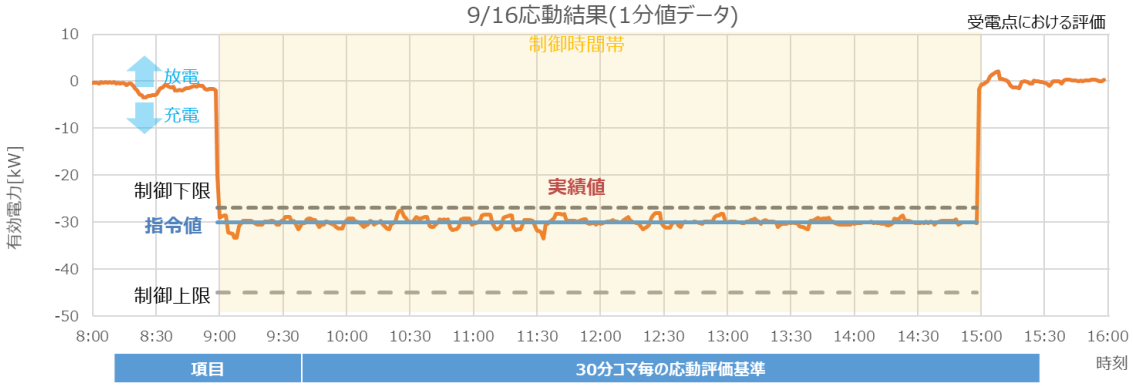
項目		30分コマ毎の応動評価基準											
約定量[kW]		-800											
指令値[kW]		0	-800	-800	-800	-800	0	-800	-800	-800	-455	-800	-800
成功範囲	制御上限[kW]（制御量超過：+50%）	-400	-1200	-1200	-1200	-1200	-400	-1200	-1200	-1200	-855	-400	-400
成功範囲	制御下限[kW]（制御量未達：-10%）	80	-720	-720	-720	-720	80	-720	-720	-720	-375	80	80
時間滞在率[%]（1分平均kW、30ポイント中27ポイント滞在が要）		100 (30/30)	93 (28/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	93 (28/30)	93 (28/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	97 (29/30)	100 (30/30)
貢献量[kWh]	30分コマ毎	0	380	403	403	403	0	379	403	403	238	0	0
貢献量[kWh]	合計	3045											

※1分毎の評価であるため、応動実績値は省略

図 149 5 月 1 日応動結果（ケース 2：系統用蓄電池）

2)　需要家併設型蓄電池

図 150 は、制御パターン①（需給調整市場三次調整力②の要件に準じたもの）における需要家併設蓄電池の応動評価結果を示す。制御指令値に対し、実績値が制御要件（指令値＋50%～－10%）の範囲に収まっており、DER が制御指令に対し問題なく応動できることを確認した。

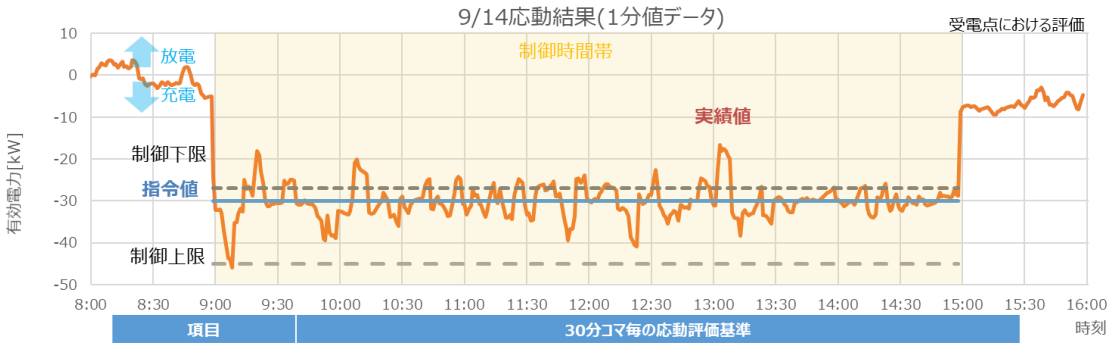


項目		30分コマ毎の応動評価基準											
約定量[kW]		-30											
指令値[kW]		-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30
成功範囲	制御上限[kW]（制御量超過：+50%）	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45
成功範囲	制御下限[kW]（制御量未達：-10%）	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27
時間滞在率[%]（1分平均kW、30ポイント中27ポイント滞在が要）		97% (29/30)	100% (30/30)	100% (30/30)	100% (30/30)	100% (30/30)	100% (30/30)	100% (30/30)	100% (30/30)	100% (30/30)	100% (30/30)	100% (30/30)	100% (30/30)
貢献量[kWh]	30分コマ毎	15.0	15.1	14.9	15.0	14.9	15.0	14.9	15.0	15.0	15.1	15.0	15.0
貢献量[kWh]	合計	179.8											

図 150 9 月 16 日応動結果（ケース 2：需要家併設型蓄電池）

他方で、図 151 は、同様に制御パターン①（需給調整市場三次調整力②の要件に準じたもの）の結果であるが、需要家内の負荷変動が大きく、制御指令値に対し実績値が制御要件（指令値＋50%～－10%）から外れている時間帯が多く存在した。当該日は蓄電池設置施設においてイベントが開催されており、通常日よりも負荷の変動が激しく、追従制御ができなかったことが要因と推定される。

上記の結果より、常に制御パターン①の制御要件を満たすことは困難であり、容量市場の要件に準拠した制御パターンが適用されないと、市場参入は困難な可能性があることを確認した。



項目		30分コマ毎の応動評価基準											
約定量[kW]		-30											
指令値[kW]		-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30
成功範囲	制御上限[kW]（制御量超過：+50%）	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45
成功範囲	制御下限[kW]（制御量未達：-10%）	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27
時間滞在率[%]（1分平均kW、30ポイント中27ポイント滞在が要）		70% (21/30)	80% (24/30)	77% (23/30)	80% (24/30)	83% (25/30)	60% (18/30)	80% (24/30)	73% (22/30)	73% (22/30)	97% (29/30)	87% (26/30)	100% (30/30)
貢献量[kWh]	30分コマ毎	15.5	15.8	14.9	14.8	15.0	14.9	15.4	14.9	14.8	14.9	15.0	15.0
貢献量[kWh]	合計	180.9											

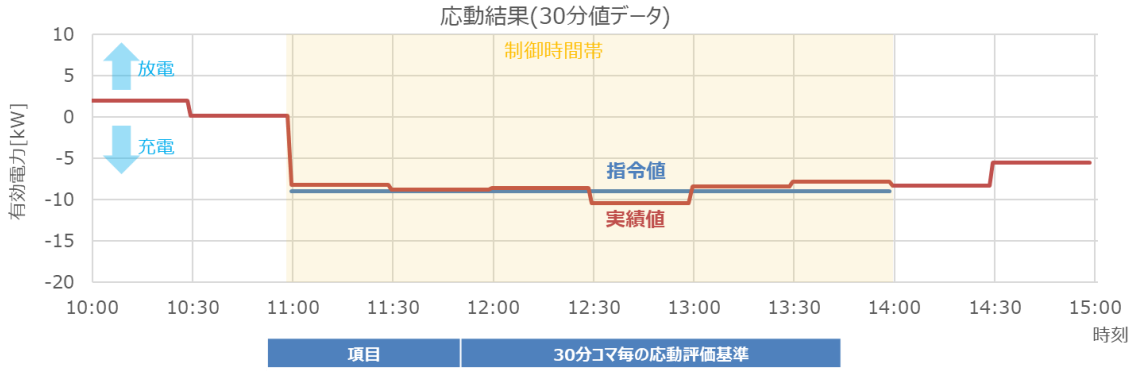
図 151 9 月 14 日応動結果（ケース 2：需要家併設型蓄電池）

3)　EV

図 152 に、制御パターン②（容量市場　発動指令電源の要件に準じたもの）における EV 及び EV 充電設備の応動評価結果を示す（充電制御の特徴[13]を考慮し、パターン②のみの参加）。当該設備は、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た。

一部 EV の予定外離脱や充電対象 EV の差替え等による出力の変動が確認されたものの EV ユーザーが予定どおり停車している日においては、概ね指令値に追従して応動出来ていることを確認した。供出量が低下する要因として、EV の予定外離脱等が発生した際、充電対象を切り替える間のタイムロスや、雨天日の充電ケーブル接続率低下等が挙げられる。

入札量の考え方については、EV の停車台数は日により変動があるため、通年入札を志向する場合、確実に供出可能なフレキシビリティ量を考慮し入札量が限定される傾向が見られた。この課題については、「平日と休祭日とで入札量を分類する」「季節ごとの入札」「短期（実需給に近い時期）での募集」など市場メニューの多様化検討が必要と思われる。



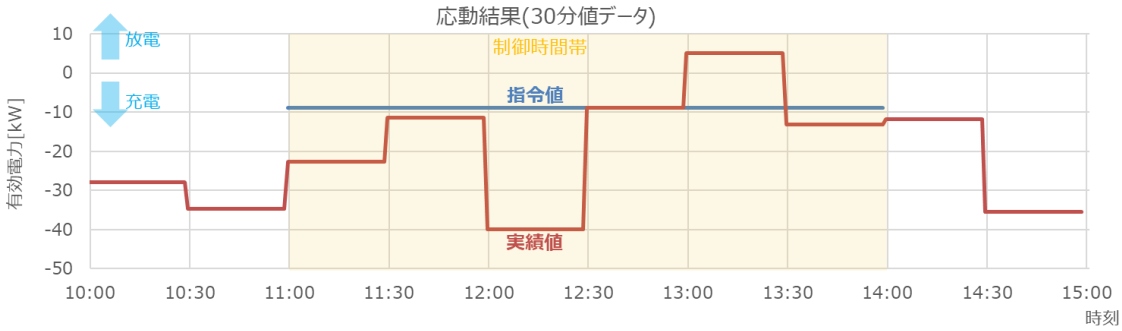
項目		30分コマ毎の応動評価基準					
約定量[kW]		-9					
指令値[kW]		-9					
基準値[kW]		-2.8	-3.0	-3.0	-1.4	-0.8	-0.8
実績値※1[kW]		-8.2	-8.8	-8.7	-10.4	-8.4	-7.8
貢献量※2 [kWh]	30分コマ毎	4.1	4.4	4.3	4.5	4.2	3.9
	合計	25.4					

※1　実績値=指令値(+基準値)-計測値
※2　貢献量は指令値に対して応動した分のみカウントしており、指令値を超過して応動した分はカウントしていない

図 152 5 月 14 日応動結果（ケース 2：EV）

図 153 に、EV において仮想的に受電端で計量した場合の試算結果を示す。契約電力に対し、供出量が小さい場合（本試算では 3%以下）、受電点計量では他の負荷変動の影響を受けやすいため、貢献量を正しく評価するには機器端での個別計量が必要となると思われる。

[13] EMS の特性上、制御切替に数分の時間を要するため、制御パターン①の要件は満たすことができない



項目		30分コマ毎の応動評価基準					
約定量[kW]		-9					
指令値[kW]		-9					
基準値[kW]		-85.25	-67.5	-65	-60	-63	-51.75
実績値※1[kW]		-22.75	-11.5	-40	-9	5	-13.25
貢献量※2 [kWh]	30分コマ毎	4.5	4.5	4.5	4.5	0	4.5
	合計	22.5					

※1 実績値=指令値(+基準値)-計測値
※2 貢献量は指令値に対して応動した分のみカウントしており、指令値を超過して応動した分はカウントしていない

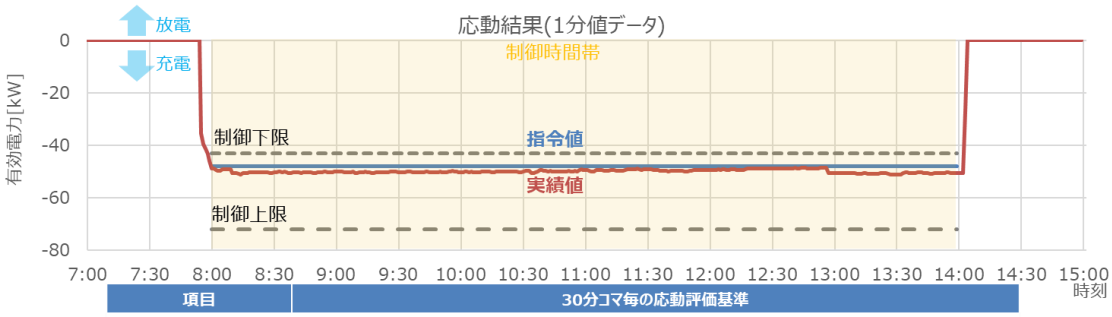
図 153 5 月 14 日応動結果（ケース 7：EV）[14]

4) 分散型電算装置

図 154 は、制御パターン①（需給調整市場　三次調整力②の要件に準じて設定したもの）における分散型電算装置の応動評価結果を示す。分散型電算装置は、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は 100%を維持できており、制御パターン①及び②の制御要件に対し、問題なく応動出来ていることを確認した。また、今回は手動連係（メール連係）かつ手動制御であったため、制御指令変更には対応できなかったものの、制御指令値が一定であれば問題なく応動が可能であることを確認した。この点を考慮し、手動制御を希望するリソースの市場参画可否など市場要件を検討する必要があると考えられる。

一方で、機器トラブルにより約定量に対し供出量が低下した日も存在し、そういったトラブル発生時（DER フレキシビリティの不応動が事前に判明している場合を含む）に対する一般送配電事業者側の措置の要否についても検討が必要と思われる。

[14] 仮想的に受電端計量を試算



項目		30分コマ毎の応動評価基準											
約定量[kW]		-48											
指令値[kW]		-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48
成功範囲	制御上限[kW] (制御量超過：+50%)	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72	-72
成功範囲	制御下限[kW] (制御量未達：-10%)	-43.2	-43.2	-43.2	-43.2	-43.2	-43.2	-43.2	-43.2	-43.2	-43.2	-43.2	-43.2
時間滞在率[%] (1分平均kW、30ポイント中27ポイント滞在が要)		100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)	100 (30/30)
貢献量[kWh]	30分コマ毎	25	25.2	25.1	25.1	25.1	24.9	24.8	24.8	24.6	24.5	25.4	25.3
貢献量[kWh]	合計	299.7											

図 154 9 月 14 日応動結果（ケース 2：分散型電算装置）

5) 制御パターン別 応動評価結果

前述の①～④の DER 単体評価では、各々の設備の機能特性上、両制御パターンに対応が可能なもの、制御パターン②であれば対応が可能なものを整理した。翻って、AC 単位（複数のリソース合計）で応動結果を評価した場合、特に、需要家併設型蓄電池を加えた制御パターン②の検証において制御実績値が要件を逸脱する日が散見された。加えて、その要因として、考えられるのは①系統用蓄電池：運用制約（段階制御）による立ち上がりコマでの制御量未達、②需要家併設型蓄電池：ピークカット併用時の供出量未達　であった。

DER の参入を促すことを目的に、比較的要件が緩いと考えられる制御パターン②（容量市場の発動指令電源の要件に準じた設定）を設けたものの、その要件の一部が、制御パターン①（需給調整市場三次調整力②の要件に準じた設定）よりも厳しい設定[15]であったことから、上記の結果に至ったことを確認した。

これを回避するには、市場要件の一部緩和などの検討が必要と思われるが、DER 単体でとりうる対応方法として、「段階制御による初動の遅れを加味した、系統用蓄電池の充電制御の早期開始」や「ピークカット発動を考慮した、入札量の設定」などが考えられる。

2.5.4.5 システムの動作/運用性検証

DER フレキシビリティシステムについて、フィールド実証に基づく業務フロー（案）に基づき実施した、各システム単体の運用性の検証結果を以下に示す。

また、ケース 8、9 では「リソース間の制御量融通の仕組みと課題」、ケース 10 では「系統切替時のリソース非応動確認」、ケース 11 では「セキュリティインシデント対応」ケース 12 では「応動量不足時の対応」について検証を実施しその結果を示す。

(1) 検証ケース 8、9（リソース間の制御量融通の仕組み）

本ケースでは、リソース間で制御量の融通を行おうとした場合の課題について検討を実施した。リソース登録方法別に以下 2 つのケースを設定した。

15　実績値の 30 分平均値が指令値を超えていることが必要（つまり、指令値に対し、1kW でも未達の場合は要件を満たしていないこととなる）。指令値超過対する上限制限はなし。

- ケース 8（アグリゲーターが複数のリソースをまとめて所有している場合）
- ケース 9（複数のアグリゲーターがリソースをそれぞれ所有している場合）

下図のとおり、DER_A が応動できない場合を想定した。

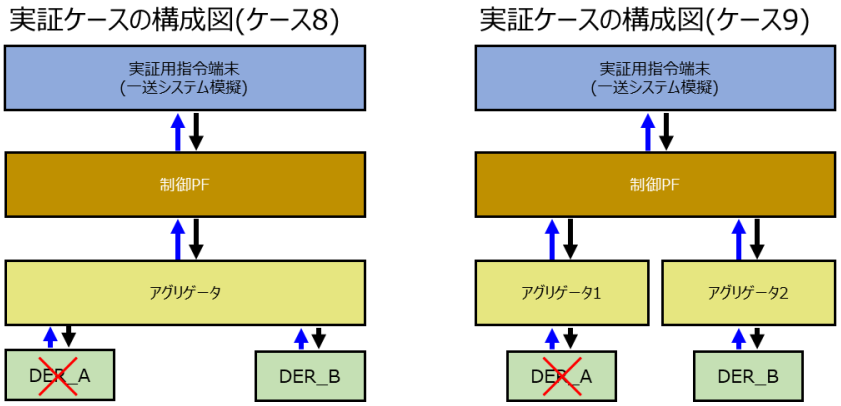


図 155 ケース 8, 9 シナリオ概要図

①-1　ケース 8（アグリゲーターが複数のリソースをまとめて所有している場合）（図 158）

本ケースの検証結果は以下のとおり。ひとつのアグリゲーターが複数リソースをまとめて入札する中で、制御量の融通を行うことになるので、他者との契約上の課題は特段発生しないと想定される。

他方で、アグリゲーターにおける技術上の課題として以下が想定される。

- リソース間の応動をリアルタイム監視し、不足した制御量を調整する仕組みの必要性

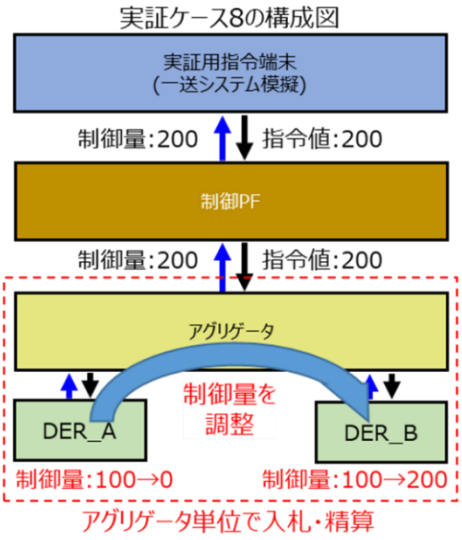


図 156 実証ケース 8 の構成図

①-2　ケース 9（複数のアグリゲーターがリソースをそれぞれ所有している場合）（図 159）

本ケースの検証結果は、プラットフォームの研究領域において詳細検討、記載していることから本項目での報告は割愛する。

実証ケース9の構成図

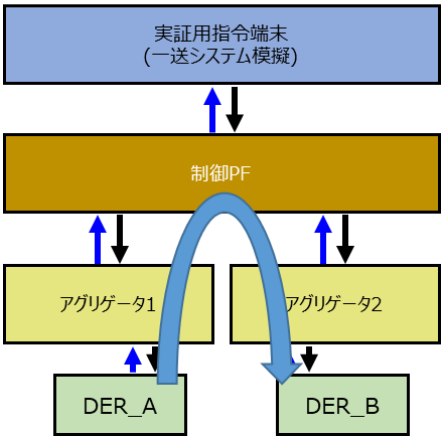


図 157 実証ケース 9 の構成図

(2) ケース 10 （系統切替時のリソース非応動確認）（図 158）

本ケースでは、オンライン指令のリソース（系統用・需要家併設型蓄電池）のうち、「系統切替あり」と設定の系統に連系するリソースには制御指令が発出されない（＝ゼロ指令）仕組みを検証するものである（オフライン指令のリソース（分散型電算装置）は計画どおり応動。）。

【想定シナリオ】

- 9:00～12:00（前半ブロック）、12:00～15:00（後半ブロック） において D4（系統用蓄電池）:1,600kW、D2（需要家併設型蓄電池）:30kW で約定している。
- 前日 17:00 の速報値発出後、配電線フィーダー3、5 で系統事故により、系統切替が発生したと仮定し、指令端末側で設定。
- 当日の前半ブロックは当該の配電線は切替中のため、6:00 断面の制御指令値は、AC/RA へ発出されない。
- 当該配電線は終日切替の予定であったが、当日朝 8:00 の段階で一部配電線が切戻し（原籍）となったため、後半ブロックの制御指令が発出される 9:00 までに当該配電線切替設定を解除（フィーダー5 を解除）
- 後半ブロックは、系統切替中のフィーダー3 に連系される需要家併設型蓄電池には、制御指令が発出されていないこと、またフィーダー5 に連系される系統用蓄電池のみに 9:00 断面で制御指令が発出されることを確認する。

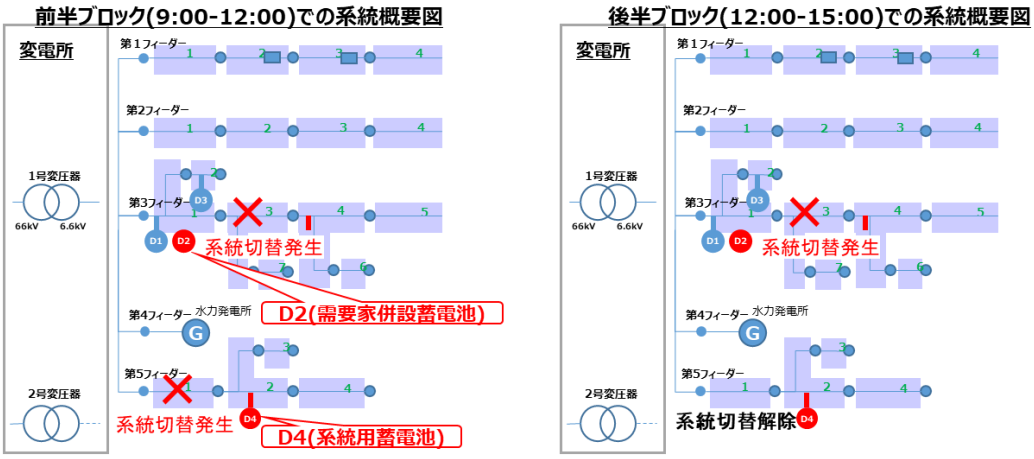
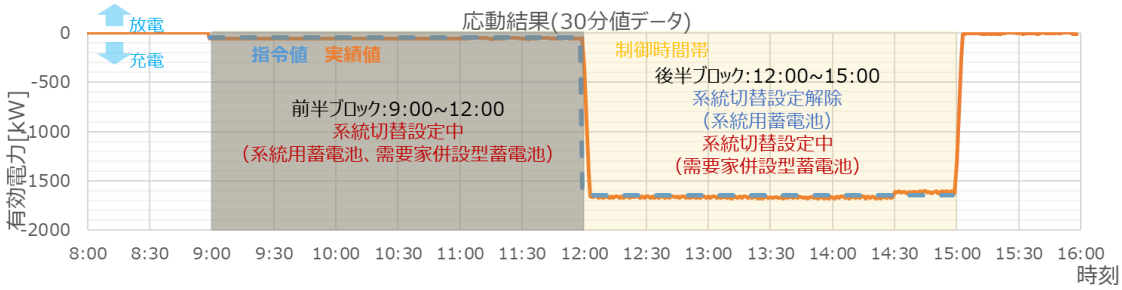


図 158 ケース 10 シナリオ概要図

検証結果は図 159 のとおりであり、前半ブロックではリソースが連係されている配電線が系統切替中ありと設定の場合、制御指令値は AC/RA へ発出されないことを確認した。

後半ブロックでは、系統用蓄電池が連係されている配電線（フィーダー5）の切替設定を解除し、系統切替中のフィーダー3 に連系される需要家併設型蓄電池には、制御指令が発出されていないこと、系統用蓄電池のみに制御指令が発出されることを確認した。



項目		30分コマ毎の応動評価基準											
約定量[kW]		-1678						-1678					
指令値[kW]		-48						-1648					
基準値[kW]		0	0	0	0	0	0	-5	-4	-4	-2	-2	-2
実績値※1[kW]		-60	-60	-55	-59	-56	-56	-1,533	-1,664	-1,666	-1,669	-1,667	-1,615
貢献量※2 [kWh]	30分コマ毎	24	24	24	24	24	24	763	824	824	824	824	801
	合計	144						4,860					

※1 実績値=計測値-基準値
※2 貢献量は指令値に対して応動した分のみカウントしており、指令値を超過して応動した分はカウントしていない

図 159 ケース 10　応動データ

他方で、当該 DER が系統混雑緩和に活用できなくなった場合の運用上の課題として、リソース情報の更新（一般送配電事業者～アグリゲーターの情報共有）（図 160）や、契約更新 （活用不可となったリソースの契約見直し等）の対応などが考えられる。

情報管理のイメージ

リソースID(仮)	系統紐づけ情報 <電力エリア>/<変電所>/<変圧器>/<配電線>/<大区間>/<小区間>
DER_A	栃木エリア/那須塩原変電所/バンク1/配電線2/大区間1/小区間2
DER_B	栃木エリア/那須塩原変電所/バンク1/配電線2/大区間2/小区間3
DER_C	栃木エリア/那須塩原変電所/バンク1/配電線3/大区間4/小区間1

リソースID(仮)	系統紐づけ情報 <電力エリア>/<変電所>/<変圧器>/<配電線>/<大区間>/<小区間>
DER_A	栃木エリア/那須塩原変電所/バンク1/配電線2/大区間1/小区間2
DER_B	栃木エリア/那須塩原変電所/バンク1/配電線2/大区間2/小区間3
DER_C	栃木エリア/**黒磯変電所/バンク2/配電線1/大区間3/小区間2**

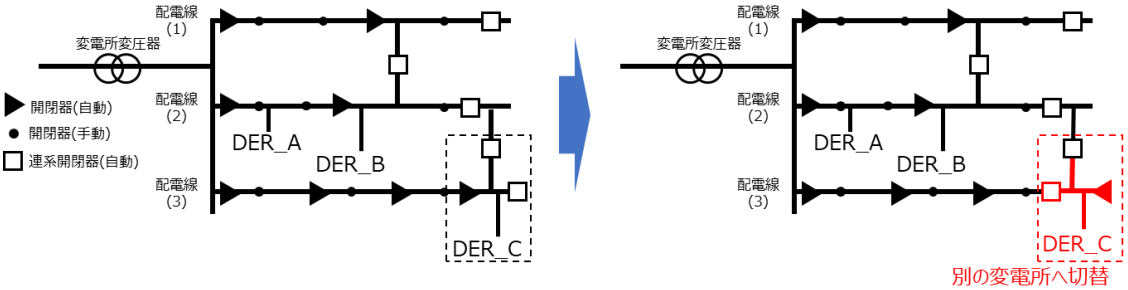


図 160 DER フレキシビリティの系統情報管理のイメージ

(3) ケース 11（応動量不足時の対応：システムトラブル模擬）

実証用システムにトラブルが発生したことを模擬し、事前に策定した緊急連絡体制が機能するか、事業者間で正しく情報が伝達されるかについて検証した。

フィールド実証におけるセキュリティインシデント対応訓練状況等については以下のとおり。

- 対応日時：2024 年 9 月 15 日（日）9:10～14:41
- 発生箇所：需要家併設型蓄電池（D2）（実証事務局にて手動で装置異常を模擬）

下表 82 のとおり、インシデント対応の可否に関し、連絡手順の順守、対応者、対応時間等の採録、対応期限内の完了を確認した。

表 82 ケース 11　インシデント対応確認結果

確認内容	結果	備考
連絡手順に則り対応ができたか。	・各事業者は、**セキュリティインシデント発生箇所（RA）に応じた連絡手順に則り、対応**できた。 ・実証の中で連絡手順が相違している箇所を確認。その場で連絡手順を変更し対応した。	・異常を検知したRAからの第一報をACからPF運営者への連絡を優先としていたが、セキュリティインシデント波及防止措置を優先するため、**ACと異常を検知したRAとの通信遮断を優先した方が適切と評価**した（当該部分の手順を改定）
各社からのセキュリティインシデント対応記録表記載は対応できたか。	・**記載内容に問題ない**ことを確認。	-
対応期限は遵守されたか。	・**各社期限内での対応が完了**していることを確認。	・対応期限はフィールド実証用の仮期限として設定。 ✓第一報：発生から30分以内※1 ✓第二報：第一報から3時間以内※2 ✓最終報：発生から72時間以内※3

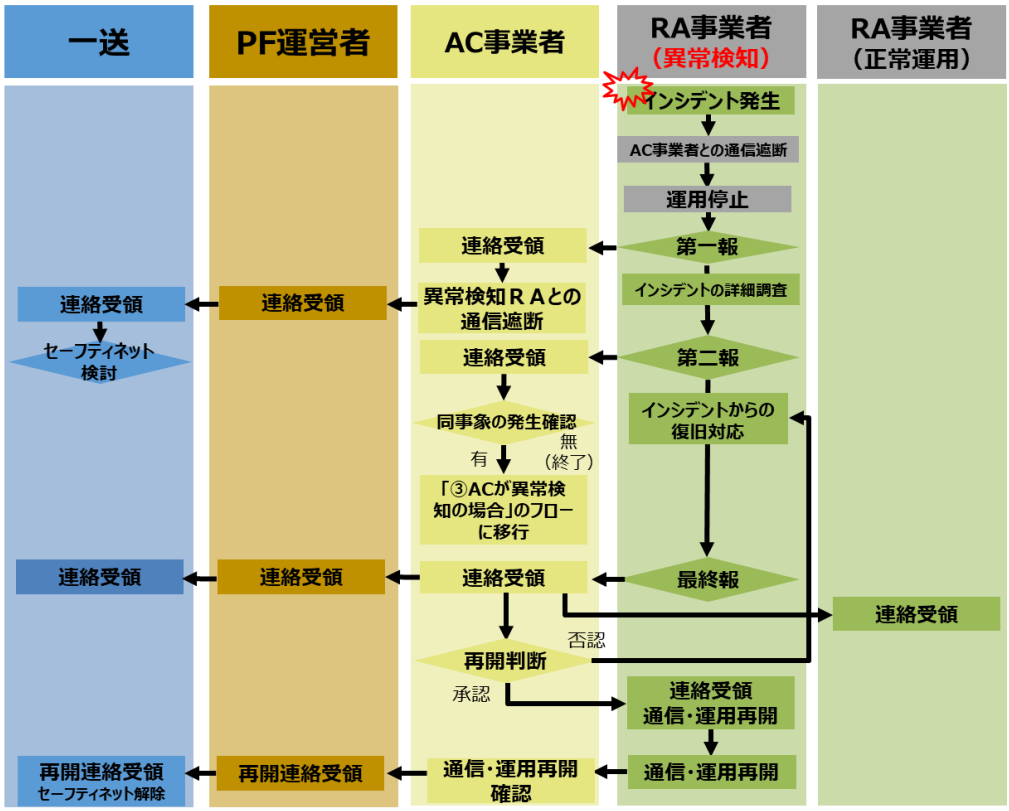


図 161 ケース 11　RA におけるセキュリティインシデント発生時の連絡手順（一例）

(4) 各システム間における通信データ量結果

制御パターン①及び②の実行時における一般送配電事業者システムと制御プラットフォーム間の通信データ量について調査を行った（図 162）。パケット監視ソフトを用いて通信量を測定したところ、指令信号のデータ量は、1 分毎の監視信号（データ取得）量に比べると少なく、制御パターンの違いによる通信データ量に大きな差異がないことを確認した。

指令端末の各データ諸元

諸元			時間
通信間隔	送信データ[分]	パターン１	60
		パターン２	180
	受信データ[分]		10

指令端末～制御PF間の通信量

日付	2024/9/16	2024/9/21
制御対象バンク数	1	
入札数	2	3
実証パターン	1	2
総通信データ量[MB]	5.0	3.9
送信データ量[MB]	0.2	0.2
受信データ量[MB]	4.8	3.7

システム構成図

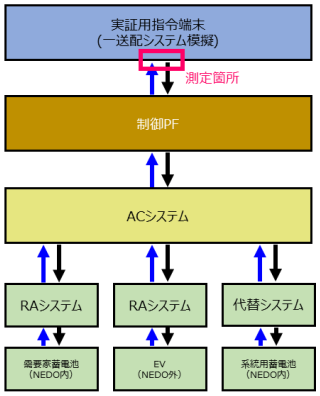


図 162 ケース 11　指令端末における通信データ量

2.5.4.6 マルチユース実現可能性評価

本ケースでは、需要家併設型蓄電池における、他市場への転活用などの運用可否及びフレキシビリティ応動中の需要変動によるピークカット機能を併用した際、制御要件を満たすことが可能か否かを検証した。

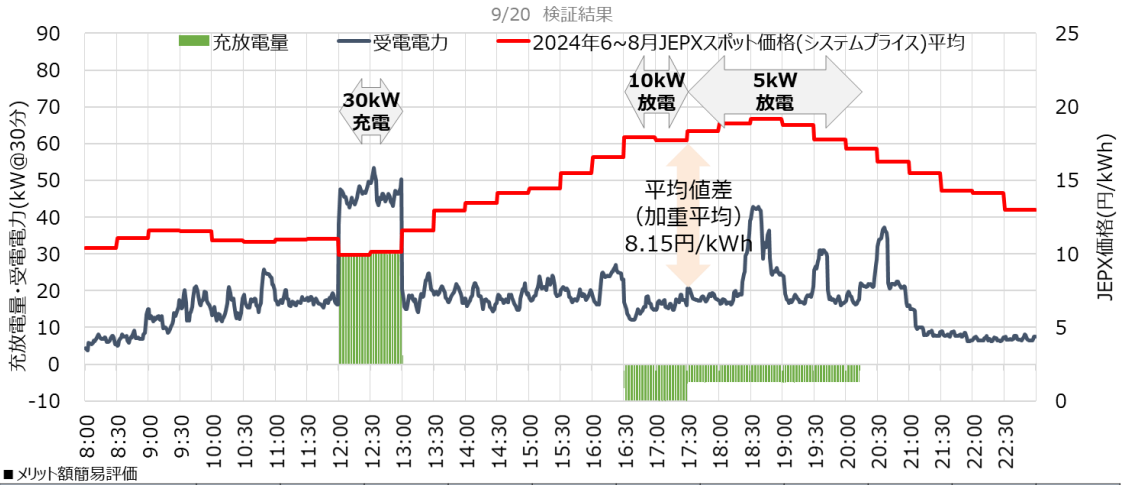
(1) 他市場への転活用、ピークカット機能併用時の検証

1) ケース 5（2024 年 9 月 20 日　天候：曇）（図 163）

制御要件　　：パターン②（容量市場の発動指令電源の要件に準じた設定）
仮想運用容量：0. 0MW
対象リソース：オンライン制御／需要家併設型蓄電池　1 台
指令タイミング：実需給の 3 時間前に制御指令が発出されなかったため、他市場（JEPX を想定）への転用を試行（机上検討）

本ケースでは、需要家併設型蓄電池において、当日の指令（実需給の 3 時間前指令）が無い場合に、他市場等への活用可否（一例として、卸電力市場を活用した電力価格の値差取引を想定）について検証し、運用上問題なく実施可能であることを確認した。

仮に平均的 JEPX 価格で算定した場合、8. 15 円/kWh の値差があり、JEPX 価格（円/kWh）×充放電量（kWh）による簡易評価では、122 円/日の収益が生じる試算となった。



■メリット額簡易評価

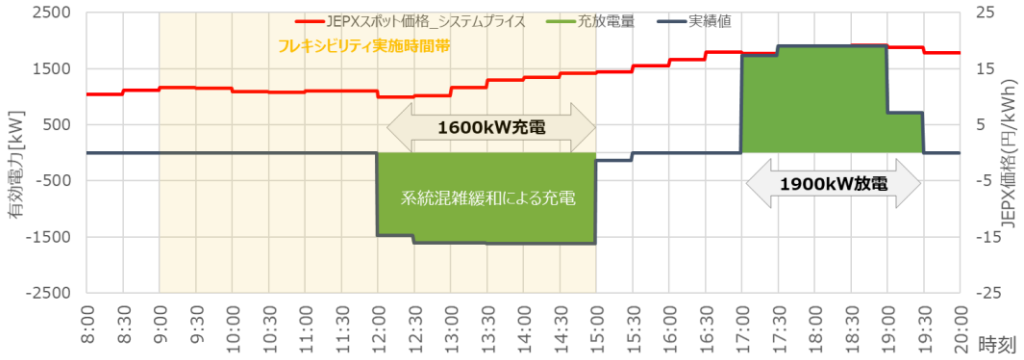
項目	12:00	12:30	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	合計
JEPX価格(円/kWh)	9.94	10.15	17.94	17.71	18.37	18.85	19.18	18.76	17.79	17.13	–
充放電量(kWh)	-14.85	-15.00	4.90	4.95	2.45	2.45	2.45	2.45	2.45	1.09	–
買電費用(円)	-148	-152	–	–	–	–	–	–	–	–	-300
売電収入(円)	–	–	88	88	45	46	47	46	44	19	422
										メリット：	122

図 163 9 月 20 日応動結果（ケース 5:需要家併設型蓄電池/試算は机上検討）

＜参考＞系統用蓄電池における系統混雑緩和及び値差取引の両立可能性検証（図 164）
（2024 年 9 月 20 日　天候：曇）
制御要件　　：パターン②（容量市場の発動指令電源の要件に準拠）
仮想運用容量：0. 0MW
対象リソース：オンライン制御／系統用蓄電池　1 台
指令タイミング：実需給の 3 時間前指令。ただし、前半ブロックは「混雑なし」にて指令「0」とし、後半ブロック（11:00～14:00）に 1, 600kW のフル充電を実施

本ケースでは、系統用蓄電池における、系統混雑緩和及び値差取引活用の両立可能性を検証（系統混雑緩和の指令に従い充電を実施し、その充電した電力を、卸電力市場価格の高い時間帯に放出）し、運用上問題なく実施可能であることを確認した。

仮に、収益試算を行った場合、JEPX 価格（円/kWh）×充放電量（kWh）による簡易評価では、36, 498 円/日の収益が生じる結果となった。



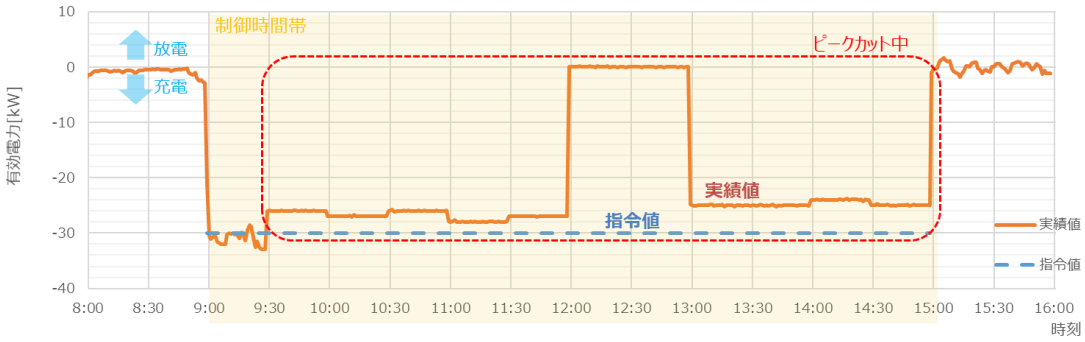
時間帯	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	合計
JEPX価格(円/kWh	9.94	10.15	11.61	12.94	13.49	14.15	17.71	18.37	18.85	19.18	18.76	-
充放電量(kWh)	-1,477	-1,609	-1,609	-1,612	-1,612	-1,613	1,734	1,907	1,907	1,907	714	-1,366
買電費用(円)	-14,684	-16,334	-18,686	-20,864	-21,751	-22,829	-	-	-	-	-	-115,147
売電収入(円)	-	-	-	-	-	-	30,701	35,030	35,950	36,575	13,390	151,646
											メリット(差益)	**36,498**

図 164 9 月 20 日応動結果（系統用蓄電池/試算は机上検討）

2) ケース 6（2024 年 9 月 22 日　天候：曇）（図 165）

制御要件　　：パターン②（容量市場の発動指令電源の要件に順じた設定）
仮想運用容量：0. 0MW
評価対象リソース：オンライン制御／需要家併設型蓄電池　1 台
指令タイミング：実需給の 3 時間前に制御指令（8:00～11:00 のコマを 7:00 に発出、
　　11:00～14:00 のコマを 8:00 に発出の 2 回）
ピークカット閾値設定：40kW

本ケースでは、需要家併設型蓄電池において意図的に需要家側でピークカットが働く状態を設定し、その状態で混雑緩和への活用を実施。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結果となった。特に、12:00～13:00 は、上記 1）においてアービトラージ検証（30ｋW の充電）を行った影響により、基準値がピークカット閾値まで上がったため、制御実績は 0kW となった。



項目		30分コマ毎の応動評価基準											
約定量[kW]		-30						-30					
指令値[kW]		-30						-30					
基準値[kW]		-7	-14	-13	-14	-12	-13	-40	-40	-15	-15	-16	-15
実績値※1[kW]		-31	-26	-27	-26	-28	-27	0	0	-25	-25	-24	-25
貢献量※2 [kWh]	30分コマ毎	15	13	13	13	14	13	0	0	13	13	12	12
	合計	82						49					

図 165 9 月 22 日応動結果（ケース 6:需要家併設型蓄電池）

図 166 は、9/21～9/23 の実証において、フレキシビリティ応動中に需要変動によるピークカット機能を併用した際の、ピークカット動作時間帯と未達量の相関を示したものである。結果、ピークカット機能が動作したコマでは全て未達量が発生したことを確認した（特に 9/22 12～13 時で顕著：9/20 アービトラージ検証の影響とみられる）。

前提

【3日共通のピークカット閾値設定】
- ピークカット閾値運用値40kWで設定

実施結果

コマ	未達量(kWh)	：PC機能動作	
	9/21	9/22	9/23
9:00~9:30	-0.13	-0.33	-0.14
9:30~10:00	2.03	2.02	-0.02
10:00~10:30	1.01	1.53	-0.22
10:30~11:00	2.01	2.02	0.01
11:00~11:30	1.05	1.03	-0.05
11:30~12:00	1.51	1.52	0.01
12:00~12:30	2.02	15.02	2.02
12:30~13:00	2.00	15.01	2.00
13:00~13:30	2.52	2.50	2.50
13:30~14:00	2.50	2.50	2.50
14:00~14:30	3.00	3.00	3.00
14:30~15:00	2.50	2.52	2.50

図 166 9 月 21～23 日の応動結果（ケース 6:需要家併設型蓄電池）

図 167 に系統混雑緩和のために利用可能な供出量の考え方について示す。ピークカットの閾値（エネマネ運転の閾値）を設定することにより、系統混雑緩和に利用可能な領域は通常より限定される形となる。従って、予め利用可能な領域を想定し、DER フレキシビリティ市場へ制御可能な量を入札する必要がある。

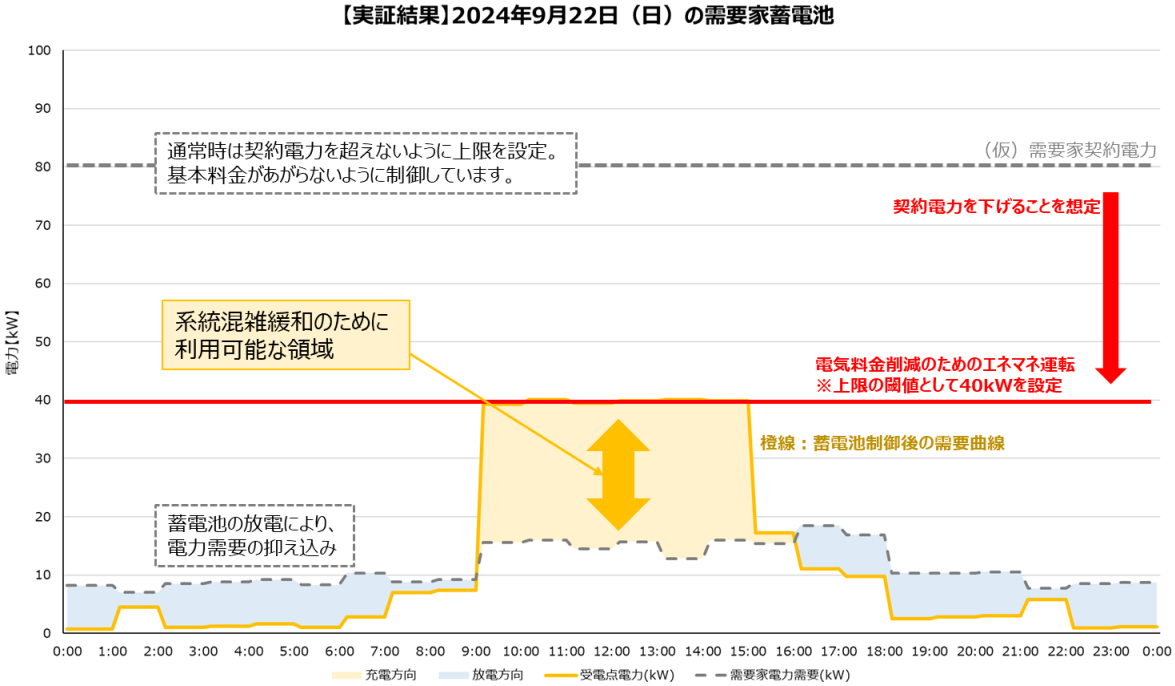


図 167 9 月 22 日応動結果（ケース 6:需要家併設型蓄電池）

2.5.4.7 業務フロー検証

下図 168 にある本フィールド実証における検証範囲（業務フローベース）の検証を実施した。検証にあたり対象としたケースは、システムの基本的な応動である「ユースケース 1 または 2（制御パターン①）」、「ユースケース 3 または 4（制御パターン②）」を用いた。

5 月実証では、フィールド実証試験前に「②リソース（情報）登録」を行った上で、「③フレキシビリティ募集」から「⑥フレキシビリティ契約（約定）」までの模擬入札、「⑨速報値（1 週間前）」の算出、アグリゲーターへの事前通知、「⑩翌日の混雑予測」から「⑱実績報告」までを検証した。9 月実証においては、追加となった需要家併設型蓄電池に関する「⑭ベースライン算定/報告」、「⑲応動評価」に加え、「①長期系統混雑予測、①´調達限界費用算定（試算）」等、フィールド実証検証対象外ではあるが、机上検討にて検証した。なお、参考として、2024 年 4 月 25 日に、一般送配電事業者担当役、プラットフォーム担当役、アグリゲーター担当役を配置し、一連のロールプレイを行った結果を図 169 に示す。各工程で、市場プラットフォームの画面表示や操作性等についても併せて確認した。

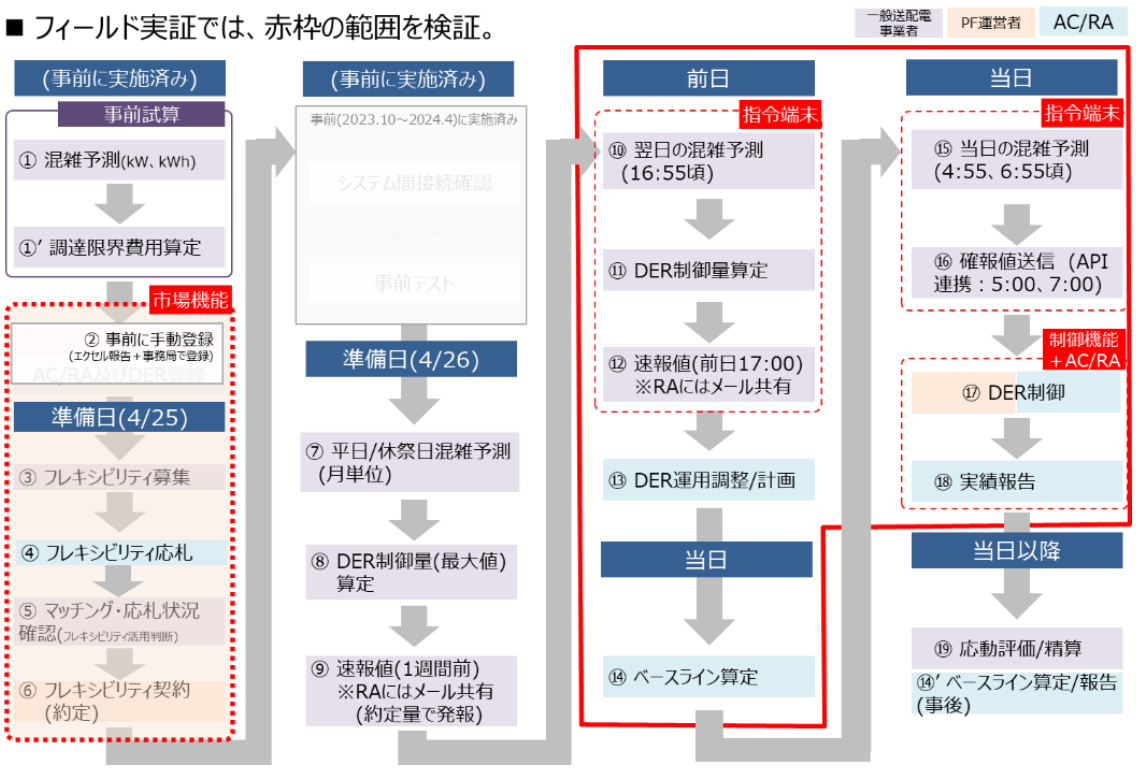


図 168 フィールド実証用　簡易業務フロー

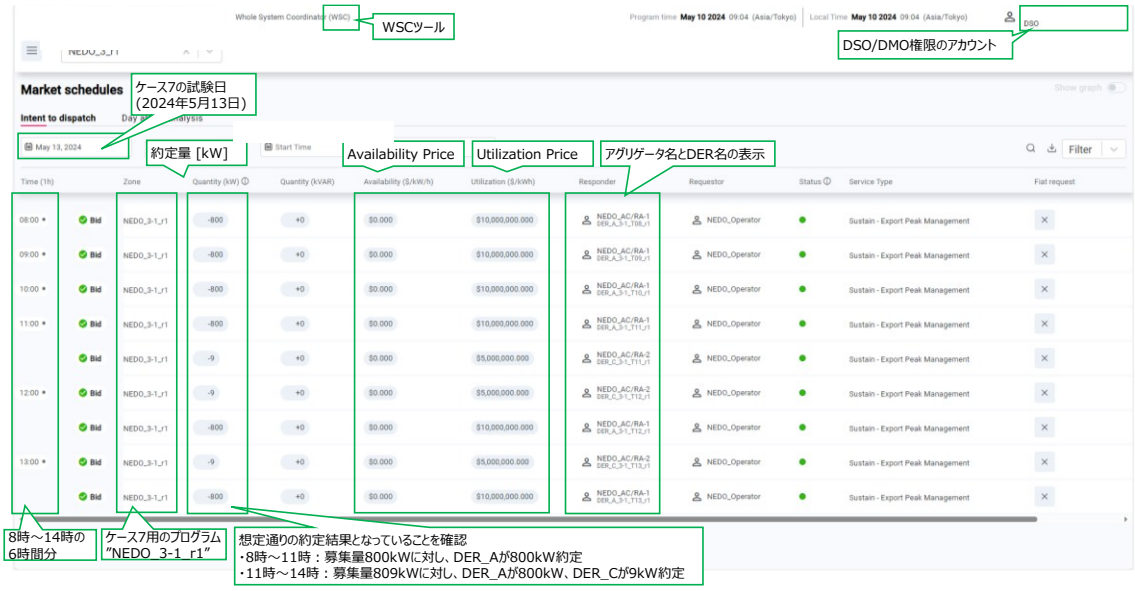


図 169 応札マッチング（応札、マッチング処理、結果通知）に係るロールプレイのエビデンス例

以下に、「⑭ベースライン算定/報告」のフェーズにおける業務フローとの整合性検証結果を示す。

当初より、ベースラインは事後報告としたためフィールド実証での検証対象外と整理しており、5 月実証では、フィールド実証の終了後、応動実績報告とともにベースラインデータを集約した。9 月実証ではより実運用に近い形とするため、速報ベースではあるが、当日の制御終了の 1 時間後を目標に応動実績と合わせてベースラインデータの取集を試みた。これにより、実証当日の夕礼では、ベースラインと応動実績値により応動評価を行うことができた。

また、WG3 と協調して実施したベースラインに関する机上検討結果について示す。 DER フレキシビリティ市場においても、既存電力市場（需給調整市場や容量市場等）の考え方を踏襲し、応動評価を行うための適切なベースラインの設定が必要となる。合理的なベースライン設定の検討にあたり、始めに以下のとおり基準値をどのように作成するかという観点で論点を整理している。

＜基準値をどのように作成するか＞

－基準値は共通ロジックとするか、需要家が任意とするか

【共通ロジックの場合】他目的でのリソース運用をベースラインから除外可とするか

【需要家任意の場合】需要家が提出した基準値の妥当性をどのように担保するか

本検討では、まず共通ロジックで設定することを前提とした各種手法（図 170）のうち、既存市場でも取り入れられているロジック「high/mid/low X of Y」の手法を用いた受電点ベースでの比較検討を行うこととした。

ロジック		概要	計測地点		バリエーション
			受電点	機器点	
実績ベースの計算	High/Mid/Low X of Y	•DR発令前のY日間中X日を採用して平均	✓	✓	•X、Yの日数、除外日 •当日補正有無
実績ベースの計算	同等日採用法	•DR発動時間を除く時間帯の過去30日間中、発動日との差が小さい非発動日3日間の平均	✓	✓	—
実績ベースの計算	事前計測	•DR実施時間帯の4～1時間前の平均	✓	✓	—
直前値		•DR実施時間帯の直前の値	—	✓	—
出力値		•基準値を「0」として制御量＝供出量とする	—	—	—

図 170 ベースライン算定方法の種類と計測地点

まず、評価の前提として DER フレキシビリティ発動の対象日が平日または休日かにより基準値設定方法の差異が生じるかを確認するため、図 171 のとおり、それぞれ算定方法 3 パターン（high/mid/low）を設定し、3 地点のモデルで比較を試みることとした。

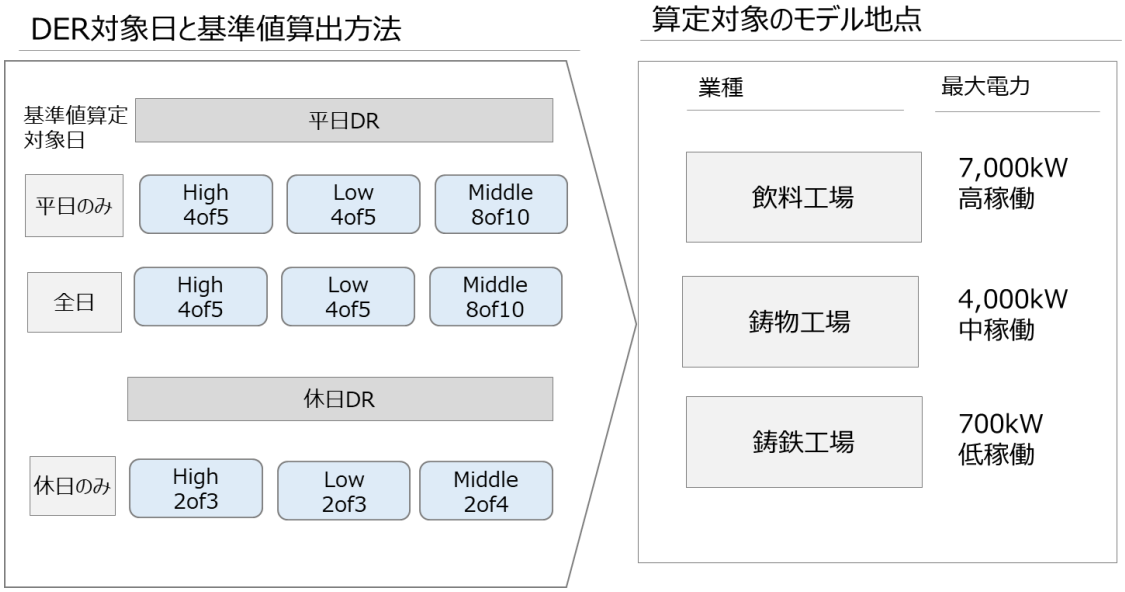


図 171 DER フレキシビリティ対象日と基準値算定方法の分類

各需要家に設置する蓄電池の容量は、図 172 のとおりその経済合理性からピークカット（基本料金低減）を前提に決定するものとし、選定した蓄電池容量に対し、実績値と基準値の差が DER フレキシビリティ供出量にどの程度影響するかを検討した。

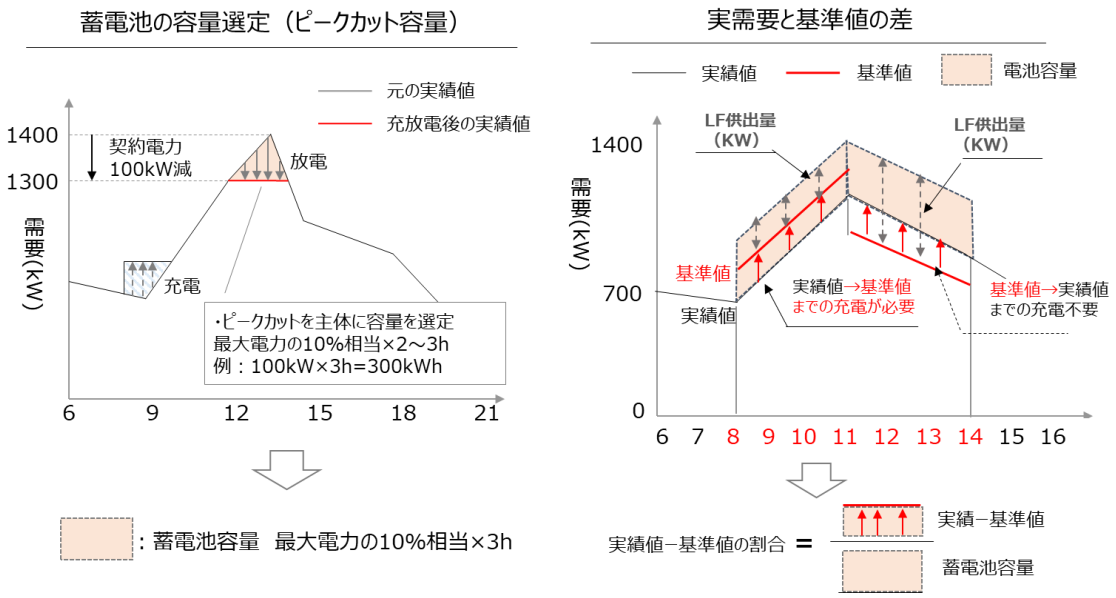


図 172 蓄電池容量選定の考え方と実需要と基準値の差

その上で、1 日ごとの実績値と基準値の差を蓄電池容量比率で算出し、比率ごとの日数を集計した。さらに、比率ごとの日数のうち、実績値から基準値への充電が必要な日数のみを抽出した結果が図 173 である。

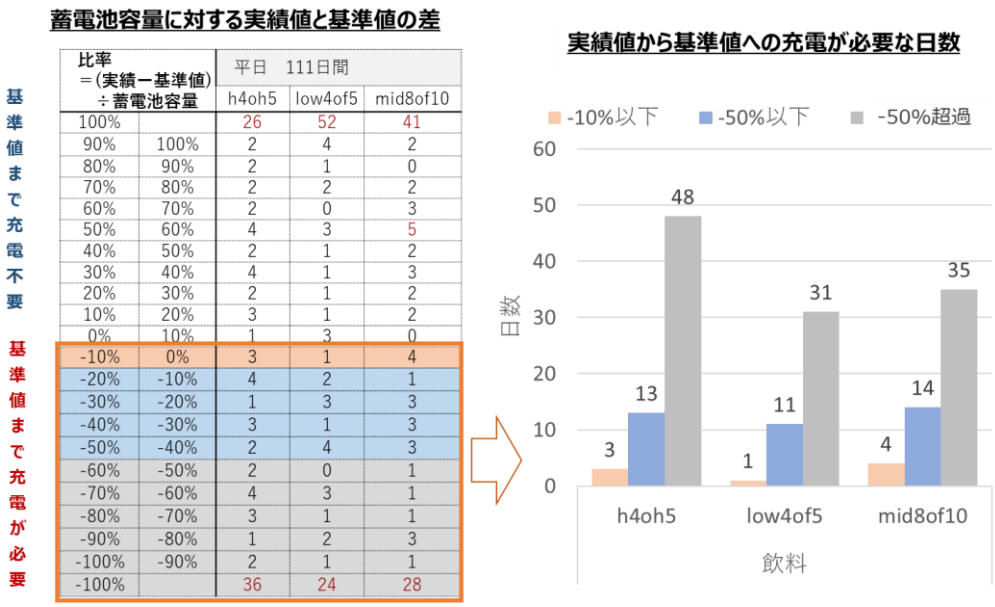


図 173 蓄電池容量に対する実績値と基準値の差と充電が必要な日数

上記の方法を用いて基準値を算出した結果は図 174 のとおり。基準値までの充電が必要な日数について 3 地点で比較すると、平日は蓄電池容量の−50%を超過する充電日数が大半である一方、休日の操業が休止となる地点は、蓄電池容量の−10%以下、−50%以下の充電日数が増加する傾向にあった。

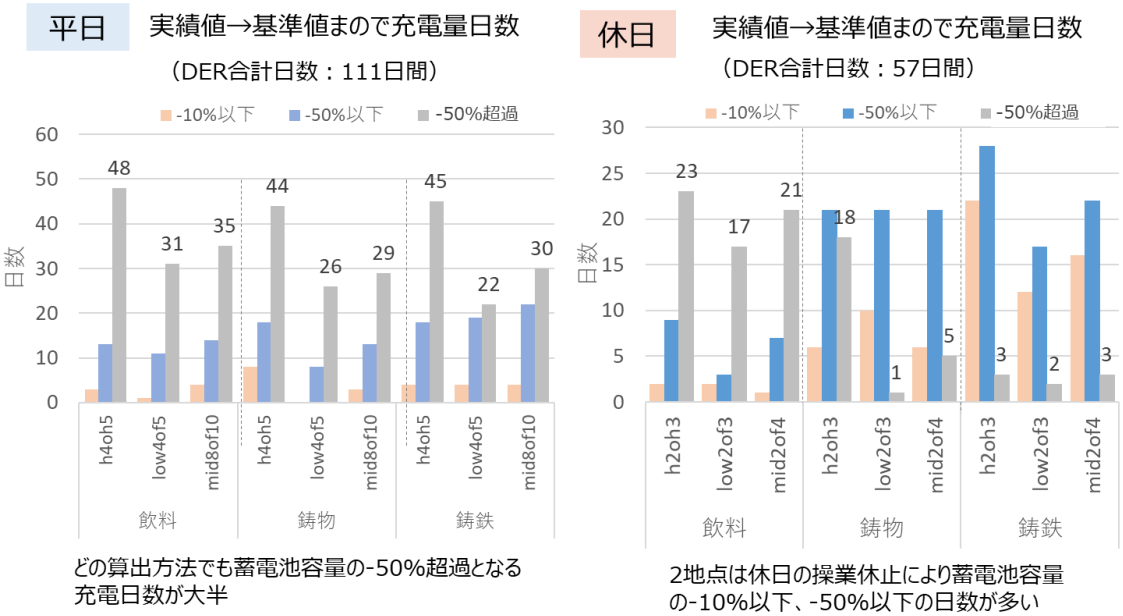


図 174 平日及び休日における基準値までの充電量日数

以上の検討より、DER フレキシビリティ市場における需要家併設型蓄電池のベースラインを受電点で設ける場合、実績値と基準値の差によって供出量や制御時間へ与える影響は大きい。また、業種や操業形態によって基準値の算定対象日を平日と休日ごとに分ける必要があるとの結果が得られた（図 175）。

基準値を受電点にした場合のLF応動想定

項　目	検討結果	理　由
供出量	蓄電池容量の50%以下	・実績値と基準値の誤差解消に蓄電池容量の半分以上を消費されるため
制御時間	3時間以下 例：8時～11時 12時～15時	・実績値と基準値の差が大きいため6時間対応は難しい ・3時間以下が望ましい
基準値算定方法	業種と操業形態に応じて、基準値の算定対象日を平日と休日で分ける必要あり	・需要カーブが平日と休日で大きく異なる地点が存在 （右図参照）

【平日～休日の電力カーブ】

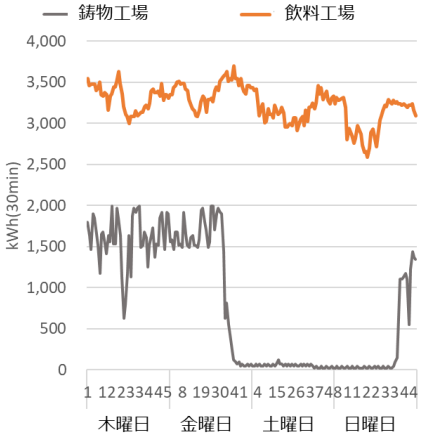


図 175 基準値を受電点にした場合の DER フレキシビリティ応動想定

共通ロジックにおける基準値検討の結果、算定方法 3 パターン（High/Mid/Low）による予測精度の差は小さい。一方、平日と休日の取り扱いについては平日操業のみの需要家と休日も操業する需要家が混在する可能性が高いため、平日応動では平日のみを算定対象とした基準値とし、休日応動では休日のみを算定対象とした基準値にすることが望ましい。

また、今回は DER 発動日の前日までの実績値で基準値を算定しているが、当日の実績値（直前値）を考慮することで予測精度は大きく向上することが期待できる。課題として発動～応動までの短時間に基準値算定が間に合うか等があるが、算定ロジックの自動化対応などを今後の検証で確認していくことが重要と思われる。さらに、機械学習などの AI 化による更なる精度向上や運用の簡素化が図れるかの検証も重要と言える。

さらに、事前検証やフィールド実証における GridOS の使用実績を踏まえ、今回仕様した GridOS を DER フレキシビリティ活用プラットフォームの一部として本格的に活用していくことを想定した場合の主な検討課題を表 83 に整理した。

表 83 GridOS の検討課題

業務フロー	項目		現状の機能・対応状況など	今後想定される主な検討課題など
リソース登録	系統情報		最適潮流計算に基づいて混雑解消を行うことを前提としており、系統情報の登録が必須	取り扱う系統情報の位置付けや内容の整理、系統情報の管理・更新方法
	DER情報		DER単位で登録する仕様	多様な種類のDERへの対応、登録容量の変更管理方法、複数DERのアグリゲーション方法
	アグリゲーター情報		DERの所有者を登録し、その所有者に対して登録済のDERを割り当てる仕様	アグリゲーションコーディネータやリソースアグリゲータ等の区分や階層構造の反映方法
	系統情報とDER情報の紐づけ		系統ネットワークをモデル化し、その系統モデル内にDERモデルを配置する仕様	マーケットコンテキストの取り扱い方法
⊿kW募集・応札・マッチング	フレキシビリティの募集	サービスメニュ	前日市場を対象とした1つのメニューのみに対応	長期のフレキシビリティ募集や他のサービスメニュー、制御指令パターン等への対応方法
		時間コマ	1時間コマ単位	30分コマ単位での取り扱い
		発動継続時間	各DERの1日あたりの発動継続時間は最大2時間という制限あり	制限の解除、もしくは制限をふまえた運用の効率化
	入札		アグリゲーター側で必要な操作はシンプル（研修会を通じて理解頂き、フィールド実証でロールプレイ済）	操作性・視認性等の向上、入札の自動化など
	約定の仕組みやアルゴリズム		予め構築した系統モデルに対し、各種設定・データ入力(需給データ、募集情報、入札情報等)を行った上で、フレキシビリティによる混雑解消を前提とした最適潮流計算(総コスト最小化)の実行結果を約定結果として扱った。なお、入札価格としてUPとAPを設定するが、約定にはAPは考慮されない仕様。	所望の約定結果を得るためのモデル・データの調整作業の効率化、フレキシビリティ募集量に対し入札量が未達の場合の解析エラーの回避策、UPとAPを同時に考慮した約定アルゴリズム(あるいは約定アルゴリズムの外側でAPを考慮する仕組み)など
その他	GUI、画面表示など		一部の画面表示がわかりずらい、一部入力値の単位や桁数などが現実的でない等の課題あり。日本語表示にも未対応。	画面表示の改良、主要な設定値の単位系・符号・桁数等の適正化、日本語表示化など

2.5.5. フィールド実証を通して得られた課題（各 WG へのフィードバック）

本フィールド実証での検証を通じ、得られた結果や課題については内容を精査し、表 84～表 86 のとおり関係する WG へフィードバックを実施した。

表 84 一般送配電事業者向けフィードバック一覧

【系統混雑緩和効果】

大項目	小項目	検証結果	課題・論点など
系統混雑緩和効果	セーフティネット	✓DERフレキシビリティが停止した場合に、実証用指令端末にて5分以内に過負荷を検知。 ✓ 次コマにてDERを再度制御（上げDER）させることで、系統混雑が緩和し、システムの過負荷アラート解除確認	✓緊急時のセーフティネット発動に向けた技術的手段と運用方法、制度上の課題を抽出
	DER制御開始時間	✓セーフティネット発動（系統切替や応動）時間を考慮するか否かの2パターンについて検証を実施	✓考慮する場合、しない場合のメリデメを比較し制御開始時間を決定する必要があるか
	DER必要制御量	✓混雑予測の振れ幅を考慮し、余裕を持った必要制御量を算出して、速報値、確報値を設定、混雑が発生なし確認	✓予測振れ幅（誤差）を踏まえた指令値の算定方法
	予測精度を加味した募集要件	✓制御パターン①、制御パターン②では、系統混雑量予測に活用する予報データや予測実施時間は異なるものの、双方に有意な差は確認できず	✓制御指令タイミングの観点で、実需給1時間前、実需給3時間前に予測精度の有意な差異がないなら、市場参加者の参入容易となる3時間前指令も許容可能か

【フレキシビリティ応動評価】

大項目	小項目	検証結果	課題など
応動評価	分散型電算装置	✓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。 ✓トラブルにより、約定量に対し供出量が低下する日があった。	✓オフライン制御（スケジュール制御等）によるDER運用を許容するか
	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及びパターン②ともに対応が可能であった。 ✓系統連系の制約上、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。	✓トラブル発生時(DERフレキシビリティの不応動が事前に判明している場合)の一送側の運用検討の要否

大項目	小項目	検証結果	課題・論点など
応動評価	評価基準	✓パターン②では指令値に対し1kWでも未達の場合、ペナルティ対象となり、パターン①よりも要件が厳しい状況であった。	✓ペナルティ評価基準の緩和の検討 (リソースの参入を増やすために、基準の緩和は必要か否か)

【システム動作・運用性検証】

大項目	小項目	検証結果	課題・論点など
システム動作	実証用指令端末	✓切替中の配電線に接続されているDERに対し、「ゼロ」指令を送る仕組みを構築し、想定どおり動作することを確認。	✓系統切替時はアグリゲーターに指令を送らないとするか、もしくはゼロ指令を送るかのどちらが望ましいか検討を行うことの要否 ✓リソースの稼働を停止したいとする場合の指令方法の検討要否

【業務フロー(案)の検証】

大項目	小項目	検証結果	課題・論点など
制御	制御、リアルタイム応動実績把握	✓想定通りの制御指令、DER応動、応動実績収集を確認。	✓制御時間中の応動実績報告(データ収集)の要否 (一送としてリアルタイムでの応動実績把握が必要か否か)
その他	トラブル時の対応	✓リソース不具合により約定量未達の事象発生あり。	✓事前(前日～実需給の1時間前まで)に供出量の不足が判明した場合の、一送としての対応方法の検討 ・セーフティーネットの活用または追加募集の実施

セーフティネット、フレキシビリティ応動評価と一緒に議論

表 85 プラットフォーム向けフィードバック一覧

【フレキシビリティの応動評価】

大項目	小項目	検証結果	課題など
応動評価	分散電算装置	✓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。	✓手動制御希望のリソースの市場参画の可否検討
	EV	✓EVの停車台数は日により変動があるため、通年での入札を志向した場合、入札量が限られる傾向にあった。	✓メニューの多様化の検討（入札量を休祭日と平日で分類、季節ごとの入札、より短期での募集など）
その他	受電点評価	✓契約電力に対し供出量が小さい場合（今回3%以下）、受電点では、応動評価が困難であった。	✓需給調整市場等の仕組みに合わせ機器点個別計量の仕組みの導入
	ベースライン	✓フレキシビリティの供出日以外にも電力値差取引等をし、充放電する場合、ベースラインが上昇し、見かけ上の供出量が少なくなる可能性があった。	✓マルチユースを考慮し、機器導入そのものに対するインセンティブなどの検討
	供出ブロック	✓ブロックの枠が需給調整市場と異なるため、RAシステム等の改修が必要となる可能性があった。 例）フレキシビリティ：8-11時，需給調整市場：9-12	✓ブロックの枠の変更（需給調整市場との整合）
	評価基準	✓パターン②では指令値に対し1kWでも未達の場合、ペナルティ対象となり、パターン①よりも要件が厳しい状況であった。	✓ペナルティ評価基準の緩和の検討（リソースの参入を増やすには、基準の緩和が必要）

【PF(市場機能)システム動作・操作・運用性検証】

大項目	小項目	検証結果	課題など
システム操作/運用	マッチング結果・約定	✓ 約定はUCのみで判定し、ACは考慮されない仕様であった。（募集情報登録にはAC/UC共に入力項目として存在）	✓ 約定にはAC/UCの両方が考慮され約定判断されるべきか。

【業務フロー（案）の検証】

大項目	小項目	検証結果	課題など
⊿kW公示	市場開設の公示（募集情報登録）	✓（市場開設が判断されたことを受け）一送が市場PFに各種募集情報の登録を実施	✓募集エリア確定を踏まえて参入決定する事業者に対し、市場参加受入の体制（業務フロー）の要否 →公示後もリソース登録や事前審査のフローが必要か
応札・マッチング・約定	RAによる応札 応札結果に基づくマッチング	✓RAは、公示（募集）内容を確認し、入札に必要なDER情報を登録実施 ✓市場PFの仕様上、マッチングと契約が前後したが業務フローの見直しは不要	✓追加オークションの要否 ✓DER約定結果に対する承認行為について、一送もしくはPF運営者が行うのかは要議論 （他の市場とルールを統一する必要があるものと思慮）

表 86 アグリゲーター向けフィードバック一覧

【系統への影響評価】

大項目	小項目	検証結果	課題・論点など
その他(系統連系制約)	放電禁止制約	✓系統用蓄電池について、7時～17時の間は放電を禁止する(上位から放電指令があっても0出力とする)仕組みを導入。 ✓放電禁止制約を順守し、運用可能であることを確認。	✓フレキシビリティ活用以外の他市場(需給調整市場等)との併用を見据えた場合、上記の放電制約が他市場参入の障壁となる可能性が大きく、系統用蓄電池の収支モデルにどのような影響を与えるか検証が必要
	段階制御	✓系統用蓄電池の充電・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。	✓制御指令受信後、蓄電池の出力が指令値に達するまで一定程度の遅れが生じるため、応動評価基準によりペナルティ対象となってしまう

【系統混雑緩和効果】

大項目	小項目	検証結果	課題・論点など
その他	放電操作	✓昼間に充電を行い、夕方17時以降に放電。 ✓放電による系統潮流への影響(逆潮流の増加)は、軽微であり、 仮想の運用容量を超過しないことを確認。	ー（同上）

【フレキシビリティ応動評価】

大項目	小項目	検証結果	課題・論点など
応動評価	EV、需要家リソース	✓EVの停車台数は日により変動があるため、通年での入札を志向した場合、入札量が限られる傾向にあった。	✓需要家側リソースを活用する場合に、需要家側のニーズが優先されることが想定される。これを踏まえフレキシビリティ市場に参加する場合、どのような市場メニューがあれば参加しやすいか

【業務フロー(案)の検証】

大項目	小項目	検証結果	課題・論点など
フレキシビリティ確保	速報値の要請	✓1週間前、前日17時、当日朝のタイミングで速報値、確報値の発出確認。 ✓前日の速報値を利用しているアグリゲータ（手動制御リソース除く）は、1社のみであった。その1社についても値は制御に活用しておらず、翌日の制御開始のトリガーに活用しているのみであった。	✓1週間前、前日速報値は活用したか。活用したならば、何に活用したか。また将来的に何に活用できる(メリットがある)と見込まれるか。
その他	トラブル時の対応	✓リソース不具合により約定量未達の事象発生あり。	✓トラブル等でDERが応動不可となった場合に、アグリゲータ側でとりうる対応策にはどんなものがあるか

2.5.6. DER フレキシビリティ活用計画・効果検証・総合的ケーススタディ

DER フレキシビリティ活用のフィールド実証を進める上で、事前の実証計画の精緻化、フィールド実証結果を踏まえた効果検証、それらを様々な将来シナリオや地域、配電系統の種別ごとに水平展開評価する総合的ケーススタディが必要となる。そこで本項目では、次の 3 点を実施した。

- 系統混雑発生と DER フレキシビリティ活用効果の定量的評価シミュレーションモデルの構築
- シミュレーションベースでの配電系統・電力品質の課題抽出、有効な DER フレキシビリティ活用シナリオ抽出
- フィールド実証データを活用した相互評価と汎用評価モデルの確立

2.5.6.1 系統混雑発生と DER フレキシビリティ活用効果の定量的評価シミュレーションモデルの構築

想定される様々な将来シナリオ、配電系統や負荷、再エネ発電の状況における DER フレキシビリティ活用の効果について、定量的に評価するために、分析評価システム（配電系統シミュレーションサーバー）を構築し、評価シミュレーションモデルを開発した。そこでは、配電系統のフィーダー構成、需要家負荷や PV などの諸条件を選定した。また、配電系統の汎用評価モデルにおける年間潮流データ（負荷,PV 発電データ）に対し、年間の潮流や混雑発生状況の傾向を明らかにした。評価のための将来シナリオの想定条件と評価項目について整理した。

(1) 汎用評価モデルの構築

本節では、配電系統の汎用評価モデルの構築にあたり、我が国の代表的な配電系統の特性を反映した公開モデル JST-CREST126 モデルから 6 フィーダーを選定し、評価用のモデルシミュレータを構築した。その構成を図 176 に示す。

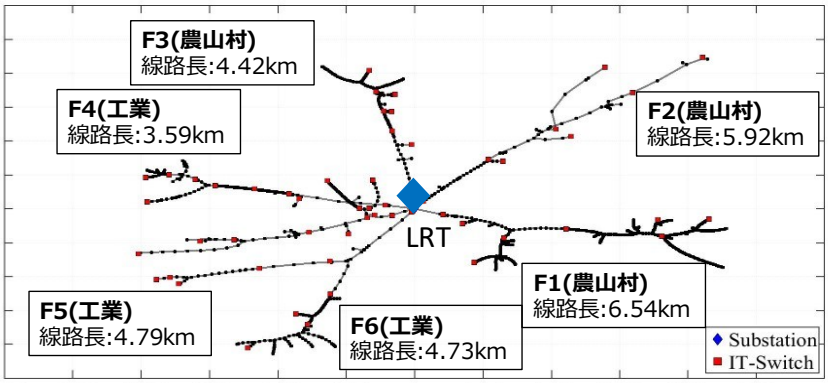


図 176 汎用評価モデル（JST CREST126 モデルをベースとした 6feeder モデル）の構築

この 6 フィーダー1 バンクモデルは、幹線線路長は 3～7km/feeder 工業地区の負荷特性を有するフィーダーと農山村地区の負荷特性を有するフィーダーから構成されている。図 177 には、各配電線の地域特性と配電線路長を示す。負荷導入量と PV 導入量は任意で調整可能であるため、日本の将来的な太陽光の導入シナリオから PV 導入量を設定できる。低圧需要家は 6057 軒、高圧需要家は 112 箇所であり、負荷特性及び PV 特性は、NEDO 太田市実証プロジェクトの公開データを用いて配分している。表 87 では、負荷配分

の一例を示す。後の検討では、第 3、4 フィーダー（F3、4）の「根本」、「中央」、「末端」の位置に DER を設置し、PV も複数の潮流パターンを再現するためにフィーダーを 3 区間に分けて出力を調整する。

本検討では、電圧評価を行うために、ある系統状態のもとで DER の活用場所の変更などを評価することを目的とした。そのために、系統構成切り替えは行わないものとした。

以下、モデル構築条件ついて説明する。

- 6. 6kV の三相高圧から単相 100V までの配電系統を模擬
- ローカル系統側：66kV の三相交流電源で模擬
- LRT：66kV を 6. 6KV に変圧（SVR：高圧線の途中に設置するケースもあり）
- 高圧配電線：実系統の線種のインピーダンスや線路長を反映し、R、X を設定
- 柱上変圧器：6. 6kV を 105V に変圧する変圧器（容量は 20kVA-75kVA まで各種あり）
- 高低圧負荷・PV：時系列データとして PQ の値を設定し、それに基づき潮流計算を実施

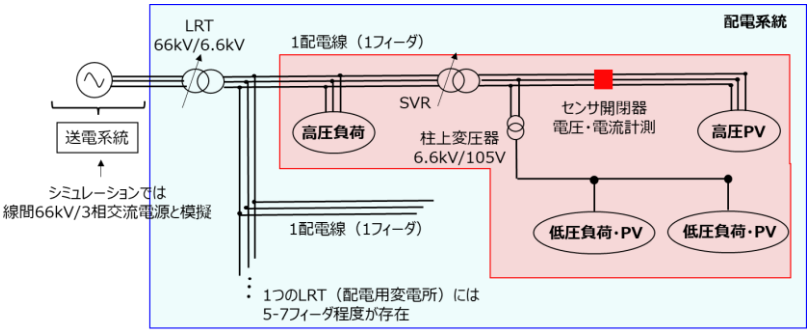


図 177 汎用評価モデルの構築手順

表 87 各フィーダーの高低圧負荷の容量と軒数（例）

Feeder #	高圧需要家 (kVA/軒数)	低圧需要家 (kVA/軒数)
Feeder 1	2707kVA /28軒	4632kVA /1951軒
Feeder 2	2360kVA /17軒	1646kVA /705軒
Feeder 3	2259kVA /14軒	3174kVA /1333軒
Feeder 4	2102kVA //21軒	2032kVA /865軒
Feeder 5	4697kVA /14軒	613kVA /251軒
Feeder 6	1865kVA /18軒	2242kVA /952軒
合計	15990kVA /112軒	14339kVA /6057軒

この配電系統汎用モデルを用いた評価例として、負荷増加指令時の電圧評価を試みた。配電用変電所の逆潮流量が設備容量を超過する状況を再現するため、配変容量は 20MVA と想定して、負荷に関しては軽負荷、PV 出力波形は快晴日のパターンを取り上げた。PV 導入量は配電用変電所の混雑が発生するレベルを考え、全低圧需要家 6, 057 軒に 5. 1kW 導入、波形は同じものを設定し、地域合計では 30. 6MW となった。DER 動作を模擬するために、配電用変電所の潮流が仮想の容量制約内 19MVA となる様に全低圧需要家へ均等負荷増加指令を行うものとした。

今回、評価ケースは全低圧需要家に対する「負荷制御なし」と「制御あり」とした。そして、評価項目は以下の 3 点とする。

①配電変電所の潮流

②配電系統電圧（最大値・最小値）

③タップ制御機器（LRT）動作の 24h 変化

この条件で行った実験結果を図 178、図 179 に示す。評価結果として、配電用変電所では運用上限 20MVA に対して 22MVA の潮流が発生し、2. 0MVA の容量超過発生が確認できた。そして、全低圧需要家

へ均等負荷増加によって配電用変電所地点の潮流が運用上限以下に収まり、混雑は解消した。その際の低圧需要家地点の電力を確認したところ、PV 由来の混雑が生じる系統では負荷増加指令前の段階で力率一定制御 95%の Q 注入により日中に電圧が大きく低下していた。そして、負荷増加指令時に電圧逸脱は生じなかったが、LRT タップ動作回数の増加を確認した。

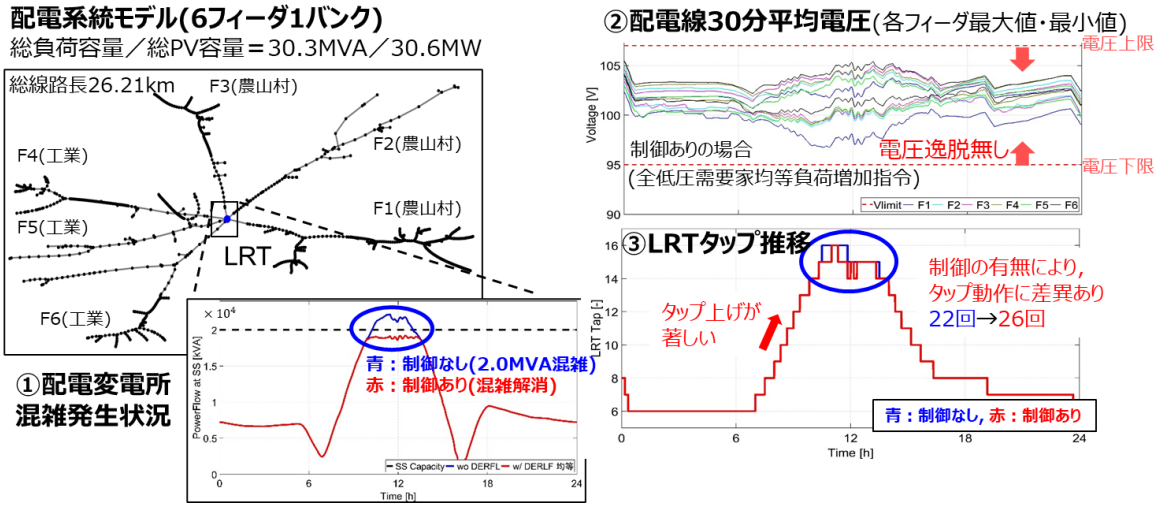


図 178 汎用評価モデルによる基本シミュレーション例

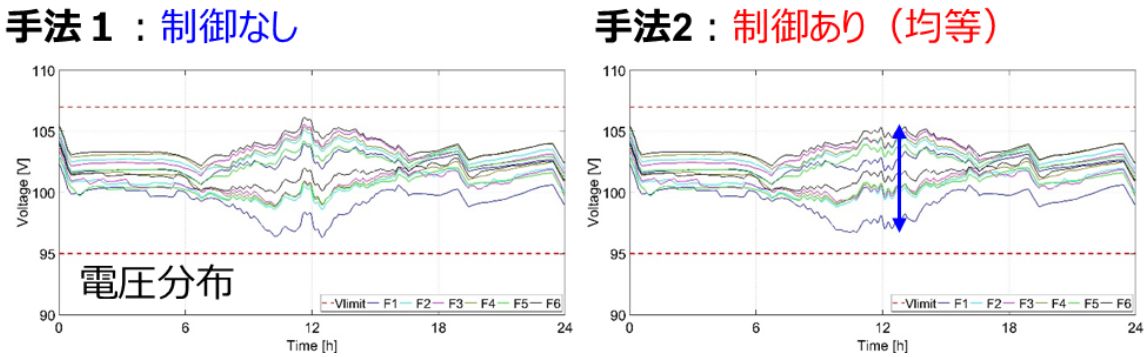


図 179 汎用評価モデルによる電圧の比較

(2) 潮流評価

ここでは、配電系統の汎用評価モデルにおける年間潮流データ（負荷、PV 発電データ）に対し、事前評価の準備として評価指標を明らかにした。また、年間の潮流や混雑発生状況の傾向を明らかにする。

ここでは、年間潮流について評価する。年間評価は、上記モデルを用いた潮流計算では計算時間の観点で必要以上に時間がかかるため、需要負荷と PV 発電の有効電力 P、無効電力 Q を式（6）を用いて年間の配電用変電所の利用率 y を計算する。

$$y(t) = 100 \times \frac{\sqrt{\left(P_{\mathrm{Load}}(t) - P_{\mathrm{PV}}(t)\right)^2 + \left(Q_{\mathrm{Load}}(t) - Q_{\mathrm{PV}}(t)\right)^2}}{S} \qquad (6)$$

ただし、P_{Load}（t）とQ_{Load}（t）は、時刻tにおける系統内の高低圧需要家の有効電力、無効電力の総量であり、高圧負荷波形には、一般社団法人環境共創イニシアチブ（SII）のエネマネオープンデータ[16] を、低圧負荷波形には、NEDO 集中連系型太陽光発電システム実証研究（FY2002-FY2007）実測値[17] を利用する。また、P_{PV}（t）とQ_{PV}（t）は、系統内に導入された PV の有効電力、無効電力の総量であり、上記 NEDO 実証でデータを取得した太田市に着目し、2018 年度の年間日射量データに基づき再現した。ただし、時間刻みは 2.5 分とした。なお、本検討では簡単化のため、図 176 に示すフィーダーの内フィーダー3 のみに着目して評価をするものとした。その際、低圧 PV のみを計 6MW 導入するものとし、PV の無効電力出力は、力率設定値 0.95 の力率一定制御が適用されているものとして算出した。ただし、この容量は 2050 年相当の導入量を想定して決定した。また、配電用変電所容量 S は、1 フィーダー分の検討であるため、一般的な配電用変電所のバンク容量 20MVA を 6 フィーダーで割った 3.3MVA とした。

上記条件で混雑の年間分析をした結果を図 180 に示す。

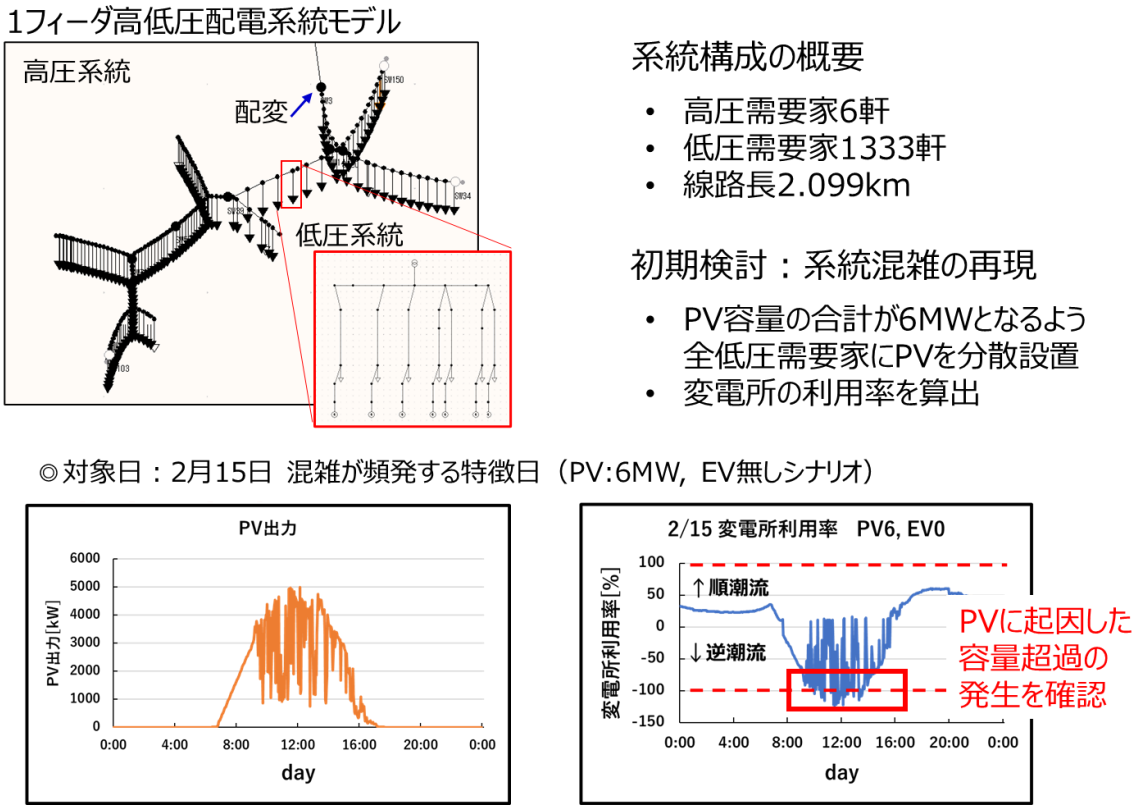


図 180 汎用評価用モデルにおけるデータ分析例

年間の混雑の発生傾向として、PV の発電量が多いかつ、負荷が少ない 2～5 月に発生するという季節性が確認できた。また、年間の時間断面の内、実際に混雑が発生しているのは 40 時間ほどで、割合にすると 0.46%であった。このことから、混雑が発生するのは年間の内でも限られた季節・時間帯であるということが確認できる。また、実際に発生した混雑に対して、混雑時解消に必要な DER 調達量のイメージも図 181 に示している。混雑は、日中に PV 発電起因で発生するため、天候によっては急峻な出力変動が生じることが見て取れる。そのような特徴を持つ混雑に対して同様な波形を持つ DER 制御は事前の確保を考えると現実的ではないため、生じうる最大の混雑量に対して DER 制御を行うというのが妥当であると考えている。

[16] 一般社団法人　環境共創イニシアチブ：EMS エネマネ OPEN DATA、 https://www.ems-opendata.jp/
[17] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構:「集中連系型太陽光発電システム実証研究」事業、https://www.nedo.go.jp/activities/ZZ_00229.html

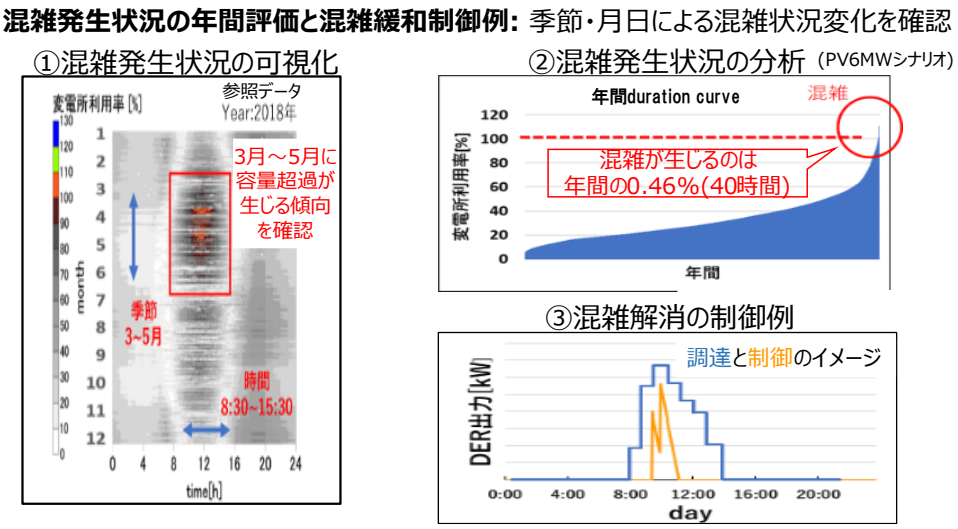


図 181 汎用評価モデルにおける潮流の傾向分析

2.5.6.2 シミュレーションベースでの配電系統・電力品質の課題抽出、有効な DER フレキシビリティ活用シナリオ抽出

本項目では、前項の汎用的な評価シミュレーションモデルを用いた多種多様なシナリオ、ユースケースに対するシミュレーション評価を通じて、将来の市場開設に向けた配電系統の基本的な運用課題や有効な DER フレキシビリティ活用シナリオを抽出した。

ここでは、特に、将来の配電系統シナリオとして、需要家側に DER の普及が見込まれる 2030 年～2050 年の将来の PV 容量、（EV 普及率を想定した）蓄電池容量、HP 給湯器普及率のシナリオを想定した評価を実施した結果を示す。具体的な将来の配電系統シナリオとして、研究項目 3 において、東大チームにより実施された ESIA モデルの需要家 DER 挙動シミュレーションの結果を引用し、構築した配電系統汎用評価モデルにより検討した。

配電系統汎用モデルへの適用の前提条件を表 88 及び表 89 にまとめる。

表 88 需要家 DER 条件

	需要家 DER 設備	運用方法	充放電	制約
Case1	負荷設備+PV5kW （DER 未導入）	成り行き運用	―	潮流制約無
Case2	基準ケース： Case1+HP 給湯器+EV 充電器	給湯器：深夜運転 EV:帰宅後即充電	充電のみ	潮流制約無
Case3	Case2 と同一	スポット市場調達	充電のみ	潮流制約無
Case4	Case2 と同一	スポット市場売買電	充放電	潮流制約無
Case5	Case2 と同一	スポット市場 +FLEX 市場制約考慮	充電のみ	潮流制約無
Case6	Case2 と同一	スポット市場 +FLEX 市場制約考慮	充放電	潮流制約無
Case7	Case2 と同一	スポット市場 +FLEX 市場制約考慮	充電のみ	EV 充電 1kW 上下
Case8	Case2 と同一	スポット市場 +FLEX 市場制約考慮	充放電	EV 充放電 1kW 上限

表 89 配電系統条件

項目	条件
配電系統モデル	JST-CREST 配電線モデルに基づく 6 フィーダー汎用モデル 総線路長 26. 21km、総負荷容量 30. 3MVA/30. 6MW （注）実際の潮流は Case ごとに変化
需要家数	6057 軒（ESIA モデル 100 軒データを繰り返し適用） +高圧需要家 112 軒
運用モード	系統切り替え無し・電圧制御装置（LRT）作動
評価日	2022 年 5 月 10 日（Case4 の最大潮流発生日）

評価手順は、ESIA モデルの DER 挙動データ（100 軒×年間）のうち負荷+PV の地域逆潮流が年間最大となる 5 月 10 日を抽出しシミュレーションに用いた。6 フィーダー構成の配電系統汎用評価モデル（低圧需要家 6057 軒）に、DER 挙動データを繰り返し割り付けて、配電系統全体の潮流計算を実行した。図 182 に評価の手順を示す。

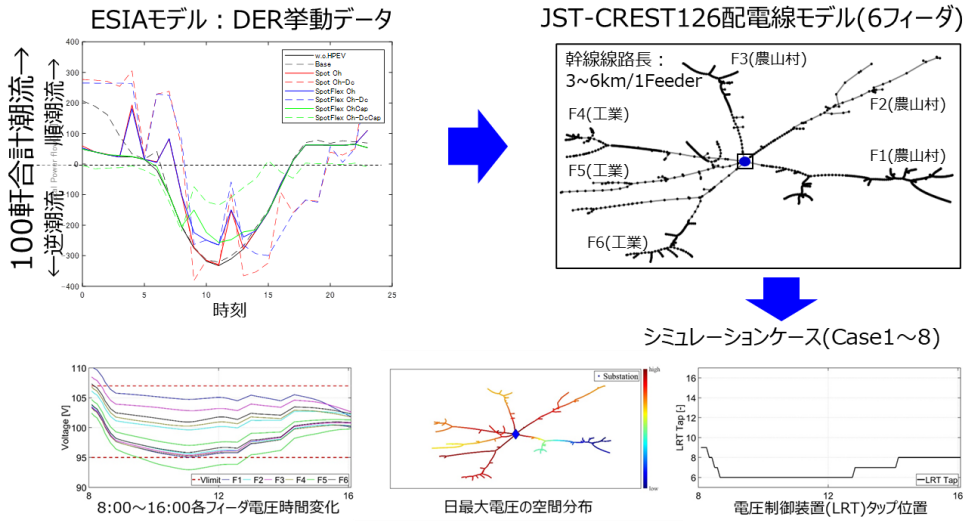


図 182 ESIA モデルによる需要家挙動シミュレーションデータに基づく汎用評価モデルでの将来シミュレーションの手順

ESIA モデルの DER 挙動データの 100 軒合計潮流（2022 年 5 月 10 日）を図 183 に示す。

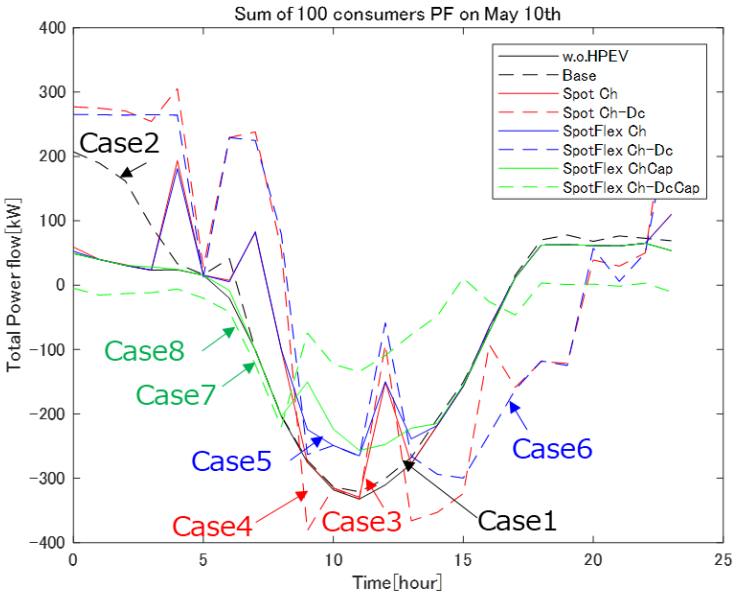


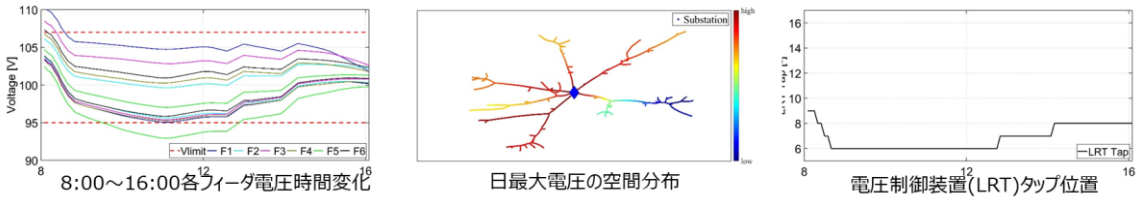
図 183 ESIA モデル DER 挙動データ総潮流の日変化

図の波形から、特に Case4 のスポット市場への売買電が行われるケースにおいて、昼間の逆潮流が大きくなっていることがわかる。

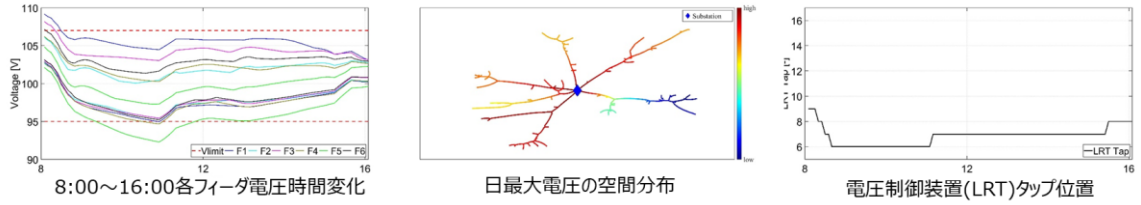
以下、汎用評価モデルによる潮流シミュレーション評価結果を示す。

(1) DER 段階的普及シナリオの評価結果

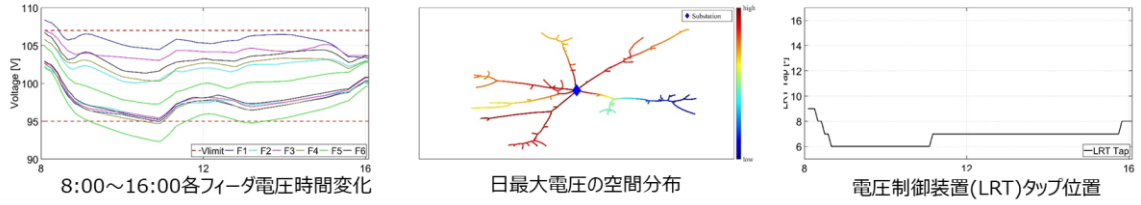
将来シナリオとして、Case1 の DER 未導入ケースから段階的に DER（HP 給湯器と EV 充電器）が普及し、それらが最も配電系統に影響を与えうる Case4 の挙動を示した場合の潮流シミュレーション評価結果を以下に示す。ここで、DER 普及率は 0%→25%→50%→75%→100%と変化させた。



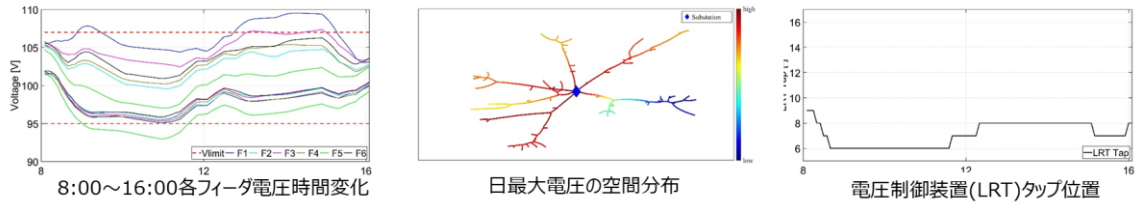
(1) DER 導入率 0%



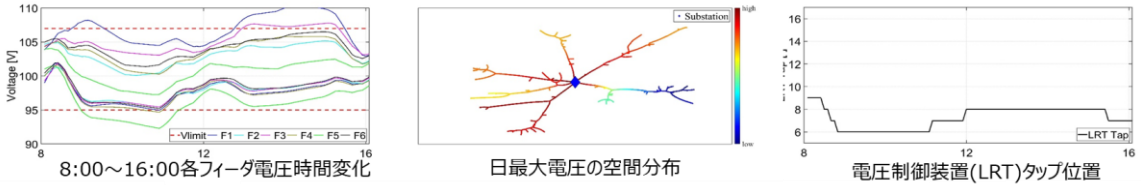
(2) DER 導入率 25%



(3) DER 導入率 50%



(4) DER 導入率 75%



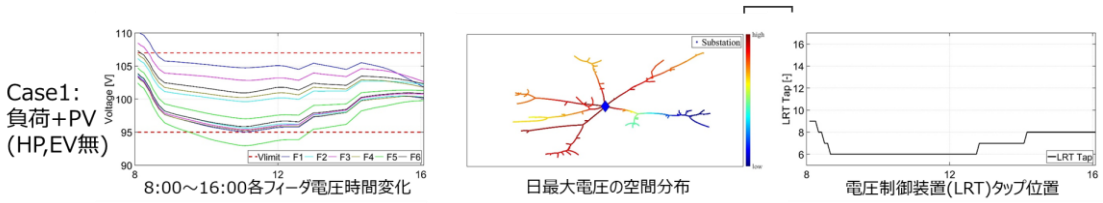
(5) DER 導入率 100%

図 184 将来シナリオ DER 普及率に対する配電系統の電圧変動、電圧分布、電圧制御装置の挙動

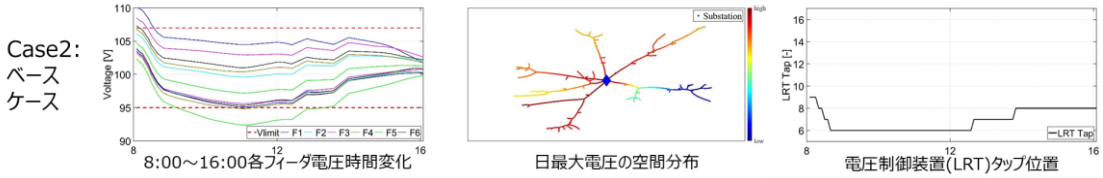
図 184 の結果より、DER 普及率 0%では、もとの想定需要負荷分布条件により、フィーダー2（緑色）の午前中の電圧低下が生じているが、それ以外の時間帯の電圧分布は良好である。これに対し、DER 普及率が増加するにつれて、午後の電圧が高めに推移し、電圧の上限逸脱が目立つようになっている。

(2) 各 DER 運用シナリオに対する電圧挙動の評価

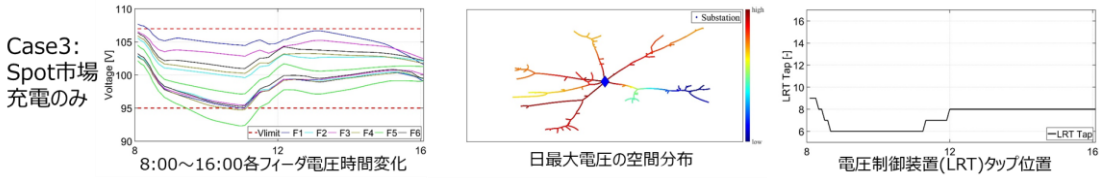
最も過酷な将来シナリオとして、上述の結果のうち、DER の導入率が 100%のケースについて、表 88 の Case1～8 の DER 運用条件での配電系統内電圧挙動をシミュレーション評価した。結果を図 185 に示す。



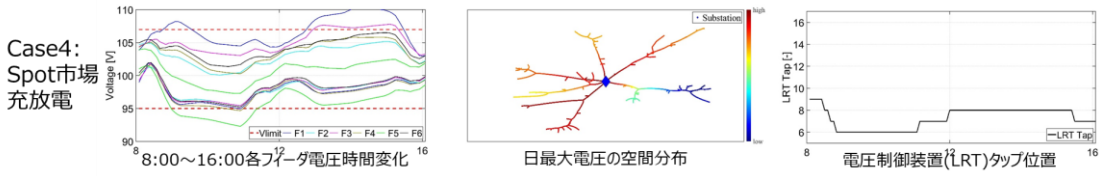
Case1：負荷+PV のみ（DER 未導入）



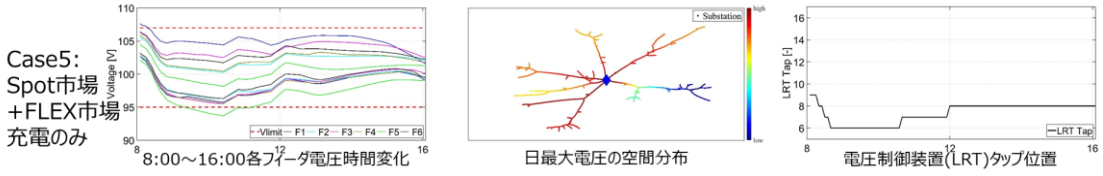
Case2：基準ケース（負荷+PV+HP 給湯器+EV 充電器）成り行き運用



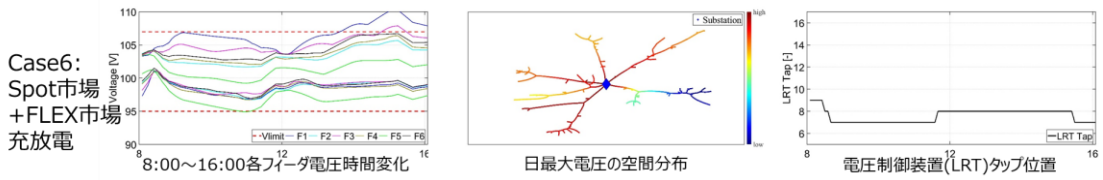
Case3：スポット市場調達（充電のみ）



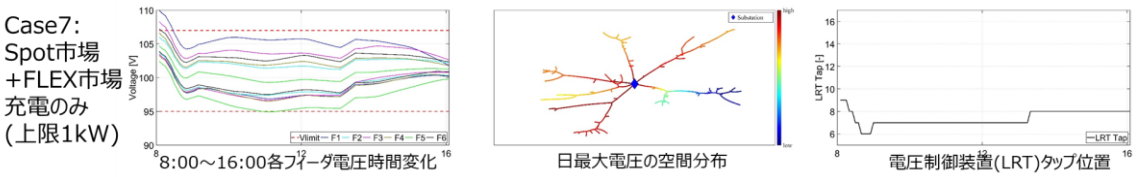
Case4：スポット市場売買電　（充放電）



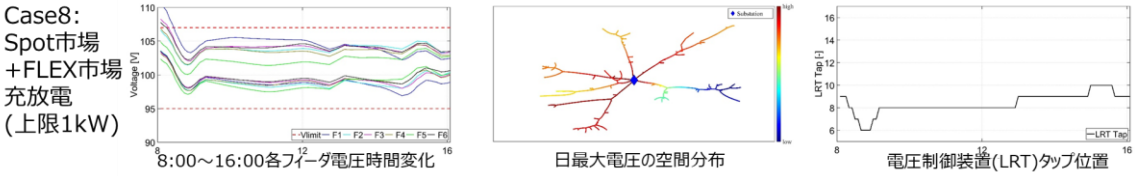
Case5：スポット市場+FLEX 市場制約考慮　（充電のみ）



Case6：スポット市場+FLEX 市場制約考慮　（充放電）



Case7：スポット市場+FLEX 市場制約考慮　（充電のみ+1kW 上限制約あり）



Case8：スポット市場+FLEX 市場制約考慮　（充放電+1kW 上限制約あり）

図 185 ESIA モデルによる需要家挙動シミュレーションデータに基づく汎用評価モデルでの将来シミュレーション結果

図 185 のシミュレーション結果より、DER の制御の無い Case1、2 では日中の PV 余剰による電圧上昇は抑えられている。ところが、DER の普及、Spot 市場での裁定取引（アービトラージ）による充放電とともに電圧の上下限逸脱が顕著になっている。さらに、仮想的な DER フレキシビリティ市場条件を設定の結果、電圧変動が若干改善しているが、依然として一部の時間帯に電圧逸脱がみられる。最後に、EV 充放電上限 1kW の制約を加味した結果、電圧変動が大幅に改善し、上下限とも電圧逸脱が回避できることが判明した。

以上から、配電系統に電圧の問題が生じる将来シナリオの DER 普及率において、スポット市場取引も含めた充放電挙動の活性化により、配電系統内の電圧逸脱の問題が顕著となる傾向、それを抑制する仕組みとして DER フレキシビリティ市場条件や EV 充放電上限制約条件などの仕組みが重要である点が上記のシミュレーション結果より示唆された。

2.5.6.3 フィールド実証データを活用した相互評価と汎用評価モデルの確立

フィールド実証では限られたケース・条件のデータしか得られないが、同時に評価モデルと連動させることで、実証とシミュレーションのハイブリッド評価が可能となる。そこで評価シミュレーションのための分析評価システムと並行して、フィールド実証システム環境との比較検討を容易にするフィールド実証評価システム環境（フィールド実証向け実系統評価サーバー）を構築し、フィールド実証データとの相互検証を行った。

その手順と評価結果、得られた知見を以下にまとめる。

- ✓ フィールド実証データとの連携、相互チェックにより、フィールド実証の限定的な条件での評価を補完する目的でフィールド実証対象系統評価モデルを構築した。パラメータチューニングによる精緻化、フィールド実証開始後のフィールド実証のデータとシミュレーション結果の比較評価、フィールド実証の有効性の定量的な裏付け検証、フィールド実証だけでは再現しきれない様々な条件設定やユースケースに対するモデルシミュレーションでの網羅的な効果検証を行った。
- ✓ フィールド実証対象系統の評価モデル構築にあたり、その元となったデータを整理し、モデル構築の手順とその知見をまとめた。

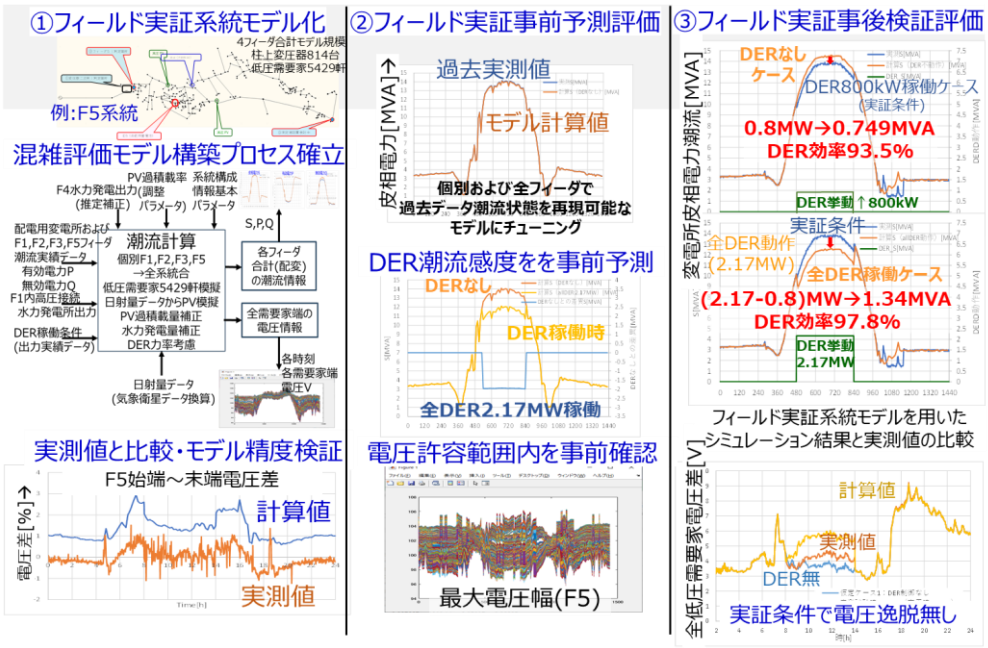


図 186　フィールド実証データを活用した相互評価のイメージ

- ✓ フィールド実証対象系統の評価モデルの潮流・電圧などの挙動を再現する精度改善のために、過去の実測潮流データや気象実績データ、その他のパラメータに基づきモデルをチューニングした。(図 186 左図)
- ✓ フィールド実証の事前評価として、フィールド実証で導入された混雑緩和対策 DER の稼働に伴う配電系統内の潮流計算に基づき、各ノード、需要家端の電圧変動の状況を再現し、DER 稼働の影響度を定量評価した上で、運用上問題の有無を事前評価した。結果として、個別及び全フィーダーで過去データ潮流状態を十分に再現できることを確認し、DER 動作時の潮流変化感度と電圧変動の事前評価の結果、電圧逸脱などの問題は発生しないことを予測した。(図 186 中央図)
- ✓ フィールド実証の事後評価として、実証で得られたデータに基づき、フィールド実証対象系統評価モデルを用いて現象の再現、評価を行った。その結果、フィールド実証と同一条件の DER 稼働状態による潮流状態の再現結果と実証での実測データとの比較から、モデルの妥当性を検証した。(図 186 右図)
- ✓ フィールド実証ケースを拡張した仮想的な DER 稼働ケースに対するシミュレーションで、潮流変化、DER 利用効率、電圧変動の挙動など実際には測定できない諸現象を再現、評価した。結論として、フィールド実証条件下での DER 稼働に対し、配電系統内の各ノードの電圧変動幅は正常範囲であり問題なかったことを事後確認した。
- ✓ フィールド実証対象系統評価モデルを用いた事後評価の拡張検討として、①DER 設置場所を変更した場合の配電変電所混雑状況や各ノードの電圧変動への影響評価、②DER の力率を変更した場合の配電変電所混雑状況や各ノードの電圧変動への影響評価、③配電系統内の PV 導入量が増加した将来シナリオに対する配電変電所混雑状況や各ノードの電圧変動への影響評価などを実施した。

3. 実用化・事業化への道筋と課題

3.1. 短期～中長期の取組み

本事業は、配電系統での太陽光発電等の大量導入が今後も進む中、近い将来直面する「混雑」という系統課題に対し、同時に普及が期待される蓄電池や EV 等の DER フレキシビリティを有効に活用することで系統混雑の緩和・解消ひいては系統増強の繰延・回避を実現することを目的とする技術開発に取り組んだものであり、実現性を検証するという事業の本来の目的は達成できた。しかし実運用への適用にあたり、また DER フレキシビリティをより最適な形で活用し、電力システムの柔軟性、安定性をより一層向上 させていく上で、解決すべき課題が少なからず残されている。そこで、短期と中長期に時間軸を分けて、以下、今後取り組むべき点と考慮されるべき点を考察する。

3.1.1. 短期の取り組み：実運用への移行に向けた課題解決と運用ノウハウの蓄積

まず、電力システムの柔軟性、安定性を向上させ、DER フレキシビリティを活用し尽くしていく観点から、今後、以下を踏まえて検討を進めることが望ましい。

一つ目は、標準化を念頭に実装、展開すべき点である。日本国内では一般送配電事業者が行う託送事業は 10 エリアに分かれて営まれているが、アグリゲーター、小売電気事業者、発電事業者においてはエリアをまたいで事業を営むケースは少なくない。DER 製品や DER 管理システムを製造、提供するベンダーにおいては、顧客は日本全国、さらには海外も対象に入る。ローカルフレキシビリティ市場で先行する英国では、エリアごとの DSO/DNO がそれぞれ市場の構築に取り組んだため、後になって市場間の連携不足や情報不足が問題となったことが、英 ofgem から報告されている 。これから仕組みの構築に取り組む日本では、業務フロー、通信手段、商品メニュー等がエリアごとに乱立する事態は避けるべきであり、初期段階から標準化を念頭に取り組む必要がある。

二つ目は、上記と相反するが、現時点で「混雑緩和だけ」を念頭においた業務手順やシステム構築を行うこと、拙速に標準化することは避けた方が望ましい点である。本事業では、系統混雑に特化することのリスクが幾つか確認された。具体的には、数年前の公示で DER フレキシビリティ供出量をアグリゲーターがコミットした後に状況変化により需要家ベースラインが変化するリスク、実需給断面で他市場との取引が制約されることのリスク、市場開始当初は混雑時間が限定的であるリスク、方針撤回により系統増強が行われると DER フレキシビリティ取引が不要となるリスク等が確認された。アグリゲーターシステムがマルチユースを前提に最適運用を目指す前提であったとしても、別々の独立する仕組みの中で運用することは不必要に難易度が高いと言える。DER を活用し尽くす観点では、ルールそのものはシンプルかつ合理的であることが望ましい。現在はまだ将来目指す姿の過程にあるが、将来に必ず活かされると考えられる部分から標準化に取り組むことが望ましい。

三つ目は、官民の努力によって既に、蓄電池を始めとする制御可能な DER の導入期を迎えている点である。仮に電力システム全体が良い方向に発展するための合理的な仕組みが存在しない状態で DER の普及期に至ると、DER のポテンシャルを最大限引き出すこと、再エネが主力電源化していく中で電力系統を安定的、効率的に維持、運用していくことは難しい。また、発電事業者、小売電気事業者、アグリゲーター、需要家にとって、投資判断に必要な情報が与えられず、インセンティブが少ない中において、DER の適地誘導、適時利用を促すことも難しい。ソフトウェアの世界と異なり、電力システムのイノベーションには相当の時間を必要とする。DER の普及期に至るまでに、できるところから仕組みの構築に取り組むことが望ましいと考えられる。

こうした状況に鑑みれば、拙速な標準化や全面展開を避けつつも、中長期のあるべき姿を念頭に、将来につながる要素である DER の情報管理・制御に関するシステム間インターフェースの標準化（あるいは国際

標準との整合）を最重要課題と捉え、戦略的かつ積極的に検討を進める必要がある。同時に、一般送配電事業者においてもできるところから DER の活用実績を重ね、運用ノウハウを蓄積して従来事業で培ってきた設備形成・運用ノウハウに落とし込み、系統増強繰延・回避等の蓋然性を高めていくことが重要と考えられる。

3.1.2. 中長期の取り組み：上位/下位連携

DER フレキシビリティの最適運用とは、卸電力市場、需給調整市場、容量市場、需要家ピークカット、混雑緩和、非常電源等のユースケースにおいて DER の特性を踏まえて最効率でマルチユースし、得られる金銭的価値あるいは環境価値を最大化するための運用と言える。しかし市場ごとにスケジュールや要件が異なれば運用の難易度が高まり、実施できず活用されない結果となる。本事業においても研究項目 3 でマルチユースと最適化について検討されたが、混雑緩和に求められる要件に対し、（系統直結の DER はさておき）需要家側 DER で満たすことは難しい面があることが確認され、無理のない要件設定（ローリスク・ローリターン、卸電力市場（アービトラージ）との併用を容易に行える仕組み等）が提言された。しかし、系統増強と同じ価値を得るには、DER フレキシビリティの信頼性、確実性は重要な要件である。

前述のとおり、現在、「同時市場」の導入や、「次期中給システム」の構築に向けた検討が進められているが、最適化演算におけるコンピューティング能力の限界から、系統制約の考慮は基幹系統と一部のローカル系統のみと考えられている。ローカル系統以下においても上位と同様、系統制約を考慮して最適計画・運用する仕組みを導入し、情報を連携できれば、上位と下位の一体運用が可能となり、DER フレキシビリティを最適運用できる仕組みができる。本事業では、本事業原簿への詳細記載は割愛しているものの、研究項目 1 において、これを念頭に DER フレキシビリティの最適制御（混雑・需給）により得られる便益評価にも取り組んだが、混雑緩和と需給調整に別々に取り組むケースと比較して、より高い社会便益をもたらす結果が示された。

DER フレキシビリティ活用における TSO と DSO 間の連携不足は、先行する欧米が直面している課題でもある。米国では、2020 年に連邦エネルギー規制当局（FERC）が Order2222 を発令し、ISO/RTO に DER を集約したアグリゲーションの市場参加モデルの策定を求めた。PJM はこの対応検討を進め、DER の本格活用を進める上で DSO との調整を行っているが、DSO は配電系統信頼度維持の観点から DER の市場参加を承認しない傾向にあり、このままでは市場参加が必要以上に抑制される可能性が懸念されている 。NYISO では、Order2222 に基づき米国で初めて DER アグリゲーション市場を実装しているが、今後の動向に注視する必要がある。また前述した英国 ofgem のレポートにおいても、ローカルフレキシビリティ市場と上位市場の連携不足が課題として指摘されている。

再エネ大量導入が進み「需給」「混雑」が系統の二大課題となる日本において「上位/下位連携」の仕組みを構築することは極めて重要であるが、諸外国の教訓を踏まえつつ、実現可能性に関する調査や検討を早期に進めていく必要がある。なお、「上位/下位連携」の仕組みの検討は本事業で取り組んだ研究項目との共通点が多くあり、本事業の成果を最大限活用する形で検討を深めることが可能と考えている。

3.2. 成果普及への取り組み

3.2.1. 成果の発信

本事業の広報として、実施者においては、国内外の学会等への論文投稿・発表（電気学会全国大会・部門大会等）や講演会・セミナーでの講演等も積極的に行い、成果を PR している。

NEDO では、PL とともに国の審議会等（次世代の分散型電力システムに関する検討会）で本事業の進捗・成果報告等を実施している。本事業の広報の一環として、 2024 年度及び 2025 年度の NEDO 再生可能

エネルギー分野成果報告会にて、取組みや成果を共有している。また、取材を基に「月刊エネルギーフォーラム 2023 年 8 月号」、記事執筆を基に「スマートグリッド 2024 年 1 月号」にも事業概要・成果を掲載している。さらに、実証開始時には、NEDO と実施者 10 者との共同ニュースリリースを実施した。

また、本事業の成果を国際的にもアピールするため、NEDO にて、ミッションイノベーションのシンポジウム等での講演で本事業を PR するとともに、IEA TCP PVPS Task 14 レポートや IEA TCP ISGAN で公表予定のレポートに本事業の概要・成果等を掲載している。CIGRE Paris Session2026 向けの本論文へ本事業成果を掲載し、成果を発信することも予定している。

3.2.2. 外部機関・別事業との連携

本事業で検討した仕組みを社会実装するためには、検討段階から広くステークホルダの意見を集め、課題解決・高度化を図っていくことが重要であり、事業外の一般送配電事業者やアグリゲーター・業界団体との意見交換等を進めている。

スマートレジリエンスネットワーク（社会共創基盤として活動する有識者、企業、学術・研究機関等で構成される団体）内の活動と NEDO にて連携し、NEDO での検討中の成果物等を同団体へ提供し、業務ステップの詳細やステークホルダ間での意見の相違点を深堀り・議論された結果を NEDO 事業へフィードバックしていただいた。　※「系統混雑情報の開示のあり方」など

また、本事業に参加していないアグリゲーター計 11 社を対象に実施したアンケート調査（低圧リソース：3 社、高圧リソース：8 社）等も参考としつつ、前述のフレキシビリティ活用における募集要件（現時点での案）を NEDO にて整理した。

本事業の成果として「ディマンドレスポンス・インタフェース仕様書改定案」等が作成できたことから、今後は、かねてから DER とアグリゲーター間のデータ項目の標準化のための活動を進めている業界団体へ当該成果を共有するなどして、DER をフレキシビリティとして活用するための働きかけを強化していく。さらに、本事業をユースケースとした情報モデル等に関する国際標準提案も行う計画もある。

本事業の成果を NEDO 日本版コネクト&マネージ 2.0 事業に引き継ぎつつ、DR ready の施策等とも連携しながら、DER フレキシビリティシステムの社会実装と DER フレキシビリティの最大限活用のための取り組みを行う。

以上の活動も含め、本事業の成果普及と更なる発展に向け、NEDO としても継続的に後押ししてゆく所存である。

添付資料

●基本計画

P22004

「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」基本計画

再生可能エネルギー部

1．研究開発の目的･目標･内容

（1）研究開発の目的

①政策的な重要性：

「第 6 次エネルギー基本計画」で示された「再生可能エネルギーの主力電源化」に向けた「系統制約の克服」を実現するために必要な技術開発が求められている。特に、「系統の増強と並行しながら既存系統を最大限に活用することが必要」であり、「ノンファーム型接続の適用範囲をローカル系統まで早期に拡大するとともに、配電系統についても、遅くとも 2022 年度までに分散型エネルギーリソースを活用した NEDO プロジェクトにおいて要素技術等の開発・検証を進め、その結果を踏まえて社会実装に向けた方向性を取りまとめ、速やかな展開を目指す。」とされている。現在、再生可能エネルギー（再エネ）の導入拡大が進むにつれて、従来の系統運用の下で系統制約が顕在化しており、再エネの出力変動を調整するための調整力の確保を含め、再エネを電力系統へ受け入れるコストも増大している。そのため、再エネの大量導入や分散型エネルギーリソース（DER）の拡大を始めとした環境変化を踏まえ、太陽光発電や蓄電池等の DER を活用し、再エネの主力電源化を基盤とする次世代型の送配電ネットワークを実現するとともに、電力系統への受け入れコストを抑えた系統制約の克服や需給の変動性に対応する十分な調整力を確保するための技術開発が期待されている。

②我が国の状況：

欧州（英国やアイルランド等）においては、系統が空いている時に条件付きで接続できる「コネクト＆マネージ」により、時間と費用がかかる系統増強を待つことなく、再エネの導入が進んでいる。我が国においても再エネの最大限の導入と国民負担の低減を両立するため、系統の空き容量を柔軟に活用する「日本版コネクト＆マネージ」は早期に実現すべきものであり、広域機関における議論及び NEDO の事業等を踏まえ順次実施している。また、2020 年には、基幹系統の混雑を解消するため、一般送配電事業者が混雑系統の電源を抑制し、混雑していない系統の電源を上げて調整することにより電力の同時同量を確保する「再給電方式」の検討も始まっている。一方で、「日本版コネクト＆マネージ」及び「再給電方式」は、主として電源の出力制御（抑制）が前提であることから、太陽光発電及び風力発電などの抑制回避にはつながらず、発電事業の予見可能性が不確実となるため、今後の再エネの導入に影響が出る可能性がある。

③世界の取組状況

世界的にも、DER の導入が進み、電力の取引市場が活性化されている地域（欧州や豪州等）においては、高度なデジタル技術を活用し、多数の DER を遠隔・統合制御することで、負荷平準化や再エネの

供給過剰の吸収等（DER フレキシビリティ）により系統混雑の解消を実現している。この仕組みの中核には、売り手であるアグリゲーターと買い手である送配電事業者をつなぐプラットフォームが構築されている。英国ではプラットフォーム「Piclo Flex」がアグリゲーターや EV 事業者等と配電系統運用者をつなぎ、2019 年から商業取引が本格化されている。また、オーストラリアにおいても、太陽光発電等を持つ家庭や企業がプラットフォーム「deX」を介して電力取引を行っている。

④本事業のねらい：

本事業では、これらの海外のプラットフォームを参考にしつつ、アグリゲーター等と送配電事業者をつなぎ、再エネに起因して混雑が生じる配電用変電所の下位において、DER を制御して需要をシフトあるいは創出することで混雑緩和を可能とする DER フレキシビリティシステムを構築する。これにより、再エネの出力制御の回避による更なる活用拡大と系統混雑に伴う設備増強コストの抑制の 2 つの課題解決に貢献できる。

（2）研究開発の目標

① アウトプット目標

【最終目標】（2024 年度末）

DER フレキシビリティシステムを介し、系統混雑する配電用変電所の下位の DER の制御により需要をシフトあるいは創出し、太陽光発電等の再生可能エネルギーの出力制御が回避可能となることを実証する。また、標準的な業務フローや通信仕様を確立する。

② アウトカム目標

本事業により、配電用変電所混雑時の再エネ出力制御を回避することが可能となることから、再エネ発電の予見可能性を高め再エネ導入の拡大を維持するとともに、アグリゲーターの参入障壁を低下させることが狙いである。これにより、国内外のエネルギーアグリゲーションビジネス（ERAB）市場形成の進展に貢献する。さらに、2021 年 10 月に閣議決定された「第 6 次エネルギー基本計画」における 2030 年の再生可能エネルギー発電の導入目標である 36～38%程度の実現に向けて、本事業で開発した基盤技術等について、事業終了後にシステムとして確立し、全国への展開を促す。その場合、2030 年度の太陽光等による CO_2 削減効果は最大約 2.7 万トン／年（排出原単位 0.443kg-CO_2/kWh で算出）を見込む。

③ アウトカム目標達成に向けての取組

本事業の成果から国内においては系統連系規程等の国内規程に反映することで、再生可能エネルギーの更なる導入拡大を推進し、エネルギー基本計画に定められた再エネの電源構成比率 36～38%程度（2030 年）を実現する。また、事業終了後、開発装置の更なる高機能化や、実用化技術の成熟、装置の普及促進を進める。

（3）研究開発の内容 研究開発項目（詳細を別紙1，2に記載）、実施形態

アグリゲーター等と送配電事業者をつなぎ、再エネに起因して混雑が生じる配電用変電所の下位において、DER を制御して需要をシフトあるいは創出することで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。これにより、再エネの出力制御の回避ができることで更なる再エネの活用拡大が期待出来るとともに、系統混雑に伴う設備増強コストの抑制に貢献できる。

2. 研究開発の実施方式

（1）研究開発の実施体制 研究開発体制、研究開発場所の構想

プロジェクトマネージャーに NEDO　再生可能エネルギー部主査　小笠原有香を任命して、プロジェクトの進行全体を企画・管理し、そのプロジェクトに求められる技術的成果及び政策的効果を最大化させる。

NEDO は公募により研究開発実施者を選定する。

研究開発実施者は、企業や大学等の研究機関等（以下、「団体」という。）のうち、原則として日本国内に研究開発拠点を有するものを対象とし、単独又は複数で研究開発に参加するものとする。ただし、国外の団体の特別の研究開発能力や研究施設等の活用又は国際標準獲得の観点から必要な場合は、当該の研究開発等に限り国外の団体と連携して実施することができるものとする。

（2）研究開発の運営管理 運営管理の方針、方法

NEDO は、研究開発全体の管理、執行に責任を負い、研究開発の進捗のほか、外部環境の変化等を適時に把握し、必要な措置を講じるものとする。運営管理は、効率的かつ効果的な方法を取り入れることとし、次に掲げる事項を実施する。

① 研究開発の進捗把握・管理

NEDO は、主としてプロジェクトリーダーをとおして研究開発実施者と緊密に連携し、研究開発の進捗状況を把握する。また、必要に応じて外部有識者で構成する技術委員会を組織し、定期的に技術的評価を受け、目標達成の見通しを常に把握することに努める。

② 技術分野における動向の把握・分析

NEDO は、プロジェクトで取り組む技術分野について、内外の技術開発動向、政策動向、市場動向等について必要に応じて調査し、技術の普及方策を分析、検討する。特に、我が国固有の課題等を把握し、国内において速やかに社会実装するために、経済産業省や電力広域的運営推進機関における最新の電力市場や制度設計の議論を常に確認する。また、技術開発と制度設計の両面から海外の先行事例を分析し、必要に応じて事業計画を更新しながら事業を推進する。なお、調査等を効率的に実施する観点から委託事業として実施する。

3. 研究開発の実施期間

2022 年から 2024 年までの 3 年間とする。

4. 評価に関する事項 評価の根拠規程、視点、方法、実施時期

NEDO は技術評価実施規程に基づき、技術的及び政策的観点から研究開発の意義、目標達成度、成果の技術的意義並びに将来の産業への波及効果等について、プロジェクト評価を実施する。

評価の時期は、終了時評価を 2025 年度とし、当該研究開発に係る技術動向、政策動向や当該研究開発の進捗状況等に応じて、前倒しする等、適宜見直すものとする。

5. その他重要事項

（1）研究開発成果の取扱い

①成果の普及

本研究開発で得られた研究成果については NEDO、委託先とも普及に努めるものとする。

②標準化等との連携

得られた研究開発の成果については、知的基盤整備又は標準化等との連携を図るためデータベースへのデータ提供、標準案の提案等を積極的に行う。

③知的財産権の帰属、管理等取扱いについての方針

研究開発成果に関わる知的財産権については、「国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー・産業技術業務方法書」第 25 条の規定等に基づき、原則として、全て委託先に帰属させることとする。なお、開発段階から、事業化を見据えた知財戦略を構築し、適切な知財管理を実施する。

④知財マネジメントに係る運用

本プロジェクトは、「NEDO プロジェクトにおける知財マネジメント基本方針」を適用する。

⑤データマネジメントに関わる運用

本プロジェクトは、「NEDO プロジェクトにおけるデータマネジメント基本方針」を適用する。

（2）基本計画の変更についての方針

NEDO は、当該研究開発の進捗状況及びその評価結果、社会・経済的状況、国内外の研究開発動向、政策動向、研究開発費の確保状況等、プロジェクト内外の情勢変化を総合的に勘案し、必要に応じて目標達成に向けた改善策を検討し、達成目標、実施期間、実施体制等、プロジェクト基本計画を見直す等の対応を行う。

（3）根拠法

本プロジェクトは、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構法第 15 条第 1 項第 1 号イ及び第 9 号に基づき実施する。

6. 基本計画の改定履歴

2022 年 3 月　策定

2024 年 2 月　改定

2024 年 10 月　改定

（別紙1）

研究開発計画

1．研究開発の必要性

「第 5 次エネルギー基本計画」に引き続き、「第 6 次エネルギー基本計画」で示された「再生可能エネルギーの主力電源化」の実現のためには、特に時間と費用がかかる「系統制約の克服」は重要である。このため、「日本版コネクト＆マネージ」として系統の空き容量を柔軟に活用できるシステムの開発が制度面と合わせて進められている。また、2020 年には、基幹系統の混雑を解消するため、一般送配電事業者が混雑系統の電源を抑制し、混雑していない系統の電源を上げて調整することにより電力の同時同量を確保する「再給電方式」の検討も始まっている。

しかしながら、これらは電源の出力制御（抑制）を前提としており、新規の太陽光・風力発電事業者にとっても、事業予見性が不確実なものとなっている。このため、その次の取組として、分散型エネルギーリソース（DER）を有効活用し、系統混雑時に需要をシフトすることで、太陽光発電及び風力発電の再エネ発電の出力制御量を緩和できるシステムの開発が期待されている。また、普及拡大が見込まれる電動車による系統混雑の回避も必要となる。

2．具体的研究内容

アグリゲーター等と送配電事業者をつなぎ、再エネに起因して混雑が生じる配電用変電所の下位において、DER を制御して需要をシフトあるいは創出することで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。これにより、再エネの出力制御の回避ができることで更なる再エネの活用拡大が期待出来るとともに、系統混雑に伴う設備増強コストの抑制に貢献できる。

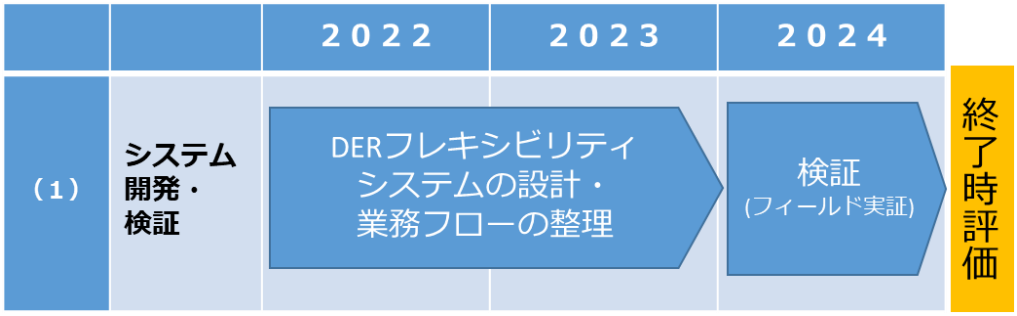
具体的な研究内容としては、再エネに起因して混雑が生じる配電用変電所の下位において、DER を制御して需要をシフトあるいは創出することにより、再エネの出力制御を回避しつつ系統混雑を緩和することを可能とする DER フレキシビリティシステムの要求仕様をまとめる。また、DER フレキシビリティシステムを介して実証を行うとともに、標準的な業務フローや通信仕様を確立する。

3．達成目標

【最終目標】（2024 年度末）

DER フレキシビリティシステムを介し、系統混雑する配電用変電所の下位の DER の制御により需要をシフトあるいは創出し、太陽光発電等の再生可能エネルギーの出力制御が回避可能となることを実証する。また、標準的な業務フローや通信仕様を確立する。

研究開発スケジュール


2022
2023
2024
（1）
システム開発・検証
DERフレキシビリティシステムの設計・業務フローの整理
検証
(フィールド実証)
終了時評価

●NEDO でとりまとめたフレキシビリティ活用における募集要件（案）

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 ・アグリゲーター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	・アグリゲーター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。

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 ・アグリゲーター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	・アグリゲーター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	・アグリゲーター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。

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。

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（アグリゲーター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）	・アグリゲーターへのアンケートで、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	・アグリゲーター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大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。アグリゲーター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、ペナルティー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。

●研究発表・講演、文献、特許等の状況

研究発表・論文、講演

発表者	所属	タイトル	雑誌名・学会名・イベント名等	発表年月
岡本 浩	東京電力パワーグリッド株式会社	カーボンニュートラルかつレジリエントな電力による豊かな地域の実現に向けて ～ >電脳・電動・電熱がもたらす産業革命～	電気設備学会　第35回定時総会特別講演	2022. 6
岡本 浩	東京電力パワーグリッド株式会社	資料6-1 岡本専門委員提出資料	経済産業省資源エネルギー庁　第１回次世代の分散型電力システムに関する検討会	2022. 11
Yuka OGASAWARA	NEDO	Smart Grid Related R&D Activities for Carbon Neutrality in Japan	KOREA SMART GRID EXPO 2023	2023. 1
小林 直樹	東京電力パワーグリッド株式会社	カーボンニュートラル実現に向けた需要家電力資源の活用	電気学会 スマートグリッドの電気事業者、需要家間エネルギーサービス技術調査専門委員会	2023. 1
花篭　紘	株式会社三菱総合研究所	ＤＥＲフレキシビリティを活用した系統混雑の緩和・ＤＥＲの新たな活用機会の創出	ＤＥＲ・Ｍｉｃｒｏｇｒｉｄ　Ｊａｐａｎ　２０２３	2023. 2
設楽　竜士、藤本　悠、金子　曜久、飯野　穣、林　泰弘	早稲田大学	ＤＥＲを用いた配電用変電所の混雑緩和に向けたデータ近接性の学習に基づく調達必要量予測の一検討	令和５年電気学会　全国大会	2023. 3
馬場　博幸、今中　政輝	東京大学	ＤＥＲ相互接続の模擬社会実験報告	電気学会Ｄ部門家電・民生研究会	2023. 5
今中　政輝、馬場　博幸、荻本　和彦	東京大学	コネクティッド化された電気自動車充放電器の応答・応動時間の計測	日本環境学会第４９回研究発表会	2023. 6
石井 英雄、広橋 亘	早稲田大学	FLEX　DER の紹介 －分散型エネルギーリソースが創出する柔軟性－	TTC オンラインセミナー：「IoT エリアネットワークの標準化動向と関連するグリーン化技術の最新動向」	2023. 7
Ｍａｓａｋｉ　Ｉｍａｎａｋａ，　Ｈｉｒｏｙｕｋｉ　Ｂａｂａ，　Ｋａｚｕｈｉｋｏ　Ｏｇｉｍｏｔｏ	東京大学	ＭＥＡＳＵＲＥＭＥＮＴ　ＯＦ　ＩＣＴ　ＬＡＴＥＮＣＹ　ＡＮＤ　ＦＵＬＬ　ＡＣＴＩＶＡＴＩＯＮ　ＴＩＭＥ　ＦＯＲ　ＦＡＳＴ　ＤＥＭＡＮＤ　ＲＥＳＰＯＮＳＥ　ＯＦ　ＥＬＥＣＴＲＩＣ　ＶＥＨＩＣＬＥ　ＣＨＡＲＧＩＮＧ	７ｔｈ　Ｅ－ｍｏｂｉｌｉｔｙ　Ｐｏｗｅｒ　Ｓｙｓｔｅｍ　Ｉｎｔｅｇｒａｔｉｏｎ　Ｓｙｍｐｏｓｉｕｍ	2023. 9
岩船　由美子、今中　政輝、荻本　和彦	東京大学	需要家機器のアグリゲーション効果の評価－前日取引市場及び３次調整力ＩＩ市場における活用可能性－	電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会	2023. 9
設楽　竜士、藤本　悠、金子　曜久、飯野　穣、林　泰弘	早稲田大学	太陽光発電由来の逆潮流による配電変電所の混雑緩和に向けた分散型エネルギー資源調達タイミングに関する一検討	令和５年電気学会　電力・エネルギー部門大会	2023. 9
設楽　竜士、　金子　曜久、藤本　悠、飯野　穣、林　泰弘	早稲田大学	配電用変電所の混雑解消時におけるＤＥＲ調達量の空間的偏在性が系統電圧および潮流へ与える影響の評価	令和５年電気学会　電力技術／電力系統技術合同研究会	2023. 9
小林 直樹	東京電力パワーグリッド株式会社	脱炭素社会の実現に向けた電力系統課題と再エネ地産地消の取り組み	脱炭素経営 EXPO【秋】	2023. 9
小林　淳	東京電力エナジーパートナー株式会社	「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」概要について	電気学会スマートファシリティ技術研究会	2023. 10

発表者	所属	タイトル	雑誌名・学会名・イベント名等	発表年月
馬場 博幸・今中政輝	東京大学	ＤＥＲ活用に於ける通信事業者閉域網利用実験報告	電気学会Ｃ部門システム研究会／Ｄ部門スマートファシリティ研究会	2024. 1
小笠原 有香	NEDO	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 プロジェクト）	スマートグリッド 2024 年 1 月号	2024. 1
小笠原 有香	NEDO	NEDO 系統連系プロジェクトの概要	第 19 回再生可能エネルギー世界展示会＆フォーラム 分科会 10（エネルギーネットワーク） テーマ：【エネルギーネットワークの最新情報を我が国の総合機関から発信】	2024. 1
Yuka OGASAWARA	NEDO	Challenges for Distributed Energy Resource Integration in Japan	韓国 KPX 主催【Global Smartgrids Seminar】 Smart grid transition centered on distributed energy：Shared challenges and solutions in Asia and around the world	2024. 1
馬場　博幸、今中政輝	東京大学	ＤＥＲマルチユーザー接続に関する模擬社会実験報告	電気学会電力技術／電力系統技術／半導体電力変換合同研究会	2024. 3
Yuka OGASAWARA	NEDO	Connect and Manage Projects in Japan	Mission Innovation, Green Powered Future Mission Workshop Policy and Technology for Grid Flexibility and Stability Day 2　Technology Session 2: Flexibility Sources and Solutions	2024. 3
Hiroshi Okamoto	東京電力パワーグリッド株式会社	Accelerating Decentralized Energy with MESH（Machine-learning Energy System Holistic）	PSCC 2024	2024. 6
小林　淳	東京電力エナジーパートナー株式会社	ヒートポンプ・蓄熱システムの今後の役割　新しい活用法と社会的価値（電力会社としての取組み）	第 21 回 ヒートポンプ・蓄熱シンポジウム	2024. 6
馬場　博幸、今中政輝	東京大学	ＤＥＲ活用に於けるマルチデバイス接続実験報告	電気学会モータドライブ／回転機／自動車合同研究会	2024. 7
設楽　竜士、金子曜久、藤本　悠、飯野　穣、林　泰弘	早稲田大学	Ａ Ｓｐａｔｉａｌ Ｉｍｐａｃｔ Ａｓｓｅｓｓｍｅｎｔ Ａｐｐｒｏａｃｈ ｆｏｒ Ｐｒｏｃｕｒｉｎｇ Ｌｏｃａｌ Ｆｌｅｘｉｂｉｌｉｔｙ Ｂａｓｅｄ ｏｎ Ｄｉｓｔｒｉｂｕｔｅｄ Ｅｎｅｒｇｙ Ｒｅｓｏｕｒｃｅｓ	Ｔｈｅ Ｉｎｔｅｒｎａｔｉｏｎａｌ Ｃｏｕｎｃｉｌ ｏｎ Ｅｌｅｃｔｒｉｃａｌ Ｅｎｇｉｎｅｅｒｉｎｇ（ＩＣＥＥ） Ｃｏｎｆｅｒｅｎｃｅ ２０２４	2024. 7
泉谷聡史・古川貴士・沖野健太	京セラ株式会社	配電系統の混雑緩和に活用する低圧蓄電池における必要対価算出モデルの検討	第４３回エネルギー・資源学会研究発表会	2024. 8
岩船由美子・荻本和彦・今中政輝	東京大学	配電網混雑回避のための需要家機器のアグリゲーション効果の評価	令和６年電気学会電力・エネルギー部門大会	2024. 9
Ｓａｔｏｓｈｉ Ｉｚｕｍｉｙａ, Ｔａｋａｓｈｉ Ｆｕｒｕｋａｗａ, Ｋｅｎｔａ Ｏｋｉｎｏ	京セラ株式会社	Ａ Ｓｔｕｄｙ ｏｎ ｔｈｅ Ｃｏｍｐｅｎｓａｔｉｏｎ Ｃａｌｃｕｌａｔｉｏｎ Ｍｏｄｅｌ ｆｏｒ Ｕｔｉｌｉｚｉｎｇ Ｒｅｓｉｄｅｎｔｉａｌ Ｓｔｏｒａｇｅ Ｂａｔｔｅｒｉｅｓ ｔｏ Ａｌｌｅｖｉａｔｅ Ｇｒｉｄ Ｃｏｎｇｅｓｔｉｏｎ	１３ｔｈ ＩＮＴＥＲＮＡＴＩＯＮＡＬ ＣＯＮＦＥＲＥＮＣＥ ＯＮ ＲＥＮＥＷＡＢＬＥ ＥＮＥＲＧＹ ＲＥＳＥＡＲＣＨ ＡＮＤ ＡＰＰＬＩＣＡＴＩＯＮＳ	2024. 11

発表者	所属	タイトル	雑誌名・学会名・イベント名等	発表年月
設楽　竜士、金子　曜久、藤本　悠、飯野　穣、林　泰弘	早稲田大学	Assessment for Suitable Distributed Energy Resource Utilization to Mitigate Impact on Voltage under Congestion Management	13th International Conference on Renewable Energy Research and Applications（ICRERA 2024）	2024. 11
金子　曜久、諏訪　寛、飯野　穣、藤本　悠、石井　英雄、林　泰弘	早稲田大学	Assessment of Power Flow and Voltage under Distributed Energy Resources Utilization for Mitigation of Congestion at Distribution Network Substations	The 35th International Photovoltaic Science and Engineering Conference（PVSEC－35）	2024. 11
Yuka OGASAWARA	NEDO	NEDO Grid Integration Projects	35th International Photovoltaic Science and Engineering Conference（PVSEC-35） Area1 PV in Sustainable Energy System Sub area 1-2 Grid Integration and Energy Management	2024. 11
小笠原 有香	NEDO	事業紹介③ NEDO　コネクト&マネージの取組み	2024 年度 NEDO 再生可能エネルギー部成果報告会 プログラム No. ②-3	2024. 12
Masaki Imanaka and Hiroyuki Baba	東京大学	Time－synchronized Measurement of both ICT Response Time and Full Activation Time for Fast Demand Response of Electric Vehicle Charging	IEEJ PES & IEEE PES Thailand Joint Symposium on Advanced Technology in Power Systems 2025	2025. 3
荻本和彦・岩船由美子・今中政輝・東仁・瀬川周平・和地恒久	東京大学・Ｊ－Ｐｏｗｅｒビジネスサービス	状の市場制度のもとでの将来のスポット価格	令和７年電気学会全国大会	2025. 3
今中政輝・馬場博幸	東京大学	配電系統における余剰電力消費のための電気自動車の充電需要計画的持ち替え手法	令和７年電気学会全国大会	2025. 3
設楽　竜士、金子　曜久、藤本　悠、飯野　穣、林　泰弘	早稲田大学	電圧簡易推定に基づく配電用変電所の混雑緩和のためのＤＥＲ調達地点選定手法	令和７年　電力技術／電力系統技術／半導体電力変換合同研究会	2025. 3
小笠原 有香	NEDO	電力システムの柔軟性確保・最適化のための NEDO の取り組み	NEDO 再生可能エネルギー分野成果報告会 2025	2025. 7
串間 洋喜	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 プロジェクト）の NEDO の取り組み	NEDO 再生可能エネルギー分野成果報告会 2025	2025. 7
小林 直樹	東京電力パワーグリッド株式会社	フィールド実証結果と社会実装に向けた今後の方向性	NEDO 再生可能エネルギー分野成果報告会 2025	2025. 7
泉谷 聡史、古川 貴士、沖野 健太	京セラ株式会社	配電系統の混雑緩和に向けた低圧蓄電池の マルチユースにおける便益最大化手法の検討	第 44 回エネルギー・資源学会研究発表会	2025. 8

発表者	所属	タイトル	雑誌名・学会名・イベント名等	発表年月
鳥海　貴正、金子曜久、藤本　悠、金子　奈々恵、飯野　穣、吉永淳、林　泰弘	早稲田大学	配電用変電所混雑回避のための分散型エネルギー資源調達量予測 ―PV 出力制御と調達コストのリスク考慮型学習の検討―	電気学会　令和 7 年　電力・エネルギー部門大会	2025. 9
里　悠太	東京電力パワーグリッド株式会社	分散型エネルギーリソースの新たな活躍機会　DER フレキシビリティ活用による送配電系統への貢献	分散型エネルギーリソースの新たな活躍機会 DER フレキシビリティ活用による送配電系統への貢献	2025. 9

次世代分散型電力システム検討会での NEDO 報告

会期	日付	URL
第 4 回	2023 年 1 月 18 日	https://www. meti. go. jp/shingikai/energy_environment/jisedai_bunsan/004. html
第 9 回	2024 年 3 月 5 日	https://www. meti. go. jp/shingikai/energy_environment/jisedai_bunsan/009. html
第 12 回	2025 年 3 月 3 日	https://www. meti. go. jp/shingikai/energy_environment/jisedai_bunsan/012. html

プレスリリース

発表者	タイトル	発表年月
NEDO 東京電力パワーグリッド株式会社 学校法人早稲田大学 株式会社三菱総合研究所 関西電力送配電株式会社 京セラ株式会社 国立大学法人東京大学 中部電力パワーグリッド株式会社 東京電力エナジーパートナー株式会社 東京電力ホールディングス株式会社 三菱重工業株式会社	電力系統の混雑緩和を実現するシステムのフィールド実証を開始 ―2050 年カーボンニュートラルに向け、分散型エネルギーリソースの活用による配電用変電所の混雑緩和の実現性を検証―	2024. 5
東京電力パワーグリッド株式会社 学校法人早稲田大学 株式会社三菱総合研究所 関西電力送配電株式会社 京セラ株式会社 国立大学法人東京大学　生産技術研究所 中部電力パワーグリッド株式会社 東京電力エナジーパートナー株式会社 東京電力ホールディングス株式会社 三菱重工業株式会社	「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」の採択および事業開始について ～国内初となる「DER フレキシビリティシステム」に必要な技術開発を実施～	2022. 6
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に着手 ―電力系統の増強コストを抑制し、再エネの導入拡大と電力の安定供給に貢献―	2022. 6