資料 7

「再生可能エネルギーの主力電源化に向けた次々世代電力ネットワーク安定化技術開発」（STREAM）

研究開発項目１　疑似慣性 PCS の実用化開発

研究開発項目２　M-G セットの実用化開発

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 スマートコミュニティ・エネルギーシステム部

―目次―

概　要 1

プロジェクト用語集 1

１．意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋 1-1

1.1. 本事業の位置づけ・意義 1-1

（１）政策的な重要性 1-1

（２）我が国の状況 1-1

（３）世界の取組状況 1-2

（４）本事業のねらい 1-2

1.2. アウトカム達成までの道筋 1-2

1.3. 知的財産・標準化戦略 1-3

２．目標及び達成状況 2-1

2.1. アウトカム目標及び達成見込み 2-1

2.2. アウトプット目標及び達成状況 2-4

３．マネジメント 3-1

3.1. 実施体制 3-1

3.2. 受益者負担の考え方 3-2

3.3. 研究開発計画 3-3

４．目標及び達成状況の詳細等 4-1

4.1. 研究開発項目 1：疑似慣性 PCS の実用化開発 4-1

4.1.1. 高圧連系用慣性低下対策 PCS の実用化開発 4-1

（１）研究開発の概要 4-1

（２）研究開発の目標と根拠 4-2

（３）研究開発のスケジュールと予算、実施体制 4-3

（４）テーマごとの目標達成状況と成果の内容 4-7

4.1.2. 再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題解決に関する研究開発 4-83

（１）研究開発の概要 4-83

（２）研究開発の目標と根拠 4-84

（３）研究開発のスケジュールと予算、実施体制 4-86

（４）テーマごとの目標達成状況と成果の内容 4-87

4.2. 研究開発項目 2：M－G セットの実用化開発 4-168

（１）研究開発の概要 4-168

（２）研究開発の目標と根拠 4-170

（３）研究開発のスケジュールと予算、実施体制 4-172

（４）テーマごとの目標達成状況と成果の内容 4-174

4.3. アウトカム達成に向けた具体的な取組 4-241

添付資料 1

●プロジェクト基本計画： 1
●プロジェクト開始時関連資料（事前評価結果、パブリックコメント募集の結果） 8
●研究開発項目間（ＷＧ１・ＷＧ３間）の活動のすみ分け・連携事項について： 10
●特許論文等リスト 11
研究開発項目１ 11
研究開発項目２ 15

概　要

	最終更新日	2024 年 5 月 24 日	
プロジェクト名	NEDO プロジェクト名：再生可能エネルギーの主力電源化に向けた次々世代電力ネットワーク安定化技術開発（STREAM プロジェクト） METI 予算要求名称：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	プロジェクト番号	P22003
担当推進部/ ＰＭｇｒまたは担当者及び METI 担当課	（担当推進部） 2022 年 6 月~現在　：スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 （プロジェクトマネージャー：ＰＭｇｒ） 西林 秀修（2022 年 6 月~現在） （担当者） 前野 武史（サブＰＭｇｒ、2022 年 6 月～2023 年 3 月） 小笠原 有香（サブＰＭｇｒ、2023 年 4 月～現在） 吉田 拓未（2022 年 6 月~現在） 小河原 竜一（2022 年 7 月~現在） 佐々木 雄一（2022 年 6 月~2024 年 3 月） 藤田 悟（2023 年 4 月~現在） 門吉 宣幸（2022 年 6 月~2024 年 2 月） 知念 竜希（2024 年 3 月~現在） 串間 洋喜（2022 年 6 月~現在） 山本 航介（2023 年 4 月～現在） 村上 真一（2024 年 4 月~現在）		
０．事業の概要	2020 年 10 月の臨時国会において、2050 年カーボンニュートラル実現を目指すことが宣言され、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」において、2030 年再生可能エネルギー（再エネ）比率 36～38%程度の実現が示される等、再エネ導入拡大の重要性は高まる一方である。再エネの導入拡大のために、「第 6 次エネルギー基本計画」では、「第 5 次エネルギー基本計画」に引き続き、「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」が示されており、研究開発によって実現することに大きな期待が寄せられている。 本事業では、NEDO「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」で得られた成果を踏まえ、最新の技術動向及び政策動向を把握し、将来の電力系統の技術的な課題及び制度的な課題までを見据えた上で、以下の研究開発項目のとおり、慣性力低下対策の実用化及び新たな課題である短絡容量の低下に関する技術開発を行うとともに、開発成果が適切な効果を発揮することを小規模な系統において検証する。 **研究開発項目 1：疑似慣性 PCS の実用化開発** 配電系統が主なターゲットとなる電流制御方式（GFL）および電圧制御方式（GFM）の疑似慣性 PCS について、慣性機能と単独運転検出機能が両立する機器を開発する。また、電力変換装置（PCS：パワーコンディショナー）から生じる事故電流は回転系発電機よりも小さく、事故を適切に検出できないおそれがあることから、事故電流の供給機能などの解決策について検討し、必要な機能を開発する。また、開発した疑似慣性 PCS が複数台導入された際にも、安定的に動作することを小規模な系統において検証し、系統連系規程などへの反映に必要となるデータを取得する。 **研究開発項目 2：M－G セットの実用化開発**		

	再エネおよび蓄電池を接続した M-G セットを開発し、系統事故時などでも従来の回転系の発電機と同様な挙動を示し、電力系統の安定化に貢献することを検証する。具体的には、再エネの出力が急激に減少する場合や、蓄電池の充放電を高速に実施する場合、M-G セットの電動機 M 側の系統における過電圧、過電流などにより再エネおよび蓄電池が運転停止しないことを検証する。さらに蓄電池などを有効活用することで、基幹系統での地絡事故発生時の蓄電池による電力を急減させる制御など、既存の同期発電機にはない系統安定化制御についても検証する。
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	本事業により、再エネ主力電源化に向けた系統制約を克服し、「再エネ大量導入」、「電力インフラのレジリエンス向上」に貢献する。 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、フィールド実証等を経てシステムとして確立し、各電力系統に導入していく。
1.2 アウトカム達成までの道筋	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、第 6 次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（令和 12 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低コスト化、実用化技術の成熟、装置の普及促進を進める。
1.3 知的財産・標準化戦略	本事業の目的は政府の方針である再生可能エネルギーの導入拡大に対する基盤技術の普及であり、成果に関しては公開を基本とする。その中で、事業者は NEDO と協力し積極的に“成果の普及”や“標準化施策等”を進める。研究開発項目 1 においては、系統連系規程等への反映に必要となるデータを取得し、必要に応じて、系統連系規程等の反映案を作成する。 また、公開領域においても利権化を進めるために、可能なものは特許取得する。本事業で得た知見（実証データ含む）は、メーカのコア技術や取引に係る競争領域のため、内部で蓄積し、国内外の市場獲得時に優位性を発揮するためのノウハウとして活用する。
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	本事業は、「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%程度の実現に貢献するために実施する。具体的には、本事業の成果が系統連系規程や系統連系技術要件等のグリッドコードに反映され、国内で標準化されることを通じて、開発装置の更なる高機能化や低コスト化、各電力系統への装置の普及が進められ、広域停電の回避や電力品質の維持をしつつ上記アウトカム目標を達成することに貢献する。グリッドコードや認証試験法、JEMA 規格などを考慮し、各分野の有識者の方々から委員会を通じて意見をいただきながら進めるため、委員会の委員やオブザーバに、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関、送配電網協議会の他、日本電気工業会（JEMA）や太陽光発電協会（JPEA）などの業界団体も含み、実用化に向けた関係者と協調する体制を整備している。目標が達成出来た場合の CO2 削減効果は約 9,200 万トン/年（排出原単位 0.470kg-CO_2/kWh で算出）となる。
2.2 アウトプット目標及び達成状況	「研究開発項目 1：疑似慣性 PCS の実用化開発」では、再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題に対する対策方式の検討等を行うとともに、海外調査や有識者等の意見を参考に試験・評価する視点から GFM の実用化に求められる要求仕様案を検討し、ラボ試験項目案を策定した。 GFM の基本機能（慣性応答等）と事故時運転継続機能等の両立が実現可能か否かを優先的に試験しつつ、ラボ試験ではメーカ特有の挙動を把握し系統連系試験の課題を抽出した。系統模擬試験では配電系統に接続した際の特有の課題を抽出し、系統連系要件及び要求仕様等に反映すべき点を明らかにする試験項目を選定した。また、PHIL 試験による様々な系統擾乱を再現し、系統擾乱時のプロトタイプ機の挙動を確認する環境構築の初期的検討を完了した。

		「研究開発項目２：Ｍ－Ｇセットの実用化開発」では、電圧低下試験、周波数低下試験（単体試験）により、各機器（M-G セット、同期調相機、蓄電池）の基本的特性を把握した。また、制御系等の動作確認により、M-G セットの技術的成立性を検証するとともに、M-G セット、同期調相機の各種試験（系統事故試験ほか）を実施し、一部試験では、データ分析と考察を実施した。

３．マネジメント

3.1 実施体制	経産省担当原課	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
	プロジェクトリーダー	・プロジェクトリーダー 上村　敏 電力中央研究所　グリッドイノベーション研究本部　研究統括室　配電分野統括 地域グリッド研究戦略担当（兼）ENIC 研究部門　副研究参事 ・サブプロジェクトリーダー： 馬場　旬平 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
	プロジェクトマネージャー	スマートコミュニティ・エネルギーシステム部　主任研究員　西林 秀修
	委託先	**研究開発項目１　疑似慣性ＰＣＳの実用化開発** 東京電力ホールディングス（株）、東京電力パワーグリッド（株）、 （一財）電力中央研究所、（国研）産業技術総合研究所、 広島大学、北海道大学、東京大学、環境エネルギー技術研究所（株）、 三菱電機（株）、沖縄電力（株）、（株）ネクステムズ 再委託先：香川大学、早稲田大学、（一財）電気安全環境研究所、呉工業高等専門学校 **研究開発項目２　Ｍ－Ｇセットの実用化開発** （一財）電力中央研究所、東京工業大学

3.2 受益者負担の考え方	主な実施事項	2022fy	2023fy	2024fy	
	研究開発項目 1	設計・試作		改良 検証	
	研究開発項目 2	インバータの設計・試作 検証			
事業費推移 (単位:百万円) (委託)	会計・勘定	2022fy	2023fy	2024fy	総額
	特別会計 (需給)	2,037	2,988	3,305	8,329
	開発成果促進財源	-	-	-	-
	総 NEDO 負担額	2,037	2,988	3,305	8,329

3.3 研究開発計画			
	情勢変化への対応	○研究開発項目１及び研究開発項目２において、疑似慣性 PCS/仮想同期機の試験設備導入や各種検証を効率的に進めるためは、既存の研究成果や各項目で得られた知見を両項目にて最大限取り入れることが重要であることから、当初、研究開発項目１にて開催予定としていた「検討委員会」については、2022 年度に議論を実施し、2023 年度以降は研究開発項目２に関する計画及び成果に関する議論も合わせて行い、課題やアプローチの共有化による効果的な連携を追及する体制としている。 ○系統慣性低下対策や電力系統品質確保等に関する、海外（欧州、米国、豪州）の研究開発状況などについて、現地ヒアリング調査等を実施し、最新動向の情報を収集し、本事業での開発の方向性検討の参考にしている。 ○国内外の関係学会等に参加し、関連する最新の研究開発動向についての情報収集を実施している。 ○米研究機関（国立再生可能エネルギー研究所 NREL）との意見交換会を開催し、系統慣性低下対策（GFM、GFL 等）の開発状況や対策装置の導入状況などについて情報収集した。 ○競合技術の検討として、火力の同期調相機化に関して、2024～2025 年度に FS 調査を実施するよう調整中。	
	中間評価結果への対応	―	
	評価に関する事項	事前評価	2021 年度実施 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	2024 年度実施
		終了時評価	2027 年度実施予定
別添			
	投稿論文	2 件 ※その他、研究発表・講演 23 件	
	特　　許	0 件 ※著作権 2 件	
	その他の外部発表（プレス発表等）	○NEDO にて、ミッションイノベーションのシンポジウムでの講演や IEEE ウェビナー発表など、その他個別の打合せ等での本事業の取り組みについて広報を実施している。 ○実施者にて、本事業の研究開発成果について、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、ICPEE2022、ISGT Asia 2023 等）や講演会・セミナー（JEMA 講演会、電力技術懇談会、マイクログリッド研究会 等）での講演・発表などを多数実施し、成果のＰＲを行っている。 ○米で検討中である UNIFI 仕様書案（Specifications for Grid-forming Inverter-based Resources Version 1)に対して、NEDO にて実施者の意見を取りまとめ、意見交換を実施した。	
	基本計画に関する事項	作成時期	2022 年 3 月 作成
		変更履歴	-

プロジェクト用語集

AVR	Automatic Voltage Regulator、自動電圧調整装置。発電機の運転状態が変動しても、その 端子電圧をあらかじめ設定された基準電圧に維持するため、励磁電流を調整する装置をいう。無 効電力制御、負荷遮断時の発電機電圧上昇の抑制、系統安定化の向上等に機能を発揮す る。（電気学会技術報告 第 977 号「給電用語の解説」）
BTB	Back to Back の略。非同期連系もしくは周波数変換装置。交直変換器を背合わせに接続した設備で、交流を直流変換した後、交流に戻す動作をする。
CVCF	Constant Voltage Constant Frequency の略。 インバータの制御方式の一つで、電圧と周波数を一定に保持する。
DG	Diesel Generator の略。ディーゼル発電機。
DGR	Directional Ground Relays の略。地絡方向継電器(67G)
DR	Demand Response の略。需給調整のため、需要家側の電力使用を抑制するよう電力消費パターンを変化させること。
EMS	Energy Management System の略。エネルギーマネジメントシステム。 需給バランス維持や、蓄電池 SOC の上下限制約順守などを目的として、需給データの計測と予測、電源・負荷の運用計画立案と制御を行う。
EVT	Earthed Voltage Transformer の略。接地形計器用変圧器。 非接地系統において、零相電圧の計測および、設置端の DGR 動作に必要な地絡電流を流す目的で設置される装置。GPT とも呼ばれる。
FIT	Feed in Tariff の略。固定価格買取制度。 再エネ発電電力を固定価格で買い取りする制度。
FRT	Fault Ride Through の略。系統擾乱時における運転継続性能の意。 FRT 要件として、系統連系規程（JEAC9701）に「電力品質を確保するために必要となる系統擾乱時の分散型電源の運転継続性能の要件」が定められている。
GFL（Grid Following）インバータ	系統追従型インバータ。制御により電流源のように振る舞うインバータ。慣性低下対策機能等系統安定化機能を有するものを含む。
GFM（Grid Forming）インバータ	系統形成型インバータ。 制御により電圧源のように振る舞うインバータ
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events 通信の略。 変電所監視制御システムに関する国際規格である IEC 61850 で規定された、高速かつ高信頼性の通信を実現する伝送方式。主に IED 間の、イーサーネットを介した状変イベントデータの交換に利用される。
GR	Ground Relay の略。地絡過電流継電器(51G)
IBG インバータ電源	Inverter Based Generator(もしくは、Inverter-Based Generator)の略。 インバータにより電力系統へ連系される電源。蓄電池も含む。
IBR インバータ型資源	Inverter Based Resource（もしくは、Inverter-Based Resource）の略。 インバータにより電力系統へ連系される電源および蓄電池。HVDC 回路、FACTS 機器、無効電力補償装置も含む。

IEC	International Electrotechnical Commission の略。 電気工学、電子工学、及び関連した技術を扱う国際的な標準化団体。
IEC61850	IEC の技術専門委員会（TC：Technical Committee）である TC57 によって策定された国際標準であり，電力設備自動化に必要な通信ネットワークとシステムについて規定。
IED	Intelligent Electronic Device の略。多機能型の保護制御装置であり、保護、監視制御、通信、計測、記録等の機能を有する。多くの場合，同期フェーザ計測装置（PMU）としても動作する。
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers の略。 米国の電気・情報工学分野の学会・標準化団体。
MG	Microgrid の略。地域マイクログリッド。
OVGR	Over Voltage Ground relay の略。地絡過電圧継電器(64)
PCS	Power Conditioning System の略。パワーコンディショナ。 太陽光発電などによる直流の発電電力を交流に変換し、系統連系するための装置。直流を交流に変換するインバータ機能、系統異常時の保護機能などを備える。
PCS（Power Conditioning Subsystem）	インバータおよび保護装置（系統連系用）が一体になった，再エネ設備や蓄電池を系統に連系するための装置
PMU	Phasor Measurement Unit の略。同期フェーザ計測装置。GPS 等の時計装置と高精度に同期し，電力系統における電圧電流のフェーザおよび任意の計測値を監視情報とともにリアルタイム伝送を行う装置。
PPA	Power Purchase Agreement の略。電力購入契約。
R-GOOSE	Routable GOOSE。GOOSE を UDP プロトコルにマッピングすることにより，ルーティングを可能にした伝送方式
SOC	State of Charge の略。 蓄電池の充電残量を示す指標。 満充電を 100%、完全放電を 0%で表す。
SSO	Subsynchronous oscillation（または Sub-synchronous oscillation）の略。 共振安定性とコンバータ起因の安定性を合わせた動揺現象の総称。また，商用周波数以下の動揺周波数である。
STATCOM	STATic synchronous COMpensator の略。 自励式変換装置を用いて無効電力を補償する装置。自励式 SVC、SVG とも呼ばれる。
SV 情報	Supervisory 情報の略。機器動作状態等の遠隔監視情報。
TM 情報	TeleMeter 情報の略。電圧・電流値等の遠隔測定情報。
VCT	Voltage and Current Transformer の略。計器用変圧変流器
Volt-var 制御	インバータの出力制御方式のひとつ。電圧計測値と基準値との偏差に応じた無効電力を出力する制御
WAMPAC	Wide Area Monitoring, Protection and Control の略。 各変電所から収集した様々なデータを用いて、その広域系統の状態に最適な保護制御を行う。

ZPD	Zero-Phase Potential Device の略。 非接地系統における零相電圧の計測用の装置。
アンチワインドアップ制御	制御系において積分要素の出力側に飽和要素がある場合に、積分要素の出力が飽和要素における上下限を超えて増大し続けてしまうワインドアップ現象を解消するための制御。積分要素の出力から、飽和要素の上下限を超過した成分を差し引くような働きを持つ。
位相角安定性	相互接続された同期機が定常状態において同期を維持する能力および大小の擾乱に晒された後に同期状態に復帰する能力。対象とする時間領域や擾乱の大きさにより過渡安定性、小擾乱位相角安定性に区分される。
インラッシュ	変圧器等を充電した際に発生する過渡的な大電流。励磁突入電流と同義。
オフグリッド	一般送配電事業者の電力系統から切り離され、独立運転している電力系統
回転慣性	電力系統（送電系統や配電系統のほか、需要家構内の系統も含む）に連系する同期機およびタービンなどの発電プラントの回転体が持つ慣性。
過渡安定性	系統に加わる擾乱が比較的大きい場合で、非線形性の影響が大きくかつ、擾乱からの経過時間が短い領域の安定性をいう。
ガバナ（調速機）	発電機の回転速度を負荷の変動のいかんにかかわらず、一定の回転速度を保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置
ガバナゲイン	発電機に備わるガバナの入出力比
慣性応答	同期機および原動機の慣性エネルギーに由来する，外乱発生の瞬間に始まる電気出力の変化
慣性低下対策機能	系統慣性の低下により生じる問題の解決に資するインバータ制御機能
慣性低下対策 PCS	慣性低下対策機能を有する PCS
擬似慣性	系統連系インバータ型資源の制御により模擬する同期機に相当する慣性
系統安定化機能	基幹系統を中心とする系統全体の安定運転に資する機能。慣性低下対策機能を含む。
系統安定化機能付き GFL（S-GFL)	慣性低下対策機能に加え基幹系統の安定化に必要な制御機能（例：電圧維持機能）を有する GFL
系統安定化装置	発電機の出力変化やタービン回転数の変化などを用いて、発電機の自動電圧調整装置に補助入力信号を与え、擾乱発生後の電力動揺を抑制する装置をいう
系統安定性	物理的外乱に対しシステム全体が平衡状態を回復する電力系統の能力。（平衡状態の回復において実用的に影響の無い範囲の系統や設備の状態変化は許容）。 系統安定性の中には、位相角安定性、電圧安定性、周波数安定性などがある。
系統慣性	電力系統に連系する発電、負荷、その他の機器が有する慣性の総和。一般に，回転慣性と実効慣性の総和のいずれの意味でも用いられている。本事業においても，特に回転慣性の総和か実効慣性の総和かを明示する必要がない場合，この用語を用いることがある。
ゲートブロック	インバータ装置において、パワー半導体素子のスイッチング動作を停止すること
実効慣性	電源／負荷脱落時の RoCoF の抑制に実効的に寄与する慣性。回転慣性の他、負荷特性や制御の寄与分が含まれる。

従属電源設備	主電源設備が担う電気の供給を補完し、地域独立系統内の電圧及び周波数を維持するために、地域独立系統運用者が運用する需給調整システム（ＥＭＳ）で主電源設備（電圧源）と共に直接制御される発電設備又は電力貯蔵装置のうち電流制御形の電源（電流源）。
従来型インバータ (従来型 GFL)	系統安定化機能を持たず、擾乱時にも一定の電流・電力を出力し続けようとする GFL インバータ
周波数低下最小値	イベントに対する周波数変化における最小値。
周波数変化率	周波数変化率（df/dt）。周波数変化率の表記として df/dt と RoCoF は同等と考えられるが，本事業では表現上，この量を制御に用いる場合には df/dt の表記を，系統応答の評価に用いる場合には RoCoF の表記を，それぞれ優先して用いる場合がある
主電源設備	地域独立系統の電圧及び周波数を維持する目的で、地域独立系統運用者が運用する需給調整システム（ＥＭＳ）で直接制御される発電設備又は電力貯蔵装置のうち電圧制御形の電源（電圧源）
需要側慣性	需要家側の発電・負荷設備に由来する系統慣性への寄与分を指す用語。精度よく定量的に把握する手段は確立していない。
小擾乱位相角安定性	平衡運転状態にある電力系統にきわめて微小な擾乱が加わったときに、動揺が収まりもとの状態に戻るか否かの安定性をいう
制動定数（または制動係数）	運動や振動に逆らう抵抗力を作用させて，それらを減衰させる程度（大きさ）を表す値
ソフトスタート	出力電圧を徐々に増加させることで、起動時のインラッシュを抑制する電源始動方式
単位慣性定数	定格速度において回転体が保有する運動エネルギーの 2 倍を定格容量で除したもの（新田目）であり、この場合広く M と表記される。単位は[s]である。これに対し、運動エネルギーをそのまま定格容量で除した H も定義され（Kundur）用いられている。これらには M=2H なる関係がある。 新田目倖造「電力系統技術計算の応用」，P. Kundur「Power System Stability and Control」
短絡容量比	系統の任意地点にインバータ型資源を連系した際の電圧強度を示す指標。系統側特性を示す短絡容量を，接続を想定する機器の定格出力で割ったもの。この短絡容量は，その地点の平常時系統電圧と短絡電流の積。同期発電機において定義される短絡比（Short Circuit Ratio）とは異なる。
デロード運転	風力発電装置への風速に対する最適(最大)出力から発電出力を予め制限して発電する運転
転送遮断機能	変電所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、発電設備等設置者の連系用遮断器を動作させる機能
同期化力	自ら電圧を確立し、系統と電気的な繋がりを持って負荷変動等に生じる回転数（位相）の差に応じて電力を出力することで回転数の差を無くし、並列運転を継続しようとする能力
特異値分解	多数のデータから特徴的な要素を抽出するにあたって、高次元データの特徴を保持したまま低次元のデータに変換する数理的手法の一つ。

発電機間動揺	同期機の動特性に基づき同期機間で発生する固有振動現象
パレート最適解	複数の指標を最適化する問題（多目的最適化問題）において、ある一つの指標を「より良く」しようとすると残りの指標のどれかは必ず「より悪く」なってしまうような、指標間のトレードオフを示す解のこと。
ブラックスタート	ブラックアウトの状態から、外部電源より発電された電気を受電することなく、停電解消のための発電を行うこと

1．意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋

1.1. 本事業の位置づけ･意義

（1）政策的な重要性

2020 年 10 月の臨時国会において、2050 年カーボンニュートラル実現を目指すことが宣言され、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」において、2030 年再生可能エネルギー（再エネ）比率 36～38%程度の実現が示される等、再エネ導入拡大の重要性は高まる一方である。再エネの導入拡大のために、「第 6 次エネルギー基本計画」では、「第 5 次エネルギー基本計画」に引き続き、「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」が示されており、研究開発によって実現することに大きな期待が寄せられている。

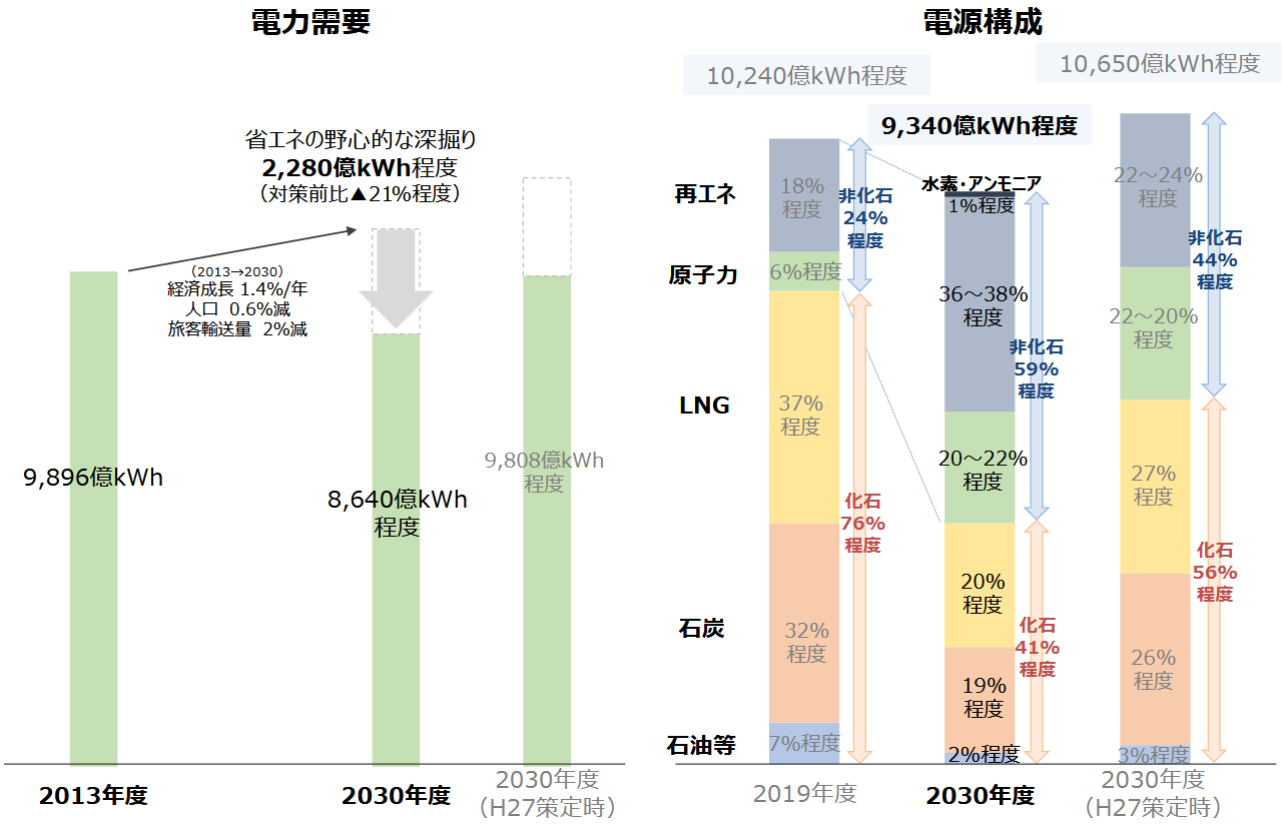


図 1　2030 年度における電力需要･電源構成の見通し

出典：2030 年度におけるエネルギー需給の見通し（第 6 次エネルギー基本計画 関連資料）（資源エネルギー庁、2021 年 10 月）

（2）我が国の状況

我が国では、再エネが順調に導入されており、2012年から2019年の間に、水力を除く再エネの発電量は約3倍以上、再エネ比率は2019年で18%に急拡大しており、系統制約の克服が強く望まれている。系統による制約は、①送電線の空き容量の不足、②需要と供給のバランスの維持、③系統の技術的な安定性の確保の3つに大別され、①送電線の空き容量の不足の解決に向けて、2019年度からNEDO「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」において、日本版コネクト＆マネージ（ノンファーム接続）に関する研究開発が実施されている。また、②需要

と供給のバランスの維持及び③系統の技術的な安定性の確保に関する事項についても、当該NEDO事業において、電圧・周波数の瞬間的な変動を調整する慣性力の低下対策（疑似慣性機能付きのPCS（Power Conditioning System）開発）や配電系統の潮流・電圧制御技術について、2021年度までに基礎的な研究開発を終了した。しかし、特に、慣性力について実用化を見据えた研究開発は未実施であり、再エネの大量導入に伴って、回転系の発電設備が減少すると電力系統は瞬間的な大きな変動に耐えられず大停電に至るおそれがあることから、慣性力を確保する技術の重要性が高まっている。

また、電力広域的運営推進機関の勉強会や送配電網協議会のロードマップにおいて、再エネ主力電源化に向けた今後の技術的課題として、短絡容量の低下が示されているが、具体的な研究開発はまだ行われていない状況にある。

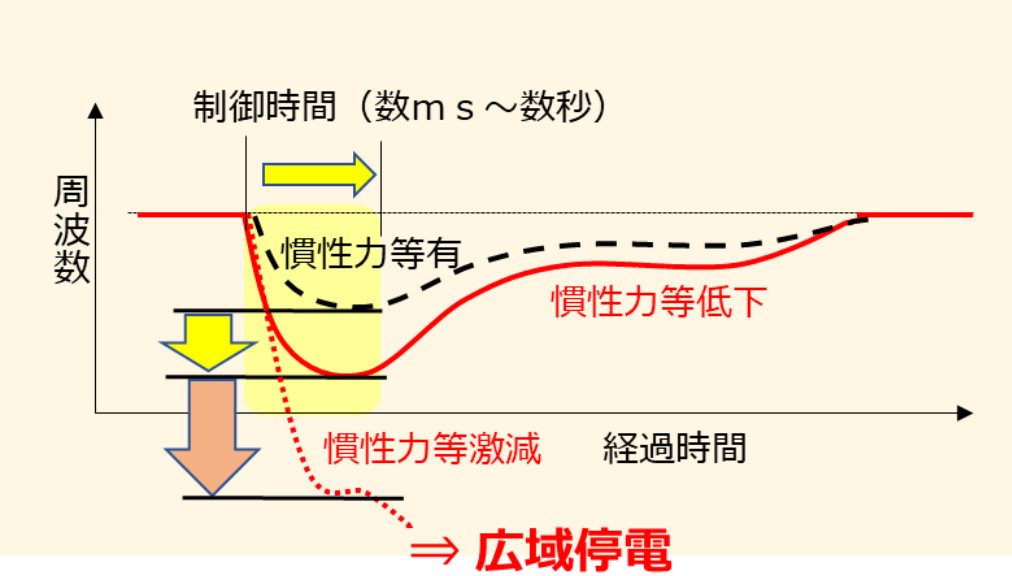


図２　再エネ比率増大時の周波数制御に与える影響

（３）世界の取組状況

世界的にも、再エネの導入が進み、系統制約克服の研究開発が進められている。例えば、欧州では、Horizon 2020のMIGRATEプロジェクトで、慣性力関連の研究開発プロジェクトを実施している。また、米国においてもエネルギー省が主導するGrid Modernization Initiativeでは慣性力を含めて、将来の電力ネットワーク構築に関する包括的な技術開発が行われている。

（４）本事業のねらい

本事業では、前事業であるNEDO「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」で得られた成果を踏まえ、最新の技術動向及び政策動向を把握し、将来の電力系統の技術的な課題及び制度的な課題までを見据えた上で、慣性力低下対策の実用化及び新たな課題である短絡容量の低下に関する技術開発を行うとともに、開発成果が適切な効果を発揮することを小規模な系統において検証する。

1.2. アウトカム達成までの道筋

本事業では、将来の系統慣性の低下や短絡容量の低下の課題に対応し、カーボンニュートラル実現へ貢献するため、「高圧連系用慣性低下対策PCSの実用化」、「再エネ導入地域グリッドの実現」、「M（Motor）-G（Generator）セットの

実用化」を見据える。本事業の成果を基に、系統連系規程等の国内規程に反映することで、慣性低下対策PCSの実用化を推進し、開発装置の更なる高機能化や低コスト化等を通じて装置の普及促進を進め、後述のアウトカム目標を実現する。また、地域グリッドにて構成される機器・システム・ツールについて技術的な要件を整理し、規程・ガイドラインの整備を行った上で、再エネ導入比率の高い地域グリッドの普及・拡大に資する。さらに、本事業で開発し評価を実施したM-Gセットについては、本事業で得られた成果を用いて、関係機関や系統運用者、メーカに働きかけを行い、事業終了後、実系統での実機クラスを用いた実証試験を行うことで、M-Gセットの実用化を確実なものとして推進し、後述のアウトカム目標を実現する。

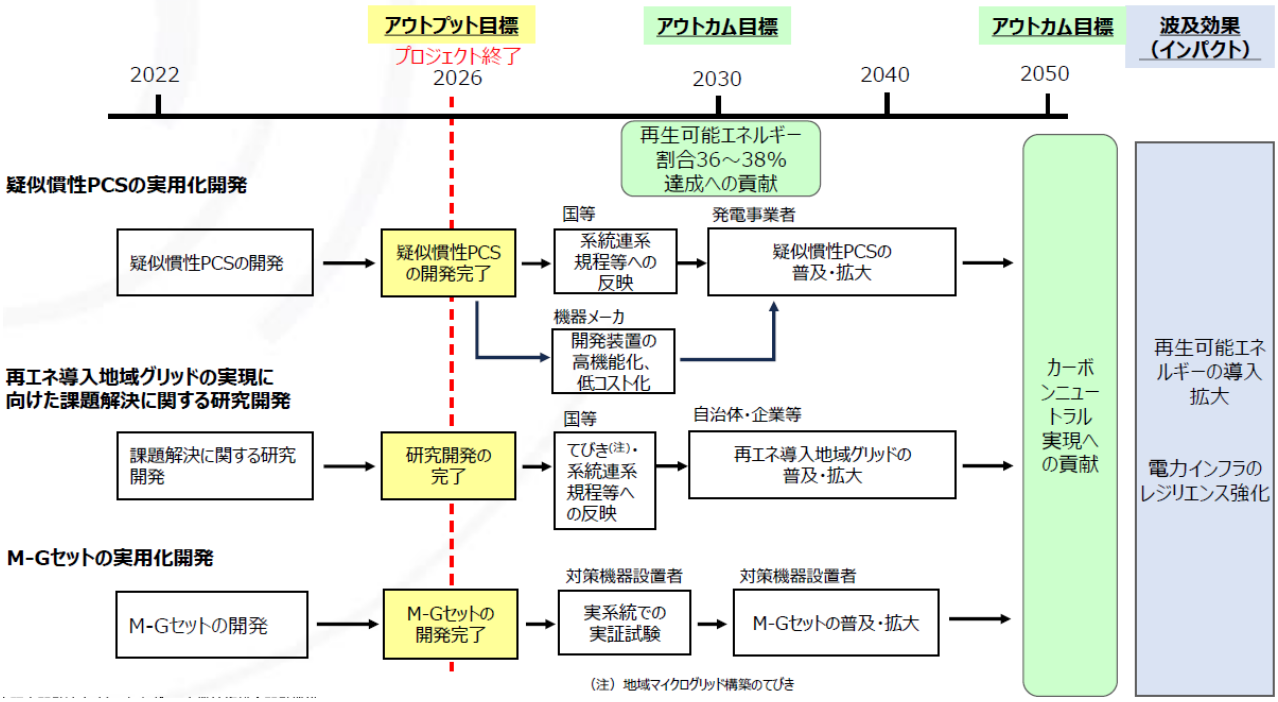


図 3　アウトカム達成までの道筋

1.3. 知的財産・標準化戦略

本事業の目的は政府の方針である再生可能エネルギーの導入拡大に対する基盤技術の普及であり、成果に関して公開（オープン）を基本とする。その中で、事業者はNEDOと協力し積極的に“成果の普及”や“標準化施策等”を進める。

開発技術を系統連系規程等に反映することなどによる標準化や通信方式などの標準化を進めるとともに、学会論文発表を積極的に推進する。疑似慣性PCSの実用化開発においては、PCSの仕様やロジックを可能な限り公開した上で模擬系統試験を進め、必要なデータを取得した上で系統連系規程等に取得データを活用する。他方、改定した日本の連系規程が関税障壁にならないよう、IEEE等との連携も視野に推進する。

権利化のため特許出願も狙う。知財について、法令に基づき、原則すべて委託先に帰属とする。ただし、開発する疑似慣性PCS（GFM）に関して、慣性機能等の主たる部分に関する権利化はしない前提とし、権利化する場合は無償公開等を前提とする。

本事業で得たこれらの知見（実証データ含む）は、メーカコア技術や取引に係る競争領域のため、内部で蓄積し、国内外の市場獲得時に優位性を発揮するためのノウハウとして活用する。

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

本事業は、「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%程度の実現に貢献するために実施する。

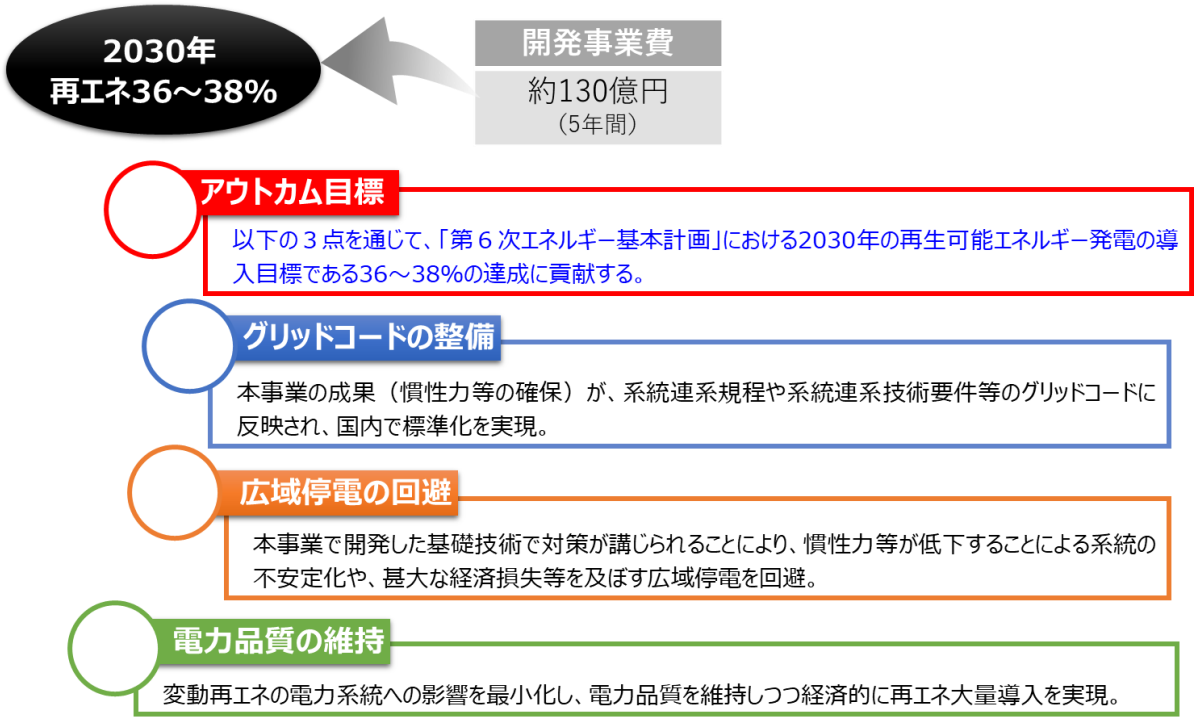


図 ４ アウトカム目標の設定及び要件

本事業の主な研究開発対象である疑似慣性PCSや、再エネと蓄電池を伴う同期電動機を組み合わせたM-Gセットは、系統慣性低下対策機器として有力な候補となりうるものの、適用実績が無いものである。本事業での検討成果を通じ、以下のアウトカム達成に向けた３つの要件が満たされ、実用化・社会実装が行われることで、アウトカム目標の達成に貢献する。

表 １ アウトカム目標の達成見込み

要　　件	達成見込み
グリッドコードの整備	本事業でとりまとめる要求仕様を踏まえた試験・検証の実施により、系統連系規程等への反映に必要となるデータを取得する予定である。これまで、計画どおり研究開発が進捗していることから、本事業成果をグリッドコードの検討へ繋げることが可能な見込み。
広域停電の回避	本事業により慣性力低下対策機器を開発し、実用化がされれば、慣性力等の低下による系統の不安定化や広域停電を回避することが可能となる。また、変動再エネの影響が軽減され、電力品質を維持することができ、再エネの大量導入に貢献できる見込み。
電力品質の維持	

グリッドコードや認証試験法、JEMA規格などを考慮し、各分野の有識者の方々から委員会を通じて意見をいただきながら進めるため、委員会の委員やオブザーバに、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関、送配電網協議会の他、日本電気工業会（JEMA）や太陽光発電協会（JPEA）などの業界団体も含み、実用化に向けた関係者と協調する体制を整備している。目標が達成出来た場合のCO_2削減効果は約9,200万トン/年（排出原単位0.470kg-CO_2/kWhで算出）となる。

なお、前事業「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①－2 慣性力低下に対応するための基盤技術の開発」（以下、「前事業」）では、需給シミュレーションを行うことで、慣性低下対策PCS（＝慣性低下対策装置）の導入による運用費削減効果、出力抑制量削減効果、CO_2排出量削減効果を試算している。評価期間は2030～2040年度、評価対象は「北海道」、「東地域」、「中西地域」の3エリアとし、それぞれで試算を行った結果を合算し、慣性低下対策装置を導入しないケースと導入するケースの二つのケースを比較することにより日本全体での効果を試算したものである。具体的な前提条件は当該事業の事業原簿[1]と成果報告書を参照されたい。

本試算は一定条件下での試算結果であり、効果の絶対値についてはあくまで参考値であるものの、慣性低下対策装置の普及により、系統慣性を維持するための火力の出力が減少し、運用費（燃料費＋起動費）の低減効果（図 5）や再エネ出力抑制量の低減効果（図 6）もアウトカムとして一定程度見込まれることを明らかにしている。

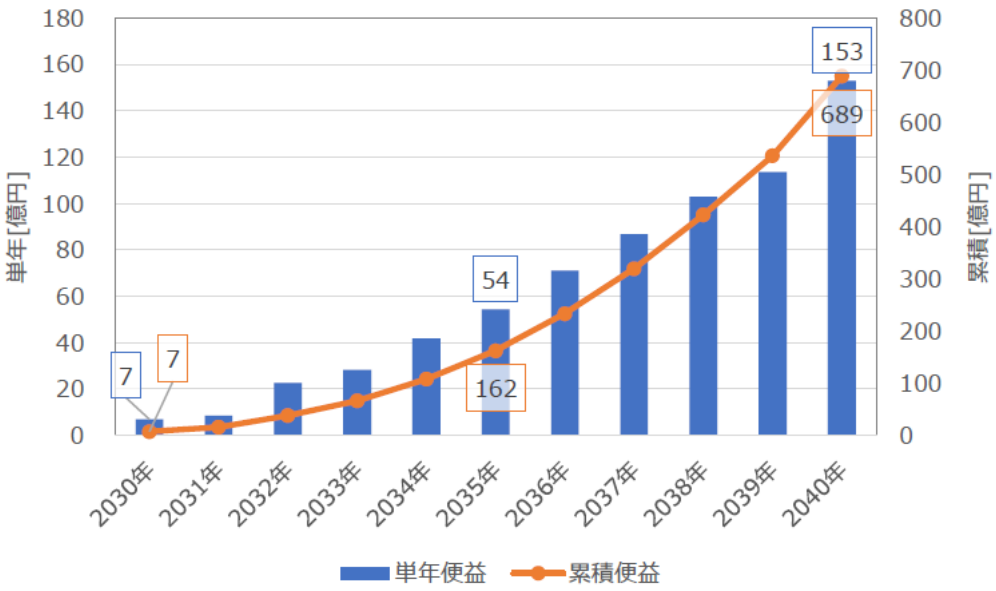


図 5 慣性低下対策装置導入による運用費削減効果の推移[億円]

[1] 「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①－2 慣性力低下に対応するための基盤技術の開発」事業原簿 https://www.nedo.go.jp/content/100951842.pdf

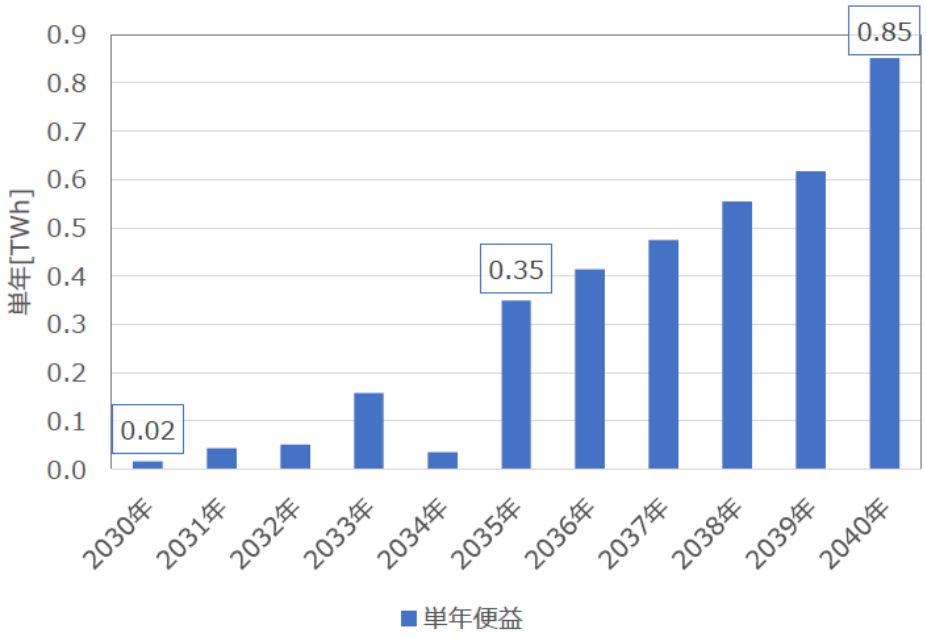


図 6 慣性低下対策装置導入による出力抑制量削減効果の推移[TWh]

2.2. アウトプット目標及び達成状況

本事業では、前事業で得られた成果を踏まえ、慣性力低下対策の実用化及び新たな課題である短絡容量の低下や再エネ拡大に伴うその他課題に対応するため、「研究開発項目１　疑似慣性 PCS の実用化開発」として①疑似慣性 PCS の実用化開発（WG1）及び②再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題解決に関する研究開発（WG2）並びに「研究開発項目２　M-G セットの実用化開発」（WG3）を実施する。

本事業終了後、実効的な影響力を持つ系統連系規程・ガイドラインや関連法規類に成果を反映することや対策機器の社会実装を速やかにできることを念頭に、下表のようにアウトプット目標を設定している。

研究開発項目		中間目標（2025 年３月）	最終目標（2027 年３月）
1	**疑似慣性 PCS の実用化開発（WG1）**	・疑似慣性 PCS の試作を通じ、**単独運転検出機能や事故電流供給機能の実現方法を確認し、要求仕様としてとりまとめる。** ・各電圧階級において、無効電力注入機能の必要性について整理する。	・とりまとめた要求仕様を踏まえ、単独運転を求められる時限（低圧 1 秒以内・高圧 3 秒程度以内）で遮断できること、事故電流を検出できること、系統電圧を維持できることを検証し、系統連系規程への反映に必要となるデータを取得する。 ・必要に応じて、系統連系規程等の反映案を作成する。
	再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題解決に関する研究開発（WG2）	・地域グリッドの実現に必要な机上検討や計算機シミュレーション、検証試験などに必要な課題を整理する。 **・机上検討や検証試験、実測データの調査等により、対策方式・対策ツールを開発する。** ・地域グリッドに関する課題抽出、個々の対策技術（機器、システム、手法）の開発を完了する。	・2025 年度以降、新たに必要な課題が見つかった場合はその課題を整理し、検討手法やツールを開発する。 ・技術的な要件を整理するとともに、推奨されるマイクログリッドの構成や運用方法を示し、それらをガイドラインや法規類に反映するための検討を行う。
2	**M-G セットの実用化開発（WG3）**	・再エネと蓄電池を伴う M-G セットシステムを開発し、仮想同期機(VSG)や同期調相機等とともに**基幹系統等での連系運転及び系統事故時に適切な動作を行うことを検証する。**	・M-G セット、VSG、同期調相機に、複数の疑似慣性 PCS を連系した際にも、系統事故時に適切な動作を行うことを検証する。 ・必要に応じて、系統連系規程等の反映案を作成する。

研究開発項目１においては、中小容量の太陽光や蓄電池が多数連系するローカル・配電系統を、研究開発項目２においては、大容量風力や大容量蓄電池が連系する基幹系統（主に広域系統の安定化、接続系統の電圧安定性）を対象に対策技術の検討を進める。また、WG1 においては、周波数安定性に加え、位相角安定度や電圧安定性等の課題を考慮し、ローカル・配電系統に疑似慣性 PCS を導入した場合の上位系統への影響や効果のほか、共通基盤としての瞬時値・実効値解析手法の検討も実施する。さらに WG2 では、再エネ主力電源化に向けた設備形態の変化を見据え、再エネ主力電源化が進む地域グリッドや離島を対象として、再エネ主力電源化に伴う課題の網羅的な洗い出しと課題解決にかかわる検討を行う。

各研究開発テーマ（WG：ワーキング）のアウトプット目標の達成状況は下表のとおり。

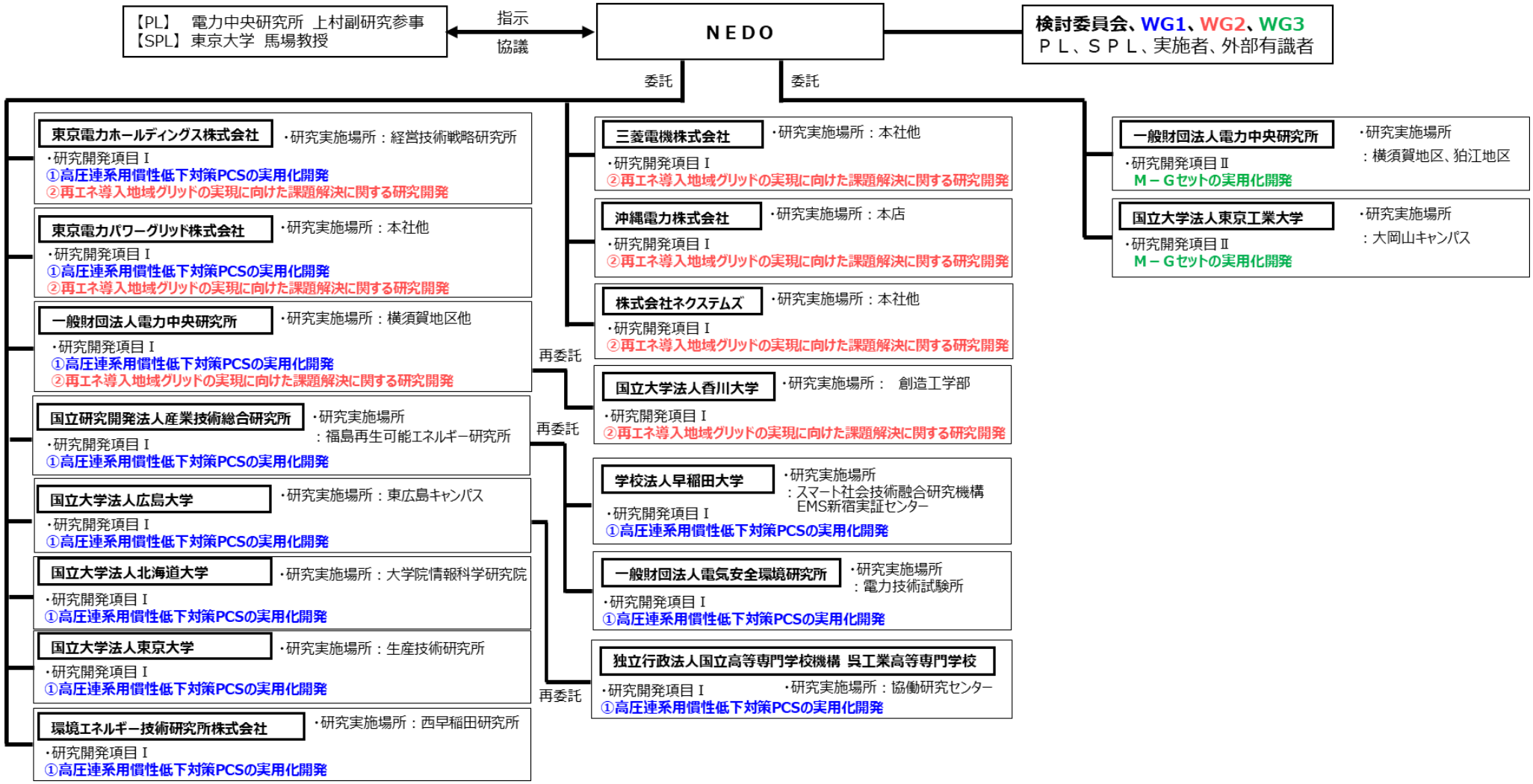
研究開発 テーマ（WG）	中間目標 （2025年３月）	成果（実績） （2024年6月）	達成(見込み)
疑似慣性PCSの実用化開発（WG1）	・疑似慣性PCSの試作を通じ、単独運転検出機能や事故電流供給機能の実現方法を確認し、要求仕様としてとりまとめる。 ・各電圧階級において、無効電力注入機能の必要性について整理する。	【蓄電池】 海外調査等を参考に暫定のユースケースおよび要求仕様案を整理した。前事業で明らかにした課題を踏まえた仕様案に基づきプロトタイプを開発した。シミュレーション及びミニモデル試験等の設計開発段階においては、概ね期待どおりの性能が実現可能であることを確認した。 【PV】 基本制御についてFREA試験にて確認し、力率運転、FRT時における運転継続、周波数変化に対するDroop特性、無効電力制御、電力制御等の基本動作について確認した。 海外調査等を参考に要求仕様案に対する評価試験項目の素案を整理した。試験項目は、GFMの基本機能（慣性応答等）と事故時運転継続機能等を優先課題に定め、ラボ試験はメーカ特有の単機の挙動を把握し系統連系試験の課題を抽出、系統模擬試験では配電系統に接続した際の特有の複合的な課題を抽出する試験項目を選定した。2024年度に実施予定の試験により、系統連系要件及び要求仕様等に反映すべき点を明らかにしていく。	○ 2025年3月に達成見込み

再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題解決に関する研究開発（WG2）	・地域グリッドの実現に必要な机上検討や計算機シミュレーション、検証試験などに必要な課題を整理する。 ・机上検討や検証試験、実測データの調査等により、対策方式・対策ツールを開発する。 ・地域グリッドに関する課題抽出、個々の対策技術（機器、システム、手法）の開発を完了する。	宮古島系統変電所等実測データ(電圧・電流値、有効・無効電力等)の分析を行った。国内地域グリッドにおける系統構成、システム構成、運用方法等を調査した。 地域グリッド系統の技術的課題について送配協にて検討した課題とも整合をとり、一部の課題について電中研赤城での確認検証試験やシミュレーションにより、地域グリッド運用で懸念される現象を再現した。 課題の整理に資する系統解析ツールを調査し、課題を整理するための解析環境を整備した。 **来間島と国内地域グリッドにおける系統構成、システム構成、運用方法等の調査結果や海外調査結果を参考にして、課題に対しての対策方式を検討。** 対策手法の妥当性の確認のため、短絡・地絡事故シミュレーション、需給シミュレーション、一部の対策方式の検証試験を行った。 **検討した対策方式による装置・システムを設計し、単体試験を行った。** 離島系統の実測データなどを参考に，回転型主電源サポートシステムで対応可能な範囲を整理した。 また、対策が施された地域グリッドの構築に必要となる，需要想定，地域グリッドを設計するための最適化手法を開発した。 電中研赤城にて課題抽出試験を行い、また一部の対策方式の試験を行った。対策装置・対策システムを設計し、各種試験を行った。 地域独立運転時において、主電源の需給調整に最大限貢献できるよう、MG-EMSからのDR指令に応じて需要家側蓄電池の定格放電を可能とするようソフト改良を行った。台風時の停電等により来間島MGの地域独立運転を実施した場合に、対策技術に役立てるべく地域独立運転時のデータを実測した。	○ 2025年3月に達成見込み
M-Gセットの実用化開発（WG3）	・再エネと蓄電池を伴うM-Gセットシステムを開発し、仮想同期機(VSG)や同期調相機等とともに基幹系統等での連系運転及び系統事故時に適切な動作を行うことを検証する。	S-GFL/GFMインバータについて、メーカからの技術提案内容をベースに、予定している試験内容を踏まえて機器仕様ならびに制御ロジックを決定した。S-GFLインバータは現地調整・試験を'24/6月に導入が完了した。 計測制御インタフェースについては、M-Gセット側における計測制御の基本機能を既製品により実現した装置と、その対向相手となる変電所模擬装置および給電制御所模擬装置を先行導入し、各装置の基本性能(伝送量、処理時間)を確認した。また、分散配置が予想されるM-Gセット等の過渡的な特性を	○ 2025年3月に達成見込み

		同一時間軸で比較・分析するため、各要素機器の計測データの時刻を高精度に同期させるための機能を、計測制御インタフェースに具備した。 **電圧低下試験，周波数低下試験（単体試験）により、各機器（M-G セット、同期調相機、蓄電池）の基本的特性を把握した。** **制御系等を含む動作確認により、M-G セットの技術的成立性を検証した。** M-G セット、同期調相機の各種実験（系統事故試験ほか）を実施し、一部試験では、データ分析と考察を実施した。	

3．マネジメント

3.1. 実施体制



NEDO の基本計画において「研究開発項目１　疑似慣性ＰＣＳの実用化開発」、「研究開発項目２　Ｍ－Ｇセットの実用化開発」の２つの研究開発課題を設定し、2022 年度に公募を実施して実施者（委託先）を決定した。

本事業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ため、NEDO スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 主任研究員 西林秀修をプロジェクトマネージャーに任命し、プロジェクトの進行全体を企画・管理し、一般財団法人 電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部 研究統括室配電分野統括 地域グリッド研究戦略担当（兼）ENIC 研究部門 副研究参事 上村敏氏をプロジェクトリーダー、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 馬場 旬平氏をサブプロジェクトリーダーとして、実施者を主導していただきつつ研究開発を推進している。

本事業を効率的かつ効果的に推進するにあたっては、検討委員会及び WG（ワーキンググループ）を設置し、各分野の外部有識者や専門家等に御参加いただき、幅広い意見・示唆を得て研究開発へ反映していく体制を構築している。検討委員会と WG は、それぞれ年 2 回の開催とし、実施者が事務局として運営している（表 2）。

表 2 本事業の進捗管理体制

会議名	主なメンバー	対象・目的	頻度	主催
検討委員会	• 外部有識者 • 実施者 • PL、SPL、PMgr、PT	• 研究開発項目ⅠとⅡの全体を検討する委員会として設置し、各ＷＧの技術開発の進捗状況等について、外部有識者が確認	• 年２回	実施者
ＷＧ１～３	• 外部有識者 • 実施者 • PL、SPL、PMgr、PT	• 研究開発項目Ⅰ①、Ⅰ②、ⅡごとにＷＧを設置し、技術開発の進捗に係る重要事項を議論	• 年２回	実施者
ＷＧ連携打合せ	• 実施者 • PL、SPL、PMgr、PT	• 研究開発項目間、ＷＧ間の連携内容、実施方法等について協議・調整	• 適宜	実施者またはNEDO
NEDO内会議	• PMgr、PT	• PMgr等のNEDO内関係者で定期的にプロジェクト全体の進捗を確認し、今後の方向性を議論	• 適宜	NEDO

特に、研究開発項目１（WG1）及び研究開発項目２（WG3）において疑似慣性 PCS/仮想同期機の試験設備導入や各種検証を効率的に進めるためは、既存の研究成果や各項目で得られた知見を両項目にて最大限取り入れることが重要であることから、当初、研究開発項目１にて開催予定としていた「検討委員会」については、2022 年度に議論を実施し、2023 年度以降は研究開発項目２に関する計画及び成果に関する議論も合わせて行い、課題やアプローチの共有化による効果的な連携を追及する体制としている。

また、WG 間の活動の情報共有や、主に PCS に関連する検討においての連携内容、実施方法等の協議・調整を行う個別の打合せも実施している。特に、WG1 で行う数値シミュレーションによる回転機の挙動や、WG3 におけるアナログシミュレータでのインバータの挙動などを相互に参照し、評価を補完するなど、より一般性のある知見獲得に向けて、検討段階から情報共有を図っていく。なお、研究開発項目間のすみ分け・連携（PCS に関連するもの）についての整理は、「添付資料」として本事業原簿後方に添付している。

3.2. 受益者負担の考え方

本事業は、「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%程度の実現に貢献するために実施するものである。他方、本事業には多様なステークホルダーの協力が必要であり、また、政策と連携しつつ、今後の電力の安定供給や公平な新規市場創出に貢献するものである。そのため、民間が自主的に実施することが困難であり、NEDO の委託事業として実施する。

3.3. 研究開発計画

本事業は、2022 年度から 2026 年度までの 5 年間の計画で実施する。

中間評価時期は 2024 年度、終了時評価時期は 2027 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。

研究開発項目		2022	2023	2024	2025	2026	2027
疑似慣性ＰＣＳの実用化開発 ①高圧連系用慣性低下対策PCSの実用化開発 （標準的研究開発）			設計・試作 試験・検証	中間目標	改良 試験・検証	最終目標	
疑似慣性ＰＣＳの実用化開発 ②再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題解決に関する研究開発 （標準的研究開発）		課題抽出	対策検討・検証				
Ｍ－Ｇセットの実用化開発 （標準的研究開発）		（インバータ）試験準備 （M-Gセット）試験			（インバータ）試験 組合せ試験		
評価時期				中間評価			終了時評価
予算（億円）	項目Ⅰ①：委託	15.8	24.3	25.4	23.6	13.4	
	項目Ⅰ②：委託 項目Ⅱ　：委託	4.5	5.6	7.6	2.9	2.2	

４． 目標及び達成状況の詳細等

4.1. 研究開発項目 1：疑似慣性 PCS の実用化開発

4.1.1. 高圧連系用慣性低下対策 PCS の実用化開発

（１）研究開発の概要

慣性低下対策 PCS に関する、（１）開発、（２）評価試験、（３）導入効果、影響評価の３つの実施項目を推進し、実用化に向けた研究開発を実施する。

実施項目は、実機の開発・評価試験に基づく標準機器要求仕様及び標準試験法の検討とシミュレーションに基づく導入効果、影響評価の検討を実施し、相互に情報共有を行うことにより、慣性低下対策 PCS の実用化を目指すとともに社会実装に必要となる系統連系規程等への反映に必要なデータを取得する。

実機の開発・評価試験については、前事業で得られた実用化に向けた課題等も踏まえて開発を行い、実用化時の系統連系試験を想定したラボ試験、実規模の配電系統における模擬系統試験、試作機の改良の開発サイクルを複数回実施することにより、効果的に開発を行う。



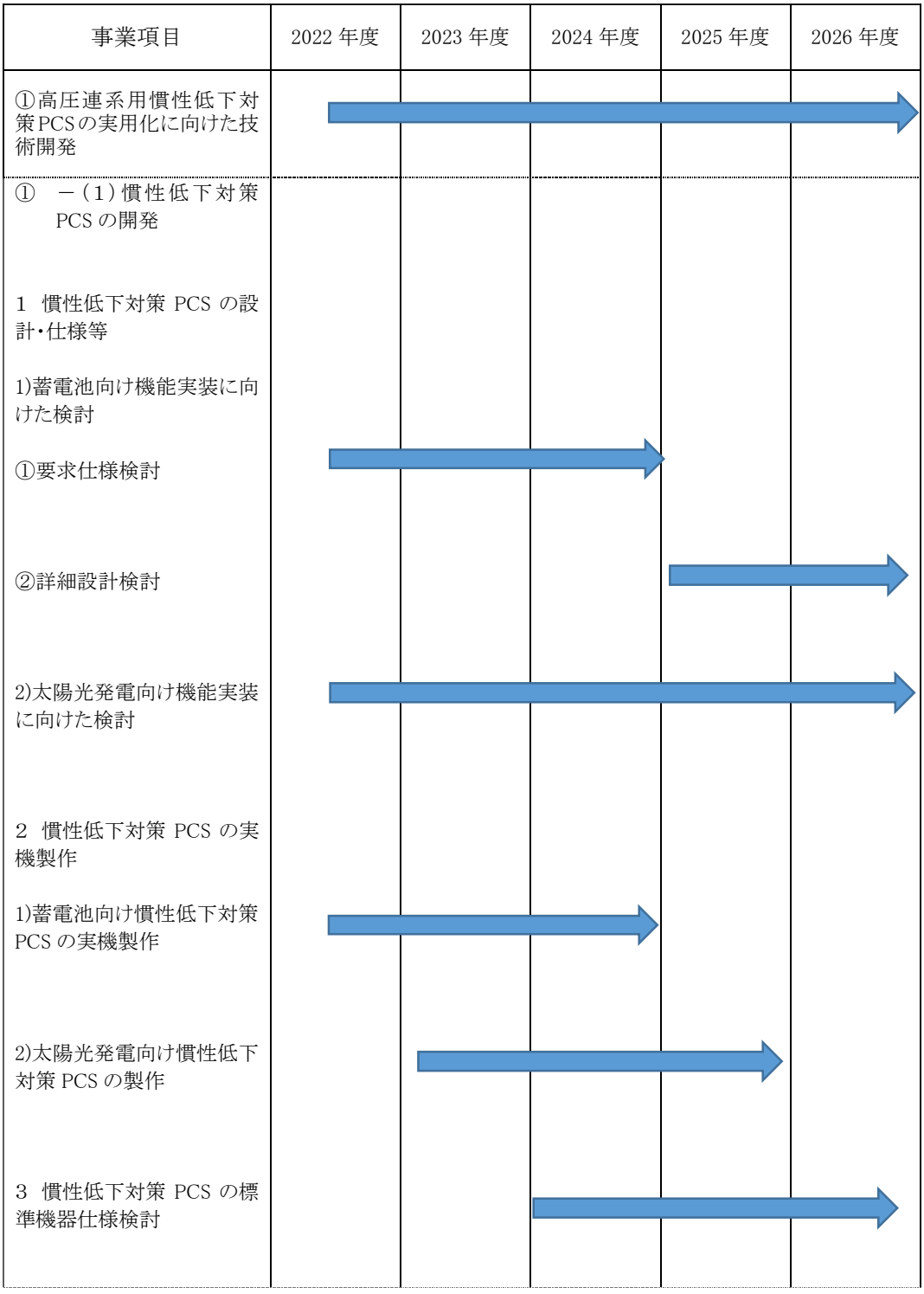
図７ 慣性低下対策 PCS の実用化に向けた開発・評価試験の概要

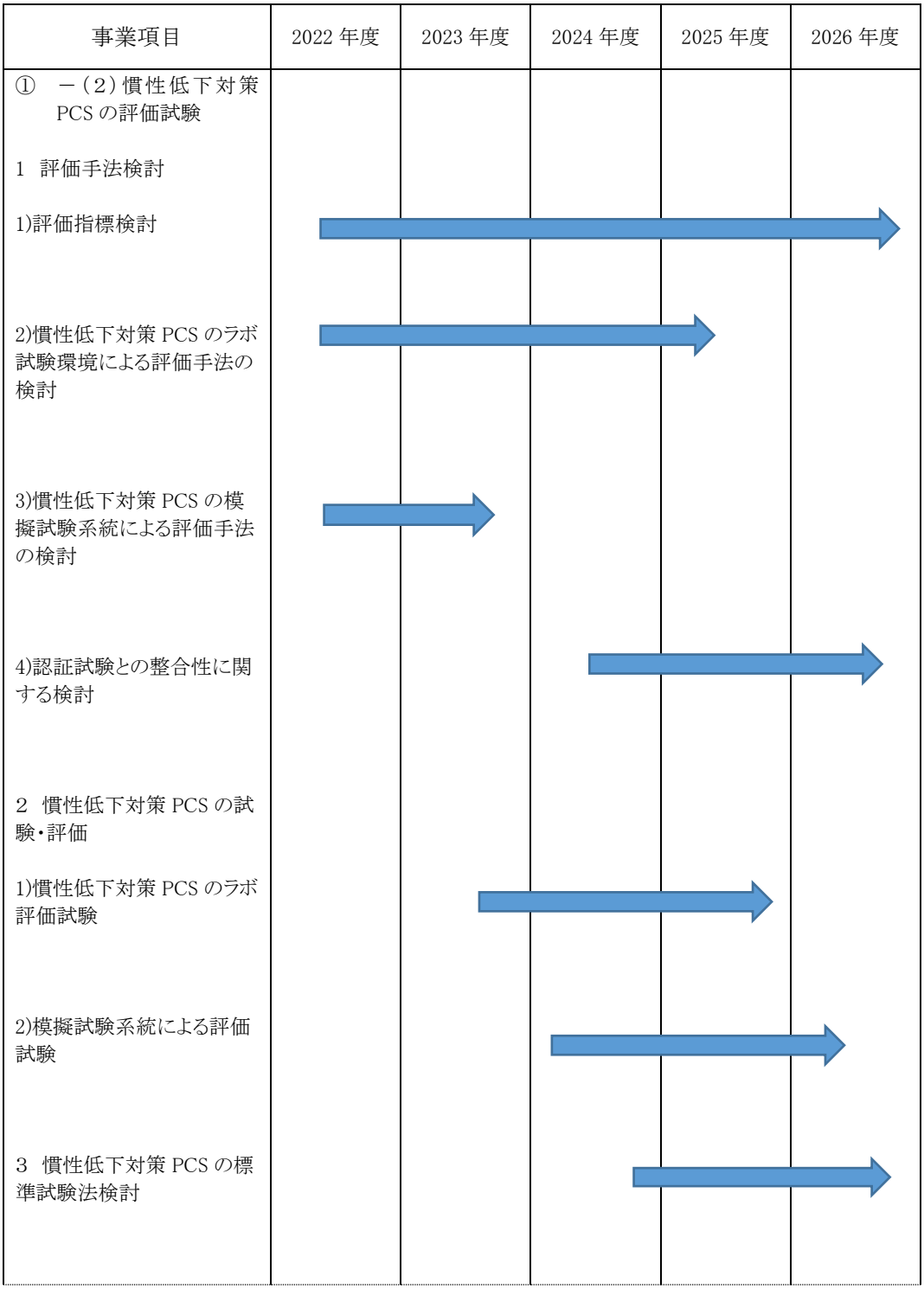
（２）研究開発の目標と根拠

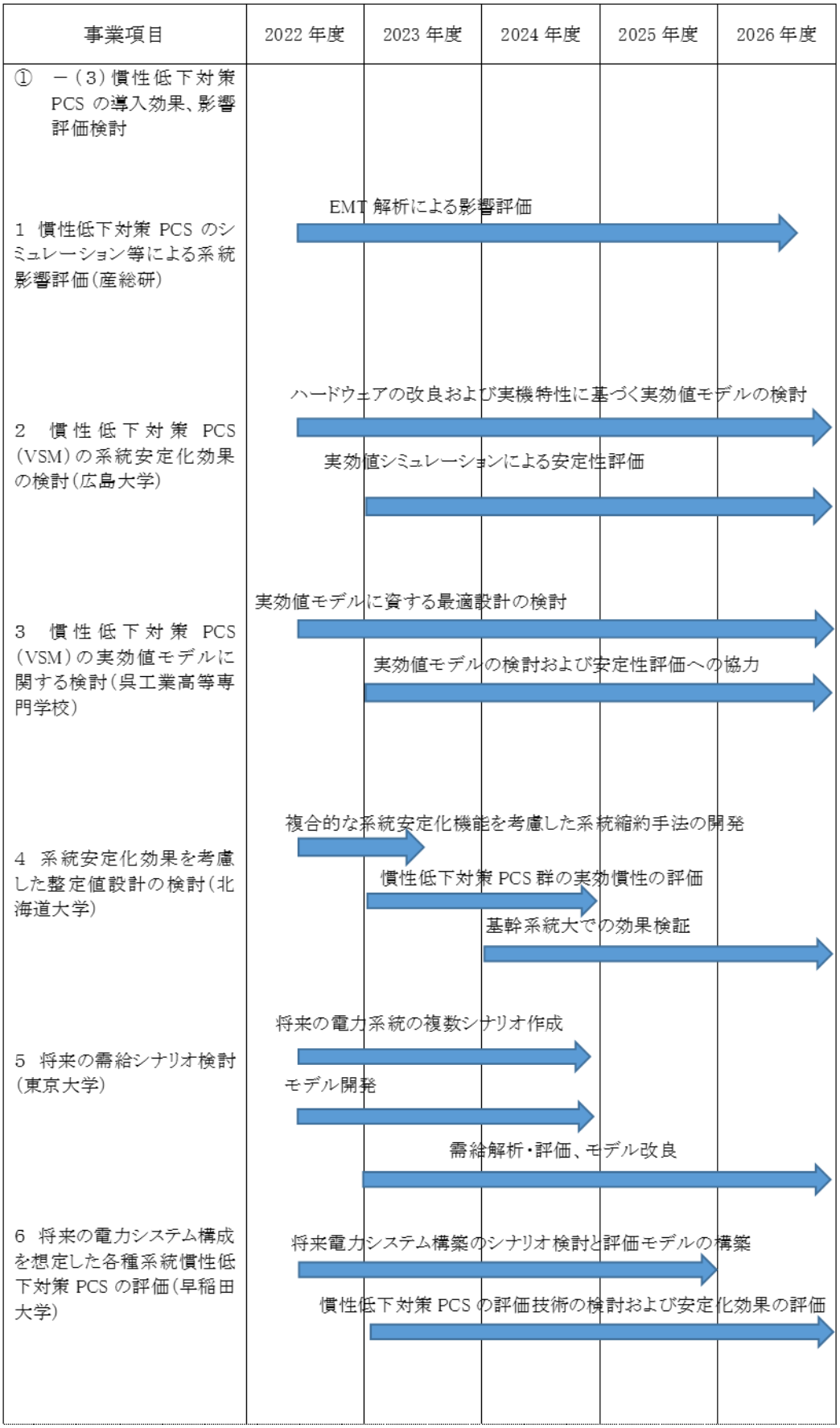
研究開発サブテーマ	中間目標	最終目標	根拠
慣性低下対策 PCS の開発	無効電力注入機能等の必要性を整理するとともに、慣性低下対策 PCS の試作等を通じ、実用化に求められる要求仕様案を明らかにする。	慣性低下対策 PCS の試験を通じ、慣性機能と単独運転検出機能等の両立が実現可能な方法を検証するとともに必要なデータを取得し、要求仕様にとりまとめる。	実機の開発・評価試験に基づく標準機器要求仕様及び標準試験法の検討とシミュレーションに基づく導入効果、影響評価の検討を実施し、相互に情報共有を行うことにより、慣性低下対策 PCS の実用化を目指すとともに社会実装に必要となる系統連系規程、要求仕様案、試験項目等への反映に必要なデータを取得するため。
慣性低下対策 PCS の評価試験	慣性低下対策 PCS 試作機の評価試験を通じ、実用化および既存の系統連系試験法の課題を抽出し、新たに追加する必要がある試験項目・系統連系要件を取りまとめる。	慣性低下対策 PCS 試作機の評価試験を通じ、新たに追加する要件と既存要件の整合性を確認し、実用化に必要な試験項目・系統連系要件を取りまとめる。	
慣性低下対策 PCS の導入効果、影響評価検討	慣性低下対策 PCS が導入された系統の安定性解析技術を開発する。また、将来の電力系統のシナリオをとりまとめる。	慣性低下対策 PCS の導入による系統安定性への影響を明らかにする。また、とりまとめた将来の電力系統のシナリオに基づいた系統計算および需給計算により、将来の慣性低下対策 PCS 導入効果を定量的に評価する	
海外動向調査	GFM の実用化、および再エネ地域グリッドの技術適用検討に関する海外動向調査結果を整理し、適宜、①および②の検討に反映するとともに、本事業の進捗状況を勘案して翌年度以降の調査トピックおよび調査対象を選定する。	選定した調査トピックおよび調査対象に関する海外動向調査を実施するほか、5 か年の調査で得られた諸外国における取り組みを整理し、我が国における実用化検討に反映する。	慣性低下対策 PCS の実用化を志向する本事業において、実用化に向けて検討が進められている諸外国の動向を正確に把握し、我が国における実用化・展開に向けた検討を進めていくことが重要であるため。

（３）研究開発のスケジュールと予算、実施体制

○スケジュール




事業項目
2022 年度
2023 年度
2024 年度
2025 年度
2026 年度
①　－（2）慣性低下対策 PCS の評価試験
1　評価手法検討
1)評価指標検討
2)慣性低下対策 PCS のラボ試験環境による評価手法の検討
3)慣性低下対策 PCS の模擬試験系統による評価手法の検討
4)認証試験との整合性に関する検討
2　慣性低下対策 PCS の試験・評価
1)慣性低下対策 PCS のラボ評価試験
2)模擬試験系統による評価試験
3　慣性低下対策 PCS の標準試験法検討


事業項目
2022 年度
2023 年度
2024 年度
2025 年度
2026 年度
①　－（3）慣性低下対策 PCS の導入効果、影響評価検討
1 慣性低下対策 PCS のシミュレーション等による系統影響評価（産総研）
EMT 解析による影響評価
2 慣性低下対策 PCS（VSM）の系統安定化効果の検討（広島大学）
ハードウェアの改良および実機特性に基づく実効値モデルの検討
実効値シミュレーションによる安定性評価
3 慣性低下対策 PCS（VSM）の実効値モデルに関する検討（呉工業高等専門学校）
実効値モデルに資する最適設計の検討
実効値モデルの検討および安定性評価への協力
4 系統安定化効果を考慮した整定値設計の検討（北海道大学）
複合的な系統安定化機能を考慮した系統縮約手法の開発
慣性低下対策 PCS 群の実効慣性の評価
基幹系統大での効果検証
5 将来の需給シナリオ検討（東京大学）
将来の電力系統の複数シナリオ作成
モデル開発
需給解析・評価、モデル改良
6 将来の電力システム構成を想定した各種系統慣性低下対策 PCS の評価（早稲田大学）
将来電力システム構築のシナリオ検討と評価モデルの構築
慣性低下対策 PCS の評価技術の検討および安定化効果の評価

○予算

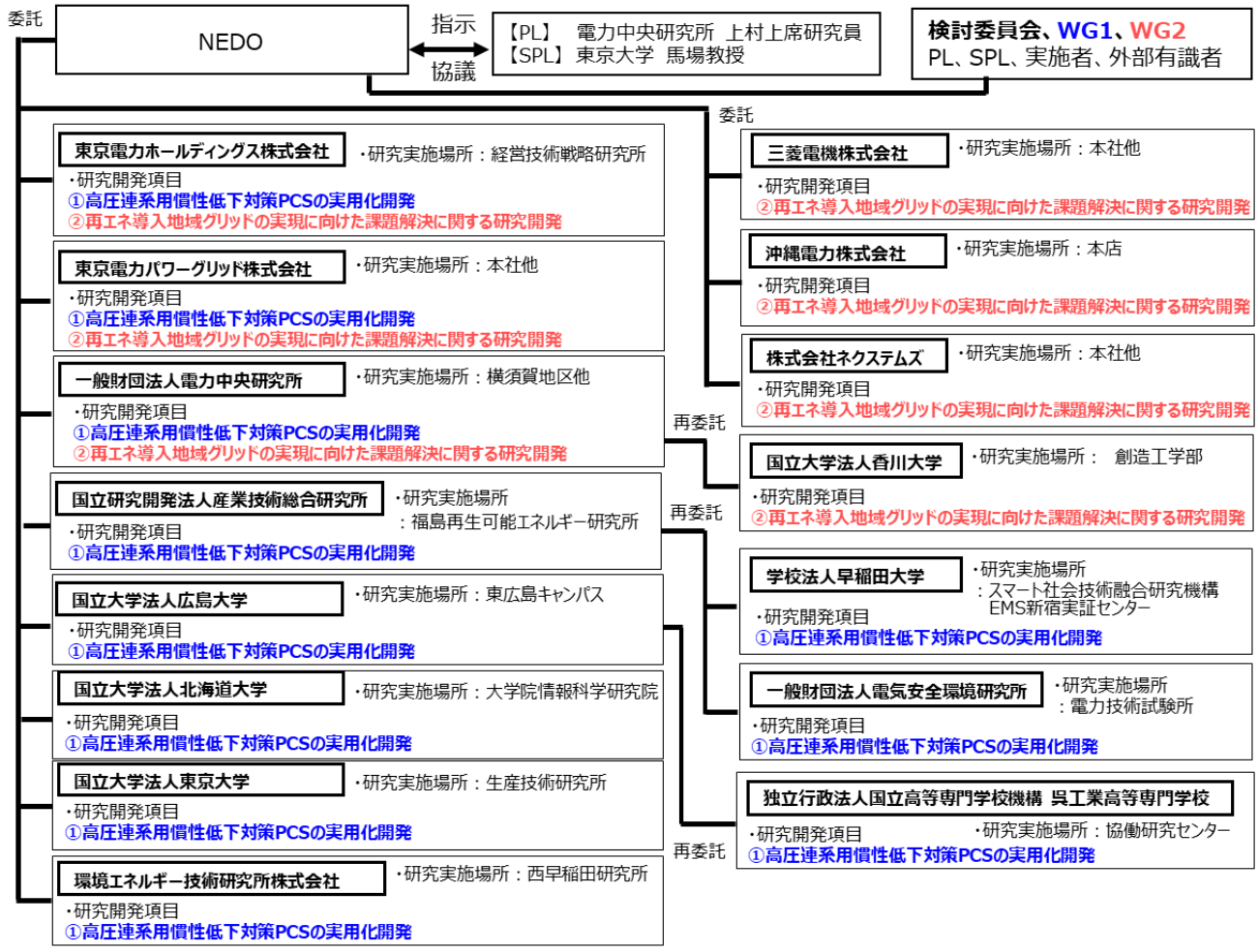
本テーマの予算は、「再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題解決に関する研究開発」と合わせて以下のとおりとなっている。

（単位：億円）

研究開発項目	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	合計
疑似慣性 PCS の実用化開発	15.8	24.3	25.4	23.6	13.4	102.5

○実施体制

本テーマの実施体制は、「再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題解決に関する研究開発」（WG2）と合わせて以下のとおり。



（4）テーマごとの目標達成状況と成果の内容

① 慣性低下対策 PCS の開発（東京電力ホールディングス、東京電力パワーグリッド、産業技術総合研究所、電力中央研究所、環境エネルギー技術研究所）

中間目標 （2025 年 3 月）	【蓄電池】無効電力注入機能等の必要性を整理するとともに、慣性低下対策 PCS の試作等を通じ、実用化に求められる要求仕様案を明らかにする。 【PV】実機製作とラボ試験を通じてインバータの安定運転確認と FRT 及び単独運転検出機能の基本機能を明らかにする。
成果 （2024 年 6 月）	【蓄電池】海外調査等を参考に暫定のユースケースおよび要求仕様案を整理した。前事業で明らかにした課題を踏まえた仕様案に基づきプロトタイプを開発した。シミュレーション及びミニモデル試験等の設計開発段階においては、概ね期待どおりの性能が実現可能であることを確認した。 【PV】基本制御について FREA 試験にて確認し、力率運転、FRT 時における運転継続、周波数変化に対する Droop 特性、無効電力制御、電力制御等の基本動作について確認した。
達成度（見込み）	○　　(2025 年 3 月に達成見込み)
達成の根拠／解決方針	【蓄電池】暫定の要求仕様案を作成し、ステークホルダーとの意見交換を実施中であり達成の見込みである。無効電力注入機能等の必要性の整理については、現行の運用に適用するため力率一定制御が可能な構成とすることを要求することとした。 【PV】今年度 PCS の基本動作を確認し、来年度 PV 用 GFM の制御の改良、出力抑制設定回路の作成および単独運転検出の対応が予定通り見込めるため。

◎ 大きく上回って達成、○達成、△一部未達、 ×未達

■シナリオ検討を参考とした慣性低下対策 PCS 導入の全体像

慣性低下対策 PCS 導入の系統全体での位置付けとしては、今後同期機が減少し、風力や蓄電池、PV 等の IBR が増加することから、IBR に慣性機能を持たせることが合理的と思料される。一定程度の大規模なシステムの構築が効率的である、大規模な発電所の建設が経済的であるため、特別高圧系統から導入が進むものと想定されるものの、再エネの連系量が多い配電系統においても導入可能な慣性低下対策 PCS の検討を進めることとする。また配電系統に慣性低下対策 PCS を導入した場合において、現状で明らかになっている課題としては FRT 時における過電流停止、瞬時電圧低下復帰時の電流動揺、単独運転防止機能との両立が挙げられる。今後、配電系統に連系される慣性低下対策 PCS の要求仕様を明らかにするために、将来の電源構成などのシナリオを参考とするとともに、配電系統におけるユースケース(慣性低下対策 PCS の所有者、用途、連係方法、設置目的、想定容量等)を広域機関のグリッドコード検討会の資料等を参考としつつ、検討を進める。これらのシナリオ・ユースケースの検討を踏まえつつ、配電系統に連系される慣性低下対策 PCS のラボ試験、模擬系統試験およびシミュレーション等を実施し、更なる課題抽出について検討を進め、要求仕様へフィードバックすることで、配電系統に連系される慣性低下対策 PCS の開発を進めることとする。

①.1　慣性低下対策 PCS の設計・仕様等

①.1.1　蓄電池向け機能実装に向けた検討

①　要求仕様案検討

GFM および S-GFL の各々の役割については、次のように整理する方針とした。GFM については前 NEDO 事業では慣性応答領域等における対策技術であると整理したことを踏まえつつ、海外文献を参考として改めて整理をすることとした。一方で S-GFL については、前事業において高速周波数応答(Fast Frequency Response、以下 FFR)領域における対策技術と位置付けたことを踏まえ、海外の FFR 要件を参考に整理をすることとした。要件整理にあたっては、一般的な要件を整理した後に、配電系統に連系される場合においても対応可能とするための要件を整理していく方針とした。中間目標に記載の無効電力注入機能等の必要性の整理については、現行の配電系統の PCS においては力率一定制御方式を採用していることから、現行の運用に適用するため力率一定制御が可能な構成とすることを要求することとした。要求仕様案については今後 JEMA、メーカ、送配電網協議会、WG2、WG3 関係者と意見交換を実施していくこととする。

A)　GFM

海外諸国の GFM への要求事項を参考とし、下記に暫定の要求仕様案を整理した。海外機関としては英国の National Grid、オーストラリアの AEMO、欧州の ENSTO-E および ACER、米国の UNIFI および ESIG を参考とした。

一般要件

電源の動作領域内での定常運転状態（非擾乱系統状態）および系統擾乱（電圧振幅、電圧位相角、周波数の擾乱を含む）の発生時に、個々のユニット端子において、物理的なリアクタンスの背後で電圧源として動作すること。指定した有効電力及び無効電力（もしくは力率一定制御）により連続運転可能なこと。

周波数維持/慣性応答

ユニットの電流制限を超えない限り、ユニット端子における過渡的な周波数偏差を低減させる能力があること。低減させる能力とは、同期機と同等の慣性応答等を模擬することで系統擾乱時にほぼ瞬時に有効電力を提供すること。また、系統擾乱後に有効電力が適切に減衰するように設計すること。

電圧位相維持能力

ユニットの電流制限を超えない限り、ユニット端子における過渡的な正相電圧位相角もしくは電圧振幅が変化する際、内部電圧源の電圧位相角及び振幅を維持する能力があること。その維持能力とは、同期機と同等の電圧制御を模擬することで系統擾乱時にほぼ瞬時に有効電力および無効電力を提供すること。また、上記に加えて定常的には力率一定制御が可能なこと。ただし、将来に備えて力率一定制御は無効化できること。

電力品質

高調波流出電流：ユニットの高調波流出電流を総合電流歪率 5%、各次電流歪率 3%以下とすること。
高調波耐量：継続協議
電圧フリッカ対策：ユニットの電圧フリッカレベル(ΔV10)を 0.23V 以下に維持すること。

保護協調

既存の系統連系規程（JEAC9701）に準拠。
また、将来を見据えた単独運転の影響・効果を検討中。

インバータ起因の不安定性への対応

不安定性回避：系統または他の発電機等に損害を与える可能性がある過渡の相互作用を引き起こさないように設計されていること。

共振問題の回避：電力系統に新たな不安定な振動モードを導入しないこと。送電線の直列補償装置等の容量性リアクタンスに関連した低周波共振を助長することがないこと。ケーブル等の容量性リアクタンスに起因する高周波共振およびユニットの制御相互作用に起因する共振を助長しないこと。"

低 SCR 運転能力

定常時および系統擾乱時のいずれの場合にも非常に低い短絡比（SCR）の下で安定的に動作すること。また、システム強度（SCR、系統擾乱時の周波数変化率 RoCoF、事故除去後の安定運転を確保するための短絡故障の臨界クリア時間 CCT、系統への電流注入の変化に対する電圧の変化率などの指標）を保ち、系統擾乱の発生に対し近隣の従来型インバータが安定的に動作することを支援し、新たな相互作用等による共振を助長しないこと。また、システム強度の影響を受けやすい電力系統の電力動揺等の振動に対してダンピング効果を有すること。

その他

○電力品質改善

・高調波緩和：継続協議（ユニット端の電圧高調波の振幅を減少させるために、高調波電流を注入可能なこと。）

・電圧バランス維持：継続協議（電圧平衡を保つため装置の運転可能範囲で逆相電流を供給可能なこと。）

○GFM モードの有効・無効選択機能

・GFM 機能を起動または停止する機能を有すること。GFM 機能を停止した場合、系統連系規程に定める逆変換装置の要件を満たすこと。

B) S-GFL

前事業にて応答する時間領域より高速周波数応答(Fast Frequency Response、以下 FFR)領域における対策技術と位置付けた。海外諸機関を調査した結果、主な項目として周波数不感帯、調定率、起動時間、応動時間および継続時間について要求を定めており、日本においても現状の運用、規程等を参考として上記項目の要求仕様を提案することとした。参考として海外各機関の調査結果を下記の表に記載する。

表 3 海外諸国の FFR 要件①

項目	FERC 連邦エネルギー規制委員会	ERCOT テキサス州電気信頼性評議会	HECO ハワイ電力	Entsoe 欧州系統運用者ネットワーク
周波数不感帯	60Hz±0.036Hz	60.0Hz-0.15Hz 60.0Hz-0.12Hz(蓄電池)	※デフォルト値は±0.3Hz （ハワイ島／マウイ FFR-1）	50Hz-0.5Hz, 50Hz-0.6Hz, 50Hz-0.7Hz ※Regulation Up のみ
調定率	最大 5%	—	0.1%～0.4%	—
起動／応動時間	—	15 サイクル(250ms)以内に自動起動	周波数のステップ変化から 50ms 以内に有効電力の提供を開始。133ms 以内に事故後の定常状態の 90%の有効電力。ターゲット	最大出力までの応動時間 0.7s(49.5Hz) 1.0s(49.6Hz)

			となる（ハワイ島／マウイ FFR-1）	1.3s(49.7Hz)
継続時間	―	BESS の場合、59.98Hz を超えるか、15min 以上持続的に展開されるまで、再充電しない。	有効電力出力の範囲に入っている時間は 500ms 以内もしくは系統運用者が指定された時間内。（ハワイ島／マウイ FFR-1）	5s 以上か 30s 以上を選択できる

表 4 海外諸国の FFR 要件②

項目	National Grid 英国エネルギー会社	VDE ドイツ電気技術者協会	AEMO オーストラリアエネルギー市場オペレータ
周波数不感帯	50Hz±0.015Hz(Dynamic Containment)	50.0Hz±0.2Hz～0.5Hz 配電事業者が特に指定しない限り 50Hz±0.2Hz	50Hz±0.2Hz(メインランド）、50Hz±0.1Hz（タスマニア）
調定率	±0.2Hz 時は、5%出力、±0.5Hz 時は、100%出力	2%から 12%の範囲で調整可能。配電事業者が別途指定しない限り、5%。 ※蓄電池の場合,不足周波数で 2%.	―
起動／応動時間	起動時間 0.25s～0.5s 必要量到達時間 0.5s～1.0s	初期遅延時間は、2s より大幅に短い。2s 以下のステップ応答時間、20s のセトリングタイム。	応動時間は自端で周波数偏差検出後、1s 以内
継続時間	―	―	0.15s～10s

日本における FFR の時間領域については 1 次調整力より速く、慣性応答領域より遅い領域と位置付けることを提案することとし、この前提の元に各項目の要求仕様案を下記に提案することとする。なお、数値等は参考例である。

周波数不感帯について

日本における平常時の系統周波数調整目標範囲は北海道、沖縄では±0.1Hz 以内、北海道、沖縄以外では±0.2Hz となっている。火力発電設備においては平常時の周波数変化時において不要な発電機出力の設定変更を生じないようにするため、周波数に上記調整目標範囲の不感帯を設けており、異常時のみ発電機出力を設定変更できるようにしている。S-GFL においては、極力不要な有効電力出力を回避する観点から、不感帯を調整目標範囲にて設定することとする。

速度調定率について

速度調定率とは例えば調定率 5%とした場合、5%の周波数変動(60Hz 系では 3Hz の変動)が生じたとき、発電機の定格出力 100%まで変化するという意味であり、調定率が小さいほど周波数偏差に敏感に応動する。
火力発電設備の GF 速度調定率が北海道、沖縄では 4%以下、北海道、沖縄以外では 5%以下と要件化されているため、これに準じて調定率を 5%以下の範囲内で設定できることとする。

起動・応動時間について

インバータの制御遅延なども考慮して適切な起動・応動時間を設定する必要がある。前事業において周波数 Nadir 到達時間が数秒程度であったことを踏まえ 、 これ以内に出力応答があること、また一般 PCS であれば実現可能な性能として起動時間を 0.5 秒以内、応動時間を 2 秒以内とする。

継続時間について

需給調整市場における 1 次調整力に求められる応動時間の要件が 10 秒以内となっており、それより速い応答を求めることから継続時間については 10 秒以上とする。

② 詳細設計検討

2025 年以降に検討予定。

①.1.2 太陽光発電向け機能実装に向けた検討

現在の太陽光発電システムは、太陽電池アレイとアレイの直流電圧を昇圧する DC チョッパと直流を交流へ変換する PV インバータから構成されている。

日射強度に従って PV アレイは直流電圧 Epv を発生する。DC チョッパは PV インバータが必要とする直流電圧 Einv へ昇圧する。PV インバータはその直流電圧を交流へ変換する。この PV インバータには電流制御方式（GFL）が採用されている。そして PV インバータは PV アレイが発電する電力の最大を引き出すように動作する。これが MPPT（Maximum Power Point Tracking）制御である。まず電流制御型インバータでは系統周波数や電圧が変化しても一定電流を流し続けるので、後述する慣性低下抑制に求められる特性は有していない。また現在の太陽光発電システムは日射強度、温度に対応する最大電力を出力し、周波数変化によって有効電力を出力する機能を有しない。

本開発は太陽光発電システムに慣性低下抑制に貢献する機能を付加するものである。その機能を実現するには、第一にインバータを電圧制御型（GFM）で制御するようにし、第二に周波数が低下する場合には発電出力を増やし、周波数が上昇する場合には発電出力を減らす機能を加えることである。第一の電圧制御型で系統に連系する PCS の太陽光発電はこれまでに存在せず、新規の開発である。しかもここで開発する太陽光発電は内部に蓄電装置を含まない特徴がある。内部に蓄電池を含まずに、つまりエネルギーのバッファを持たずに電圧型インバータとして運転するために全く新しい制御を構築する必要がある。開発する電圧制御型インバータは内部に電圧を発生して他の発電機等とは同期化力で連系運転する。従って系統電圧や周波数の急変時にインバータ内部発生電圧が存在することにより系統に瞬時に電力を供給あるいは吸収でき、慣性低下対策として効果が得られる。第二の機能は、周波数変動を取り込んで出力を調整する機能である。実用化に求められる要求仕様を明らかにした上で、これら第一と第二の機能を組み合わせた制御を構築し、慣性低下対策の太陽光発電システムを実現する。

ア）要求仕様

求められる仕様は 2 点であり、第一にインバータを電圧制御型（GFM）で制御するようにし、第二は周波数が低下する場合には発電出力を増やし、周波数が上昇する場合には発電出力を減らす機能、いわゆる周波数有効電力垂下特性（Droop 特性）を加えることである。

イ）要求仕様の解決策

イー１）制御の考え方

開発の対象とする主機構成を図 8 に示す。DC チョッパは PV アレーの出力をインバータの直流側に注入し、インバータは DC チョッパ出力の電力を交流側へ変換する。交流側には連系用リアクトルと配電電圧に昇圧する変圧器が接続される。この対象部分を SSPCS (Solar Synchronous Power Conditioning Subsystem)と呼ぶ。

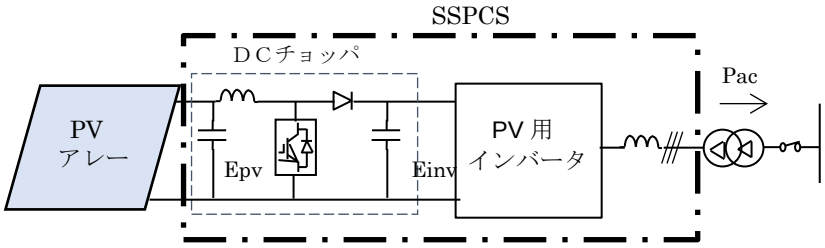


図 8　SSPCS 主機構成

SSPCS の制御の全体を図 9 に示す。図 9 の慣性模擬、ωo/s、交流電圧制御は文献（野呂康弘；エネルギー貯蔵で構成される電力システムを可能とするインバータ制御方法の提案、電気学会 B 論文誌, Vol.138, N0.11, pp854-861, 2018）を参考にしている。

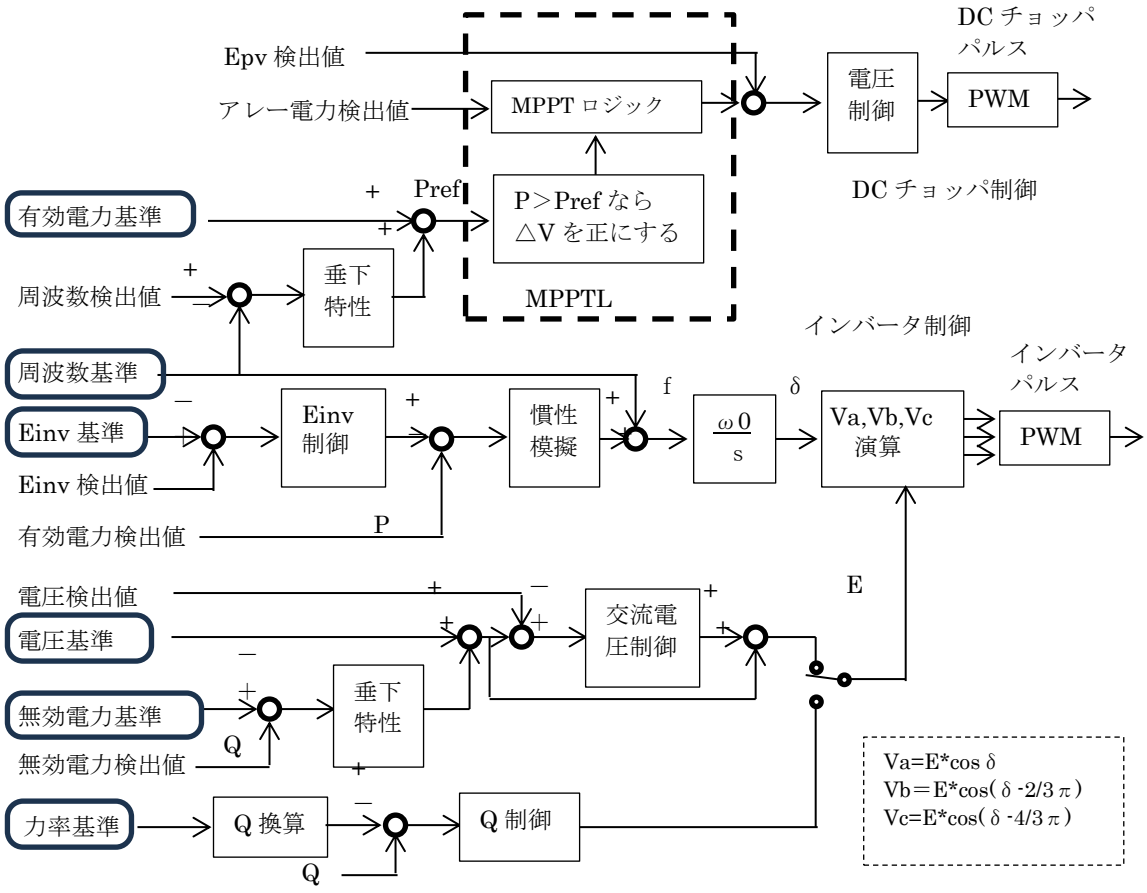


図 9　SSPCS 制御回路

図 9 の中で基準と称する信号は上位系の EMS から与えられる指令値である。以下に制御構築の考え方を示す。

インバータを電圧制御型にするために三相電圧信号（Va,Vb,Vc）を作り、これにて PWM にてインバータ電圧を発生するようにする。このように構成すれば交流発電機と同様に他の交流電源と同期化力で連系する。そのために電圧の位相δと電圧の振幅 E を慣性模擬と交流電圧制御にて決定する。

通常運転時は配電系電圧は確保されるので、その交流電圧を利用してインバータの直流側電圧 Einv をインバータで一定に制御する。

太陽光発電用としては MPPT 制御（最大出力点追従制御，Maximum Power Point Tracking Control）が求められる。ここでは DC チョッパにてこの MPPT 制御を行う。さらに上位系から出力抑制値（指令値）を受け付けて、日射強度が十分ある場合にはその出力指令値で運転させる。その機能を含めた制御をここでは MPPTL 制御と称している。従来の MPPT 制御を修正したものである。

周波数有効電力 Droop 特性を持たせるために発電機等と同様な垂下特性を組む。この垂下特性により、周波数が低下する場合には出力を大きくする有効電力指令値 Pref となり、この値が MPPTL へ与えられる。SSPCS が日射強度に対する出力上限を下回って運転している場合は、周波数が下がればその垂下特性で増えた分の電力が出力される。

電圧振幅を決定する制御回路では交流電圧一定制御と力率制御を具備し、どちらかの制御で SSPCS は運転する。力率制御では、力率指令値と内部電力基準 Pref とから出力すべき無効電力量を算出して、無効電力制御を行う。交流電圧制御および力率制御は通常の発電機と類似な制御である。

MPPTL 制御

ここで採用した MPPTL（Maximum Power Point Tracking Control with Power Limit）制御を図 10 と図 11 に示す。図 10 は PV アレーの P-V 特性であり、MPPT 制御の場合は Pmax 点で運転し、Pmax より小さな Pref が与えられると Pref と P-V カーブの交点（A）で運転するように制御する。その制御フローが図 11 である。

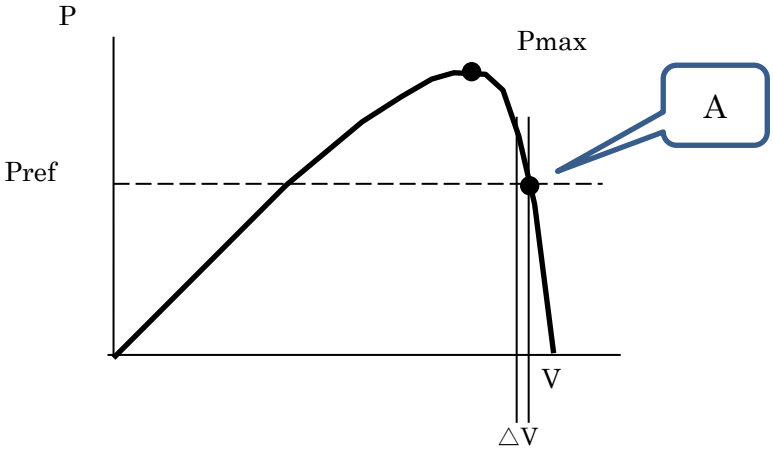


図 10　PV アレーの電力－電圧特性

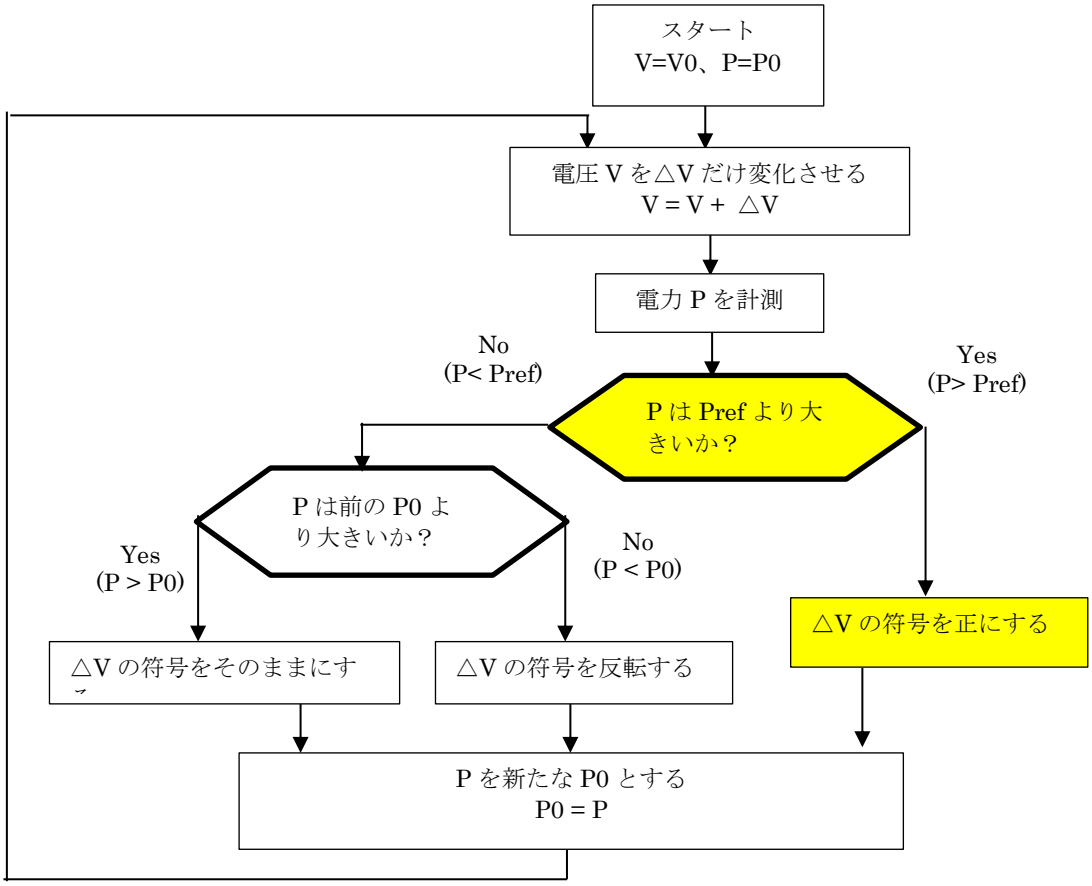


図 11　MPPTL ロジック

この MPPTL の制御ロジックの図 11 では、白色部分は従来の MPPT 制御である。そこに黄色の 2 つの処理を追加したのが MPPTL である。これにより SSPCS は日射強度 Pmax の電力を出力し，EMS から日射強度できまる電力以下の電力基準 Pref が与えられた場合はその電力で運転することができる。

この MPPTL 制御の出力は電圧制御になり、DC チョッパでこの電圧制御を行わせる。Einv(400V)はインバータが制御しているので、この MPPTL 制御では Epv (300V)を制御するように組む。その電圧制御がチョッパ電圧制御である。

イー２）　FREA での試験結果

20kW の実装置に制御を組み込み FREA で試験を実施した。試験の目的は太陽光インバータとして立案した制御により安定運転が可能なこと及び FTR 機能の確認をすることである。その試験項目は日射強度変化に対する応答試験、系統の電圧・周波数変動に対する応答試験、力率±0.8 の運転試験、FRT 条件の試験である。図 12 に試験回路を、図 13 と図 14 に結果の一部を示す。

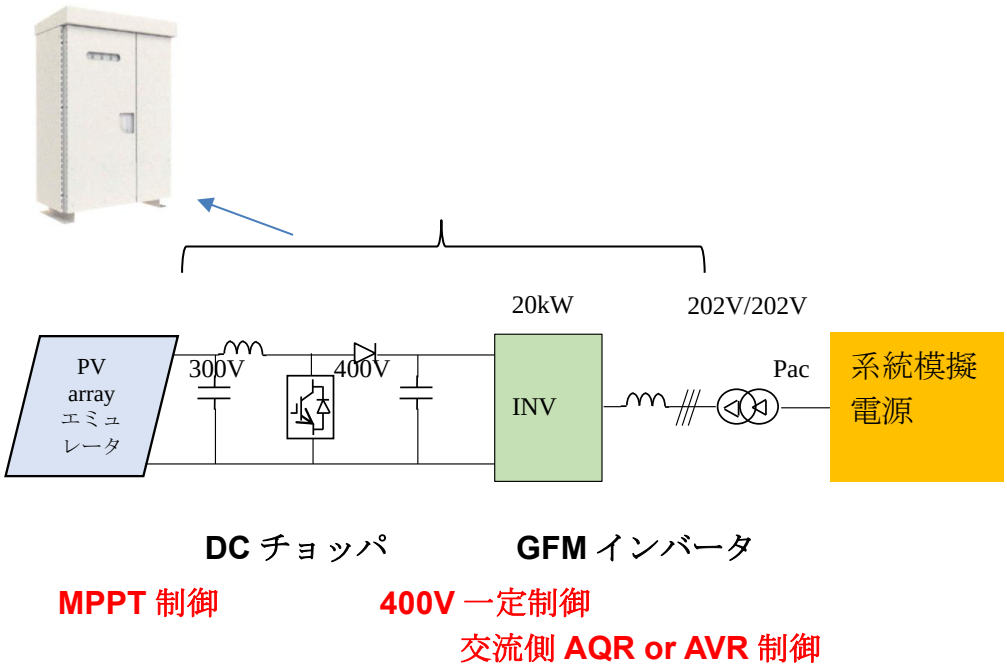


図 12　試験回路

図 13 に変圧器の系統模擬電源側で見た 3 LS 時の電圧と電流を示す。過電流リレーも動作せずに運転を継続していることがわかる。

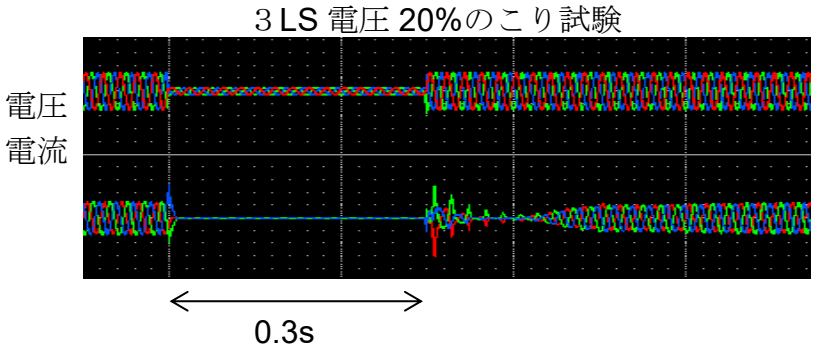


図 13　3LS 電圧残り 20%の試験結果

図 14 に電圧変化と風波数変化の同時変化時の結果を示す。ここでは日射強度は 1000W/㎡で一定、電力指令値 Pref=0.6pu で運転中に電圧 V を 1pu から 0.976pu へ 1 秒間で低下し、同時に周波数 F も 50Hz から 49.6Hz へ 1 秒間で低下させた。その 35 秒過ぎから緩やかに V と F を元に戻している。電力系統に故障等があると電圧と周波数が同時に変化することを模擬したケースである。周波数低下に対して有効電力 P を上昇させ、かつ電圧低下に対して無効電力 Q を上昇させている。期待した通りの結果になっているが、P の立ち上がりが遅いのは山登り法を採用しているためと考える。ここでは電圧一定制御（AVR）を用いている。

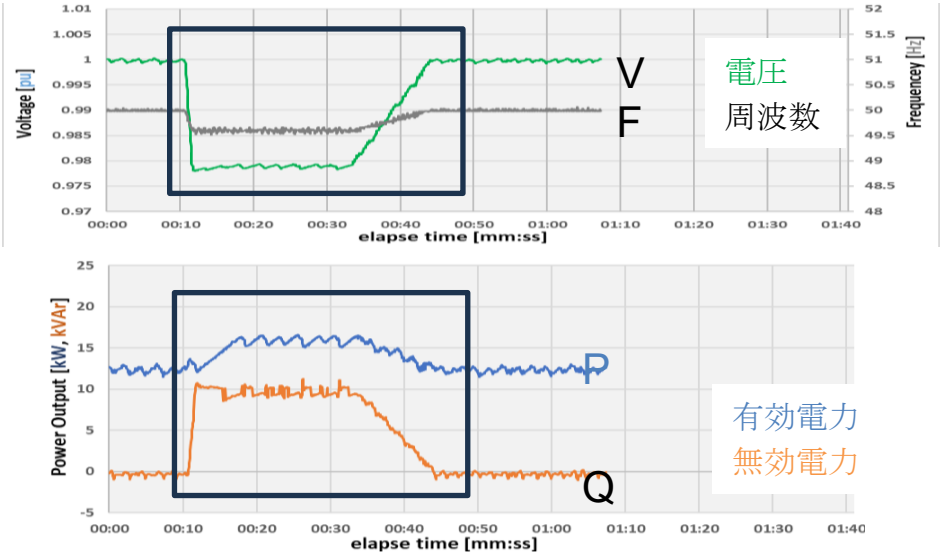


図 14

日射強度=1000W/㎡、Pref=0.6pu にて V=1pu→0.976pu、F=50Hz→49.6Hz の同時 1s ランプ変化

以上の試験結果より以下に示す成果を得て、同時に課題が確認された。

イー３） 成果

- 計画した制御を 20kW 機に実装して試験を予定通り実施した。力率±0.8 の運転を P=0.6pu、Q=±0.6pu の運転点で確認した。
- 電圧低下時(FRT)に過電流リレーが動作せずに運転継続することを確認した。
- 周波数変化に対する Droop 特性を確認した。だたし有効電力 P の立ち上がりが遅い。
- 無効電力制御、電圧制御の動作を確認した。

イー４） 課題

- 有効電力 P の立ち上がりが遅い
- 有効電力 P に振動が残る

以上、太陽光発電向け PCS として実装機を用いて試験をした。当初の予定通りである。今後見出した課題に対して改善すべく検討する。

ロ） 2024 年度の予定

2024 年度は上記の課題の検討と、単独運転検出の開発を行う予定である。

①.2 慣性低下対策 *PCS* の実機製作

①.2.1 蓄電池向け慣性低下対策 PCS の製作

■プロトタイプ機の設計に向けた検討

プロトタイプ機の設計にあたっては前 NEDO 事業の課題を解決する方法を検証するためのプロトタイプを設計することを一つの目標としている。今後、要求仕様が変更されることを見越したアジャイルな設計を志向することとしている。また本事業において開発メーカを 3 社選定した理由としては、汎用的な標準機器仕様を作成することを志向したためである。

■プロトタイプ機の設計

慣性低下対策 PCS の疑似慣性機能については主に制御設計仕様に依ることから、本項目においては各社の制御設計仕様の特徴を主に記載することとする。

●A 社(GFM /S-GFL)

○GFM

位相制御について

同期発電機の動揺方程式に基づきインバータの内部周波数および制御位相を算出する仮想同期発電機制御(VSG)を採用。比例ゲインによるフィードフォワード項を追加して制御定数の設定により、周波数変動に対する位相制御の収束を早めることを可能としている。

電圧制御について

無効電力制御(AQR)に PI 制御を用いており、スイッチの切り替えにより無効電力一定制御、力率一定制御を選択可能な構成としている。

電流制御について

仮想インピーダンスによって調整することで電流を制限する構造としている。

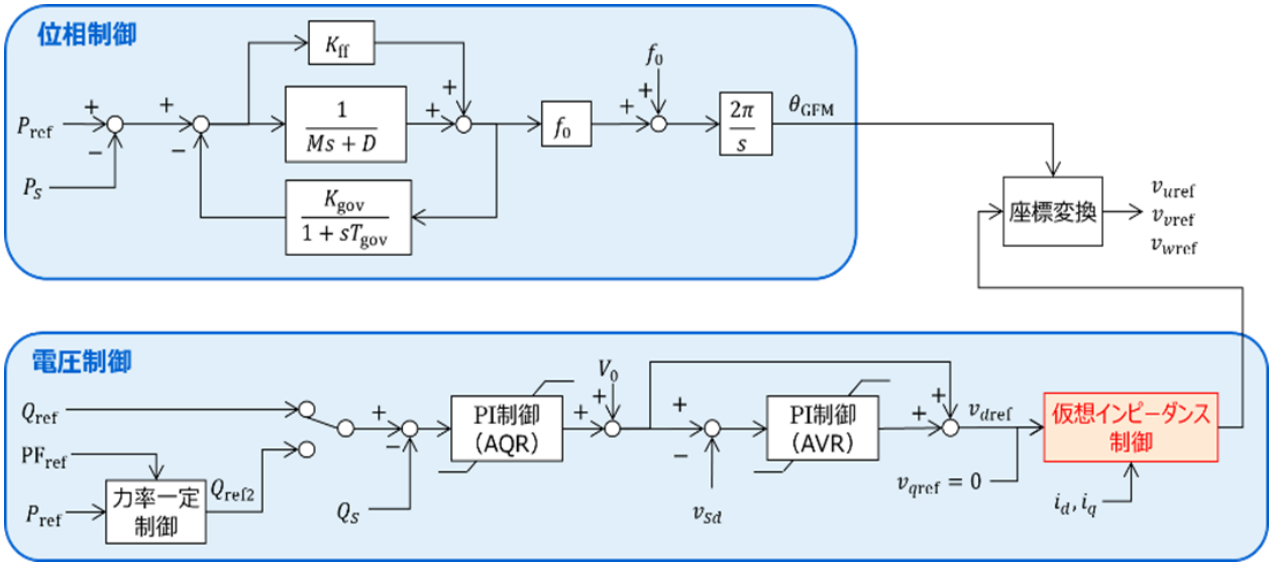


図 15　GFM 制御ブロック(A 社)

○S-GFL

周波数が通常運転範囲内(不感帯内)の場合は、通常の P、Q 指令値にて制御。P、Q 指令値の急変を防ぐために、Pre 指令値にランプ処理を実装している。装置容量を超えないように、上下限リミッタ(基本的に±100%)を実装し、イン

バータ電流検出値との差に ACR 制御を行い、三次重畳及び系統電圧検出を加算する構成としている。また有効電力制御、無効電力制御共に PI 制御を実装している。

有効電力制御について

dfdP 制御と有効電力一定制御を選択可能な構成としている。

無効電力制御について

力率一定制御、無効電力一定制御、Volt-Var 制御を選択可能な構成としている。

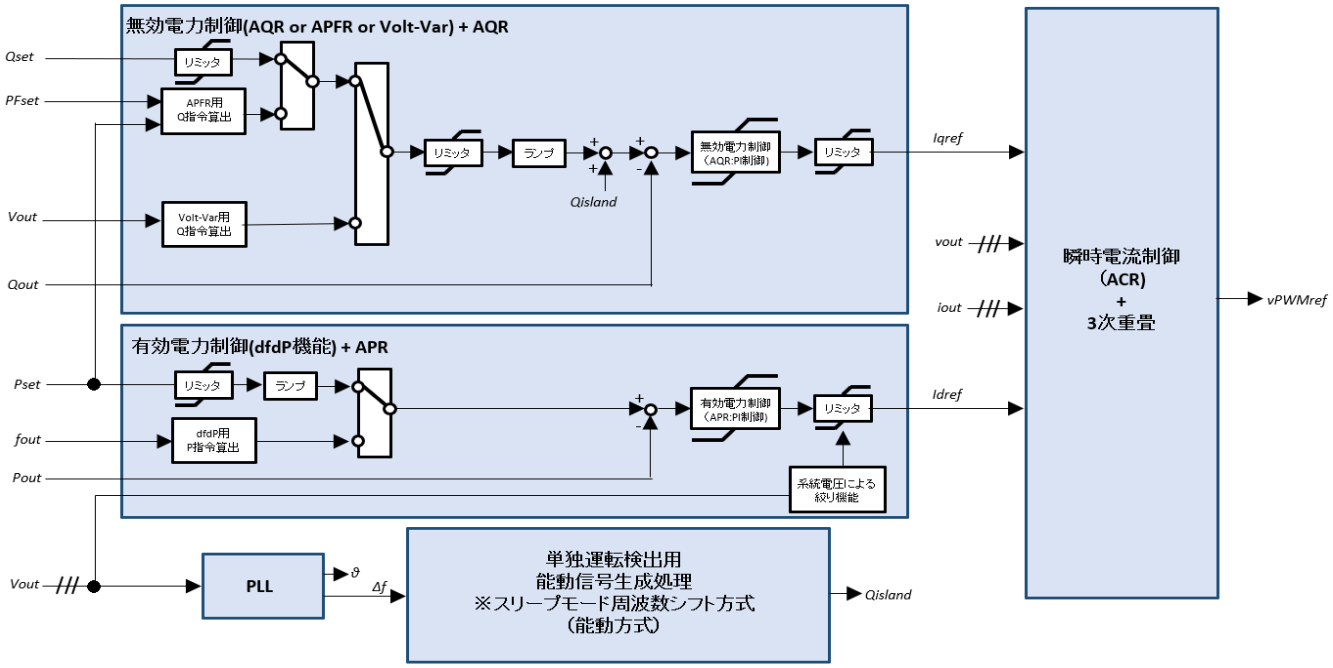


図 16　S-GFL 制御ブロック(A 社)

●B 社(GFM)

位相制御について

同期発電機の動揺方程式に基づきインバータの内部角周波数および制御位相を算出する仮想同期発電機制御(VSG)を採用している。制動項が過渡的な周波数変動のみに反応する制御としている。

電圧制御について

内部誘起電圧から仮想インピーダンスによる電圧降下した PCS 出力電圧を指令値として PCS 出力電圧を制御する。無効電力制御(AQR)に一次遅れの VQ ドループ+I 制御を用いている。またスイッチの切り替えにより無効電力一定制御、力率一定制御を選択可能な構成としている。

電流制御について

仮想インピーダンスによって調整することで電流を制限する構造としている。

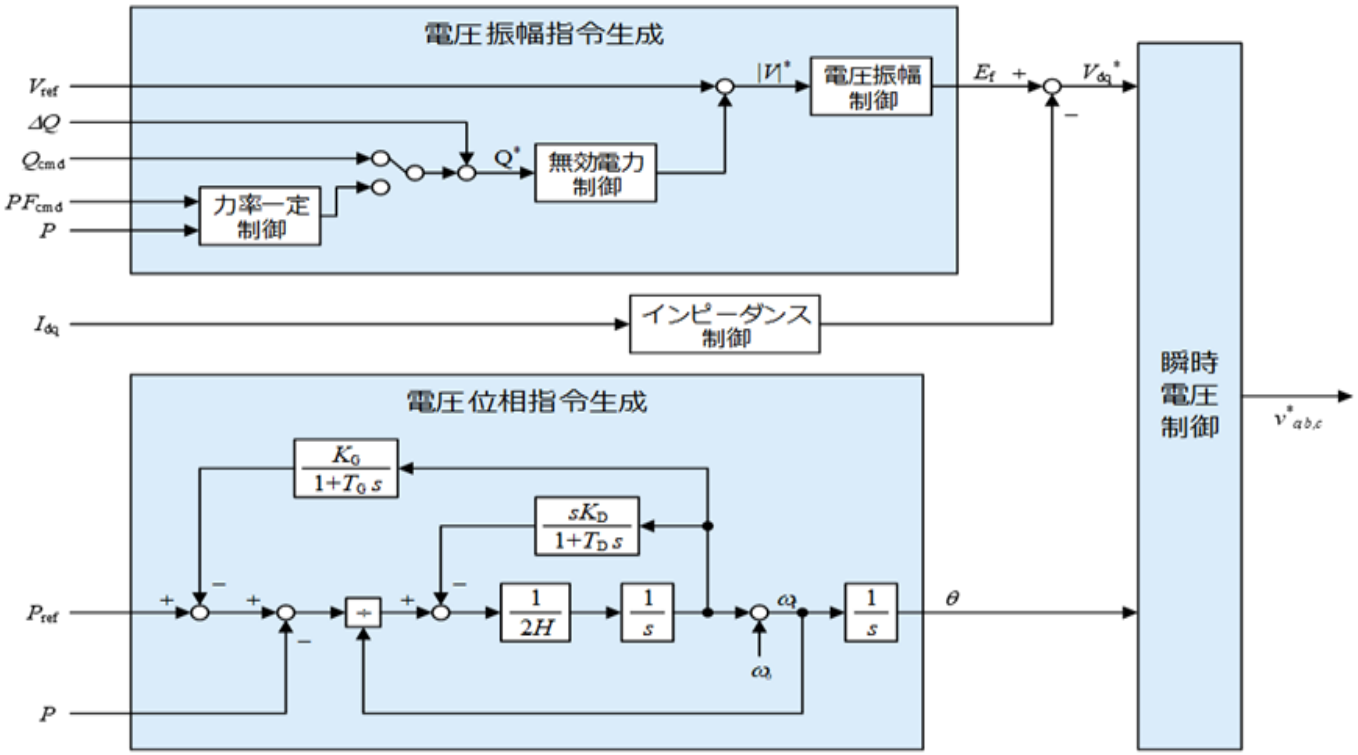


図 17　GFM 制御ブロック(B 社)

●C 社(GFM /S-GFL)

〇GFM

位相制御について

　同期発電機の動揺方程式に基づきインバータの内部周波数および制御位相を算出する仮想同期発電機制御(VSG)を採用している。脱調を防止するための同期保持処理を付加している。また制動項において参照周波数を外部から持ってくる構造としている。

電圧制御について

　無効電力制御にゲイン、一次遅れの VQ ドループ制御を用いている。スイッチの切り替えにより電圧一定制御、無効電力一定制御、力率一定制御を選択可能な構成としている。

電流制御

　マイナーループにより電流を制限する構成としている。

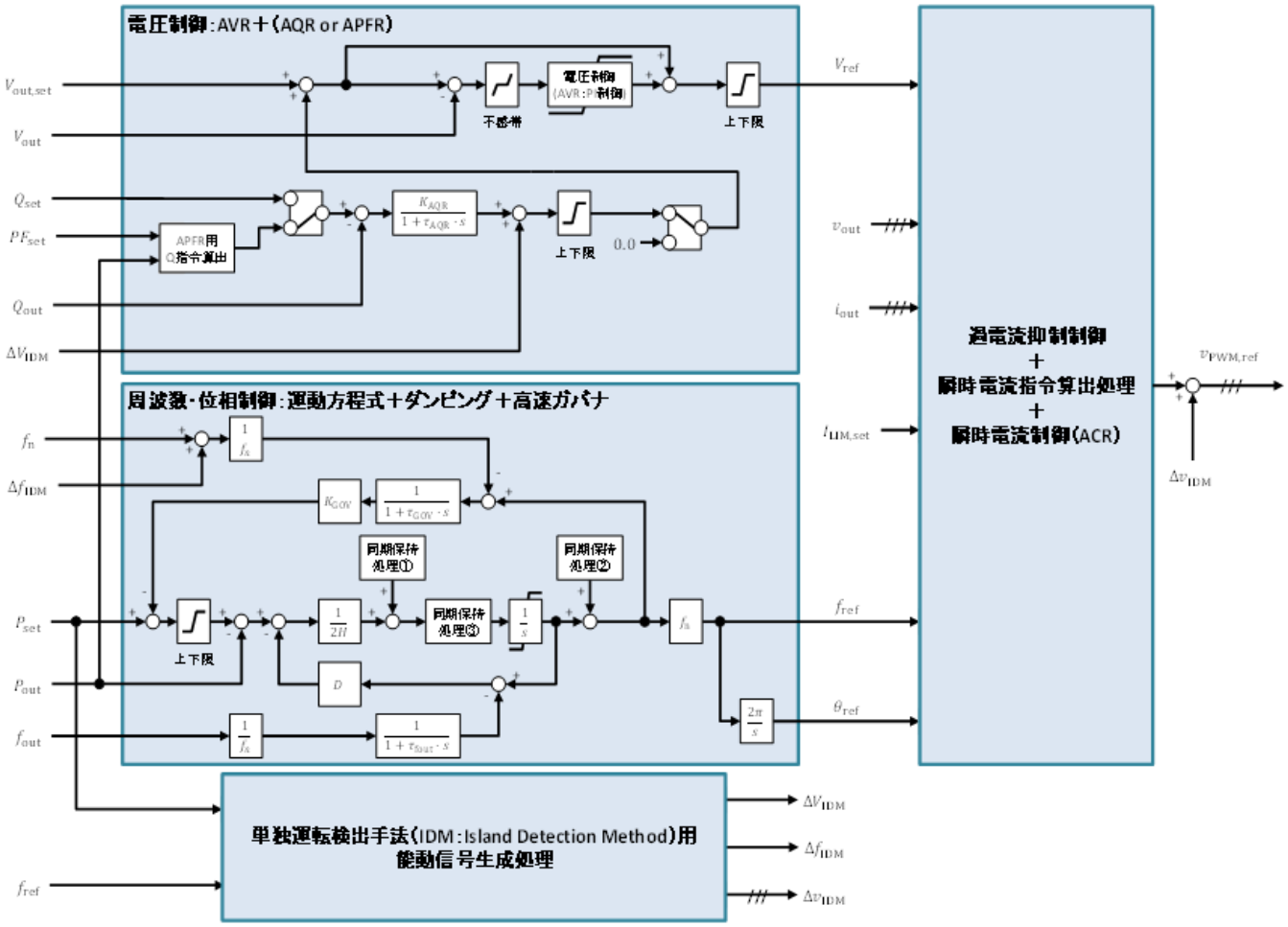


図 18　GFM 制御ブロック(C 社)

○S-GFL

有効電力制御について

　計測された周波数と定格周波数の偏差を算出し、慣性項として偏差の微分に比例する値を、制動項として偏差に比例する値をそれぞれ算出し、有効電力出力指令値を算出する。

無効電力制御について

　無効電力一定制御、力率一定制御、Volt－Var 制御を選択可能な構成としている。

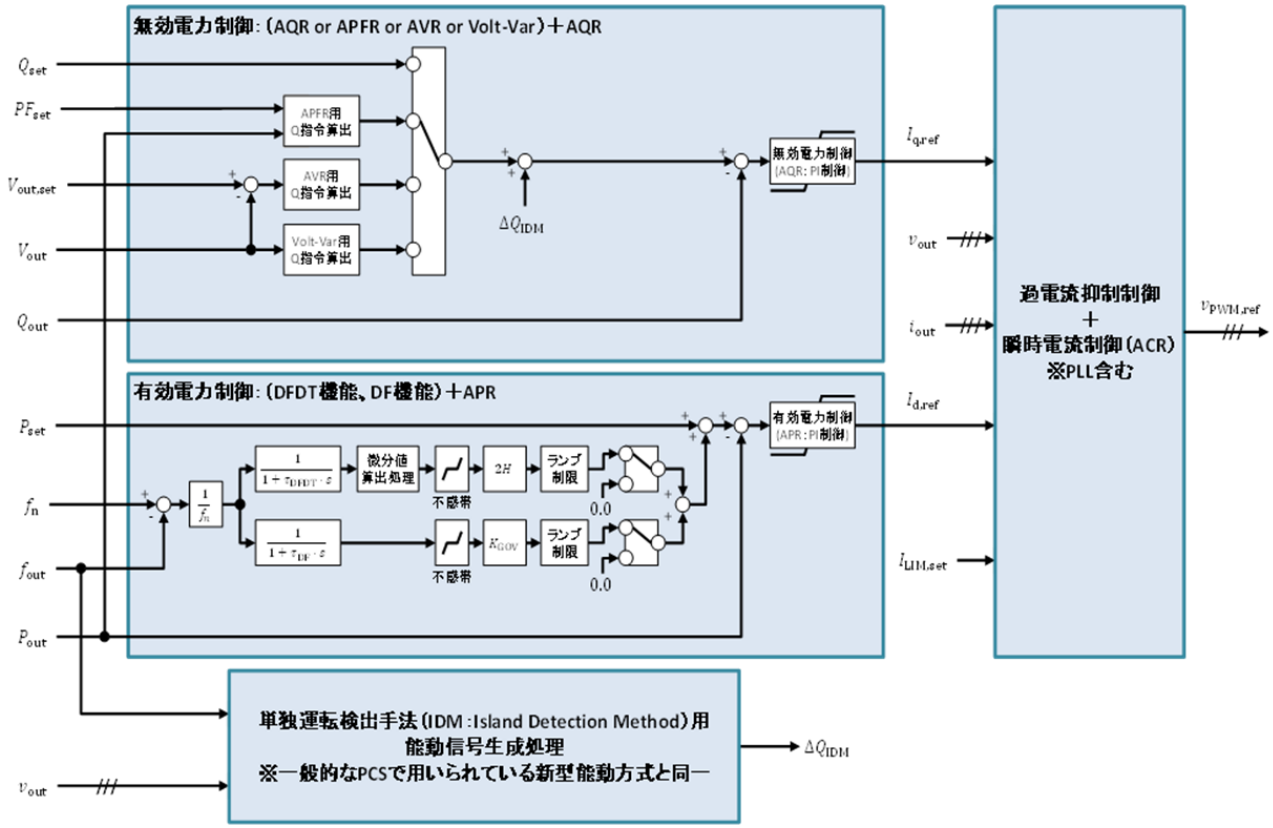


図 19　S-GFL 制御ブロック(C 社)

■仕様比較まとめ

下記に各社の GFM および S-GFL の仕様比較表を掲載する。

表 5　GFM 仕様比較表

制御	メーカ	特徴
位相	概要	■　基本機能として同期発電機の動揺方程式に基づきインバータの内部周波数および制御位相を算出する仮想同期発電機制御を採用している。個社で更に応答性をよくする工夫が加えられている
	A 社	■　比例ゲインによるフィードフォワード項を追加することにより周波数変動に対する位相制御の収束を早めることが可能
	B 社	■　制動項が過渡的な周波数変動のみに反応する制御となっている
	C 社	■　脱調を防止するための同期保持処理を付加 ■　制動項において参照周波数を外部から持ってくる構造となっている
電圧	概要	■　基本機能としてスイッチの切り替えにより無効電力一定制御、力率一定制御を選択可能としている。各社で無効電力制御法が異なっている。

	A 社	■ 無効電力制御(AQR)に PI 制御を用いている。 ■ VQ ドループ制御を備えている
	B 社	■ 無効電力制御(AQR)に VQ ドループ+I 制御を用いている
	C 社	■ 無効電力制御に VQ ドループを用いている ■ スイッチの切り替えにより電圧一定制御を選択可能
電流	概要	■ 電流制限は仮想インピーダンスもしくはマイナーループによって調整している。
	A 社	■ 電流制限は仮想インピーダンスによって調整
	B 社	■ 電流制限は仮想インピーダンスによって調整
	C 社	■ マイナーループにより電流を制限

表 6 S-GFL 仕様比較表

制御	メーカ	特徴
有効電力	概要	■ 基本機能として有効電力制御(APR)では PI 制御を実装している。有効電力出力指令の算出法が個社で異なる。
	A 社	■ 周波数が通常運転範囲を超えた(不感帯外の)場合は、周波数検出値に応じて、dfdP カーブより Pref(dfdP) 指令値を演算することで周波数が減衰する方向へ有効電力を出力する
	C 社	■ 計測された周波数と定格周波数の偏差を算出し、慣性項として偏差の微分に比例する値(DFDT 機能)を、制動項として偏差に比例する値(DF 機能)をそれぞれ算出し、有効電力出力指令値を算出する
無効電力	概要	■ 基本機能として無効電力制御(AQR)では PI 制御を実装し、制御法は共通で選択可能としている。
	A 社	■ 力率一定制御、無効電力一定制御、Volt-Var 制御を選択可能
	C 社	■ 無効電力一定制御、力率一定制御、電圧一定制御、Volt－Var を選択可能

■前 NEDO 事業の課題に向けた取り組み（GFM）

①周波数／電圧変化時に過電流で停止する課題について

A 社、B 社においてはインバータ出力電流が過電流耐量を超過する際に、下図に示すように系統電圧に基づき PCS 内部の仮想インピーダンスを調整することにより、インバータの出力電流が電流上限リミッタを超過しないように出力電流を抑制することで概ね解決見込みである。

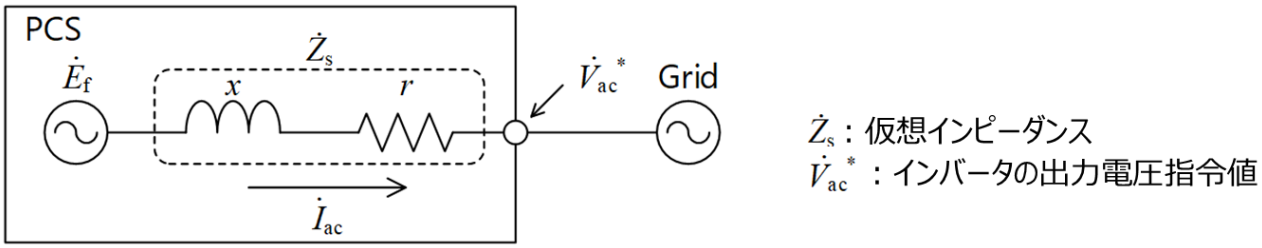


図 20　仮想インピーダンス制御

C 社については過電流を抑制するためにマイナーループとして電流制御を組み込み、電流制御マイナーループへの入力指示値を PCS 定格で制限することで出力電流を抑制することで概ね解決見込みである。

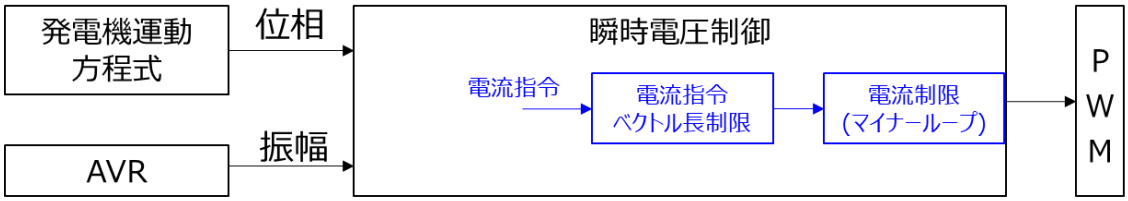


図 21　マイナーループ制御

②瞬時電圧低下からの復帰時に電流出力が振動する課題について

　電力系統に必要な電力動揺との見解もあるため、試験結果を踏まえて今後下記要件について定めていく予定である。

・事故除去後の動揺の許容範囲（参考：IEEE 1547【配電系統の系統連系規程】）

・応答・収束時間の考え方（参考：IEEE 1547、IEEE 2800【送電系統の系統連系規程】）

③慣性機能と単独運転検出の両立ができない課題について

A 社

GFM 制御に適した単独運転検出方式を検討中であり、2024 年度に実装予定である。

B 社

〇解決に向けたアプローチ

　能動的単独運転検出方式として低圧連系向け PV-PCS で標準化されているステップ注入付周波数フィードバック方式を適用している。下図に AQR 構成とした慣性低下対策 PCS の制御ブロックを示す。電圧源として動作する GFM は、電圧振幅を調整することにより無効電力を制御することができる。そこで、電圧振幅指令生成部に無効電力制御（AQR）を追加し、無効電力指令値に能動的単独運転検出用の能動信号を加算することで、単独運転時の変動を助長する。下図に単独運転判定ブロックを示す。従来のステップ注入付周波数フィードバック方式では、周波数変化率によって単独運転を判定しているが、GFM の場合は周波数の変化が小さく、周波数変化率による判定は不十分である。そこで、電圧振幅指令値が設定値を超過した場合に単独運転と判定する。なお、通常時において無効電力を出力している場合に誤判定しないように、能動信号が設定値超過している場合のみ判定とする。

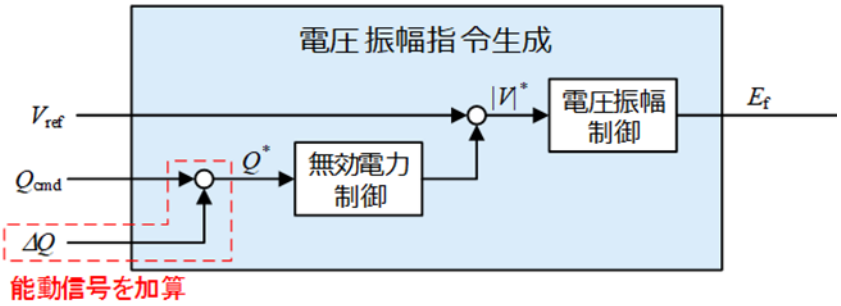


図 22　慣性低下対策 PCS の制御ブロック（AQR 構成）

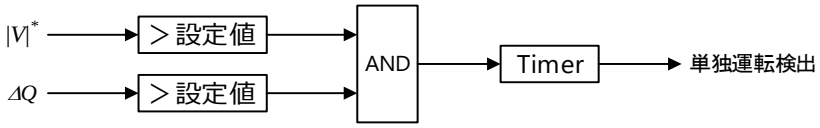


図 23　単独運転判定ブロック

〇シミュレーション検討結果

系統との潮流が無い場合（P≒0%、Q≒0%）の過酷条件において、GFM が単独運転となった場合のシミュレーション結果を示す。単独運転状態に移行後、徐々に周波数が変化していき、約 1s 後に単独運転と判定している。なお、約 4.7s から出力電圧が振動的になっているが、これは直流電圧に対して出力電圧指令値が大きすぎるために指令値通りの出力電圧が得られないためである。実際には、単独運転と判定した時点で PCS は停止するため、この現象は発生しない。

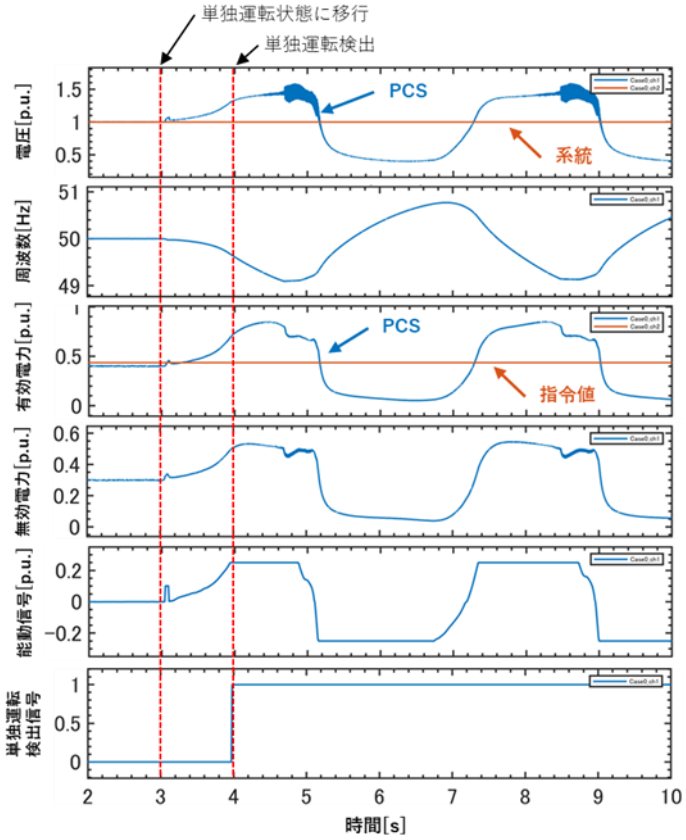


図 24　単独運転防止機能のシミュレーション結果

〇残された課題の整理

系統の潮流が無い状態におけるシミュレーションにより、単独運転検出が可能であることを確認した。ただし、今回のシミュレーション条件は、GFM1 台のみである。今後、以下の内容について検討が必要であると考える。

・FRT 等、連系運転状態における誤検出の確認

・慣性定数、ガバナゲイン等のパラメータ設定値による検出感度への影響

・無効電力制御応答による検出感度への影響

・単独系統に複数台の DER が存在した場合における単独運転検出可否

C 社

〇解決アルゴリズム

GFM インバータ用の単独運転検出手法を備えており、単独運転検出用の能動信号を算出して各制御に加えている。

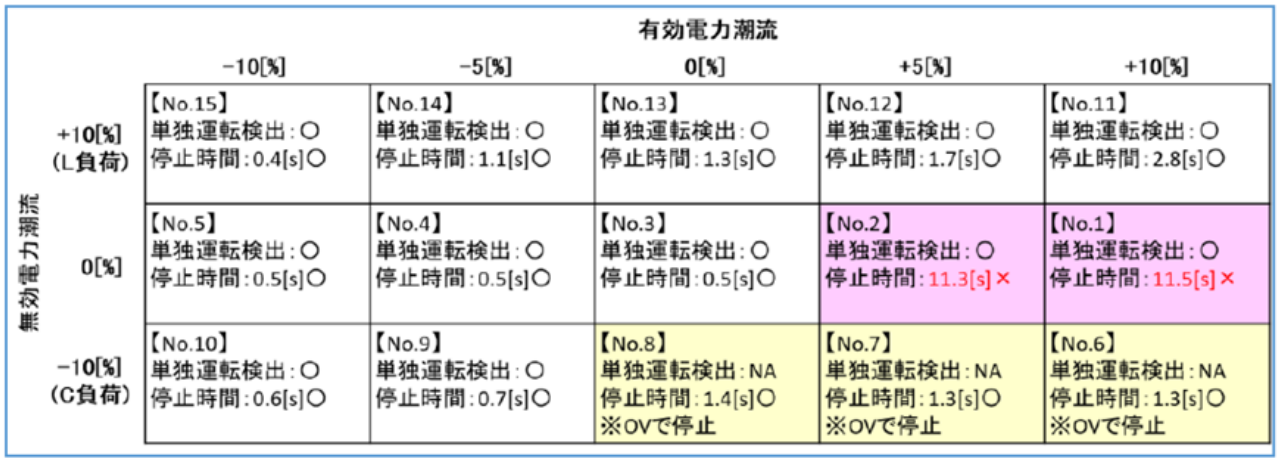
〇シミュレーション検討結果

シミュレーションの条件を表 7 に、結果を表 8 に示す。

表 7 シミュレーション条件

項目		値
系統条件	系統電圧	1.0[PU]
	線路定数	X:0.1[PU], R:0.0[PU]
	潮流	P: -0.1/-0.05/ 0.0 /+0.05/+0.1 Q: -0.1/ 0.0 /+0.1
GFM 設定	有効電力出力設定	0.5[PU]
	無効電力出力設定	0.0[PU]
	単位慣性定数 M(=2H)	4.7[s]
	単位制動定数 D	25
	高速ガバナゲイン	25
	同期保持機能	処理①:有効、処理②:有効
	電圧制御モード	AVR+AQR
	過電流抑制閾値	1.05[PU]
	OVR/UVR	115[%]・1.0[s]／80[%]・1.2[s]
	OFR/UFR	53[Hz]・1.0[s]／47[Hz]・1.0[s]

表 8 シミュレーション結果



無効電力潮流 ＼ 有効電力潮流	−10[%]	−5[%]	0[%]	+5[%]	+10[%]
+10[%]（L負荷）	【No.15】単独運転検出：○ 停止時間：0.4[s]○	【No.14】単独運転検出：○ 停止時間：1.1[s]○	【No.13】単独運転検出：○ 停止時間：1.3[s]○	【No.12】単独運転検出：○ 停止時間：1.7[s]○	【No.11】単独運転検出：○ 停止時間：2.8[s]○
0[%]	【No.5】単独運転検出：○ 停止時間：0.5[s]○	【No.4】単独運転検出：○ 停止時間：0.5[s]○	【No.3】単独運転検出：○ 停止時間：0.5[s]○	【No.2】単独運転検出：○ 停止時間：11.3[s]×	【No.1】単独運転検出：○ 停止時間：11.5[s]×
−10[%]（C負荷）	【No.10】単独運転検出：○ 停止時間：0.6[s]○	【No.9】単独運転検出：○ 停止時間：0.7[s]○	【No.8】単独運転検出：NA 停止時間：1.4[s]○ ※OVで停止	【No.7】単独運転検出：NA 停止時間：1.3[s]○ ※OVで停止	【No.6】単独運転検出：NA 停止時間：1.3[s]○ ※OVで停止

25 ケース中 15 ケースにて試験を実施。2 ケースにて単独運転検出に 3 秒以上要するケースあり。3 ケースにて過電圧が検出され停止する現象が見られた。

○残された課題の整理

シミュレーション検討結果に記載の通り、単独運転検出に 3 秒以上要するケースおよび過電圧が検出され停止される現象が見られているため、今後検討が必要である。

①.2.2　太陽光発電向け慣性低下対策 PCS の製作

ア）　構造設計

本開発では既存の 20kW インバータ装置のハードをそのまま使い、太陽光発電向けに制御を構築することを前提としており、インバータ装置の構造については新たな変更を実施していない。これは予定通りである。そして計画した制御を入れて FREA による試験を予定通り実施した。

イ） 2024 年度の予定

2024 年度は単独運転検出方法を検討して同じく 20kW 装置へ組み込む。さらに仕様にある、出力抑制値（指令値 Pref）を設定する簡易回路をパソコン上に作成し、その値を SSPCS へ送り、上位系からの指令値で SSPCS が運転するように構成する。

①.3 慣性低下対策 *PCS* の標準機器仕様検討

要求仕様案の検討結果を踏まえて、2024 年度末より検討できる見込みである。

② 慣性低下対策 PCS の評価試験（東京電力ホールディングス、東京電力パワーグリッド、産業技術総合研究所、電力中央研究所、電気安全環境研究所）

目標 （2025 年 3 月）	慣性低下対策 PCS 試作機の評価試験を通じ、実用化および既存の系統連系試験法の課題を抽出し、新たに追加する必要がある試験項目・系統連系要件を取りまとめる。
成果 (2024 年 6 月)	海外調査や有識者等のご意見を参考に試験・評価する視点から「①-(1) 慣性低下対策 PCS の開発」の GFM の実用化に求められる要求仕様案の検討に協力し、要求仕様案に対する第 1 回目のラボ試験項目案を策定した。加えて、NEDO 事業（平成 26 年度～平成 30 年度：分散型エネルギー次世代電力網構築実証事業）で整理した実証試験を参考に、再生可能エネルギーが大量連系された配電系統を再現し、想定される課題を炙り出すための試験項目案を提示した。 試験項目は、優先課題を念頭に評価試験を実施する観点から、 GFM の基本機能（慣性応答等）と事故時運転継続機能（FRT）等の両立が実現可能かについて優先的に試験しつつ、ラボ試験ではメーカ特有の挙動を把握し系統連系試験の課題を抽出、系統模擬試験では配電系統に接続した際の特有の課題を抽出し、系統連系要件及び要求仕様等に反映すべき点を明らかにする試験項目を選定した。 また、PHIL 試験による様々な系統擾乱を再現し、系統擾乱時のプロトタイプ機（被試験体）の挙動を確認する環境構築の初期的検討を完了した。
達成度（見込み）	○（2025 年 3 月に達成見込み）
達成の根拠／ 解決方針	2023 年 10 月より、ラボ評価試験で想定される基本試験および PHIL 試験について、産総研が有する GFM レファレンス機により試験手順の検証・準備を進め、予定通り 2024 年 1 月より 1 社目のラボ試験を開始している。また、2024 年 4 月から電中研赤城試験センターで 1 社目の系統模擬試験を開始する。2024 年第 3 四半期までに 3 社 5 機種（GFM 3 機種、GFL 2 機種）のラボ試験および系統模擬試験の第 1 回試験を完了予定である。 それぞれの試験結果を順次分析し、系統連系要件の作成にフィードバックする。「①-(1) 慣性低下対策 PCS の開発」に協力し、2024 年第 2 四半期を目処に系統連系を目指す上での必要とされる技術的な要件・要求仕様案の初稿が作成される予定である。これにより、2024 年度中に系統連系要件を踏まえた新たに追加する必要がある試験項目を提案可能と見込まれる。

◎ 大きく上回って達成、○達成、△一部未達、 ×未達

本事業で開発する慣性低下対策 PCS は、蓄電池向けと太陽光発電向けの大きく２つに分類される。さらに、蓄電池システム向けについては、従来の電流制御方式（GFL）に慣性低下対策として擬似慣性の機能を具備した擬似慣性機能付き GFL（以下、S-GFL）と電圧制御方式（GFM）の２種類を対象としている。太陽光発電向け慣性低下対策 PCS（以下、太陽光向け GFM）の開発は、蓄電装置を併設しない構成によるエネルギーバッファーを持たない条件で自然変動する太陽電池モジュールの出力を用い、瞬時の慣性応答を実現しようとする挑戦的な取り組みであり、基礎的開発に留まるため本事業で標準的な試験の検討は行わない。したがって、太陽光向け GFM の評価は、基礎的開発に向けた取り組みとして「①.2.2 太陽光向け慣性低下対策 PCS の製作」でまとめて述べている。

蓄電池向け慣性低下対策 PCS のうち、S-GFL は従来の逆変換装置（以下、単にインバータと呼ぶ）に一部機能を追加したものであり、基本は既存の系統連系規程等を準拠することを目指すものである。一方で、蓄電池向け GFM については、海外動向なども踏まえると単に慣性応答するだけでなく、従来の火力発電所等の同期発電機と同等の能力（慣性力や同期化力など）により電力系統の安定性を維持することをコンセプトとしており、「①.1.1 蓄電池向け機能実装に向けた検討」により整理する系統連系を目指す上で必要とされる技術的な要件・要求仕様案等を踏まえて、蓄電池向け GFM について新たに追加する必要がある試験・評価手法の検討およびその試験方法に基づき開発された実機を評価することを目指している。

評価試験は、要求仕様等の系統運用者が求める機能や制約を踏まえて検討していく必要がある。一方で、系統運用者側も蓄電池向け GFM がどのような能力や応答を示すのか把握できない段階で細かな要求を検討していくことは難しい。海外においても、ニワトリと卵の問題としてよく知られている課題である。そこで、本事業では評価試験を２段階に分けて実施することで、要求仕様と評価試験項目の改善を行っていく。

１回目の試験では、NEDO「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」（以下、前 NEDO 慣性力事業）において示された、蓄電池向け GFM の基礎的な機器仕様における課題の解決を優先事項とし、蓄電池向け GFM の基本機能（慣性応答など）と事故時運転継続（FRT）などの両立の実現性や基本的特性を明らかにしていく。加えて、配電系統に接続した際の課題を抽出する。１回目の試験結果を開発メーカや送配電網協議会（以下、送配協）などの関係するステークホルダにフィードバックし、系統連系要件や要求仕様を修正していく予定である。

２回目の試験では、修正された要求仕様を踏まえて試験手法を再検討し、改良された蓄電池向け GFM のプロトタイプの評価試験を行う予定である。

評価試験については、ラボ評価試験と系統模擬試験の２つの異なる設備で実施する。ラボ評価試験は、産業技術総合研究所の福島再生可能エネルギー研究所スマートシステム研究棟の大型パワエレ機器にも対応した系統連系試験設備で実施し、将来の系統連系試験および認証等も見据えた屋内で実施可能な既存の連系試験と同じ環境もしくはその延長で実施可能な主に蓄電池 GFM のプロトタイプ本体の特性に係る検証を行う。系統模擬試験は、電力中央研究所の赤城試験センターで実施し、より実証に近い環境で他の機器との干渉などより複合的な検証を行う。これにより、ラボ試験では困難な検証や配電系統特有の課題の抽出・検証を行う。

2022 年 8 月に開始した本プロジェクトの開始後の「② 慣性低下対策 PCS の評価試験」のスケジュールは以下のとおり。

2022 年度　蓄電池向け GFM の評価・試験に係る各国のグリッドコード、規格等の調査を開始。
2023 年度　蓄電池向け GFM の要求仕様、評価試験案に基づく予備試験および第１回ラボ試験を開始。
2024 年度　第１回ラボ試験および模擬系統試験を完了予定。試験結果に基づく試験項目の再検討。
2025 年度　第２回ラボ試験および模擬系統試験を一部実施予定。
2026 年度　上半期を目処に第２回ラボ試験および模擬系統試験を完了予定。

また、第 1 回評価試験のスケジュールに示すように予定通り 2024 年 1 月より 1 社目のラボ試験を開始している。また、2024 年 4 月から電中研赤城試験センターで 1 社目の模擬系統試験を開始する。2024 年第 3 四半期までに 3 社 5 機種（GFM 3 機種、GFL 2 機種）のラボ試験および模擬系統試験の第 1 回試験を完了予定である。



図 25　第 1 回評価試験のスケジュール

②.1　　評価手法検討

②.1.1　評価指標検討

暫定ではあるが、慣性低下対策 PCS における周波数安定化および電圧安定化機能の観点から以下を指標とすることを提案する。

・周波数変化時における有効電力出力の応答開始時間、継続時間
・周波数変化時における有効電力出力の最大値までの達成時間
・周波数復帰時の有効電力出力の振動収束時間、振動幅
・電圧変化時における無効電力出力の応答開始時間、継続時間
・電圧変化時における無効電力出力の最大値までの達成時間
・電圧復帰後の振動収束時間、振動幅
・過電流最大値と継続時間

②.1.2　慣性低下対策 PCS のラボ試験環境による評価手法の検討

ラボ試験環境による評価手法については、蓄電池向け GFM を利用した電源設備を将来系統連系する際、系統連系協議に求められる性能試験およびその認証等を想定した試験手法の検討を行う。電源を系統連系する場合、一般送配電事業者と発電設備等設置者が系統連系協議において系統の電力品質等を維持するための電源の性能試験（以下、系統連系試験）の結果を提示する必要がある。そこで、本章では将来求められる系統連系試験を見据え、試験方法の課題抽出等を行い、試験項目を取りまとめることを目的としている。

ラボ試験は、基本試験と PHIL[2]試験の２つの試験方法を検討している。基本試験は、基本性能や限界性能を把握・確認するため、PHIL 試験は主に電力系統との相互作用を把握し、電力系統に接続した場合の課題を抽出するために実施する。基本試験は、蓄電池向け GFM の円滑な普及を睨み、既存の系統連系試験と同等の試験環境で実施することを目指すものである。一方で、PHIL 試験は、インバータの実機をデジタル・リアルタイム・シミュレータ（DRTS）[3]により仮想的にソフトウェア上に模擬された電力系統に接続し、系統との相互影響を考慮した評価が可能な次世代ラボ試験手法である。なお、PHIL 試験の詳細は後述する。

（基本試験について）

「①.1.1) 蓄電池向け機能実装に向けた検討」において、海外調査等を参考に蓄電池向け GFM に求められる要求事項、仕様を整理している。この検討状況を踏まえて、要求仕様が満たされているか確認する視点で評価すべき事項を表 9 のとおり整理した。試験項目の検討・抽出においては、要求仕様の整理と同様に海外の GFM に関連する取り組みを参考とした。具体的には、表 10 に示す GFM の試験項目検討に有益な海外文献を調査し、既存の系統連系規程[4]に基づく JET 高圧系統連系試験（以下 JET 試験）[5]も踏まえて整理を行った。

電圧・位相・周波数の変化が伴う試験項目は、応答性能に加え、ダンピング効果や過負荷運転時の挙動も確認する方針とした。初期出力条件、試験条件については、可能な限り想定しうる組み合わせを網羅的に試験している。ただし、試験期間の制約により優先順位を設けて、試験条件の選定を行った。また、GFM の重要な設定パラメータである慣性定数やガバナ相当係数が想定した挙動を示しているか確認する目的で、試験結果から慣性定数等を換算し、整合性を確認する手法を検討している。

表 9 ラボ試験 基本確認試験項目

試験項目（大項目）	試験項目（中項目）
動作領域・応答確認試験	有効電力動作領域
	無効電力動作領域
	有効・無効電力動作領域
	力率一定制御動作
周波数変動試験	周波数ステップ上昇・降下
	周波数ランプ上昇・降下
	周波数スキャン
電圧変動試験	系統電圧急変（上昇・降下）
	系統電圧位相急変
	系統電圧不平衡急変
	瞬時電圧低下（LVRT）・上昇（HVRT）
	系統電圧・位相同時急変
電力品質試験	高調波耐量
	フリッカ（ΔV10）確認試験
保護協調試験	系統電圧異常（OVR、UVR）
	系統周波数異常（OFR、UFR）
	単独運転防止

[2] パワー・ハードウェア・イン・ザ・ループ（Power hardware-in-the-loop; PHIL）は、電力ユニットを用いた HIL 技術の一つ。

[3] デジタル・リアルタイム・シミュレータ（Digital Real-time Simulator; DRTS）は、瞬時値解析をリアルタイムで実行可能。

[4] 一般社団法人日本電気協会 系統連系専門部門 系統連系規程 JEAC 9701

[5] 一般財団法人電気安全環境研究所 高圧系統連系保護装置等の試験方法 JETGR0005-1-1.0

表 10　GFM の試験項目検討で参考とした海外文献一覧

地域	発行者	発行年	タイトル	概要
英国	National Grid ESO	2022	The Grid Code (GC0137) [6]	世界初の GFM に係る連系要件を定めたグリッドコード。補足資料に適合試験手順が記載。
英国	National Grid ESO	2023	Guidance Notes for Grid forming Plant, EU Code Users – Issue 1[7]	英国グリッドコード GC0137 に記載された GFM に係る技術的な試験等の詳細について記載されている。
欧州	ACER/ENTSO-E GC-ESC[8]	2023	Advanced Capabilities for Grids with a High Share of Power Park Modules[9]	GC-ESC の専門家グループの技術レポート。GFM に係る技術要件や課題が整理されている。
欧州	ACER	2023	Amendment Draft of establishing a network code on requirements for grid connection of generators (RfG)	欧州グリッドコードである RfG の改訂ドラフト。GFM 要件の義務化について記載されている。
欧州	MIGRATE	2019	D3.6 Requirement guidelines for operating a grid with 100% power electronic devices[10]	EU Horizon 2020 MIGRATE 事業の GFM の要求ガイドラインに係る報告書。GFM に求める特性と検証方法について記載されている。
欧州	OSMOSE	2022	D3.3 Analysis of the synchronisation capabilities of BESS power converters[11]	EU Horizon 2020 OSMOSE 事業の GFM 試験・実証に係る報告書。
ドイツ	VDE	2021	FNN Guideline – Grid-forming & system-supporting behaviour of power-generating modules[12]	ドイツ VDE 規格の GFM に係るガイドライン。
ドイツ	VDE	2021	FNN Guideline – Grid forming behaviour of HVDC systems and DC-connected PMMs[13]	ドイツ VDE 規格の HVDC の GFM に係るガイドライン。試験条件なども記載されている。
米国	NREL	2020	Research Roadmap on Grid-Forming Inverters[14]	米 DOE 事業の一環として作成された GFM の技術ロードマップ。
米国	UNIFI	2022	Specifications for Grid-forming Inverter-based Resources[15]	米 DOE 事業の一環として設立されたコンソーシアム UNIFI が取りまとめた技術仕様。UNIFI は、GFM インバータのユニバーサルな相互運用性の確保等を目的としている。
米国	HECO	2021	Hawaiian Electric Island-Wide PSCAD studies (Stage 2 System Impact Study)	HECO が GFM 機能の能力評価及び導入に向けた潜在的なリスクを特定することを目的に EMT 解析を実施した報告書。
米国	HECO	2023	Incorporation of Elements from IEEE 2800-2022 Into The Stage 3 Request for Proposals[16]	HECO の GFM 機能付き蓄電池の公募要件。GFM 制御に係る機能や特性が明記されている。
豪州	AEMO	2023	Voluntary Specification for Grid-forming Inverters[17]	AEMO が GFM の仕様について整理した報告書。GFM に求める性能などが整理されている。

[6] National Grid ESO, The Grid Code, Issue 6, Revision 16, European Compliance Processes (ECP), APPENDIX 9, Compliance testing for grid forming plant, Grid Code documents | ESO (nationalgrideso.com), 2024 年 3 月 12 日確認
[7] National Grid ESO, Guidance Notes (EU Code) (nationalgrideso.com), 2024 年 3 月 12 日確認
[8] グリッドコード欧州ステークホルダー委員会（GC-ESC）は、欧州エネルギー規制機関 ACER および欧州送電系統運用者ネットワーク ENTSO-E が設置した委員会。
[9] ACER, GC-ESC, Expert Group, Advanced Capabilities for Grids with a High Share of Power Park Modules, Report Version 1.00, 12. Jun. 2023, GC-ESC EG ACPPM Report version 1.00 (windows.net), 2024 年 3 月 12 日確認
[10] EU Horizon, MIGRATE, http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.2.36586.67528, 2024 年 3 月 12 日確認
[11] EU Horizon, OSMOSE, Resource center – Osmose (osmose-h2020.eu), 2024 年 3 月 11 日確認
[12] FNN Guideline – Grid-forming & system-supporting behaviour of power-generating modules, Version 1.0, Dec. 2021
[13] FNN Guideline – Grid forming behaviour of HVDC systems and DC-connected PMMs, Aug. 2020
[14] Yashen Lin, et. al., Research Roadmap on Grid-Forming Inverters, Nov. 2020
[15] UNIFI, Specifications for Grid-forming Inverter-based Resources, Version 1, Dec. 2022
[16] HECO, Competitive Bidding for System Resources | Hawaiian Electric 2024 年 3 月 12 日確認
[17] AEMO, gfm-voluntary-spec.pdf (aemo.com.au) 2024 年 3 月 12 日確認

本事業では「①.2.1 蓄電池向け慣性低下対策 PCS の製作」で示したようにメーカ特有の異なる制御を有する蓄電池 GFM を試験可能な手法を検討した。今後の実用化および認証試験を見据え、要求仕様を満たすことを確認しつつ、メーカ毎の異なる制御機構を公正に評価することが期待される。ここでは、特定の制御機構を持つ慣性低下対策 PCS を可能な限り同一条件で正しく評価するために、各プロトタイプの制御パラメータの整合性を整理し、主要な制御パラメータの設定値を一致させた条件で試験を実施することとした。主な GFM インバータの制御パラメータの試験条件を表 11 に示す。主要な制御パラメータは、前 NEDO 事業を踏襲し、慣性定数とガバナ相当係数とした。加えて、配電系統特有の機能として要求仕様に盛り込むことが検討されている力率一定制御（Automatic power factor regulation; APFR）、単独運転防止機能（Anti-islanding protection; AIP）の有効・無効による影響を確認することとした。次に、第 1 回ラボ試験で優先的に実施する試験項目を整理したものを表 12 に示す。各試験項目の試験条件は、メーカ特有の挙動を明らかし、定めるべき要求仕様を明らかにする目的から可能な限り網羅的に設定した。例えば、周波数ランプ上昇試験は、周波数変化率（RoCoF）を 0.5, 1.0, 2.0, 3.0, 4.0, 5.0 Hz/sec とするなど細かく設定している。一方で、限られた試験期間で実施することも勘案し、GFM インバータの基本性能と事故時運転継続機能を優先事項に定め、効率的かつ柔軟に試験条件を選定した。

表 11 ラボ試験における GFM インバータの設定

項目・名称		設定組み合わせ						
設定名		基本	A	B	C	D	E	F
略称	単位	Base	H0	H+	G0	G+	APFR	AIP
慣性定数	[s]	2.35	0	7.05	2.35	2.35	2.35	2.35
ガバナ相当係数	[puMW/puHz]	25	25	25	0	75	25	25
力率一定制御機能	有効/無効	有効	有効	有効	有効	有効	無効	有効
単独運転検出機能	有効/無効	有効	有効	有効	有効	有効	有効	無効

※なお、力率一定制御は、0.9 を基本とした。単独運転検出機能は、受動・能動のいずれも同時に有効・無効とした。

表 12 ラボ試験における試験項目

試験番号		設定組み合わせ						
		基本	A	B	C	D	E	F
		Base	H0	H+	G0	G+	APFR	AI
1.1	有効電力動作領域	◎	◎	◎	◎	◎	◎	
1.2	無効電力動作領域	△						△
1.3	有効・無効電力動作領域	△						
1.4	力率一定制御動作	◎	◎	◎	◎	◎	◎	
2.1	周波数ステップ上昇	◎	◎	◎	◎	◎	◎	
2.2	周波数ステップ降下	◎	◎	◎	◎	◎	◎	
2.3	周波数ランプ上昇	◎	◎	○	◎	○	○	
2.4	周波数ランプ降下	◎	◎	○	◎	○	○	
2.5	周波数スキャン	△						
3.1	系統電圧急変（上昇）	◎					◎	
3.2	系統電圧急変（降下）	◎					◎	
3.3	系統電圧位相急変	◎	◎	○	◎	○	○	△
3.4	系統電圧不平衡急変	◎	◎	◎	◎	◎	◎	△
3.5	瞬時電圧低下（LVRT）	◎	◎	○	◎	○	○	△
3.6	瞬時電圧上昇（HVRT）	△						
3.7	系統電圧・位相同時急変	△						△
4.1	高調波耐量	◎						
4.2	フリッカ（ΔV10）確認試験	◎						
5.1	系統電圧異常（OVR）	◎						
5.2	系統電圧異常（UVR）	◎						
5.3	系統周波数異常（OFR）	◎						
5.4	系統周波数異常（UFR）	◎						
5.5	単独運転防止	◎						

※なお、◎印は全ての条件を実施。○印は条件を選定して実施。△印は今後実施するか検討するもの。

（PHIL 試験について）

PHIL 試験では、基本試験では確認が困難な系統擾乱時の電力系統との相互作用に焦点を当て、蓄電池向け GFM の性能評価を実施する。PHIL 試験は、被試験体が任意の電力系統に連系した際の挙動や性能を評価するための手法で、電力系統をデジタルリアルタイムシミュレータ（Digital real-time simulator; DRTS）で模擬し、被験体を接続することで両者の相互作用をリアルタイムで評価可能である。また、電力系統モデルで事故等の系統擾乱を発生した際に連系された被試験体の挙動をより現実に近い条件で評価可能な点が特徴である。

PHIL 試験に用いる系統モデルを図 26、試験項目を表 13 に示す。GFM インバータの性能は、連系地点によって系統への影響が異なることが前 NEDO 慣性力事業で明らかになっている。そのため、様々な系統条件を想定できるように柔軟なかつシンプルな系統モデルを開発・構築した。電源、送電線、配電線で構成されており、送電線の長さやインバータ電源の種類、容量比率などを自由に変更できるように設計している。また電源は、火力発電を想定した同期発電機およびインバータ電源（以下、IBR）の 2 種類で構成され、IBR は従来型 GFL、S-GFL、GFM の 3 種類とした。同期発電機と IBR の容量比率を変更することで異なる非同期電源の比率（IBR 比率）の条件を再現することとした。表 13 で示すように A から E の 5 つの異なる系統擾乱等のテストケースを想定している。

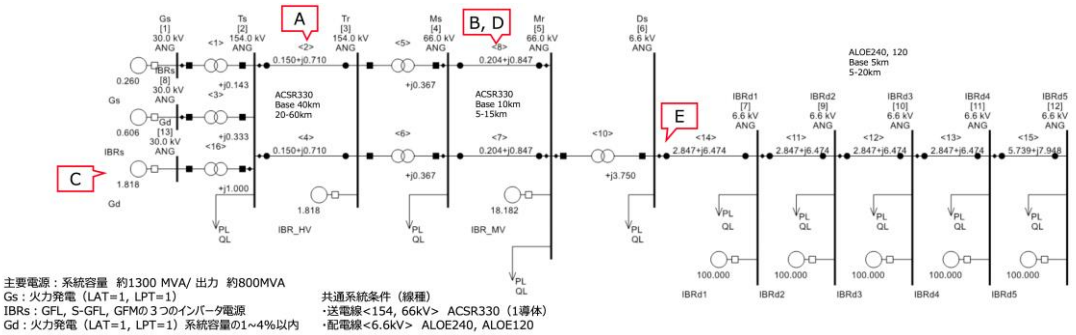


図 26　ラボ試験の PHIL 試験で用いる系統モデル

表 13　ラボ試験　PHIL 試験項目

試験ケース	擾乱種類	試験シーケンス
A	発電機間動揺	送電線＜２＞を開放、10ms 後に閉路。
B	地絡･短絡	送電線＜８＞で短絡･地絡が発生。0.70ms 後に送電線１回線開放。事故種類は 3LG, 2LG, 1LG, 3LS, 2LS
C	電源脱落	発電機 Gd（全電源容量の 1%程度）が脱落。
D	送電線ルート断	送電線＜８＞を開放。
E	単独運転	送電線＜１４＞の高圧側 CB を開放。

PHIL 試験の検討に向けた事前確認を実施した。これまでに、配電系統モデルと被試験体の GFM インバータを接続するためのインタフェース手法として PQ 手法に加えて Ideal transformer method（ITM）を実装し、産総研が保有する GFM インバータにより、PHIL 環境による三相地絡事故（3LG）の模擬試験を実施した。図 27 に検証した PHIL 試験の概要図を示す。また、DRTS 内の配電線に被試験体の GFM インバータを接続し、上位の送電線で 3LG を発生させたときの挙動を図 28 に示す。これらの結果から、実装した環境により PHIL 試験を安定に実行することができ、GFM インバータを幅広い系統条件で試験できる見通しが得られた。

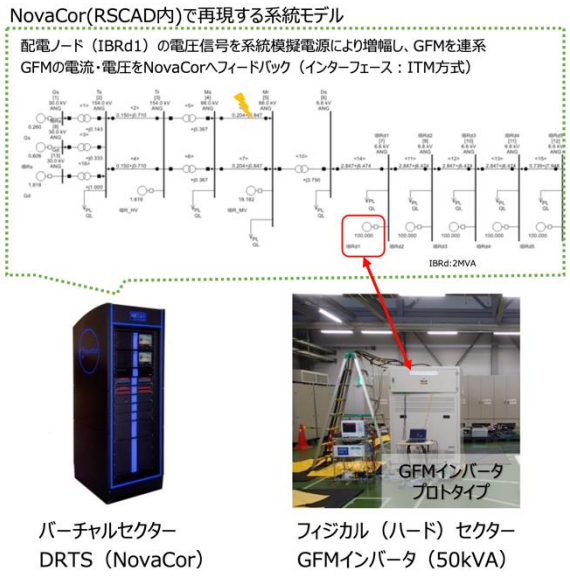
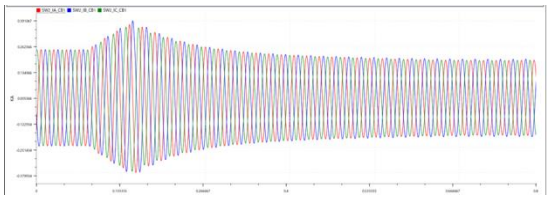


図 27　PHIL 試験の概要図



a) GFM インバータ端の交流相電圧



b) GFM インバータ端の交流電流出力

図 28　3LG 故障を模擬した PHIL 試験一例（試験ケース：B-3LG-1）

②.1.3　慣性低下対策 PCS の模擬試験系統による評価手法の検討

本章冒頭で記載の通り、模擬系統試験では、実系統での実証試験と同じ位置づけでより実証に近い環境で他の機器との干渉などより複合的な検証を行い、ラボ試験では困難な検証や配電系統特有の課題の抽出・検証を行うことが目的である。模擬試験系統による評価手法の検討に当たっては、検証対象の開発機器がターゲットとしている設置場所・環境等のユースケースを考慮した上で、想定される試験項目を列挙した。

開発機器は、2030 年代以降より配電系統に導入される 6.6kV 系統連系用インバータとして開発されていることから、模擬系統試験についても PV が大量連系された配電系統で起こり得る条件を試験項目として列挙した。なお、同条件に関する試験は、過去の NEDO 事業※での配電系統電圧制御機器の実証試験を参考とした。以下に、試験項目を列挙する。

※「分散型エネルギー次世代電力網構築実証事業」、平成 26 年度～平成 30 年度、P14010

◎基本性能

○機器起動・停止動作の確認

・機器起動動作　　正常に起動するか確認する。

・機器停止動作:　　正常に停止するか確認する。

・系統復帰時動作:　　正常に復帰するか確認する。

・通信不能(集中制御):　　通信不能時の機器の動作を確認する。

○機器故障時の動作

・軽故障発生時動作:　　軽故障を模擬的に発生させた際の動作を確認する。

・重故障発生時動作:　　重故障を模擬的に発生させた際の動作を確認する。

◎性能評価

○通常運転時の安定性

・電圧三相不平衡時:　　送り出し電圧不平衡時の動作を確認する。

・負荷不平衡時　　負荷不平衡時の動作を確認する。

・高調波発生時　　送り出し電圧高調波重畳時の動作を確認する。

○配電系統事故時の動作

・地絡事故　　地絡事故時の動作を確認する。
・短絡事故　　短絡事故時の動作を確認する。
・断線事故　　断線事故の動作を確認する。

○事故時運用時の動作
・単独運転検出能動信号との協調:単独運転検出能動信号出力時の動作を確認する。
・単独運転時:　　単独運転時の動作を確認する。

○ループ切替時の動作
・ループイン・ループアウト時:　　ループイン・ループアウト時の動作を確認する。

○電力系統擾乱時の動作
・瞬時電圧低下:　　瞬時電圧低下時の動作を確認する。
・周波数ステップ変動時:　　周波数ステップ変動時の動作を確認する。
・周波数ランプ変動時:　　周波数ランプ変動時の動作を確認する。

◎電圧制御

○通常運転
・LRT タップ動作時:　　LRT タップ動作時の動作を確認する。
・電圧ステップ変化:　　電圧ステップ変化時の動作を確認する。
・変圧器投入インラッシュ:　　変圧器投入インラッシュ時の動作を確認する。

○負荷特性による影響
・負荷の投入・開放:　　負荷の投入・開放時の動作を確認する。
・モータ負荷:　　モータ負荷運転・停止時の動作を確認する。

○分散型電源の発電特性による影響
・分散型電源の起動・停止:　　分散型電源起動・停止時の動作を確認する。

○フリッカへの有効性確認
・フリッカ発生時:　　送り出し電圧がフリッカ時の動作を確認する。

---

1 回目の試験では、各メーカ GFM、GFL の計 5 機種に対して 2 週間の試験実施を計画している。以上の列挙した試験項目に対して、機器開発でのユースケース検討、機器仕様、ラボ試験項目を踏まえて、試験項目の絞込、内容の具体化を検討した。検討した試験項目案と該当ユースケースを以下に示す。

◎慣性応答

・ユースケース：再エネ普及により非同期電源比率が増加し系統全体の慣性力が低下した場合において、送電線 N-2 事故により同期発電機脱落した際に系統の周波数が著しく低下し、発電機が一斉解列する事で大停電にいたる。
・試験概要：長亘長配電線末端に接続された供試機器が、周波数低下時に正常な有効電力を出力するか確認する。

◎単独運転

〇供試機器単独
・ユースケース：供試機器の周波数変動を抑制する機能が、単独運転検出機能の周波数変化を助長させる能動信号へ干渉し、供試機器の単独運転検出に影響を及ぼす懸念がある。
・試験概要：単独運転状態を模擬し、供試機器が単独運転を検出し、解列するか確認する。

〇現行 PV-PCS との複合

・ユースケース：供試機器と現行 PV-PCS(低圧新型能動方式)が干渉し、単独運転状態を検出しなくなる懸念がある。

・試験概要：供試機器が連系されることにより、現行 PV-PCS の単独運転検出時間が長時間化しないか確認する。

◎LVRT

・ユースケース：長亘長配電線末端に接続された供試機器が、瞬時電圧低下時に運転継続できない懸念がある。

・試験概要：周波数低下時に正常な有効電力を出力するか確認する。

◎電圧歪み

〇変圧器投入・モーター始動電流・高調波

・ユースケース：瞬時値電圧波形の歪みによりゼロクロスポイントがずれて、正常に周波数検出できなくなる懸念がある。

・試験概要：瞬時値電圧波形の歪みによる制御機能への影響を確認する。

〇系統切替

・ユースケース：位相が切り替わったときに周波数検出へ影響する懸念がある。

・試験概要：瞬時値電圧波形の歪みによる制御機能への影響を確認する。

◎回転型分散電源との干渉

・ユースケース：負荷変動時において配電系統内の他の回転型分散電源の動揺と干渉する懸念がある。

・試験概要：負荷変動時において、回転型発電機の動揺との干渉を確認する。

---

②.1.4　認証試験との整合性に関する検討

要求仕様案を踏まえて、2024 年度下半期より検討を開始する予定である。

②.2　慣性低下対策 *PCS* の試験・評価

②.2.1　慣性低下対策 PCS のラボ評価試験

（GFM インバータのラボ試験について）

図 25 に示したとおり、2024 年 1 月より第 1 回試験を順次進めている。本稿では、1 社目（A 社）のラボ試験結果（2024 年 2 月時点）を報告する。なお、試験結果は随時整理・分析を進めており、速報値による暫定的な結果・考察を示す。また、A 社のプロトタイプは、2024 年 12 月頃に単独運転防止機能の試験を予定している。試験機器構成の概略図、ラボ試験の外観をそれぞれ図 29 及び図 30 に示す。ラボ試験のうち基本試験は、系統連系規程（JEAC9701）及び JET 試験に記された高圧系統連系保護装置の装置構成に基づいて実施した。

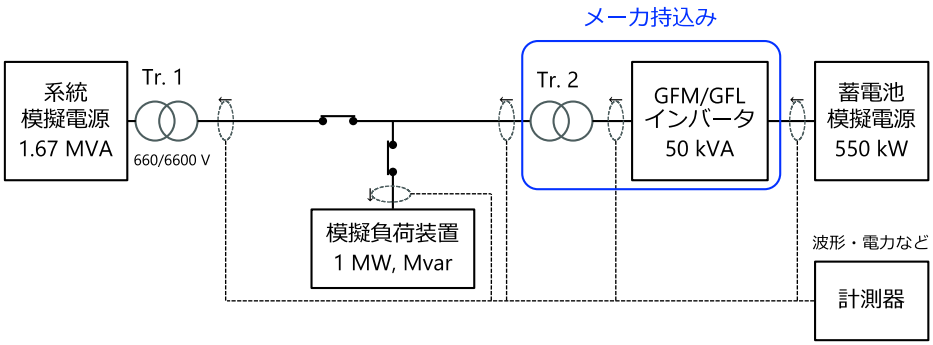


図 29　試験環境・構成の概略図

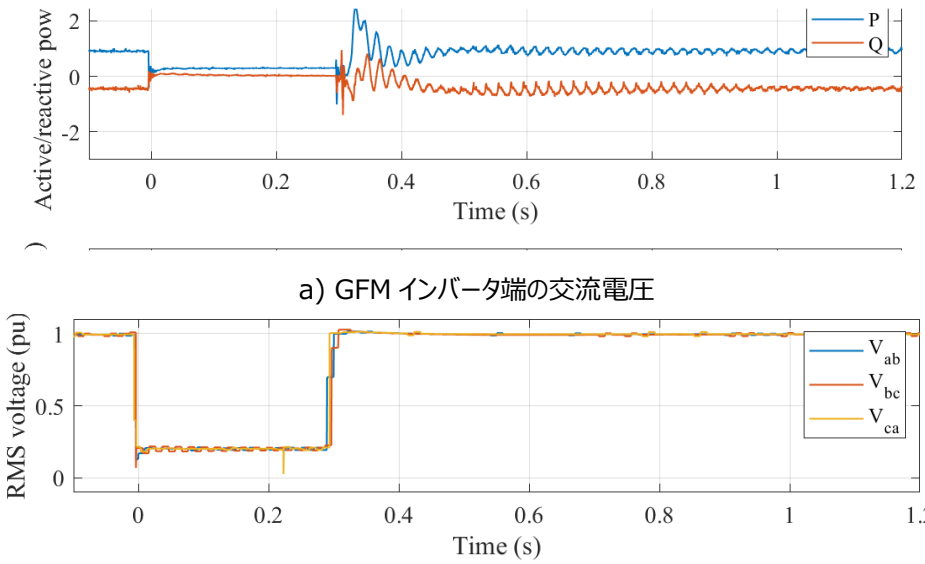


図 30　A 社のラボ試験外観

（GFM 基本試験）

GFM インバータの基本試験は、表 12 に沿って実施した。実際に想定される様々な条件を考慮するため、試験期間を鑑み優先順位を設けた上で、可能な限り網羅的に検証を行なった。例えば、表 12 の試験番号 2.3「周波数ランプ上昇」について、RoCoF を 0.1, 0.5, 1.0, 2.0, 3.0, 4.0, 5.0 の 7 つの試験条件について検証している。他にも、試験番号 3.5「瞬時電圧低下（LVRT）」は、限界性能を把握する目的で投入位相角、残電圧、事故除去時間など細かく変更し、重点的に検証を行った。ただし、異常停止した場合はより厳しい試験条件の実施は行わないものとした。第 1 回試験は、各プロトタイプの挙動および限界性能を確認し、定めるべき要求仕様および検討すべき追加の試験項目を検討する位置付けとしている。

図 31 に試験番号 3.5「瞬時電圧低下（LVRT）」の試験結果一例を示す。残電圧 20%の瞬時電圧低下に対して並列運転を継続している。有効電力出力が、電圧復帰後、瞬時電圧低下発生前の 80%に復帰する時間は 0.1 秒以内かについては定義・判定基準を今後検討が必要である。また瞬時電圧低下時に期待通り、過電流制限値まで故障電流が供給されており、適切に過電流制御が実装されている。一方で、瞬時電圧低下直後に一時的に故障電流が低下する特性が確認できる。加えて、瞬時電圧低下直後および電圧復帰直後において交流電流出力の最大値が瞬時的に定格電流の 150%以上の電流が供給されている。事故直後に FRT モードへ移行しており、事故除去により電圧復帰後のどのタイミングで FRT モードから GFM モードへ復帰を求めるかを念頭に電圧復帰後の挙動について要求仕様等により定義する必要があることが確認された。各メーカは、事故時運転継続（FRT）の実現に向けて様々な制御方法で実現する可能性が高い。そのため、特に「事故直後」「事故継続中」「事故除去後」の 3 つの状況下における GFM への要求を正しく整理しなければならないことが確認された。



a) GFM インバータ端の交流電圧

b) GFM インバータ端の交流電流出力

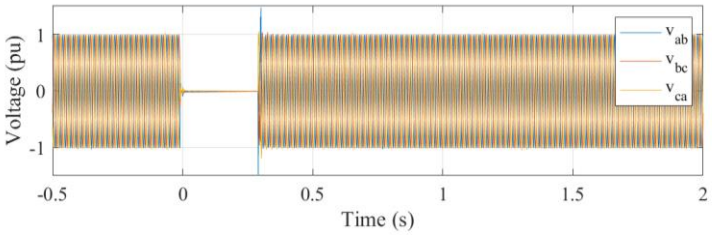
図 31　GFM インバータの LVRT 試験結果一例（A 社ラボ試験）

(S-GFL インバータのラボ試験について)

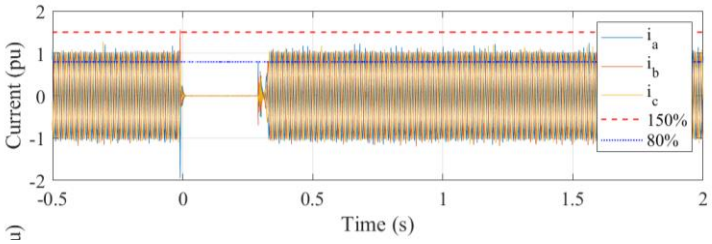
当初の実施計画では、前 NEDO 慣性力事業で概ね既存の JET 試験に適合する見通しが得られていたため、電中研赤城試験センターにおける「②.2.2　模擬試験系統による評価試験」でより実証に近い検証を想定していた。一方で、前 NEDO 慣性力事業で試験していないメーカのプロトタイプが含まれていること、周波数不感帯を設けるなど新たに追加した機能が要求仕様に含まれていること、軽微な修正・調整により適合見通しと判断された一部の試験項目について再度確認することが望ましいとの実施者作業会での意見等を踏まえてラボ試験も実施することとした。

S-GFL インバータの試験対象となるプロトタイプは、A 社および C 社の 2 社を想定している。なお、A 社は前 NEDO 慣性力事業で試験していないメーカのプロトタイプである。従って、前 NEDO 慣性力事業で実施した JET 試験の項目を中心に試験を実施している。また、C 社の試験は、2024 年 8 月頃を予定している。

A 社の S-GFL プロトタイプの試験結果について、前 NEDO 慣性力事業の JET 試験で「機器構成や制御ロジック等の軽微な修正で適合が見込める」と判定された試験項目を実施し、速報値の暫定的な見解ではあるが、いずれの試験項目も適合範囲内であることを確認した。具体的には、JET 試験項目のうち「瞬時電圧低下（FRT/LVRT）」、「系統電圧異常（OVR、UVR）」、「系統周波数異常（OFR、UFR）」および「単独運転防止」を実施した。前 NEDO 慣性力事業では、LVRT 試験において電圧復帰後、定格電流の 150%以内の判定基準を逸脱するケースが確認されていたが、今回は適合範囲内に収まることを確認している。試験項目のうち、瞬時電圧低下（LVRT）試験の結果一例を図 31 に示す。S-GFL は、残電圧 0%の瞬時電圧低下に対して並列運転を継続している。有効電力出力が、電圧復帰後、瞬時電圧低下発生前の 80%に復帰する時間が 1 秒以内である。交流電流出力の最大値が定格電流の 150%以下である。次に、単独運転防止試験の結果一例を図 33 に示す。供給電圧スイッチを開路し、単独運転に移行後、3 秒以内に解列していることが確認できている。以上から適合範囲内となる見通しを得ている。



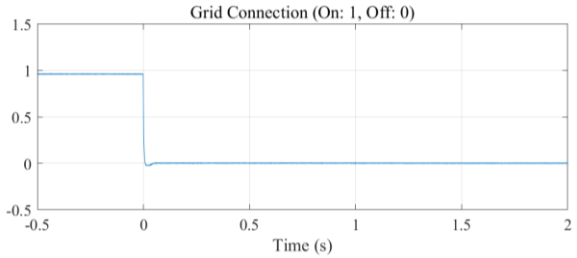
a) S-GFL インバータ端の交流電圧



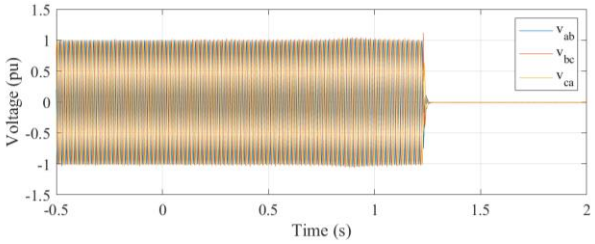
b) S-GFL インバータ 端の交流電流出力

図 32 S-GFL インバータの LVRT 試験結果一例（A 社ラボ試験）

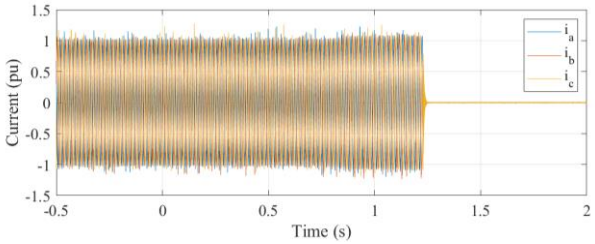
事故種類：三相短絡（3 LG）、残電圧：0%、位相投入角：0 度



a) 閉回路スイッチ状態（連系運転：1、単独運転： 0）



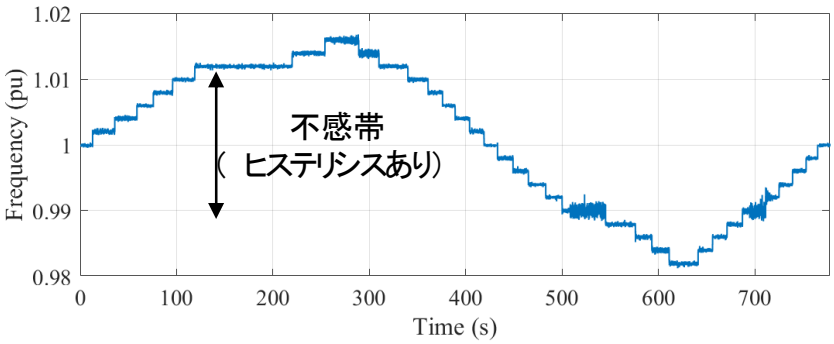
b) S-GFL インバータ端の交流電圧



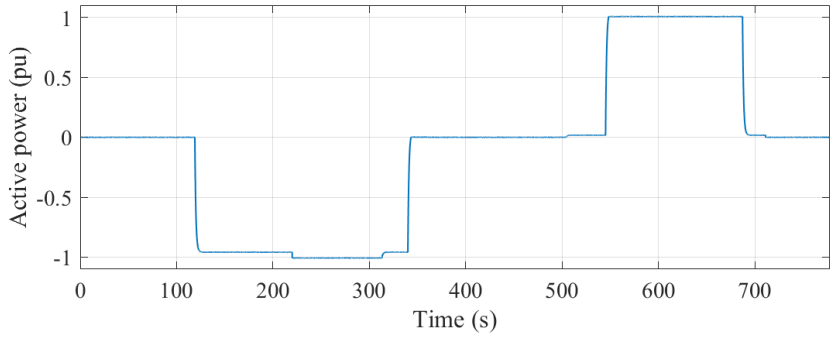
c) S-GFL インバータ端の交流電流出力

図 33 S-GFL インバータの単独運転防止試験結果一例（A 社ラボ試験）

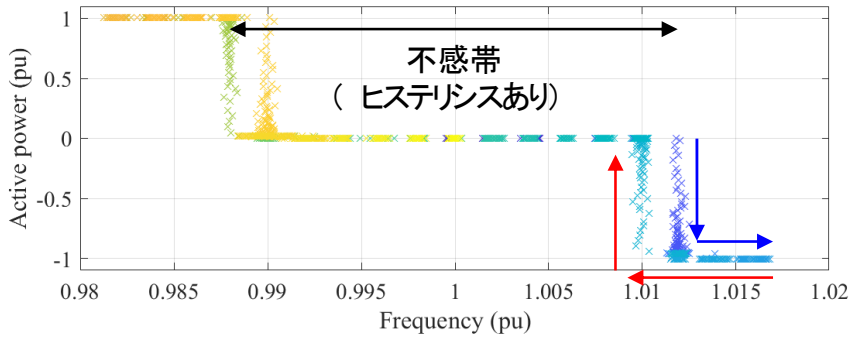
また、新たに追加した周波数不感帯の挙動を確認するため周波数不感帯を有効とした場合の周波数変化に対する動作確認を実施し、想定通りの挙動を確認している。周波数応答の確認試験の結果一例を図 34 に示す。なお、周波数不感帯のヒステリシスとは周波数が不感帯を超えて適切な出力応答をしたのち、再び周波数が不感帯内に戻った場合において、不感帯とは別に設定した周波数に達するまで出力を維持する機能のことである。この試験では、周波数が不感帯を逸脱すると瞬時に有効電力を供給し、周波数が不感帯以内に戻ってもヒステリシス機能により、指定周波数に戻るまで有効電力の供給を維持し、指定周波数以内に戻ったのち、イベント発生前の有効電力に戻ることが確認できている。



a) S-GFL インバータ端の周波数推移



b) S-GFL インバータ端の有効電力出力推移



c) 周波数に対する有効電力出力の挙動

図 34 S-GFL インバータの周波数応答確認試験の結果一例（A 社ラボ試験）

②.2.2　模擬試験系統による評価試験

模擬試験系統による評価試験は、電力中央研究所・赤城試験センターに既設の「需要地系統ハイブリッド実験設備」(以下、電中研赤城)を使用した。この実験設備は、分散形電源の導入が系統の電力品質や保護保安等に与える影響、ならびにこれらの課題に対する系統側・分散形電源側それぞれの対策技術の開発・評価や総合的な実証試験を行うことを目的に、電力中央研究所が赤城試験センター（群馬県前橋市）に構築したものである。図 35 に需要地系統ハイブリッド実験設備の構成を示す。

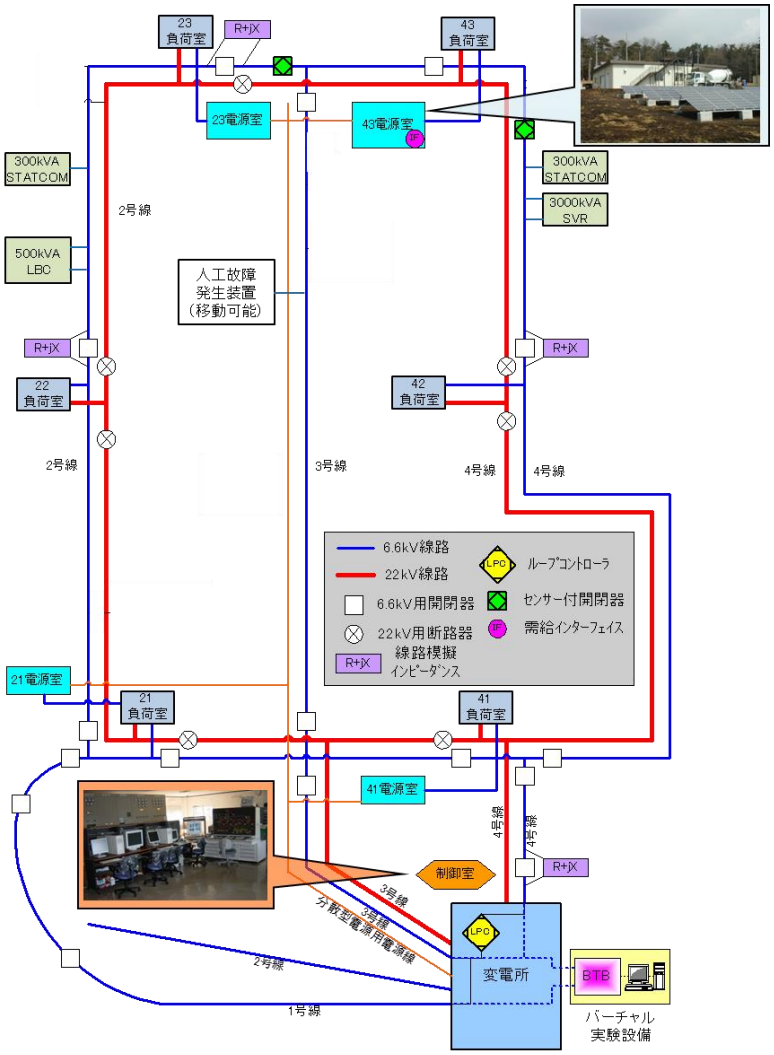


図 35　需要地系統ハイブリッド実験設備の構成

試験設備は、実規模の配電設備（変電所、変圧器（66kV/22kV/6.6kV）2000kVA×2 バンク、22kV および 6.6kV の高圧配電線、高圧模擬線路）、電圧制御装置（SVR、SVC、LBC）、分散形電源設備（同期発電機、誘導発電機、インバータ電源）、模擬負荷装置（インピーダンス負荷、回転機負荷、電子負荷）、光ファイバ情報通信ネットワークなどにより構成される。また、バーチャル実験設備（リアルタイムシミュレータと BTB 電源装置）により、上位系統や隣接系統の挙動をリアルタイムで模擬することができる。

本設備の概要は、以下の通りである。

〇電源および電源装置

・東京電力 PG より 50Hz の商用交流電源

・BTB 電源装置による 60Hz 交流電源

- BTB 電源装置により、6kV 系統における系統擾乱（瞬時電圧低下、高調波、フリッカ等）の発生が可能。

○実験用配電線と通信ネットワーク

・6,600V と 22,000V の配電線路を装備。

・4 箇所に設置した模擬線路により 20km 以上の長亘長線路の実験が可能。

・人工故障発生装置を装備、系統事故時の実験が可能。

・光ファイバによる通信ネットワークを装備、電圧制御装置、分散形電源、負荷の各集中制御の実験が可能。

○分散形電源

・風力やコージェネを模擬する回転形発電機と、太陽光発電、蓄電池等を模擬するインバータ形電源。

・総容量；一配電線の設備容量の半分程度に当たる 1500kW。4 箇所（電源室）に分散して設置。

○負荷装置

・各分散形電源に併設して、合計 1800kW の模擬負荷。6 箇所（負荷室）に分散して設置。

○制御装置

・新型 SVR：各種制御方式

・SVC：電圧一定制御、フリッカ、三相不平衡抑制

本実験設備を用いて、「②.1.3 慣性低下対策 PCS の模擬試験系統による評価手法の検討」での試験項目を図 36 の試験系統にて、実証試験を実施する。供試機器は、長亘長配電線(20km:2＋j4[Ω])の末端に連系される 500kVA 蓄電池用 PCS を想定した。但し、実際の供試機器は 50kVA で製作され、この出力変動による配電線電圧降下による電圧変動が想定条件の 1/10 となる。このため、供試機器の出力変動による電圧変動を検証する試験項目では、電圧変動を想定条件と等価にするため、10 倍の 20+j40[Ω]にて実施する。負荷変動、分散型電源との複合試験については、試験系統内に分散配置された負荷、電源設備を用いる。系統切替の試験では、別の配電線を用いてループ運用を経てから供試機器の接続系統を切り替える。

以上の試験を 1 回目の試験として、A 社 GFM・GFL インバータ、B 社 GFM インバータ、C 社 GFM・GFL インバータの計 5 機種に対して各 2 週間程度、2024 年度に実施予定である。

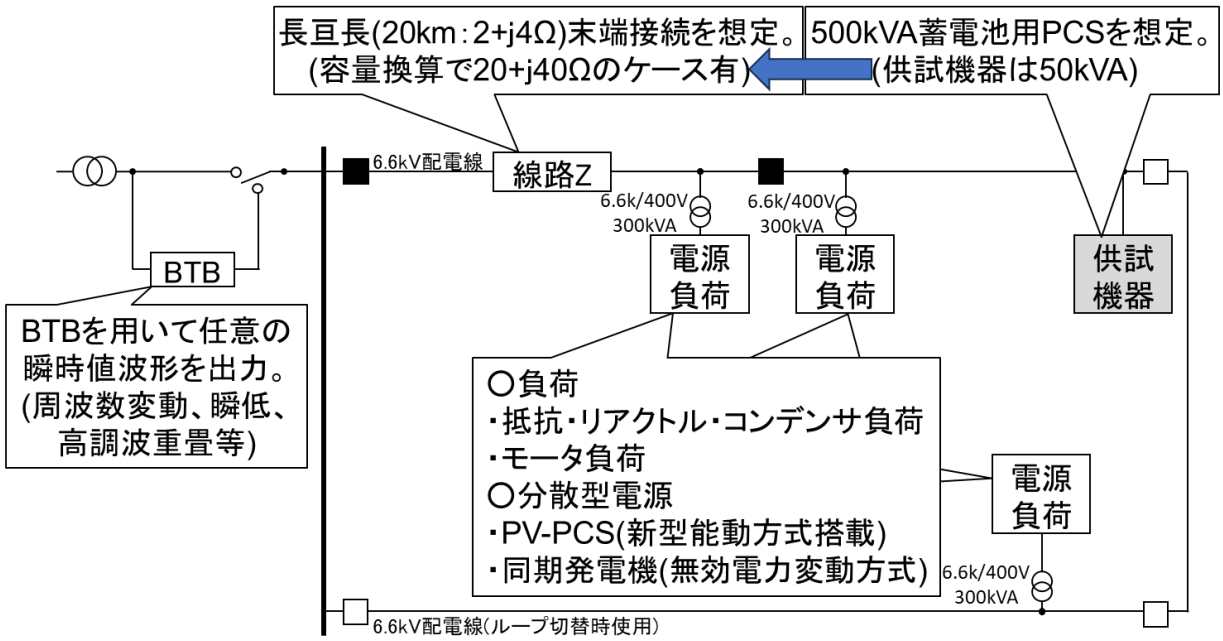


図 36　模擬系統試験での試験回路概要

②.3 慣性低下対策 PCS の試験・評価

要求仕様案を踏まえて、2024 年度末より検討を開始する予定である。

③ 慣性低下対策 PCS の導入効果、影響評価検討（産業技術総合研究所、広島大学、呉工業高等専門学校、北海道大学、東京大学、早稲田大学）

目標 （2025 年 3 月）	慣性低下対策 PCS が導入された系統の安定性解析技術を開発する。また、将来の電力系統のシナリオをとりまとめる。
成果 (2024 年 6 月)	慣性低下対策 PCS が導入された系統の安定性解析を実施する上で重要な要素技術の開発を概ね完了した。加えて、暫定的ではあるものの将来の電力系統のシナリオを概ね取りまとめた。具体的には以下のとおり。 ・縮約技術については、下位系統の縮約技術による大規模系統の系統安定性解析を実施。下位系統に接続された慣性低下対策装置の効果を評価した。 ・実効値モデル開発については、開発した過電流抑制機能を試験機および実効値モデルに実装し、比較評価することにより実効値モデルの妥当性検証を行った。 ・基礎特性解析については、原理を明確化するため簡素な電力系統モデルによる慣性低下対策装置の制御方式及び各種パラメータによる過渡安定性への影響を評価した。 ・シナリオ検討については、2030 年から 2040 年までの需給シナリオに基づき需給分析を実施。系統慣性の年間推移等を評価した。予測を含む詳細分析及び短絡容量解析の準備を整えた。
達成度（見込み）	○　(2025 年 3 月に達成見込み)
達成の根拠／解決方針	2024 年度中に以下の具体的な方針により慣性低下対策 PCS の導入拡大に必要とされる「系統縮約技術」、「実効値解析技術」、「瞬時値解析技術」等の安定性解析技術の開発を予定通り完了見込み。 ・系統縮約手法を活用した電力系統モデルの構築を進め、様々な種類の慣性低下対策装置が系統に分散して連系された際の導入効果を明らかにする。 ・過電流抑制機能を考慮した実効値解析モデルの改良・評価を進め、妥当性を検証する。 ・同期発電機と慣性低下対策装置が混在する系統モデルを構築し、過渡領域における電源間の相互干渉や過渡安定性への影響を評価する。 ・シナリオに基づく慣性低下対策装置の導入効果解析において下位系統を縮約する技術を適用し、より現実的な系統モデルの解析を実施する。 また、2030 年から 2040 年の将来シナリオについて、様々な調査結果及び外部有識者のご意見なども踏まえて暫定シナリオの見直しをするとともに複数のシナリオを検討する。それぞれのシナリオについて需給分析を再度実施し、系統運用の経済性や系統慣性、短絡容量の変化及び対策技術の効果等を検証する。以上の検討により当初の目標を達成する見込み。加えて、短絡容量の算定など慣性低下系統における重要な検討を追加で実施予定。

◎　大きく上回って達成、○達成、△一部未達、　×未達

【実施内容】

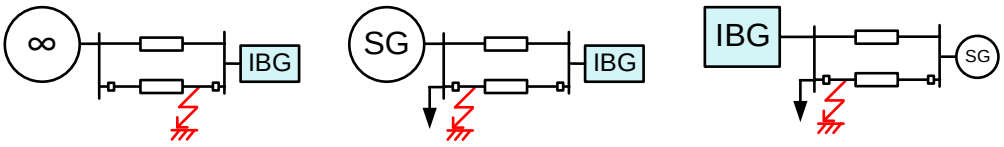
実施項目①および②では、慣性低下対策 PCS の実機製作および試験・評価を実施しているが、本項目では、慣性低下対策 PCS の将来的な普及の形態を検討するとともに、慣性低下対策 PCS の導入により得られる電力系統の安定性の向上効果について明らかにすることを目的として、将来シナリオ検討および系統解析技術開発およびそれによる解析を実施している。将来シナリオ検討においては、第 6 次エネルギー基本計画や、OCCTO マスタープランなどの将来想定に関する公開資料を参考に、慣性低下の補償に必要な対策 PCS の導入量等の算定に取り組んでいる。系統解析技術については、配電系統に慣性低下対策 PCS が多数導入される状況を模擬した基幹系統での解析における 2 つの大きな課題の解決に取り組んでいる。一つは、慣性低下対策 PCS を含む系統のある一部を切り取り縮約する技術である。配電系統では多数の対策 PCS が導入される可能性があり、それらを一つ一つモデリングして解析を行うことは非常に高い計算コストを要するため、縮約技術は重要な解析技術となる。2 つ目は、慣性低下対策 PCS の実効値モデルの開発である。現在慣性低下対策 PCS を含む系統の安定性解析は EMT 解析での実施が主流である。一方で、EMT 解析は計算負荷が高いため、多数の慣性低下対策 PCS を含む基幹系統での解析は膨大な計算時間がかかってしまう恐れがある。慣性低下対策 PCS の実効値モデルを開発することで、計算の負荷を大きく軽減することができる。系統解析については、単純な構成の系統モデルによる、慣性低下対策 PCS の系統安定性への基本的な貢献の明確化と、将来シナリオに基づいて構築した多機系統における詳細な評価の 2 点に取り組んでいる。

③.1　慣性低下対策 *PCS* のシミュレーション等による系統影響評価

本項目では、電力系統の安定性のうち、「位相角安定性」に主眼を置き、慣性低下対策 PCS の導入が同安定性に与える基本的な影響について解析を実施した。位相角安定性は、系統擾乱に対し、電源が運転を継続し、元の状態に復帰する能力を言う。短絡事故等の大擾乱に対しては過渡安定性、微小擾乱に対しては小擾乱位相角安定性に細分される。本項目ではとりわけ過渡安定性に着目している。図 37 に解析に用いた 3 種類のモデルを示す。

1）OneInf モデル：一機無限大母線系統モデル。無限大母線に IBG をインピーダンスを介して接続。
2）2M_S_IBG モデル： 2 機モデル。SG と IBG がインピーダンスを介して相互接続。**SG の容量が IBG の 4 倍**
3）2M_L_IBG モデル： 2 機モデル。SG と IBG がインピーダンスを介して相互接続。**IBG の容量が SG の 4 倍**
＊SG：同期発電機（Synchronous Generator）

OneInf モデルは容量が極めて大きい大規模系統(無限大母線)に対し接続される電源、ここでは IBG の過渡安定性を評価するモデルであり、系統擾乱に対して GFM を実装した IBG が運転を継続できるかを評価する目的で用いた。2M_S_IBG モデルは IBG の導入量が比較的多い系統を模擬しており、事故に対して系統側(SG)も電圧等変動する中での、IBG の過渡安定性を評価する目的で用いた。2M_L_IBG モデルは IBG の導入量が SG を上回る条件のモデルであり、短絡故障により SG が運転継続不可となるリスクに対する GFM インバータの効果を評価する目的で用いた。各モデルにおける定数の設定を表 15 に示す。



(a) OneInf モデル　　(b) 2M_S_IBG モデル　　(c) 2M_L_IBG モデル

図 37　過渡安定性評価用シミュレーションモデル

表 14　系統モデルパラメータ

	OneInf モデル	2M_S_IBG モデル	2M_L_IBG モデル
電圧(kV)	0.44	0.44	0.44
線路インピーダンス(ohm/回線)	j3.37	1.22+j4.07	1.16+j3.87
IBG 容量 (kVA)	50	50	200
IBG 出力指令 (kW)	45	45	160
SG 容量 (kVA)	—	200	50
SG 出力指令 (kW)	—	160	45
負荷(P (kW)+jQ (kVar))	—	200+j60	200+j60

③.1.1　一機無限大母線系統モデル（OneInf モデル）による評価

GFM インバータの制御構造を図 38 に示す。GFMの主たる機能である電圧源の挙動を模擬するのは位相指令を生成する位相制御と、電圧振幅指令を生成する電圧制御の 2 つである。位相制御の方式としては、数式 1 に示すように同期発電機の動特性を模擬する Virtual Synchronous Machine(VSM)や、数式 2 に示すように同期発電機の制動項のみを模擬する Droop などがある。

$$M\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{ref} - P - D\frac{d\delta}{dt}$$ 数式 1

$$D\frac{d\delta}{dt} = P_{ref} - P$$ 数式 2

M：慣性定数($s^2 \cdot kW/rad$)、D：制動係数($s \cdot kW/rad$))、P_{ref}：有効電力指令値(kW)、P：有効電力出力(kW)、δ：内部電圧の位相角(rad)

本検討では位相制御の方式、パラメータ、電流制限の方式、位相制御におけるワインドアップ現象の防止機構の有無など、様々に条件を変化させて EMT 解析により過渡安定性を評価し、同安定性の観点から適切な GFM 制御の構造やパラメータについての知見の獲得を試みた。位相制御については前述の通り VSM と Droop の 2 方式を比較した。電流制限については図 39 に示すように電流指令値のうち優先的に保存する要素を変化させた 3 方式（d 軸優先方式、q 軸優先方式、d-q 比優先方式）について比較を行った。また、後述する電流制限の影響の理論検討においてはさらに 3 方式を追加し、比較検討を行った。最後の要素として、電流制限が作動した際に位相制御に含まれる積分要素において発生するワインドアップ現象を回避するためのアンチワインドアップ制御の有無による比較を行った。

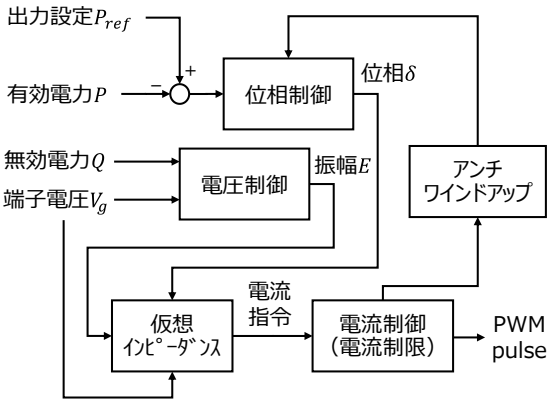


図 38　GFM 制御系

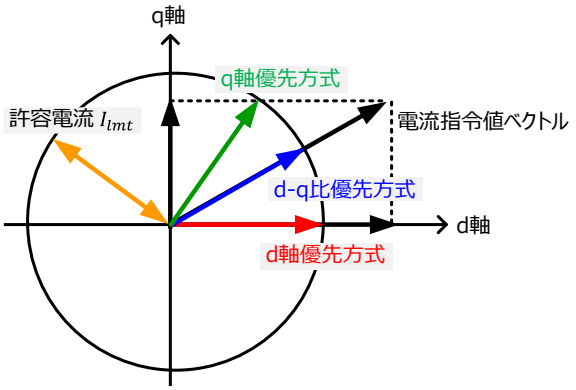


図 39　電流制限の方式

過渡安定性の評価方法について説明する。図 37(a)に示すように IBG の自端での事故を想定し、事故の種類としては三相地絡事故とした。事前に設定した事故継続時間が経過後、2 回線のうち 1 回線を開放することで事故除去を行い、再閉路はなしとした。事故除去後に IBG が元の運転状態に復帰することができる最長の事故継続時間を CCT(Critical Clearing Time)として、過渡安定性の評価指標とした。事故継続時間は 20ms から 400ms まで 20ms 刻みで変化させた。GFM における制御パラメータの基準値として、慣性定数Mは同期発電機相当として 8s、制動係数については同期機のガバナにおいて用いられる調停率に対応した値として 25pukW/puHz を設定した。許容電流は定格容量ベースで 1.5pu とした。慣性定数、制動係数については基準パラメータをベースに様々変化させて検討を行った。

各種条件における CCT の算定結果を表 15 に示す。なお、SG と IBG の比較のため、IBG の代わりに容量が等しく、基準パラメータ相当の SG を連系したケースの CCT も同表に合わせて示した。また、表中、400ms と記載している箇所は厳密には CCT ではなく、今回検討した最長の事故継続時間 400ms の条件においても運転継続が可能であったケースであることを示していることに留意されたい。

表 15　CCT の計算結果（OneInf モデル）

電源	位相制御方式	電流制限方式	アンチワインドアップ	慣性定数 M (s)	CCT (ms) 制動係数D (pukW/puHz) 25	50	75
SG				8	280	—	—
IBG	VSM	なし	—	8	200	300	400
				16	240	340	400
				24	240	360	400
		d軸優先	なし	8	180	240	320
				16	200	300	360
				24	200	320	400
		q軸優先		8	180	260	360
				16	200	300	380
				24	220	320	400
		d-q比優先		8	180	280	380
				16	220	320	400
				24	220	340	400
		d軸優先	あり	8	140	240	320
				16	140	260	360
				24	120	280	380
		q軸優先		8	400	400	400
				16	400	400	400
				24	400	400	400
		d-q比優先		8	400	400	400
				16	400	400	400
				24	400	400	400

電源	位相制御方式	電流制限方式	アンチワインドアップ	CCT (ms) 制動係数D (pukW/puHz) 25	50	75
IBG	Droop	なし	—	160	280	400
		d軸優先	なし	120	180	280
		q軸優先		140	280	380
		d-q比優先		120	240	380
		d軸優先	あり	100	200	300
		q軸優先		400	400	400
		d-q比優先		400	400	400

〇位相制御の方式の影響

VSM と Droop を比較すると、制動係数 D が同値である場合は VSM の方が CCT が長くなる傾向が見られた。VSM は慣性の模擬がある分、事故中の位相角の増加が抑制されるため、Droop よりも位相の発散、つまり脱調が起きづらい。

〇電流制限の方式の影響

傾向としては、d 軸優先、d-q 比優先、q 軸優先の順に CCT が長くなる結果が得られた。q 軸成分を優先することは、無効電流の注入を優先することと等価であり、特に事故除去直後において電圧の復帰を高速化することにつながる。結果として、有効電力出力の回復も早まり、位相角の増加が抑制され、過渡安定性が高まった。

〇アンチワインドアップ制御の効果

アンチワインドアップ制御を組み込むことで飛躍的に CCT が長くなる結果となった。同制御は、電流が制限されている間、内部の位相角の増加を抑制する効果を持つため、脱調(位相角の発散)が起きづらくなる。

○制御パラメータの変更の影響

制動係数を増加させることで、事故中の位相角の増加を抑制するとともに、事故除去後の減衰を強める効果が得られ、CCT が改善する傾向が見られた。慣性定数については、増加に対し CCT が長くなるケースが多いが、減少する場合も見られた。慣性定数の増加は、事故中の位相角の増加は抑制されるが、事故除去後の振動が長周期かつ大振幅となる作用もある。これらの影響の重ね合わせにより、改善される場合と悪化する場合が見られた。

続いて、電流制限の方式による過渡安定性への影響の違いについて、理論的な評価を行った。図 39 に示した方式の他、過電流発生時に仮想インピーダンスを動的に増加させて電流を制限値以下に抑える手法も比較対象とした。具体的には、仮想インピーダンスの抵抗成分のみを調整する「抵抗スケーリング方式」、リアクタンス成分のみを調整する「リアクタンススケーリング方式」、抵抗とリアクタンスの比を保存し、インピーダンスの大きさを調整する「RX 比保存方式」の 3 方式を対象とした。一機無限大母線系統モデルに対して電流制限の方式別に導出した電力相差角曲線を図 40 に示す。電力相差角曲線と出力基準を表す水平線の交点は平衡点と呼ばれ、通常は左側の安定平衡点において運転がなされる。短絡故障などの大擾乱に対し、運転点が右側の不安定平衡点を超えてしまうと電源は同期を維持できなくなってしまう。

このことから、不安定平衡点の位置がより右側にあることが過渡安定性が高いことの一つの要件となる。この観点では、q 軸優先方式が最も不安定平衡点が右側に位置しており、安定性が比較的高く、d 軸優先方式、抵抗スケーリング方式はともに不安定平衡点が安定平衡点に非常に近く、安定性が低いと考えられる。その他、d-q 比優先方式、リアクタンススケーリング方式、RX 比保存方式については中間的な安定性を有すると考えられる。本評価の整合性確認のために実行値シミュレーションを実施し、CCT を算定したところ、図 41 に示すように、評価と整合した CCT が得られた。q 軸優先方式は、過渡時に q 軸電流を優先的に流すことで電圧の維持に貢献する性質があるため、これにより有効電力が減少しづらくなり、安定性が高くなる。電力相差角曲線は様々な条件に依存するが、上記の性質は普遍的なものであるため、q 軸優先方式が過渡安定性において有効であることは一定の普遍性を有するものと考えられる。

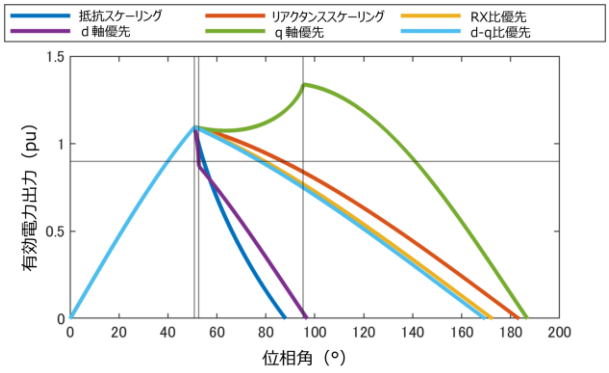


図 40　電流制限方式別の
電力相差角曲線

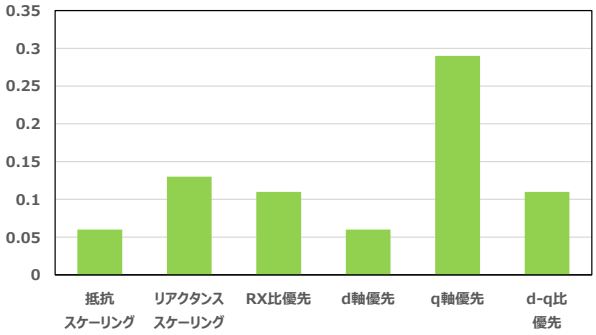


図 41　電流制限の方式別 CCT(単位:s)

③.1.2　2 機モデル（2M_S_IBG モデル）による評価

2M_S_IBG モデルを用いて前項と同様に CCT を算定し、過渡安定性評価を実施した。OneInf(一機無限大母線系統)モデルが大規模系統への小容量の IBG の連系を模擬しているモデルであるのに対し、2M_S_IBG モデルでは、IBG の容量が SG の 1/4 であり、比較的 IBG の導入が進んだ条件となる。GFM の特性のみならず、並列する SG の特性も含めた形での評価となる。擾乱の発生個所を SG 連系母線とし、また、再閉路について事故除去後 1 秒後に開放した線路の再閉路を行うこととした。その他の条件は同様にして瞬時値シミュレーションにより CCT を算定した。結果を表 16 に示す。

○主制御系の影響

VSM、Droop について、いずれも 400ms の事故に対しても運転継続が可能な条件は存在するが、例えば制動係数をともに 25 pukW/puHz とした場合、VSM の方が CCT が短くなる傾向が見られた。慣性の模擬は事故中の位相の増大を抑制する一方で、事故除去後の振動の長周期化、振幅増大を招くため、CCT が短くなる場合がある。

○パラメータ変更の影響

制動係数の増加に対しては OneInf モデルと同様に CCT の向上効果が得られる傾向が見られたが、一部のケースにおいて CCT が短くなる結果となった。これは、電流制限の影響により制動係数の大小と位相変動の大小の関係が逆転してしまう場合があることが原因であった。アンチワインドアップ制御によって改善される場合も見られた。

慣性定数の増加に対しては一様に慣性定数が大きいほど CCT が悪化する傾向となった。これは、慣性定数が大きいことで得られる事故中の相差角の増加よりも、事故除去後の動揺の増加が強く表れてしまったためと考えられる。

○その他（電流制限、アンチワインドアップ制御の影響）

OneInf モデルと同様の傾向となったため割愛する。前項を参照されたい。

表 16　CCT の計算結果（2M_S_IBG モデル）

電源	位相制御方式	電流制限方式	アンチワインドアップ	CCT (ms)			
				慣性定数 M (s)	制動係数D (pukW/puHz)		
					25	50	75
SG				4	160	—	—
IBG	VSM	なし	—	4	400	400	400
				16	220	280	300
				28	20	120	180
		d軸優先	なし	4	60	0	0
				16	0	0	0
				28	0	0	0
		q軸優先		4	400	400	380
				16	220	260	280
				28	0	80	180
		d-q比優先		4	320	280	160
				16	0	0	0
				28	0	0	0
		d軸優先	あり	4	60	0	0
				16	0	0	0
				28	0	0	0
		q軸優先		4	400	400	400
				16	330	380	400
				28	220	300	320
		d-q比優先		4	400	400	400
				16	300	340	360
				28	200	260	280

電源	位相制御方式	電流制限方式	アンチワインドアップ	CCT (ms)		
				制動係数D (pukW/puHz)		
				25	50	75
IBG	Droop	なし	—	400	400	400
		d軸優先	なし	300	180	0
		q軸優先		400	400	340
		d-q比優先		400	360	240
		d軸優先	あり	300	180	0
		q軸優先		340	400	400
		d-q比優先		400	400	400

③.1.3　2 機モデル（2M_L_IBG モデル）による評価

2M_L_IBG モデルでの検討結果について説明する。同モデルは、IBG の導入がさらに進み SG よりも容量が大きい条件のモデルとなっている。このケースでは、容量が小さい SG の方が脱調に至りやすく、これまでは GFM インバータの事故時運転継続能力を評価してきたが、本モデルでは SG の運転継続能力に対し、GFM インバータがどのような作用を及ぼすかを評価することが目的である。擾乱発生個所を IBG の連系母線とし、その他の条件を前項と同様にして CCT の算定を実施した。結果を表 17 に示す。

○全体の傾向

OneInf モデル、2M_S_IBG モデルでの検討と比較すると、条件の変化による CCT の変化は比較的小さく、GFM 自身の過渡安定性と比較して他の電源の過渡安定性への影響は小さい。

○位相制御の影響

VSM の方が CCT が長くなる傾向が得られた。連系する SG が慣性を持つため、同様に慣性を模擬することで位相角の乖離が抑制されやすいことが要因と考えられる。

○電流制限の影響

d 軸優先方式では安定性が改善し、q 軸優先方式では低下する傾向となり、OneInf モデル、2M_S_IBG モデルとは逆の結果が得られた。これは、SG の脱調を防ぐために IBG に求められる挙動が変化するためである。本モデルでは容量が少ない SG が脱調しやすく、事故除去直後において、SG の方が位相が進んでいる状態となる。位相差を減少させるためには、IBG の位相は増加する必要があり、より出力電力が抑制される d 軸優先が有効となったと考えられる。

表 17　2M_L_IBG モデルでの CCT

電源	位相制御方式	電流制限方式	アンチワインドアップ	慣性定数 M (s)	CCT (ms) 制動係数D (pukW/puHz) 25	50	75
SG				8	140		
IBG	VSM	なし	—	8	80	120	160
				16	200	180	180
				24	200	200	180
		d軸優先	なし	8	220	200	180
				16	200	200	200
				24	200	200	200
		q軸優先		8	200	180	180
				16	180	180	180
				24	160	180	160
		d-q比優先		8	220	200	200
				16	200	200	200
				24	200	200	200
		d軸優先	あり	8	200	200	180
				16	200	200	200
				24	200	200	200
		q軸優先		8	60	60	60
				16	60	100	80
				24	80	100	120
		d-q比優先		8	80	120	140
				16	140	160	160
				24	160	160	160

電源	位相制御方式	電流制限方式	アンチワインドアップ	CCT (ms) 制動係数D (pukW/puHz) 25	50	75
IBG	Droop	なし	—	80	140	160
		d軸優先	なし	80	140	160
		q軸優先		100	140	180
		d-q比優先		80	140	180
		d軸優先	あり	80	140	180
		q軸優先		60	60	60
		d-q比優先		60	100	120

○アンチワインドアップ制御の影響

アンチワインドアップ制御についても、前述の検討とは逆で、実装がない方が安定となった。理由は電流制限の場合と同じく、事故除去後に IBG の位相がさらに進んだ方が SG の脱調抑制になるため、アンチワインドアップ制御による位相増大の抑制がない方が安定になったと考えられる。

○パラメータ変化の影響

全体的な傾向としては、慣性定数、制動係数の増加は CCT の改善に有効である傾向が得られた。一方で、VSM においてアンチワインドアップ制御がない場合には、慣性定数、制動係数の増加により CCT が改善する場合と悪化する場合の両方が見られ、一様な結果とならなかったが、CCT の変化が比較的小さく、大きな影響ではなかった。アンチワインドアップ制御がない場合は内部の位相と実際の出力位相に乖離が発生することもあり、現象が複雑となる。明確な原因の解明については今後詳細な検討を行う必要がある。

③.1.4　得られた示唆

本検討では、比較的単純な構成を持つ系統モデルに対して、GFM 制御の構造やパラメータを多様に変化させて過渡安定性を評価することで、過渡安定性の観点から望ましい GFM の制御方式やパラメータ設定の明確化を試みた。GFM 自身が短絡故障に対し運転を継続するという観点では、Droop もしくは慣性定数を低い値に設定した VSM において、高い制動係数、電流制限方式として q 軸優先もしくは d-q 比優先、アンチワインドアップ制御の実装といった条件にすることで、位相の増加を抑制することができ、高い効果があることが分かった。一方で、他の同期機の安定性への貢献という観点では、位相の増加を抑制することがむしろ他の同期機の脱調を助長する可能性があり、とりわけ q 軸優先方式およびアンチワインドアップ制御による悪影響は大きいといえる。過渡安定性を確保する上で重要なのは、特定の事故に対してできるだけ高い CCT を確保することではなく、あらゆる事故においてできるだけ多くの電源が運転継続できるように、CCT の最小値を高くすることである。この観点において、電流制限方式は中間的な性質の d-q 比優先とした上で、アンチワインドアップ制御は実装し、慣性定数、制動係数を大きな値に設定することで平均的に高い値とすることが可能である。なお、上記は単純な構成の検討結果に基づいた評価であり、あくまで基本的な検討の範囲を出ないことに留意されたい。今後、多機系統での検討を通してより普遍的な知見を整理する予定である。

③.2 慣性低下対策 *PCS*（*VSM*）の系統安定化効果の検討

これまで、広島大学で提案済みの VSM 方式（単相同期化力インバータ SSI：Single-phase Synchronous Inverter と呼ぶ）の慣性低下対策 PCS について、系統安定化効果の検討を行った。時間スケール分割に基づく NIC (Non-interference core dynamics) という独自設計手法を採用し、コア-シェルモデルに基づき制御設計を行った。動揺方程式に基づく同期コントローラ、電圧制御、周波数制御等の基本機能を改良し、実際に実験を行い、検証を実施した。実験結果によって裏付けられた実効値モデルの開発・検証も行い、周波数安定性に対するシミュレーションを通じて、最終的に VSM 方式の系統導入効果および提案方式の効果も確認した。また、慣性低下対策 PCS を系統へ導入した際の効果および影響について検討を行うには実効値モデルでの解析が有効であり、系統安定化効果については、周波数安定性に加え、過渡安定度、定態安定度の検討も重要である。

2024 年度は過電流抑制機能を追加した実効値モデルを基幹系統モデルに導入し、慣性低下対策 PCS の周波数安定性に関する検討を実施し、同 PCS 系統導入時の有効性の検討を完了することを目標とする。

2024 年 2 月時点の達成状況としては定量的評価のための基礎的検討として、開発済み実効値モデルの確認と調整を実施した。既提案の過電流抑制機能を検討し、これを実効値シミュレーションモデルへ実装した。以下、実施した項目①と項目②を概説する。

項目①：実機における過電流抑制機能を実効値モデルへ実装

実機で開発した過電流抑制機能を、実効値モデルへ実装するためのロジック開発（図 42）を行った。ここでは、系統故障などイベント発生時に過電流を検出した際に、通常であれば、VSM 方式でかつ電圧制御（GFM の特性）で動作している慣性低下機能 PCS を、電流制御モード（GFL の特性）に一時的に切り換えて、電流抑制を行うロジックを考案した。この過電流抑制機能の有効性を実機にて検証する(文献[1])とともに、周波数安定性など系統解析に必要となる慣性低下対策 PCS の実効値モデルの基本骨格を開発した。これにより、平常時の実効値解析に何ら影響を与えることなく、過電流検出時の解析を行うことが可能となった。実機とシミュレーションによる本開発ロジックの有効性を検証した。シミュレーション結果および実機実験の結果を図 43 に示す。

[1] Shinya Sekizaki, Naoto Yorino, Yutaka Sasaki, Yoshifumi Zoka, Toshihisa Shimizu, and Ichiro Nishizaki, “Single-phase Synchronous Inverter with Overcurrent Protection using Current Controller with Latched Limit Strategy,” IEEJ Trans. On Electrical and Electronic Engineering, Vol. 18, No. 6, pp. 1001-1014, May 2023.

項目②：実機と実効値モデルの挙動合わせ込み

慣性低下対策 PCS の実機および開発した実効値モデルの挙動合わせ込みを実施し(文献[2])、動揺方程式のパラメータチューニングにより、過渡時の挙動がほぼ一致することを確認した。図 44 および図 42 に開発した実効値モデルのシミュレーションと実機による比較結果を示す。実機出力に重畳している電圧・電流の歪みやノイズ対策はさらなる検討が必要であるが、開発した実効値モデルとの比較で比較的良好に模擬できていることがこれらの結果より確認できた。

[] Naoto Yorino, Yoshifumi Zoka, Yutaka Sasaki, Shinya Sekizaki, Mitsuo Yokonuma, Takahiro Himuro, Futoshi Kuroki, Toshinori Fujii, and Hirotaka Inoue, “Development of Single-Phase Synchronous Inverter for Single-Phase Microgrid,” MDPI Electronics, vol. 13, no. 3, January 2024.

2024 年度末の達成見込みとしては継続して、ハードウェア自身の機能追加、改良を実施しつつ、実験によって裏付けられた挙動を模擬する実効値モデルの検討を行う。また、系統側の視点からの実効値モデルの改良も検討する。周波数安定性に対する実効値シミュレーションによる効果の定量的な検討に加え、開発した実効値モデルを用いた過渡安定度

に対するシミュレーションモデルの構築と具体的なシミュレーションによる SSI の導入効果の定量的な検討、および上記モデルを用いた定態安定度の向上効果に対するシミュレーションモデルの構築と具体的なシミュレーションによる効果の定量的な検討を行う。これらの課題は、その重要度、困難度は進めながらでないと判明しないため、広島大学と呉高専の間で連携し、重要度の課題抽出自体も検討に含む。

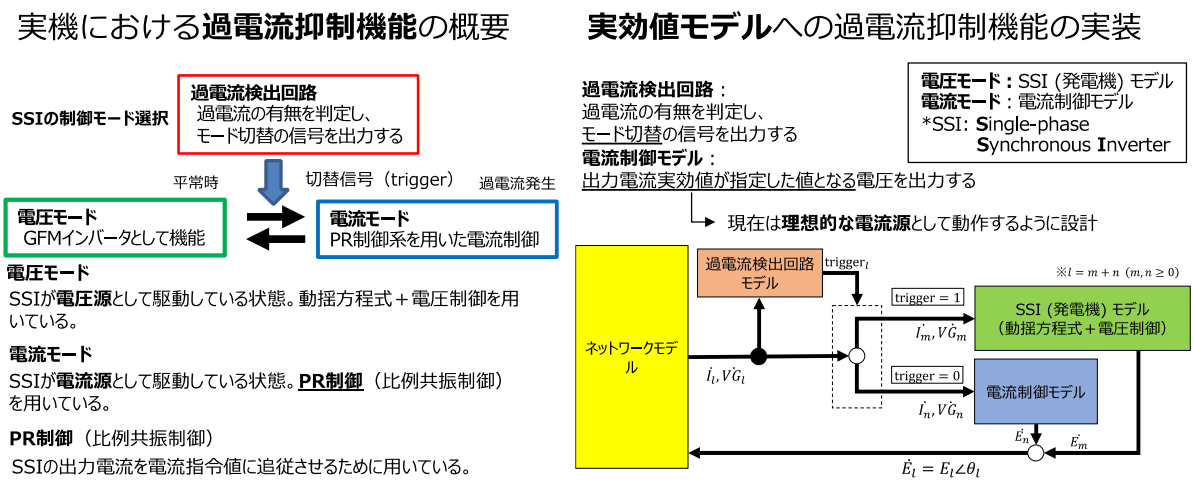


図 42　実機における過電流抑制機能ロジックと実効値モデルへ実装（実施項目①）

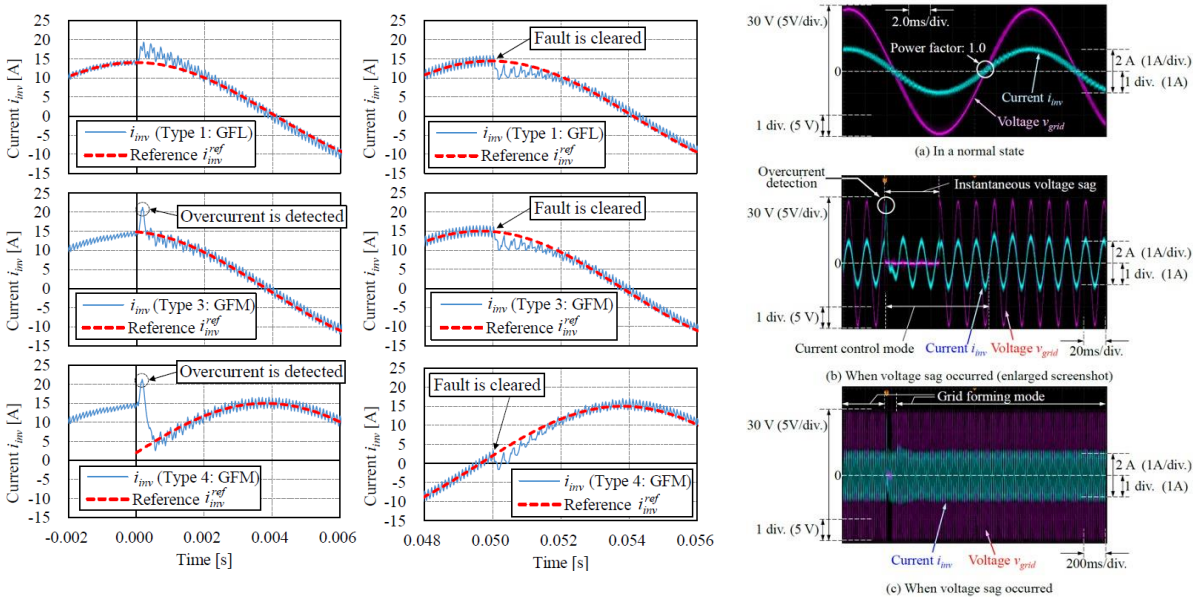
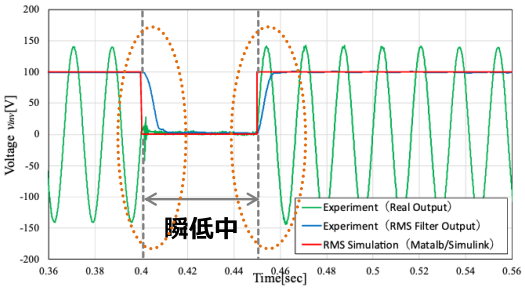
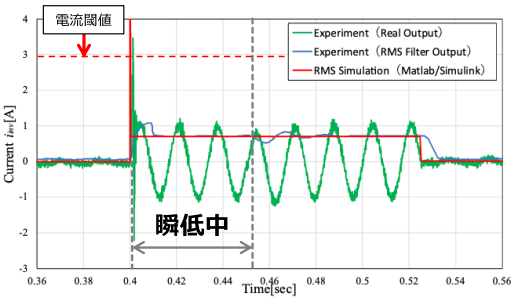


図 43　故障発生時における過電流抑制機能のシミュレーションと実機による検証（実施項目①）



SSI出力電圧



SSI出力電流

【電圧について】
✓ 実機の実効値電圧は計算遅れの影響
✓ シミュレーションには計算遅れなし

→ 実機の瞬時電圧と挙動が**ほぼ一致**

【電流について】
✓ 実機の実効値電流は計算遅れの影響
✓ シミュレーションは：
計算遅れがない＋理想的な電流源として動く

→ 実機の瞬時電流と**大まかな挙動が一致**している
↓
受動素子による電流の遅れ・PR制御の追従特性等
までは未考慮

図 44　残存電圧 0V，瞬低発生位相 0°における実効値モデルと実機の挙動比較（実施項目②）

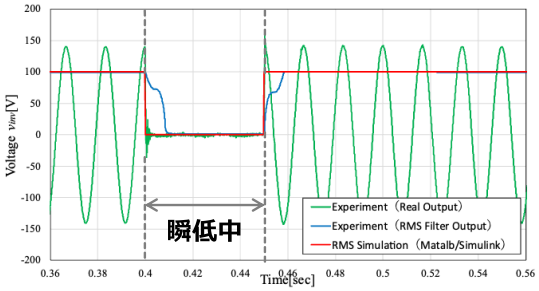


図3：SSI出力電圧

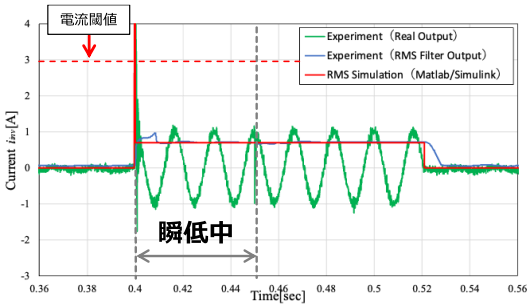


図4：SSI出力電流

【電圧について】
✓ 実機の実効値電圧は計算遅れの影響
✓ シミュレーションには計算遅れなし
→ 実機の瞬時電圧と挙動が**ほぼ一致**

【電流について】
✓ 実機の実効値電流は計算遅れの影響
✓ シミュレーションは計算遅れがない＋理想的な
電流源として動く
→ 実機の瞬時電流と**大まかな挙動が一致**。
↓
受動素子による電流の遅れ・PR制御の追従特性
等までは未考慮

図 45　残存電圧 0V，瞬低発生位相 90°における実効値モデルと実機の挙動比較（実施項目②）

③.3　慣性低下対策 *PCS*（*VSM*）の実効値モデルに関する検討

広島大学にて提案された VSM である SSI について、これまでに基本的な機能の開発、実効値モデルの検討も行ったが、さらに強固なノイズ対策やロバストな信号処理を含む最適設計などについて検討を行った。また、実験によって裏付けられた挙動を模擬する実効値モデルの検討や、系統側の視点からの実効値モデルの改良にも継続的に実施した。

2024 年度の目標を下記に記載する。広島大学と呉高専との連携によるノイズ対策も含めた評価検討を実施する予定である。構築した実験環境でノイズ対策を検討するためのデータ解析を完了する。ノイズ対策の検討として、スイッチングノイズの提案制御系への影響について、実効値モデルへ反映しながら継続して検討を行う。

2024 年 2 月時点の達成状況としては呉高専では、構築した実験環境でノイズ対策を検討するためのデータを収集し、実効値モデルの改良のための基礎データの解析を開始し、特に、電圧・電流歪みが生じる負荷試験を実施し、その際の SSI の挙動を確認した（文献[1]）。具体的な実施項目③を以下に示す。

項目③：実機ノイズ対策のためのデータ収集

実機を用いて、実験環境を構築するとともに、広島大と呉高専で連携しながらノイズ対策のためのデータ収集について各種負荷試験を繰り返し SSI の挙動を検証した。次の 2 つの実機実験により定常状態におけるデータ収集を実施した。(A) SSI 2 台と模擬電源からなるシステム（系統連系）、(B) SSI 2 台のみからなるシステム（独立系統）。ここでは、(B)の実験において、純抵抗負荷(20W 電球)+遅れ負荷(変圧器)時の出力電圧・電流の測定結果（図 46）とインバータ負荷時の出力電圧・電流の測定結果（図 47）を記した。この結果より、慣性低下対策 PCS の出力が歪むまたはノイズが重畳する環境下でも安定に運転できることが確認できた。これらの結果を実効値モデルの改良に反映するためのデータ収集を行うことができた。

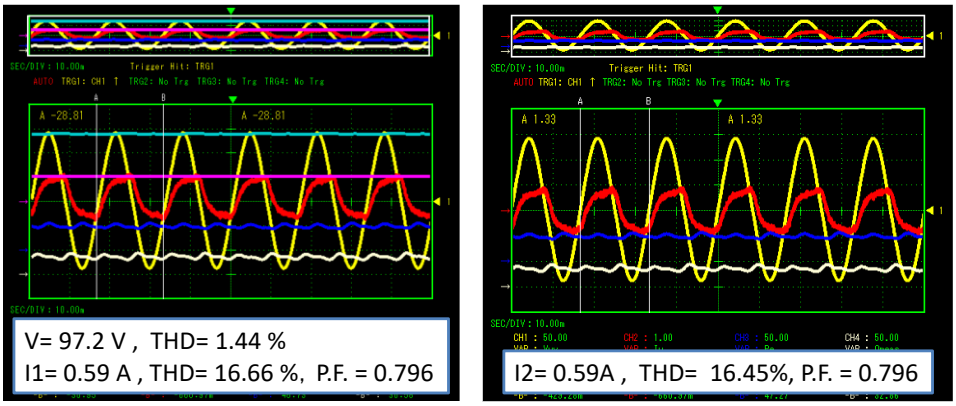


図 46 純抵抗負荷(20W 電球)+遅れ負荷(変圧器)時の出力電圧・電流の測定結果（実施項目③）

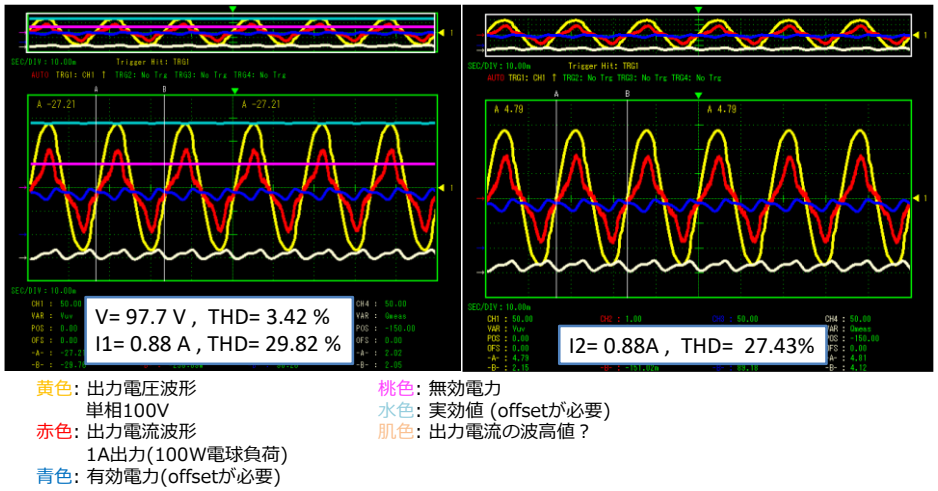


図 47 インバータ負荷時の出力電圧・電流の測定結果（実施項目③）

[1] 下幸茂大雅、井上浩孝、横沼実雄、餘利野直人、島田拓也、菊池岳人、関﨑真也、佐々木豊、造賀芳文、「単相同期化力インバータを用いた低力率負荷条件下での実機基本動作の検証」、令和 6 年 電気学会全国大会、No.6-162、2024 年 3 月.

2024 年度末の達成見込みとしては、継続して実機データを収集・解析しながら、その解析結果をハードウェア自身の機能追加、改良に反映し、実験などによって裏付けられた挙動を模擬する実効値モデルの検討を行う予定である。これは、すでに実効値モデルのシミュレーションと実機の挙動合わせ込みについてはほぼ完了しているため、2025 年 3 月までに検討可能である。さらに、系統側の視点からの実効値モデルの改良も検討する。①系統側の安定性と②慣性低下対策 PCS 自身の安定性のそれぞれに着目し、広島大学と呉高専に構築した実機環境と実効値シミュレーションにより慣性低下対策 PCS 導入時の安定性の包括的な検証を行う。

③.4 系統安定化効果を考慮した整定値設計の検討

本検討では系統内の同期発電機の慣性力および慣性低下対策 PCS が提供する擬似慣性力の地理的分布と系統安定度の向上効果の関係を調べ、擬似慣性力の整定値設計への応用可能性を探る。それを達成するために、1） 複合的な系統安定化機能を考慮した系統縮約手法の開発、2） 擬似慣性力の慣性力換算、3） 基幹系統大での効果検証の 3 つの観点から検討を進めている。それぞれの達成状況と成果について以下に示す。

③.4.1 複合的な系統安定化機能を考慮した系統縮約手法の開発

電力広域的運営推進機関のグリッドコード検討会[1]でインバータ電源(以下、IBR ： Inverter-Based Resource)に電圧サポート機能の実装の義務化が検討されている。そのため、周波数サポート機能である Frequency-Watt(以下、FW)機能に加えて、他の異なる制御機能を同時に具備した GFL インバータの導入効果を検証することができる縮約手法の開発を行った。

本事業で用いている縮約手法は前 NEDO 事業「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」(以下、前事業)で開発したものを基礎としている。当縮約手法の概要を図 48 に示す。

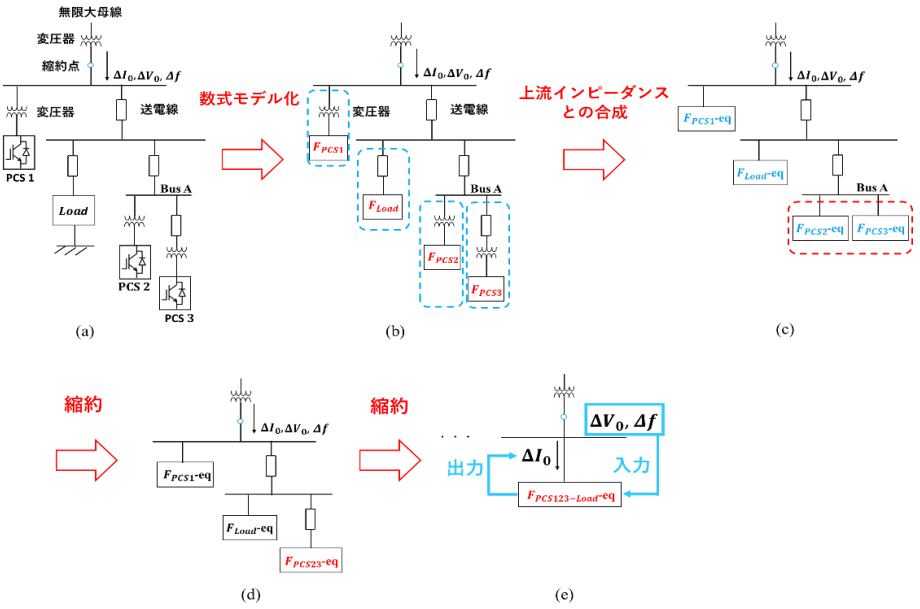


図 48 開発した縮約手法の概要

当縮約手法では系統構成要素を、入力：電圧・周波数、出力：電流の伝達関数方式の数式モデルで表すことで、その要素を含む系統の縮約モデルを導出するものである。この手法を利用するため、FW 機能と他の機能を共に有する GFL インバータの数式モデルを開発した。FW 機能と他の機能を同時に有する GFL インバータの数式モデルと、スイッチングデバイスを含む詳細な回路モデルの電流応答の比較を図 49 に示すが、数式モデルの応答は詳細モデルのそれとよく一致していることが見て取れる。このモデルを用いることで、FW 機能と他の機能を同時に有する GFL インバータを含む系統の縮約モデルを導出可能となった。

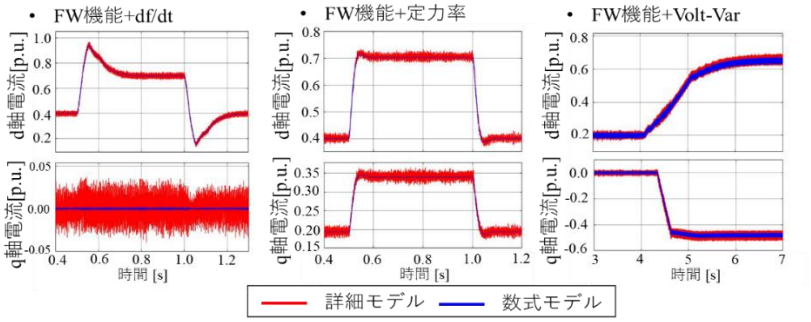


図 49　数式モデルと詳細モデルの電流応答

上記の開発の他、近年慣性低下対策として盛んに提案されている仮想同期発電機(VSG: Virtual Synchronous Generator)方式の GFM インバータの数式モデルの開発および、特定の時間・周波数領域の再現精度を高めることができる線形化モデル近似手法の平衡化打ち切り法の実装を行った。

③.4.2　擬似慣性力の慣性力換算

将来、同期発電機の並列稼働台数の減少に伴い低下する系統慣性を適切量確保する手段として、下位系統に連系している慣性低下 PCS から提供される擬似慣性力を用いることが想定される。一方で、前事業において慣性低下対策 PCS の系統安定化効果は、それが連系している系統の条件によって変化することが確認された。このことから、基幹系統から見た慣性低下 PCS の実際の貢献度合いが、PCS 制御システム内で設定された慣性値と乖離することが示唆された。そのため、下位系統内の慣性低下対策 PCS が貢献する実効的な慣性力(以下、実効慣性)を把握する手法を開発している。

下位系統内の実効慣性把握手法開発の基礎検討として、VSG 制御を具備した 1 機の GFM インバータが配電系統に導入された状況において、配電線の線路インピーダンスと実効慣性の関係を調査した。なお、本検討では擬似慣性力を同期発電機の慣性力に換算することで実効慣性を算出している。具体的には図 50 に示す同期発電機 1 機、GFM インバータ 1 機がそれぞれ電線路を介して負荷と接続されている系統（以下、評価対象系統）を対象に瞬時値解析を実施し、次の手順で実効慣性ならびに実効単位慣性定数を算出した。

STEP 1：図中の SG（同期発電機）1 機のみが電線路を介して負荷と接続され、GFM インバータは接続していない系統において、同期発電機の単位慣性定数を変化させながら、RoCoF と単位慣性定数の関係を測定する。

STEP 2：GFM インバータを含む評価対象系統における RoCoF を求める。

STEP 3：STEP 1 の結果において、STEP 2 で求めた RoCoF と同じ RoCoF を与える同期発電機の単位慣性定数を求める。

STEP 4：STEP3 で求めた単位慣性定数に同期発電機と GFM インバータの合計容量を乗じることで系統全体の慣性を求め、さらにその値から評価対象系統の同期発電機が有する慣性（＝単位慣性定数×同期発電機容量）を差し引いたものを、GFM インバータの実効慣性とする。また、実効慣性を GFM インバータ容量で除したものを実効単位慣性定数とする。

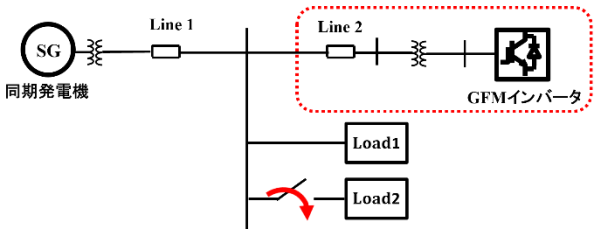


図 50　評価対象系統

各電源の容量を (1) 同期発電機: 450 [MVA]＋GFM インバータ: 50 [MVA] (2) 同期発電機: 425 [MVA]＋GFM インバータ: 75 [MVA] (3) 同期発電機: 400 [MVA]＋GFM インバータ: 100 [MVA]とし、電線路 Line 2 の長さを 3、6、9 [km]に変更する条件で試算した。なお、全てのケースにおいて同期発電機および GFM インバータ制御システム内で設定する単位慣性定数は 4.0 [s]で統一しており、RoCoF は同期発電機の回転周波数を 100 [ms]の評価時間窓で算出した。各ケースにおけるシミュレーション結果を表 18~表 20 に示す。これらの試算結果より、GFM インバータの容量に関わらず、Line 2 の線路長が長くなる（すなわちインピーダンスが増大する）につれて RoCoF は悪化し、したがって実効単位慣性定数も低下した。このことから、GFM インバータが遠方に配置されるほど、GFM インバータによる系統安定化貢献効果は弱まることが示唆される。 また、表 18~表 20 の相互比較から、同じ線路長であれば GFM インバータ容量が増加するほど実効単位慣性定数が低下していることも分かる。この理由を説明するために、図 51 に Line2 の線路長が 3 [km]のときの各ケースにおける周波数変動と GFM インバータの有効電力出力の時系列変化を示す。擾乱発生直後の GFM インバータの有効電力出力は容量を増加させてもあまり変化が見られない。一方で、GFM インバータの容量の増加に伴って、同期発電機の容量は減少させていることから、同期発電機の慣性が小さくなり、RoCoF は悪化することになる。なお、擾乱発生直後の GFM インバータ出力が変わらない要因としては、配電線や GFM インバータ内のローパスフィルタのインピーダンス等が影響し、擾乱発生直後の有効電力出力の変動が抑制されていることなどが考えられる。

表 18　ケース (1) (同期発電機: 450 [MVA]+GFM インバータ: 50 [MVA])の試算結果

線路長 [km]	3	6	9
RoCoF [Hz/s]	0.5897	0.5976	0.6069
実効単位慣性定数 [s]	7.49	6.92	6.26

表 19　ケース (2) (同期発電機: 425 [MVA]+GFM インバータ: 75 [MVA])の試算結果

線路長 [km]	3	6	9
RoCoF [Hz/s]	0.6174	0.6275	0.6366
実効単位慣性定数 [s]	5.03	4.58	4.19

表 20　ケース (3) (同期発電機: 400 [MVA]+GFM インバータ: 100 [MVA])の試算結果

線路長 [km]	3	6	9
RoCoF [Hz/s]	0.6549	0.6647	0.6733
実効単位慣性定数 [s]	3.58	3.29	3.05

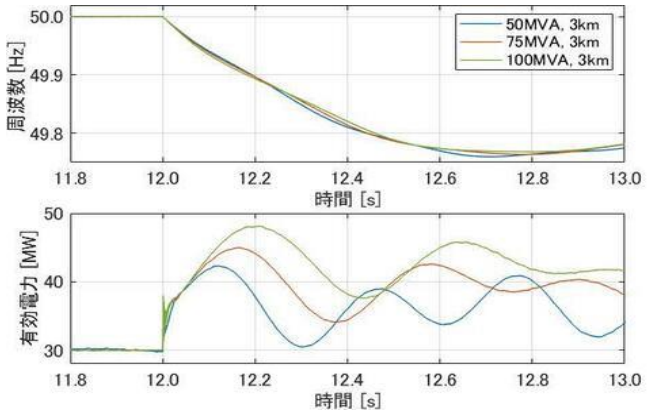


図 51　同期発電機の周波数および GFM インバータの有効電力出力

今後は複数の GFM インバータを導入した系統においてもケーススタディを行い、実効慣性と系統条件の関係の調査進め、その結果から下位系統内の慣性低下対策 PCS から提供される実効慣性の推定手法の開発を行う。

③.4.3　基幹系統大での効果検証

本項目では項目１）で開発した縮約手法を用いて、基幹系統に慣性低下対策 PCS を含む下位系統の縮約モデルを組み込み、各種機能の貢献度を数値解析によって定量的に評価する。また、シミュレーション結果から、系統内の（擬似）慣性力の地理的分布と系統安定度の向上効果の関係を調べ、項目２）で得られる結果も踏まえて擬似慣性力の整定値設計への応用可能性を検討する。

今年度までに各種慣性低下対策機能の貢献度の定量的に評価を行った。慣性低下対策 PCS の導入効果を評価するための基幹系統モデルは電気学会の EAST 10 機モデル(図 52)[2]をベースにしており、EAST 10 機モデルの下位系統の負荷ノードに慣性低下対策 PCS が導入された下位系統の縮約モデルを連系することで導入効果を検証した。下位系統は図 53 に示すように 275 [kV]から 6.6 [kV]まで段階的に負荷と IBR が連系している代表モデルを用いており、それを縮約している。なお、負荷は全て定インピーダンス特性を持ち、電圧階級ごとの IBR の導入容量は 2050 年の PV の導入予測[3]、需要は国内の契約電力割合[4]を参考に割り振っている。下位系統モデルの線路の%インピーダンス値は 6.6[kV]に関しては電気共同研究の調査結果[5]，66[kV]に関しては電気学会地域供給系統モデル[6]、154 [kV]以上に関しては東京電力 PG 送電線データ[7]を参考に設定した。

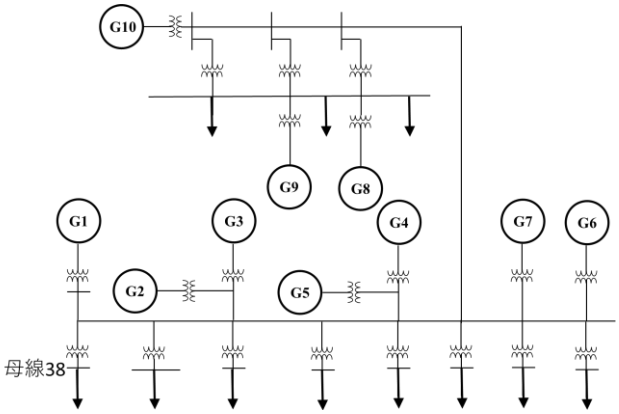


図 52　EAST10 機モデル系統

出所）電気学会　電力系統モデル標準化調査専門委員会、“電力系統の標準モデル”を参考に作成

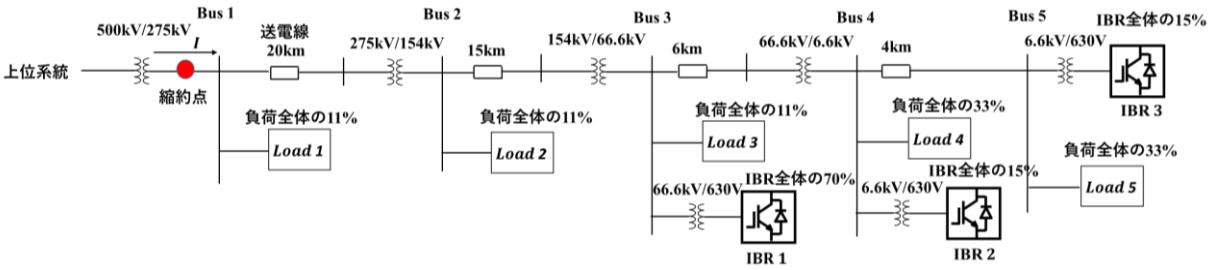


図 53　下位系統代表モデル

比較する制御方式は FW 機能、VSG 方式、Droop 方式である。シミュレーションは EAST10 機モデルの母線 38 に 1.2 [GW]の負荷を投入する条件で行う。なお、各慣性低下対策 PCS の周波数有効電力感度は-1.5 [W [p.u.]/Hz]で統一している。図 54 に系統周波数を示す。なお、系統周波数は全同期発電機の回転周波数の加重平均である。表 21 に各制御方式導入時の RoCoF と周波数低下最小値を示す。図 54、表 21 より、VSG 方式 GFM インバータと Droop 方式 GFM インバータは周波数低下最小値がほとんど変わらないことが見て取れる。しかし、RoCoF は FW 機能付き GFL インバータの方が値が小さく良好である。Droop 方式、VSG 方式は従来型 GFL インバータと比較しても、RoCoF の大きな改善は見られない。ただし、FW 機能付き GFL インバータを導入したケースでは周波数の振動が継続しているが、GFM インバータ導入時は GFM インバータのダンピング性能によって擾乱発生数秒後には周波数の振動が収まっている。FW 機能付き GFL インバータ導入時の方が GFM インバータ導入時より RoCoF の値が良好であった要因の一つとして、電圧サポート機能の有無が挙げられる。GFL インバータ導入時の方が GFM インバータ導入時より擾乱発生直後の電圧低下が大きいことが確認された。本シミュレーションの負荷は全て定インピーダンス負荷としてモデリングされているため、電圧の変動が消費電力に与える影響が大きい。そのため、今回の試算では GFL インバータ導入時の方が下位系統ノードの正味消費有効電力が相対的に小さくなり、結果として同期発電機の有効電力出力の増加分も小さくなったことが、擾乱発生直後の周波数低下が緩和された原因であると考える。

今後は系統内の（擬似）慣性力が偏在したケースに対して、同様の考察を行い、系統内の（擬似）慣性力の地理的分布と系統安定度の向上効果の関係をより深く調査する。また、その調査結果と項目２）で得られる結果を踏まえて擬似慣性力の整定値設計への応用可能性を検討する。

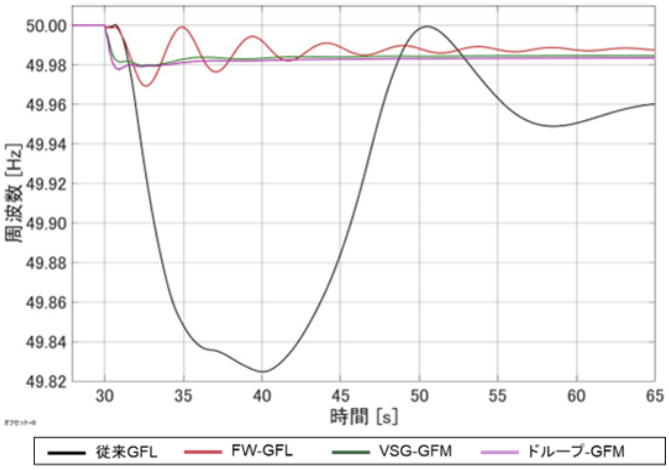


図 54　系統周波数

表 21 各ケースにおける周波数の安定度指標

	RoCoF [Hz/s]	周波数低下最小値 [Hz]
従来型 GFL インバータ(系統サポート機能無し)	-0.0552	49.825
FW 機能付き GFL インバータ	-0.0217	49.969
VSG 方式 GFM インバータ	-0.0306	49.980
Droop 方式 GFM インバータ	-0.0441	49.977

[1] 電力広域的運営推進機関、”第 10 回グリッドコード検討会 フェーズ 2、 3(中長期要件化)候補”、(2022)、https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2022/files/gridcode_10_07.pdf、(閲覧 2023/02/01)

[2] 電気学会 電力系統モデル標準化調査専門委員会、 “電力系統の標準モデル”、(2001)

[3] 一般社団法人 太陽光発電協会、”太陽光発電 2050 年の黎明”、(2017)、https://www.jpea.gr.jp/wp-content/themes/jpea/pdf/pvoutlook2050_2017.pdf、(閲覧 2022/11/10)

[4] 経産省 電力・ガス事業部、” 第 12 回スマートメータ制度検討会 スマートメーターの最近の動向について”、(2013)、https://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/10977616/www.meti.go.jp/committee/summary/0004668/pdf/012_03_00.pdf、(閲覧 2022/11/10)

[5] 電気共同研究会 配電系統電力品質技術専門委員会, ”配電系統における電力品質の現状と対応技術”, 電気共同研究 第 60 巻 第 2 号(2005)

[6] 電気学会、”地域供給系統モデル”、https://www.iee.jp/pes/ele_systems/base_model/overview/ 、(閲覧 2022/11/06)

[7] 東京電力パワーグリッド、”送電線インピーダンス”、https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/pdf/impedance.pdf、(閲覧 2022/11/06)

③.5　将来の需給シナリオ検討

2024 年度の目標は将来の電力系統のシナリオをとりまとめることである。

2024 年 2 月時点における達成事項を下記に記載。

・4 月以降の解析に用いる複数のシナリオ作成を 2023 年 3 月までに完了見込みである。（解析 G の打合せで定期的に議論中）

・2030 年から 2040 年までの暫定シナリオを作成した。暫定シナリオを用いた MR 需給解析を実施し、2030、2040 年度の系統慣性低下の特性分析を行った。（第 40 回エネ資学会にて成果発表）

・同じく暫定シナリオで、DAUC+HAUC を実装し、機能を確認した。

MR に実装した短絡容量解析を東北エリアで実施中。

2025 年 3 月の達成見込みについて下記に記載。

2030 年から 2040 年の将来の電力系統の需給シナリオは、調査結果及び外部有識者のご意見も踏まえ暫定シナリオの見直し及び複数のシナリオを検討する。需給分析を再計算し、系統運用の経済性や系統慣性、短絡容量の変化及び対策技術の効果等を検証する。これにより 2024 年度中に需給シナリオの議論を進め、複数のシナリオによる需給分析により経済性、慣性低下の評価を実施する予定であり、当初の目標を完了見込みである。加えて、年間 8760 時間断面の「東北・東京の公開上位 3 電圧モデル」の短絡容量解析および評価を実施予定である。

- 進捗

③.5.1　シナリオ作成

2024 年度に実施する需給解析に用いるシナリオを解析グループで議論し作成した。表 22 に示す。

表 22　需給シナリオ

事項	
慣性閾値	• OCCTO のエリアの慣性閾値
PV 累積導入容量・分布	• 2030 年の PV 累積導入容量：第 6 次エネ基 • 2050 年の PV 累積導入容量は、260ＧＷ（マスプラ）～386GW（JPEA）
風力累積導入容量・分布	• 2030 年：第 6 次エネ基 • 2050 年：86GW（マスプラ陸上 41ＧＷ、 洋上 45GW）～140GW（JWPA 陸上 40GW、 洋上 100GW、内着床式 40GW、 浮体式 60GW）
従来電源	• 60 年廃止：2030 年から低下ケース（基本） • 2030 年設備容量維持ケースも検討 • 火力は 2030 年の構成を用い運用結果で評価
蓄電池導入容量・分布	• 2030 年：系統 WG、系統用 4.7～7.93GW。家庭・産業用は要検討 • 2050 年：2030 年の PV+風力導入量に対する比率（計算値）から算出 • 分布は再エネ出力制御量比例
対策技術容量・分布（蓄電池・PV・風力）	• 導入時期：2030 年前半(2030)と中盤(2035)の２種類を検討 • S-GFL については、事業後期に再検討
気象・曜日の基準年	• 2019 年度 ただし、事業後期に 2023 年度で再検討
需要	• DAC や CCS は 2050 年も含めて考慮しない。 • EV/HPWH の導入量、スペック等は継続検討 • 需要側慣性は考慮しない。
調整力	• 必要量は市場の調達条件から確認する。 • 供給量はケーススタディで検討する。
連系線	• マスタープラン

③.5.2　年間の需給解析

2030 年度および 2040 年度の暫定シナリオを作成し、MR を用いた需給解析により系統慣性低下の特性分析を実施した。MR は予測を陽に扱わないモデルである。（後述の UC は予測を陽に扱うモデル）

- MR の系統慣性算出機能の確認

図 55 に、2030 年想定の東北-東京エリア(50Hz 系)の系統慣性の持続曲線とそれを構成する電源種別の慣性の積み上げの例を示す。原子力、バイオマス、コージェネレーション、水力、石炭火力、天然ガスのそれぞれについて、各時間で決定された負荷配分の結果による運転の有無で慣性の大きさが決まり、それらの合計として系統慣性が決定される状況が示されている。

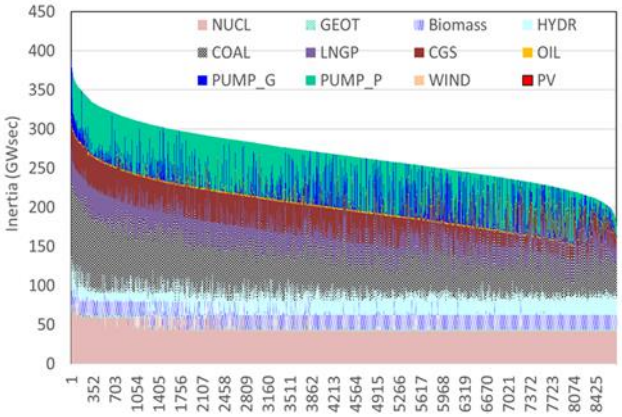


図 55　東北-東京エリアの系統慣性　年間の持続曲線とその内訳

- 系統慣性が低下する時間を分析するフォーマットの整理

図 56 に 2030 年想定の需給解析において、50Hz 系の 365 日×24 時間の平面上で各時刻の系統慣性値を白色から黒色のグラデーションで示す。OCCTO の検討[18]で示された系統慣性閾値 164 GWsec 以上は白色、164 GWsec 未満は黒色で値が小さくなるほど濃い黒色で示している。縦軸は上から 4/1～翌年 3/31 の 365 日、横軸は 0～23 時である。このカラースケールは、ケースにおける 365 日×24 時間で系統慣性が低くなる時間帯の分布を示している。

[18] OCCTO, “「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題及びその対応策の検討状況について”, 閲覧日：2024 年 3 月 1 日, https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_61_04.pdf

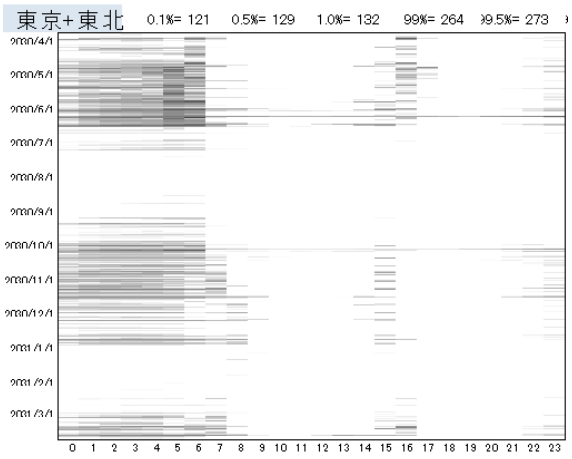


図 56　50Hz 系の系統慣性の 365 日×24 時間の分布

2024 年度は更新したシナリオを用いて、MR で需給解析を実施し、系統運用の経済性や系統慣性の特性分析により対策技術の効果等を検証する。

③.5.3　　短絡容量計算

MR-DCOPF (送電網を考慮した起動停止解析モデル)を用いて、System strength の指標となる 8760 時間断面の「東北・東京の公開上位 3 電圧モデル」のデータを整備した。

本モデルに発電機の短絡インピーダンスデータを加え、8760 時間の各母線の短絡容量の計算を行った。短絡容量は、電源地帯および 500kV など基幹系に近い地点で短絡容量が大きくなること、需給条件により同期機の台数の少ない時間帯などに値が減少する傾向が得られた。今後、内容を検証しつつ来年度の検討に用いる。

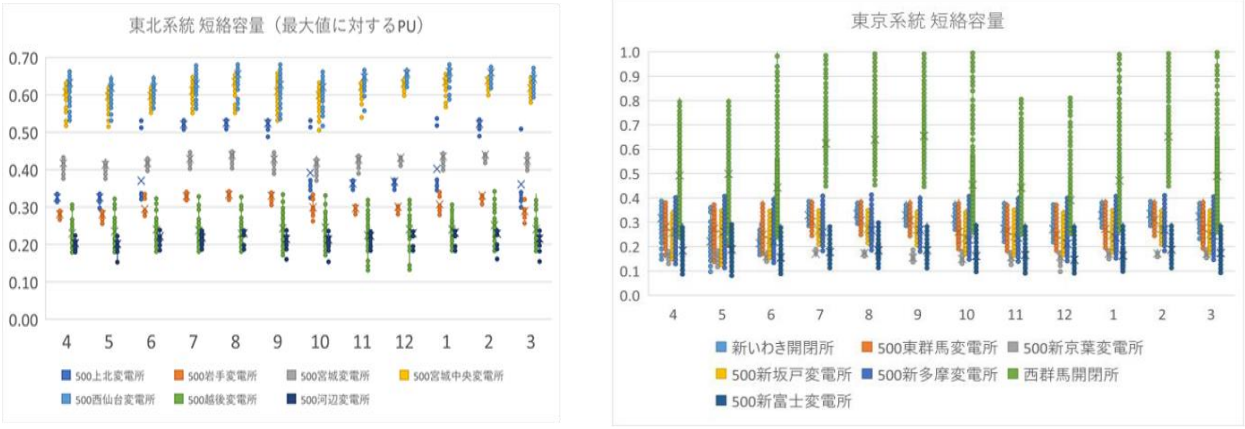


図 57　東北・東京 500kV 母線の短絡容量（左：東北、右：東京）

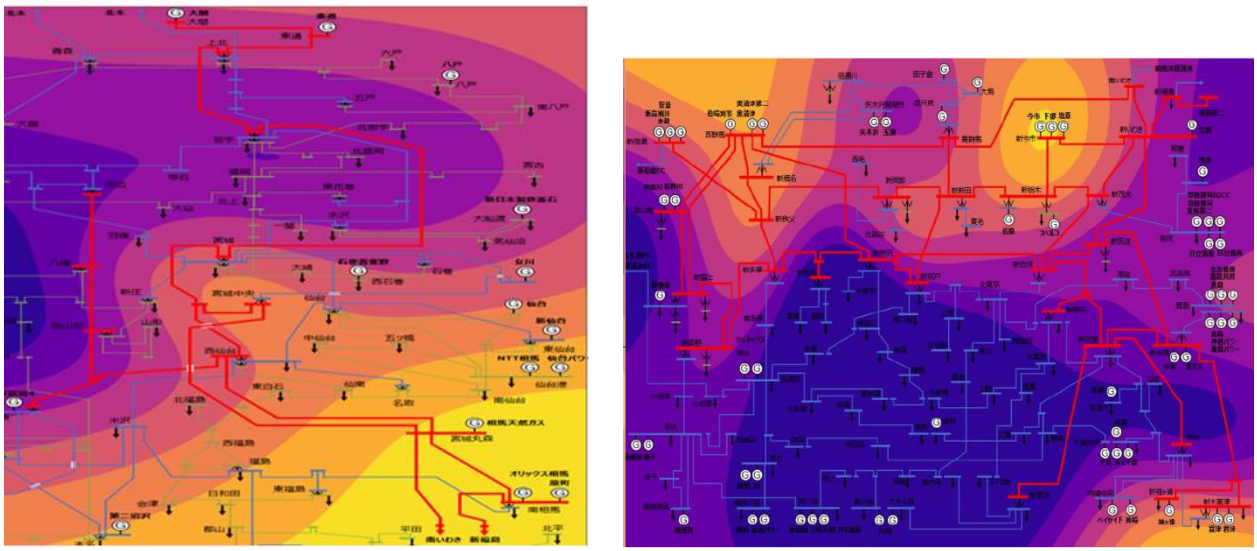


図 58　短絡容量ヒートマップ（左：東北、右：東京）

③.5.4　予測誤差を考慮した年間の需給解析

再生可能エネルギーが大量導入された将来における電力需給運用への影響、特に系統慣性への影響を分析し、慣性低下対策がなされた場合の効果の評価に活用するため、Unit Commitment + Economic Dispatch シミュレーションツールを開発している。特に本ツールにおいては、運用日の前日時点の再生可能エネルギー発電出力予測を用いた前日時点需給運用計画（Day Ahead Unit Commitment, 以後 DAUC）により運用を部分的に決定した後に、運用当日の各時点で取得可能な最新の再生可能エネルギー予測や各発電機の情報を基に需給運用計画を段階的に修正（Hour Ahead Unit Commitment, 以後 HAUC）し、並行して需給運用者が各時点で取得可能な情報を基に実際の需給運用を行っていく過程を模擬（Real Time Unit Commitment, 以後 RTUC）する点に特長がある。この特長により、前日ならびに当日の再生可能エネルギー予測を基に段階的に運用を決定するという実際の需給運用業務の特性をシミュレーションに反映でき、特に各時点での再生可能エネルギー発電出力予測の精度の影響を踏まえた分析・評価が可能となる。

これまでに、太陽光発電(PV)と風力発電の発電出力予測を用いた Unit Commitment + Economic Dispatch シミュレーションツールを開発しており、様々な時点でのこれらの予測を考慮するため、前日時点の DAUC に加えて運用当日の 0:00 から 23:30 までの毎 30 分において HAUC と RTUC を繰り返し実施できるモデルが実装されている(図 59)。系統慣性に関しては、火力発電機や揚水発電機などの従来型の発電機により確保される系統慣性に加え、慣性低下対策 PCS が導入された PV や系統用蓄電池、同期調相機により確保される系統慣性についても考慮したシミュレーションが可能である。

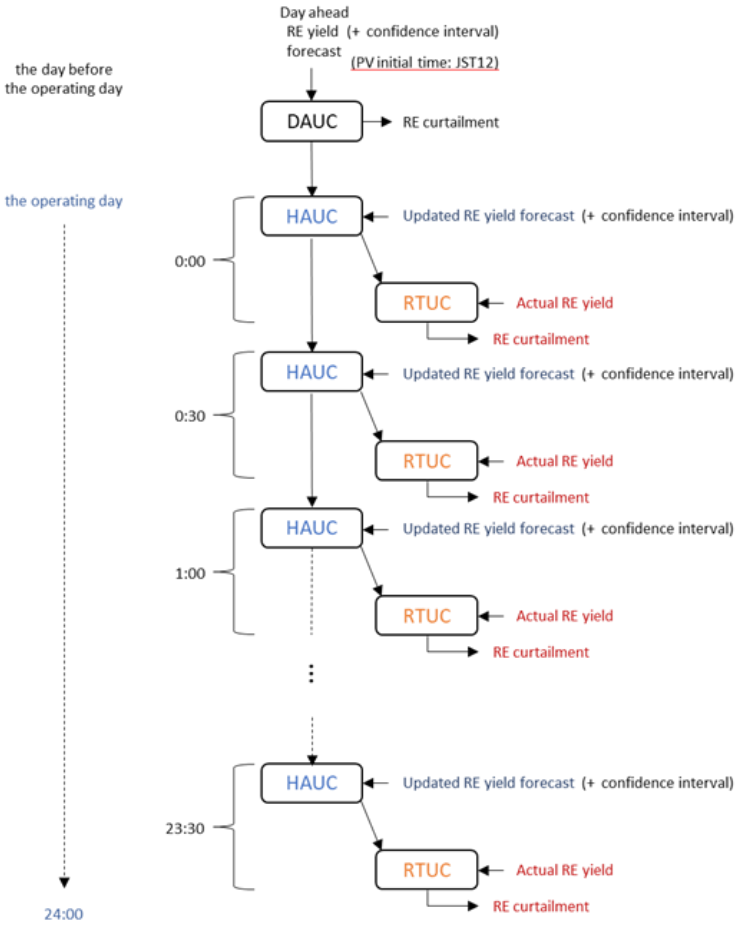


図 59　前日計画の後、当日計画を修正しつつ実需給運用に移行するモデル

出所）宇田川佑介, 西辻裕紀, 請川克之, 荻本和彦, Joao Gari da Silva Fonseca Junior, 海崎光宏, 大関崇,福留潔. “Hour-ahead Unit Commitment を用いた太陽光発電出力予測の予備的評価”.電力技術・電力系統技術合同研究会; 2019/9/19-20; 沖縄.発表資料 を元に作成

本ツールによる解析を通した慣性低下対策の導入効果、影響の分析や評価に向けて、2023 年末までに定めた暫定シナリオ下でのデータ整備を行って Unit Commitment + Economic Dispatch シミュレーションを実施し、その結果の評価を実施している。確保する必要のある系統慣性を明示的に制約として与えるか否かで、需給運用結果において系統慣性が十分に確保できているかどうかが異なる事例など、系統慣性に対する評価に大きく関連する結果を確認した。

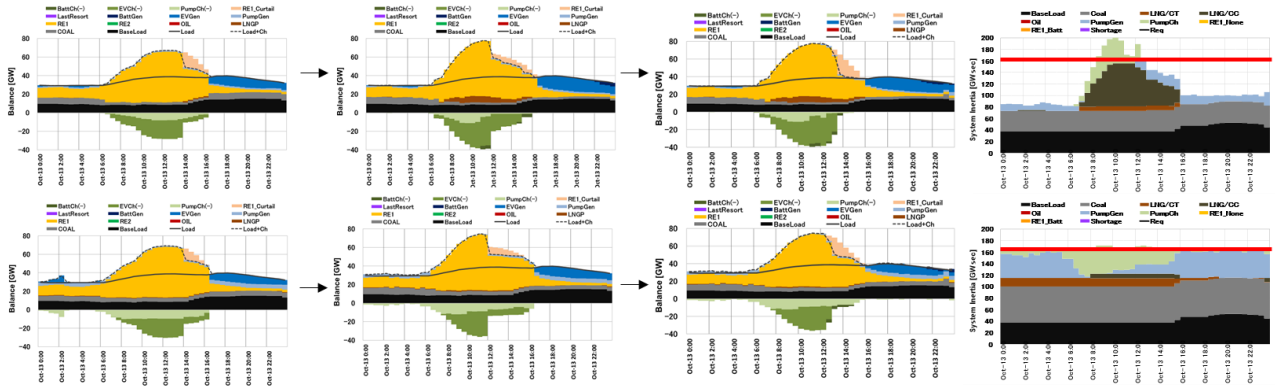


図 60　慣性制約無(上)と有(下)の前日計画時(a)、12:00 計画時(b)、運用実績時の需給(c)、運用実績時の慣性(d)

今後は、新たに設定される需給シナリオ下でのシミュレーションツールによる解析を通した運用結果の分析・評価を実施し、また分析結果に応じてシミュレーションツールのさらなる高度化・再生可能エネルギー発電出力予測などシミュレーションのためのデータの向上・シミュレーションツールによる解析を通した運用結果の分析や評価の手法検討に取り組む予定である。

③.6　将来の電力システム構成を想定した各種系統慣性低下対策 *PCS* の評価

本項目は、将来の電力システム構成を模擬したシナリオを反映した基幹系統モデルにて、各種系統慣性低下対策 PCS の導入効果を、導入種別や導入地点などをパラメータとしながら評価することを目的としている。本項目で得られる知見は、慣性低下が危惧される将来の電力システムにおいて、安定的な電力供給を実現するための一助になると考えられる。

以下、2023 年度までに実施した、1) 2030 年電力需給シナリオの検討、2) そのシナリオを反映した慣性低下対策 PCS 評価用基幹系統モデルの構築、3) 2)の将来モデルでの検討の事前評価として実施した EAST10 系統を用いた検討について説明する。

③.6.1　慣性低下対策 PCS 評価用系統モデル作成のための 2030 年シナリオの検討

評価用系統モデルの作成にあたり、まず 2030 年度の電源構成と電力需要を設定した。第 6 次エネルギー基本計画[19]の電源別発電電力量が達成できる設備量を設定し、再エネの地域配分は、2030 年度を対象とする供給計画によった。需要と再エネ出力の時系列パターンは 2020 年度実績に比例させた。蓄電池の kW 容量は、太陽光発電(PV)+風力設備の 2%で、2 時間容量とし、再エネの出力制御電力量が最も小さくなるような地域配分とした。地域間連系線の運用容量や調整力必要量は、広域機関の資料に基づき設定した。次に、線形計画法による最適化計算で、2030 年度の全国需給シミュレーションを実施した。これは、最も経済的な 1 年間の需給運用を 1 時間粒度で行うものである。東北・関東エリアでの計算結果のうち、最もインバータ電源比率が大きくなった 2 月 24 日 11-12 時の需給状況を採用した。表 23 は、採用断面における需給状況とエリア間の融通電力である。約 50GW の総需要に対して、インバータ電源は約 60%の 30GW である。なお、上記の設定条件については、①-(3)-5 のシナリオ検討の進捗に合わせて今後見直していき、さらに 2030 年度以降の条件設定も行っていく。

表 23　2030 年シナリオでの地域別の需給状況（2 月 24 日 11 時）

			「東北」 [MW]	「関東」 [MW]	合計 [MW]
需要	需要		11,874.0	38,338.3	50,212.3
需要	地域間融通	「北海道」→「東北」	0.0		
需要	地域間融通	「東北」→「関東」	4,404.7	-4,316.6	
需要	地域間融通	「関東」→「中部」		0.0	
需要	合計		16,278.7	34,021.7	
発電	原子力		1,472.6	7,210.6	8,683.2
発電	火力	USC，LNGCC，IGCC	1,737.2	3,740.3	5,477.5
発電	水力	貯水池式／調整池式 流込み式	2,233.9	1,608.2	3,842.1
発電	揚水（発電）		0.0	2,418.4	2,418.4
発電	揚水（負荷）		-716.4	-8,766.1	-9,482.5
発電	**PV**		**4,997.1**	**25,325.4**	**30,322.4**
発電	陸上風力		1,710.4	200.8	1,911.2
発電	洋上風力		4,046.0	19.1	4,065.2
発電	蓄電池充電		0.0	0.0	0.0
発電	その他	地熱，バイオマス・複生ガス等	815.8	2,266.5	3,082.4
発電	合計		16,296.7	34,023.2	50,319.8

③.6.2　2030 年シナリオを反映した慣性低下対策 PCS 評価用系統モデルの作成

将来シナリオを反映した基幹系統モデルによる評価として、まずは東北および関東の東日本エリアを想定した。そのため、東日本の広域電力系統の特性の概略を表している「電気学会 EAST10 機系統モデル」[20]（以下、EAST10 系統）に発電機の追加模擬や需要の更新を加えることで、評価用系統モデルを構築する方針とした。EAST10 系統内の

[19] https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_01.pdf

[20] 電気学会技術報告第 754 号「電力系統の標準モデル」　1999 年 11 月

10 台の発電機種別情報をもとに各母線の地域を推定し、③.6.1 で選択した日時の需給状況を各地域に反映させた。需要は EAST10 系統での 12 か所の負荷分布と等しくなるように配分し、PV は各負荷地点に併設されるものと考え、その出力は負荷分布と同様に設定した。PV 以外の発電設備は、1)のシナリオと既設の立地点をある程度反映させて各母線に配置することで、電源構成の地域偏在についても考慮し、発電機多数台へ拡張した。構築した評価用基幹系統モデル（以下、EAST10 拡張系統）が図 61 である。EAST10 系統が各地域の発電機を代表となる発電機種別で模擬しているのに対し、EAST10 拡張系統では、各地域の発電機が多様な発電機種別で模擬され、より詳細に将来系統における慣性力評価が可能となる。

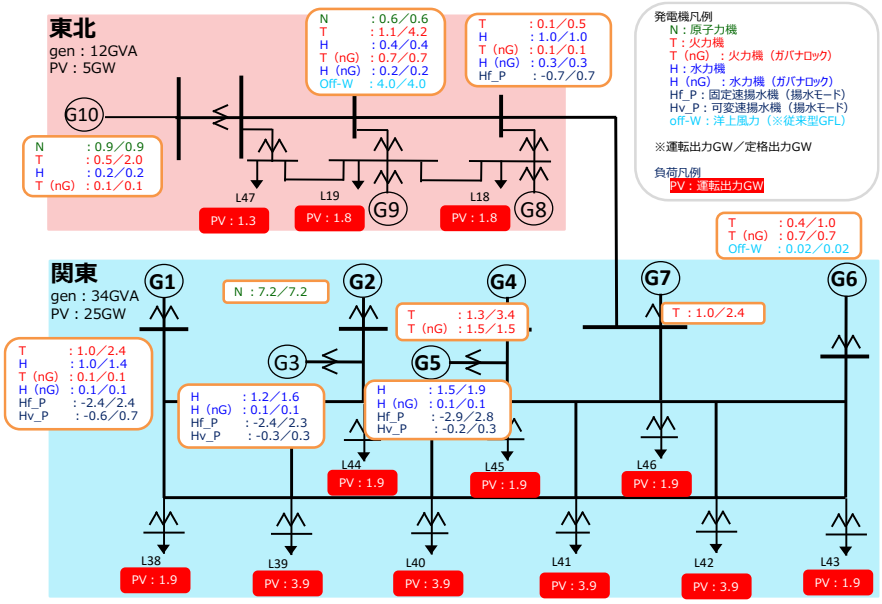


図 61　2030 年シナリオを反映した EAST10 拡張系統

図 61 の EAST10 拡張系統をもとに瞬時値解析プログラム PSCAD[21]で作成した系統図が、図 62 である。 PV 設置箇所に組み込んだインバータモデルは、従来型 GFL のほかに、慣性低下対策機能付き GFL インバータや各種の GFM インバータへの切り替えや、定格出力の変更が可能で、各種 PCS の導入箇所や導入比率が異なるシミュレーションが可能な構成としている。

[21] PSCAD ホームページ, 閲覧日：2024 年 2 月 28 日, [online], Available: https://www.pscad.com/

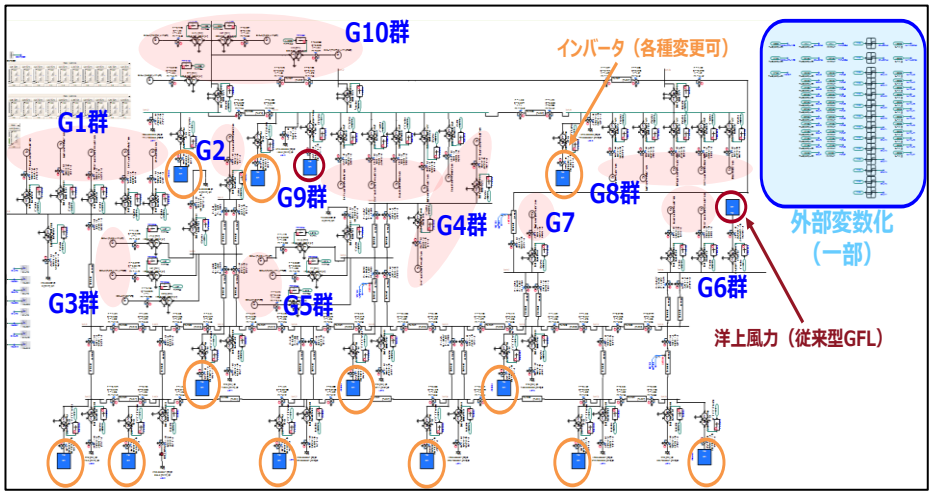


図 62　PSCAD で作成した EAST10 拡張系統モデル

続いて、構築した上記モデルの周波数応答特性の妥当性を評価するために実施した検討について説明する。具体的には、EAST10 拡張系統モデル（図 62）のインバータ動作を除く系統構成の妥当性を確認するために、PSCAD とは別の解析ツールである電力中央研究所が開発した CPAT[22]の過渡安定度解析（Y 法）による計算結果との比較を行った。まず、PSCAD で、図 63 に示す PCS 出力を近傍の需要と相殺した確認用系統を作成した。次に、CPAT で提供されている EAST10 系統データをもとに、PSCAD で構築した確認用系統と同等のモデルを CPAT で作成した。両ツールでの負荷脱落時の発電機有効電力出力変動、発電機周波数変動、周波数変化率 RoCoF および最大周波数変化量 Nadir の比較を行い、PSCAD モデルの妥当性検証を行った。

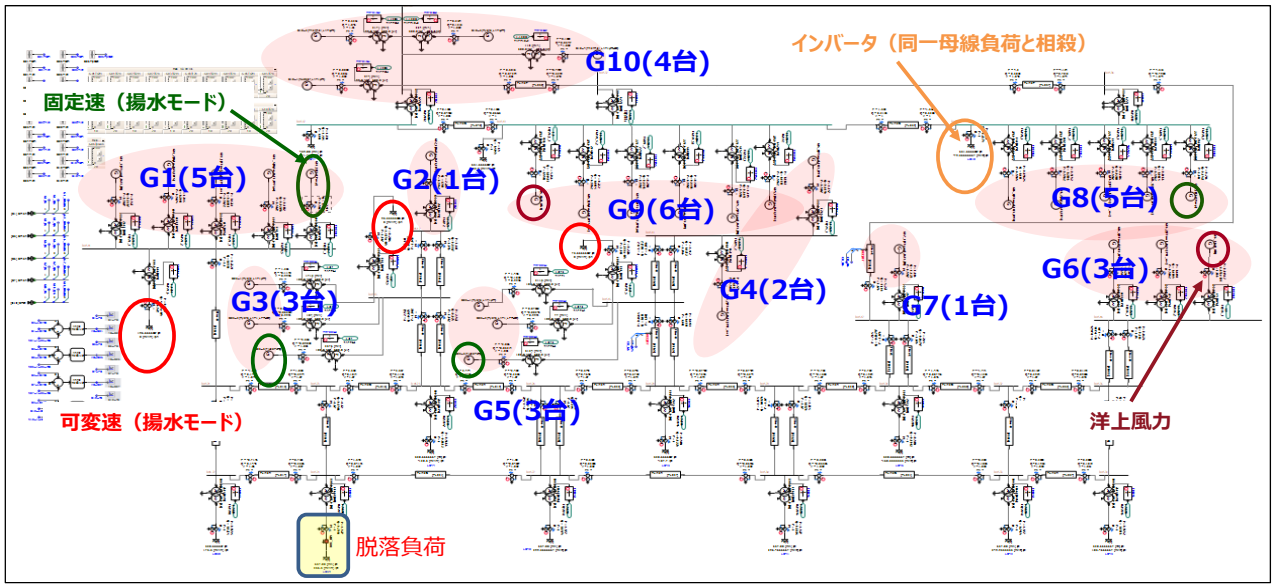


図 63　PSCAD で作成した系統構成確認用モデル（EAST10 拡張系統モデルの修正）

[22] 電力中央研究所　電力系統統合解析ツール CPATFree　https://www.cpat.jp/

各発電機と慣性中心の負荷脱落後の周波数変動を、両ツールで計算した結果を図 64 に示す。左右の波形は、よく合致しており、新たに PSCAD で作成した EAST10 拡張系統モデルのインバータ動作を除く系統モデル作成が適切に実施できていることを確認した。

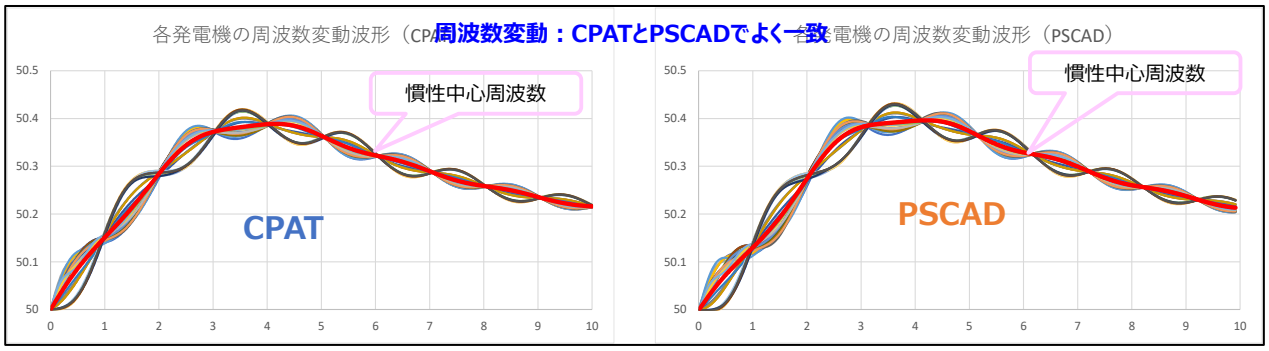


図 64　CPAT と PSCAD での負荷脱落時の結果比較（系統構成確認）

③.6.3　EAST10 系統でのインバータモデルの組み込み評価

将来シナリオを反映した評価に先立ち、基幹系統における各種慣性低下対策 PCS の制御方式や導入箇所の違いが、慣性低下対策効果に与える影響を評価する。ここでは、図 65 に示すように、EAST10 系統の 12 箇所の負荷地点と同一の母線に、図 63 と同様のインバータモデルを導入した。PCS は単機 2GW とし、それらが計 12 地点に設置されるため、総負荷 80GW に対し 1/3 程度がインバータ電源により供給される設定である。系統擾乱として、発電機 G01 の部分脱落を発生させ、その後の周波数変動を評価した。ただし、脱落量は負荷容量の 2%とした。

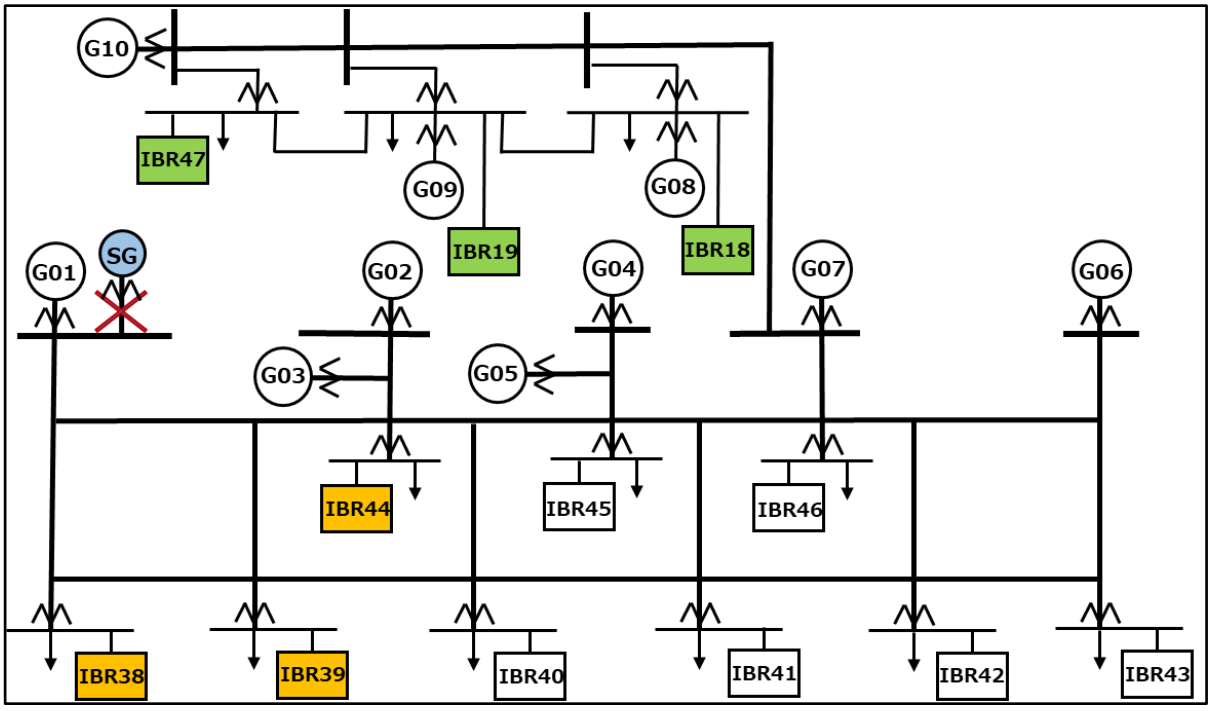


図 65　慣性低下対策 PCS の影響評価系統モデル

導入箇所の違いによる影響評価のため、図 65 の系統内のインバータモデルをすべて従来型 GFL とした場合に加え、12 地点のうち擾乱近傍箇所であるオレンジ色で示される 3 か所、そして擾乱遠方箇所である緑色で示される 3 か所に対し、それぞれ慣性低下対策 PCS を導入する 2 ケースも評価対象とした。また、慣性低下対策 PCS の制御方式の違いによる影響を評価するため、従来型 GFL のほかに、Frequency-Watt 制御、df/dt 制御、Volt-var 制御を行う GFL インバータや droop 型、VSG 型の GFM インバータを導入した場合について評価を行う。

慣性低下対策 PCS を擾乱発生箇所の近傍に配置した case1 と遠方に配置した case2 について、擾乱直後の慣性中心周波数変動の様子を図 66 に示す。ただし、上側が近傍配置ケース case 1、下側が遠方配置ケース case 2 である。

case1（近傍配置）の場合は、系統内のインバータモデルをすべて従来型 GFL とした場合と比較して、慣性中心周波数の減少が緩やかになっていることから、慣性低下対策 PCS の制御効果により、擾乱直後の RoCoF は改善していることがわかる。これに対して、case2（遠方配置）の場合では、すべて従来型 GFL とした場合と慣性低下対策 PCS を導入した場合とで、RoCoF 時間領域における慣性中心周波数の波形が重なっていることから、慣性低下対策 PCS による RoCoF の改善効果が小さいことが分かる。また、Nadir については、両ケースとも、慣性低下対策 PCS の導入により、慣性中心周波数の降下量が小さくなっていることから、改善していることがわかる。

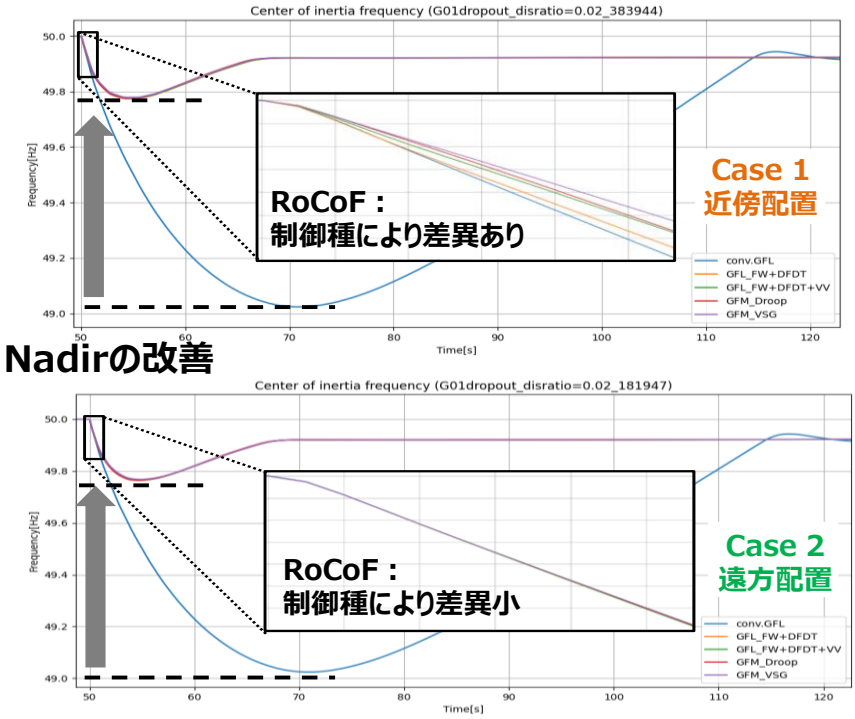


図 66　慣性低下対策 PCS の影響評価系統モデルにおける擾乱直後の慣性中心周波数変動

慣性低下対策 PCS の制御方式の違いによる影響について、図 66 の慣性中心周波数の変動波形から RoCoF を算出した結果を表 24 に示す。慣性低下対策 PCS を擾乱発生箇所の近傍に配置した場合は、RoCoF の減少が確認でき、遠方に配置した場合は、変化が小さい。また、Volt-var 制御機能付き GFL インバータや、GFM インバータの RoCoF がさらに小さくなることから、電圧維持機能を具備している PCS の導入効果が高いことが示唆される。

表 24 慣性低下対策 PCS の制御方式、設置地点と RoCoF の関係

	名称	系統サポート機能				RoCoF[Hz/s] case1（近傍配置）	RoCoF[Hz/s] case2（遠方配置）
GFL	conv	従来型				0.152	0.152
GFL	FW＋DFDT	慣性低下対策	Frequency-Watt	df/dt		0.142	0.151
GFL	FW＋DFDT＋VV	慣性低下対策	Frequency-Watt	df/dt	Volt-var	0.127	0.151
GFM	GFM_Droop	慣性低下対策	Droop方式			0.125	0.151
GFM	GFM_VSG	慣性低下対策	VSG方式			0.116	0.150

以上の結果は、制御パラメータほか、設定条件の違いによって当然変化するが、各種慣性低下対策 PCS の制御方式や導入箇所の違いが、慣性低下対策効果に与える影響の一例を、EAST10 系統で評価できた。今後、図 62 に示すような将来シナリオを反映した基幹系統において、各種 PCS の導入箇所や導入比率が異なる条件でのシミュレーションを実施し、より現実に近い環境での慣性低下対策 PCS の導入効果を評価していく。なお、これまでの検討では、インバータ電源の接続箇所は EAST10 系統での負荷母線としており、275kV より低い電圧階級に接続されたインバータ電源についての模擬ができていない。下位系統を含む総合的な慣性低下対策 PCS の導入効果の評価や課題抽出に関しては、③.4 の北海道大学での検討結果を反映させながら進める。

④ 本事業での技術開発の展開に関する調査（東京電力ホールディングス、東京電力パワーグリッド、産業技術総合研究所、電力中央研究所、電気安全環境研究所、広島大学、呉工業高等専門学校、北海道大学、東京大学、早稲田大学）

目標 （2025 年 3 月）	GFM の実用化、および再エネ地域グリッドの技術適用検討に関する海外動向調査結果を整理し、適宜、①および②の検討に反映するとともに、本事業の進捗状況を勘案して翌年度以降の調査トピックおよび調査対象を選定する。
成果 （2024 年 6 月）	欧州や豪州における GFM の実系統への接続や要件の検討等に関わるステークホルダへの訪問を通して、文献調査では得られない実態や考え方等の情報を収集・整理した。主な結果は下記の通り。 ・インバータ電源増加に伴う系統課題として慣性低下のみならず電圧維持等も懸念。包括的対策として海外では GFM が検討されている。 ・欧州大では GFM に特化した要件/適合性評価項目を作成し GFM の接続に際し求めていく方針、豪州では GFM に対しても他の発電機と同じ要件/適合性評価の項目を求めていく方針。また、欧州、豪州とも自端制御を行っている。 ・欧州大では新規接続のインバータ電源に対し GFM 機能の実装を義務的に求める考え方、豪州では結果としてのパフォーマンスが全電源共通の基準に準拠していれば接続を認める考え方を採用しており、国ごとに異なる考え方で GFM 接続要件への統合、標準化が進められている。
達成度（見込み）	○（2025 年 3 月に達成見込み）

達成の根拠／解決方針	慣性低下対策 PCS の実用化の海外動向の調査を実施した。2023 年度において欧州・豪州を対象に「慣性低下対策 PCS」をテーマとして調査を実施し、調査の結果、それぞれの地域における動向が明らかとなった。 2024 年度は慣性低下対策 PCS の観点で、これまでに調査できていない米国の調査を行う予定であり、2024 年度までに本事業での技術開発の展開に関する主要な諸外国の動向を把握できる見込み。

◎　大きく上回って達成、○達成、△一部未達、　×未達

慣性低下対策 PCS の実用化に関わる海外動向として、2023 年度に欧州及び豪州の動向を調査した。

１－１．慣性低下対策 PCS の導入背景

欧州では、インバータ電源増加による慣性不足が GFM 導入の主なきっかけである。現状は、GFM 機能付き蓄電池の接続は 132kV 以上が主である。ただし、接続先の電圧階級を限定している訳ではなく、33kV での実証を進めている事例があるほか、400V への接続の必要性を認識している TSO も見られる。

なお、GFM 機能の適用対象のリソースは、発電事業者にとっての経済性の観点から、主として蓄電池が考えられている。

表 25　欧州における慣性低下対策 PCS の導入背景

内容	調査結果
GFM導入のモチベーション GFM運用・導入の背景	• 需給シナリオが楽観的なものでかつ、同期調相機とSTATCOMを含めてシミュレーションを行ったが、慣性力が不足することが分かった（独TransnetBW） • GFMを慣性力維持だけではなく、電圧維持等にも使うことを目的として開発している（独TransnetBW） • 慣性力の市場調達を行うStability Pathfinder Phase 2（SPP2）では、GFMを蓄電池と併設することで複数の収益ストリームがあることから、優れたビジネスモデルだと評価を得て採用された(英StatkraftUK) • 英国では過去に架線の故障が起こった際、CCGT（コンバインドサイクル発電）は動いていたもののRoCoFが高すぎたために1000MWの負荷遮断に繋がった事例があったことから、慣性提供の必要性を認識（StatkraftUK）
接続電圧階級	• まずは特別高圧(ドイツのEHV 220～380V）に入れていきたいが、最終的には低圧レベル含め、すべての階級に入れていく必要がある（独TransnetBW） • TSOとしては、GFMが配電系統に必要不可欠であるとは考えていない。ただ、配電系統の問題は配電系統で解決してほしいという思いがある(独TransnetBW） • 接続事例は275～400kV、33kVにてテストを実施中（SMA） • イングランドとウェールズでは400kVと275kV、スコットランドでは275kVと132kV、配電網でのGFMの活用はまったく考えていない（英StatkraftUK）
蓄電池以外への応用	• PV+GFMはデメリットの方が大きい。曇った時の出力変動をカバーすることが難しく、24時間求められる要求に対して、昼間にしか対応できない点がネック(SMA) • PV向けのGFMは今のところ存在しないと認識している(独TransnetBW)

一方豪州では、インバータ電源増加による system strength※低下が GFM 導入の主なきっかけである。

現在、すでに複数の GFM 機能付き蓄電池が実系統に接続されている段階である。これらの多くは 110kV 以上の送電系統に接続されている。系統にとってのインパクトや発電事業者にとっての経済メリットの大きさから、ある程度規模の大きい送電系統への接続から開始しているが、接続先の電圧階級を限定している訳ではなく、遠隔地では配電系統（66kV 未満）に接続されているケースもある。

GFM 機能の適用対象のリソースは、発電事業者にとっての経済性の観点で、主として蓄電池が考えられているのが現状である。PV への適用は、技術的には可能であるものの、主に発電事業者にとっての経済性の観点で現時点では適用されていない。

※AEMO は、事故時に電圧波形を維持する能力と定義している。評価するための指標として短絡容量比（SCR）が用いられ、SCR が低いと system strength が低いと評価される。

表 26　豪州における慣性低下対策 PCS の導入背景

内容	調査結果
GFM導入のモチベーション GFM運用・導入の背景	• 非同期電源の増加により、system strengthの低い系統が増えたこと、電圧管理が難しくなっていることがGFM導入の契機となっている。 • AEMOは、system strengthを上げるための手段の一つとしてGFM 蓄電システム（BESS）を位置付けている。 • TNSPは、system strength、電圧管理に責任があり、一つの手段としてGFM BESSを導入している。 • DNSPが、配電用変電所の電圧管理のためにGFM BESSを導入している事例がある。 • 再エネ事業者は、system strengthを上げなければ再エネを接続できないか、出力抑制を受ける場合があるため、それを回避するための手段としてGFM BESSを導入している。 • 他の対策（同期調相機等）と比較し、経済性が高い方法を選定する考え方である。GFM BESSではエネルギー市場での収入を得ることができる点がメリットである。
接続電圧階級	• 現在接続されているGFM BESSの接続先は送電系統（275kV）である。制御・監視が容易な点、系統へのインパクトが大きい点、大規模設備の方がGFMの追加コストを許容できる点等が理由である。 • ただし、遠隔地では、事故時の独立運転を目的として5MWレベルのGFM BESSが配電系統（66kV未満）に接続されているケースがある。
蓄電池以外への応用	• 現在のところ、BESSへの適用が主である。 • PVへのGFMの適用は、技術的には可能であるものの、エネルギーバッファーを必要とする機能は使えないため、商業的には合理的でない。 • 風力発電のDC/DCコンバータをGFMにする事例はある。

１－２．慣性低下対策 PCS の実装方法

欧州においては GFM 実装に際して、現状は GFM に特化した接続要件や適合性の評価方法が整理されていない。そのため、ケースバイケースで TSO/DSO とメーカが協議を行っている。今後は、GFM に特化した接続要件が作成される予定である。

英国では既にグリッドコードにおいて接続要件の部分的適用が開始されている。適合性評価についても、グリッドコードにおいて部分的に定められている。

接続後、GFM の運用は自端制御で行われている。GFM 間での協調や、外部からの制御は行われていない。

表 27　欧州における慣性低下対策 PCS の実装方法

内容	調査結果
要求事項・接続プロセス	• 現時点で欧州には規定はなく、連系に際してはケースバイケースでTSO/DSOとメーカとで協議している(SMA) • ２０２４年にEUで法律化され、２０２５年からはTSO、DSO、発電設備メーカ、運営者等のステークホルダが集まって実際の要求事項を固めていき、2027年にはGFMが系統につなげられることを目指す(独TransnetBW) • 英国ではNG ESOが改訂したGrid CodeにGFMも含まれており、RoCoFに対する応答速度が最も課題（英Statkraft UK)
適合性評価方法	• 将来的に小さいものが沢山入ってくる場合には基本的に型式認証になると考えている(独TransnetBW) • GFMに特有の追加的要求はないが、システムの統合という観点で、他の設備との挙動の調和のテストは実施している（SMA) • 英国ではGCにて故障の対応等のパフォーマンス評価が定められている（大半はシミュレーションだが、ラボテストもある（英Statkraft UK) • SPP2では、何をラボで、何をシミュレーションでテストするのか細かいルールがなかったため、交渉が難航した（英Statkraft UK) • SPP2のNeilstonプロジェクトでは、バッテリー容量テストや環境温度試験など、Statkraft独自の試験をFluence社に要求した（英Statkraft UK)
具体的な制御方法	• サービスごとにオペレーション方法は異なる。例えばバッテリーでは1日に1サイクル、50ＭW/100MWhの場合では、2時間放電、充電は2時間少し実施するが、いつ実施するかはスポット価格による(英Statkraft UK) • GFMからの慣性提供は自端制御で行われる(英Statkraft UK) • VPN (Virtual private network)でデータのやりとりをしている(英Statkraft UK)
GFM間の協調	• GFMは基本的に個々が自動的に制御される装置だと考えているので、それぞれ分散型の挙動するものだと理解している(独TransnetBW)

それに対し豪州では、GFM の接続に際し、接続要件、適合性評価とも、既存の他の発電機向けのものに準拠させている。また、接続後の GFM の運用は自端制御で行われる。GFM 接続数が少ない現時点では GFM 間の干渉を含む系統への悪影響は観測しておらず、個別のインバータが系統に影響を与えないよう設計している。

表 28　豪州における慣性低下対策 PCS の実装方法

内容	調査結果
要求事項・接続プロセス	• 発電機の種類に関わらず、5MW以上であればNER（National Electricity Rules）で定められるGPS（Generator Performance Standards）に従う。inertiaは要件にはなっていない。 • GFMとGFLでパフォーマンスに違いがあり、GFMのモデリング、無効電力の注入と安定時間の調整、事故時のactive power recoveryの調整、fault ride throughの挙動の調整、動揺ダンピングの挙動の把握等に留意する必要がある。 • 発電事業者、系統運用者ともGFMの接続・運用の経験が少なく、挙動を全て理解しているわけではないため、モデルや挙動の妥当性判断が難しい点、GFMに精通した人材が少ない点が課題となっている。
適合性評価方法	• まず発電事業者がモデル（PSS/E、PSCAD）を提出する。 • 次にTNSPが熱容量や保護を評価する。その後、AEMOがGPSへの準拠を確認する。配電系統への影響も見込まれると想定される場合、DNSPも影響評価を行う。 • 加えて、接続先の系統が弱い場合には、TNSPが、system strength full impact assessmentとして、他の発電機の挙動も考慮したモデリングにより、州全体の系統への影響を評価する。
具体的な制御方法	• 接続後、再エネ事業者は、定期的にGPSに準拠しているか否かを確認・報告する。定期的にパラメータの見直しが発生する。その際は再エネ事業者はAEMOと調整しパラメータを決定し、再チューニングする。 • GFM BESSは常にGFMモードで運転している。運用は発電事業者がオンサイトで行う。ディスパッチはAEMOが行い、TNSPは電圧の設定値を指定する。 • 事故時に独立運転させたい特殊なケースを除き、通常は単独運転が起きないようにしている。
GFM間の協調	• 現時点ではGFMの接続数が少ないため、GFM間の干渉は観測されておらず、GFM間の協調は行っていない。 • Special Protection Schemeにより、個別のインバータが系統に影響を与えないような設計にしている。
系統に与える影響	• 現時点ではGFMの接続数が少ないため、系統への悪影響は発生していない。 • GFMは反応が早いので、事故時の干渉は発生し得るが、現時点では発生していない。

1－3．慣性低下対策 PCS の寄与の評価方法

現時点では、欧州の系統運用者は、個別接続機器に対する仕様準拠の評価、系統全体のモニタリング以外に、GFMの系統安定性への寄与の評価は行っておらず、大きな必要性があるとは考えていない。

英国の再エネ事業者は、系統運用者に対しグリッドコードへの準拠を証明するための計測システムが必要であると考えている。

表 29　欧州における慣性低下対策 PCS の寄与の評価方法

内容	調査結果
GFMの寄与の評価方法	＜TransnetBW＞ • 我々が開発しているSTATCOMのようなものであれば、自分で仕様を評価しながら進めるのでモニタリングは必要ないと考えている • 慣性力はあくまでシステムの一部なので我々TSOとして、それをモニタリングするシステムを導入することに興味があるかと言われるとそこまで強くはない ＜StatkraftUK＞ • NG ESOは重大故障時のパフォーマンスを知りたい、関連するデータも持っておきたい、グリッドコードにきちんと準拠しているかを知りたいと考えており、英国系統の中で問題があったときに責任の所在を突き止めるためにも、事故の直近データだけでなく、過去のデータにも戻り確認する可能性がある • NGはリアルタイム計測（稼働中の計測）を望んでおり、これが秒ごとのデータ、要するに安定化サービスのアベイラビリティを知りたいとのことである。これについて、我々では対応可能である • NG ESOは、接続点での故障電流の数値を、インバータ毎に要求している • バッテリーは稼働状況によって変わり掴みにくいことから、National Gridからリアルタイムで秒ごとに出すことを求められているが、例えば周波数が低下しているときなどは、バッテリーから電力を供出することは難しい場合がある

豪州においても、接続時の適合性評価を除き、接続機器ごとの系統安定性への寄与は評価しておらず、各接続機器から提出されたモデルを元に系統全体への影響を評価している。

系統全体では、PMU 設置による GFM 間の協調把握、SSAT モデルを用いた定態安定度評価、データ管理アルゴリズムによる振動開始の把握、SCR、事故レベル、慣性の評価を部分的に開始している。

表 30　豪州における慣性低下対策 PCS の寄与の評価方法

内容	調査結果
GFMの寄与の評価方法	• 系統の安定性について、AEMOは各発電機のモデルを集め、それを何度も調査し系統の状況を把握することで、系統の運用が技術的な基準の範囲内に収まっているかを確認する。 • 定期的にGPSに準拠していることをモニタリングし、報告する義務がある。現時点ではinertiaはGPSの項目には入っていないため、モニタリングの対象ではない。 • AEMOは、SSAT（small signal stability analysis tool）で分析するためのsmall signal stabilityのモデルを任意で求めており、将来的には同期機と同様義務的に求めることを考えている。 • AEMOは、PMUを設置しGFM間の干渉を早く把握するようにしている。 • AEMOは、振動の開始をデータ管理アルゴリズムで監視している。 • ElectraNetは、system strengthの指標として、SCR、minimum fault levelを評価している。重要な地点では、計画断面で、minimum fault levelを評価する。系統の最も弱い状況を想定し、SCRを評価する。 • ElectraNetでは、英国reactive technologies社のトライアルを実施しており、inertiaが測定できるほか、system strengthも測定（fault levelとして計測）できる。

１－４．慣性低下対策 PCS に関わる標準化

欧州では、系統運用者は GFM に対し慣性維持、電圧維持の機能を期待している。

今後、GFM の要件を作成し、接続先の電圧階級に関わらず 1MW 以上の発電機については GFM 機能の具備が義務化される見通しである。

RfG の改定後には、GFM 機能を具備したインバータ電源がより増えていくであろうと見通されている。

表 31 欧州における慣性低下対策 PCS に関わる標準化

内容	調査結果
背景・きっかけ	• E-Distribuzioneとしては、低電圧ネットワークにおいてGFMを導入しない立場(伊ENEL)
検討内容・枠組み	• IECの規格はCENELECで受け入れられ、修正や統合がある場合もあるが、内容は完全に合致している • 電気エネルギー供給の側面を扱う委員会CLC/TC 8X にはいくつかの作業グループがあるが、そのうちの3番目の作業グループが発電機や調整可能な負荷を配電網に接続する要件に関連しており、GFMの他、ヒートポンプやEV充電器も扱っている(伊ENEL)
将来に向けた動向・今後の展望	• 2027年にはRfGがGFMの導入を求めていくことになる(独TransnetBW) • メーカがそれぞれ異なる解決策を定義する可能性があり、単一市場や製品の流通にとって好ましくないため、標準化を検討している(伊ENEL) • 現在動いている作業部会の成果物は、標準仕様でなく、技術仕様書である(伊ENEL)
GFMに期待する役割・GFLとの違い	• GFMは、GFLに比べて単独運転のリスクがはるかに高い。保護システムの主な目的は、選択性、信頼性、安全性、感度を保証すること • 有効電力のバランスだけでなく、特に無効電力のバランスとケーブルとの共振を検証する必要がある(伊ENEL) • 自動応答＞FFR＞系統機器と連携したフィードバックや調整・分配の3段階の役割を期待している(独TransnetBW) • 将来的には、瞬時の超高速周波数への対応とともに、どこに問題があるかをTSO/DSOに伝達する役割を担う(独TransnetBW) • 慣性機能付きGFLは考えていない(独TransnetBW)
FFR等、他のサービスとの関係	• FFRは古い技術であり、徐々に置き換わっていくだろう（ENEL） • FFRは今後も使い続けることになるが、ドイツでは最終的にインバータだけで瞬時の調整力を出すことはなく、それ以外のものも組み合わせていく（独TransnetBW）
適用形態（任意か、必須か） 要件の適用範囲（電圧階級、リソース）	• TypeA（低圧）は義務化ではない、TypeB（中圧）以上は義務化の見通し、TypeCは義務化が確実（独TransnetBW） • TypeAからは除外し、TypeB・C・Dは必須とすることを提案した(伊ENEL)
要件の接続プロセスにおける適用	• 各メーカが特殊な仕様を合わせ込む必要がないよう、技術標準がグリッドコードで整理されることを望んでいる(伊ENEL)

一方豪州では、要件ではなくガイドラインとして GFM の必須機能と追加機能を特定しており、必須機能について定量的基準と試験方法を作成し、GFM としての合否を判定できるようにする予定である。接続に際し GFM を義務的要件として求めることは現段階では難しいと考えている。

系統運用者の目線では、GFM に対し、ブラックスタート、慣性、system strength の機能を期待しているが、GFM でなければならないという訳ではなく、あくまでも対策の一つとして位置づけられており、技術中立的に他の対策と比べ経済合理的であれば GFM が選択される。GFM は GFL をサポートする位置づけとして考えられており、GFL と GFM が共存する世界が想定されている。

表 32　豪州における慣性低下対策 PCS に関わる標準化

内容	調査結果
背景・きっかけ	• GFMによるpower system support capabilityを定義し、メーカ、デベロッパにガイドラインを与えること、系統ニーズと製品のcapabilityをすり合わせることを目的に、Voluntary Specificationを作成した。
検討内容・枠組み	• メーカやデベロッパと何度も議論して現在のvoluntary specificationを作成した。 • ステークホルダに受け入れられるものにする必要があり、厳しい要件を作るのは難しい。ハードウェアの大幅な変更を必要としない機能をcore capabilityとしているのもそのため。 • 送電系統に接続されるGFMに限らず、technical standardが適用される100kW以上のGFMは全てvoluntary specificationの対象と考えている。
将来に向けた動向・今後の展望	• 現在まさに定量的基準値の設定、試験方法を作成している最中。AEMOの一次案はできており、ステークホルダの意見照会をしている段階。core capabilityのみに基準値を設定し、準拠しているか否かを判定する予定。
GFMに期待する役割・GFLとの違い	• ブラックスタート、inertia、system strengthの増加を期待している。 • AEMO、TNSPとして、GFMに対し特別に求める機能はない。他の方法と比較し、最も経済的なものを選択する。 • GFMの1つの役割はGFLを補助すること。GFMがどの程度必要かを評価することは難しいが、inertiaとsystem strengthがポイントになる。 • 設置場所は、目的次第。inertiaが目的であれば場所の制約は少ない。PVや風力に対する安定性が目的であれば発電設備付近に設置する。電力品質向上の目的であれば、その目的に応じた場所に設置する。
FFR等、他のサービスとの関係	• FFRとGFMは両方必要。FFRについては全ての発電機が対応できなければならず、GFLがすでにカバーしている。GFMに対してはそれに加えsystem strengthとinertiaの機能を期待している。
適用形態（任意か、必須か）	• 今後mandatoryの要件とするか、市場参加のための要件とするかは決まっていないが、mandatory要件化は接続者の理解が得られず、結果として接続するリソースがなくなると困るため、難しいと考えている。
要件の接続プロセスにおける適用	• 技術要件は技術中立的にしたいと考えているため、閾値等をGFMのみに特化して設定することは難しい。一方で、GFMを適用するうえでは、特有の課題にも対処しなければならない点が課題である。
要件の適用範囲	• voluntary specificationは配電系統への適用を除外している訳ではない。

1－5．海外動向のまとめ

欧州の調査を通して得られた Key Findings は以下の通りである。

表 33　欧州調査の Key Findings

項目	Key Findings
擬似慣性PCSの導入背景	• インバータ電源増加による慣性不足がGFM導入の主なきっかけである。 • 現状は、132kV以上の系統への接続が主であるが、接続先の電圧階級を限定している訳ではなく、33kVでの実証を進めている事例があるほか、ドイツのTSO TransnetBWは400Vへの接続の必要性を認識している。 • 発電事業者にとっての経済性の観点で、主として蓄電池への適用が考えられているのが現状である。
慣性低下対策PCSの実装方法	• 現状はケースバイケースでTSO/DSOとメーカが協議している。今後は、GFMに特化した接続要件を作成する予定である。英国ではグリッドコードへの部分的適用が開始している。 • 適合性評価について、欧州大ではGFMに特化した要求項目はないが、英国ではグリッドコードにおいて部分的に定められている。 • 接続後、GFMの運用は自端制御で行われる。GFM間を協調し外部制御することは行われていない。
擬似慣性PCSの寄与の評価方法	• ドイツや英国の系統運用者は、個別接続機器に対する仕様準拠の評価、系統全体のモニタリング以外に、GFMの系統安定性への寄与の評価は行っておらず、現時点で大きな必要性があるとは考えていない。 • 英国における再エネ事業者は、系統運用者に対しグリッドコードへの準拠を証明するための計測システムが必要と考えている。
慣性低下対策PCSに関わる標準化	• GFMの要件を作成し、接続先の電圧階級に関わらず1MW以上の発電機のGFM機能を義務化する予定である。 • ドイツの系統運用者は、GFMに対し、慣性維持、電圧維持を期待している。 • RfGの改定に伴い、今後はGFM制御を具備したインバータ電源がより増えていくであろうと見通されている。

豪州の調査を通して得られた Key Findings は以下の通りである。

表 34　豪州調査の Key Findings

項目	Key Findings
擬似慣性PCSの導入背景	• インバータ電源増加によるsystem strength（※）低下がGFM導入の主なきっかけである。 • 送電系統（275kV）への接続から開始しているが、接続先の電圧階級を限定している訳ではなく、遠隔地では配電系統（66kV未満）に接続されているケースもある。 • 発電事業者にとっての経済性の観点で、主として蓄電池への適用が考えられているのが現状である。
慣性低下対策PCSの実装方法	• 接続要件、適合性評価とも、既存の他の発電機向けのものに準拠させている。 • 接続後、GFMの運用は自端制御で行われる。 • GFM接続数が少ない現時点ではGFM間の干渉を含む系統への悪影響は観測しておらず、個別のインバータが系統に影響を与えないよう設計している。
擬似慣性PCSの寄与の評価方法	• 接続時の適合性評価を除き、接続機器ごとの系統安定性への寄与は評価しておらず、各接続機器から提出されたモデルを元に系統全体への影響を評価している。 • 系統全体では、PMU（同期フェーザ計測装置）設置によるGFM間の干渉把握、SSAT（small signal stability analysis tool）モデルを用いた定態安定度評価、データ管理アルゴリズムによる振動開始の把握、SCR（短絡容量比）、事故レベル、慣性の評価を部分的に開始している。
慣性低下対策PCSに関わる標準化	• 要件ではなくガイドラインとしてGFMの必須機能と追加機能を特定しており、必須機能について定量的基準と試験方法を作成し、GFMとしての合否を判定できるようにする予定である。 • 接続に際しGFMを義務的要件として求めることは現段階では難しいと考えている。 • GFMに対し、ブラックスタート、慣性、system strengthの機能を期待している。 • GFMはGFLをサポートする位置づけとして考えられている。

※AEMO は、事故時に電圧波形を維持する能力と定義している。
評価するための指標として短絡容量比（SCR）が用いられ、SCR が低いと system strength が低いと評価される。

１－６．海外調査からの示唆

海外調査を通じて、本事業の方向性検討への有益な示唆が得られた。本事業では、今後これらの示唆を踏まえ、検討を進めていく。

表 35 慣性低下対策 PCS の実用化に関わる海外調査からの示唆

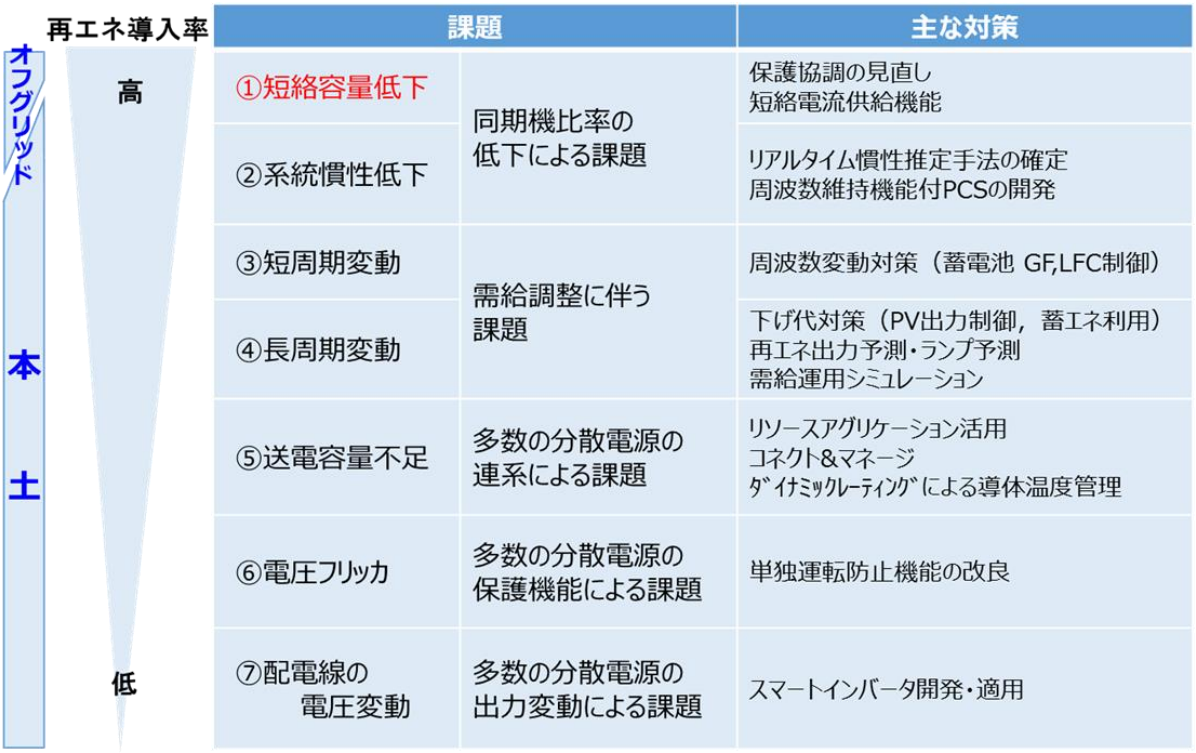
擬似慣性PCSの導入背景	• インバータ電源増加に伴う系統課題として慣性低下のみならず電圧維持等も懸念されており、包括的対策として海外ではGFMが検討されている。日本でも今後のインバータ電源普及に伴う系統課題を見据えたユースケースの検討が必要ではないか。 • 欧州、豪州のいずれにおいてもGFMの接続先の電圧階級、適用リソースの種類を限定している訳ではなく、結果として、各地の事情に応じ導入メリットの大きいインバータから適用されてきている。日本でも、導入メリットを考慮のうえ、電圧階級やリソースを限定することなくGFMの適用を考えていくことが重要であると考えられる。
慣性低下対策PCSの実装方法	• 欧州大ではGFMに特化した要件/適合性評価項目を作成しGFMの接続に際し求めていく方針、豪州ではGFMに対しても他の発電機と同じ要件/適合性評価の項目を求めていく方針であり、二つの考え方がある。これを念頭に、日本でのGFM実装方法の在り方を今後議論していくことが重要と考えられる。 • 欧州、豪州とも、GFM間の協調を取りながら外部制御するのではなく、系統に悪影響を及ぼさないパラメータ設計を行ったうえで各GFMの自端制御を行っている。これを参考に日本での制御の在り方を検討するのが良いと考えられる。
擬似慣性PCSの寄与の評価方法	• 欧州、豪州とも、個別機器に対して系統への影響を考慮した仕様への準拠を確認したうえで、系統全体での系統安定性に関するモニタリングを実施している。これを参考に日本でのGFMのパフォーマンス評価の在り方を検討するのが良いと考えられる。
慣性低下対策PCSに関わる標準化	• 欧州大では新規接続のインバータ電源に対しGFM機能の実装を義務的に求める考え方、豪州では結果としてのパフォーマンスが全電源共通の基準に準拠していれば接続を認める考え方を採用しており、国ごとに異なる考え方でGFM接続要件への統合、標準化が進められている。これを念頭に日本での標準化の在り方を議論していくことが重要と考えられる。 • GFMへ期待する機能には、慣性提供、電圧維持、ブラックスタート、system strengthへの寄与があり、各地の系統状況に応じ様々である。日本でも、系統状況を踏まえ、必要な機能に対しGFMを活用すれば良いと考えられる。 • GFLをGFMに置き換える方向性と、必要な場合にGFMを活用する方向性の2通りが見られた。必ずしも全てをGFMにすることだけが正解ではないことを念頭に、日本でのGFMの位置づけを検討するのが良いと考えられる。

4.1.2. 再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題解決に関する研究開発

（１）研究開発の概要

再エネ主力電源化（再エネ導入率が高い）の実現にあたっては、短絡容量の低下に関する課題を解決する必要がある（図 67）。一方で、従来の設備形成が今後変化していくことも考慮していくことが必要であり、そのような場合には、短絡容量の低下に加えて、従来の設備形成下では、解決してきた図 67 に示すような諸々の課題も再度顕在化してくる。

このため、将来の設備形成変化も見据え、最も課題が多い設備形体である再エネ主電源地域グリッドを想定した検討を行うことで、再エネ主力電源化を実現するために生じる課題を網羅的に洗い出す（短絡容量の低下を含む）とともにそれら技術課題を解決する。また、計画は、開発成果が適切な効果を発揮することを小規模な系統において検証することを含むとともに、更に、実系統データとの比較から検討手法の妥当性を示す。



課題		主な対策
①短絡容量低下	同期機比率の低下による課題	保護協調の見直し 短絡電流供給機能
②系統慣性低下		リアルタイム慣性推定手法の確定 周波数維持機能付PCSの開発
③短周期変動	需給調整に伴う課題	周波数変動対策（蓄電池 GF,LFC制御）
④長周期変動		下げ代対策（PV出力制御，蓄エネ利用） 再エネ出力予測・ランプ予測 需給運用シミュレーション
⑤送電容量不足	多数の分散電源の連系による課題	リソースアグリケーション活用 コネクト&マネージ ﾀﾞｲﾅﾐｯｸﾚｰﾃｨﾝｸﾞによる導体温度管理
⑥電圧フリッカ	多数の分散電源の保護機能による課題	単独運転防止機能の改良
⑦配電線の電圧変動	多数の分散電源の出力変動による課題	スマートインバータ開発・適用

図 67　再エネ導入率と生じる課題および主な対策

出所）再エネ主電源化に向けた系統対策と技術開発：NEDO スマートコミュニティサミット　2021/9/22 講演資料

再エネ主力電源化に向け設備形態が変化。ケース2～4の実現には各ケースで生じる課題解決の必要あり
⇒本事業にて技術課題の洗い出しと課題解決を行い、再エネ主力電源化の実現に寄与

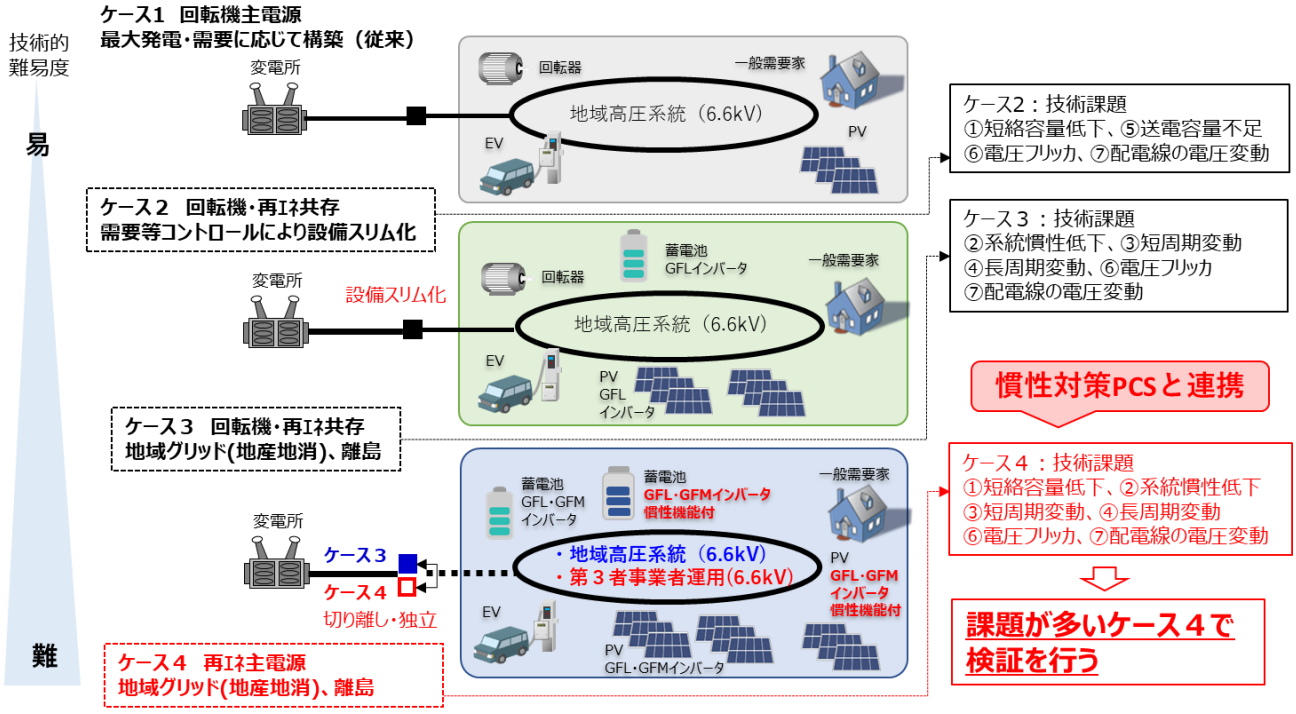


図 68　カーボンニュートラル実現に向けた地域グリッドの形態

（２）研究開発の目標と根拠

研究開発サブテーマ	中間目標	最終目標	根拠
①エネ導入地域グリッドの課題の整理	再エネ導入地域グリッドを先行して運開・実証中のマイクログリッドにおける実測データの分析（宮古島系統の変電所等）や構成・運用方法を調査する。この調査結果をもとに、地域グリッドの実現に必要な机上検討や計算機シミュレーション、検証試験などに必要な課題を整理する。整理した課題を統括的に検討する手法やツールを開発する。	2025 年度以降、新たに必要な課題が見つかった場合はその課題を整理し、検討手法やツールを開発する。	実測データの分析、運開中の各地域グリッドの構成・運用方法を調査することにより、机上で想定してきた課題に相違がないかを確認できる。また、検証試験の内容・シミュレーションの内容を絞り込めるため、効率よく課題を整理することができる。実測データを基に課題を統括的に検討することで、現状想定している課題と、これまで想定していなかった新たな課題を確認することができる。

②再エネ導入地域グリッドの課題への対策方式の検討	机上検討、計算機シミュレーション、対策方式の検証試験、および運開・実証中のマイクログリッドエリアにおける実測データの分析や構成・運用方法の調査等により、対策方式・対策ツールを開発する。	2025 年度以降、新たに必要な対策方式・対策ツールが見つかった場合は、その対策方式・対策ツールを開発する。	実測データの分析や、各地域グリッドの構成・運用方法の調査結果を踏まえて、机上検討、計算機シミュレーション、検証試験を行うことで、効率的に有効な対策方式・対策ツールの開発を行うことができるため。
③再エネ導入地域グリッドの課題への対策案の検証・評価	再エネ主電源化のためのマイクログリッドに関する課題抽出、個々の対策技術（機器、システム、手法）の開発を完了する。 現状機能にて実運用データ及び参考補足データの計測と、併行して地域グリッド運用の標準化に応じたソフト改良を実施、および運開・実証中のマイクロマイクログリッドにおける実測データの取得分析により、対策技術の提案を完了する。	開発した個々の技術（機器、システム、手法）に関して、実証による検証、実測データによる検証、系統大での解析などにより総合評価を行う。 ソフト改良に伴うマイクログリッド運用の標準化機能にて実運用データ及び参考補足データの計測とその最適化を実施、および運開・実証中の地域グリッドにおける実測データの分析や構成・運用方法の調査等により、対策案の有効性を評価する。	再エネ主電源のマイクログリッドに関する対策技術の効果を確認するために、実証による検証、系統大での解析などによる総合評価が必要なため。 地域グリッド運用の標準化に伴い、運用に資する対策技術を提案し、実測データの分析や対策技術の最適化によって対策案の有効性を評価することが必要なため。
④再エネ導入地域グリッドに関するガイドライン・規程整備に向けた検討	③の結果より、技術的な要件を整理するとともに、推奨されるマイクログリッドの構成や運用方法を示し、それらをガイドラインや法規類に反映するための検討を行う。（2024 年度中間目標の段階では検討途中）	③の結果より、技術的な要件を整理するとともに、推奨されるマイクログリッドの構成や運用方法を示し、それらをガイドラインや法規類に反映するための検討を行う。	再エネ導入地域グリッドに関する技術的な要件について、現状のガイドライン・法規類には記載されていない内容が多くある。①②③の検討結果より、技術的な要件ならびに推奨されるマイクログリッドの構成や運用方法を整理し、規程類への反映に資するため。
⑤海外動向調査	GFM の実用化、および再エネ地域グリッドの技術適用検討に関する海外動向調査結果を整理し、適宜、4.1.1 および 4.1.2 の検討に反映するとともに、本事業の進捗状況を勘案して翌年度以降の調査トピックおよび調査対象を選定する。	選定した調査トピックおよび調査対象に関する海外動向調査を実施するほか、5 か年の調査で得られた諸外国における取り組みを整理し、我が国における実用化検討に反映する。	再エネ導入地域グリッドの実用化を志向する本事業において、実用化に向けて検討が進められている諸外国の動向を正確に把握し、我が国における実用化・展開に向けた検討を進めていくことが重要であるため

（３）研究開発のスケジュールと予算、実施体制

○スケジュール・分担

表 36　再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題解決に関する研究開発スケジュール

項目	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
①再エネ導入地域グリッドの課題の整理	【沖電】計測器取付工事・来間島実動訓練		【沖電・NX】宮古島・来間島計測・分析		
	【電中研】系統解析ﾂｰﾙ調査		機能拡張・ﾂｰﾙ整備	課題統括検討	
		【HD・PG】地域ｸﾞﾘｯﾄﾞ事例調査			
	【HD・PG】送配協との課題確認				
	【HD・三菱】課題確認ｼﾐｭﾚｰｼｮﾝ				
②再エネ導入地域グリッドの課題への対策方式の検討	【電中研】需要想定・設計最適化手法基本構築			手法検討・確立	
	【HD・PG】海外調査	まとめ			
	【HD・三菱】対策ｼｽﾃﾑ・EMS設計・試験		対策システム・EMS再設計・試験		
	【HD・三菱】対策装置設計・試験		対策装置再設計・試験		
	【HD・三菱】対策方式ｼﾐｭﾚｰｼｮﾝ		対策方式・試験外対策ｼﾐｭﾚｰｼｮﾝ		
③再エネ導入地域グリッドの課題への対策案の検証・評価	【電中研・HD・PG・三菱】【NX】	課題・対策方式 試験①課題確認	試験②	試験③ 試験④	試験⑤ 試験⑥ 試験⑦
		DR制御実装	DR応動検証	DR応動追加検証	
④再エネ導入地域グリッドに関するガイドライン・規程整備に向けた検討	【HD・PG】規程類改定状況整理	検討項目分類・検討時期・検討会議体	順次、技術要件検討・整理、規程類への反映内容提示		

電中研：電力中央研究所/ HD:東京電力ホールディングス/ PG：東京電力パワーグリッド/ 三菱：三菱電機
沖電：沖縄電力/ NX：ネクステムズ

○予算

本テーマの予算は、「高圧連系用慣性低下対策 PCS の実用化開発」と合わせて 4.1.1 章に記載のとおりとなっている。

○実施体制

4.1.1 章に記載のとおり。

（４）テーマごとの目標達成状況と成果の内容

① 再エネ導入地域グリッドの課題の整理（電力中央研究所/ 東京電力ホールディングス/ 東京電力パワーグリッド/ 三菱電機/ 沖縄電力/ ネクステムズ）

中間目標 （2025 年３月）	再エネ導入地域グリッドを先行して運開・実証中のマイクログリッドにおける実測データの分析（宮古島系統の変電所等）や構成・運用方法を調査する。この調査結果をもとに、地域グリッドの実現に必要な机上検討や計算機シミュレーション、検証試験などに必要な課題を整理する。整理した課題を統括的に検討する手法やツールを開発する。
成果 （2024 年６月）	・宮古島系統変電所等実測データ(電圧・電流値、有効・無効電力等)の分析を行った。国内地域グリッドにおける系統構成、システム構成、運用方法等を調査した。 ・地域グリッド系統の技術的課題について送配協にて検討した課題とも整合をとり、ブラックスタートや保護の課題について電中研赤城での確認検証試験やシミュレーションにより、地域グリッド運用で懸念される現象を再現した。 ・課題の整理に資する系統解析ツールを調査し、課題を整理するための解析環境を整備した。
達成度（見込み）	○　　(2025 年 3 月に達成見込み)
達成の根拠／解決方針	予定通り宮古島実測データを分析しており、運開中の地域グリッド事例調査を実施済み。シミュレーションはブラックスタート・保護関連の課題を予定通り確認済み。24 年度赤城での試験を４月、８月、１月に各２週間実施予定。 課題整理のため系統解析ツールの調査を通して解析項目や機能を整理した。 これらにより、24 年度末の段階での地域グリッドの課題を大方整理でき、検討手法やツールが開発できると見込まれ、宮古島データによる新たな課題検討が可能になる。

◎ 大きく上回って達成、○達成、△一部未達、 ×未達

再エネ導入地域グリッド（以下、MG）の課題整理のため、先行して運開・実証中の MG における実測データの分析（宮古島系統の変電所等）や構成・運用方法の調査している。この調査結果をもとに、地域グリッドの実現に必要な机上検討や計算機シミュレーション、検証試験などに必要な課題を整理している。また、これらを統括的に検討する手法が確立されていないため、検討手法やツールを開発する。さらに、想定する課題事象の実設備における再現性を検証するため、電力中央研究所・赤城試験センターに既設の「需要地系統ハイブリッド実験設備」(以下、電中研赤城)における試験を行っている。

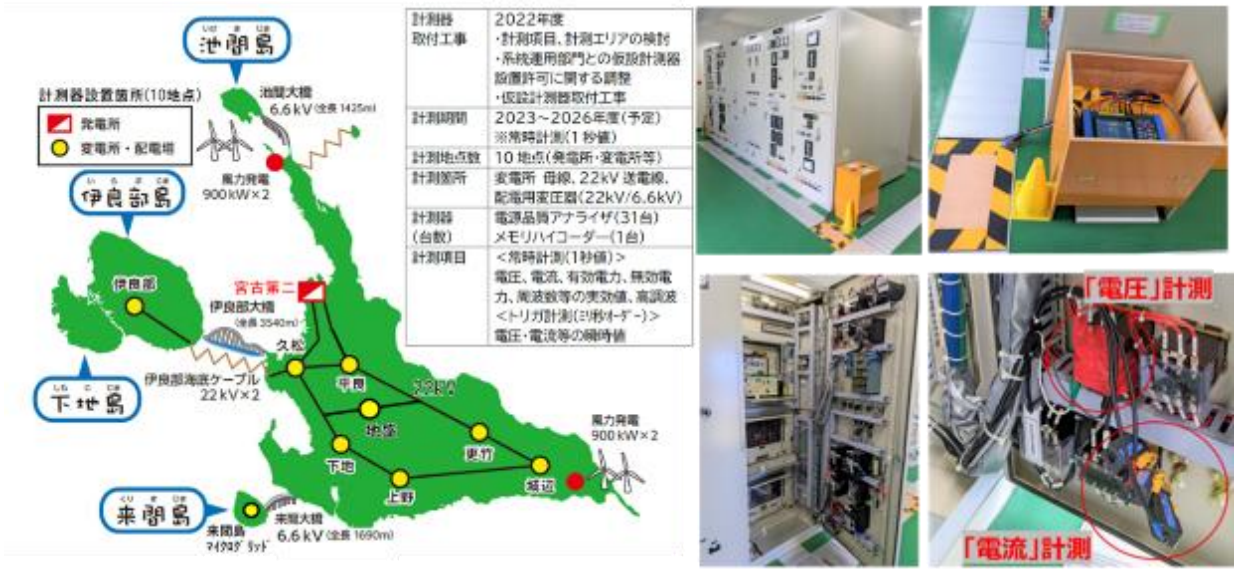
上記の課題整理の手法について詳述した後、具体的な想定される課題とそれに対応する検討内容を、次の①.1 から①.5 に記す。

〇宮古島系統計測

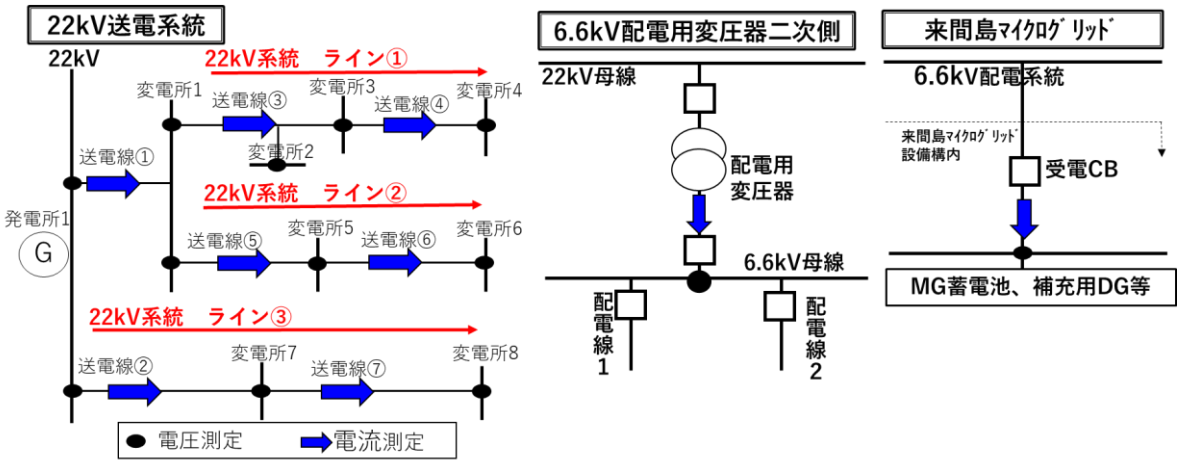
宮古島系統(表 37 参照）の実測データ分析を実施するために、2022 年度にて発電所 1 箇所、変電所・配電塔 8 箇所、来間島マイクログリッド 1 箇所の合計 10 箇所に、仮設計測器を 32 台の取付工事を行い、2023 年度から計測データ収集を始めている。図 69 に宮古島仮設計測器取付マップを示す。各発電所・変電所等には電源品質アナライザを設置しており、電圧・電流・周波数・有効電力・無効電力・高調波等を常時計測（1 秒値）している。来間島マイクログリッドには、マイクログリッド自立運転時等の過渡的な電圧・電流波形等も計測できるようにメモリハイコーダを設置している。なお、当該実測データは一般送配電部門の運用に関する機微なデータとなることから、一般公開する際には、匿名化、平均化処理等の留意が必要である。

表 37　宮古島系統概要(2023 年 12 月末現在)

変電所数	配電線数	22kV 送電線亘長	6.6kV 配電線亘長	系統需要規模(最大)	需要家口数	再エネ接続量
8 箇所	40 ﾌｨｰﾀﾞｰ	88km 程度	629km 程度	70,000kW 程度	電灯 43 千口程度 電力 3 千口程度	太陽光：34,700kW 程度 風力：3,600kW



（a）計測器取付箇所



（b）計測箇所

図 69　宮古島仮設計測器取付マップ

○宮古島需要家計測

株式会社ネクステムズのグループ会社である株式会社宮古島未来エネルギーは、太陽光発電および蓄電池を需要家へ設置し、発電した電気を販売するオンサイト PPA 事業を宮古島市において展開している。当該事業により太陽光発電などの設備を設置した需要家は宮古島市全体で 700 件を超えているが、これらの設備はネクステムズが開発した遠隔通信制御装置（HEMS-GW）により遠隔監視および制御が可能となっており、稼働している機器の実運用データ(計測項目については図 70　内を参照)の計測が可能となっている。再エネ導入地域グリッドの課題の整理や対策方式の検討におけるシミュレーションなどに役立てるべく、これらの計測データを本事業の関係者へ提供している。

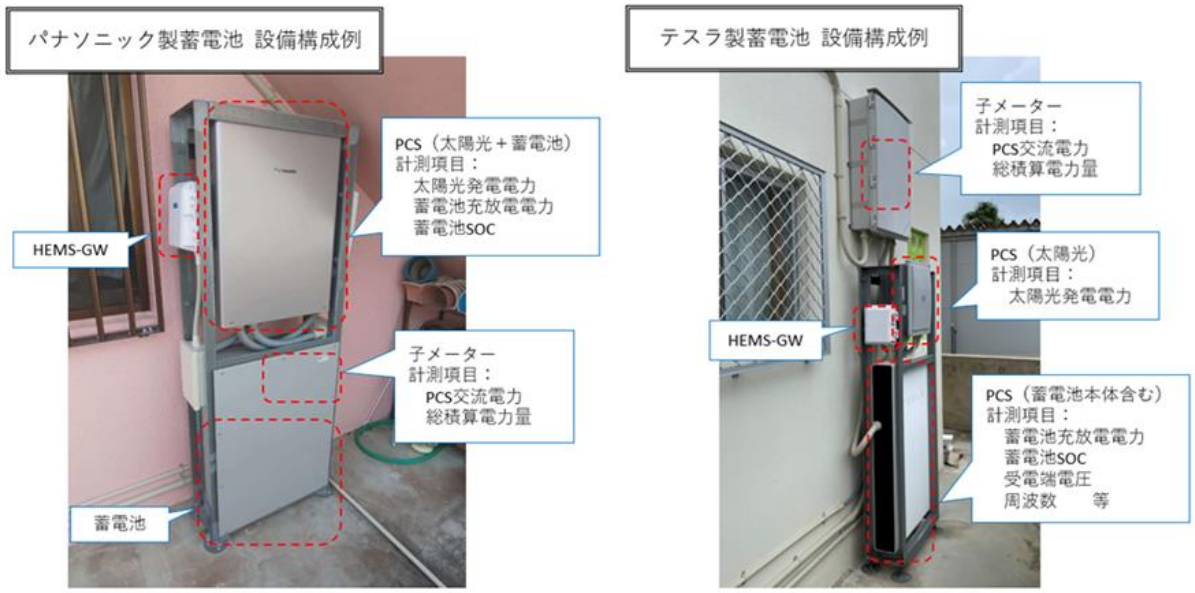


図 70　PPA 事業による既設需要家側設備　構成例

計測可能なデータのうち、需要家における負荷消費については、配線の形態によっては発電電力と一般送配電事業者のスマートメーターの計量値との差し引きによる演算が必要となる場合がある。需要家の負荷消費データの提供にあたっては、案件ごとの配線形態を考慮し、適切なデータとの差し引き等により負荷電力を特定している。

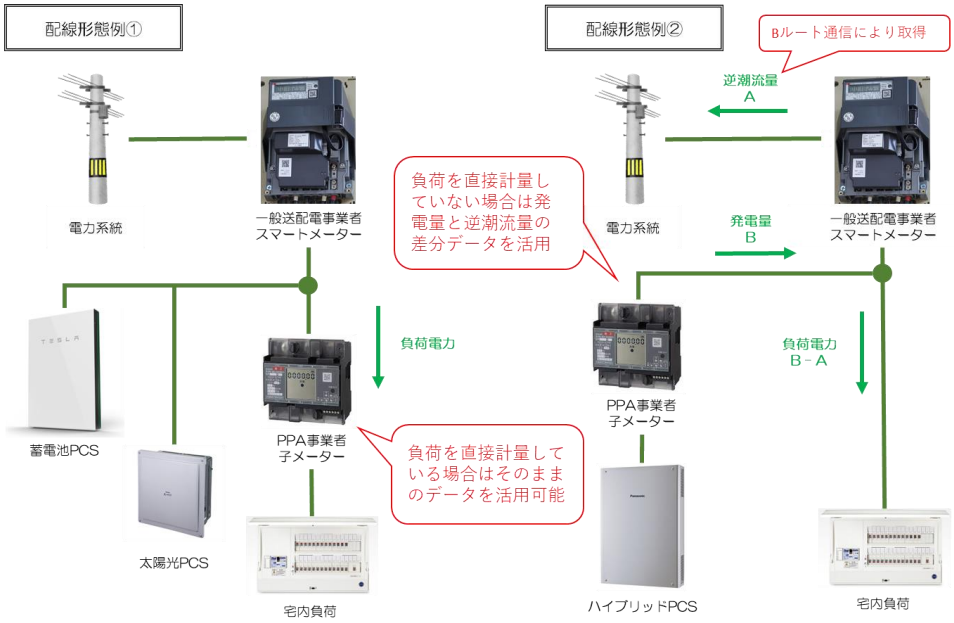


図 71　PPA 事業における既設需要家側設備　配線形態例

従来、ネクステムズの監視制御システム UI にて取得可能な実運用データとしては、宮古島未来エネルギーのオンサイト PPA 事業の運営に必要なデータが中心となっていたが、本事業の関係者への実運用データ提供を円滑に行うべく、実運用機器から取得している計測データは原則全て CSV 出力できるようシステム UI の改善を 2022 年度に実施した。

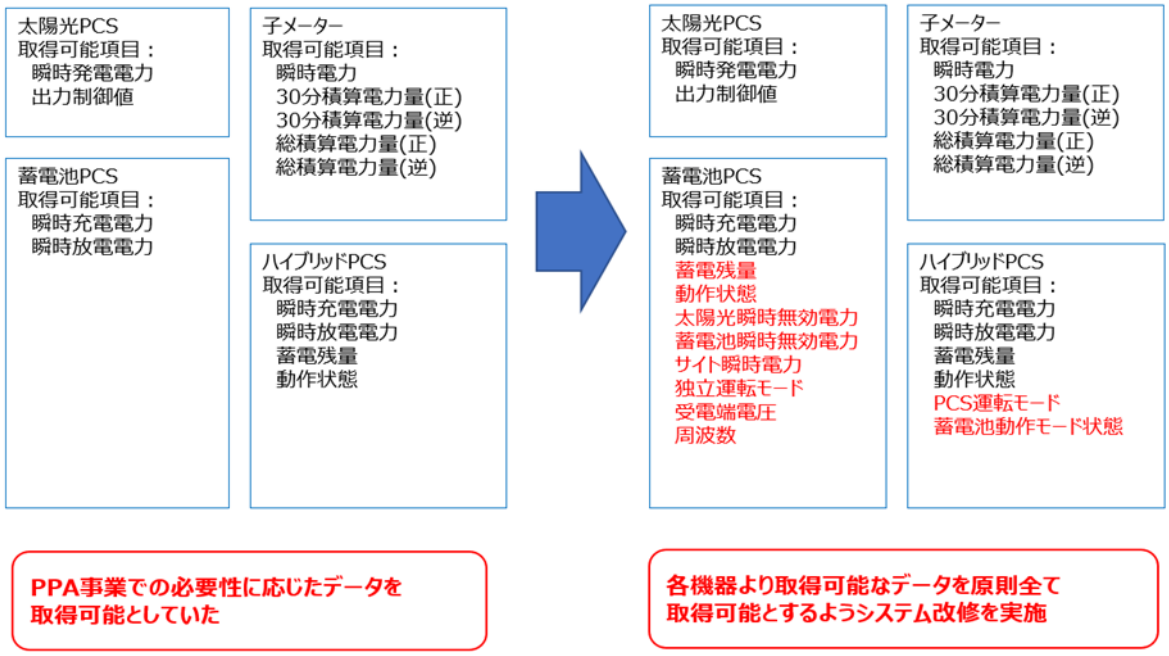


図 72　システム UI 改善による取得データの拡充

また、計測データの項目拡充として、需要家側子メーターの電圧値および無効電力値を取得できるようシステム改修を 2023 年度に実施した。需要家側子メーターの電圧値については特に様々な活用方法が考えられ、PCS の電圧上昇抑制動作の推定や来間島マイクログリッド独立運転時の電圧分布の確認、宮古島系統のデータと紐づけた局所的な電圧の確認などが可能となることが期待される。

○来間島マイクログリッド設備計測

図 73、図 74 にて、本事業開始前から先行して MG を運開・実証中である来間島 MG について説明する。来間島 (2.84 km^2、高圧線路亘長 5.3km) は、宮古島 (158.9 km^2) と橋梁で繋がる離島の 1 つである。平常時は宮古島系統と橋梁添架ケーブルで接続されており、宮古島系統の電源（主にディーゼル発電（以下、DG））から電力供給がなされている。

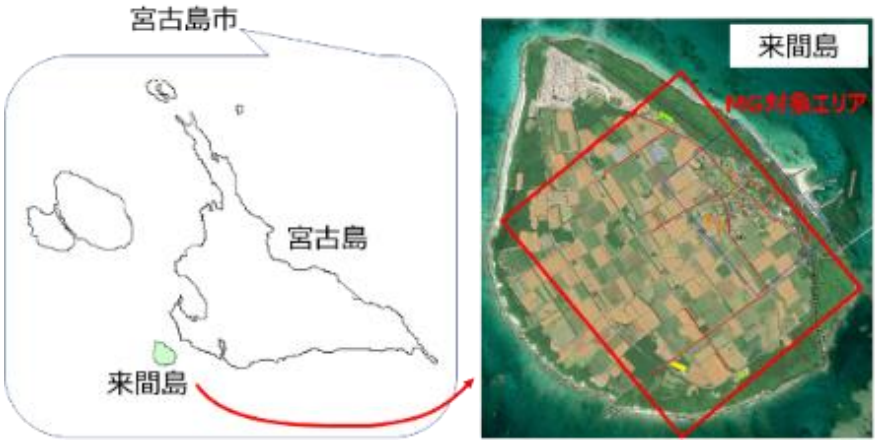
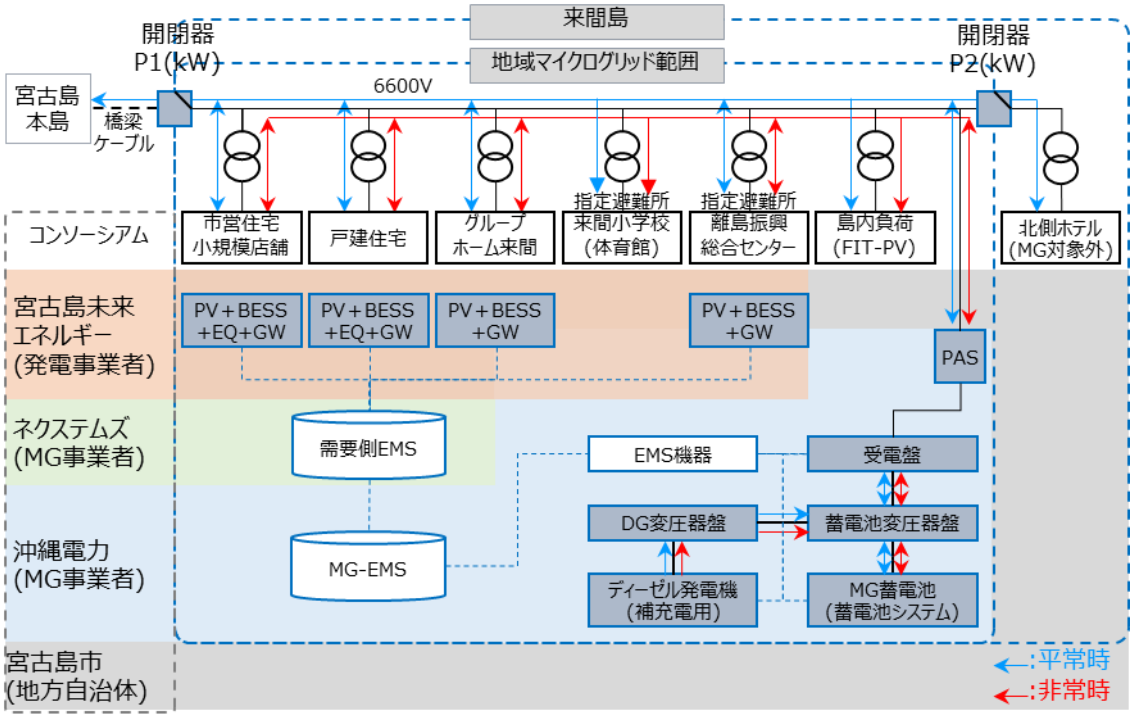


図 73　来間島の位置図及び MG 対象エリア



設備名	容量等
（需要家側） PV＋BESS	5.5kW-5.6kWh×34台（戸建住宅） 5.5kW-13.5kWh×10台（店舗/団地等）
エコキュート	1.5kW×11台（戸建住宅） 1.5kW×8台（店舗/団地）
MG蓄電池	400kW-800kWh（実効容量）
補充電用ＤＧ	100kW（実効容量）
FIT-PV	約380kW

図 74　来間島 MG の設備構成

来間島の MG 対象エリアの需要家は約 100 軒程度であり、需要規模は 100～200kW 程度であるが、当該 MG 実証が開始される以前から PV の導入が進んでおり、実証前には既に分散型電源として FIT-PV が約 380kW 導入されていた。当該実証を開始するにあたり、沖縄電力（株）が MG 時の主電源となる MG 蓄電池（実効容量 400kW-800kWh）と従属電源である補充電用 DG（108kW）、MG 全体を統括制御する MG-EMS を設置した。共同事業者である（株）宮古島未来エネルギー（以下、MMEC）は分散型電源となる需要家 PV 合計 242kW、需要家 BESS 合計 325kWh を第 3 者所有モデルで MG 対象エリアの半数弱となる需要家宅へ設置した。また、同じく共同事業者である（株）ネクステムズが MMEC の需要家 PV と需要家 BESS を統括監視・制御可能な需要家 EMS を設置した。来間島 MG の特徴として、MG 対象エリア全体を統括監視制御する沖縄電力（株）の MG－EMS と需要家側に設置されたエネルギーリソースを統括監視制御する（株）ネクステムズの需要家 EMS が協調して MG 運用を行う点が挙げられる。

来間島 MG は、MG 対象エリアと宮古島系統との連系点（P1）、来間島内の MG 対象外負荷との連系点（P2）に沖縄電力（株）が計器用変圧変流器(以下 VCT)を設置し、MG 対象エリアを出入りする潮流を監視している。

来間島 MG では、平常時の晴れた日などは、MG 対象エリアの需要よりも、MG 対象エリア内の PV 出力が大きくなり、エリア外への逆潮流が発生する。そこで、前述の連系点Ｐ１及びＰ２の潮流を MG-EMS で監視し、MG 蓄電池で充放電

制御を行うことで、MG 対象エリアを出入りする潮流がゼロになるよう潮流制御を行い、再生可能エネルギーの地産地消の実証を行っている。

また、宮古島系統において、台風などの災害時に停電が発生した場合は、MG 対象エリアを宮古島系統から切り離し、高圧配電線などの条件が整えば、MG 対象エリア内の主電源設備や従属電源、分散型電源を用いて自立した MG として電力供給が可能なシステムとなっており、地域のレジリエンス向上が期待されている。

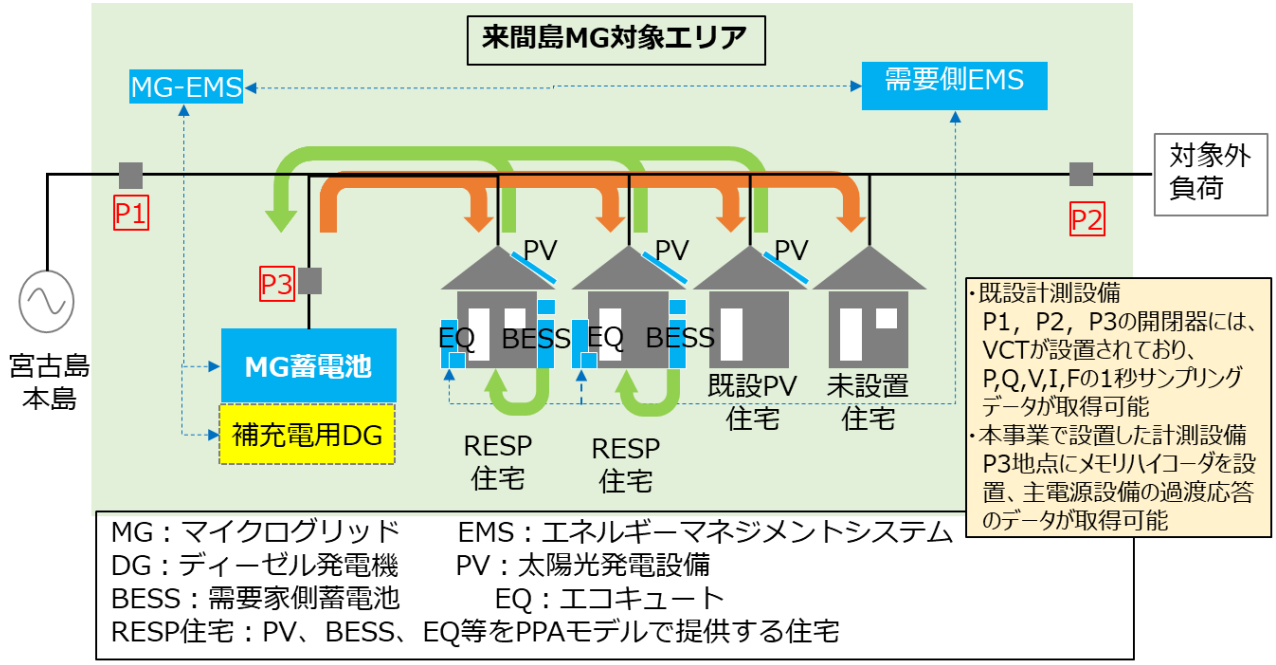


図 75　来間島 MG の計測状況

来間島 MG では、既存の計測装置として、前述の通り宮古島系統との連系点（P1）、来間島内の MG 対象外負荷との連系点（P2）、そして、MG の主電源設備である MG 蓄電池（海外製）の連系点（P3）の計 3 ヶ所に VCT が設置されており、その 3 ヶ所において電圧、周波数、電流、有効電力、無効電力の 1 秒サンプリングデータが取得可能であった。来間島 MG では、年に 1 回、対象外負荷や MG 対象エリアの需要家と調整し、MG 実動訓練を実施している。国内において、PV や蓄電池などの静止形機器を主電源として、実際に連系元の電力系統から切り離して地域単独運転を行う MG は国内では少ないため、来間島 MG 実動訓練に合わせて MG の実測データを取得している。MG における実測データの取得は貴重な機会であるため、前述の既存の計測装置に加えて、主電源設備の過渡応答を計測するために主電源設備の連系点（P3）へメモリハイコーダを追加設置した。

〇解析ツール調査・計算機シミュレーション

再エネ主力電源化の系統において発生しうる課題を抽出しそれらを定量的に明らかにするには、系統の潮流計算などの系統解析ツールが必要である。そこで、現状で系統解析に用いられているツールの機能を調査し、現状で解析可能な項目、ならびに、今後開発すべき機能を整理した。調査した解析ツールは、電力中央研究所で開発の CALDG、XTAP、DIgSILENT 社開発の PowerFactory である。PowerFactory は電力系統統合解析ツールとして欧州で多数の使用実績があり、様々な解析機能を有している。ここでは、実効値解析機能の部分を CALDG と PowerFactory、瞬時値解析機能の部分を XTAP と PowerFactory の EMT 機能で比較した。

表 38 に整理した機能比較を示す。どちらのツールも系統解析の基本的な機能を有しており、当事業での課題抽出で必要な機能があることが確認できた。当事業で宮古島系統の有効電力や無効電力、需要家の有効電力などを計測しデータとして取得している。これらを用いて課題を整理することにより、より現実的な評価を得ることができる。そのために、これら計測結果をデータとして入力する必要がある。計測データは仕様上、計測器固有のフォーマットとなっており、直接入力することが

不可能であった。そのため、計測データを系統解析で使用可能なフォーマットに変換する必要がある。これについては、CALDG の方が柔軟な対応が可能であり、電力中央研究所にて CALDG の対応を進めた。

表 38　CALDG と PowerFactory の機能比較

	CALDG	PowerFactory
潮流計算機能	○	○
高調波解析機能	○	○
短絡容量計算機能	○	○
フリッカ計算機能	○	○
系統情報の入力	○ 時系列で入力可能	○
需要家データの入力	○ 時系列で入力可能	○
計測データフォーマットでの入力	△（開発・整備中） 計測データフォーマットに対応中	×

また、電源の過渡的な変化などを解析・評価するためには、瞬時値解析が必要となる。PowerFacory では近年、この解析機能が追加実装されている。電力中央研究所で開発の瞬時値解析プログラム XTAP と比較した。表 39 に整理した比較結果を示す。いずれも解析に必要なブロックやモデルを有しており、PowerFactory は解析例題が豊富である。一方で、PowerFactory は搭載されている各種モデルの内部の自由な編集や改編が容易にできない。XTAP では内部構成の編集が可能なため、インバータ電源の制御系設計をツール上に搭載することが比較的容易である。このことから、解析事例として PowerFactory の例題を参考にしながら、瞬時値解析の評価においては、電力中央研究所の XTAP を用いることとした。

表 39　XTAP と PowerFactory の瞬時値解析機能の比較

名　称	概　要	モデル	回路計算	制御系
PowerFactory（EMT機能）	DIgSILENTが開発している電力系統の統合解析ツール。初期は潮流計算や短絡計算をメインとしていたが，最近になってEMT解析を行う機能も追加された。	電力系統を構成するさまざまな電力機器のモデルが具備され，また，制御ブロックも大量に含まれている。	• 台形法と後退オイラー法を交互に適用することで数値安定性を確保。 • EMTとRSM解析を混在させた解析が可能。 • 潮流計算結果を用いた初期化が可能。	各種インバータ機器を構成するのに必要となる基本的な制御ブロックを具備。また，**独自の言語を用いた制御ブロックも作成可能。**
XTAP	国産のEMT解析プログラム。回路方程式を解くに用いる数値積分手法，求解アルゴリズムに独自の手法を採用しており，計算精度，数値安定性に特長がある。電中研が開発しているため，国内の電力会社からのニーズに柔軟に対応可能。	基本的な回路素子や制御ブロックのモデルのほか，基本的なPV発電機などを具備。**全ての電力機器モデルは，その内部構成を編集できる。**	• 2S-DIRKと呼ばれる積分手法を採用することで，数値安定性を確保。 • 潮流計算結果を用いた初期化が可能。 • パラメータの最適値の探索機能を具備。	各種インバータ機器を構成するのに必要となる基本的な制御ブロックを具備。 CPAT（Y法）と完全互換 を持つ計算アルゴリズムを採用。

宮古島にて計測した有効・無効電力を用いて、系統解析を行うために宮古島系統の設備データベースより CALDG の宮古島系統モデルを作成した。作成した宮古島系統モデルでは、図 76 に示す 22kV/6.6kV 系統の全系をモデル化しており、配電線側に連系する分散型電源の導入拡大に伴う送電線側の影響を評価可能なモデルとし、加えて各変電所や各配電塔で計測されている有効・無効電力を取り込めるようなモデル構築を行った。



図 76　CALDG で構築した宮古島系統モデル

〇国内運開中の地域 MG 調査

運開・実証中の地域グリッドにおける設備構成・運用方法の調査として、2023 年 3 月現在、国内にて運開している 5 箇所の地域 MG(来間島、阿寒、松前、いすみ、小田原)を対象に調査を行った。調査結果により、地域グリッドに適用すべき事項ならびに今後本事業にて検討が必要な事項について整理することができる。またこの調査結果をもとに、机上検討や計算機シミュレーション、検証試験の内容などの絞り込みを行うことで、効率的に課題の整理ができる。さらに、調査結果を踏まえて、対策の検討・検証・評価を行うことで、効率的に有効な対策方式の検討を行うことができる。

調査結果のうち主たる内容について表 40 に示す。

表 40　国内地域 MG 調査結果(抜粋)

調査項目	調査結果
一送制御システムと MG 側システムの連携	・一送配電部門の制御システムと地域グリッド側システムは連携無し**【全地域 MG】**
励磁突入電流対策	・励磁突入電流(インラッシュ)対策としてソフトスタートを採用**【全地域 MG】**
ソフトスタート時間	・ソフトスタート時間：0.7s**【小田原】**、1s**【いすみ】**、2s**【来間島】**、3s**【阿寒】** ※この時間の根拠は、メーカの初期設定値、試験にて問題なかった等 ※松前ではブラックスタート時は、DG にて対応
区分開閉器投入時のインラッシュへの対応	・独立系統内に区分開閉器があり、区分単位で再閉路通電する場合、区分開閉器投入時に発生するインラッシュは、MG 蓄電池のインバータの制御により停止することなく運転継続できている。**【来間島】** ・ディーゼル発電機にて吸収可能なインラッシュ値となるよう、地域グリッドエリアを選定。変圧器容量が 150kVA 以下となるよう区間分割して送電**【松前】** ・独立系統内に区分開閉器がないグリッドでは、独立系統全体を一度でソフトスタート通電。**【阿寒・小田原・いすみ】**
系統連系時と独立運転時の保護整定値変更・変更方法	・系統連系時と独立運転時で保護整定値の変更は、現地で手動により変更する【阿寒・小田原・いすみ】（阿寒では将来的に遠隔操作できるよう改善予定あり） ・連系時と独立運転時で保護リレー自体を分けている。それぞれの運転条件で整定しており、整定値変更はしない。（人為的ミス防止）**【来間島】**
独立運転時の需要家との保護協調	・需要家設備の保護整定値の変更はなし**【来間島・松前・小田原・いすみ】** ・保護協調を考慮しており、高圧需要家の整定値変更を現地手動で行う（将来的に遠隔操作できるよう改善を考えている）**【阿寒】**
電力品質（電圧・周波数・高調波・電圧変動・フリッカ）対策	・電圧・周波数は MG 蓄電池の周波数・電圧制御機能（CVCF)で担保。**【来間島・阿寒】** ・主にディーゼル発電機の GF 運転にて周波数を、AVR 制御により電圧を安定化させ、補助的に EMS の指令により NAS 電池、風車の出力を制御。**【松前】** ・実動試験、メーカ等での各種試験、シミュレーションにより、問題ないことを確認。**【全地域 MG】**

主電源停止時の従属電源の停止方法	・単独運転検出機能により停止**【来間・阿寒・小田原】** ・EMS より保護連動制御を実施**【松前】** ・転送遮断機能により停止**【いすみ】**
短絡時の蓄電池インバータ ゲートブロックによる停止範囲・時限協調	・短絡事故時は、蓄電池インバータのゲートブロックが瞬時で働き全停。時限協調は難しい**【来間島・阿寒・小田原】**
地絡保護対策機器の設置状況	・ZPD のみ設置**【来間島・阿寒・小田原・松前】** ・ZPD および EVT を設置（EVT は地絡電流を流すために設置。DGR を設置している自家用需要家の保護には有効）**【いすみ】** ・接地コンデンサ設置による地絡電流補償対策はしていない**【全地域 MG】**
独立運転時の事故探査者	・独立運転時の事故探査は、一送配電部門にて実施**【全地域 MG】**
事故時の地域グリッド発動判断者	・一送と電力研究部門にて協議し、一送が判断**【来間島】** ・一送にて判断**【阿寒】** ・一送が復旧に長時間かかると判断した場合に、事業者に発動要請を実施**【松前】** ・一送にて独立運転の可否を確認し、事業者と行政が協議して行政が判断**【小田原】** ・一送にて独立運転の可否を確認し、事業者が判断**【いすみ】**
独立運転→系統連系切替時の切替方法	・災害復旧後一送系統が復旧した際は開閉器を開放し、一度停電させてから一送系統につなげる**【全地域 MG】**
MG の導入目的	・レジリエンス強化**【全地域 MG】**

〇送配電網協議会での MG 課題認識との比較

以降に記載している①.1 から①.5 は、本事業参画法人にて MG の課題と考えている内容であるが、この課題認識が妥当なものか確認を行った。MG の課題について、過去に他の会議体にて検討した事例を調べたところ、送配電網協議会 MG 技術検討会にて数年前に検討を行っていたことが把握できたため、MG 技術検討会にて検討した課題項目（本事業開始後にアップデートされたもの）と、本事業の実施計画書に記載した MG の課題①.1 から①.5 とを比較をした。その結果、送配電網協議会の課題認識とおおよそ整合していることが分かった。これより、①.1 から①.5 については、MG における課題としての妥当性を、より向上することができた。

〇電中研赤城における課題確認試験

電中研赤城にて、各種想定される課題内容に対して試験を行い、各々の内容について実設備においても再現されることを確認した。（試験の詳細内容については後述）

①.1　供給信頼度に関する課題【短絡容量（系統規模）の影響】

供給信頼度に関する課題は、1）負荷変動に対する安定性、2）発電出力変動に対する安定性、3）事故時運転継続（FRT）が挙げられる。これらは先行の実測データを用いて負荷変動や発電出力変動などの現状を把握し、将来想定されうる変動幅などを整理する。

1）負荷変動に対する安定性

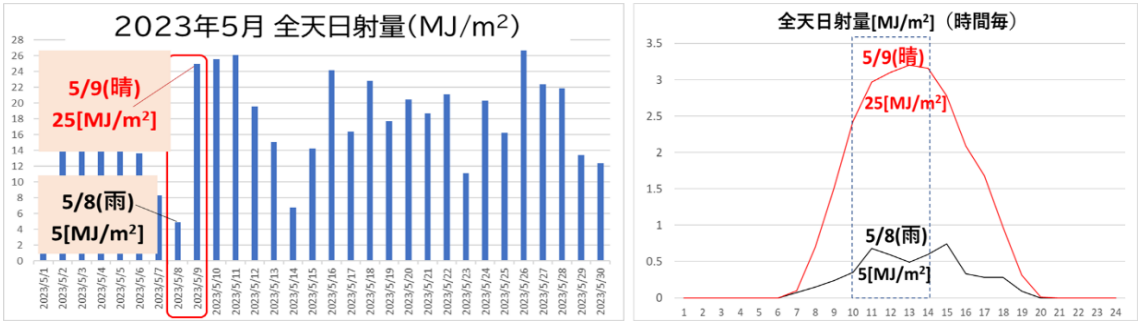
地域グリッド内の需要家の負荷は、常に変動しており、一瞬で負荷が系統から切り離される場合もある。これらの負荷変動に対して、上位系統と接続時には、電圧を一定範囲内に、オフグリッド時には、主電源が運転を継続し電圧や周波数を一定範囲内に維持する必要があるが、構成によっては満たせない可能性がある。

本節では、宮古島系統の需要の動きを把握するために、2023 年度上期における 1 日単位の最大 kW と最小 kW を図 77(a)に示す。図 77(a)の中から、太陽光発電が宮古島系統に与える影響を把握するために、当該期間で最小負荷を記録した 5/9(火)[晴れの日]および 5/8(月)[雨の日]のデータ(図 77(b))に示す。また、図 78 に 2023 年 5 月の日射量グラフを示しており、5/8(月)[雨の日]と 5/9(火)[晴れの日]の昼間時間帯（10:00～14:00）における全天日射量の違いに着目した。



(a)最大･最小 kW(2023 年 5 月～9 月)　　(b)残余需要グラフ（2023/5/8 と 5/9）

図 77　宮古島系統　残余需要グラフ(2023 年 5 月)

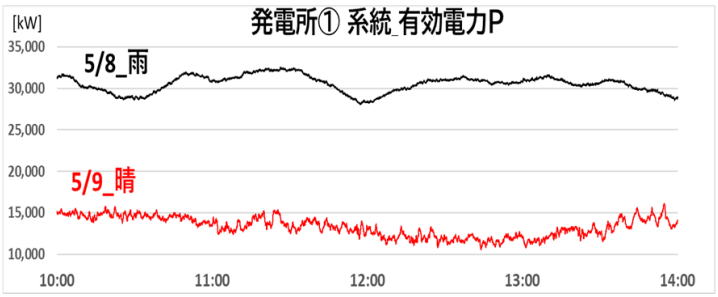


(a)日毎全天日射量グラフ（2023 年 5 月）　　(b)時間毎全天日射量グラフ（2023/5/8 と 5/9）

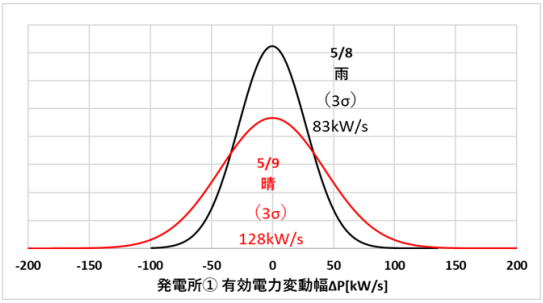
図 78　宮古島　全天日射量グラフ

次に、太陽光発電が系統に与える影響を比較するために、発電所①および系統末端側の変電所④における昼間時間帯（10 時～14 時）における実測データを図 79 から図 80 に示す。なお、図 79（b）、図 80(b)は 10:00～14:00 における 1 秒あたりの変動幅の正規分布を示しており、短時間における変動の大きさを表している。図 79、図 80 より、5/8（雨）より 5/9(晴)のデータの方が小刻みに変動していたと想定される。また、図 79、図 80 の有効電力については、5/8 の方が 5/9 より下の方で推移しているが、晴れ天候により太陽光発電量が多くなった影響と思われる。無効電力について

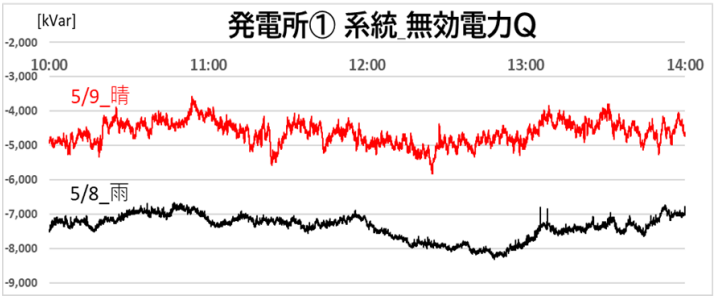
は、5/9 晴れた日の方が、5/8 の無効電力より上の方で推移しているが、晴れた日(5/9)の方が、多くの太陽光 PCS が進み力率運転した分、系統の無効電力を一部負担した影響と思われる。また、当該日（5/8 と 5/9）の電力品質（電圧、周波数）を後述しているが、全体的に運用目標値以内となっており、特段問題なかったと思われる。



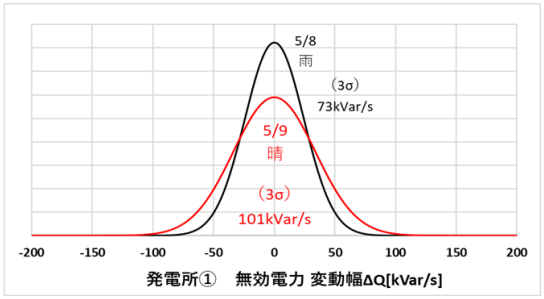
(a)発電所①_有効電力 P[kW]



(b) 発電所①_有効電力変動幅ΔP[kW/s]

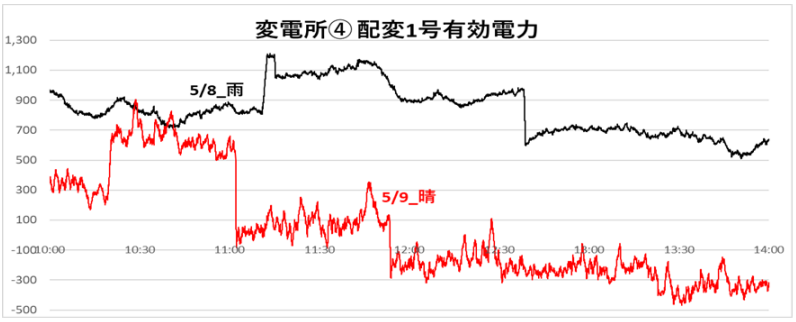


(c)発電所①_無効電力 Q[kVar]

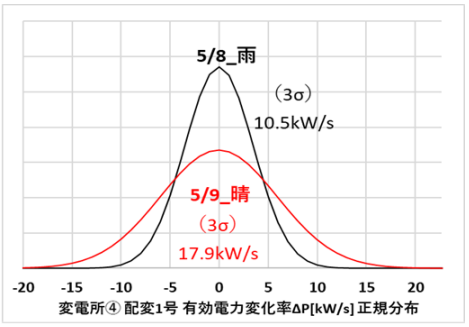


(d) 発電所①_無効電力変動幅ΔQ[kVar/s]

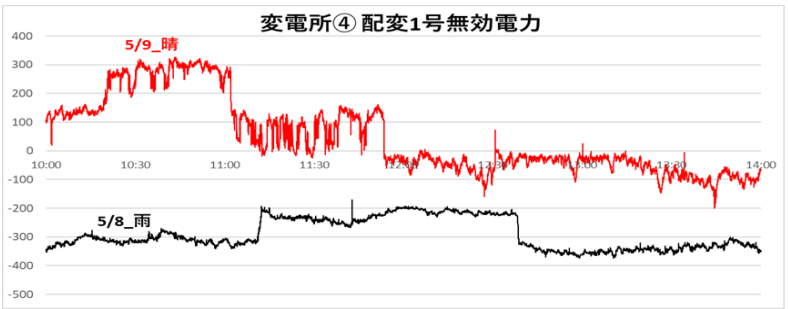
図 79 発電所① 有効電力･無効電力（2023.5.8 と 5.9）



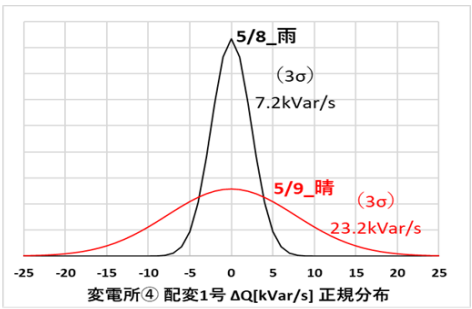
(a)変電所④_有効電力 P[kW]



(b) 変電所④_有効電力変動幅ΔP[kW/s]



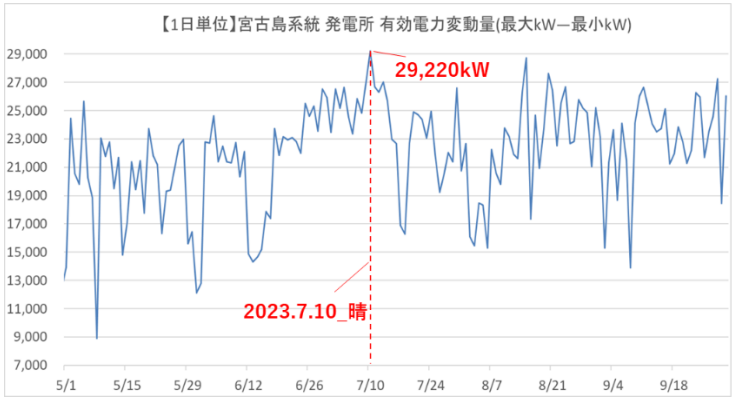
(c)変電所④_無効電力 Q[kVar]



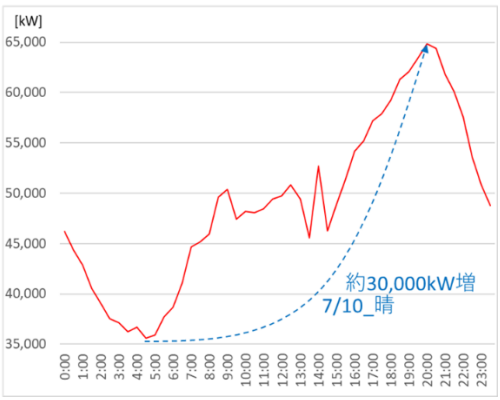
(d) 変電所④_無効電力変動幅 ΔQ[kVar/s]

図 80 変電所④ 配電用変圧器 有効電力･無効電力（常時計測）

2023 年上期（5 月～9 月）における宮古島系統（1 日単位）の最大 kW と最小 kW の差を図 81 (a)に示す。次に、図 81（a）より有効電力の変動が最も大きかった日として 2023 年 7 月 10 日を選定し、当該日の残余需要グラフを図 81(b)に示す。なお、当該日は比較的晴れた日で、日射量は前述の 2023 年 5 月 9 日の 25MJ/m^2 と同程度の値（図 82）であった。

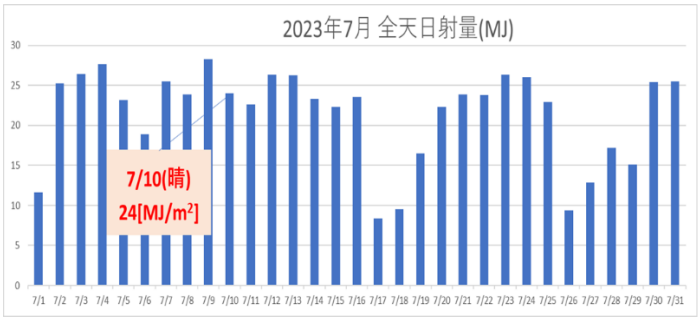


(a)最大･最小 kW(2023 年 5 月～9 月)

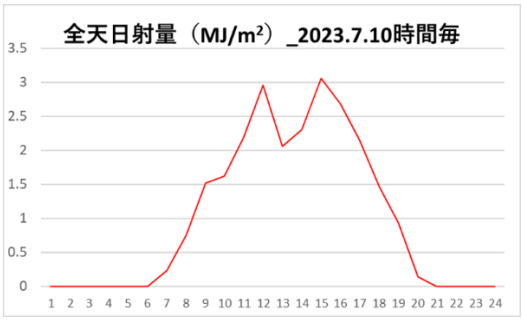


(b)残余需要グラフ（2023/7/10）

図 81　宮古島系統 残余需要グラフ（2023 年 7 月）



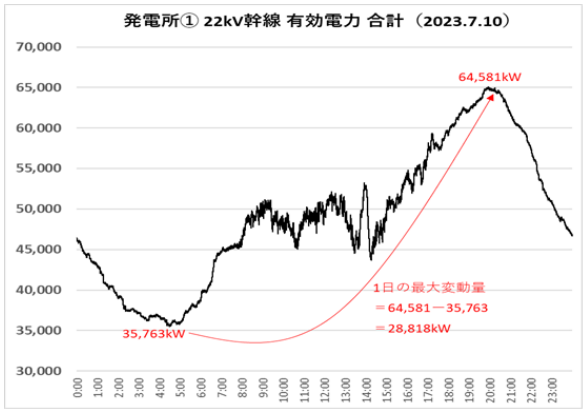
(a)日毎全天日射量グラフ（2023 年 7 月）



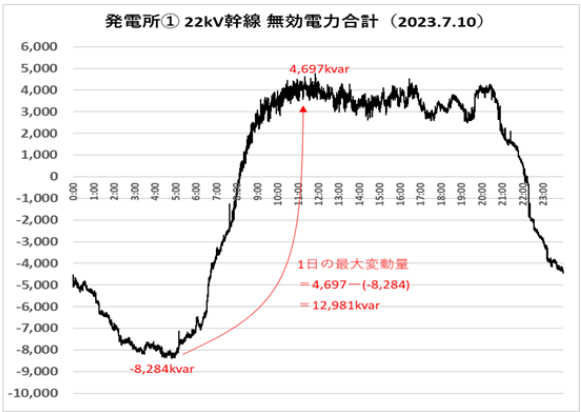
(b)時間毎全天日射量グラフ（2023/7/10）

図 82　宮古島　全天日射量グラフ（2023 年 7 月）

図 83～図 84 に、発電所①、変電所④の有効電力、無効電力を示す。図 83~図 84 より、08:00～18:00 は比較的小刻みな動きとなっており、太陽光発電の出力変動の影響と思われるが、後述の電力品質（電圧、周数）も運用目標値以内で特段問題なかったと思われる。



(a)発電所①_有効電力 P[kW]



(b)発電所①_無効電力 Q[kVar]

図 83　発電所①　有効電力･無効電力（2023/7/10）



(a)変電所④_有効電力 P[kW]



(b) 変電所④_無効電力 Q[kVar]

図 84 変電所④ 配電用変圧器 有効電力・無効電力（2023/7/10）

〇需要家計測

宮古島系統計測にて 2023 年度上期における最小負荷を記録した 2023 年 5 月 9 日（晴天）および 2023 年 5 月 8 日（雨天）の需要家側における太陽光発電の変動例を以下に示す。当該データは PCS から取得できる太陽光発電量の 1 分値となっている。なお、いずれも定格出力 5.5kW のハイブリッド PCS が 1 台設置された需要家のデータとなっている。

系統側のデータと同様に、需要家側においても 5 月 9 日の方が太陽光発電出力の変動が大きいことが確認できる。また、電力品質については需要家側の計測データからは確認できないものの、需要家側設備の運用には特段の問題は生じていない。

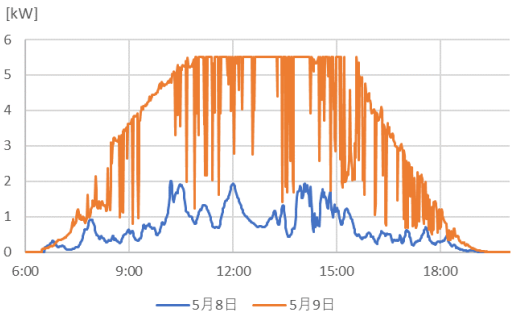


図 85 太陽光発電の変動例①

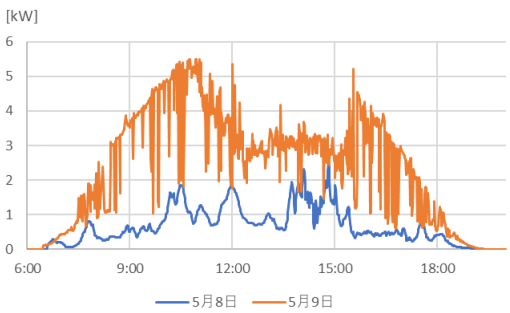


図 86 太陽光発電の変動例②

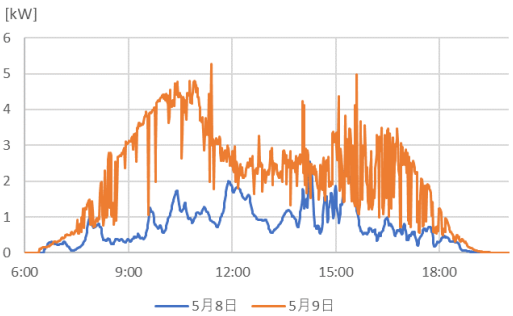


図 87 太陽光発電の変動例③

宮古島系統計測にて一日の負荷（太陽光発電を含む）の変動が最も大きかった 2023 年 7 月 10 日の負荷変動例を以下に示す。当該データは需要家に設置されている一般送配電事業者のスマートメーターでの計測値であり、1 分周期の

データとなっている。なお、図 88～図 90 はいずれも定格出力 5.5kW のハイブリッド PCS が 1 台設置された需要家のデータとなっており、負の数値は逆潮流であることを示している。

系統側のデータと同様に、8:00～18:00 の時間帯においては短周期での負荷変動が確認できる。また、電力品質については需要家側の計測データからは確認できないものの、需要家側設備の運用には特段の問題は生じていない。

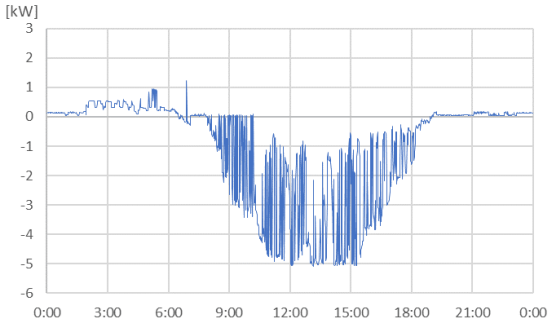


図 88　需要家の負荷変動例①

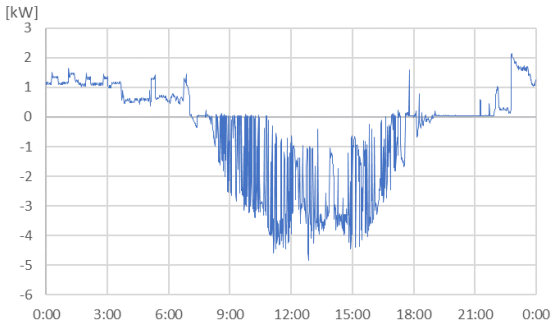


図 89　需要家の負荷変動例②

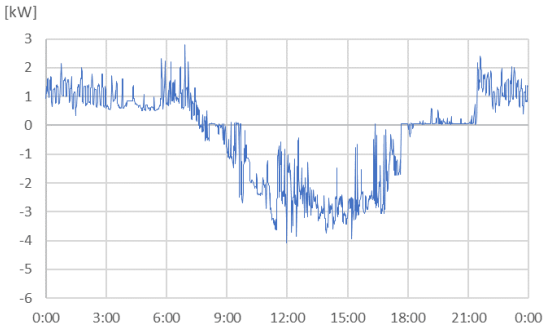


図 90　需要家の負荷変動例③

〇来間島 MG

来間島 MG の実動試験時における急な負荷変動（エリア内 PV の出力変動含む）に対する主電源の応答性について実測データを紹介する。

当該 MG の主電源は MG 蓄電池（海外製）が担っている。MG 蓄電池は、平常時は系統連系モードで GFL として運転し、MG 時は自立運転モードで GFM として運転している。MG 運用時の MG 蓄電池は周波数制御、電圧制御共にドループ制御を行っている。なお、周波数制御については、負荷変動でドループ特性により生じた周波数偏差を基準周波数へ引き戻す周波数補正制御を MG-EMS から MG 蓄電池に対し行っている。

図 91 は 2024 年 1 月 24 日に実施した MG 実動試験時（2024/1/24_15:17～17:15）の実測データの内、MG 蓄電池の有効電力、無効電力、主電源設備の連系点である P3 の電圧、電流を示したものである。

15:17 に主電源設備の連系するエリアをソフトスタートで充電した後、3 ヶ所の区分開閉器を投入することで MG エリア全体を充電している。図 91 において MG 蓄電池の有効電力は主電源設備から見た MG エリアの見かけ上の負荷（需要）を表している(図 91　※1)。

15:17～15:18 に有効電力が徐々に増加しているのは、区分開閉器を投入することで充電エリアが増え、それに伴い見かけ上の負荷が増加したためである(図 91　※2)。

15:22 頃に有効電力が 20kW 程度急減したのは、主電源設備の連系点のあるエリアの PV が再連系したことにより、見かけ上の負荷が減少したためと考えられる(図 91　※3)。

15:26～15:50 の赤枠で囲んだ範囲の有効電力の増減は、MG エリア内の PV 出力の変動による影響と考えられる。最大で変動幅 53kW、変動速度 40kW/分程度の負荷変動が見られた(図 91　※4)。

15:56 頃の赤枠で囲んだ有効電力の急減は、MG-EMS から需要家側 EMS に対し、下げ DR 指令を発出したことにより、需要家側Ｂ ESS が放電を行ったことで見かけ上の負荷が減ったことによるものである。最大で変動幅 45kW、変動速度 270kW/分程度の負荷変動が見られた(図 91　※5)。

16:06 頃には、MG エリア内の負荷の影響によると考えられる突入電流が観測された。MG 蓄電池の無効電力（120kVar 程度）とＰ 3 電流値の急峻な増加しているが、MG 蓄電池の実効容量は 400kW であり問題なく安定した運転が継続された(図 91　※6)。

このように、PV を主なエネルギー源とした MG では、PV の出力変動や区分開閉器の投入等で、見かけ上の負荷が大きく変動することが確認されたが、MG 蓄電池の応答性能により安定した運用が可能であった。

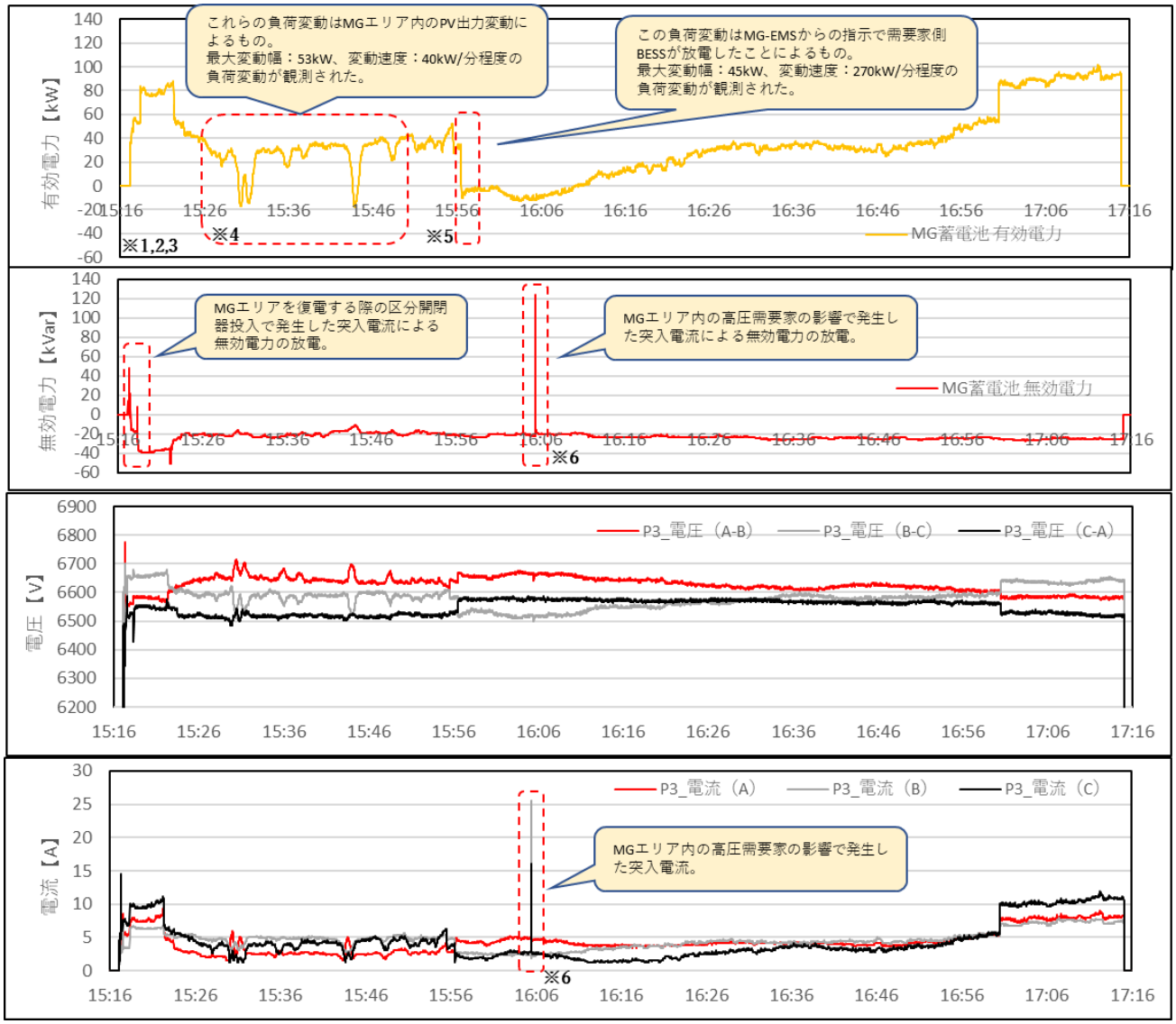


図 91　来間島 MG 実動試験時の MG 蓄電池の運転状況

2) 発電出力変動に対する安定性

１）の負荷と同様に、地域グリッド内に連系される太陽光発電（PV）は、日射変動に応じて出力が変動しており、系統擾乱などにより一瞬で PV が系統から切り離される場合もある。これらの発電出力変動に対して、上位系統と接続時には、電圧を一定範囲内に、オフグリッド時には、主電源が運転を継続し電圧や周波数を一定範囲内に維持する必要があるが、構成によっては満たせない可能性がある。

本節に関する実測結果等については、1)負荷変動にて記載している。

3) 事故時運転継続（FRT）

１）と２）において、電圧、周波数、および位相の変化が、上位系統と接続されている場合とオフグリッドの場合で同程度となるように主電源が維持できる必要があるが、主電源に要求される性能は明らかになっていない。主電源出力の電圧、周波数、および位相の変化が大きく異なる場合には、そのグリッド内の PV の事故時継続運転（FRT）要件に干渉する可能性がある。

後述の電中研赤城に設置するインバータ型・回転型主電源に対する実証試験を通して、現状の性能を一例として評価し、現状を把握する予定である。また、FRT 要件等の規定類を踏まえて、主電源が PV 等の分散電源の安定運転を維持するために満たさなければならない電力品質を整理し、主電源に要求される性能を明らかにする予定である。

①.2　保護・保安に関する課題【短絡容量（系統規模）の影響】

保護・保安に関する課題は、１）短絡保護（保護方式、整定値）、２）地絡保護（保護方式、整定値）、３）単独運転が挙げられる。実測データをもとに、地域グリッドの構成と従来の系統構成との違いによる保護・保安の方法やその整定条件などを整理する。

1) 短絡保護（保護方式、整定値）

従来の配電系統の短絡保護では、需要家の負荷による電流（常時電流）と短絡事故が発生した場合の短絡電流（事故電流）には、大きな差異があるため過電流リレーにより事故の判定が可能であり、事故エリアを局限化することが可能である。しかし、基幹系統と接続する送配電設備がスリム化された場合やオフグリッド構成とした場合（以下、MG）でインバータ主電源の際は、事故電流が小さくなり、常時電流と事故電流の差異が小さくなるため、リレーの整定値を調整しても事故の判定ができなくなる可能性がある。

国内運開中地域 MG 調査では、全 MG で上述と同様の課題認識をしていることが分かった。また連系運用時（一般送配電事業者配電系統と連系されて運用している時）と独立運用時（一般送配電事業者配電系統と切り離して運用している時）では、全 MG でリレー整定値を変更していることも確認した。変更の方法は MG ごとに異なる。来間島 MG では、連系運転時と独立運転時で整定値自体を変更するのではなく、運用システムの運転状態に付随して使用する保護リレーが変更されるようになっており、システムを連系運転モードにすると連系運転用の保護リレーに、独立運転モードにすると独立運転用の保護リレーに切替される（人為的ミスの防止のため）。その他の MG では、保護整定値の変更を、各 MG 主電源設備現地で手動にて変更していることを確認した。

また他の課題としては、MG にて短絡事故が発生した際に、主電源がインバータの際は、インバータが過電流によりゲートブロック停止して MG 全体が停電してしまうことがある。これにより、主電源と高圧需要家受電設備との保護協調が実現できていなく、現状の一般送配電事業者（以下、一送）配電設備と比較して、停電範囲が大きくなってしまう。

今後、電中研赤城に本実証試験用に設置されるインバータ型主電源および回転型主電源設備を用い、これら課題の確認試験を行う予定である。

2）地絡保護（保護方式、整定値）

従来の配電系統の地絡保護では、地絡事故が発生した際に、地絡過電圧リレー(OVGR)による零相電圧 V_0 を検出しての保護と併せて、配電用変電所の変圧器（バンク）から引き出されている配電線全体の対地静電容量により一定以上の大きさの地絡電流 I_0（事故電流）が流れるため、地絡過電流リレー(GR)、地絡方向リレー(DGR)で地絡電流 I_0 を検出し、事故エリアを局限化しての保護が可能であった。しかし、MG 独立運用の場合には、配電線全体の対地静電容量が小さくなるため、地絡電流 I_0 が小さくなり、主電源部や需要家の受電点の GR や DGR といった地絡電流を検出する地絡リレーは動作しなくなる可能性がある。

国内運開中の地域 MG 調査では、全 MG で上述と同様の課題認識をしていることが分かった。また、系統連系時と独立運転時では、全 MG でリレーの整定値を変更していることを確認した。[変更の方法は、1）短絡保護（保護方式、整定値）の記載と同様]

この地絡保護の課題について、実設備における再現性を確認するため、電中研赤城にて試験を行った。電中研赤城の既設設備である BTB 電源（定格容量 1.6MVA：定格電流 170A）を、MG の主電源インバータと見立て、一般送配電事業者の配電系統と切り離しされた独立運用中の MG 系統を模擬し、一線地絡故障発生時の主電源における地絡電流 I_0 および、零相電圧 V_0 を計測した。

電中研赤城実規模配電設備とその試験回路のイメージを図 92 に、地絡事故点と計測点を図 93 に、各試験パラメータを表 41 に示す。また、この条件での試験結果を

表 42 に示す。

地絡保護リレー整定の一例として、東京電力 PG における配電線用 DGR は、地絡電流 I_0 の整定値が 0.2A であるのに対して、今回試験では事故抵抗 3kΩ、5kΩの際は I_0 が 0.2A 未満の試験結果となり、地絡保護リレーは動作しない結果が得られた。この結果より、上述に記載した課題認識について、試験にて確認（再現）することができた。

今回検証では BTB 電源にてインバータ主電源を模擬した試験を行ったが、今後電中研赤城に本実証試験用に設置されるインバータ型主電源および回転型主電源設備を用いて、同様に本課題の確認試験を行う予定である。

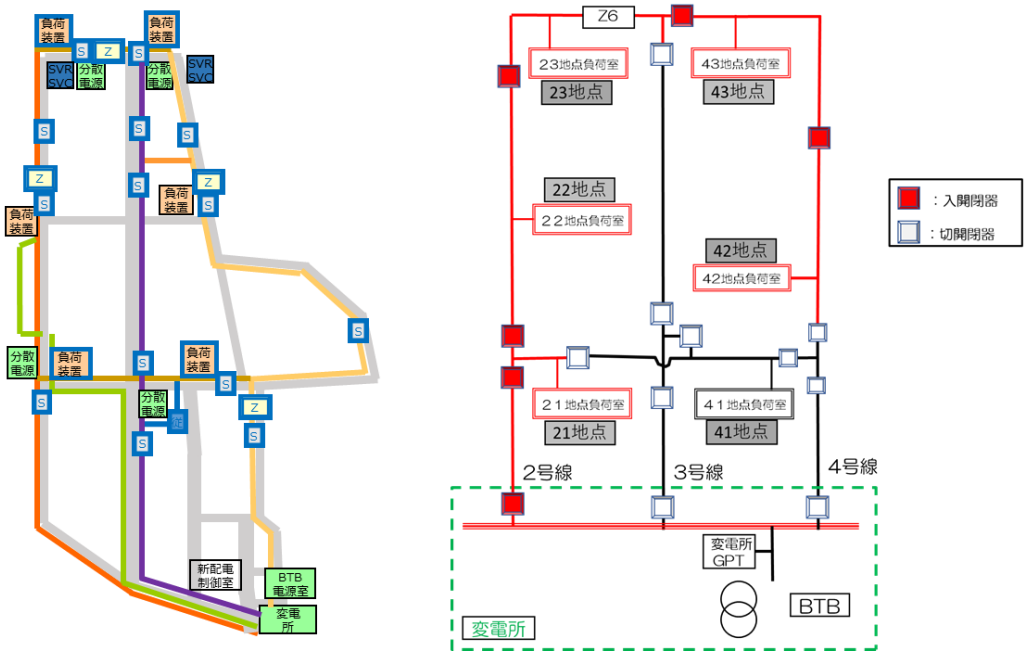


図 92　電中研赤城実規模配電設備とその試験回路のイメージ

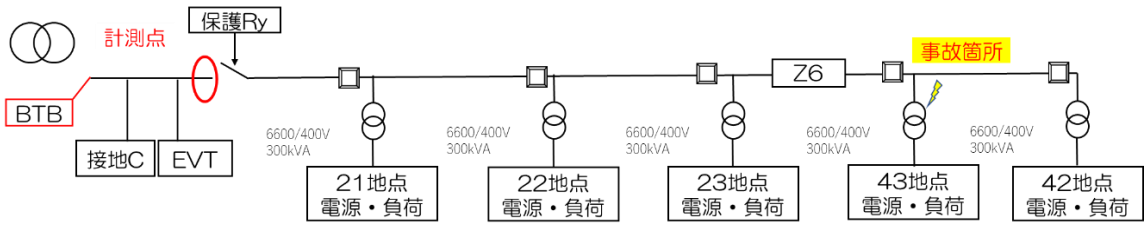


図 93　地絡事故発生箇所、計測点

表 41　地絡課題確認試験パラメータ

操作パラメータ	固定パラメータ
・地絡抵抗 Rg：0kΩ／3kΩ／5kΩ	・DGR 整定(V_0/I_0)：20V／200mA ・DGR　時限：0.9s ・線路抵抗 Z6：なし

表 42　地絡課題確認試験結果

Case	事故抵抗(kΩ)	零相電圧 V_0(V)	地絡電流 I_0(A)
1	0	3,344	0.25
2	3	3,012	0.19
3	5	2,631	0.17

3）単独運転防止

常時の電圧、周波数、および位相の変化は、系統連系運用と MG 独立運用の場合で同程度となるように主電源が維持できる必要があるが、主電源に要求される性能は明らかになっていない。一方、電圧、周波数、および位相の変化が大きく異なる場合には、そのグリッド内の PV の単独運転検出機能の要件に干渉することが考えられる。

現状考えている検討の一例として、後述の電中研赤城に設置する、インバータ型主電源および回転型主電源を用いた実証試験にて、主電源の電圧、周波数、および位相変動についての性能を評価し、課題整理する予定である。また、単独運転検出機能の要件を踏まえて、主電源が分散電源の安定運転を維持するために、満たさなければならない電力品質を整理し、主電源に要求される性能を明らかにする予定である。

①.3　電力品質に関する課題【主電源のインバータ化による影響】

電力品質に関する課題は、1）電圧、2）周波数、3)高調波、4）フリッカ、5）インバータ型電源設備間での共振現象が挙げられる。1)～3）については、実測データを用いてシミュレーション解析などを実施して現状を把握し、将来の変動幅を整理する。4)～5)は、現状での発生の有無を含めて調査し、機器仕様などへの反映方法を含めて検討する。

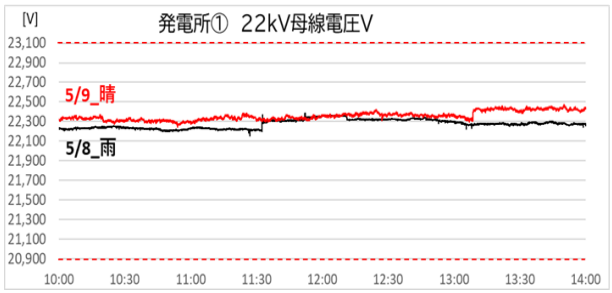
1）電圧（常時／瞬時）

電気事業法施行規則 38 条では、いかなる潮流変動が発生した場合でも、常時電圧としては低圧系統 100V 系において 101±6V、200V 系においては 202±20V の範囲に維持しなければならない瞬時電圧変動としては、10%以内に維持することが系統連系規程にて規定されている。基幹系統と接続する送配電設備がスリム化された場合やオフグリッド構成とした場合には、これらの範囲に維持できない可能性がある。

【電圧（常時）】

前述した 5 月･7 月における電圧グラフ（1 秒値）を図 94 から図 97 に示す。なお、宮古島系統の電圧（常時）の運用目標値は、3 0 分値平均で 22kV 系統では 2,0900V～23,100V の範囲内、6.6kV 系統では 6,400V～6,800V の範囲内となっている。ここで、図 94 から図 97 の電圧グラフをみると、一時的に、当該目標値から外れていることもあるが、全体定期に運用目標値の枠内で運用できており、特に課題はないと想定される。

＜電圧（常時 5 月）＞



（a）発電所① 22kV 母線電圧



（c）変電所④ 22kV 母線電圧

図 94 発電所および系統末端変電所 22kV 母線電圧（2023.5.8 と 5.9）

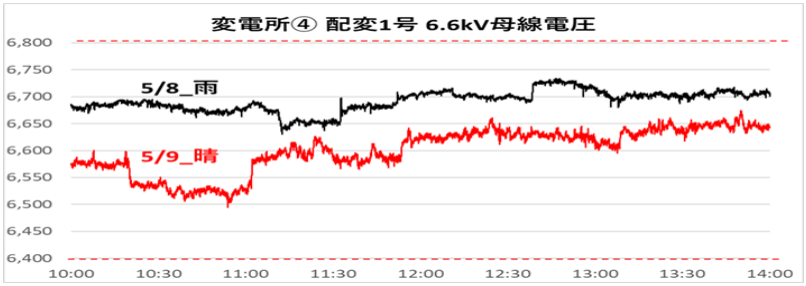
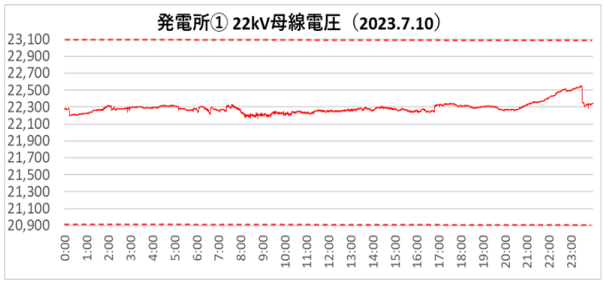
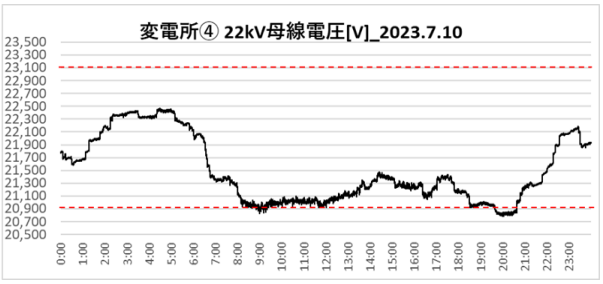


図 95 系統末端変電所 6.6kV 母線電圧（2023.5.8 と 5.9）

＜電圧常時（7 月）＞



（a）発電所① 22kV 母線電圧



（b）変電所④ 22kV 母線電圧

図 96 発電所および系統末端変電所 22kV 母線電圧（2023.7.10）

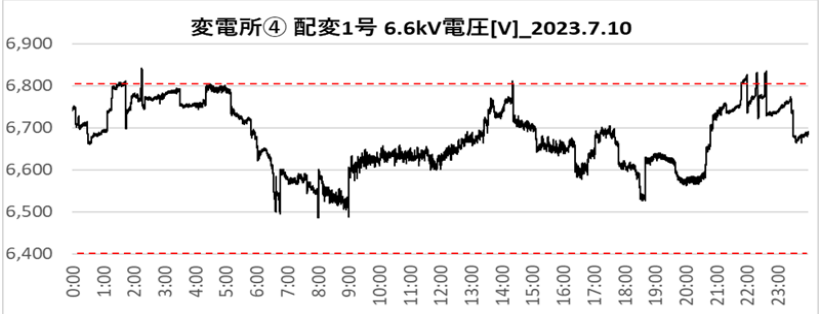
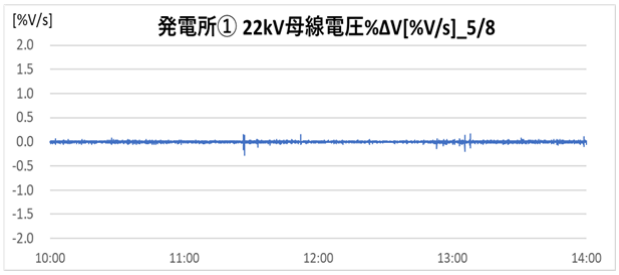


図 97 系統末端変電所 6.6kV 母線電圧（2023.7.10）

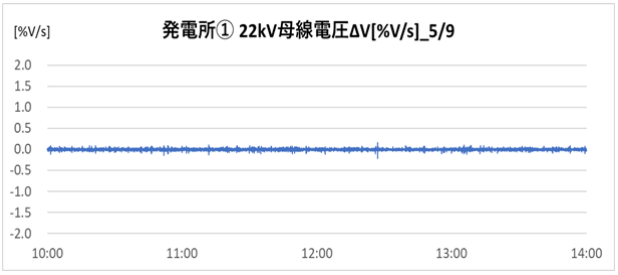
【電圧（瞬時変動）】

前述した５月･７月における電圧瞬時変動グラフ（1 秒値あたりの変化幅）を図 98 から図 100 に示す。今回は、宮古島系統の電圧（瞬時変動）について考察するために、1 秒あたりの変動幅を 10%（電圧階級 22kV では 2,200V/s、6.6kV 系統では 660V/s の範囲内）を運用目標値（目安）とした。図 98、図 99 には、電圧グラフ（変化率）を示しているが、いずれも変動幅は 2%以下となっており、特に問題はないと想定される。また、図 100 には、当該変動幅の正規分布を示しているが、発電所①より系統末端である変電所④の方が、3σが大きくなっていることが確認できたが、これは、系統末端の方が、インピーダンスが長い分、電圧変動が大きくなったものと思われる。

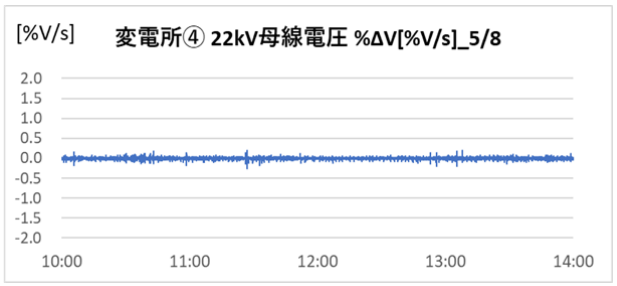
＜電圧瞬時（５月･７月）＞



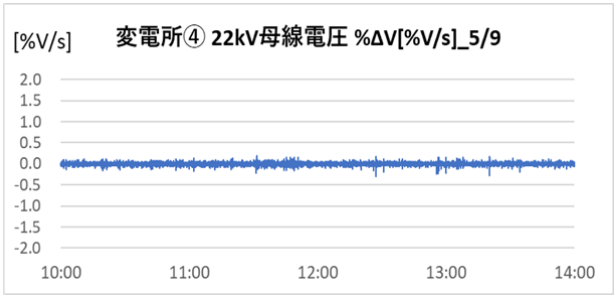
(a)発電所① 22kV 母線電圧%ΔV_5/8



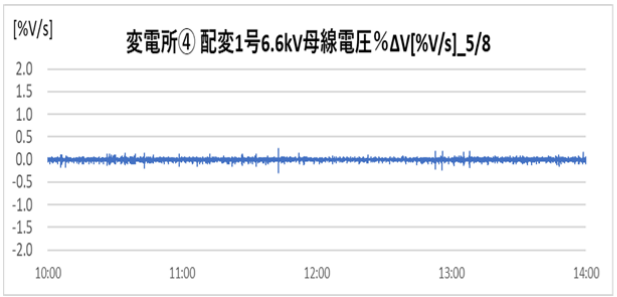
(b)発電所① 22kV 母線電圧%ΔV_5/9



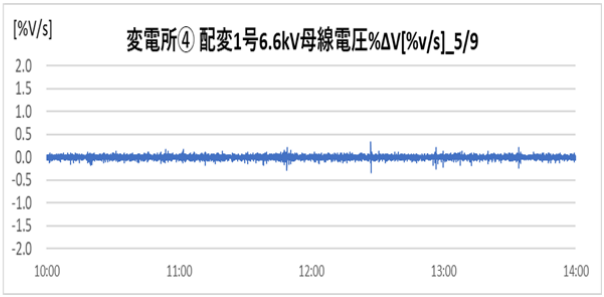
(c)変電所④ 22kV 母線電圧%ΔV_5/8



(d)変電所④ 22kV 母線電圧%ΔV_5/9

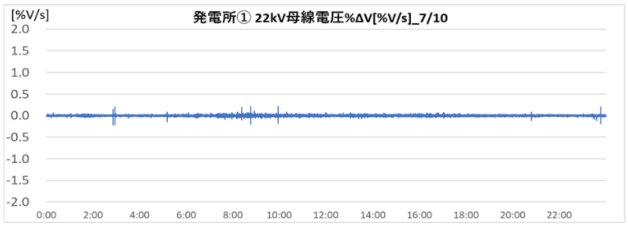


(e)変電所④ 配変 1 号 6.6kV 母線電圧%ΔV_5/8

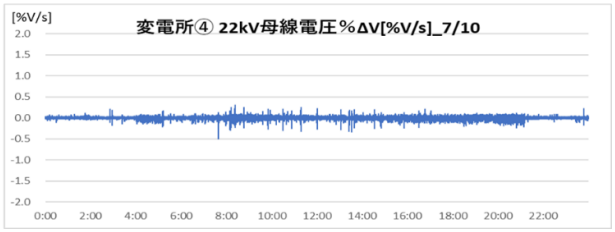


(f)変電所④ 配変 1 号 6.6kV 母線電圧%ΔV_5/9

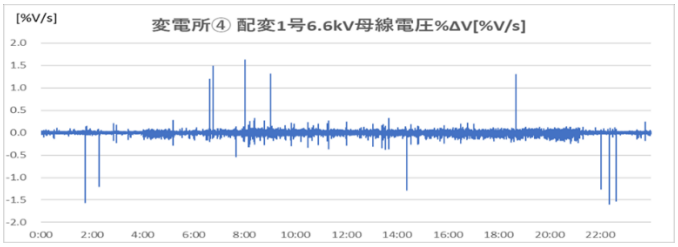
図 98 母線電圧変動率%ΔV[%V/s](2023.5.8 と 5.9)



(a)発電所① 22kV 母線電圧%ΔV_7/10

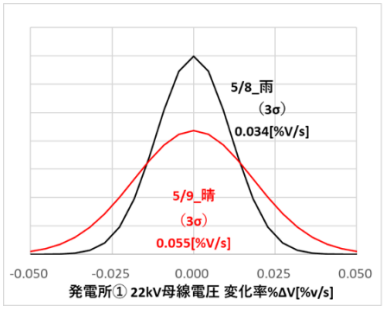


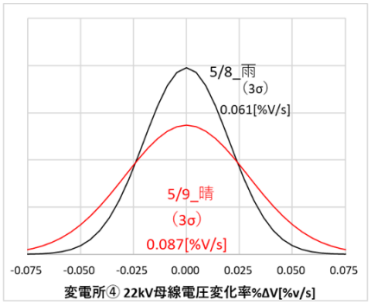
(b)変電所④ 22kV 母線電圧%ΔV_7/10

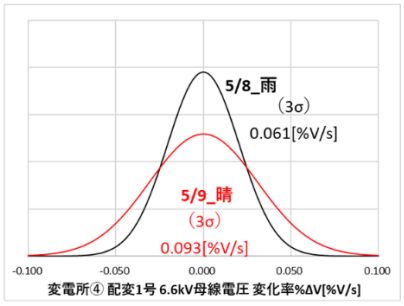


(c)変電所④ 配変 1 号 6.6kV 母線電圧%ΔV_7/10

図 99 母線電圧変動率%ΔV[%V/s](2023.7.10)







(a)発電所① 22kV 母線電圧%ΔV (b)変電所④ 22kV 母線電圧%ΔV (c)変電所④ 6.6kV 母線電圧%ΔV

図 100 母線電圧の変化率%ΔV[%V/s]の正規分布（2023.5.8 と 5.9）

〇来間島 MG

＜実動訓練時の主電源設備の電圧＞

当該 MG の主電源である MG 蓄電池（海外製 GFM）の電圧制御は前述のとおりドループ制御を行っている。

2024 年 1 月 24 日に実施した来間島マイクログリッド実動訓練時、前掲の図 91 から、15:17～15:18 に区分開閉器を投入した際や、16:06 頃の負荷側の変動でインラッシュ電流が発生した際には電圧の急変が見られるものの、基準電圧からの最大変動幅は-255V 程度と、瞬時電圧変動率は 3.9%程度に収まっており、その後も数秒以内に電圧は安定している。

15:26～15:50 の赤枠で囲んだ範囲の PV 出力の変動による負荷変動の際にも電圧の変動は見られるが、安定した運転が継続されている。

○需要家計測

2024 年 1 月 24 日に実施した来間島マイクログリッド実動訓練時の需要家側の電圧変動例を以下に示す。なお、いずれも定格出力 5.5kW のハイブリッド PCS が 1 台設置された需要家のデータとなっている。

図 102 と図 103 から確認できるように、連系点によって電圧そのものには差があるものの、MG 運転開始後の出力復帰や DR 制御に伴う出力変動に対し、電圧値は法定値（30 分平均値で 101±6V）以内に収まっていることが確認できる。

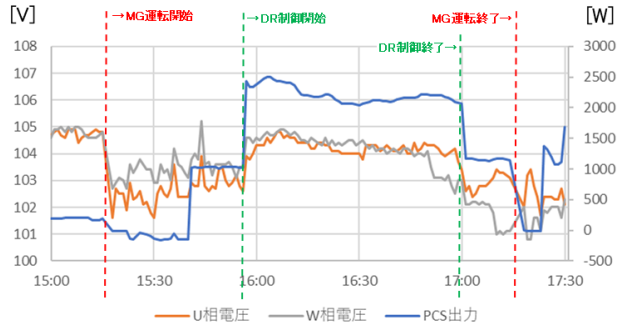


図 101　電圧変動例①(主電源近傍)

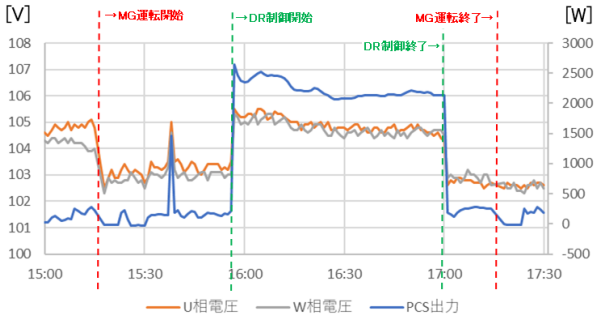


図 102　電圧変動例②(エリア末端)

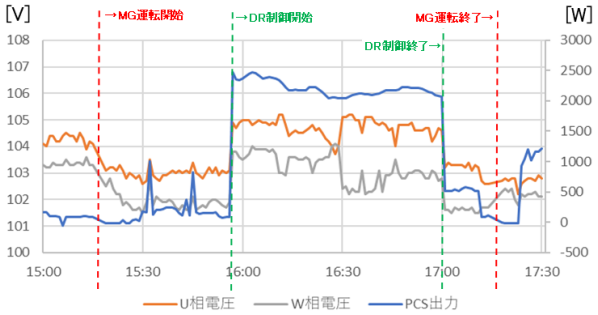


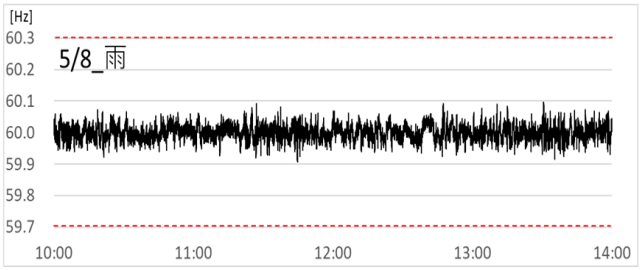
図 103　電圧変動例③(エリア末端)

2) 周波数

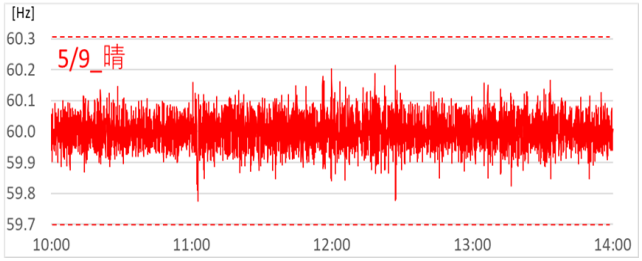
現行の運用では、いかなる潮流変動が発生した場合でも、常時周波数は、定格周波数の±0.2~0.3Hz 以内かつ PV のパワーコンディショナ（PCS）に具備されている周波数リレーの整定範囲以内に維持する必要がある。周波数変化率は、PCS の FRT 要件に定められる変化率（2Hz/sec）以内に維持することが求められている。しかし、オフグリッド構成した場合や再エネ主力電源化が進んだ場合では、これらの範囲に維持できない可能性がある。

【常時変動】周波数変動（1 秒値）

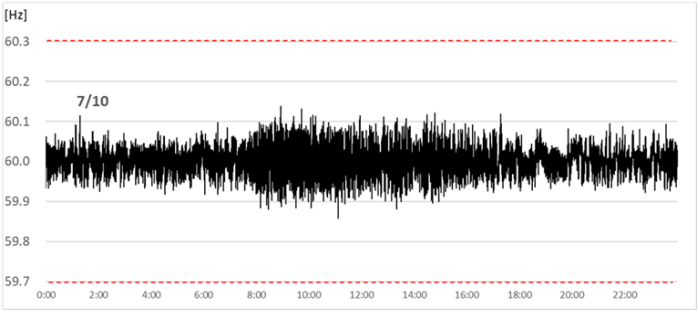
図 104 に、宮古島系統の系統周波数トレンド（常時変動）を示す。なお、系統周波数の運用目標値は 60Hz±0.3Hz となっているが、当該運用目標値の範囲内で運用できており、現時点で特に課題は見られないと思われる。また、図 105 より、雨の日（5/8）より晴れの日（5/9）の方が系統周波数の変動分布が広がった。



(a)5/8 雨_系統周波数トレンド



(b)5/9 晴_系統周波数トレンド



（c）7/10 晴__系統周波数トレンド

図 104　系統周波数トレンド（常時変動）

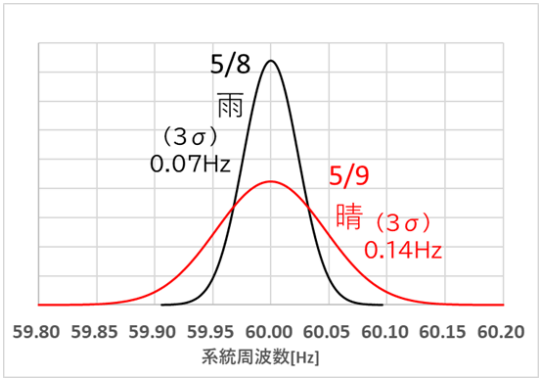
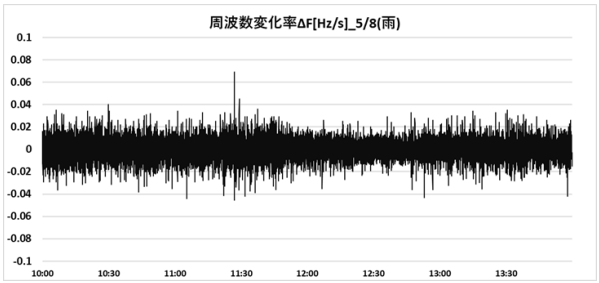


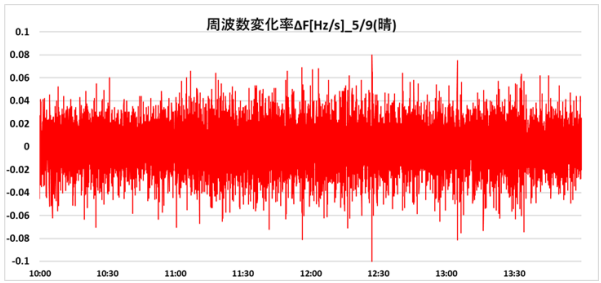
図 105　系統周波数トレンドの正規分布(2023.5.8 と 5.9)

【瞬時変動】周波数変化率（1 秒あたりの変化幅）

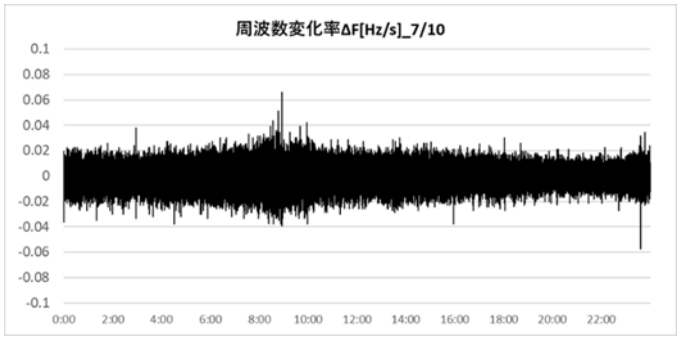
次に、周波数の瞬時変動の運用目標値として、2.0Hz/s 以下と設定して考察する。図 106 に、系統周波数変化率を示しているが、0.1Hz/s 以下となっており、特に問題はないと想定される。また、図 107 より、雨の日（5/8）より晴れの日（5/9）の方が系統周波数の変化率が大きかった。



(a)5/8 雨_系統周波数変化率ΔF[Hz/s]



(b)5/9 晴_系統周波数変化率ΔF[Hz/s]



(c)7/10 晴_系統周波数変化率 ΔF[Hz/s]

図 106　系統周波数変化率

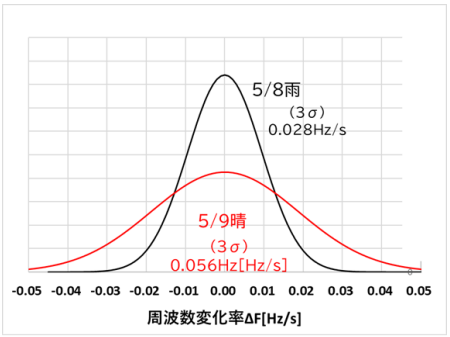


図 107　系統周波数変化率の正規分布(2023.5.8 と 5.9)

〇来間島 MG

＜実動訓練時の主電源設備の周波数＞

当該 MG の主電源である MG 蓄電池（海外製 GFM）の周波数制御は前述のとおりドループ制御を行っている。さらに、負荷変動でドループ特性により生じた周波数偏差を基準周波数 60Hz へ引き戻す周波数補正制御を MG-EMS から MG 蓄電池に対して行っている。

図 108 は、2024 年 1 月 24 日に実施した MG 実動試験時（2024/1/24_15:17～17:15）の実測データの内、MG エリア内の系統周波数、MG 蓄電池の有効電力、無効電力を示したものである。

15:26～15:50 の赤枠で囲んだ範囲において、MG エリア内の PV 出力の変動によって、見かけ上の負荷が最大で変動幅 53kW、変動速度 40kW/分程度で変動したが、MG 蓄電池のドループ制御と MG-EMS の周波数補正制御によって周波数偏差は±0.05Hz 以内に抑制されている。

15:56 頃の赤枠で囲んだ範囲においては、協力いただいた需要家側 BESS が放電を行ったことで見かけ上の負荷が最大変動幅 45kW、変動速度 270kW/分程度の変動をしたが、この時も MG 蓄電池のドループ制御と MG-EMS の周波数補正制御によって周波数偏差は±0.05Hz 以内に抑制されている。

このように、来間島 MG の主電源設備では MG 蓄電池および MG-EMS の周波数制御機能の協調制御によって、沖縄電力管内の系統周波数目標値である 60±0.3Hz 以内に収まる安定した周波数を維持できている。

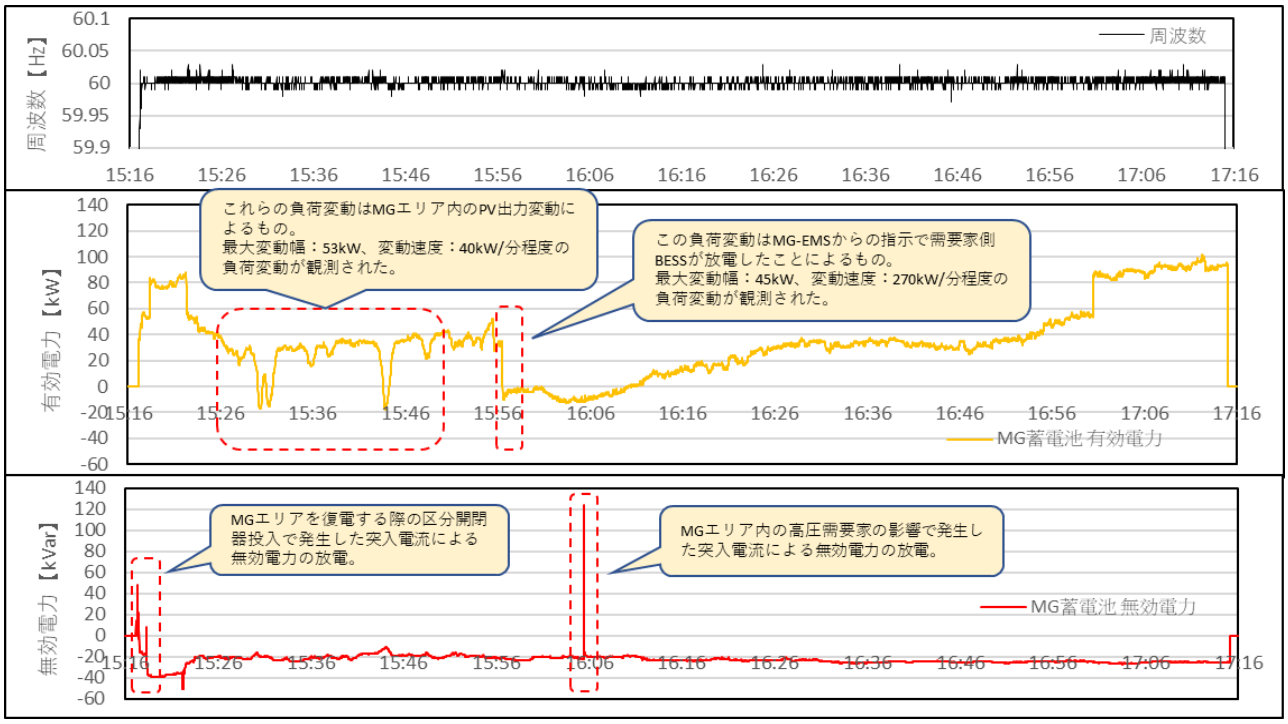


図 108　来間島 MG 実動試験時の系統周波数と MG 蓄電池運航状況

3) 高調波

再エネ電源の場合は、半導体スイッチによって交流波形を形成するインバータ型電源が一般的であり、回転型電源と比較して高調波が多く含まれる可能性がある。また、基幹系統と接続する送配電設備がスリム化された場合とオフグリッド構成とした場合、上位系統電圧または主電源の電圧に電圧歪が含まれていると、その電圧に応じて PV の PCS から通常よりも大きな高調波電流をグリッドに流し込み、需要家機器に障害を与える可能性がある。2024 年度末までに、宮古島系統での実測結果をもとに、現状での高調波事象の有無を整理する。

4) フリッカ

フリッカの発生要因としては、周期的な負荷変動によるものと、PV の PCS の単独運転検出機能によるものがある。両者ともに、基幹系統と接続する送配電設備がスリム化された場合とオフグリッド構成とした場合には、変動する負荷や PV が集中的に連系されるとフリッカレベルが大きくなる。この時、上位系統電圧または主電源の電圧にフリッカが含まれないように維持できる必要があるが、系統構成や主電源に要求される性能は明らかになっていない。2024 年度末までに、宮古島系統での実測結果をもとに、現状でのフリッカ事象の有無を整理する。

5) インバータ型電源設備間での共振現象

インバータ型電源設備間の共振など干渉は、オフグリッド構成とした場合に限った課題であるが、制御特性によっては発生する可能性がある。例えば、オフグリッド構成下で電源容量を確保するために、インバータ型電源を並列運転させることが想定される。この場合、インバータ型電源の制御がそれぞれ独立に実施されると、電源間での不要な電力潮流の発生や制御の不安定動作に伴う振動波形の発生、およびこれらの事象に伴う電源設備の解列動作の発生が考えられる。2024 年度末までに、これらの事象の有無を含め、整理する。

①.4　系統運用に関する課題

系統運用に関する課題は、1)停電時の再充電（ブラックスタート）、事故時開閉器の再投入方法（時限順相方式）、2)一般送配電事業者との連系、3）負荷遮断・負荷制限、4）発電抑制が挙げられる。これらについて従来の系統運用者である一送や MG を運用している各事業者に聞き取り調査を実施して、従来の系統構成との協調方法などを整理している。

1) ブラックスタート、時限順送方式

ブラックスタートやその後の時限順送時の課題は、MG 独立運用に限った課題であり、特に主電源がインバータの場合に顕著な課題である。ブラックスタート時には、線路の充電電流や変圧器の励磁突入電流（以下、インラッシュ）が流れ、その電流が主電源の容量を超える可能性がある。また、運用方式として、時限順送方式を採用する場合にも同様に、線路の充電電流や変圧器の励磁突入電流が流れ、主電源の容量を超える可能性がある。

上述の課題に加え、ブラックスタート時のインラッシュが主電源インバータの容量を超えてしまうとインバータ自体がゲートブロックにより停止して、独立系統全体が停電してしまうことがある。国内運開中の地域 MG 調査では、全 MG で上述と同様の課題認識をしていることが分かった。この対策として、ほとんどの MG で、ブラックスタート時に主電源をソフトスタートして系統充電する運用方式を採用している。

国内運開中の地域 MG のうち、主電源がインバータで時限順送方式も採用している MG は、来間島 MG のみである。国内運開中のインバータを主電源とするその他の MG は、独立系統内に線路用開閉器がなく、時限順送方式による運用はしていない。

〇来間島 MG におけるブラックスタート運用

来間島 MG では、停電時の再充電（ブラックスタート）の方式として、主電源設備である MG 蓄電池によるソフトスタート方式を採用している。来間島 MG の対象エリアは 3 つの開閉器によって 4 つエリアに区分されており、主電源設備が連系するエリアをソフトスタートで再充電した後、当該エリアに隣接する 3 つのエリアの充電は開閉器の時限順送方式による再閉路で行われている。

以下に 2023 年 1 月 25 日に実施した MG 実動訓練時に主電源設備の連系点で計測したソフトスタート時の電圧・電流の波形（図 109）と、開閉器の再閉路時に柱上変圧器などの影響でインラッシュ電流が流れた際の電圧・電流の波形（図 110）を示す。

ソフトスタート時、主電源設備である MG 蓄電池は約 2 秒（メーカ仕様）かけて電圧を線形的に上昇させる。電流は、電圧の上昇をなぞるもののふらつきながら上昇。このふらつきはエリア内の需要側機器が動作する電圧値のバラつきによるものでないかと考える。（図 109）

3 回の行われた開閉器の再閉路のうち、最もインラッシュ電流値の高かった開閉器投入時の波形を図 110 に示す。図のようにインラッシュ電流が発生しているが、PCS の制御により問題なく運転継続している。

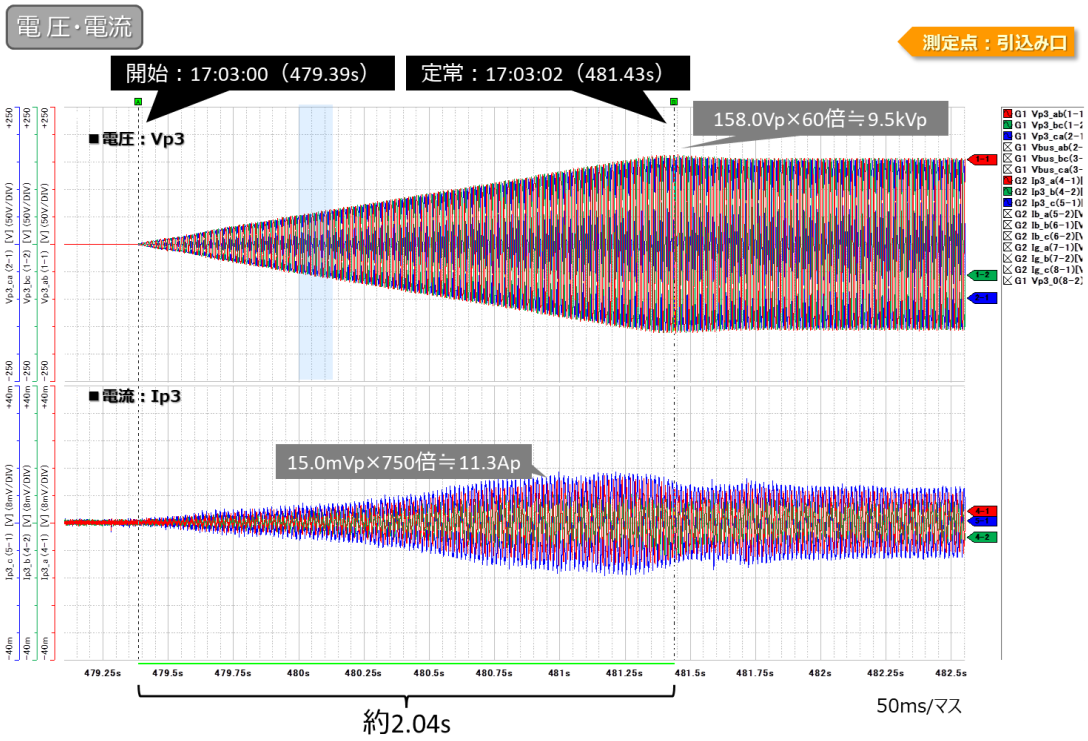


図 109　ソフトスタート時の MG 蓄電池　電圧・電流波形

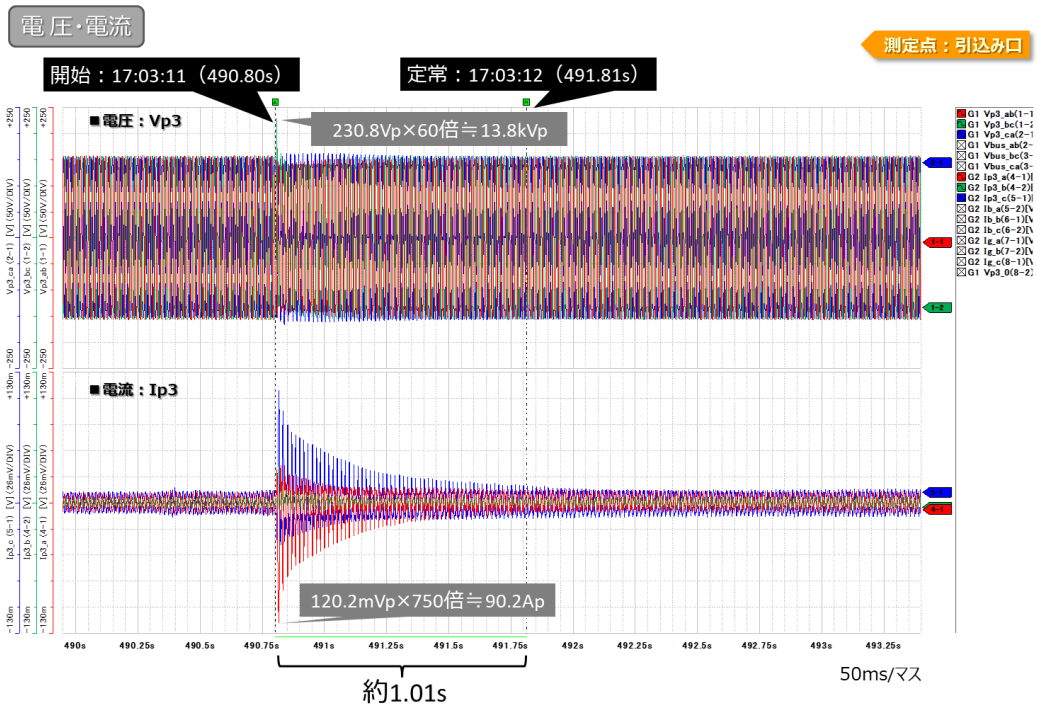


図 110　インラッシュ電流発生時の MG 蓄電池　電圧・電流波形

○ブラックスタート課題の確認試験

ブラックスタートの課題について実設備における再現性を確認するため、電中研赤城にてインラッシュに関する試験を行った。なお、変圧器からのインラッシュが非常に大きくなることが予想されたため、主電源は容量が限られている BTB 電源（容量：1.6MVA　定格電流波高値：200A）ではなく商用電源を用いて、変圧器（容量 300kVA）1 台に対して、遮断器投入により瞬時に 6.6kV を印加した際の、インラッシュの特性を把握する試験を行った。計測点を図 111 に、各パラメータを表 43 に示す。

この条件で試験を行った結果の一例として、得られたインラッシュの最大値は 504A であった（図 112）。電中研赤城の BTB 電源（インバータを模擬）を主電源としてブラックスタートしたと仮定すると、BTB 電源の定格電流波高値の 200A を大きく超えるインラッシュが発生し、BTB 電源がゲートブロックし停止状態となると予想される。

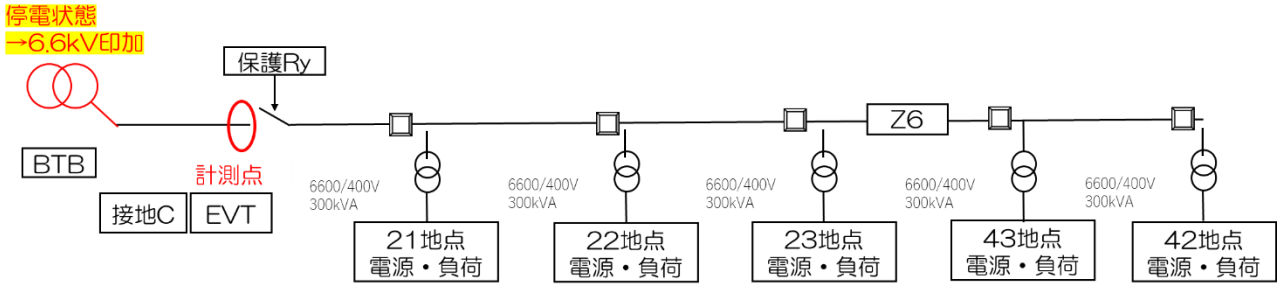


図 111　ブラックスタート課題試験　試験系統・計測点

表 43　ブラックスタート課題確認試験パラメータ

パラメータ
・送電区間の変圧器台数：1 台(43 地点) ・線路抵抗 Z6：無

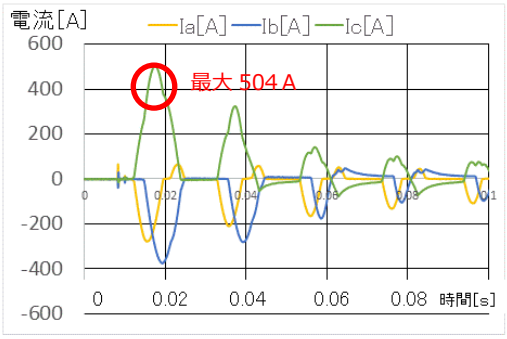


図 112　**停電→6.6kV 印加時の励磁突入電流と電圧（商用電源）**

また、同時に充電する変圧器の台数を変更して、インラッシュの変化を確認する試験を行った。同時に充電する変圧器台数を、1 台、3 台、5 台と変更し、商用電源にて、ランダムな位相で遮断器を 10 回ずつ遮断・投入し、インラッシュの電流値を計測した。計測点を図 113 に、各パラメータを表 44 に示す。また、この条件で試験を行った結果を、図 114 に示す。

各変圧器台数のケースで発生するインラッシュ電流の最大値は、総変圧器容量の 6.8～14 倍であった。図 114 の左右のグラフより、同時に充電する変圧器台数が増加すると、合成のインラッシュ値(計測点①計測値)は増加する一方、1 台あたりのインラッシュ(計測点②計測値)は低下する傾向が確認できた。また、変圧器の容量・台数が多いほど、インラッシュも大きくなり、主電源にインバータを適用する場合には、ゲートブロックが起こりやすくなることが確認できた。

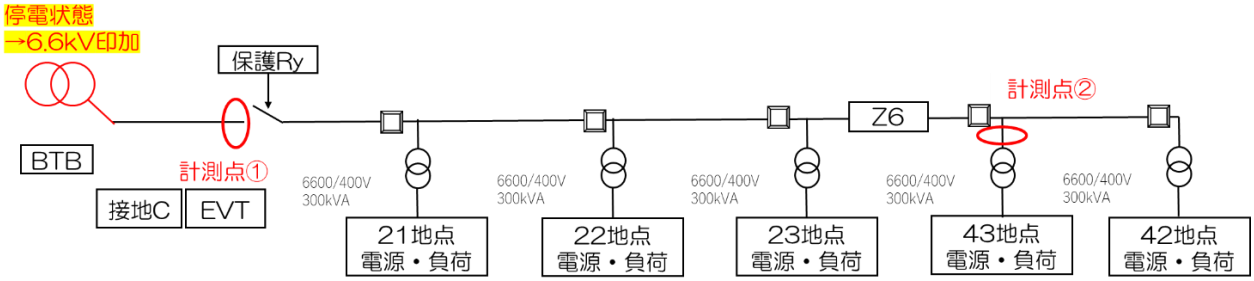


図 113　**インラッシュ特性確認試験　計測点**

表 44　**インラッシュ特性確認試験　課題確認試験パラメータ**

操作パラメータ	固定パラメータ
・送電区間の変圧器台数 1 台(43 地点)／3 台(23,43,42 地点)／5 台 ・系統停電時の開放位相(残留磁束) ・送電時の投入位相	・OC-Ry Ⅰ：100A ・線路抵抗 Z6：無

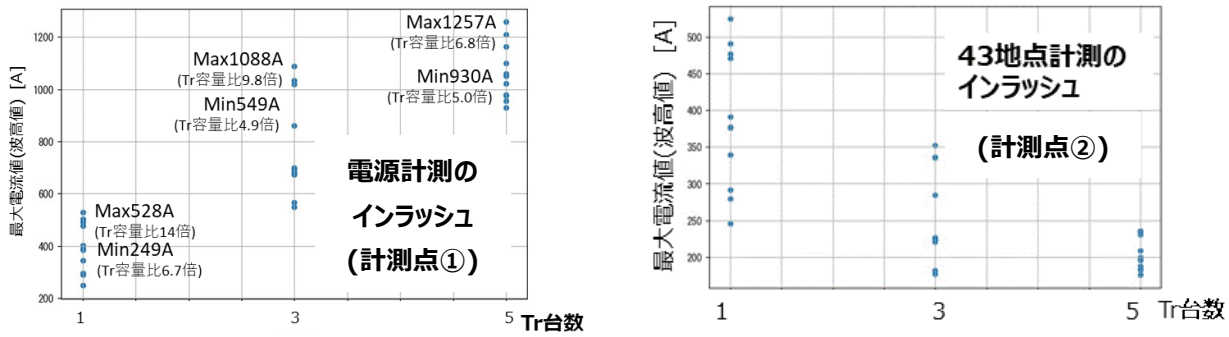


図 114　**変圧器台数によるインラッシュへの影響**

2) 一般送配電事業者の系統との連系

前述の保護方式の課題の記載にあるように、系統連系運用と MG 独立運用の場合には、保護方式や整定値が異なる可能性がある。このため、MG 独立構成とした状態からシームレスに上位系統に再接続する場合、同時に保護方式や整定値の変更が必要となるが、そのシステム構成や必要な性能は明らかになっていない。

平常時に主電源を配電系統に連系する、国内で運開・実証中の全 MG において、上述と同様の課題認識をしている。対応方策は各 MG で異なっているが、電源の保護整定値を系統連系時と独立運転時で変更する点は共通している。[変更の方法は、①.2　1)短絡保護（保護方式、整定値）の記載を参照]

今後、連系運用時と独立運用時で、保護整定値を変更する方法を数パターン検討し、提示していくことを考えている。

3) 負荷遮断・負荷制限

MG 独立運用の場合、地産地消を実現するためには負荷遮断や負荷制限の実施が必要な可能性があるが、そのシステム構成や必要な性能は明らかになっていない。

本課題に対し、国内運開中の全 MG では、システム的な負荷遮断・負荷制限は行っていないことを確認した。（MG 内の需要家の方々と事前に調整し、需要家受電設備にて手動で負荷遮断を行っているケースはある。）

今後、本課題について色々な規模の MG への対応を考慮し、各種の検討を行う予定である。

4) 発電抑制

MG 独立運用の場合、地産地消を実現するためには発電抑制の実施が必要な可能性があるが、そのシステム構成や必要な性能は明らかになっていない。

本課題に対し、国内運開中の全 MG で、分散型電源に対するシステムから遠隔での発電抑制制御は行っていないことを確認した。

今後、本課題について色々な規模の MG への対応を考慮し、各種の検討を行う予定である。

①.5　設備構築・設計に関する課題・留意点

地域グリッドの設備を構築・設計するためには、 需給の把握や事業システムおよびエネルギーマネジメントシステムの設定を実施する必要がある。先行事例を調査し、具体的な設備構築・設計に必要な項目を整理する。

1) 対象区域のエネルギー需要の把握

配電事業の対象区域でエネルギーの需要の規模を想定し、防災拠点をはじめとする公共施設や民間施設等、配電系統の状況や総需要を把握する必要がある。

2) 対象区域のエネルギー供給可能量の把握

平常時に供給するエネルギー源の選定、規模を想定し、分散型電源、再生可能エネルギーをうまく利活用することで、エネルギーの地産地消の実現を図る。

3) 配電事業の事業システム及びエネルギーマネジメントシステムの設定

配電事業でのエネルギー需給のポートフォリオを考慮して、配電事業の事業システムの検討及び、エネルギーマネジメントシステム（EMS）の在り方の詳細を検討している。例えば、PV 等の再生可能エネルギー電源を中心に据える場合、蓄電池やバックアップ用の発電機を系統安定化のために用意する等が必要になる。

以上の課題は相互に影響する要素があり、統括的に検討する必要がある。一方でその検討手法は確立されておらず、この検討が十分なされずに電力供給した場合には、系統維持ができなくなる可能性がある。したがって、以下の構成や運用方法などを適切に決定する手法やツールを開発する。

1) 系統構成（系統規模、負荷容量・特性、線路構成）

地域グリッドの系統構成を決める際に重要なこととして、地域グリッドの構築を予定する地域（対象地域）の長期に亘る負荷（需要）を適切に想定することがあげられる。そのため、当該地域の人口、産業構造、および気候等と電力需要の構造（日負荷曲線の形状等）との関係について分析・検討を行ない、社会・産業に関する比較的少数種の統計データから所望の地域の日負荷曲線を推定する手法を開発する（詳細は、②.2）。

2) 電源・蓄電装置構成（電源種別、電源容量、再エネ比率）

地域グリッドの電源・蓄電装置の構成を検討するにあたっては、（上記 1)で述べた需要構造も含む）対象地域の諸特性を考慮することに加え、事業全体の採算性（コスト）等を適切に見積もることが重要である。そのため、地域グリッドのコスト、環境性、レジリエンス性を表わす指標について検討・定式化を行ない、これらの指標にもとづき各電源の容量を最適化する手法を開発する（詳細は、②.2）。

3) 需給運用（蓄電装置の SOC、バックアップ供給）など

国内運開中の地域 MG 調査では、事業システムや EMS について、現状統一して採用している規格はなかった。事業システムでは、配電系統や需要設備の監視は行っていなく、また EMS では、需要予測・発電予測の機能はない。これらについて、色々な規模の MG への対応を考慮し、必要性の有無も含め、導入の方向性や需給運用（蓄電装置の SOC、バックアップ供給）などについて検討していく必要がある。今後電中研赤城の実規模配電設備にて、本課題について各種検討を行う予定である。

② 再エネ導入地域グリッドの課題への対策方式の検討（電力中央研究所/ 東京電力ホールディングス/ 東京電力パワーグリッド/ 三菱電機）

中間目標 （2025 年３月）	机上検討、計算機シミュレーション、対策方式の検証試験、および運開・実証中のマイクログリッドエリアにおける実測データの分析や構成・運用方法の調査等により、対策方式・対策ツールを開発する。
成果 （2024 年 6 月）	・課題に対しての対策方式を検討した。海外調査で確認した対策をまとめた。 ・来間島と国内地域グリッドにおける系統構成、システム構成、運用方法等を調査した。 ・対策手法の妥当性の確認のため、ブラックスタートや地絡事故シミュレーション、需給シミュレーション、ブラックスタートや地絡事故の対策検証試験を行った。 ・検討した対策方式による装置・システムを設計し、単体試験を行った。 ・離島系統の実測データなどを参考に、回転型主電源サポートシステムで対応可能な範囲を整理した。 ・①の課題整理を進めながら、対策が施された地域グリッドの構築に必要となる、需要想定、地域グリッドを設計するための最適化手法を開発した。
達成度（見込み）	○　(2025 年 3 月に達成見込み)
達成の根拠／解決方針	24 年度は主に短絡検出・需給についてのシミュレーションを行う。24 年度赤城での試験を 4 月、8 月、1 月に各 2 週間ほど実施予定。予定通り宮古島実測データを分析しており、運開中の地域グリッド事例調査を実施済み。2023 年度までに単体試験を実施しており、2024 年度末までに実施する回転型発電機と組み合わせた試験等により回転型主電源サポートシステムの開発を完了する見込みである。 平常時／災害時、現在／10 年後の需要想定手法の開発については、宮古島での各種測定データの解析やアンケート調査を実施し、2024 年度末までに、建物種別や機器設置状況、天候条件などを整理し、島内における平常時・災害時の電力負荷や系統電力の実態を把握することで、当該事項の開発を完了見込みである。 地域グリッド設計最適化手法については、2024 年度末までにシステム化し、WEB 上に実装を予定している。これらにより、対策方式・対策ツールについて大方開発できると見込まれる。

◎ 大きく上回って達成、○達成、△一部未達、 ×未達

机上検討、計算機シミュレーション、対策方式の検証試験、および運開・実証中のマイクログリッドにおける実測データの分析や構成・運用方法の調査等により対策方式を検討する。

②.1 本事業の実証評価により検討可能な対策

1）地域グリッドの構成機器（電源装置、蓄電装置、電圧制御装置）による対策

〇GFM インバータ

基幹系統と接続する送配電設備がスリム化された場合には、地域グリッド内の電圧変動が大きくなる可能性があり、これを抑制するために GFM インバータが必要となる。一方、オフグリッド構成とした場合には、電圧・周波数を維持する主電源として電圧源が必要となる。従来は回転機であったが、再エネ主電源化を目指す場合には、主電源に GFM インバータが必要

となり、地域グリッドを構成する GFM インバータを開発する。開発する GFM インバータについては、後述の「③.3　3）　電中研赤城試験センター実規模配電設備（本実証のための追加設備）」のインバータ型主従電源設備にて記述する。

なお、ここでの GFM インバータは地域グリッドコントローラから遠隔で制御されるものであり、WG1 (4.1.1)の研究開発項目で取り組む再エネ事業者に設置される自端で制御されるものとは以下の点で異なる点に注意が必要である。

表 45　WG1 と WG2 の検討対象の違い

電源種別	インバータ種別	主な機能			検討箇所
		電圧・周波数維持	単独運転検出	遠方制御 / 自端	
MG 主電源設備	Grid Forming	要	―	遠方制御	WG2 (4.1.2)
MG 従属電源設備	Grid Followng	―	―	遠方制御	WG2 (4.1.2)
分散型電源	Grid Forming	要	要	自端	WG1 (4.1.1)
	Grid Followng	―	要	自端	WG1 (4.1.1)

〇需要家受電設備（遠方制御可能）

MG 独立運用の場合には、グリッド内の主電源の蓄電池の残量不足が予測される際、高圧需要家や低圧需要家の負荷を選択遮断したり、制限をしなければならない。この場合に必要となる、遠方制御により負荷遮断や負荷制限ができる需要家設備の構成を検討している。

本課題について、国内運開中の地域 MG 調査では、全 MG で需要家側の遠方制御は行っていないことを確認した。

MG 系統内の需要に対して電源設備の容量が小さい場合、需給バランスが崩れ、最悪の場合ブラックアウトに至る虞がある。このような設備構成の場合、需給バランスを取るため、ブラックスタート前に重要度の低い高圧負荷を遮断する対応が考えられる。しかし、系統停電中は、高圧需要家受電設備の開閉装置を遮断する制御電源が失われることから、系統停電中でも開閉装置を遮断できる機器を設置する必要がある。この解決策として、開閉装置と組み合わせてコンデンサ引き外し電源装置（図 115）を適用することを考えている。コンデンサ引き外し電源装置とは、交流入力電圧を整流しコンデンサを放電、放電する際のエネルギーを利用して、開閉装置などの引外しを行うものである。これにより、系統停電にて電源を喪失した場合においても開閉装置を開放することが可能となる。

反対に、系統停電時に受電設備の開閉器を自動開放する設備の場合、商用系統が復旧し、MG 独立運転から通常系統に切戻しした後に、開閉装置の投入操作をしないと需要家は停電復旧しない。現状では、一般的には需要家受電設備現地にて手動で投入操作を行うことが想定されるが、操作要員の確保や時間を要する等課題があるため、遠隔にて開閉装置を投入する仕組みを検討する必要がある。この対策として、需要家受電設備に IED を設置し、マイクログリッドコントローラと IED 間をネットワーク接続することで、遠隔で開閉装置を投入する方式を検討している。これらの設備構成・動作イメージを図 116 に示す。低圧需要家への対応方策については、今後検討していく。



図 115　コンデンサ引外し電源装置外観

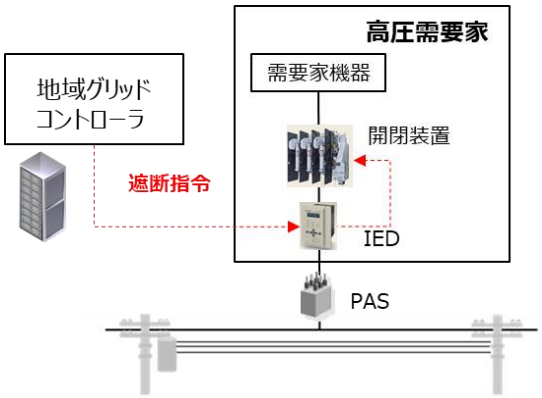


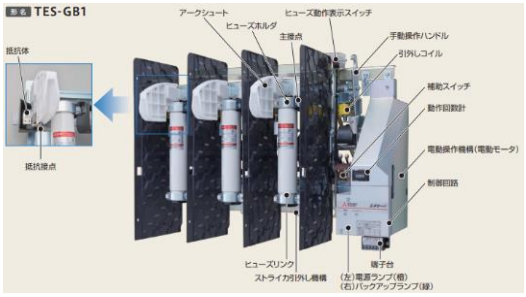
図 116　高圧需要家受電設備負荷遮断・制限イメージ

〇需要家受電設備（励突抑制開閉器を含む）

MG 独立運用では、停電した状態からブラックスタートする機能が必要となる。この時、需要家の変圧器からの励磁突入電流が主電源の容量を超える可能性がある。この対応として、励磁突入電流を抑制するための励突抑制開閉器（図 117）を需要家受電設備に適用する検討をしている。

励突抑制開閉器は、閉路(投入)時は電動操作にて投入抵抗接点を先に投入し、変圧器の励磁突入電流)を抑制したあと、主接点を投入することによって、連系時のインラッシュを抑制することが出来るものである。また、主接点と投入抵抗接点が機械的に連結されているため、接点間の機械的寸法差により投入抵抗への通電時間の微妙な調整が必要なく、小形の抵抗体で信頼性の高い構造となっている。

励突抑制開閉器を用いた需要家受電盤の単線結線図を図 118 に示す。



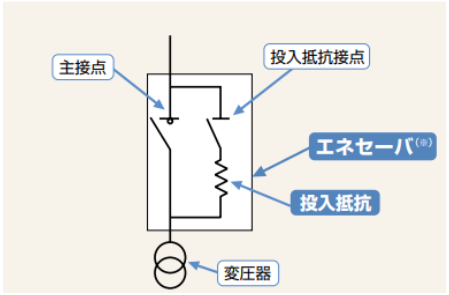


図 117　励磁突入電流抑制開閉器イメージ

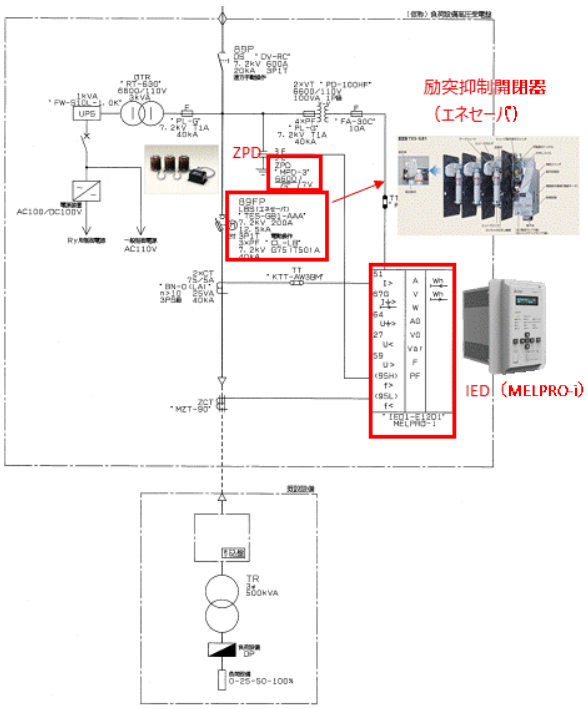


図 118　需要家用受電盤単線結線図

〇主電源設備（励突抑制開閉器を含む）

MG 独立運用の場合には、停電した状態からブラックスタートする機能が必要となる。この時、時限順送方式を採用する場合、柱上変圧器より流れる励磁突入電流を抑制するため、励突抑制開閉器を適用した主電源設備について検討している。

国内運開中の地域 MG 調査の中で、阿寒 MG では主電源に励突抑制開閉器を設置していることを確認した。

主電源がインバータの場合には、MG 系統に接続された変圧器からの励磁突入電流により、インバータが過電流にてゲートブロック状態となり停電してしまうことが予想される。インラッシュ抑制を考慮した主電源設備の対策として、ソフトスタート機能があり、ソフトスタート時間が可変の PCS は有効である。また、励磁突入電流抑制開閉器（図 117）の主電源設備への適用についても検討する。電中研赤城での試験用として、地域 MG 対策として検討した各種装置を反映した主電源受電盤の単線結線図を図 119 に示す。これには、励磁突入電流抑制開閉器も含んでいる。

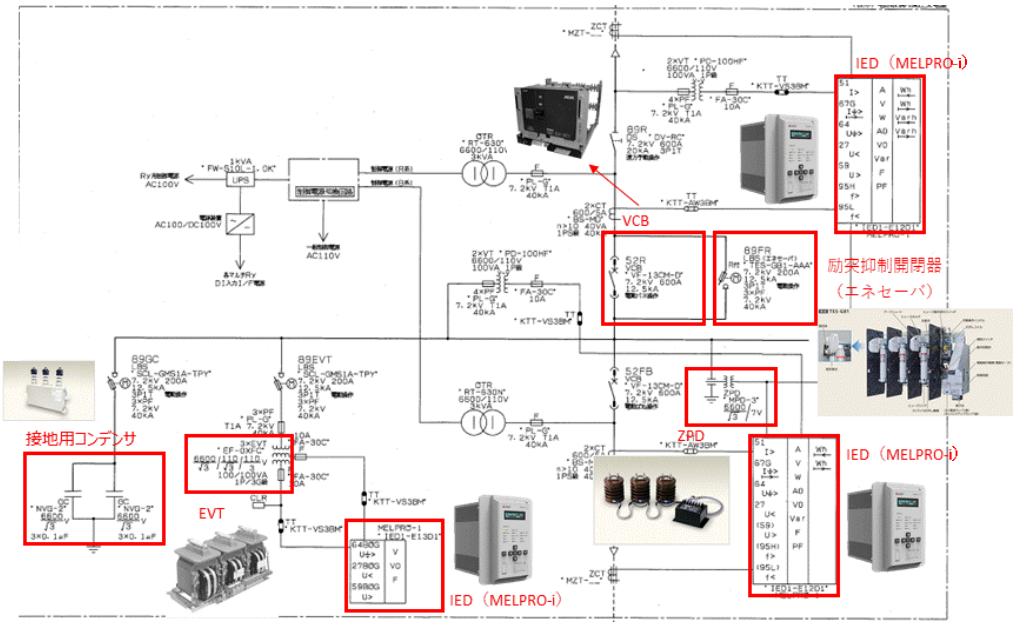


図 119　主電源用受電盤単線結線図

○主電源設備（接地用コンデンサを含む）

MG 独立運用の場合には、前述の通り、対地静電容量が小さくなり、地絡事故時の地絡電流 I_0 が小さくなるため、確実な検出ができなくなる。この時、確実に検出するため、主電源に対地静電容量を補償する接地用コンデンサを適用することを検討している。国内運開中の地域 MG 調査では、全 MG で上述と同様の課題認識をしているが、接地用コンデンサによる対策を実施している MG は現状ないことを確認した。接地用コンデンサの外観イメージを図 120 に示す。

また接地形計器用変圧器(以下　EVT）についての概要としては、通常主に配電用変電所の母線に接続されており、非接地系の零相電圧を計測、地絡時に安定して地絡電流 I_0 を流すことができるものである。外観イメージを図 121 に示す。



図 120　接地用コンデンサ外観イメージ



図 121　EVT 外観イメージ

接地用コンデンサおよび、EVT による対策効果検証として、図 122 に示す、電中研赤城の試験系統(赤線箇所)をモデル化し、表 46 に示す条件にて一線地絡事故が発生した場合のシミュレーションを行った。シミュレーション結果を表 47 に示す。地絡電流の検出に関する最過酷条件での検証とするため、系統内の対地静電容量は 0[μF/相]とした。

表 47 から、対策を行わない場合(EVT なし、接地用コンデンサなし)には地絡電流が流れず、地絡事故時の地絡電流 I_0 を検出することができないことを確認した。これに対し、対策として EVT、0.1[μF/相]の接地用コンデンサのいずれか一つ、もしくは両方を接続することで、0.2A を超える地絡電流 I_0 が流れ、DGR が動作可能な結果となることを確認した。(東京電力 PG における配電線用 DGR の整定値は 0.2A)

この結果より、地絡電流 I_0 の検出に関する最過酷条件においても、検討した対策が有効であることを確認することができた。

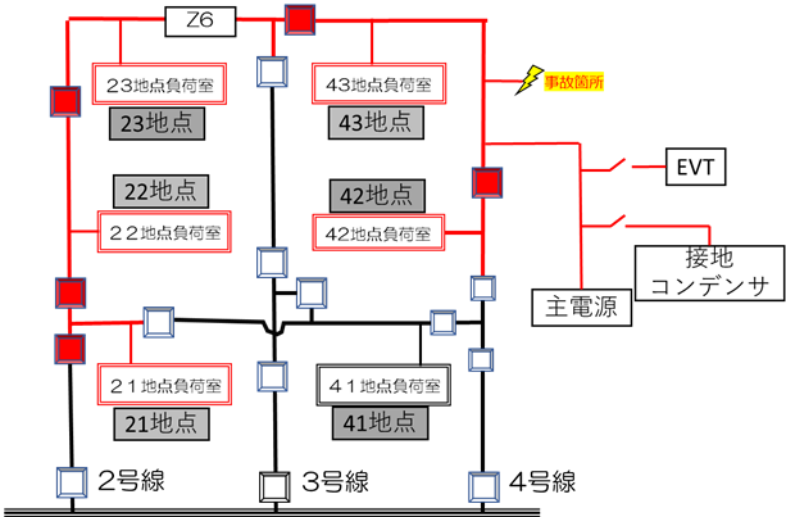


図 122　地絡対策効果シミュレーション系統イメージ

表 46　地絡対策効果シミュレーション条件

操作条件(対策内容)	固定条件
・接地用コンデンサ：0.1[μF/相] / なし ・EVT：あり(1 次側換算 10kΩ) / なし	・電源モデル：インバータ電源(500kVA) ・地絡抵抗：6kΩ ・線路/電源母線の対地静電容量：0μF ・負荷：各負荷室 20kW (5 箇所計 100kW) ・Z6 インピーダンス：0.124+j0.311 Ω

表 47　地絡対策効果シミュレーション結果

対策内容		地絡電流[Arms]	零相電圧[Vrms]
EVT	接地 C		
なし	なし	0	3798
あり	なし	0.21	2380
なし	0.1[μF/相]	0.31	3195
あり	0.1[μF/相]	0.31	2206

※赤字：DGR に検出可能、青字：DGR にて検出不可

〇保護リレー

MG 独立運用でインバータが主電源の場合には、前述の通り、短絡事故時の短絡電流が小さくなり、確実な検出ができない。また、対地静電容量が小さくなるため地絡事故時の地絡電流が小さくなり、確実な検出ができない。この時、需要家の整定の変更が難しい場合や、配電線途中にて事故を検出する必要がある場合には、需要家受電点や配電線途中の開閉器に内蔵して、地域グリッド全体の保護を協調させる機能が必要となるため、保護リレーについてシステムを含めて検討している。MG 独立運転時の保護整定値の切り替えと、上述の励突抑制開閉器や EVT、接地用コンデンサの遠隔投入・開放を可能とするために、図 123 の IEC61850 に対応した IED（Intelligent Electronic Device）について検討している。IED は、遠隔での整定値変更や監視制御、計測、記録が可能であり、GOOSE 通信による IED 機器間通信、外部ツールによるソフトウェアカスタマイズが可能であるなど様々な機能を有している。実証試験用の主電源受電盤においては、主に保護機能、遠隔整定機能、監視制御機能を活用する。



多機能型の保護制御装置。
保護、監視制御のほか、通信、計測、
記録等が可能。

図 123　IED（Intelligent Electronic Device）外観図

短絡事故についての対策案は現在検討中である。現状想定している大まかな対策案としては、「主電源のインバータに、短絡事故時の過電流を抑制して運転継続する機能を持たせること」ならびに「IED にて、この短絡電流とインバータが過電流を抑制したことによる電圧低下を検出すること」によって短絡事故判定を行うことを考えている。これが実現できれば、通常配電系統の保護・保護協調のレベルに近づくものと思われるため、今後各種試験やシミュレーション等を行い、検討を進めていく。

地絡事故の対策として、通常の配電系統と同等の保護・保護協調レベルを目指して、「接地用コンデンサ・EVT を地域 MG 主電源設備に設置し、一送系統との連系運転時には開放、独立運転時には投入する」「主電源設備・線路用開閉器の制御器・高圧受電設備に IED を設置し、保護整定値の遠隔変更ならびに事故時に主電源より遠い設備から動作す

るよう各々の IED を設定する（図 124）」などを検討している。電中研赤城に設置予定のインバータ主電源に、「接地用コンデンサ・EVT・ZPD・IED」を含んだ受電盤（図 119）を用いて、今後各種対策効果の試験を行う。

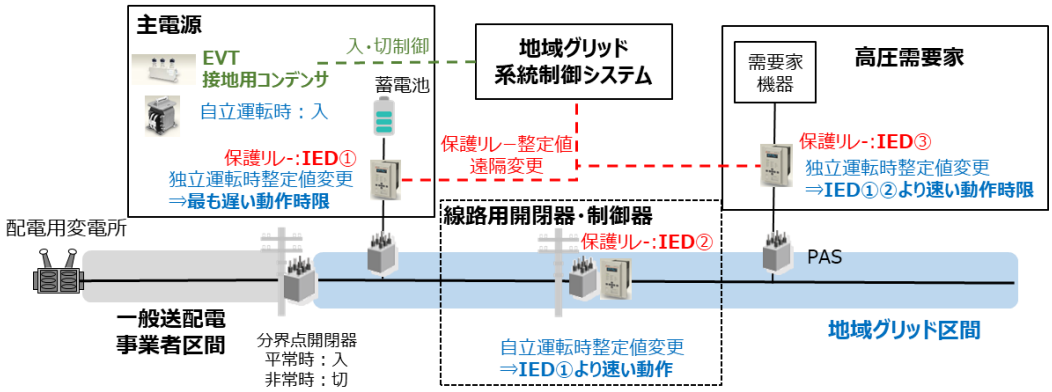


図 124　対策機器を用いた地絡保護イメージ

〇区分開閉器・開閉器子局

MG 独立運用では、停電した状態からブラックスタートする機能が必要となるため、停電状態においても開閉器を投入したままの状態を維持し、系統を一括でソフトスタートする必要がでてくる。一例として、東京電力パワーグリッドにて適用している開閉器は、無電圧時は開放状態となるものにて統一されており、この無電圧時開放状態とならない開閉器について検討している。また、遠方制御により開閉器の投入/開放が可能な子局についても検討している。

無停電開放を行わない設備構成とするのには、開閉器（図 125）自体の機能変更は必要なく、無電圧開放設定ができる性能を持つ子局（制御器）が必要となる。子局（制御器）のイメージを図 126 に示す。

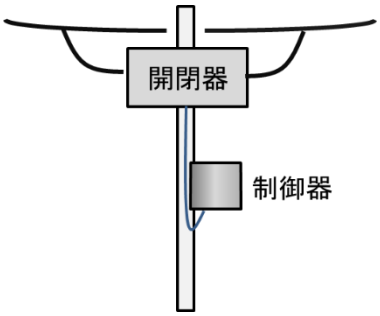


図 125　開閉器・制御器設置イメージ



扉閉め状態



扉開き状態

図 126　子局（制御器）イメージ

無停電開放を行わない設備構成を適用した際に、独立系統全体がソフトスタートされるイメージを図 127 に示す。これにより、MG 独立系統全体がソフトスタートできることとなり、インラッシュの影響を受けずにブラックスタートができるものと考えられる。

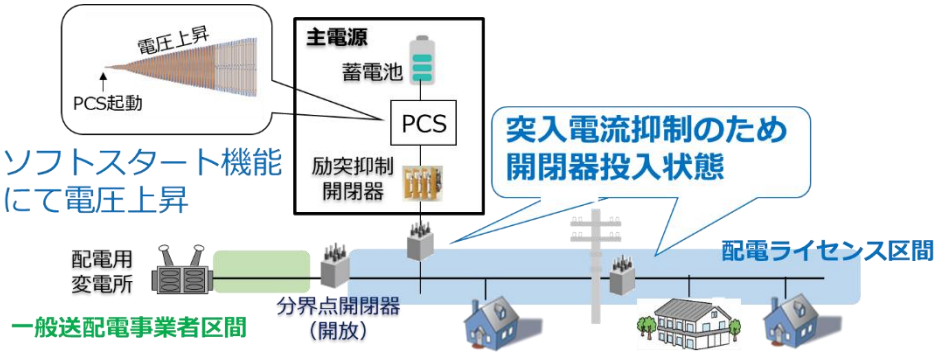


図 127　開閉器が無電圧開放を行わない場合のイメージ

2）地域グリッドコントローラの構築による対策

地域グリッドの運用を実現するための基盤システムである地域グリッドコントローラを開発している。地域グリッドコントローラは、地域グリッド内の需給制御を行う地域グリッドエネルギーマネジメントシステム と 系統制御・地域グリッドを構成する機器を制御する地域グリッド系統制御システムから構成にて構成することとした。以下に、これまでに検討した地域グリッドコントローラの機能について述べる。

図 128 に地域グリッドコントローラのイメージを示す。

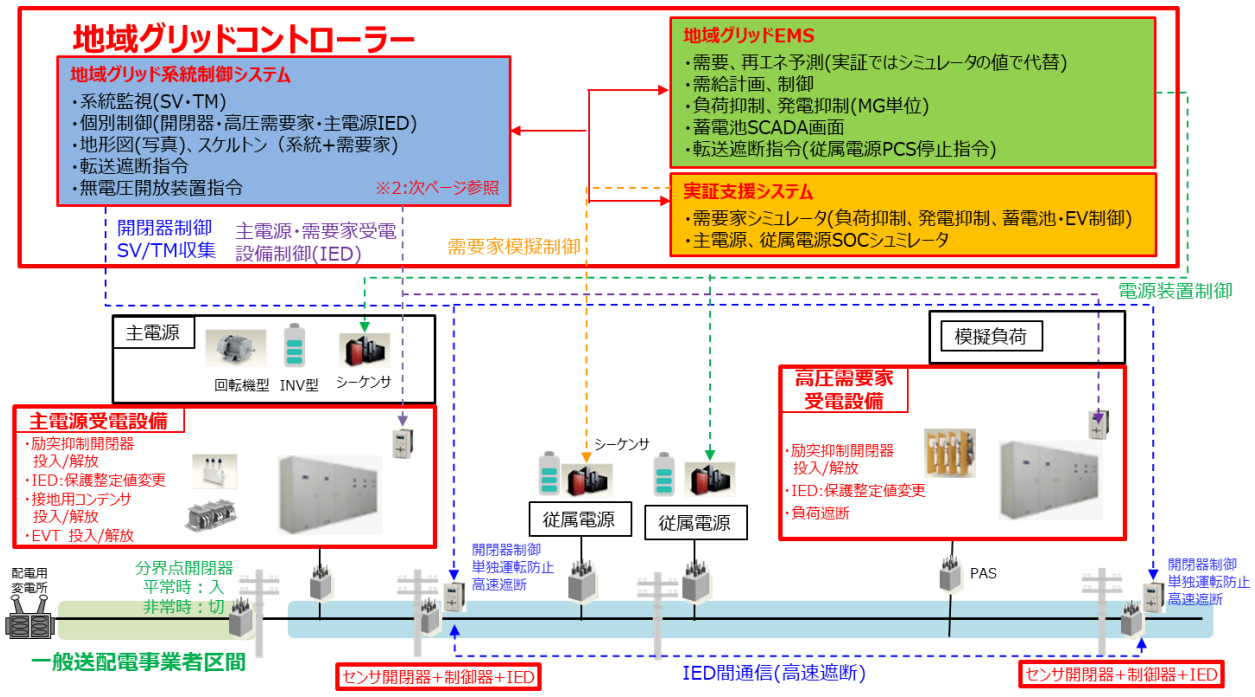


図 128　地域グリッドコントローラのイメージ

2）- 1　地域グリッドエネルギーマネジメントシステム

地域グリッドの需給運用を実現するために、需要予測や再生可能エネルギーの出力を予測した上で蓄電池の充放電計画を立案する機能や、充放電制御機能、主電源の起動・停止機能、需給切迫時に需要家の負荷制限や負荷遮断を指令する機能を持つシステムを検討している。以下に地域グリッドエネルギーマネジメントシステムへの適用に向けて検討している機能を示す。

○主電源起動/停止機能

MG の場合には、一度停電した状態からブラックスタートする、主電源を起動し系統を立ち上げる機能が必要である。地域グリッドに設置した主電源や従属電源の起動/停止の遠隔指令や、状態監視を行う機能を予定している。以下に電源設備の監視画面イメージを記す。

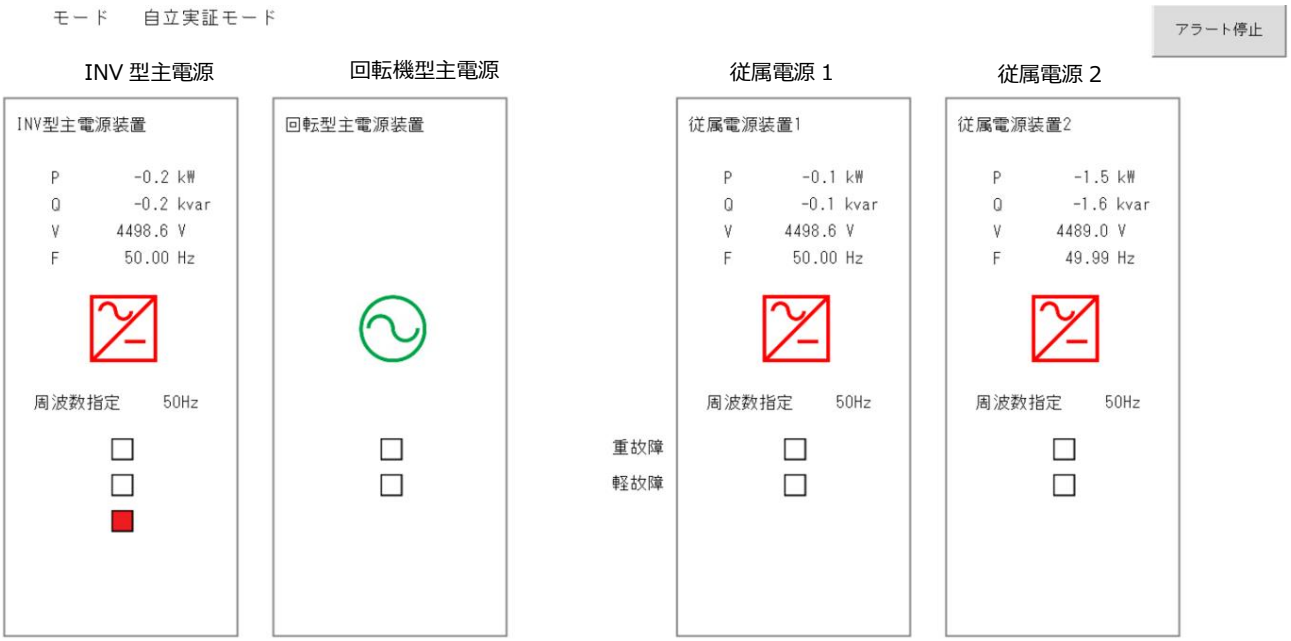


図 129　地域グリッドエネルギーマネジメントシステム　電源設備監視機能画面イメージ

〇需給計画機能

地域グリッド内の需要電力量予測や再生可能エネルギーの発電予測、地域グリッド内の蓄電池の残量管理を行い、平常時は経済性を考慮した需給計画を、非常時には長時間停電無しで自立運転が可能となる需給計画を立てる機能について検討している。

需要予測では、MG を運用している当該地域の過去の需要実績と気象実績などを用いて予測モデルを作成し、予測対象日の気象予報値（気温など）から、需要を予測する処理を行う。

再エネ発電予測では、PV であれば、MG を運用している当該地域の過去の発電実績と日射量実績を用いて予測モデルを作成し、予測対象日の日射量予報値を用いて PV 発電量を予測する。同様に風力発電についても過去の実績と気象予報値から風力発電量を予測し、地域グリッド全体の需要は実負荷と再エネ発電量の合算値となる。

需給計画機能は、上記需要予測結果と再エネ発電予測結果と、発電機の出力値をもとに最適化演算を実施し、発電機の起動停止計画や従属電源である蓄電池の充放電計画を 30 分周期で立案する。

以下に需給計画機能の画面イメージを記す。

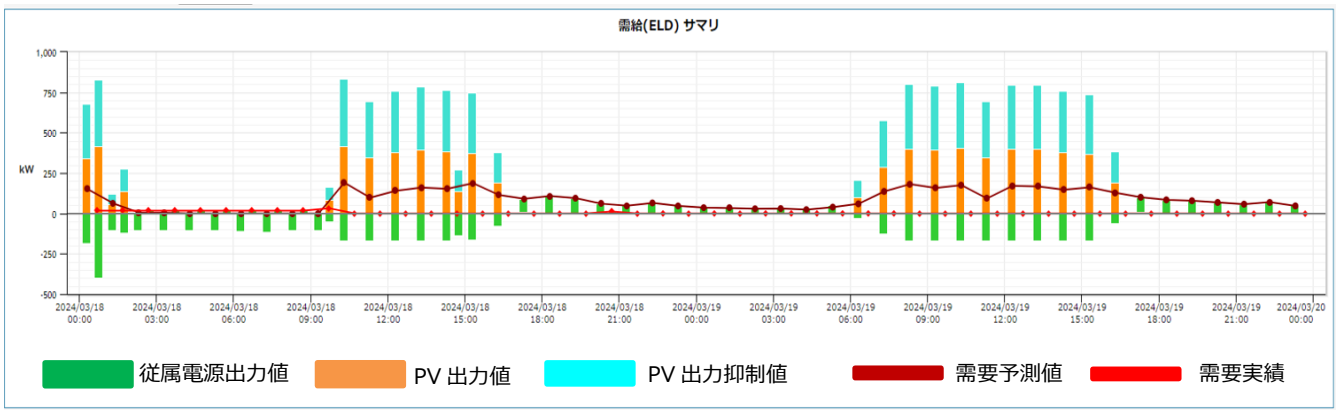


図 130　地域グリッドエネルギーマネジメントシステム　需給計画機能画面イメージ

〇需給制御機能

需給制御機能は、需給計画機能にて立案した 30 分周期の発電機起動/停止、従属電源の充放電計画と、直近の需要・発電実績に基づき、地域グリッド内の従属電源などの制御を 1 分周期で行い、自立運転中の地域グリッド系統の需給バランスを保つ機能を検討している。

以下に需給制御機能の画面イメージを記す。

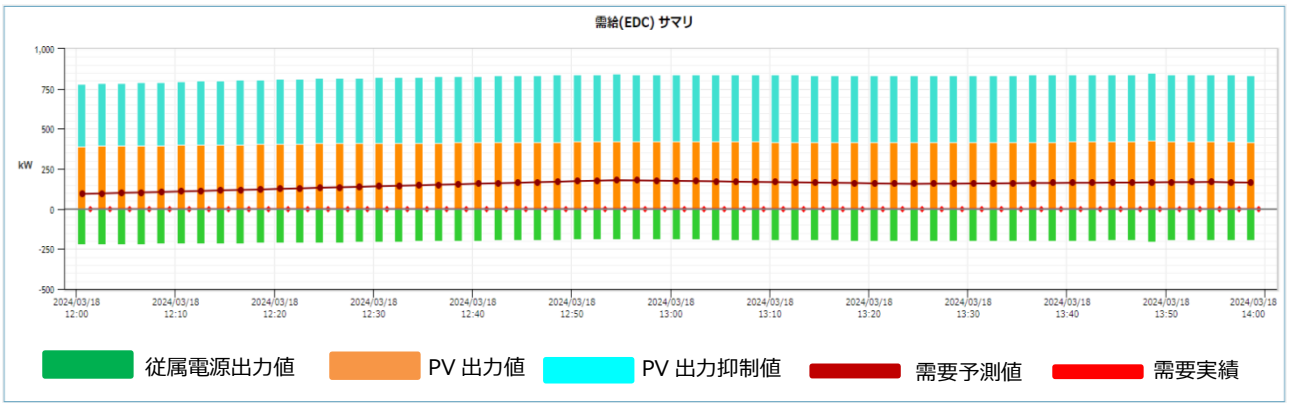


図 131　地域グリッドエネルギーマネジメントシステム　需給制御機能画面イメージ

〇需要家負荷制限/遮断機能

天候不良により太陽光発電量が少なく、蓄電池への充電量が不十分となった場合、地域グリッド内の需給が切迫する可能性がある。その場合、地域グリッド内の需要家の負荷を制限するため、需要家設備を遠方から遮断や電流制限値の変更を行う必要がある。負荷遮断は、地域グリッドコントローラから IED を経由して需要家受電設備に設置した負荷開閉装置に対して指令を行うことを検討している。以下に負荷遮断のイメージを記す。

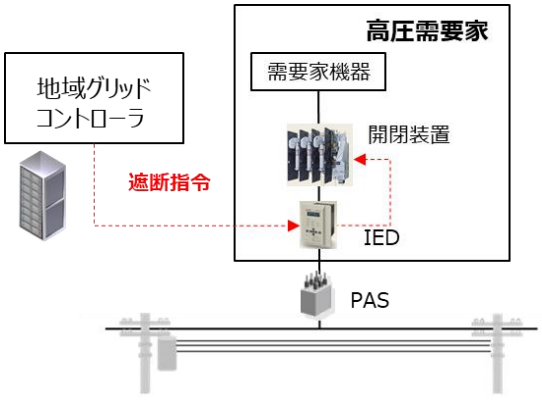


図 132　地域グリッドエネルギーマネジメントシステム　需要家負荷遮断イメージ

２）-２　地域グリッド系統制御システム

MG の運用においても、系統事故対応機能など、系統運用のためのシステム（現状配電系統の配電自動化システムに相当）が必要となる。地域グリッド系統制御システムにおいては、停電している状態から地域グリッド内への送電を開始するためのブラックスタート機能、および MG 独立運用への移行の際には保護方式や保護リレー整定値を遠隔から切り替えることを可能とするシステムについて検討している。

本システムは、一般送配電事業者が持つ配電自動化システムをベースとし、地域グリッド事業者や需要家が持つ機器も監視・制御対象としている点が特徴である。また、地域グリッド事業者や需要家の受電設備に設置した IED との通信には、標準規格である IEC61850 を適用することとする。

以下に、地域グリッド系統制御システムに適用することを検討している機能を示す。

○励突抑制開閉器投入・開放機能

MG 構成の場合には、ブラックスタートする際に、変圧器の励磁突入電流などで主電源が停止してしまう可能性がある。そのため、主電源キュービクルや高圧需要家受電設備に設置した励突抑制開閉器を地域グリッド系統制御システムから IED を経由して遠隔投入してから主電源を起動させるなど、励磁突入電流を抑制するための系統制御をしつつ、系統を立ち上げる機能について検討している。

○保護方式切替機能

地域グリッドを独立運転へ移行した場合には、系統連携時と系統条件が変化するため、過電流リレーや地絡過電流リレーが動作しない可能性がある。したがって、そのため、独立運転への移行の際に、主電源キュービクルや高圧需要家受電設備に設置した保護リレー（IED）の整定値を地域グリッド系統制御システムから遠隔で変更する機能である。

○接地用コンデンサ、EVT 投入・開放機能

地域グリッドを独立運転へ移行した場合には、地域グリッドの対地静電容量が小さくなることで地絡電流が小さくなり、地絡過電流リレーが動作しない可能性がある。MG 独立運用状態においても、地絡電圧・電流を確実に検出するために、主電源受電設備に設置した EVT や接地用コンデンサを地域グリッド系統制御システムから遠方制御により投入、開放する機能について検討している。

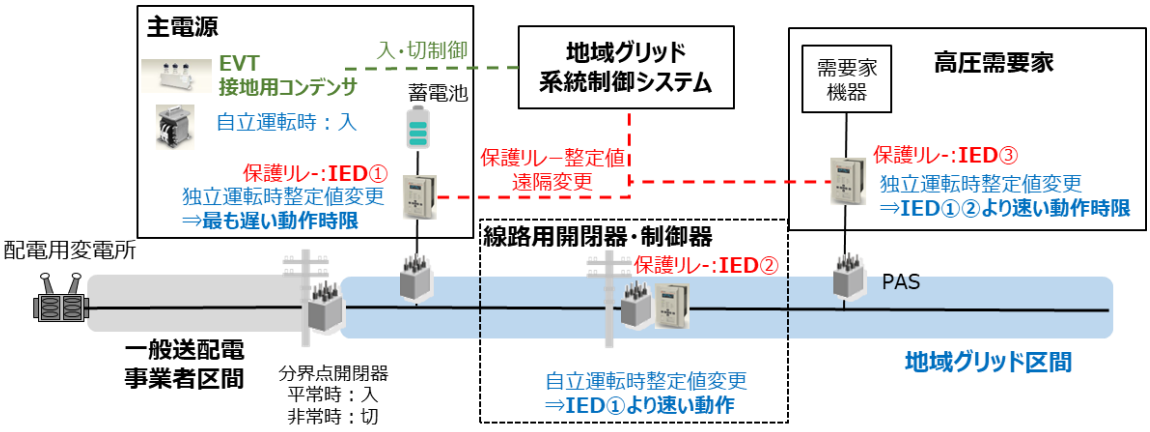


図 133　地域グリッド系統制御システムによる各種機器の遠隔制御イメージ

以下に、地域グリッド系統制御システムの画面イメージを記す。

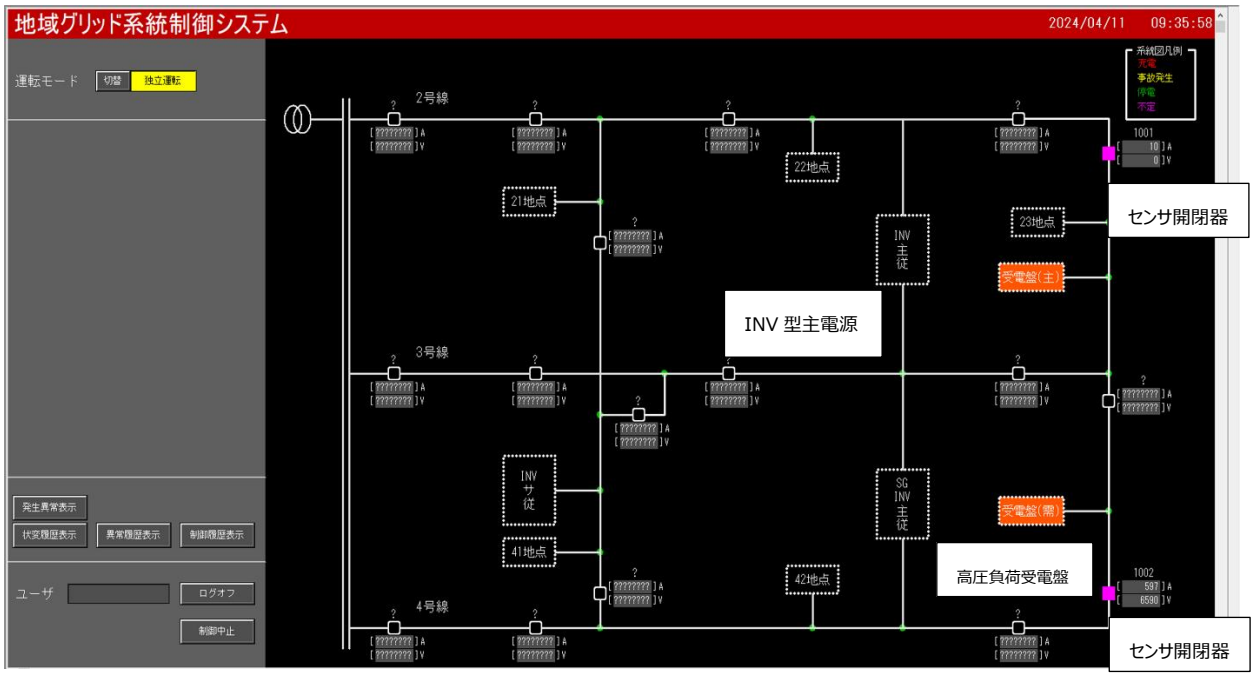


図 134　地域グリッド系統制御システム　赤城実証系統　画面イメージ

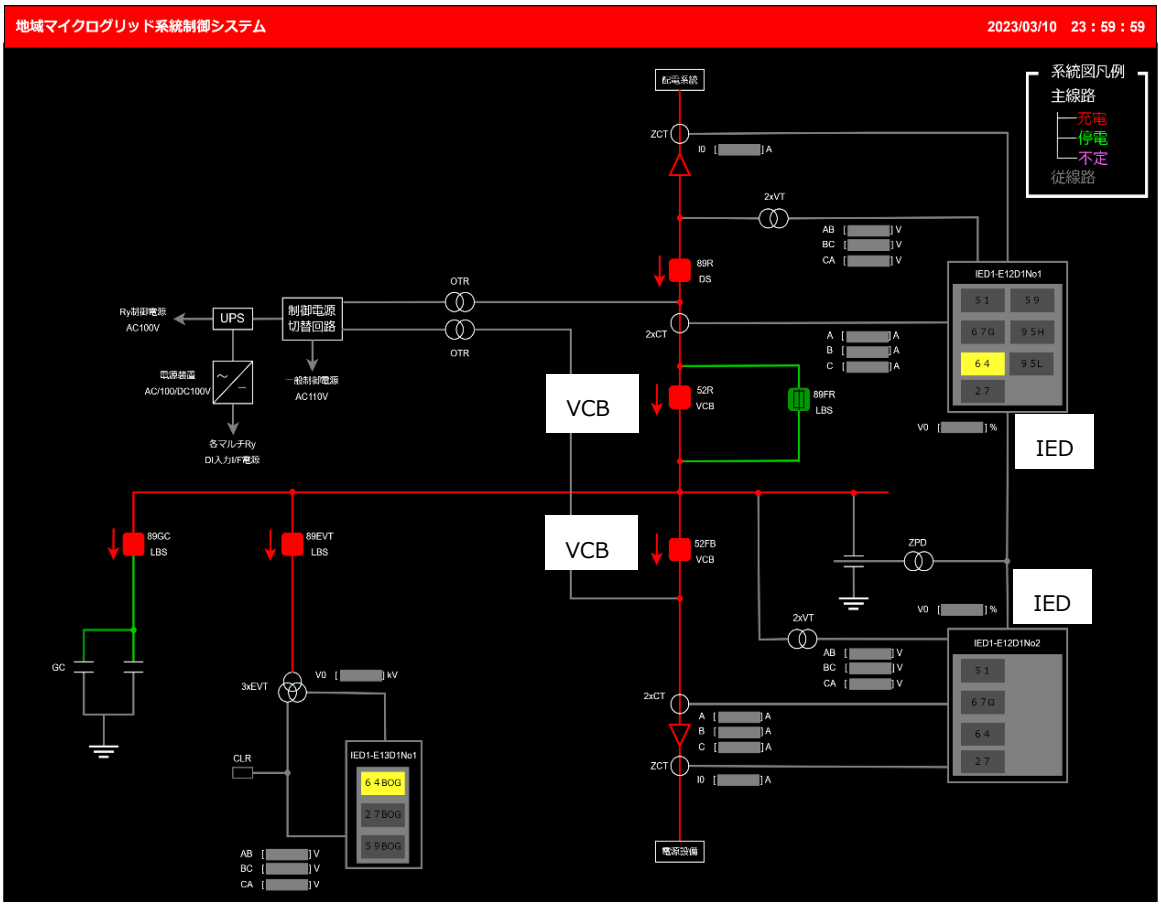


図 135　地域グリッド系統制御システム　主電源受電設備　画面イメージ

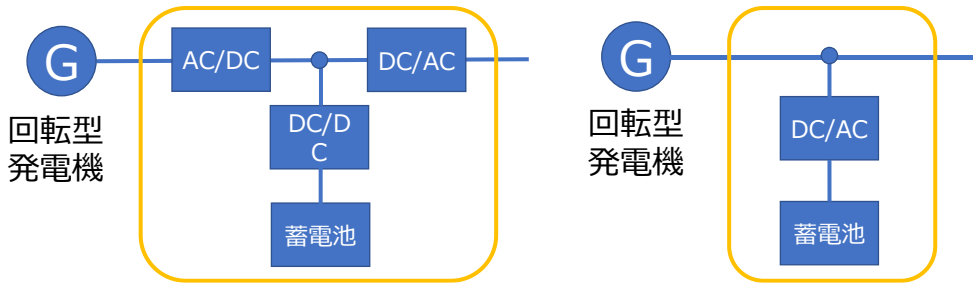
（赤線：充電箇所、緑線：停電箇所）

3) 回転型主電源サポートシステム

再エネ主電源化が進む中でも、バイオマス発電などによる回転型主電源の場合、および主電源の蓄電池の充電量が不足した場合および故障した場合などのバックアップ用に回転型主電源が用いられる場合がある。一方、回転型電源はインバータ型電源に比べ、常時電圧と周波数がわずかに変動している。現在導入されている PV の PCS は、これらの電圧や周波数のわずかな変動に応動してしまい、それが原因でフリッカや高調波を発生させる可能性がある。さらに、回転型主電源は、有効電力を吸い込むことができないため、再エネ電源が大量に含まれている地域グリッドに供給すると、逆潮流時に停止してしまう可能性がある。このことから、これらを防止し、電圧や周波数の安定した電力供給を実現するための回転型主電源設備に併設するサポートシステム（回転型主電源サポートシステム、以下、サポートシステム）を開発する。

サポートシステムの基本構成を図 136 に示す。サポートシステムの基本構成には回転型発電機との接続関係から直列型と並列型がある。直列型は、回転型発電機に対して直列接続する構成のため、発電機と蓄電池との電力の制御が比較的容易であり、サポートシステムの設計段階において発電機容量や蓄電池容量を任意に調整可能である。一方で、並列型と比較して回路構成数が多い。さらに、系統が短絡時の供給可能な短絡電流が小さい。並列型は、発電機に対して並列に接続する構成のため、回路構成数が直列型よりも少なく、メンテナンスや大きさや重量面で直列型よりも利点がある。また、系統短絡時は回転型発電機側から短絡電流が供給される。一方で、発電機や負荷の変化に応じて蓄電池の充放電を制御する必要があり、直列型と比較して高度な制御が必要となる。本事業においては、実用面の利点から、並列型のサポートシステムを採用し、サポートシステム実証のための設備構築を進めた。

本事業で実測したデータなどから、宮古島の需要規模の約 100 分の 1 が 250kW であることを確認した。この情報を参考に、電力中央研究所赤城試験センターに設置したサポートシステムは、蓄電池容量が 100kWh、インバータの出力電力が 250kW で構成した。構成したサポートシステムは、回転型発電機とサポートシステムの出力の合流地点の電力を、センサを用いて計測し、発電機側へ逆潮流する電力に応じて蓄電池に充電する電力の制御を行う。



(a) 直列型　　(b) 並列型

図 136　回転型主電源サポートシステムの基本構成

②.2　検討手法の開発等により検討可能な対策

1) 平常時／災害時、現在／10 年後の需要想定手法の開発

〇現状の常時運用時の負荷カーブの推定

対象区域のエネルギー需要把握として、来間島、宮古島内の需要家及び系統電力データの整理を実施した。需要家の電力負荷、PV 発電量、HP 給湯器や蓄電池の運転状態等、住宅、非住宅の建物合計 57 戸について各機器に関する時系列データを整理するとともに、宮古島内の系統電力データの分析を実施した。

また、平常時の需要想定手法の開発として、需要密度 4 段階と、民生と産業の比率 3 段階を考慮した、全国の特性の異なる 12 市区町村の選定を行い、それぞれの市区町村の町丁字別の電力需要カーブを計算し、計算結果データベースを構築した。図 137 に計算結果の代表として、高松市内の 3 つの町の事業所の需要カーブの推定結果を示す。また需要の地理的分布を把握するために、図 138 のように地図上への可視化を実施している。

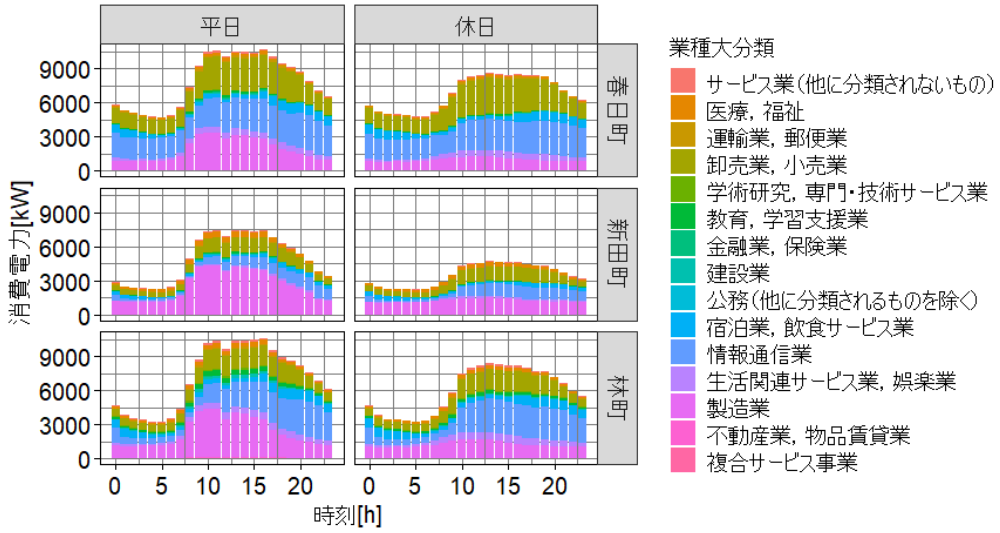


図 137　高松市代表地域の事業所の電力需要カーブ

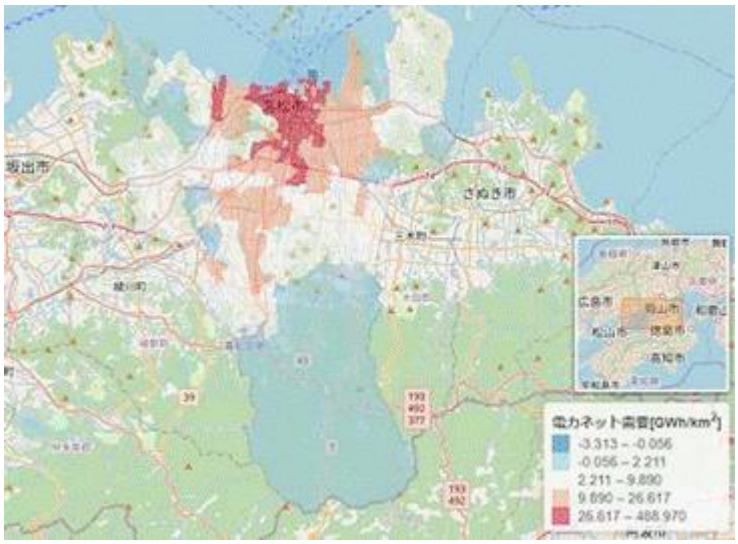


図 138　高松市の電力需要の可視化例

〇将来の常時運用時の負荷カーブの推定

地域グリッドの運用を地産地消型にした場合またはオフグリッド構成とした場合には、将来の需要も一定の精度で推定する必要がある。前項に示した現状の平常時の需要カーブの推定結果を踏まえ、今後、地域ごとの世帯数の増減や PV の普及率を考慮し、将来の電力需要パターンの計算を実施する。

〇災害時の負荷カーブの推定

大災害時の地域グリッドの供給方法の検討として、自然災害による長期停電被害事例に関して、被災状況や需要家・自治体等関係各所の対応、受電設備、社会基盤(街路灯、信号、水道施設等)の被災リスク評価に関する文献調査・ヒアリング調査を実施している。

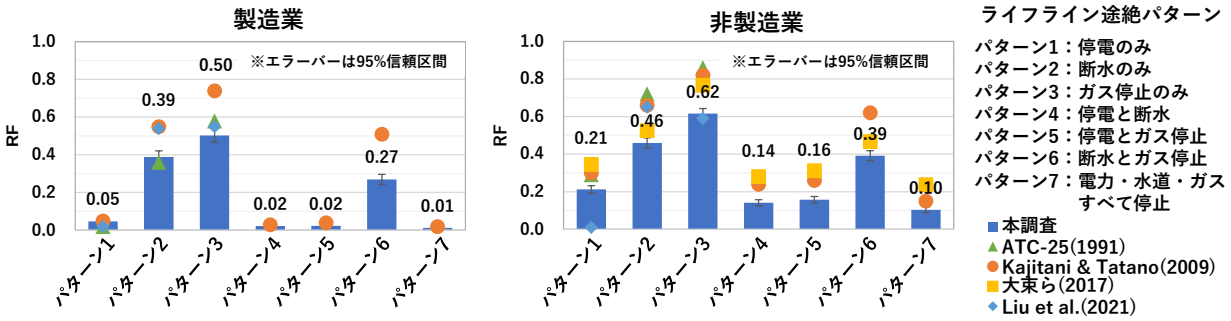
具体的には、(株)ゼンリンによる建物ポイントデータ(個別建物の位置や大きさが整備されたデータベース)を活用した 12 市区町村の災害時の電力需要の推定を行っている。災害時の電力需要を災害発生から復旧にかけて経時的に想定するため、建物ポイントデータを用いて施設別の被害を推定し、街ごとの電力需要変動の把握に取り組んでいる。災害種別とし

ては水害と地震を想定しているが、第 1 歩として台風等による床上浸水等の水害を想定し、ハザードデータの整理、施設被害モデルの作成を行っている。

また需要家自体の直接的被害ではなく、ライフラインの途絶による影響の評価モデルの構築も実施している。産業・業務部門の災害時における需要評価に活用するため、1,800 件を超える事業所へのアンケート調査を行い、停電・断水・ガス供給停止に対する操業水準への影響度及び災害発生による突発的な節電要請への対応実績の分析を実施した(図 139)。この結果、停電、断水、ガス停止の順に影響度が大きいこと、非製造業に比べ、製造業の方が途絶に対して脆弱であること等を明らかにした。

また避難所及び社会基盤における電力需要モデルの構築を行っており、これまでに既往研究のレビュー、また避難所の照明の在り方等の、関連する研究者へのヒアリングを実施した。これらを踏まえ、避難所の電力需要カーブ推定モデルの構築を行うとともに、実測データを用いてモデルの検証可能性を検討するため、来間島や宮古島の過去の避難所開設履歴のデータベース化を行っている。また社会基盤設備として、今後、道路インフラのメイン需要である信号機の電力需要原単位を整理する予定である。

更に、将来、PV、EV や蓄電池の普及率が高くなった場合には、系統電力の途絶時や電力ひっ迫時に需要家(戸建て住宅)がこれらを用いて単独運転すると考えられるが、単独運転の可能継続時間は系統側の供給余力へも影響する。そこで、PV や EV、BESS の容量や運転方式、需要家パターンをパラメータとし、停電時の可能継続運転時間に関するパラメータスタディを実施している。



※レジリエンス係数（RF）：0～1の値をとる指標であり、平常時の生産量・サービス供給水準を1とし、事業活動が全くできない状態を0と定義したもの

図 139　ライフラインレジリエンス係数の産業別推計結果

2) 地域グリッド構成の最適化手法の開発

〇動向調査

手法の開発（2022 年度：地域需要分析手法の開発、2023 年度：地域グリッド設計最適化手法の開発）のために、国内外の同様の手法の有無、内容、活用事例などの文献調査を行った。また、精選した文献（需要分析：7 件、設計最適化：6 件）については、各開発手法についてとりまとめた電中研報告の導入部に、それらの要約を記載した。

〇汎用的な地域グリッドの最適設計・運用手法の開発

1-1) 地域グリッドの最適設計手法の開発

a) 需要・発電量の予測

最適化手法の入力のひとつである日負荷曲線を簡便に算出することを目的として、現在国内で広く公開されている電力エリア大の需要データ（1 時間値）や社会・産業に関する統計データから、電力エリアよりもさらに細かな地域の日負荷曲線を推定・分析する「地域需要分析手法」を開発した。本手法では、特異値分解で抽出した各電力エリア需要の本質的な構造を、2 つの社会的指標（第 1 次・2 次産業以外への就業者数割合、人口密度の常用対数）と気温で表わしており、これらの値を所望の時間や場所にあわせて設定することで、任意の地域単位の日負荷曲線を分析することができる。例と

して、東京電力エリア内の 9 都県（関東 1 都 6 県、山梨県、静岡県）の 2 つの社会的指標を、10 電力エリアとともにプロットした散布図を図 140 に示す。この散布図内の位置関係等にもとづき、例えば、東京都と茨城県の推定日負荷曲線は、図 141 のように算出され、東京都の場合は大都市圏を含むエリアのものに、茨城県の場合は地方のエリアのものに、それぞれ類似していることが確認できた。

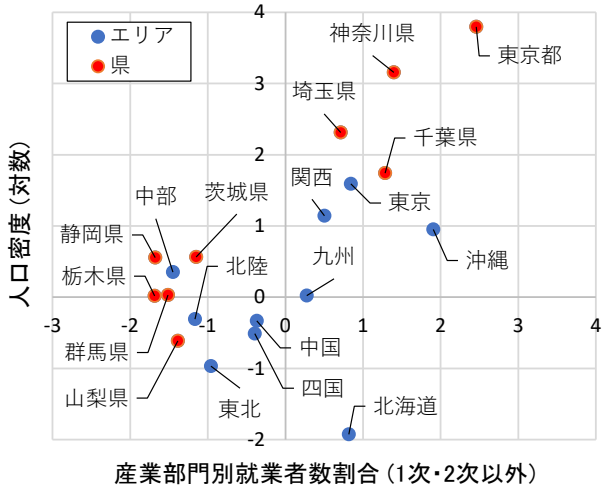
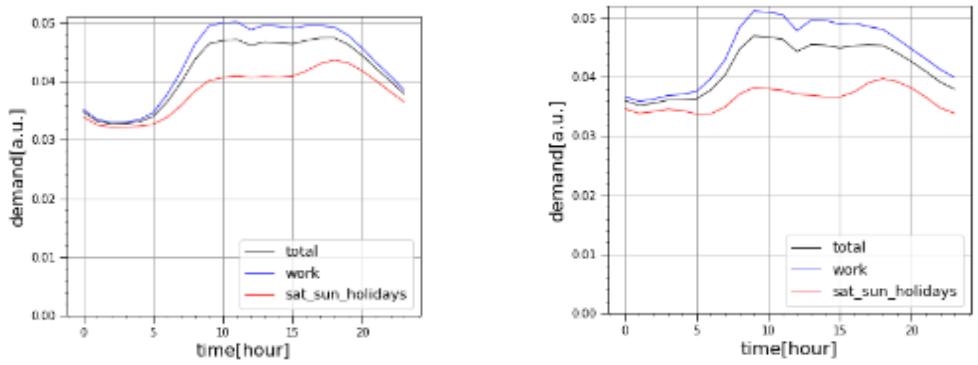


図 140　社会的指標の散布図の例



(a) 東京都　　(b) 茨城県

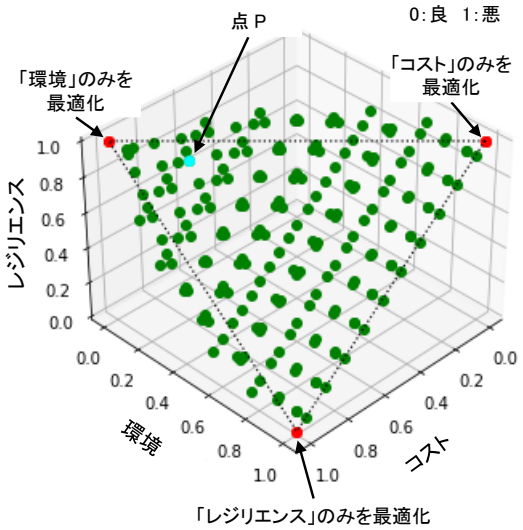
・total: 全日平均、work：平日平均、sat_sun_holidays: 土日祝日平均

図 141　日負荷曲線の推定例

b) 各設備の容量の最適化

地域グリッドの構築を予定する地域（指定地域）の需要や日射量の推定値、および導入を予定する電源の諸元を入力することで、各種電源の最適容量やその事業性を試算する「地域グリッド設計最適化手法」を開発した。本手法では、指定地域の需要や日射量の推定値、および導入を予定する電源の諸元を入力すると、3 つの指標、すなわち 1) コスト（初期コストと事業開始後の運用コストの和）、2) 環境（CO_2 発生量）、3) レジリエンス（蓄電池の最低充電量）、に基づいて最適な容量が求められ、運開後複数年の運用状況を試算できる。なお、この 3 つの指標の間にはトレードオフが存在するため最適点は 1 点とはならず、例えば需要、日射量、諸設備の費用の模擬データを開発手法に実際に入力して試算すると、図 142 のように面状に分布する（これらは「パレート最適解」と呼ばれる）。地域グリッドの設計者はこれを参考にして、各指標に対する選好の度合いに応じた設計結果を得ることができる。例えば、図 142 において「点 P」としたパレート最適解について、3 つの指標や各発電設備の容量は表 48 のように試算される。また、点 P における需要や発電量の日変化曲線は、図 143 のようになり、各種電源のおおよその運用状態、例えば、1) 日中は太陽光発電が、日没後は回転型発電機

が主な電源となる、2) 太陽光発電の余剰分は上位系統側への売電と蓄電池への充電に充てられ、蓄電池の放電により夜間の分まで賄える、といったことを把握できる。



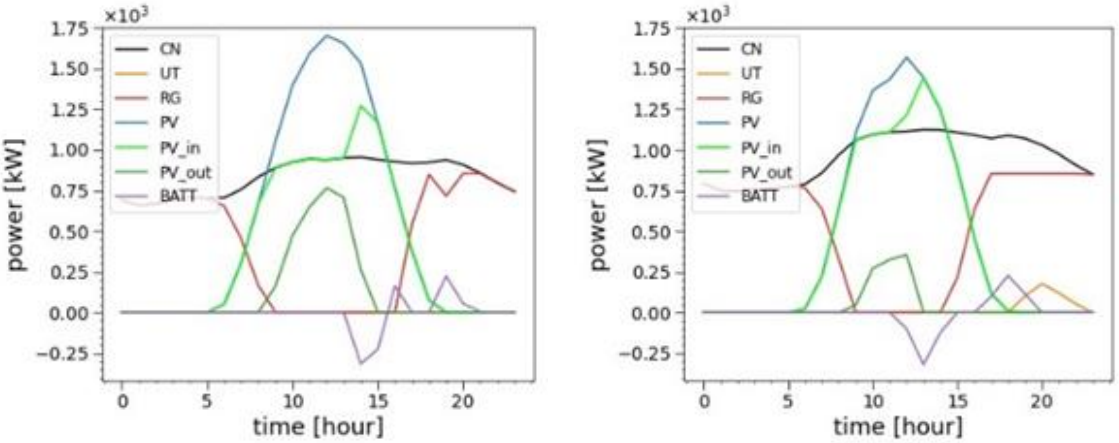
・本図において、各指標は最大値が 1、最小値が 0 となるように規格化されている。
・「環境」の指標が 0.2 以下であるパレート最適解の中で原点に最も近い点を、ここでは「点 P」としている。

図 142 パレート最適解の算出例

表 48 指標および設備容量の試算例

収益※ [yen]	CO_2 発生量 [kg-CO_2/year]	蓄電池の充電残量 [kWh]	太陽光発電設備の容量 [kW]	蓄電池の容量 [kWh]	回転型発電機の容量 [kW]
4.80×10^7	3.27×10^6	6.80×10^2	3.81×10^3	1.46×10^3	8.54×10^2

※ ここでは、コストに負の符号をつけた値を収益としている。



(a) 4 月　　(b) 10 月

・CN：需要、UT：商用電源、RG：回転型発電機、PV：太陽光（全発電電力）、PV_in：太陽光（グリッド内への供給分）、PV_out：太陽光（上位系統への売却分）、BATT：蓄電池（充電を正、放電を負）

図 143 日変化曲線の算出例

1-2) 地域グリッドの最適運用手法の開発

a) 需要・発電量の予測

地域グリッド設計最適化手法（上記 1-1) の b)）から得られる各電源の発電量の日変化曲線について、季節性や、各指標への選好の度合い（具体的には、パレート最適解の散布図（図 142）上での位置）に対する依存性について、基礎的な検討を始めている。

b) 各設備運用方法の最適化

上記 1-2) の a) で述べたような発電量の日変化曲線の傾向をもとに、回転型発電機等の起動・停止の指令の制御方法について、基礎的な検討を始めている。

〇ウェブ解析ツールの開発

2022 年度に開発した地域需要分析手法を、web 上で操作可能なシステムとして実装した（図 144)。２０２４年度には、地域グリッド設計最適化手法（上記 1-1) の b)）も同様に実装し、地域需要分析手法と連携させることを予定している。



図 144 地域需要分析システムの表示画面の例

③　再エネ導入地域グリッドの課題への対策案の検証・評価（電力中央研究所/ 東京電力ホールディングス/ 東京電力パワーグリッド/ 三菱電機/ ネクステムズ）

中間目標 （2025 年 3 月）	再エネ主電源化のためのマイクログリッドに関する課題抽出、個々の対策技術（機器、システム、手法）の開発を完了する。 現状機能にて実運用データ及び参考補足データの計測と、併行して地域グリッド運用の標準化に応じたソフト改良を実施、および運開・実証中のマイクロマイクログリッドにおける実測データの取得分析により、対策技術の提案を完了する。
成果 （2024 年 6 月）	・電中研赤城にて課題抽出試験を行い、またブラックスタートや地絡事故の対策方式の試験を行った。対策装置・対策システムを設計し、各種試験を行った。 ・地域独立運転時において、主電源の需給調整に最大限貢献できるよう、MG-EMS からの DR 指令に応じて需要家側蓄電池の定格放電を可能とするようソフト改良を行った。台風時の停電等により来間島 MG の地域独立運転を実施した場合に、対策技術に役立てるべく地域独立運転時のデータを実測した。
達成度（見込み）	○　　(2025 年 3 月に達成見込み)
達成の根拠／解決方針	①で課題抽出を行い、個々の対策技術（IED・EVT・接地 C、系統制御システム・EMS 等）の開発は完了しており、24 年度赤城にて試験を行う。MG-EMS からの DR 指令に応じて需要家側蓄電池を定格放電可能とするソフト改良を実施済み。来間 MG 実動訓練における地域独立運転時のデータを実測済みであり、データの分析および対策技術への活用を 24 年度に実施する。

◎　大きく上回って達成、○達成、△一部未達、　×未達

机上検討、計算機シミュレーション、実証評価試験、および運開・実証中のマイクログリッドにおける実測データの分析や構成・運用方法の調査等により対策案の有効性を評価する。

③.1　地域グリッド構成機器（電源装置、蓄電装置、電圧制御装置）の検証

1) GFM インバータ

電中研赤城において、試験を実施する。なお、試験項目は 4.1.1 ②.1 と同一であるが、試験対象は、4.1.2 ②.1 に示した分類表(表 45 表 45)のうち、4.1.1 ②.1：分散電源、4.1.2 ③.1：主電源と異なる。

供試機器となるインバータ型主電源設備は 2023 年度に 1 号機、2024 年度に 2 号機を構築予定であり、構築後、評価試験を実施予定である。なお、試験項目については、「①再エネ導入地域グリッドの課題の整理」での結果を踏まえて再検討をする。

2) 地域グリッドコントローラの構成機器

〇励突抑制開閉器のインラッシュ抑制試験

電中研赤城において、受電設備に励突抑制開閉器を設置し、停電状態から需要家変圧器に電圧印加する際に、励磁突入電流を軽減できるかどうかを検証する。電中研赤城での試験では、図 118 の需要家受電盤に含まれる励磁突入電流抑制開閉器のインラッシュの抑制効果について検討を行う予定である。

〇接地用コンデンサ設置による地絡検出試験

電中研赤城において、主電源となる設備に接地用コンデンサを設置し、地絡事故を発生させ、事故電流をリレーで検出できるかどうかを検証する。また、EVT による地絡電流 I_0 の検出に関する試験もあわせて行う予定である。
電中研赤城に対策装置を導入しての試験に先立ち、2023 年 10 月に電中研赤城の既設設備にて、BTB を主電源とした試験系統において人工地絡装置による地絡事故を発生させ、接地コンデンサ、EVT による零相電圧および地絡電流を測定する試験を行った。地絡事故点と計測点を図 145 に、各試験のパラメータを

表 49、試験結果を表 50 に示す。地絡電流 I_0 の整定値については、東京電力 PG では 0.2A を採用している。対策機器を接続しない場合(EVT 無し、接地コンデンサ無し)では、表 50 の地絡抵抗 3kΩ・5kΩのケースにおいて、I_0 は 0.2A 以下であったのに対し、EVT、もしくは 0.1[μF/相]の接地用コンデンサを接続した場合、全てのケースで I_0 は 0.2A を上回り、EVT・接地用コンデンサの対策効果を確認できた。今後電中研赤城にて、「コンデンサ有り、EVT 無し」の対策方式の場合にデメリットがないか等、各種の検討を行う予定である。

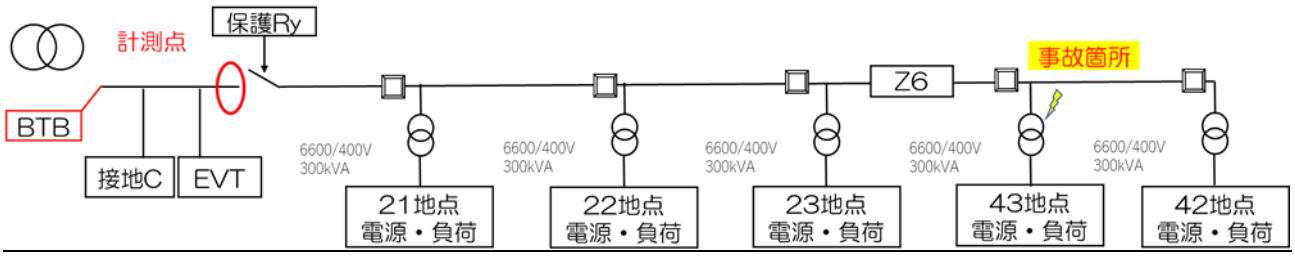


図 145　地絡事故対策確認試験の構成

表 49　地絡対策試験パラメータ

操作パラメータ	固定パラメータ
・EVT：有／無 ・接地コンデンサ：0μF／0.1μF ・地絡抵抗 Rg：0kΩ／3kΩ／5kΩ	・DGR 整定(V_0/I_0)：20V／200mA ・DGR　時限：0.9s ・線路抵抗 Z6：なし ・系統対地静電容量(実測値) フィーダ遮断機　BTB 側：0.0047[μF/相] フィーダ遮断機　系統側：0.1766[μF/相]

表 50　EVT 設置有無による零相電圧、地絡電流の発生状況

対策内容		地絡抵抗=0[kΩ]		地絡抵抗=3[kΩ]		地絡抵抗=5[kΩ]		
EVT	接地C	地絡電流 [Arms]	零相電圧 [Vrms]	地絡電流 [Arms]	零相電圧 [Vrms]	地絡電流 [Arms]	零相電圧 [Vrms]	
なし	なし	0.25	3344	**0.19**	3012	**0.17**	2631	⇧ 対策なし
あり	なし	0.48	3342	0.35	2448	0.28	2017	⇩ 対策あり
なし	0.1[μF/相]	0.73	3346	0.49	2669	0.38	2094	
あり	0.1[μF/相]	0.82	3345	0.50	2258	0.39	1751	

3) 回転型主電源サポートシステム

〇予備試験

低圧系統に接続する 50kVA 程度の中小容量の装置を用いて、サポートシステムの予備試験および電力品質特性を把握する。当該装置を電力中央研究所に設置して基本性能を把握した。2024 年度末までに、当該装置を用いて系統連系時およびオフグリッド時にインバータ型電源と回転型電源が混在した場合の電力品質について実験的に把握する。

サポートシステムの実験的検証のために、電力中央研究所 赤城試験センターに設置した装置外観を図 146 に示す。この装置は、100kW h の蓄電池装置および 250kW のインバータ装置で構成される。当該装置の基本性能を実験的に把握した。サポートシステムの制御特性の実験的検証を実施し、2024 年末までに制御特性を取得する予定である。



図 146 設置したサポートシステムの外観

また、サポートシステムでは蓄電池の充放電制御を実施しているが、蓄電池装置そのものの特性がサポートシステムの設計に影響をおよぼす可能性があり、その特性を実験的に把握する必要がある。そこで、100kWh の蓄電池装置を用いて充放電特性を実験的に計測した。図 148 に、計測結果を示す。連続する充放電の繰り返しにより、電池の温度が連続的に上昇し、当該電池のメーカ指定の温度上限に到達した。この結果から、電池の温度上昇を考慮した設計ならびに温度上昇を抑制する運用が必要であることが明らかとなった。この特性は使用方法にもよるが、ＧＦＭなどの蓄電池を用いる装置の設計時に考慮すべき基本的特性であり、本成果は新たな知見として取得できた。

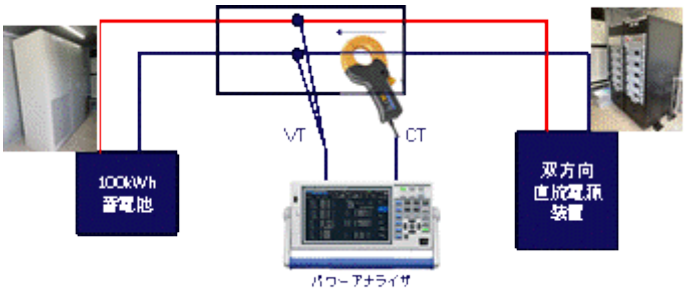


図 147 充放電試験の概略図

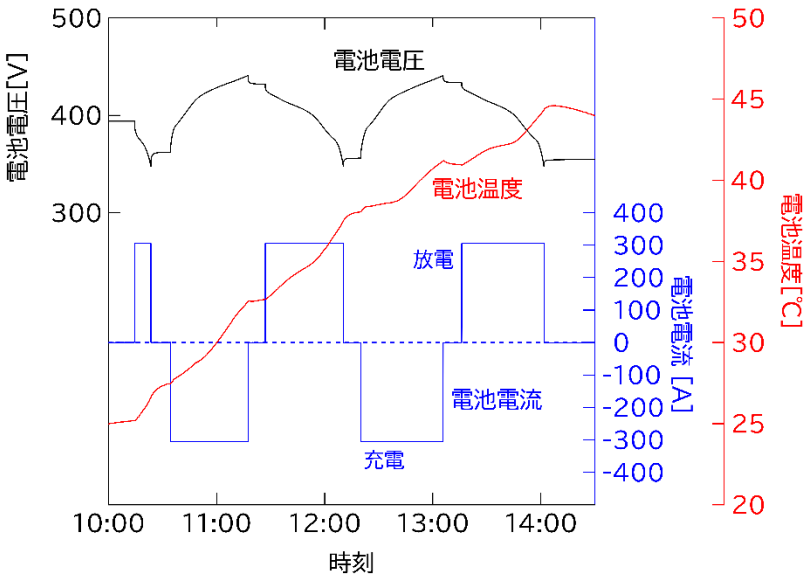


図 148　充放電試験時の蓄電池の電池電圧、電流および温度特性

③.2　地域グリッドコントローラの検証

○系統連系運転、自立運転の切り替え試験

電中研赤城において、上位系統に連系した状態において停電を起こし、分界点となる遮断器を開放させた状態において地域グリッドコントローラを自立運転モードとし、主電源のソフトスタートを実施して地域グリッド内の自立運転が成立するか検証する。この試験は、電中研赤城に主電源ならびに地域グリッドコントローラが設置される 2024 年度以降に実施する予定である。

○ブラックスタート試験

電中研赤城において、MG における自立運転開始（ブラックスタート）の際に、主電源が停止することなく地域グリッド系統への充電が可能であるか検証する。電中研赤城に対策装置を導入しての試験に先立ち、2023 年 10 月に電中研赤城の既設設備である BTB 電源(インバータを模擬)を用いて、ソフトスタートによるインラッシュ抑制効果を確認する試験を実施した。試験回路のイメージを図 149、試験ケースごとの最大電流値を表 51、遮断機投入により即時に 6.6kV 印可した際のインラッシュ値および、ソフトスタート時間毎のインラッシュ値を図 150 に示す。また、1 秒でソフトスタートした際の電圧波形の例を図 151 示す。

図 150 より、商用電源にて、遮断機投入で瞬時に 6.6kV 印加した場合、インラッシュは最大で 552A だったが、1 秒のソフトスタートでは 21.8A まで抑制される結果が得られた。これより、ソフトスタートによるインラッシュの抑制効果を確認することができた。

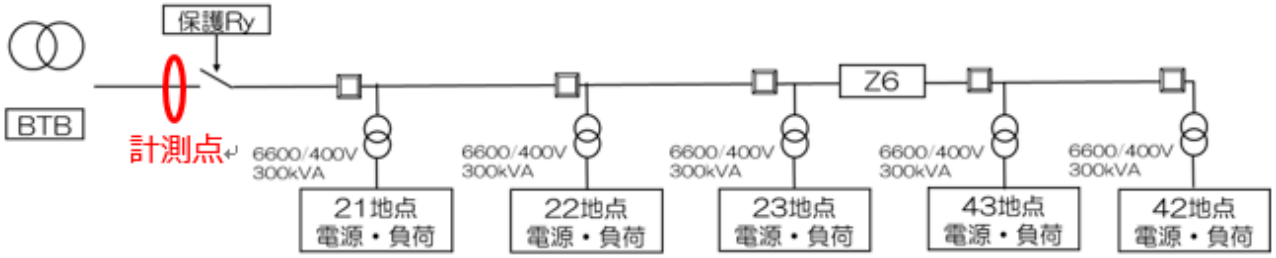


図 149　ブラックスタート試験の計測点

表 51　試験条件および結果一覧

Case	電源	変圧器 接続台数	ソフトスタート 時間	試行 回数	変電所計測 最大電流（A）
1	商用	1	–	68	552
2	BTB	1	1	10	21.8
3	BTB	1	3	10	14.4
4	BTB	1	5	10	11.3

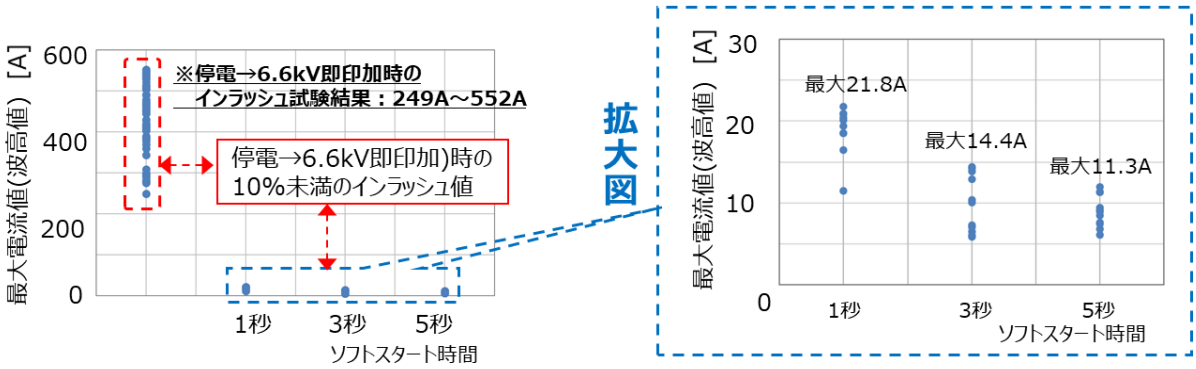


図 150　ソフトスタート時間（1 秒、3 秒、5 秒）毎の最大電流グラフ

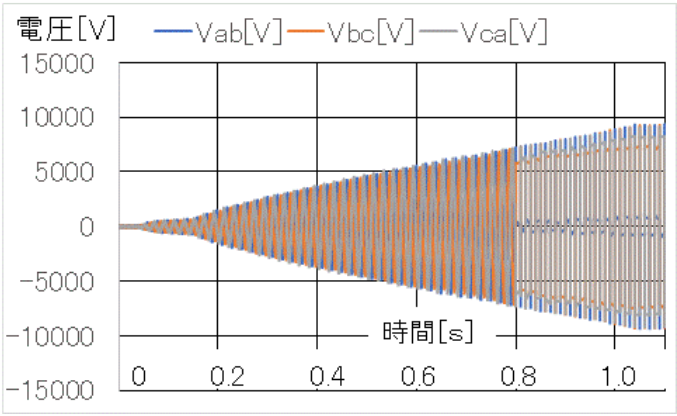


図 151　停電→1s ソフトスタート時の電圧波形

〇保護協調・事故除去試験

電中研赤城において、地域グリッド系統制御システムおよび、配電線路上の区分開閉器に IED を設置し、地域グリッド系統制御システムから各リレーの整定値を指令した上で短絡・地絡事故を発生させ、確実に事故箇所を除去できるかどうかを検証する。地絡事故については、系統内に IED を設置し、IED の高速遮断機能によって、地絡発生の際に主電源がトリップする前に、地絡箇所を除去し、健全区間で運転を継続できるかを検証する。本試験は電中研赤城に IED を設置する 2024 年度以降に実施する予定である。

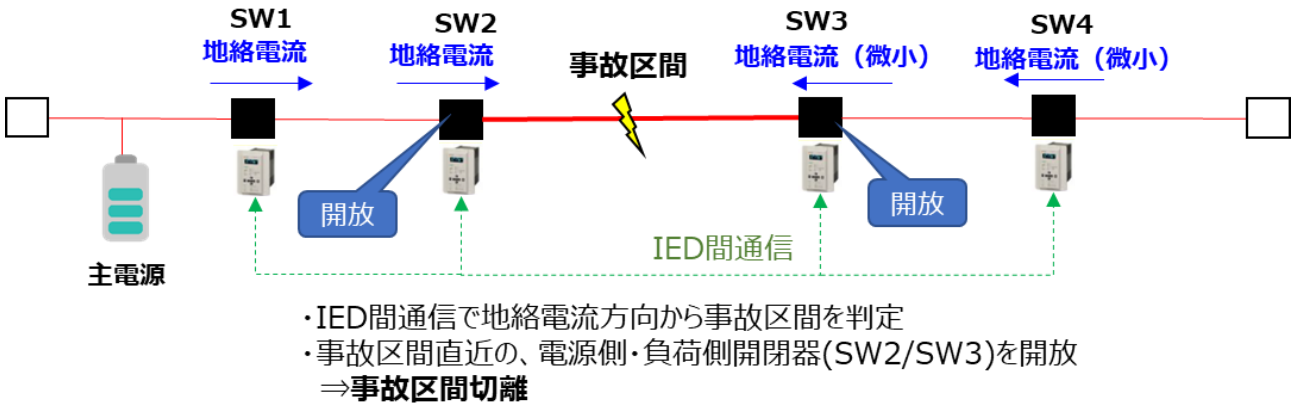


図 152　IED による地絡事故区間切離イメージ

〇単独運転検出、解消試験

電中研赤城において、地域グリッド系統制御システムおよび、配電線路上の区分開閉器に IED を設置し、地絡発生後に主電源端を開放した際に単独運転が発生しても、配電線内 IED が開閉器開放などすることで単独運転状態を解消できるかを検証する。本試験は電中研赤城に IED を設置する 2024 年度以降に実施する予定である。

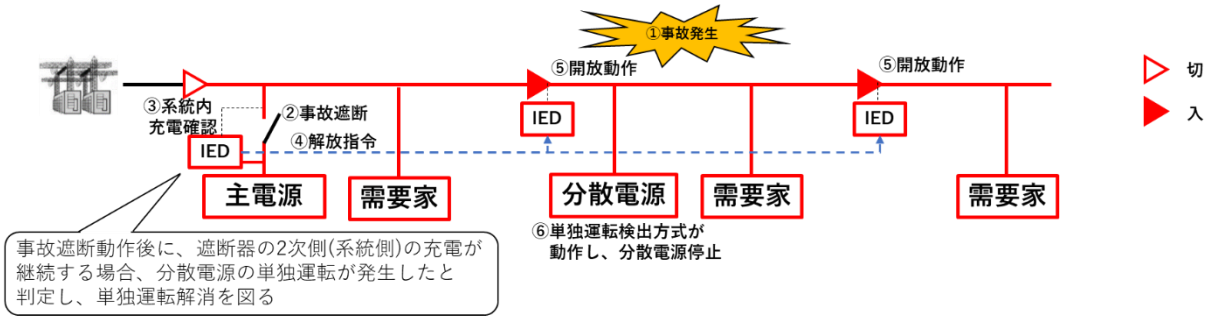


図 153　IED による単独運転検出イメージ

〇地域グリッドエネルギーマネジメントシステム運用試験

電中研赤城において、地域グリッドエネルギーマネジメントシステムを設置し、実規模配電設備に設置した太陽光発電設備の発電量を予測して蓄電池の充放電計画を立案し、需要が逼迫した際には需要家の負荷抑制を行い、さらに逼迫した際には負荷遮断を実施する。また、発電出力過多となる場合は、発電抑制や発電停止を行うことで、地域グリッド系統内の需給バランスを維持することで長時間停電無しで自立運転が継続できるかを検証する。

本試験は電中研赤城に地域グリッドエネルギーマネジメントシステムを設置する 2024 年度以降に実施予定であるが、先行してシミュレータによる事前検証を実施した。

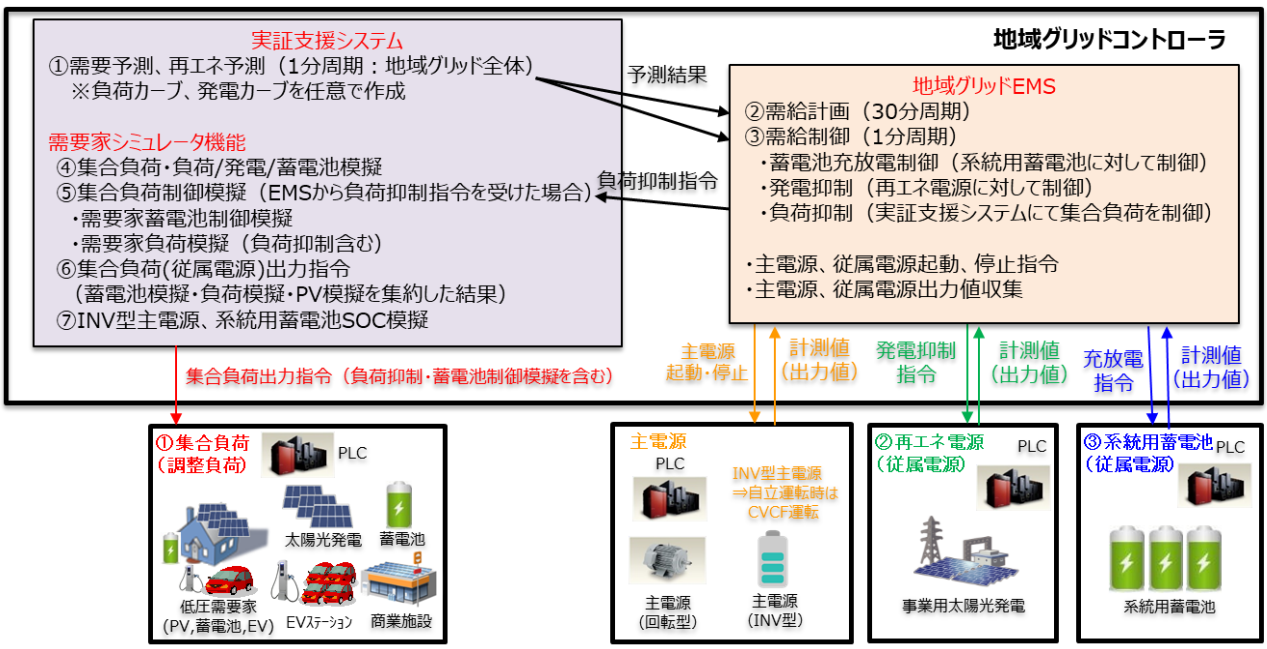


図 154　地域グリッドエネルギーマネジメントシステム　シミュレーション環境イメージ

下図は快晴時における需給シミュレーション結果の一例である。負荷の大きさ(需要：200～300kW)に対して PV 発電量が大きい(400kW)ため、前半は PV 発電による余剰電力を主電源蓄電池が充電しているが、主電源蓄電池の SOC が上限(80%)となるため、10:40 以降は EMS が SOC を 80%まで下げるために PV 発電抑制を実施することにより、需給バランスを保つ結果となっている。

表 52　シミュレーション条件

主電源		従属電源 1		従属電源 2		想定の動き
PCS出力	容量	用途	PCS出力	用途	PCS出力	
500KVA	300kWh	再エネ電源(PV)	500KVA	需要家Gr2	500KVA	PV発電量が多いため発電抑制を実施

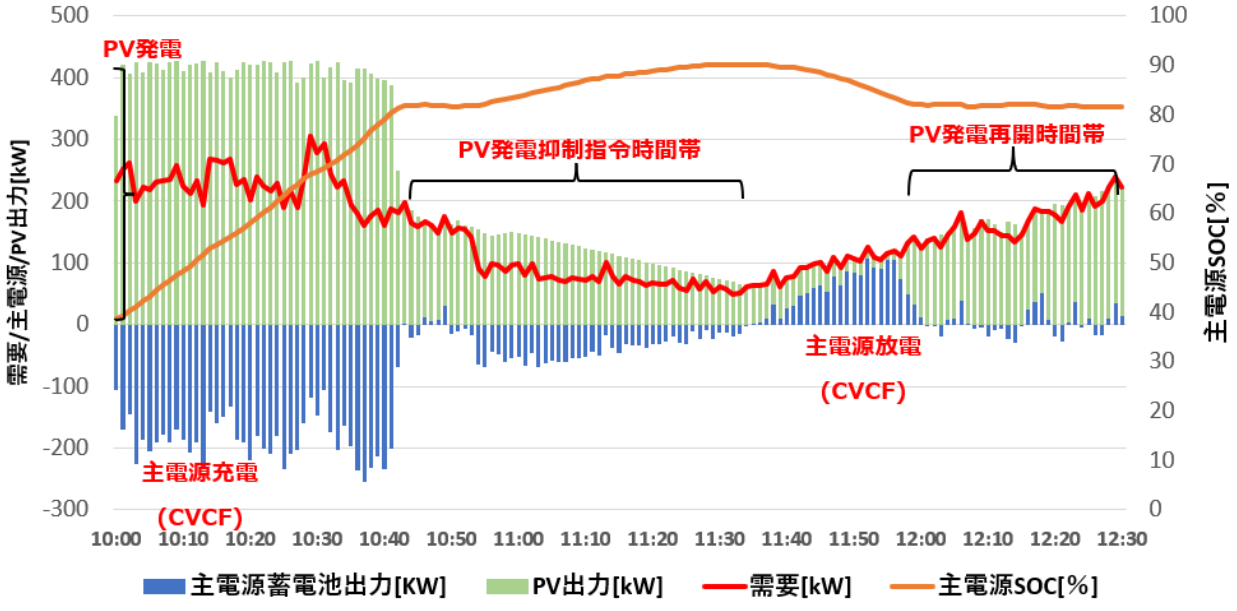


図 155　地域グリッドエネルギーマネジメントシステム　需給シミュレーション結果イメージ

③.3　総合評価

1）電中研赤城試験センター実規模配電設備（既設設備）

本項の実規模配電設備における総合評価の試験は、電力中央研究所・赤城試験センターに既設の「需要地系統ハイブリッド実験設備」を使用した。

この実験設備は、分散形電源の導入が系統の電力品質や保護保安等に与える影響、ならびにこれらの課題に対する系統側・分散形電源側それぞれの対策技術の開発・評価や総合的な実証試験を行うことを目的に、電力中央研究所が赤城試験センター（群馬県前橋市）に構築したものである。図 156 に需要地系統ハイブリッド実験設備の構成を示す。

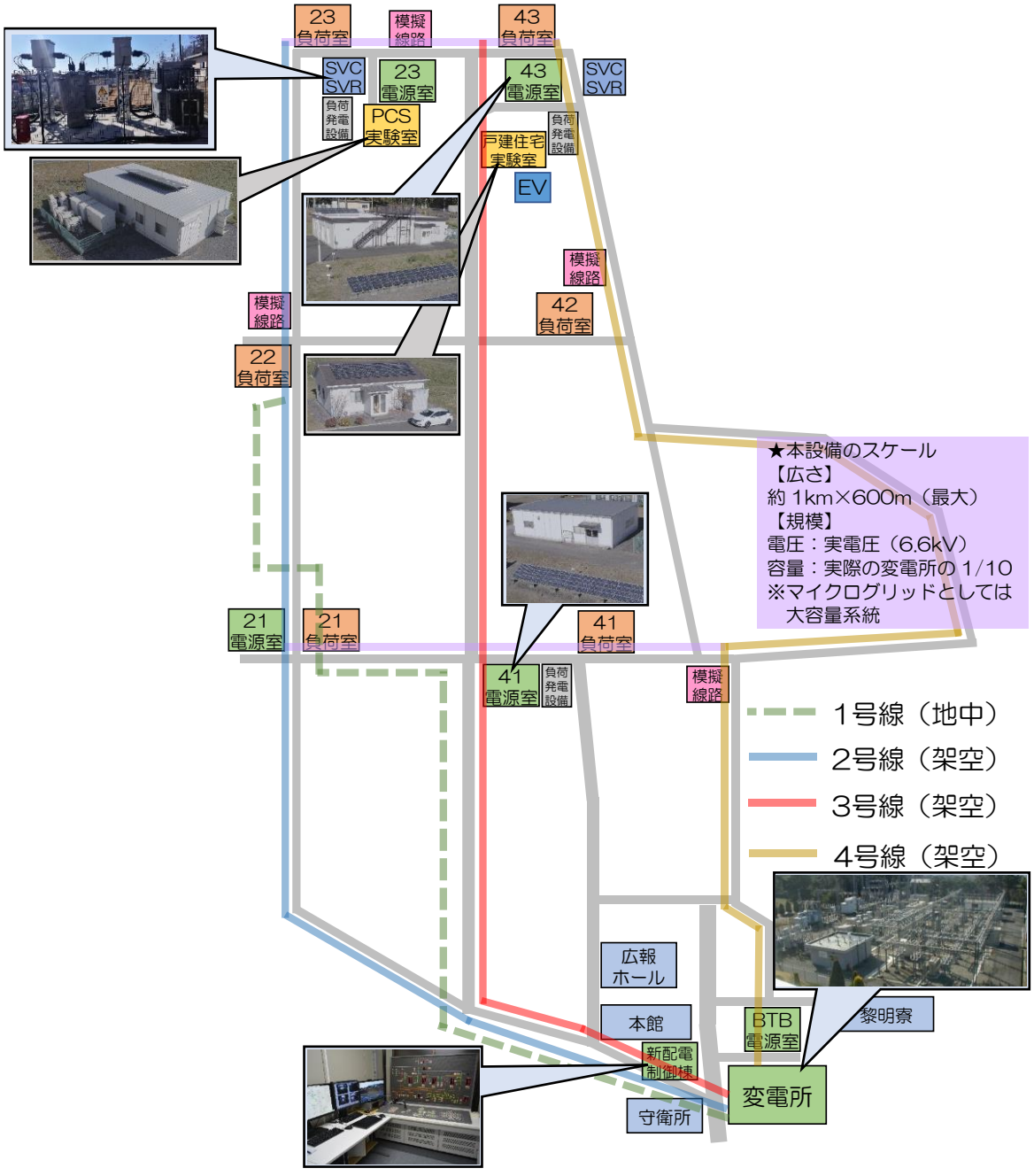


図 156　需要地系統ハイブリッド実験設備の構成

試験設備は、実規模の配電設備（変電所、変圧器（66kV/22kV/6.6kV）2000kVA×2 バンク、22kV および 6.6kV の高圧配電線、高圧模擬線路）、電圧制御装置（SVR、SVC、LBC）、分散形電源設備（同期発電機、誘導発電機、インバータ電源）、模擬負荷装置（インピーダンス負荷、回転機負荷、電子負荷）、光ファイバ情報通信ネットワークなどにより構成される。また、バーチャル実験設備（リアルタイムシミュレータと BTB 電源装置）により、上位系統や隣接系統の挙動をリアルタイムで模擬することができる。

本設備の概要は、以下の通りである。

〇電源および電源装置

・東京電力 PG より 50Hz の商用交流電源

・BTB 電源装置による 60Hz 交流電源

- BTB 電源装置により、6kV 系統における系統擾乱（瞬時電圧低下、高調波、フリッカ等）の発生が可能

○実験用配電線と通信ネットワーク

・6,600V と 22,000V の配電線路を装備。

・実亘長で 5km 程度の系統構成が可能。

・4 箇所に設置した模擬線路により 20km 以上の長亘長線路の実験が可能。

・人工故障発生装置を装備、系統事故時の実験が可能。

・光ファイバによる通信ネットワークを装備、電圧制御装置、分散形電源、負荷の各集中制御の実験が可能。

○分散形電源

・風力やコージェネを模擬する回転形発電機と、太陽光発電、蓄電池等を模擬するインバータ形電源。

・総容量：一配電線の設備容量の半分程度に当たる 1500kW。4 箇所（電源室）に分散して設置。

○負荷装置

・各分散形電源に併設して、合計 1800kW の模擬負荷。6 箇所（負荷室）に分散して設置。

○制御装置

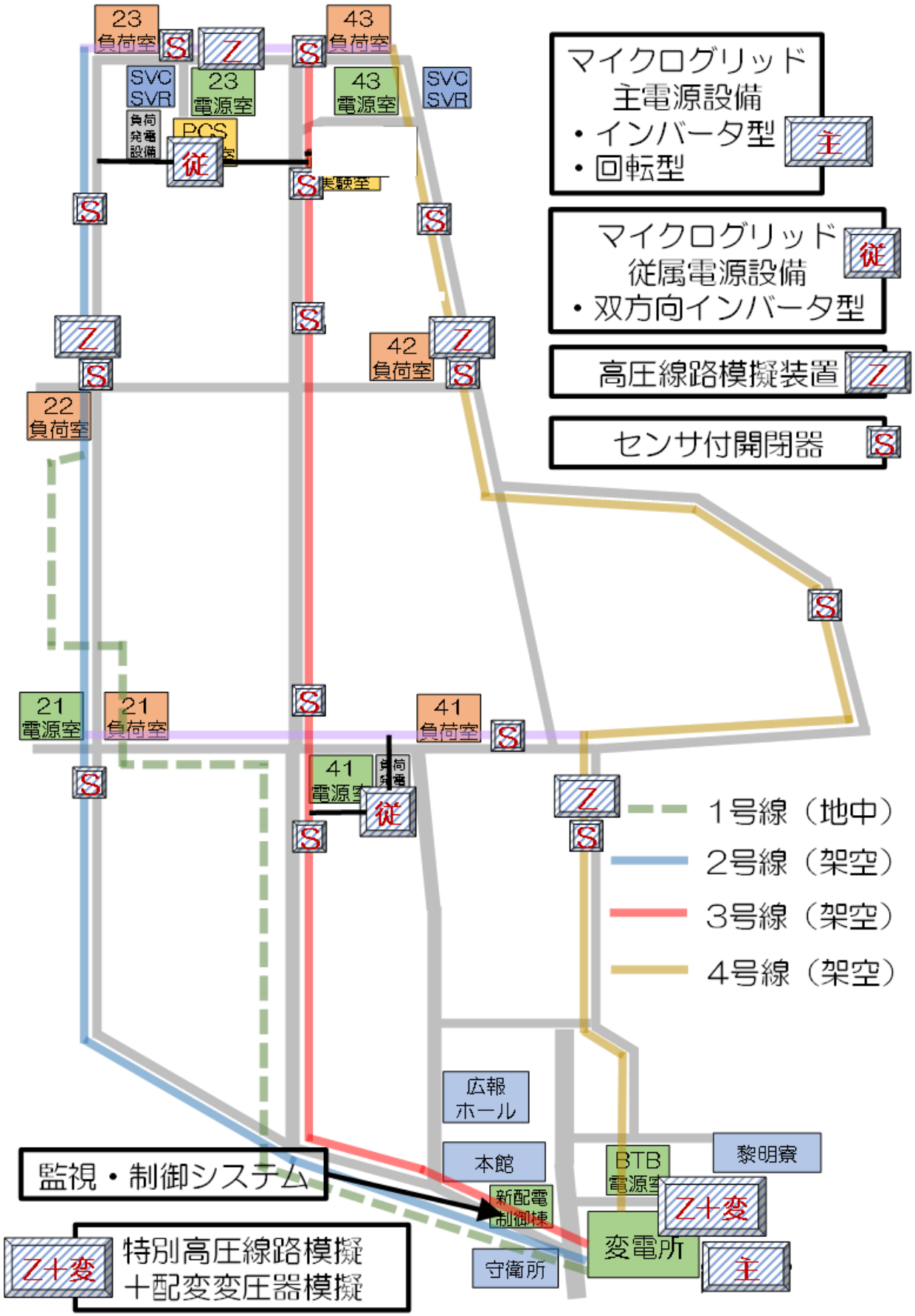
・新型 SVR：各種制御方式

・SVC：電圧一定制御、フリッカ・三相不平衡抑制

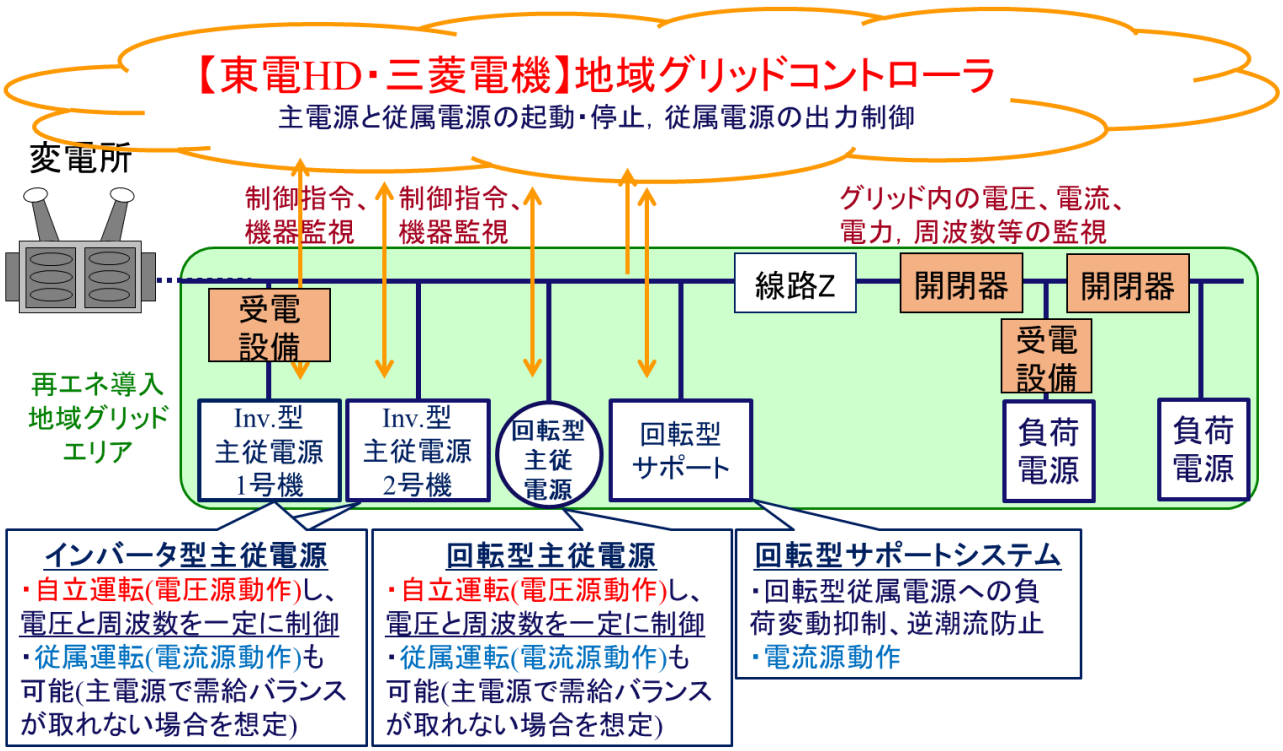
2) 電中研赤城試験センター実規模配電設備（本実証のための追加設備）

前述の各種実証評価および後述の総合評価を実現するために、以下の設備を追加する。なお、設備導入については、短期間で導入することが難しいため、2022 年度から 2026 年度に順次導入してしる。

本事業開始時は、以下の設備を構築することで計画し、実証試験内容に応じて変更することとしていた。「①再エネ導入地域グリッドの課題の整理」での国内のマイクログリッドの事例調査、技術的課題の整理を基に実証試験内容を精査した。その結果、図 157 のように、インバータ型・回転型の電源について、主電源としても従属電源としても運転可能な仕様とし、それぞれの主電源、従属電源の扱いを切り替えながら、実証試験が可能な設備を構築することとした。


23
負荷室
43
負荷室
SVC
SVR
23
電源室
43
電源室
SVC
SVR
負荷
発電
設備
PCS
従
実験室
マイクログリッド
主電源設備
・インバータ型
・回転型
主
マイクログリッド
従属電源設備
・双方向インバータ型
従
高圧線路模擬装置
Z
センサ付開閉器
S
42
負荷室
22
負荷室
21
電源室
21
負荷室
41
負荷室
41
電源室
1号線（地中）
2号線（架空）
3号線（架空）
4号線（架空）
広報
ホール
本館
BTB
電源室
黎明寮
新配電
制御棟
Z＋変
変電所
主
守衛所
監視・制御システム
Z＋変
特別高圧線路模擬
＋配変変圧器模擬

(a) 追加設備の構築箇所



(b)　実規模配電設備での試験系統概要

図 157　追加設備を含めた実規模模擬配電設備

①インバータ型主従電源設備

本設備は、マイクログリッド運用時にマイクログリッド内の電圧、周波数を一定に保つ(CVCF)主電源としての運転と、EMS等からの出力指令により指定された有効・無効電力を出力する従属電源としての運転を切替により実現可能な電源設備である。

2023 年度は、1 号機として表 53 の仕様のインバータ型主従電源設備を構築した。本仕様は、国内事例調査を基に、容量や機能を検討した。設備構成は図 158 の通り、インバータと蓄電池を模擬した直流電源、インバータ出力を試験配電系統に接続するための受電設備、直流電源を駆動電源系統に接続するための受電設備により構成される。また、遠隔制御・監視装置類を具備し、構内通信網を介して試験設備管理として系統監視・制御システム、東電 HD・三菱電機の対策方式である開発の【地域グリッドコントローラ】と連携できるに接続が可能なようにしている。この他、WG1 で開発した PCS を試験出来るように、直流電力を供給可能な構成としている。

2024 年度は、2 号機の構築を予定しており、課題解決に向けた更なる機能を実装した設備を検討している。

表 53　インバータ型主従電源設備 1 号機

運転モード	主電源/従属電源として運転可能
接続系統	6.6 kV 高圧配電系統
対応基本周波数	50 Hz / 60 Hz
定格出力電力容量	500 kVA
主な機能	・ソフトスタート(1-10 秒設定変更可能) ・外部信号により出力電圧・周波数(主電源運転時)、出力電力(従属運転時)を制御可能。

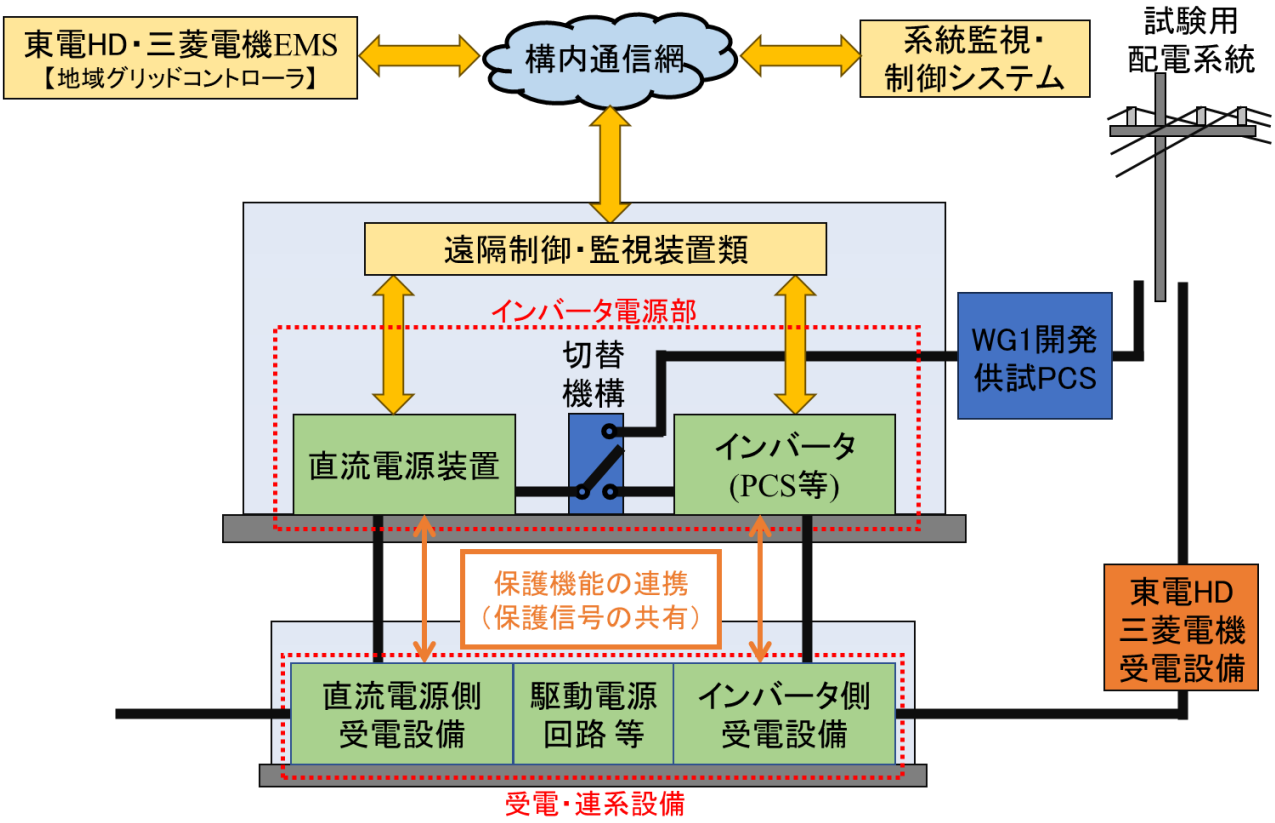


図 158　インバータ型主・従属電源設備 1 号機の概要図

②回転型主従電源設備

インバータ型主電源設備と同様に、主電源と従属電源を切替て運転可能な電源設備である。2024 年度に設備構築を予定している。

③遠方制御機能付需要家模擬装置

本装置は、実証試験での負荷のスケジュール運転や、「地域グリッドローラ」による負荷制御が実施可能となるよう構築する装置である。電中研赤城の既設の負荷設備を遠隔制御監視化する改修工事により、2023 年度に構築した。既設の負荷設備は、抵抗負荷、リアクトル負荷、コンデンサ負荷等を人の手によるブレーカ操作により所定のインピーダンスの負荷を投入・開放可能であった。このブレーカ箇所を外部信号により入切可能な接点に変更し、負荷装置の状態、計測データを取り込めるように改修することで、遠隔制御監視化を実現した。図 159 に遠方制御機能付需要家模擬装置の概要図を示す。

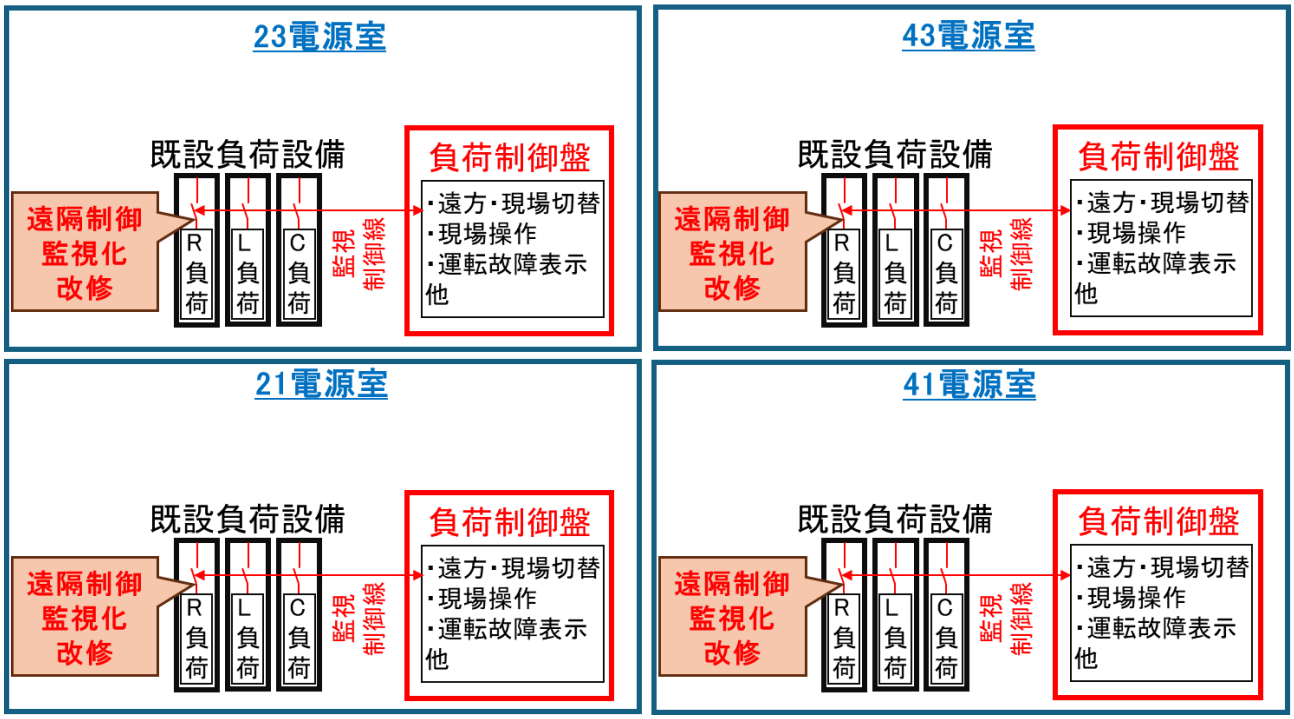


図 159　遠方制御機能付需要家模擬装置の概要図

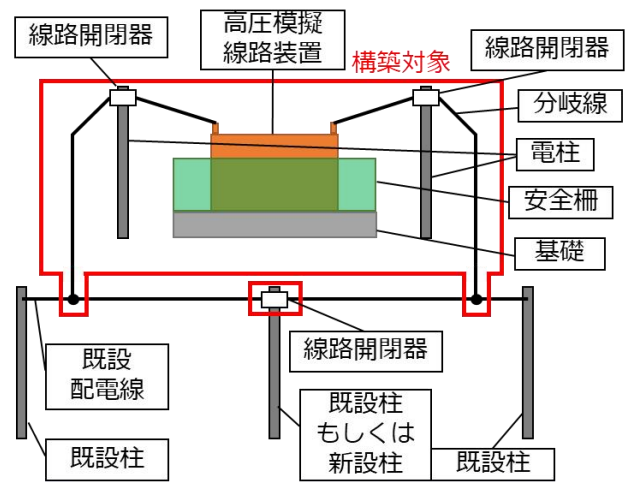
④系統監視・制御システム

実証系統の各部の電圧、潮流、零相電圧、零相電流を計測するために、一般送配電事業者が使用しているセンサー付開閉器を複数地点に設置し、そのデータを収集し、制御室のモニターに表示するシステムを構築する。また、遠方制御機能付装置の制御を実施するシステムを構築予定である。

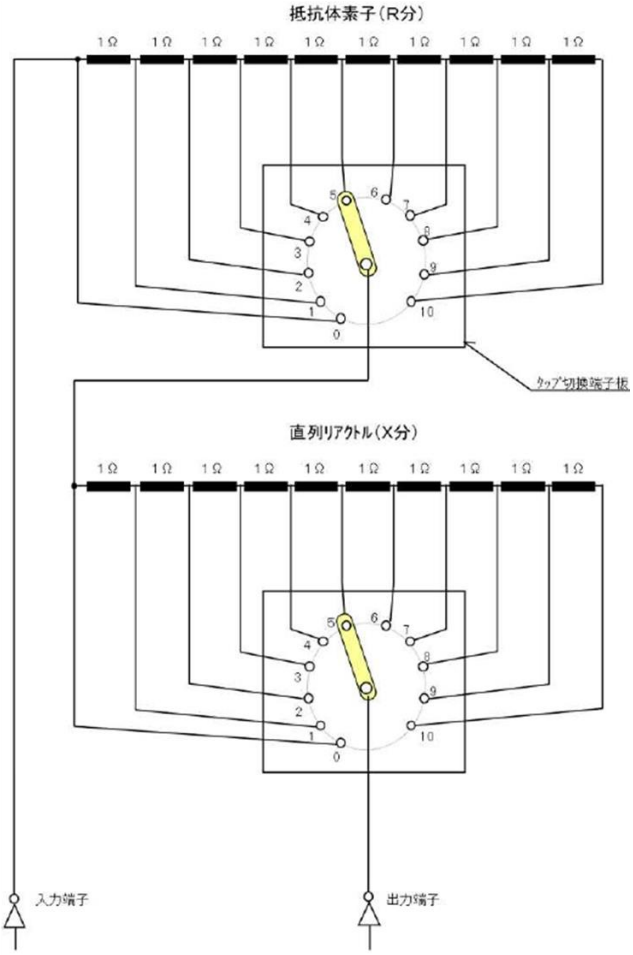
⑤高圧配電線路模擬装置（100A 仕様）

電源設備の容量増加やマイクログリッド内の短絡事故などを模擬するために、高圧配電線を模擬するインピーダンス装置を具備した 100A 定格対応高圧線路模擬実験設備を 2 か所に追加した。前項で記述した通り、電中研赤城には既設の高圧線路模擬装置があるが、定格電流が 50A であり、今回の設備増強による電流容量不足となる。また、変圧器励磁突入電流や短絡事故の実証試験時に一時的に膨大な電流が流れるため、十分な電流容量が必要であった。このため、図 160 のように 100A 定格対応高圧線路模擬実験設備を構築した。

本設備は、既設の配電線本線に対して並列に高圧模擬線路装置を接続可能な構成としている。既設配電線本線を線路開閉器により断路し、高圧模擬線路装置の両端の線路開閉器を投入し、接続することで、高圧模擬線路装置で設定した亘長の線路を模擬できる。高圧模擬線路装置は、抵抗成分とリアクトル成分を直列に接続している構成で、それぞれの成分はタップ切替端子により、1Ω刻みで 10Ωまで設定可能である。本装置の主な仕様は表 54 の通りである。







(a) 設備概要　　(b) 装置構成図

図 160　100A 定格対応高圧線路模擬実験設備

表 54　高圧模擬線路装置の主な仕様

項目	値
相数	三相
定格周波数	50Hz (60Hz での使用も可)
回路電圧	6,600V
定格電流	連続定格 100A
インピーダンス R 要素	10Ω（1Ω刻みタップ）タップ切替式
インピーダンス X 要素	10Ω（1Ω刻みタップ）タップ切替式 （上記は、50Hz 使用時のΩ値とする
精度	R 要素・X 要素ともに±10%以内
使用場所	屋外　地上設置

⑥特別高圧送電線模擬装置および配電用変電所変圧器模擬装置

再エネ大量導入において、電圧、潮流の影響を受ける電力系統としては、現状の配電系統のみではなく、一段上位の66kV（地域によって 77kV）の送電線にも影響が出ることが想定されるため、送電線レベルでの電圧、潮流変動を模擬するための装置を導入予定である。

3) 総合評価試験

地域グリッドコントローラ（全ての構成機器を含む）、GFM インバータなどの開発した機器やシステムを接続および設定した状態で、平常時運用および事故時運用に関する試験実施する。システムや機器間の相互干渉なく、設計通りの動作ができることを確認する。

③.4 検討手法の検証

机上検討、計算機シミュレーション、アンケート調査、および運開・実証中のマイクログリッドにおける実測データの分析や構成・運用方法の調査等により以下の二つの検討手法について 2025 年度以降に有効性を評価予定。

・平常時／災害時、現在／10 年後の需要想定手法の開発

・地域グリッド構成の最適化手法の開発

1) 実運用データの計測

来間島マイクログリッドエリア内の需要家側に設置した太陽光発電・蓄電池等の設備について、実運用データの計測を行い事業関係者への提供を実施した。データ計測の内容については「①再エネ導入地域グリッドの課題の整理」に記載の通り。

2) 参考補足データの計測

宮古島全体の需要家側に設置した太陽光発電・蓄電池等の設備について、参考補足データの計測を行い事業関係者への提供を実施した。データ計測の内容については「①再エネ導入地域グリッドの課題の整理」に記載の通り。

3) 地域グリッド運用の標準化に応じたソフト改良

将来の地域グリッド運用の標準化に資するべく、需要家側設備を活用した DR 動作の効果を最大化するため、来間島マイクログリッドの主電源に搭載されている MG-EMS からの DR 指令に対し、需要家側蓄電池の定格放電を実現するためのソフト改良を実施した。

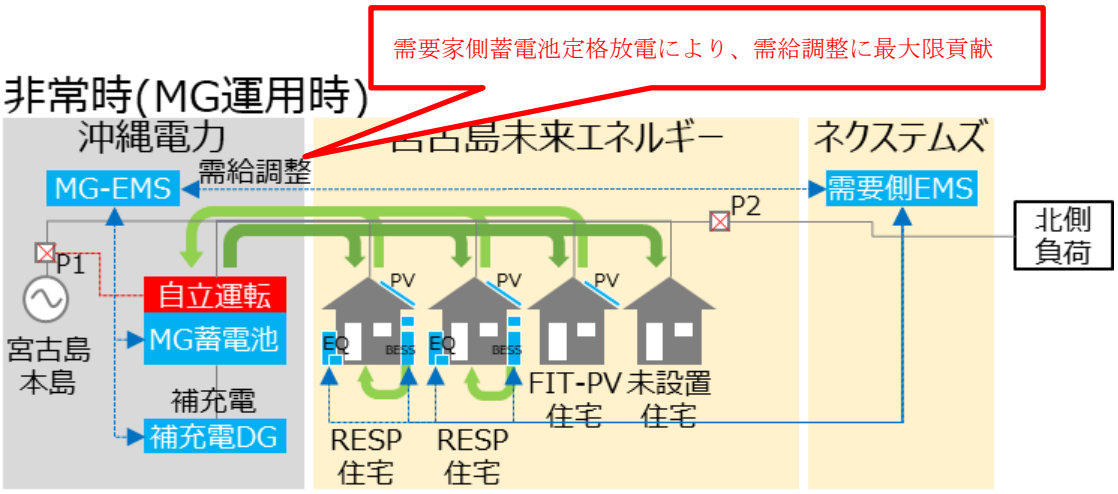


図 161 需要家設備に対する DR 指令

DR 指令に対する応動について、以下の条件にて検証を実施した。

実行日時：

2023 年 10 月 19 日(木)　16:00～17:00

（日射が低下し、蓄電残量が十分に残っている時間帯を選定した。）

制御対象：

ハイブリッド PCS　放電定格出力 1.8kW×30 台

蓄電池 PCS　放電定格出力 4.8kW×6 台

ハイブリッド PCS の動作結果を以下に示す。DR 指令に対して放電量が定格値に達しておらず、時間経過に伴い変動が見られる結果となった。原因としては、ハイブリッド PCS のため PV 発電による出力の影響を受けた可能性、および電圧上昇抑制機能の動作による影響の可能性が考えられる。2023 年度のデータ計測に関するソフト改良により、今後予定している応動検証においては子メーターの電圧値が確認可能となっていることから、電圧値データと併せて 2024 年度以降検討を深めていく。

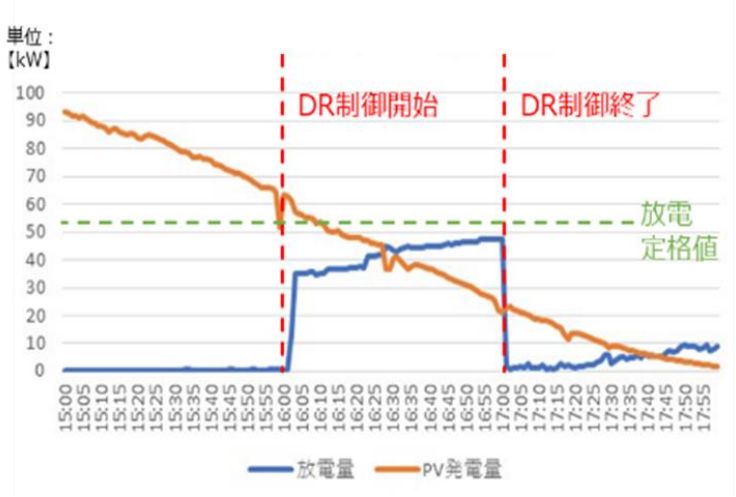


図 162　ハイブリッド PCS(30 台)動作結果(2023.10.19　DR 指令動作検証)

蓄電池 PCS の動作結果を以下に示す。DR 指令中は終始定格出力にて放電していることが確認できる。



図 163　DR 指令時の蓄電池 PCS(6 台)動作結果(2023.10.19　DR 指令動作検証)

ハイブリッド PCS および蓄電池 PCS 全体の動作結果を以下に示す。マイクログリッドエリア内の最大需要 200kW に対し、約 32～38%の需給調整に貢献可能であることが確認できる。需給調整への貢献度合いは DR 指令を行う季節・天候・時間帯などにより変化すると考えられることから、DR 動作の有効性については 2024 年度以降も検討を深めていく。



図 164　全 PCS 動作結果(2023.10.19　DR 指令動作検証)

4) 計測データの検証・評価

計測されたデータの健全性を解析・検証して、不良データは排除する。また、目的とした制御に対応した実効性を解析評価する。

計測データの提供に際し、無線通信に起因する欠測の多いデータ等は排除するなどの整理を実施している。また、マイクログリッド運転時のデータについては、2024 年 1 月 24 日に実施した来間島マイクログリッド実動訓練時のデータを整理し、必要に応じて DR 制御の改善へ活用する。

来間島マイクログリッド実動訓練の概要は次の通りとなる。

実行日時：
　2024 年 1 月 24 日(水)　15:15～17:15（MG 運転）
　2024 年 1 月 24 日(水)　15:56～17:00（DR 制御）
制御対象：
　ハイブリッド PCS　放電定格出力 1.8kW×24 台
　蓄電池 PCS　放電定格出力 4.8kW×4 台

来間島マイクログリッド実動訓練時のハイブリッド PCS の動作結果を図 165 に示す。ハイブリッド PCS においては DR 制御開始前の時点で SOC が十分にあったことから、DR 制御の時間帯は終始定格放電を継続する結果となった。

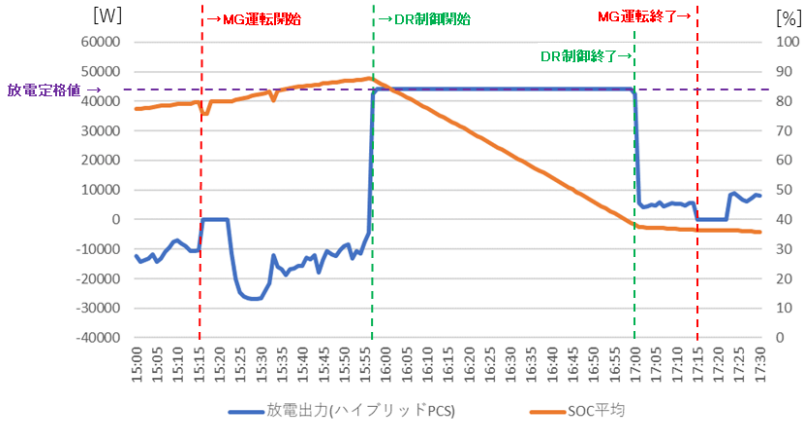


図 165　ハイブリッド PCS(24 台)動作結果(2024.1.24 来間島 MG 実動訓練)

来間島マイクログリッド実動訓練時の蓄電池 PCS の動作結果を図 166 に示す。蓄電池 PCS においては DR 制御開始前の時点で SOC が低かったことから、DR 制御中に残量が尽きる個体が生じるごとに放電出力が低下する結果となった。

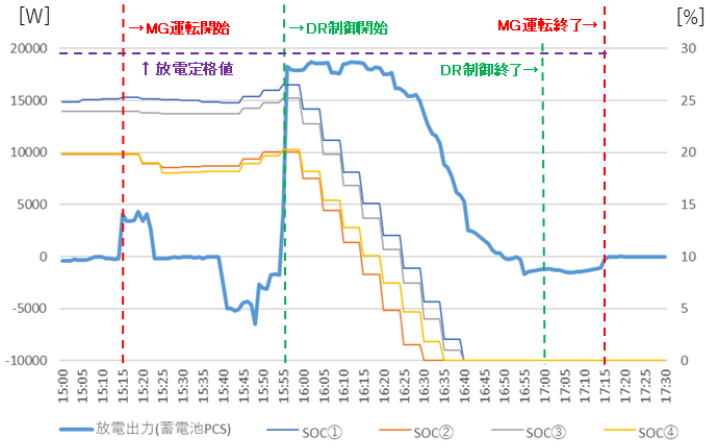


図 166　蓄電池 PCS(4 台)動作結果(2024.1.24 来間島 MG 実動訓練)

来間島マイクログリッド実動訓練時の需要家側蓄電池全体の放電出力を図 167 に示す。DR 制御の開始前後では約-16 kW から約 67kW まで放電出力が増加しており、差し引きでは約 83kW の DR 効果が得られた。DR 制御の終了前には蓄電残量の低下により放電出力が低下したが、DR 制御の終了前後では約 41kW から約 5kW まで放電出力が低下したため、DR 制御の効果は約 36kW 程度残存していたことになる。

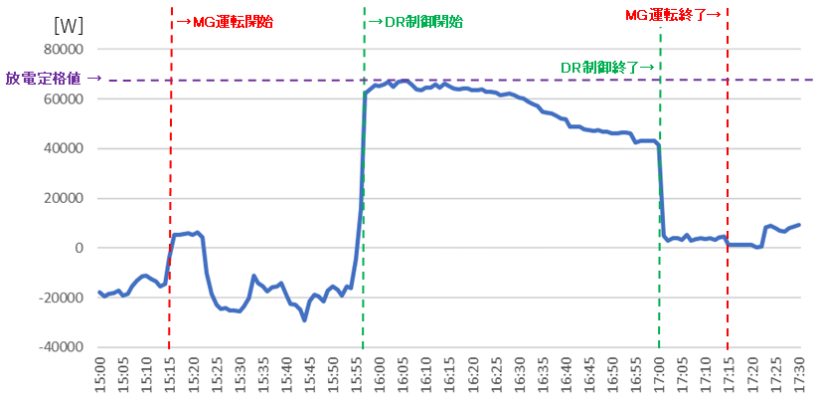


図 167　需要家側蓄電池全体の放電出力(2024.1.24 来間島 MG 実動訓練)

来間島マイクログリッド実動訓練のデータについては電圧などの観点からも今後分析を行い、DR 制御の改善などを模索していく予定である。

④ 再エネ導入地域グリッドに関するガイドライン・規程整備に向けた検討（東京電力ホールディングス/ 東京電力パワーグリッド）

中間目標 （2025 年 3 月）	③の結果より、技術的な要件を整理するとともに、推奨されるマイクログリッドの構成や運用方法を示し、それらをガイドラインや法規類に反映するための検討を行う。（2024 年度中間目標の段階では検討途中）
成果 （2024 年 6 月）	①②③における検討結果を踏まえて、規程等に反映する技術的な要件の項目や方向性を整理した。
達成度（見込み）	○　　(2025 年 3 月に達成見込み)
達成の根拠／解決方針	関連規程・ガイドラインについて、地域グリッド関連での改定状況について調べた。本事業にて検討対象とする事項を整理した。これらにより、関連規程・ガイドラインに反映する見込みを得た。

◎ 大きく上回って達成、○達成、△一部未達、 ×未達

④.1 技術的な要件

以上の調査結果、実証評価結果、および実測データによる分析結果をもとに、地域グリッドの技術的な要件を整理し、取りまとめを進めている。

2022 年度は、再エネ導入地域グリッドに関連した規程類の改正・改定の状況について調査した。「電気設備の技術基準の解釈：経済産業省 電力安全課」、「電力品質確保に係る系統連系ガイドライン：資源エネルギー庁」、「系統連系規程：日本電気協会」 において、再エネ導入地域グリッドに関連した改正・改定が行われていることが明らかになったことから、以下に改正・改定の概要を記載する。

○「電気設備の技術基準の解釈」

（系統保護・保安確保に関する規程）

2022 年 4 月改正。主に以下の内容を追加。

【第 220 条 分散型電源の系統連系設備に係る用語の定義】（省令第 1 条）

【第 229 条 高圧連系時の系統連系用保護装置】（省令第 14 条、第 15 条、第 20 条、第 44 条第 1 項）

【第 233 条 地域独立運転時の主電源設備及び従属電源設備の保護装置】

（省令第 14 条、第 15 条、第 20 条、第 44 条第 1 項）

【第 234 条 地域独立系統運用者との間の電話設備の施設】（省令第 4 条、第 50 条第 1 項）

○「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン：資源エネルギー庁」

（電力品質確保に関する規程）

2023 年 4 月改正。主に以下の内容を追加。

第 3 章 地域独立系統に必要な技術要件

第 1 節 主電源設備及び従属電源設備の要件

1．電圧変動・出力変動

2．不要解列防止

3．地域独立運転の開始・解除

4．連絡体制

第 2 節 発電設備等の地域独立系統との連系

○「系統連系規程：日本電気協会」

（「電気設備の技術基準の解釈」や「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」の内容について系統連系検討に携わる事務者向けに技術面・運用面の具体的な取扱いを示したもの）

2023 年 6 月改定。主に以下の内容を追加。

第 3 章 地域独立系統に必要な設備対策

第 1 節 主電源設備及び従属電源設備の要件

1-1 保護協調

1-2 電圧変動・出力変動

1-3 地域独立運転の開始・解除

1-4 連絡体制

第 2 節 発電設備等の地域独立系統との連系要件

2023 年度は、「本事業において検討対象とする項目」「2023 年度に検討対象にする項目」「2024 年度以降に検討対象とする項目」に分類して整理した。これらの課題は、送配協にて検討された課題とも整合を取り、整理した。（表 55）。表 55 については現段階での案であり、今後検討を進めて行く中で、軌道修正する可能性もある。これらは項目ごとに検討を進め、取りまとめ・整理・準備を行い、各規程類の反映先に提示していく。

表 55 MG の技術課題、検討事項、検討年度、成果の反映先（案）

項目	NO	検討必要事項	本事業における検討事項	研究成果反映先
供給信頼度	3	Master EMS の要求仕様	**【2024 年度以降】** ①電圧・周波数について「適正値への復帰制御開始までの時間」と、「適正値へ復帰するまでの時間」等について検討する。 （試験にて単独運転の脱落に耐えられる復帰時間を検討）	**①系統連系規程** （電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン （常時電圧変動対策及び出力変動対策）の解説として記述する。）
供給信頼度	4	監視・制御システムの仕様	**【2024 年度以降】** ①監視・制御システムの要求仕様を検討する。 （試験にて単独運転の脱落に耐えられる復帰時間を検討）	**①要検討** （供給信頼度に関する記述が規定類にない）

項目	NO	検討必要事項	本事業における検討事項	研究成果反映先
供給信頼度	5	ブラックスタートの要件(PCS)	**【2023 年度】** ①米国技術調査で得られた「励磁突入をフォローできる様、主電源変換装置の容量を増加させる」という対応方策について、本事業でも対応方策として認め、主電源が励磁突入電流に耐える容量を選定すること。【系統連系規程に追記提案】 【2024 年度以降】 ②ブラックスタート方法(時間等)を整理する。 （国内運用中の地域グリッド主電源ソフトスタート時間は主に 3 秒以内であるため、3 秒以上のソフトスタートによる家電機器等への影響について基礎的な試験を行い、JEMA に相談する。）。	**①系統連系規程** **②系統連系規程** （電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン （瞬時電圧変動対策）の解説として記述する。）
保護・保安	6	保安確保のため（短絡保護、地絡保護、単独運転防止）に満たすべき基準	**《短絡保護》** **【2024 年度以降】** ①「短絡事故電流の継続」＋「主電源インバータの短絡電流」＋「電圧低下」の検出ロジックを検討する。（短絡をリレーで検出するには、主電源が一定時間運転継続する必要があると想定） **《地絡保護》** **【2023 年度】** ②EVT と ZPD の特徴を整理。【系統連系規程に追記提案】 ③OVGR と DGR の特徴を整理。【系統連系規程に追記提案】 **【2024 年度以降】** ④EVT・ZPD・コンデンサ各々どのような特徴があり、地域グリッドの設 備形態に対して、どのようなメリット・デメリットがあるのかを検討する。 運用上規定しておくべき事項があるか検討する。 **《単独運転検出》** **【2024 年度以降】** ⑤発電等設備が具備する単独運転検出機能が、地域独立系統においても運用できるために行う整定変更等について各能動方式毎に整理する。（本事業 or 他の会議体のどちらで検討するか調整。JEMA に相談する。）	《短絡保護》 **①系統連系規程** （電気設備の技術基準の解釈（第 233 条一ロハ）の解説として記述する。） 《地絡保護》 **②③系統連系規程** **④系統連系規程** （電気設備の技術基準の解釈（第 233 条一ロハ）の解説として記述する。） 《単独運転検出》 **⑤系統連系規程**

項目	NO	検討必要事項	本事業における検討事項	研究成果反映先
保護・保安	7	系統連系時と独立運転時の各々に応じた保護装置およびリレー整定値（変電所・負荷接続点、分散電源接続点）	**【2024 年度以降】** ①「６．」の検討とあわせて、「系統連系時・独立運転時に必要な保護装置（切替方法含む）」「保護リレーの一覧（整定値の範囲、標準整定値）」を検討する	**①　系統連系規程**
保護・保安	１８	並列運転（混在運用）時における横流補償の影響評価	**【2024 年度以降】** ①電圧源となる主電源を２台で運用する場合は、実施者側で横流保障に留意することを、系統連系規程に追記する方向で検討する。	**①系統連系規程** （電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン（瞬時電圧変動対策）の解説として記述する。）
保護・保安	２０	電圧源比率の限界評価	**【2024 年度以降】** ①「３．」「４．」「６．」「７．」の検討に含める。制約条件も踏まえて検討する。	**①系統連系規程** （電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインの解説として記述する。）
電力品質	8	電力品質（電圧、周波数、高調波、電圧変動・フリッカ）の満たすべき基準	【2024 年度以降】 ①主電源設備と EMS の性能検討に併せて検討する。	**①系統連系規程** （電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン（常時電圧変動対策及び出力変動対策）の解説として記述する。）
電力品質・安定性	１４	電源容量（主電源・従属電源）の選定	**【2024 年度以降】** ①「３．」「５．」「６．」の検討とあわせて、EMS による負荷抑制等を考慮の上、電源容量の最低値について検討する。配電事業者の場合は、供給責務を満足する電源容量の最低値について検討する。 無制御で最大負荷の〇〇%以上」等の 表現を想定。	**①系統連系規程** （電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインの解説として記述する。）（配電事業者の場合にはガイドラインの改定から必要）
電力品質・安定性	１５	系統擾乱時（負荷投入等）における分散型電源の運転継続・停止判断基準	**【2024 年度以降】** ①負荷増減や発電出力増減により既存の分散型電源が解列するような系統擾乱が発生しないように電源設備の構成・制御に留意が必要であることを系統連系規程に追記する方向で検討する。	**①系統連系規程** （電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン（常時電圧変動対策及び出力変動対策）の解説として記述する。）

項目	NO	検討必要事項	本事業における検討事項	研究成果反映先
電力品質・安定性	１６	主電源、従属電源、分散電源、系統用制御機器の相互干渉を考慮した系統安定度	**【2024 年度以降】** ①「３．」「４．」の検討に含める。 瞬時変動、短期変動、長期変動時の応動を発電設備、系統制御装置、需給制御装置等で相互干渉せずに行う必要があることに留意することを系統連系規程に追記する方向で検討する。	**①系統連系規程** （電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン（常時電圧変動対策及び出力変動対策）の解説として記述する。）

④.2 推奨する構成・運用方法

本事業にて開発する手法とそれを活用したツールを用いて、マイクログリッドの構築を目指しているエリアに、推奨する構成や運用方法を示すことを目標として、検討を進めている。

⑤ 本事業での技術開発の展開に関する調査（電力中央研究所/ 東京電力ホールディングス/ 東京電力パワーグリッド/ 三菱電機/ 沖縄電力/ ネクステムズ ）

目標 （2025 年３月）	GFM の実用化、および再エネ地域グリッドの技術適用検討に関する海外動向調査結果を整理し、適宜、①および②の検討に反映するとともに、本事業の進捗状況を勘案して翌年度以降の調査トピックおよび調査対象を選定する。
成果 （2024 年６月）	米国・豪州にて地域グリッドについて調査を行った。 ・地域グリッドにおいて、系統連系時と独立運転時で保護整定値を自動で変更していること、ブラックスタート時のインラッシュ対策はソフトスタートや負荷分割を適用していること、などを確認した。これらは国内地域グリッドにも効果的と考えられるため、今後本事業の検討に反映していく。 ・今後の調査は、欧州にて保護協調や電力品質等について確認する予定。
達成度（見込み）	○　　(2025 年 3 月に達成見込み)
達成の根拠／解決方針	2022 年度に実施した米国・豪州の調査結果を整理し、本事業の検討に反映することとした。2024 年度は網羅的に調査を進める観点から、欧州にて保護協調等について調査を行う予定。

◎ 大きく上回って達成、○達成、△一部未達、 ×未達

再エネ導入地域グリッドに関連する動向として、海外におけるマイクログリッドを調査した。本事業における検討および成果反映にあたり、海外調査で明らかになったマイクログリッドを取り巻く環境・背景情報を参考としていく。

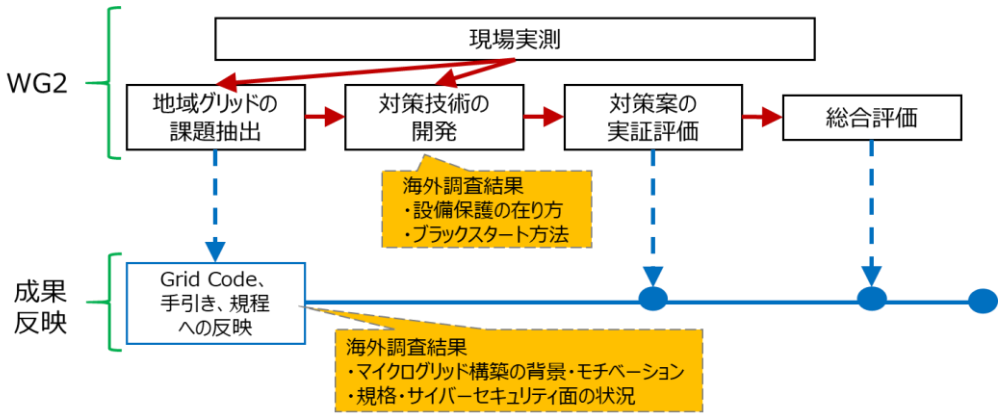


図 168　本事業における研究開発アプローチに対する海外調査結果の反映イメージ

調査対象地域は、マイクログリッドの制度・政策面に関する取組みや仕組み作りが長年に渡り醸成されており、再エネリソースを活用した数多くの実事例が存在する地域として、米国西海岸、米国東海岸、豪州を選定した。

２－１．マイクログリッド構築の背景

米国におけるマイクログリッド構築のモチベーション・背景は主にレジリエンスの向上であった。但し、これらの地域は、日本の水準に比べて著しく供給信頼度が低い点に留意が必要である。

表 56　米国におけるマイクログリッド構築の背景

内容	調査結果
マイクログリッド構築の背景	西海岸 • **レジリエンス向上の目的**で、**NWA(Non-wire-alternative)のソリューションの一つ**として構築されている • 昨今では、山火事リスクに伴う**PSPS(Public safety power shutoff)への対応、2019年以降PSPSが頻発したコミュニティとの関係修復**の意味合いもある • CA州では、**デベロッパーや政治家、需要家も、マイクログリッドへの関心**が高い
	東海岸 • マイクログリッド導入の主な動機は**レジリエンス向上（自然災害とサイバー攻撃）**である • **系統運用者**にとっては、**許容停電回数を超えた場合に**州政府や連邦政府に**支払う多額のペナルティを回避**することが主なモチベーションとなっている • **第三者マイクログリッド事業者**にとっては、マイクログリッド化による**レジリエンス向上に対する需要家の支払いを受けることによる収益獲得**が主なモチベーションとなっている • 連邦政府や州政府からの補助金もマイクログリッド構築を後押ししている(マイクログリッド構築にあたり**系統の新設が必要なケースでは補助金がなければ収益が成り立たない**)

豪州（主に西豪州）におけるマイクログリッド構築のモチベーション・背景は、主に遠隔地への電力供給コストの削減であった。また、電気料金削減や環境負荷低減を目的に、マイクログリッドの再エネ比率を向上する動きも見られる。

表 57　豪州におけるマイクログリッド構築の背景

内容	調査結果
マイクログリッド構築の背景	• **遠隔地に対し低コストで電力を供給**することが主なモチベーションになっている • 遠隔地のコミュニティへの電力供給コストが高いため、老朽化や災害により設備更新が必要となった場合、これを行わずに主系統から完全に独立したSAPS(Stand Alone Power System)を構築することがオプションとして存在する • 再エネの統合という観点では、**SAPS化されているマイクログリッドの再エネ比率を向上**することで、**電気料金や環境負荷を低減**できる点がモチベーションになっている • マイクログリッド（特に新たな取り組みを実施するもの）に対しては**連邦政府や州政府から補助金が出る場合が多い**

２－２．設備保護のコンセプト

米国では、設備保護の観点から全ての事業者で整定値の変更を行っており、それらは自動でなされることが確認できた。

NREL からの聴き取りにより、米国では一般的に以下の 2 種類の技術で整定値の変更を実施していることが分かったが、事業者も実際にそれに準ずる考え方で保護整定値の変更を行っていることが確認できた。

表 58　米国における設備保護のコンセプト

内容	調査結果（一般的な考え方）	調査結果（事業者の取り組み）	
整定値の変更有無	○：実施している	○：実施している	○：実施している
整定値の変更方法	自動	自動	自動
整定値の変更方法（詳細）	2種類の技術がある。 **①方向性過電流保護** • 潮流方向に応じ対応する • インバータに具備されている機能であり、独立運転時の再設定は不要である **②グループセッティング** マイクログリッドコントローラとの通信を用い、独立運転時、系統連系時で設定を変更する	• リレーの中に複数の**グループセッティングを保有**している • 過電流は電圧に基づいてピックアップされ調整される • 保護リレーは公称電圧では発生しないが、電圧が低いと、過電流のピックアップも低くなることから、発電機の最大出力以下で過電流ピックアップを可能としている	**Dynamic Relaying方式を採用**するトレンドである • リレーが入力を受け、ピックアップ（リレー発動の基準）と設定を変える • マイクログリッド接続点の遮断器が開くと遮断器から信号が送られ、リレーがそれを受け瞬時にピックアップを落とす

豪州では、SAPS の一部を独立化・連系する際、あらかじめ設定されたグループセッティングを系統状況に応じて自動で選択・変更している。

表 59　豪州における設備保護のコンセプト

内容	調査結果（一般的な考え方）	調査結果（事業者の取り組み）
整定値の変更有無	○：実施している	○：実施している
整定値の変更方法	自動	自動
整定値の変更方法（詳細）	**グループセッティングが採用**されている • SAPSの一部が連系された状態と独立した状態のそれぞれで設定がある • SAPSの一部の独立を検知するとEMSから指令が出て、設定が変更される。どちらの設定を採用するかは系統とマイクログリッドの状態次第である • 整定値はマイクログリッドごとに異なる	**グループセッティングが採用**されている • 系統状況に応じた整定値をあらかじめ設定しておき、切替時に自動で変更している

２－３．ブラックスタートの方法

米国におけるブラックスタート時のインラッシュ対策には、負荷分割とインバータの容量確保の 2 通りの考え方が存在することが分かった。PG&E はインバータの容量を最大負荷よりも過大に設計することでインラッシュ対策からの設備保護を実施しているのに対して、National Grid は系統を区分毎に通電することで対策を講じていた。

表 60　米国におけるブラックスタートの方法

内容		調査結果（一般的な考え方）	調査結果（事業者の取り組み）	
ブラックスタート方法		方法1：配電系統との間の開閉器を開きインバータをソフトスタートする。次に変圧器の向こう側にある開閉器を閉じる。インバータから離れたところでインラッシュが出てくる。この変圧器の遠いところでは圧力が小さく同期し、電圧が非常にゆっくりと上がる 方法2：ブラックスタートの準備の際に配電系統の開閉器を開き、シークエンスを小さなステップでスタートしていく方法	Redwood Coast Airport Microgridでは**単独セグメントのため自動で実施する** （将来的に**複数のセグメントがある場合は、手動**で実施する予定）	ガイドラインや標準はなく、マイクログリッドの停電の場所等の状況を見てスイッチごとの**変圧器の数や大きさに基づき、手順を変更する**
インラッシュ対策	負荷分割	• マイクログリッドにはIBRに対して昇圧用の変圧器が必要となるが、変圧器手間でインラッシュが発生したとしても、変圧器により電圧上昇が抑制されるため、IBRに対するインラッシュを防ぐことが可能である	• Redwood Coast Airport Microgrid では、負荷分割は実施していない（設備は1区間のみ）	• 系統の一部を通電し、次の区間を通電する • スイッチを適正な場所に設置することが必要である
	インバータ容量確保	• インバータの定格のサイズは通常125%であるが、デザインとしてはピーク負荷の100%を推奨している	システム負荷に対して**過大なインバータ容量を確保**している • **150-200kW程度の負荷に対インバータサイズは2.2MW程度**のオーバーサイズで構築する(Cold Loadピックアップ用の容量も内包) • 電圧共振(voltage resonance)対策も理由の一つである	• インラッシュ対策のために容量を確保しているか否かは未確認である

豪州（主に西豪州）では、原則的に中心となる発電機（火力・ディーゼル）によりブラックスタートを行うため、インラッシュは大きな課題としては認識されていないことが明らかになった。例外的に GFM を用いてブラックスタートする場合、ソフトスタート、インバータの容量確保、負荷分割により対応している。

表 61　豪州におけるブラックスタートの方法

内容	調査結果（一般的な考え方）	調査結果（事業者の取り組み）
ブラックスタート方法	• **SAPS全体（33kV以下）のブラックスタートは、回転機により行う** • **SAPSの一部の低圧フィーダ以下のブラックスタートは、GFMにより行う**場合がある • **シーケンスに則り、区間ごとの復電を実施**することで、**負荷の大きさを調整**している	• **全系を蓄電池とPVによりブラックスタートすることはなく、中心となる発電機（火力・ディーゼル）によりブラックスタートを行うのが標準的な手順になっている** • 発電所が停電時の負荷を記憶しているので順次接続する
インラッシュ対策	• **ブラックスタート時のインラッシュは大きな課題としては認識されていない** • **マイクログリッドの規模が小さいこと、GFMによりブラックスタートを行う電圧レベルが低圧であることが要因**として考えられる	• GFMを用いてブラックスタートする場合、**インラッシュ対策としてソフトスタートが採用**されているほか、**インバータの過積載、負荷分割により対応している場合もある**（系統ごとに試験し、問題ないことを確認している）

２－４．　規格・サイバーセキュリティ面の状況

米国では、マイクログリッドは、基本的に系統連系されるということで、系統連系要件に準拠しなければならない。

更に、マイクログリッド構築の際に、以下の規格が PG&E や National Grid で参照されているということが明らかとなった。

- IEEE 2030.7：マイクログリッドコントローラに関する機能に関する内容
- IEEE 2030.8：マイクログリッドコントローラの試験方法に関する内容
- IEEE 2030.12　：マイクログリッドの設備保護に関する内容

表 62　米国における規格・サイバーセキュリティ面の状況

内容		調査結果		
		結果米国の傾向(NREL)	西海岸(PG&E)	東海岸(National Grid)
準拠すべき系統連系要件		カリフォルニア、ハワイではそれぞれRule21、Rule30（州独自の系統連系要件）の中で、マイクログリッドの連系要件が定められている	Rule21（UL1741をベースにCA州の系統連系要件を整理している）	IEEE1547に準拠する（同じく東海岸の系統運用者であるCon Edisonは、系統の種類がエリアネットワークであるため別要件を設定）
標準規格の採用動向	採用有無	–	◎：採用している（マイクログリッドコントローラ、保護について採用）	◎：採用している（マイクログリッドコントローラについて採用）
	主な規格	• 肌感覚として、殆どのマイクログリッドの契約において、IEEE 2030への順守が含まれている • **IEEE2030の内容は一般的**な内容であるため、建設時の契約における参照先としては非常に有効である	• マイクログリッドコントローラは**IEEE2030.7.8を参照**したテストプランを作成している • 保護については**IEEE2030.12ドラフト版を参考にする動きが存在**する	• マイクログリッドコントローラについて**IEEE2030.7が実運用のマイクログリッド全てに採用**されている • マイクログリッドコントローラの試験について**IEEE2030.8が実運用のマイクログリッド全てに採用** • 保護についての規格はない
	課題認識	–	• マイクログリッドコントローラについては、まだ標準化の問題が残っている • Rule21で規定するインバータについても全てPG&Eで評価する必要があり、それ自体が大きなスタディの項目になっている	–

豪州では、豪州大でのマイクログリッドに特化した標準規格は現時点ではないが、標準化を検討している状況にある。Horizon Power は独自の要件を定めており、大規模系統とそれ以外の独立系統それぞれの要件を定めている。また、プロジェクト毎により詳細な個別要件を課している。

表 63　豪州における規格・サイバーセキュリティ面の状況

内容		結果	
		豪州の傾向	Horizon Power
準拠すべき系統連系要件		• 一般的な連系要件として「NER：National Electricity Rules」が存在し、これをもとに各州ごとの連系要件が作成される	• 「Horizon Power Technical Rules Standard Number：HPC-9DJ-01-0001-2012」が存在し、大規模系統およびマイクログリッド（Non-Interconnected Systems）に関する要件について記載されている
標準規格の採用動向	採用有無	–	–
	主な規格	• マイクログリッドに特化した規格ではないが、関連する標準規格としては下記が存在する ➢ AS/NZS 4777　インバータ電源の系統連系技術について ➢ AS/NZS 3000　建築物内の電力システムの設計、設置、保護について ➢ AS/NZS 5033　PVアレイの設置と安全要件について ➢ AS/NZS 4509.2　エネルギー貯蔵設備を備えたSAPSの設計について ➢ AS/NZS 5139　電力変換装置で使用する蓄電池の安全性について	• 上記連系要件に加え、PJ毎に詳細な個別要件を課している
	課題認識	–	• 標準化を検討している状況にある

2－5. 海外動向のまとめ

米国の調査を通して得られた示唆（Key Findings）は以下の通りである。米国では、供給信頼度が著しく低いエリアなどが存在し、日本に比べてマイクログリッド化するモチベーションが明確であるという特徴がある。また技術的には、本事業で技術的課題となっている点を悩んでいる状況であった。

表 64　米国調査の Key Findings

項目	Key Findings
マイクログリッド構築の背景	• 日本のようなレジリエンス向上が目的ではなく、遠隔地への電力供給コストの低減が主なモチベーションであることが明らかとなった • 豪州では主系統、遠隔地に関わらず電気料金が一律であり、需要家から費用を回収できる制度が無い。そのため需要家主導でマイクログリッドを構築することが難しく、現在はＤＳＯ主導が主流である
設備保護のコンセプト	• 独立運転・系統連系時の保護整定値の変更やグループセッティング、自動変更等によって課題解決に取り組んでいる状況にある • グループセッティングの中で、十分な事故電流を確保できるよう検討している
ブラックスタートの方法	• ほとんどのマイクログリッドでは火力・ディーゼル発電機でブラックスタートを行うため、インラッシュは課題になっていない • 再エネが主電源のマイクログリッドは低圧系統しか存在しないと思われ、そもそもインラッシュが発生しているのかどうか不明であった
規格・サイバーセキュリティ面の状況	• 豪州大でマイクログリッドに特化した標準は現時点ではないが、標準化を検討している • Horizon Powerは独自の要件を定めており、大規模系統とそれ以外の独立系統それぞれの要件を定めている。それに加え、プロジェクト毎により詳細な個別要件を課している • Horizon Powerのエリアでは、マイクログリッドのほとんどが独立系統であり、Horizon Power自身が運用していることから、サイバーセキュリティは大きな課題にはなっていない

豪州の調査を通して得られた Key Findings は以下の通りである。豪州におけるマイクログリッドの定義や背景・モチベーションなどが日本や米国とは大きく異なることが分かった。豪州のマイクログリッドは、系統に連系していない独立系統もしくはマイクログリッド化されている系統が低圧の場合がほとんどであるほか、原則的に中心となる発電機（火力・ディーゼル）によりブラックスタートを行うため、設備保護の問題やブラックスタート等に関する技術課題は日本ほど大きくない。

表 65　豪州調査の Key Findings

項目	Key Findings
マイクログリッド構築の背景	• 日本のようなレジリエンス向上が目的ではなく、遠隔地への電力供給コストの低減が主なモチベーションであることが明らかとなった • 豪州では主系統、遠隔地に関わらず電気料金が一律であり、需要家から費用を回収できる制度が無い。そのため需要家主導でマイクログリッドを構築することが難しく、現在はＤＳＯ主導が主流である
設備保護のコンセプト	• 独立運転・系統連系時の保護整定値の変更やグループセッティング、自動変更等によって課題解決に取り組んでいる状況にある • グループセッティングの中で、十分な事故電流を確保できるよう検討している
ブラックスタートの方法	• ほとんどのマイクログリッドでは火力・ディーゼル発電機でブラックスタートを行うため、インラッシュは課題になっていない • 再エネが主電源のマイクログリッドは低圧系統しか存在しないと思われ、そもそもインラッシュが発生しているのかどうか不明であった
規格・サイバーセキュリティ面の状況	• 豪州大でマイクログリッドに特化した標準は現時点ではないが、標準化を検討している • Horizon Powerは独自の要件を定めており、大規模系統とそれ以外の独立系統それぞれの要件を定めている。それに加え、プロジェクト毎により詳細な個別要件を課している • Horizon Powerのエリアでは、マイクログリッドのほとんどが独立系統であり、Horizon Power自身が運用していることから、サイバーセキュリティは大きな課題にはなっていない

4.2. 研究開発項目 2：M－G セットの実用化開発

（1）研究開発の概要

従来、再エネは特別高圧系統や配電系統に連系されてきたが、近年では大規模洋上風力等を基幹系統（電力系統での上位 2 電圧の送変電等設備）に連系することも計画されている。一方、再エネの導入拡大により基幹系統に連系されていた同期発電機の並列容量は減少傾向にあり、同期発電機による系統安定性維持への貢献は縮小している。したがって、基幹系統に連系される再エネには系統安定性に寄与することが求められるが、連系に用いる設備の特性によって系統安定性への寄与・影響が異なると考えられる。

（一財）電力中央研究所では、インバータではなく同期発電機および電動機を介して再エネを連系し、これに蓄電池を組み合わせることで、系統安定化に同期発電機の特性を活用する「再エネと蓄電池を伴う M-G セット」（以下、M-G セット）を提案している（図 169）。M-G セットは、①電力系統側から見れば同期発電機のみが連系しており、系統事故時等での電力系統側での特段の配慮が不要、②蓄電池により系統事故時に高速に有効電力を制御することで系統安定性の向上に寄与できる、③大規模電源脱落時に慣性応答により周波数変化率を抑制でき、また、有効電力出力 0 MW でもガバナフリー運転が可能、④同期発電機により連系点の電圧の維持およびインバータの安定運転に必要な短絡容量の確保への寄与が可能、という特長を有する。

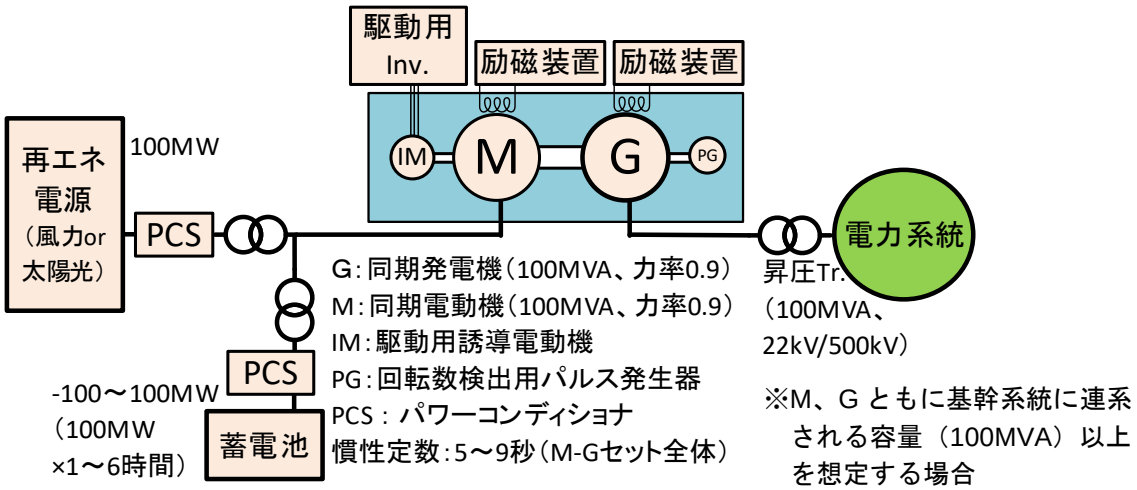


図 169　M-G セットの構成例

一方で、再エネ大量導入時の系統安定性維持のための方策は M-G セットの導入、活用だけでなく、種々の方策が提案、検討されている状況にあり、中でも同期調相機の活用、再エネ・蓄電池のインバータ（GFL 型、GFM 型）の制御による系統安定性維持能力の確保が今後進むものと予想される。

同期調相機は従来から基幹系統に導入、活用されている設備であり、技術的に確立している利点がある。再エネ大量導入時に、電圧維持能力の提供や短絡容量確保への寄与、慣性応答の提供が期待されている。

これらの方策のうち、M-G セットについては現時点では研究開発段階であり、実現性や導入効果についてはさらなる検討を要する段階にあり、特に物理的モデルを用いた系統安定性維持効果の検証が必要である。また、GFL インバータへの制御機能（系統安定化機能）付与については、制御機能での応答遅れやインバータ自身の制御安定性の懸念点があり、再エネが主力電源化した状況でどのような系統安定化機能を発揮し得るかは、まだ明確とはなっていない。GFM インバータは特に基幹系統への適用については開発途上であり、現状、その実力を正確に把握することは困難である。

基幹系統の安定性維持には、周波数維持能力、電圧維持能力、安定度維持能力、短絡容量確保など、様々な能力が必要となり、これまでは同期発電機が必要な能力をほぼ全て提供してきた。したがって、再エネ大量導入時の系統安定性維持では、上述の方策で同期発電機の代わりに必要な能力を確保することが求められるが、M-G セット、同期調相機、インバータ（S-GFL、GFM）は提供できる能力が同一ではなく、同期発電機と同等でもない。また、どの能力が必要となるかは、系統そのものの性質や系統の状況により異なる。したがって、再エネ大量導入時の系統安定性維持は何か一つの方策で実現されるものではなく、適用する系統における必要性に応じて適切に方策を組み合わせることが効率的と考えられる。この適切な方策の組合せを実現するためには、M-G セット、同期調相機、インバータを同じレベルで比較評価し、それらの得失を明らかにすることが有用である。

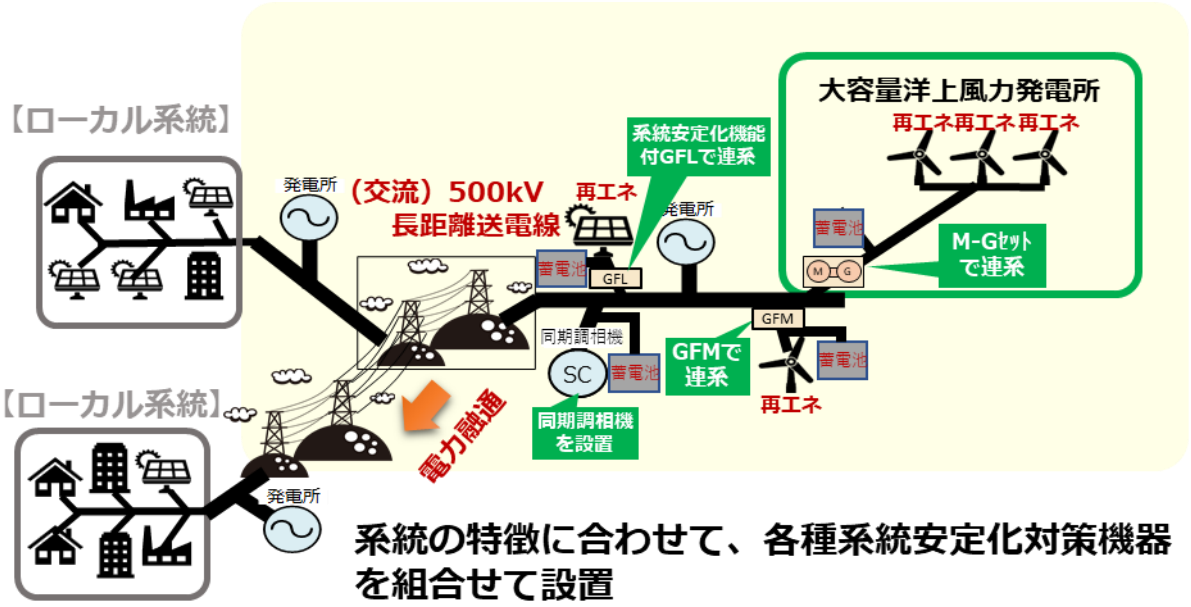


図 170　再エネの大量導入時における基幹系統のイメージ

基幹系統に M-G セット、同期調相機、インバータを導入して系統安定性維持に活用するためには計測・制御系の利用が不可欠である。

現在、計測・制御系は事業者の多様化に対応した相互運用性の確保や標準技術の適用・共通仕様化によるコスト低減への期待から、国際標準（IEC 規格）に基づくデジタル技術を活用したものへの移行が始まりつつある。基幹系統では、調整力運用のための中給システムと発電機・DR 側システム間の連係に IEC 61850 の導入が検討されている。IEC 61850 ベースの計測・制御装置である IED（Intelligent Electronic Device）は、IEC 61850 に基づく監視・制御機能の他、IEC 60255 に基づく保護リレーや計測機能、PMU 機能、任意の計測値や監視情報に基づき主回路機器を制御する機能等を有している。

電力広域的運営推進機関の系統安定性維持に関する検討では、調整力等委員会では慣性減少に伴う RoCoF の課題が顕在化するのは 2030 年より後（2030 年では顕在化しない）という見通しとなっていることや、グリッドコード検討会では本事業で扱う M-G セットや PCS の基幹系統安定化のための機能に関わる要件化が、主に 2030 年前後以降に位置づけられている。

このような理由から、M-G セットや GFM の実機が基幹系統に導入され、活用されるのは、2030 年代以降と想定され、上記の動向を踏まえると IEC 規格をベースとする計測・制御系により、これらの機器の能力を活用することになると考えられる。

しかし、高速な計測、制御が要となる発電設備への IEC 規格をベースとする計測・制御系の適用はまだ進んでおらず、M-G セット、同期調相機、インバータの計測・制御系への適用性に関して検証することが必要である。このため、実系統への導入を想定して、セキュリティ対策等の信頼性確保の仕組みを検討したうえで、2030 年代ごろに主流となると予想される IEC 規格の方式に基づく、M-G セット、同期調相機、インバータ向け計測・制御系の検討が必要である。

以上を踏まえて本事業では、再エネ及び蓄電池を接続した M-G セットを開発し、系統事故時等においても回転系の発電機と同様な挙動を示し、電力系統の安定化に貢献することを検証する。具体的には、電力中央研究所の保有するアナログ電力系統シミュレータを活用し、基幹系統への導入を想定して、

✓ S-GFL インバータ

✓ GFM インバータ

については、各種系統安定化対策の連系運転及び系統事故時の動作を模擬できる実験環境の構築を、既に構築済みの

✓ M-G セット、同期調相機

については動作検証を、2024 年度末の目標として実施する。

また、実験的検証を行う各種系統安定化対策は、いずれも蓄電池の設置を伴うため、コスト上昇の要因となることから、蓄電池を有しない再エネのインバータを GFM インバータにすることによる新たな制御方策の開発は有用である。このため、蓄電池を必要としない再エネ用 GFM インバータの制御方法の開発を行い、数値シミュレーションによる解析的な検証により、電力系統の安定化の効果を検討する。

（２）研究開発の目標と根拠

研究開発サブテーマ	中間目標	最終目標	根拠
M-G セットをはじめとする各種系統安定化対策の実験環境構築	・基幹系統に連系されることを想定した GFM・S-GFL インバータを電力系統シミュレータ設備に導入し、それらの系統安定化に関する実証試験が実施可能な実験環境を構築する。 ・M-G セット、S-GFL/GFM インバータの計測制御インタフェースに関する信頼性確保の仕組みの設計と製作により、検証環境を構築する。	―	・S-GFL インバータについては制御機能での応答遅れや自身の制御安定性の懸念点があること、また、GFM インバータは特に基幹系統への適用については開発途上であることから、実証試験により、それぞれの能力を確認するため。 ・計測制御インタフェースについては高速な計測、制御が要となる M-G セット、S-GFL/GFM インバータへの適用性に関する検証や、実系統への導入を想定したセキュリティ対策等の信頼性確保の仕組みの検討が必要であるため。
各種系統安定化対策の実験的検証	電力系統シミュレータ設備を用いて、M-G セット、同期調相機がそれぞれ単体で連系した系統での地絡事故試験、電源脱落試験、単独系統移行試験を実施し、M-G セット	・電力系統シミュレータ設備を用いて、M-G セット、同期調相機、S-GFL インバータ、GFM インバータを組み合わせて連系した系統での地絡事故試験、電源脱落試験、単独系統移行試験、	・M-G セットについては、机上検討やシミュレーション検討に留まっていることから、物理的モデルを用いた検証により、実現性や系統安定性維持効果についてのさらなる検討を行うため。 ・M-G セットや同期調相機、S-GFL/

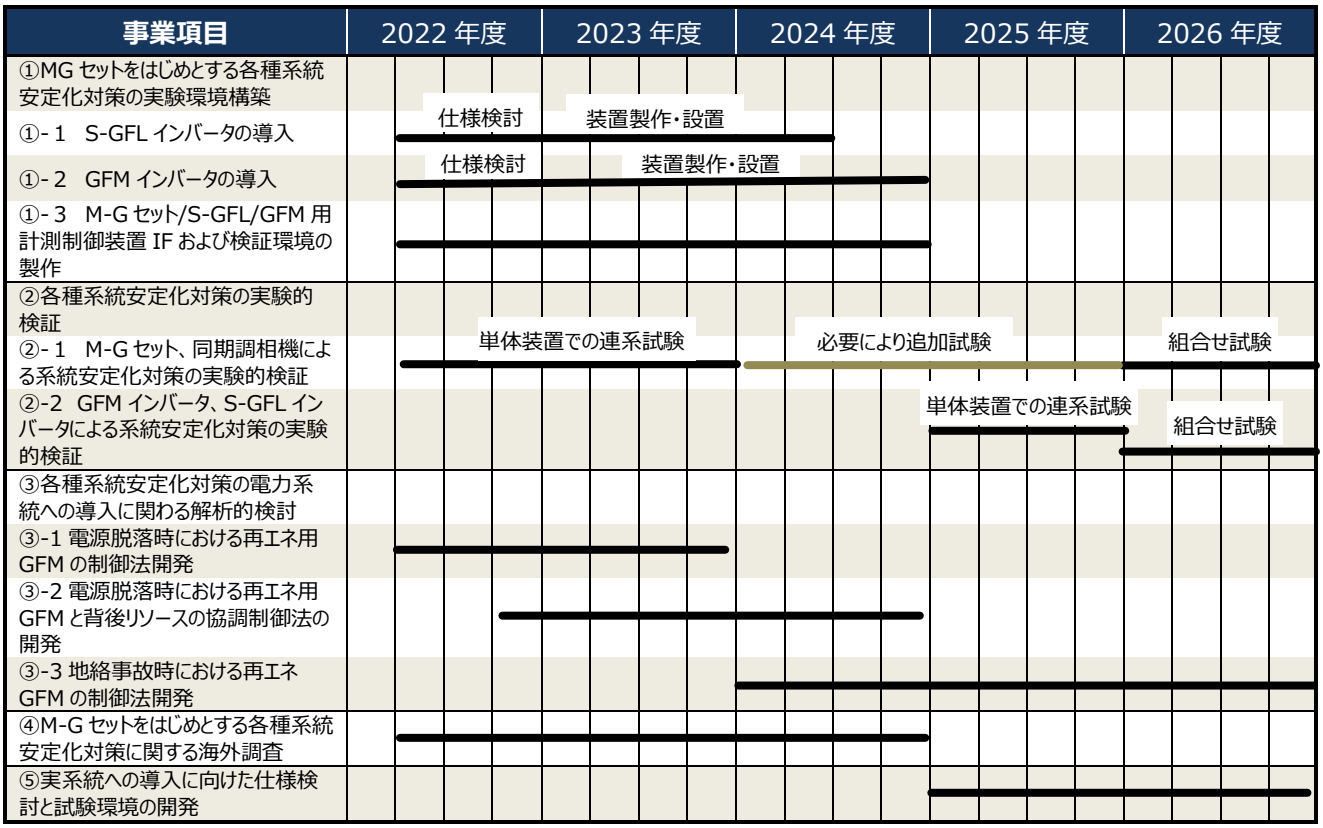
	の実現性を検証すると共に、系統安定性維持の効果を実験的に明らかにする。	短絡容量減少試験を実施し、制御干渉の有無等を検証することで、M-G セットに加えて GFM インバータ等が導入された条件下での、系統安定性維持の効果を実験的に明らかにする。	GFM インバータは提供できる系統安定化能力が同一ではないことから、比較評価し、得失や導入時の留意点を明らかにするため。
各種系統安定化対策の電力系統への導入に関わる解析的検討	・GFM 型の風力発電システムの制御法開発を目的として，新たな GFM の制御法の開発，風力発電モデルの構築，GFM インバータと風車の協調制御法の開発に主眼をあてた検討を行う。 ・提案法の有効性は，再エネを大量導入した電力系統モデルにおいて、電源脱落事故を模擬した数値シミュレーションによって評価する。	・再エネ用 GFM による電圧・無効電力の制御法を開発し、地絡事故時の系統安定化効果を検証する。また、同期調相機等の各種対策との対比によって、地絡事故時の系統安定化効果に対する再エネ用 GFM の得失について評価する。	・蓄電池を持たない再エネ用 GFM の制御法を開発し、系統全体で必要となる蓄電池容量およびコストの低減を図るため。 ・再エネ用 GFM の有効電力制御の際、風車を運転可能な範囲で制御できるように回転数を考慮することで、GFM インバータと風車の回転エネルギーを持つ風力発電の協調が可能となり、風力発電へ慣性応答機能やガバナフリー機能を持たせることができるため。 ・再エネ用 GFM の開発に際し、地絡事故時の過電流対策や系統安定化対策に関する知見を得る必要があるため。
海外動向調査	M-Gセットをはじめとする各種系統安定化対策に関する海外における検討事例・導入事例や機器システムの開発状況等について調査を行う。	ー	再エネの大量導入に伴う系統安定性維持に対する課題認識やその対策としての M-G セットをはじめとする各種系統安定化対策の検討状況、費用負担の考え方や計測制御インタフェースの要件化の状況など、欧米等の先行事例を調査することで、日本の電力系統に系統安定化対策を導入する際の判断材料とするため。

（３）研究開発のスケジュールと予算、実施体制

4.3.1 スケジュールと予算

本事業のスケジュールを表 66 に示す。

表 66　スケジュール



本事業の研究開発予算を表 67 に示す。

表 67　研究開発予算

（単位：億円）

研究開発項目	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	合計
M-G セットの実用化開発	4.5	5.6	7.6	2.9	2.2	22.8

4.3.2 実施体制

実施体制を図 171 に示す。

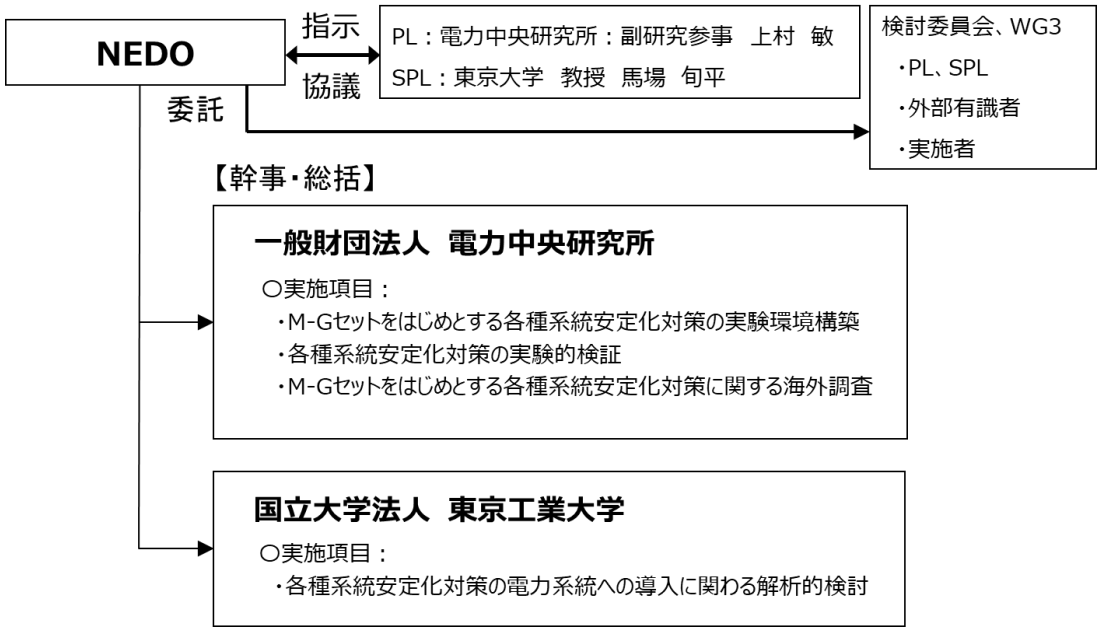


図 171　実施体制

（４）テーマごとの目標達成状況と成果の内容

①　M-G セットをはじめとする各種系統安定化対策の実験環境構築（電力中央研究所）

中間目標 （2025 年 3 月）	基幹系統に連系されることを想定した S-GFL/GFM インバータを電力系統シミュレータ設備に導入し、それらの系統安定化に関する実証試験が実施可能な実験環境を構築する。 M-G セット、S-GFL/GFM インバータの計測制御インタフェースに関する信頼性確保の仕組みの設計と製作により、検証環境を構築する。
成果 （2024 年 6 月）	導入する S-GFL/GFM インバータについて、メーカからの技術提案内容をベースに、予定している試験内容を踏まえて機器仕様ならびに制御ロジックを決定した。S-GFL インバータは 6 月末に導入が完了した。 ・M-G セット等の系統安定化対策装置に適用するため、現時点で入手可能な計測制御インタフェースと、その対向装置の変電所模擬装置および給電制御所模擬装置（WAMPAC）を先行導入し、各装置の基本性能(伝送量、処理時間)を確認した。なお、信頼性確保の仕組みは別途構築する必要がある。 ・分散配置が予想される M-G セット等の過渡的な特性を同一時間軸で比較・分析するため、各要素機器の計測データの時刻を高精度に同期させるための機能を、計測制御インタフェースに具備した。
達成度（見込み）	○　　(2025 年 3 月に達成見込み)
達成の根拠／解決方針	・GFM インバータの導入については工程どおり進捗していること、および、メーカの保有する装置や技術をベースに機器製作することから、今後、工程上の問題が生じるリスクは小さい。 ・既製品ベースの計測制御インタフェースと、その対向装置の変電所模擬装置および給電制御所模擬装置の構築と基本的な試験が完了している。 ・計測制御インタフェースの計測機能については、既製品メーカに実績が乏しく、一部、国際標準どおりではない挙動が見受けられた。その結果を踏まえ、2024 年 12 月に IEC 62351 対応計測制御インタフェースの実装により、国際標準に準拠した計測機能を実現予定である。

◎大幅達成、○達成、△達成見込み（中間）、×未達

1-1　S-GFL インバータ装置仕様

狛江地区・アナログ電力系統シミュレータに供試機として導入する S-GFL インバータは、現時点では一般的に普及しているインバータではない。このため、制御アルゴリズムは、NEDO の前事業「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①-2　慣性力低下に対応するための基盤技術の開発」（以降、前 NEDO）において選定された GFL1（図 172、図 173DFDT＋Δf 方式）をベースにして、国内外の文献調査を参考にして、基幹系統の系統安定性（電圧、周波数、位相角安定性）やインバータの制御安定性の向上に貢献する機能を追加することとした。なお、要求仕様書には、製作可能なメーカが限定されることのないように最低限の基準のみを記載（表

68）するとともに、これとは別に提示する技術項目（表 69）に対するメーカの提案内容を技術評価して導入装置を選定した。

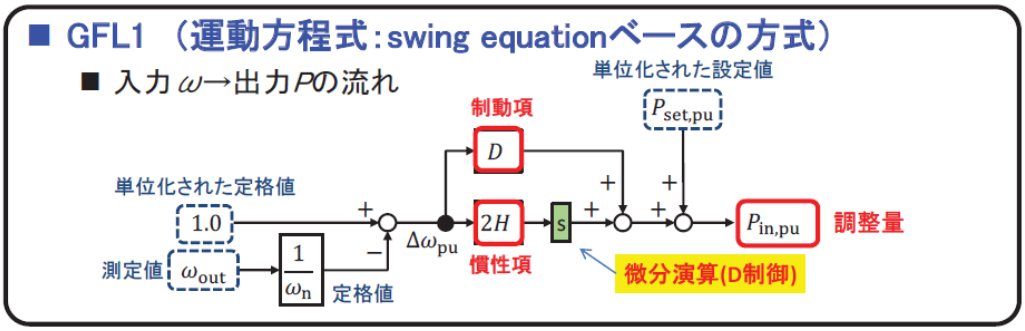


図 172　GFL1 の制御演算の概要

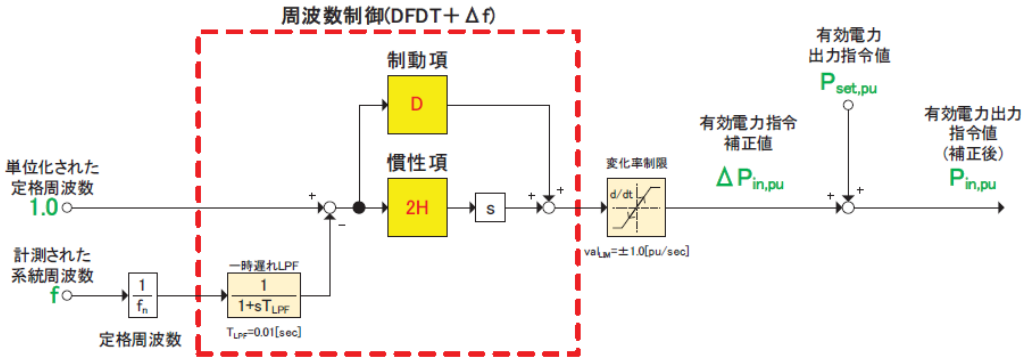


図 173　GFL1：DFDT＋Δf 方式の周波数制御演算部分

本件における S-GFL インバータの定義

・ハードとして従来型の VSC（電圧形変換器）を用いる。

・電流を高速マイナーループで制御する（電流制御型）。また、電流の目標値の根拠となる電力等を相対的に低速なメジャーループで制御する。

・dq 座標軸の基準には PLL で認識した系統電圧位相を用いる。

・系統安定化機能（図 172、図 173 における周波数制御を含む）は活殺可能とし、原則として低速なメジャーループへ
　実装
する。

表 68　S-GFL の制御機能に対する要求仕様

項目	要求仕様
周波数制御	周波数変動時において、慣性低下対策として実装した周波数制御（DFDT＋Δf）が働くこと。
定常時の有効電力制御	定常運転時において、有効電力設定値に対して電力一定制御できること。
定常時の無効電力制御	定常運転時において、無効電力設定値、力率設定値、電圧設定値等に対する無効電力制御ができること。
事故時の無効電力制御	系統側で発生した平衡事故および不平衡事故によって生じる電圧変動時において、動的無効電流制御などの電圧変動補償制御が働くこと。
FRT要件	JEAC9701-2019（特別高圧）を参考に系統擾乱時も運転継続を実施できるように設計すること。
過電流抑制制御	過電流を1.2pu程度に抑制するための過電流抑制制御を有すること。なお、基本的には無効電流優先制御とし、過電流抑制の際は有効電流を優先的に抑制すること。
系統安定化機能の振動抑制対策	各種の系統安定化機能において、制御応答が不安定（振動的）となった場合の抑制対策を有すること。
低短絡容量時の運転安定性	各種の系統安定化機能を有効化した場合に、短絡容量150kVA（100kVAベースのインピーダンス値0.67pu）程度の条件でインバータを安定的に運転できること。

表 69　S-GFL に対する技術提案を評価する項目

分類	技術提案の評価項目	付加価値の判断基準
電気仕様	要求仕様を満たす電気仕様を示すこと。	過電流耐量のレベルに応じて付加価値を判断する。
制御仕様	慣性低下対策として実装可能な周波数制御のブロック図を示すこと。	
	実装可能な無効電力制御（定常時、事故時ともに）のブロック図を示すこと。	不平衡事故時の電圧変動補償制御については、国内の実装例が少ないと考えられるため、開発の見通しに対して付加価値を判断する。
	所望の変化速度で出力を急減・急増させられる出力急変制御が実装できることを示すこと。	
	基幹系統で発生する可能性がある電圧変動および周波数変動を想定し、製作物の FRT 性能についての見通しを示すこと。	JEAC9701-2019 に記載された FRT 要件より厳しい電圧変動・周波数変動に対して運転継続できる見通しの場合、そのレベルに応じて付加価値を判断する。
	実装可能な過電流抑制制御のブロック図を示すこと。	電流リミッタ（1.2pu 程度）に到達した場合の過電流抑制制御の内容に応じて付加価値を判断する。
	系統安定化機能の振動抑制対策として、実装可能なものを提案すること。	近年の研究動向や各社で保有している知見から、提案を受けた対策内容に応じて付加価値を判断する。
	インバータの運転安定性を維持可能な連系点の短絡容量を示すこと。	インバータを安定的に運転可能な短絡容量のレベルに応じて付加価値を判断する。
	制御入力および保護の判定に用いる系統状態の計測値について、計測精度を示すこと。	・計測遅れの程度などに応じて付加価値を判断する。 ・計測点をインバータ端子だけでなく、変圧器高圧側にも切り替え可能な場合を付加価値とみなす。

外部インタフェース仕様	内部変数信号などの出力において、計測精度などを示すこと。	計測可能な点数などによって付加価値を判断する。 目安 計測点数：30 点程度 試験 1 回あたりの記録時間：1 分程度 サンプリング周波数：1000S/s 以上 バンド幅：10~10000Hz（可能な範囲で大きく）

評価項目の一例

技術提案で示していただきたい事項

◆ 所望の変化速度で出力を急減・急増させられる出力急変制御が実装できることを示すこと。

付加価値の判断基準

◆ 特に無し

参考：電力系統シミュレータに導入済みのM-Gセットにおける実装例
（制御ロジックは電中研から提供可能）

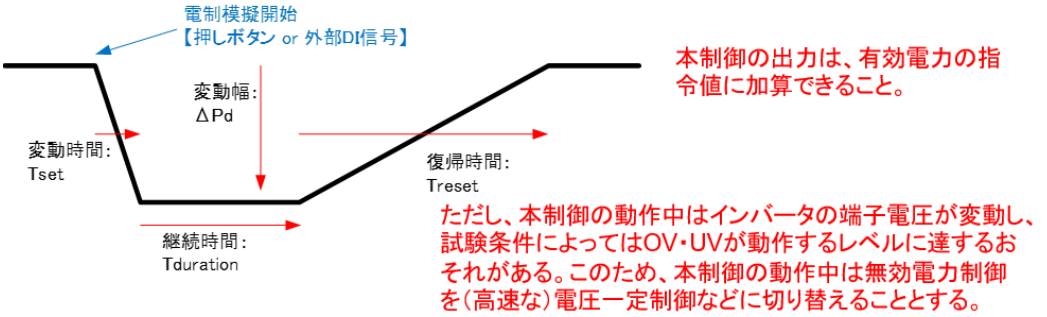


図 174　評価項目の例：S-GFL の出力急変制御

技術提案で示していただきたい事項

◆ 実装可能な無効電力制御（定常時、事故時ともに）のブロック図を示すこと。

付加価値の判断基準

◆ 不平衡故障時の電圧変動補償制御については、国内の実装例が少ないと考えられるため、開発の見通しに対して付加価値を判断する。

参考：María Teresa Villén, Maria Paz Comech, Eduardo Martinez Carrasco and Aníbal Antonio Prada Hurtado "Influence of Negative Sequence Injection Strategies on Faulted Phase Selector Performance", MDPI, energies 2022, 15, https://doi.org/10.3390/en15166018

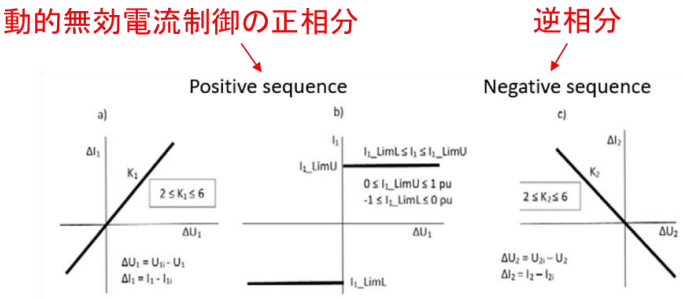


図 175　評価項目の例：S-GFL の無効電力制御

技術提案で示していただきたい事項

◆ 基幹系統で発生する可能性がある電圧変動および周波数変動を想定し、製作物のFRT性能についての見通しを示すこと。

付加価値の判断基準

◆ JEAC9701-2019に記載されたFRT要件より厳しい電圧変動・周波数変動に対して運転継続できる見通しの場合、そのレベルに応じて付加価値を判断する。

参考：系統連系規程（JEAC 9701-2019），日本電気協会
IEEE std 2800-2022, 7.2, 7.3

JEAC9701-2019より厳しい要件の例として、IEEE std 2800-2022より

7.3.2.3.5 Rate of change of frequency (ROCOF) ride-through

Within the *mandatory operation region* and *continuous operation region* (frequency range and corresponding cumulative duration, time), the *IBR plant* shall ride through and shall not trip for frequency excursions having an absolute rate of change of frequency (ROCOF) magnitude that is less than or equal to 5.0 Hz/s. As specified in 4.3, the ROCOF shall be the average rate of change of frequency over an averaging window of at least 0.1 s. Upon mutual agreement between the *TS operator* and the *IBR operator*, the *IBR plant* may be required to ride-through and not trip for higher ROCOF levels.

基幹系統向けS-GFLであることを考慮し、今回製作する設備において実装可能なFRT性能を示すこと。

図 176　評価項目の例：S-GFL の FRT 性能

技術提案で示していただきたい事項

◆ 実装可能な過電流抑制制御のブロック図を示すこと。

付加価値の判断基準

◆ 電流リミッタ（1.2pu程度）に到達した場合の過電流抑制制御の内容に応じて付加価値を判断する。

参考：IEEE std 2800-2022 7.2.2.3.4、7.2.2.3.5

系統事故時などにより
ライドスルーモードに移行

↓

有効電力制御、無効電力制御などにより有効電流Id、無効電流Iqが増加

↓

$\sqrt{Id^2+Iq^2}$ を電流リミッタ内に抑え込むため、
Id、Iqのいずれかを優先的に（あるいは両方同時に）抑制する方式が考えられる。

ただし、1種類しか実装できない場合は、有効電流Idを優先的に抑制すること
（要求仕様書に記載のとおり無効電流優先制御とするため）

図 177　評価項目の例：S-GFL の過電流抑制制御

インバータの機器仕様

表 70 に導入する S-GFL／GFM インバータの機器仕様を示す。S-GFLGFM の製作メーカは結果的に同一となったため、機器仕様も同等のスペックとなっている。

表 70　導入するインバータの機器仕様

	項目	S-GFLインバータ	GFMインバータ
AC側	定格容量（出力）	100 kVA（90kW）	100 kVA（90kW）
	電圧	210 V	210 V
	電流	275 A	275 A
	最大電流 ※は変換器能力	762 A（連続）※ 275 A × 2.77 pu※ 1.1 pu連続、1.5 pu 1 秒	762 A（連続）※ 275 A × 2.77 pu※ 1.1 pu連続、1.5 pu 1 秒
	参考　（要求仕様）過電流耐量	100 kVAを1 puとし、1.2 pu程度の過電流が0.1秒継続しても運転継続可能とすること。	100 kVAを1 puとし、1.5 pu程度の過電流が0.1秒継続しても運転継続可能とすること。
	周波数	50/60 Hz	50/60 Hz
DC側	電圧運転範囲	345～650 V	345～650 V
	定格電圧	550 V	550 V
	定格電流	753.5 A	753.5 A

表 71 に、電力系統シミュレータに導入する S-GFL インバータの各種機能について、影響のある系統安定性を整理するとともに、前 NEDO の研究製作の GFL と主な機能を比較した。今回導入する装置における特徴的な機能として、出力急変制御を具備している。これは、S-GFL が基幹系統に連系されることを想定しているため、過渡安定性で厳しい系統に用いることを考慮したためである。その動作シーケンスは、変電所に設置している送電線保護リレー等の動作の信号を外部装置から受信して、蓄電池出力を急速に減少させるものである。これにより連系を維持して電圧の安定化等に貢献しつつ、有効電力の減少によって過渡安定性が向上することが期待できる。また、周波数安定性の向上のために、別の起動トリガを用いて蓄電池出力を急速に増加させ、FFR （Fast Frequency Response）として使用することも可能である。

表 71　導入する S-GFL が有する機能と影響のある系統安定性

機能		GFL1 (前NEDO：製作機A、 B)	今回導入する S-GFL	系統安定性※
有効電力制御	Δf 方式	○	○	F、D
	DFDT方式	○	○	F、D
	出力急変制御	―	○	F、T
無効電力制御	Volt-var制御	○	○	V
	電圧一定制御	―	○	V
	力率一定制御	○	○	V
	動的無効電流制御	○	○	V、T、D
外部制御	制御定数の変更	―	―	D
	運転指令値の変更	○	○	V、F、T、D
	制御モードの切替	○	○	V
その他	FRT性能	○	○	F
	制御入力用測定地点の切替	―	○	V、F
	系統安定化機能の 振動抑制対策	1種	2種	D
	過電流耐量 （運転継続可能な過負荷）	1.2 pu	1.5 pu	T
	電流制限機能	○	4種	T

※ V: 電圧安定性、F: 周波数安定性 T: 過渡安定性、D: インバータの運転安定性

導入する S-GFL の制御ブロック図

図 178 に導入する S-GFL の制御ブロックの概略図を示す。

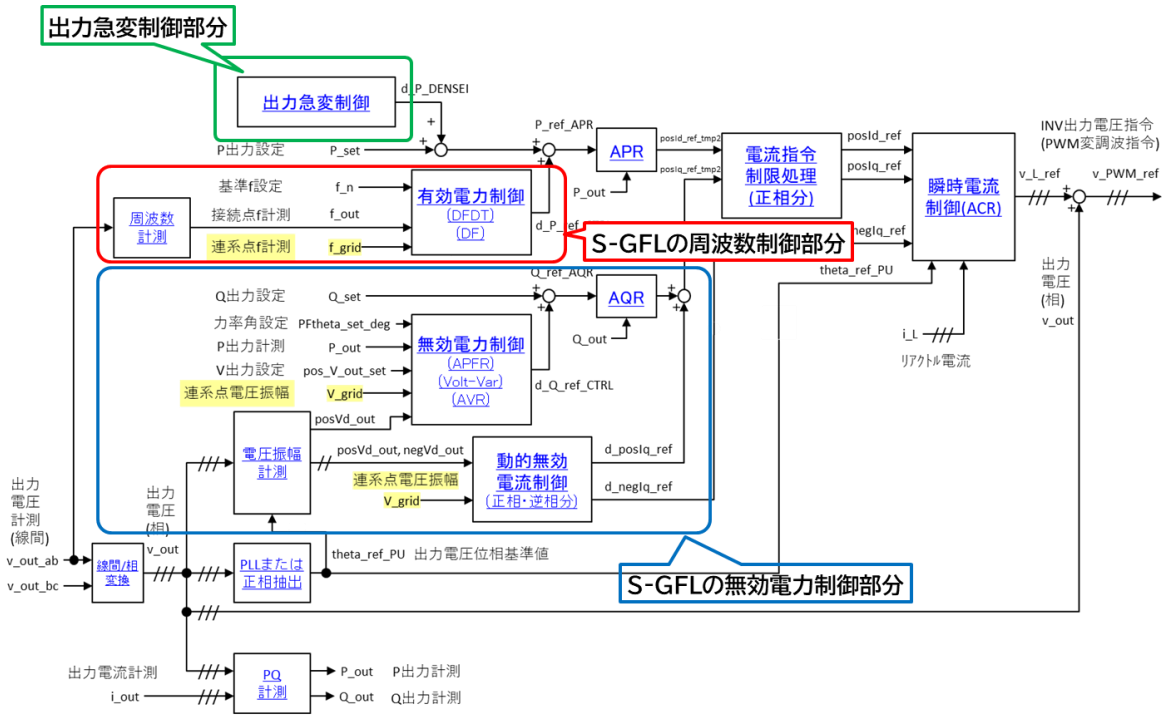


図 178　S-GFL の制御ブロックの概略図

1-2　GFM インバータ装置仕様

S-GFL インバータと同様に GFM インバータにおいても、現時点では一般的に普及しているインバータではない。このため、制御アルゴリズムは、前 NEDO において選定された GFM1（図 179）および国内外の文献調査を参考にして、基幹系統の系統安定性（電圧、周波数、位相角安定性）やインバータ制御の運転安定性の向上に貢献する機能を追加することとした。なお、要求仕様書には、製作可能なメーカが限定されることのないように最低限の基準のみを記載（表 72）するとともに、これとは別に提示する技術項目（表 73）に対するメーカの提案内容を技術評価して導入装置を選定した。

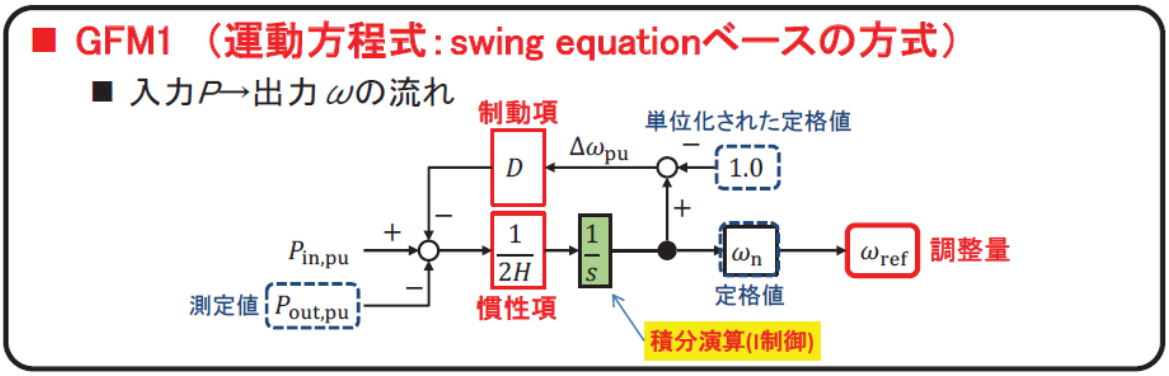


図 179　GFM1 の制御演算の概要

本件における GFM インバータの定義

・ハードとして従来型の VSC（電圧形変換器）を用いる。

・電圧の大きさと位相を比較的低速に制御する（電圧制御型）。

・過電流保護・制御のための何らかの制御を付加し、過電流保護が動作している間は系統側から見て電圧源となっていないことを許容する。

表 72　GFM の制御機能に対する要求仕様

項目	要求仕様
同期化力・慣性応答模擬	系統位相・周波数急変時に同期化力・慣性応答を模擬できること。
ガバナフリー制御模擬	系統周波数の変動に応じたガバナフリー制御を模擬できること。
周波数同期	同期化力・慣性応答、ガバナフリー制御による出力変動に応じてインバータ周波数が系統周波数に同期追従すること。
ダンピング模擬	出力急変時の出力動揺に対する制動効果を模擬できること。
電圧制御	電圧変動時において、電圧変動を補償する制御機能を有すること。
有効電力制御	定常運転時において有効電力設定値に向けて有効電力を調整する制御機能を有すること。（発電機の機械入力に相当する部分）
無効電力制御	無効電力設定値に向けて無効電力を調整する制御機能を有すること。
力率制御	力率設定値に向けて無効電力を調整する制御機能を有すること。
FRT要件	JEAC9701-2019（特別高圧）を参考に系統擾乱時も運転継続を実施できるよう設計すること。
過電流抑制制御	過電流をソフトリミッタに抑制するための過電流抑制制御を有すること。このソフトリミッタは変更可能とする。
同期保持機能	系統擾乱時で過電流抑制制御動作中に（例えば，GFMの内部角速度や内部位相を調整し）GFMが系統との連系を維持できる制御を有すること。
低短絡容量時の運転安定性	短絡容量100kVA（100kVAベースのインピ ーダンス値1.0pu）程度の条件でインバータを安定的に運転できること。ただし，このと きは定格出力での運転でなくてよい。

表 73　GFM に対する技術提案を評価する項目

分類	技術提案で示していただきたい事項	付加価値の判断基準
電気仕様	要求仕様を満たす電気仕様を示すこと。	過電流・過電圧に関する耐量に関しては時間・耐量のプロファイルも提示すること。この程度に応じて付加価値を判断するが、一定以上の耐量は付加価値とはみなさない（例：連続耐量では 1.3 pu を超える過電圧耐量、0.1 秒での耐量では 2.5 pu を超える過電流耐量など）。
制御仕様	発電機の運動方程式に相当する部分の実装可能なブロック図を示すこと	最終的にはガバナ機能・ダンピング機能の具体的な制御に関しては電力中央研究所が提示する制御ブロックをメーカと協議のうえ実装する。
	実装可能な電圧制御・無効電力・力率制御のブロック図を示すこと。	
	所望の変化速度で出力を急減・急増させられる出力急変制御が実装できることを示すこと。	

	基幹系統における系統擾乱発生時の過電流抑制・同期保持機能を示すこと。	以下の項目の実現度に応じて付加価値を判断する。ただし、過電流抑制機能動作中には GFM としての機能は喪失してもよい。 ・過電流抑制量はソフトウェアで変更可能とすること（電流制御系があれば電流リミッタ）。 ・過電流抑制機能動作時に設定の範囲内で最大限電流を出力する機能を備えるものとする（電流制御系があれば電流リミッタのリミッタ値に相当する電流を出力する）。出力電流をゼロに絞るような制御は実施しないものとする。 ・過電流抑制機能の動作が解除された場合、出力電流の回復は極力速やかに行われること。
	基幹系統における電圧および周波数変動時の FRT 性能を示すこと。	以下の項目で付加価値を判断する。 FRT 性能(電圧低下、周波数瞬時変化、RoCoF 耐量、位相跳躍)の検証条件とその条件下での性能を示すこと。
	基幹系統における系統擾乱時の FRT 性能・インバータの挙動を示すこと。	シミュレータで実施予定の以下の試験項目に関して、GFM が停止することなく運転継続可能かの見通しに関して提供された内容に応じて付加価値を判断する。
	制御入力および保護の判定に用いる系統状態の計測値について、計測精度を示すこと。	・計測遅れの程度などに応じて付加価値を判断する。 ・計測点をインバータ端子だけでなく、変圧器高圧側にも切り替え可能な場合を付加価値とみなす。
外部インタフェース仕様	内部変数信号などの出力において、計測精度などを示すこと。	計測可能な点数などによって付加価値を判断する。 目安 計測点数：30 点程度 試験 1 回あたりの記録時間：1 分程度 サンプリング周波数：1000S/s 以上 バンド幅：10~10000Hz（可能な範囲で大きく）
その他	変換器としての機能のうち重要な設定項目（電流リミッタ、リレー整定値、慣性定数、ダンピング定数、（設定項目としてある場合は）仮想インピーダンス等々）はインバータ運転中においても変更できるようにすること。	

評価項目の一例

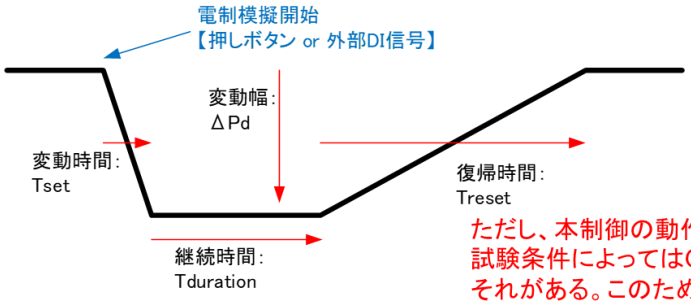
技術提案で示していただきたい事項

◆ 所望の変化速度で出力を急減・急増させられる出力急変制御が実装できることを示すこと。

付加価値の判断基準

◆ 特に無し（要求仕様に見合った実装を望む。最高点は5点とする。）

参考：電力系統シミュレータに導入済みのM-Gセットにおける実装例
（制御ロジックは電中研から提供可能）



本制御の出力は、有効電力の指令値に加算できること。

ただし、本制御の動作中はインバータの端子電圧が変動し、試験条件によってはOV・UVが動作するレベルに達するおそれがある。このため、本制御の動作中にGFMがAQRやAPFR制御を実施している場合は，必要に応じてこれらの制御を切り替え電圧一定制御などに切り替えることとする。

図 180　評価項目の例：GFM の出力急変制御

技術提案で示していただきたい事項

◆ 基幹系統における系統擾乱発生時の過電流抑制・同期保持機能を示すこと。

付加価値の判断基準

◆ 以下の項目の実現度に応じて付加価値を判断する。ただし，過電流抑制機能動作中にはGFMとしての機能は喪失してもよい。

①過電流抑制量はソフトウェアで変更可能とすること（電流制御系があれば電流リミッタ）。
②過電流抑制機能動作時に設定の範囲内で最大限電流を出力する機能を備えるものとする（電流制御系があれば電流リミッタのリミッタ値に相当する電流を出力する）。出力電流をゼロに絞るような制御は実施しないものとする。
③過電流抑制機能の動作が解除された場合，出力電流の回復は極力速やかに行われること。

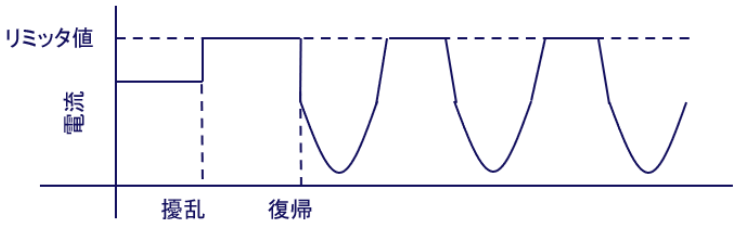


図 181　評価項目の例：GFM の過電流抑制制御

技術提案で示していただきたい事項

◆ 基幹系統における電圧および周波数変動時のFRT性能を示すこと。

付加価値の判断基準

◆ 以下の項目で付加価値を判断する。

検証項目は
・電圧低下（三相平衡）：
・周波数瞬時変化：ただし，± 3.0 Hzを超える耐量は付加価値とは判断しない
・RoCoF耐量：ただし，± 5.0 Hz/sを超える耐量は付加価値とは判断しない
・位相跳躍：ただし，± 60 degを超える耐量は付加価値とは判断しない

本評価項目内では，電圧は三相平衡を前提とした評価で問題ない
①どの程度のFRT性能があるか
②その根拠
の二点を提示すること
なお，擾乱終了後に速やかにGFMの機能を回復できる場合，過電流抑制・同期保持機能が動作中はGFMとしての機能は喪失してもよい

図 182　評価項目の例：GFM の FRT 性能

表 74 に、系統シミュレータに導入する GFM インバータの各種機能について、影響のある系統安定性を整理するとともに、前 NEDO の研究製作の GFM1 と主な機能を比較した。今回導入する装置において、特徴的な機能として、S-GFL と同様に出力急変制御を具備した。

表 74　導入する GFM が有する機能と影響のある系統安定性

機能		前NEDO：GFM1	今回導入するGFM	系統安定性※2	（参考）WG1　GFM
周波数・位相制御	発電機の動揺方程式	○	○	F、T、D	○
	脱調防止機能	ロジックのみ開発	○	T	○
	ダンピング制御	○	4種	T、D	○
	出力急変制御	－	○	F、T	－
電圧制御	AVR	○（メーカによる）	○(PI制御)	V、T、D	○
	AQR	－	○	V	○
	APFR	－	○	V	○
外部制御	制御定数の変更	－	○	F、T、D	－
	運転指令値の変更	○	○	V、F、T、D	○
	制御モードの切替	○	○	V、T	○
その他	FRT性能	△	○	F	○
	過電流耐量（運転継続可能な過負荷）	～2.5 pu（メーカによる）	1.5 pu	T	1.5 pu（～2.0 pu）
	電流制限機能	○	1種	T	○

※2　V: 電圧安定性、F: 周波数安定性 T: 過渡安定性、D: インバータの運転安定性

導入する GFM の制御ブロック図

図 183 に導入する GFM の制御ブロックの概略図を示す。

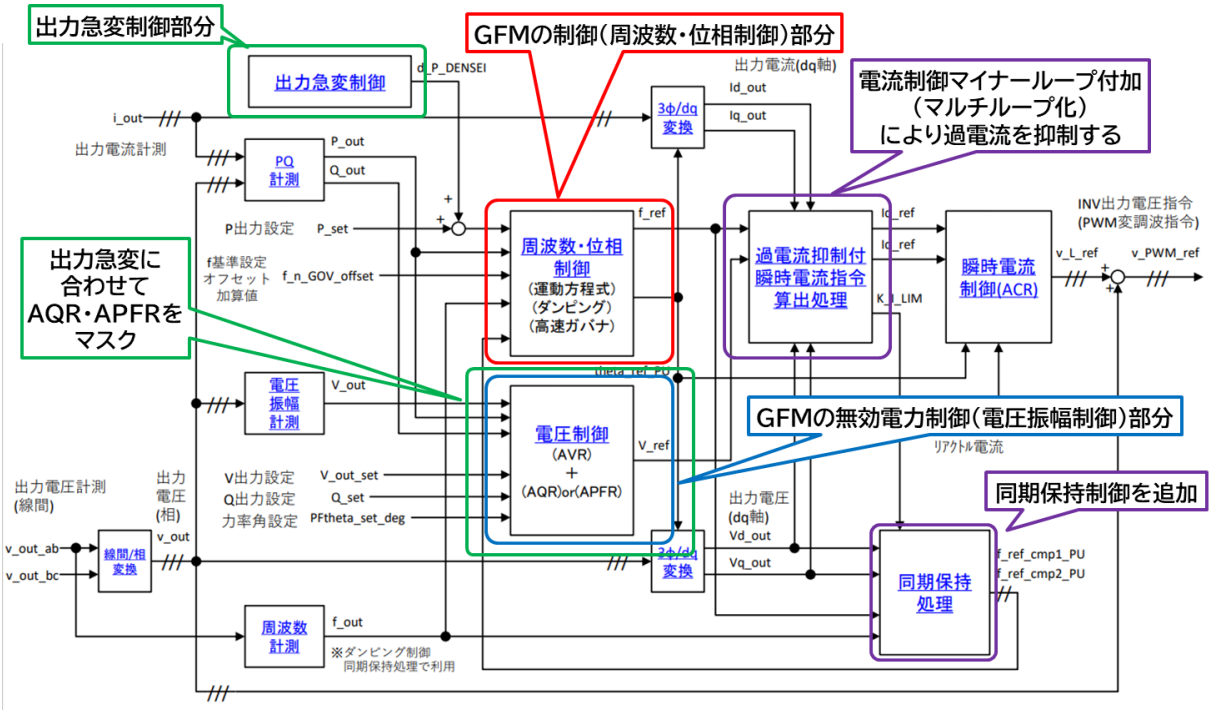


図 183　GFM の制御ブロックの概略図

1-3　M-G セット/GFM/S-GFL 等の計測制御インタフェースおよび検証環境の構築

（１）計測制御インタフェースの構成

発電機やインバータ電源は通常、単体試験用に入出力等が設けられており制御入力や計測・状態値の出力が可能である。狛江地区・アナログ電力系統シミュレータにおける M-G セット、および、供試機として本事業で導入する GFM・S-GFL インバータにおいても、オシロスコープやシーケンサ等で計測制御を行うために、アナログ・デジタル信号により、出力急変制御に用いる指令値や出力急変開始指令の入力や、内部変数や計測値の一部を出力する機能を具備する。これらの入出力を IED に接続することで、アナログ・デジタル信号が国際標準に基づく通信として伝送を行う。

M-G セットの場合を例に、計測制御インタフェースの構成イメージを図 184 に示す。計測制御インタフェースは、M-G セットおよびその周囲に関わる設備（蓄電池や再エネなど）の情報を収集し、遠隔箇所あるいは構内に設置されたシステム（WAMPAC や変電所側監視制御装置）に提供するとともに、それらのシステムから送信される制御メッセージを受信し、各設備の運転に利用する役割を担う。その仕様を共通化するために、同分野における国際規格である IEC 61850 をベースに計測制御インタフェースを構成する。具体的には、電流・電圧等の測定値や各種の制御値・設定値の処理と送受信を担う IED を中心に、必要に応じてアナログ信号をデジタルデータ（瞬時値）に変換して送信する Merging Unit（以下 MU）や、各装置の設定情報や接点情報入力と制御出力のデジタルデータの変換を担うリモート IO も利用する。このような構成とすることにより適切な製品の選択を可能とし、M-G セット等の構築における経済性の確保にも貢献することが期待できる。また、M-G セット等の本体とはデジタル・アナログ入出力で切り分けられているため、計測制御インタフェースを構成する装置を交換・またはソフト変更により、機能をカスタマイズする際の柔軟性を図っている。

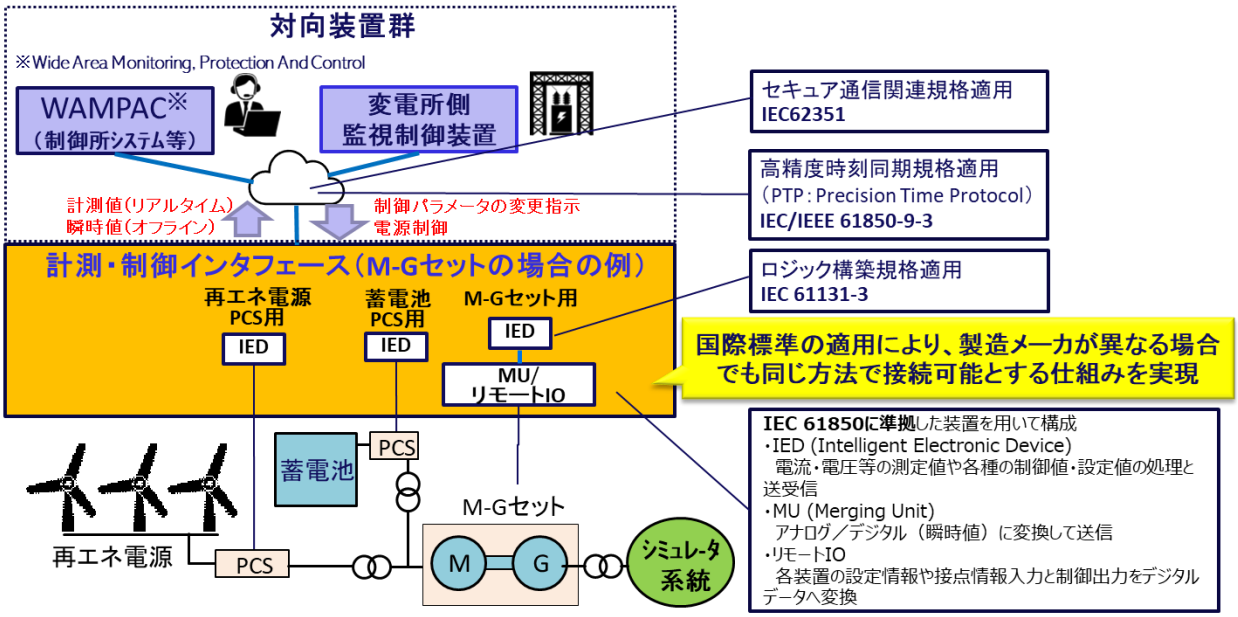


図 184　計測制御インタフェースの構成イメージ

（２）計測制御インタフェースの基本仕様

M-G セット、S-GFL/GFM インバータ等の計測制御インタフェースの基本仕様については、現段階では基幹系統向け M-G セット等の仕様が固まっていないため、IED 製品と IEC 規格の調査を通じ、下記①②のいずれかに該当する方式を計測制御インタフェースの基本仕様（以下、本仕様）として採用した。

① IED 製品が有する国際規格ベースの機能のうち、最も高性能な方式、（以下、既製品ベースの方式とする）
現時点では、もっとも高性能な方式となっているものの、すでに 2 社以上の製品が対応しており、M-G セット/GFM/S-GFL 等の実導入が導入される 2030 年頃には、競争原理や技術の進歩により、多数の製品が標準的に搭載していると考えられる方式

② 規格化が完了しているが、IED 製品が未対応の方式
M-G セット、GFM/S-GFL インバータを用いた系統の安定性確保のため、様々な事業者のシステムが相互に連携される状況下において、セキュリティ対策等の信頼性確保のために必要と考えられるものの、事業者やメーカ単独での先行的な技術開発に踏み切れていないと考えられる方式

本仕様の主な内容を表 75 に示す。表 75 の「対応製品」の欄につき、①は、2 社以上の IED 製品が対応し、かつ、単一ハードウェアで対応可能であった。また、②は主に通信方式とサイバーセキュリティ関連の方式が該当した。本仕様に基づき計測制御インタフェースを製作するにあたり、例えば、①を IED 製品により実現し、②の通信方式の変換とサイバーセキュリティ方式の実装を新規開発することで、実証段階と導入時の経済性確保が見込める。本仕様では、IEC 61131-3 対応のロジック構築機能を採用することで、電力系統に多数の M-G セット等向けの計測制御インタフェースを新規開発する際の容易性や設備増設時の拡張性を確保している。なお、表 75 内に太字で表記した箇所は、系統慣性等の常時監視や一般送配電事業者間でのデータ比較・検討に必要な PMU（Phasor Measurement Unit）の要件(2)とされている。本計測制御インタフェースを具備した M-G セットの導入により、前 NEDO で課題であった PMU 普及に寄与可能である。

表 75　M-G セット、GFM/S-GFL インバータ等の計測制御インタフェースの基本仕様

分類	項目	計測制御IF　基本仕様（抜粋）	対応製品
1.高頻度同期計測	精度、演算方式	**IEEE C37.118.1a-2014に対応する。**	①
	CT/VT入力	**CT/VTの出力レベル（1 or 5A/110V）に対応する。**	①
	サンプリングレート	0.5, **1**, 2, 4, 5サイクル毎、及び、0.5, 1.0 秒毎 に対応する。	①
	伝送データ	**各相振幅・位相、周波数、RoCoF、任意アナログ値**（実効値, Low Level Analog Inputs），**任意デジタル値**（CB状態、保護リレー動作状況、接点入力、およびこれらの論理演算）とする。	①
	通信方式	**IEEE C37.118.2-2011に対応する。**	①
		IEC 61850-8-1 Ed.2.1 Routable SVに対応する。	②
2.M-Gセット等の制御	通信方式	IEC 61850 GOOSE(国内既設N-1電制で採用されている方式)に対応する。	①
		IEC 61850 8-1 Ed.2.1 R-GOOSEに対応する。	②
3.制御パラメータの設定		IEC 61850 8-1 Ed.2.1 に対応する。	②
4.オシロ機能	記憶形式	COMTRADE(IEC 60255-24 Ed.2.0/IEEE C37.111-2013)に対応する。	①
	計測トリガー	任意デジタル値（CB状態、保護リレー動作状況、接点入力、およびこれらの論理演算結果）、任意保護リレー要素(OC, OV, UV, OF, UF, DF/DT)とする。	①
	サンプリングレート	8, 16, 32, 64 サンプル/サイクルに対応する。	①
	記録データ	3相電流、電圧、任意デジタル値、任意アナログ値を記録する。	①
5.任意ロジックの実装	実装方法	IEC 61131-3または、これに類似する方式のプログラミングに対応する。	①
6.高精度時刻同期		IEC 61850-9-3 PTPv2 Utility profile, IEEE C37.238.2017 PTPv2 Power Profile, IEEE 1588v2，IRIG-B**(GPS)**のすべてに対応する。	①
7.冗長性		IEC 62439-1,-3（並列冗長プロトコル (PRP) および高可用性シームレス冗長 (HSR)）、IEC 61588:2021オプションaに対応する。	①
8.サイバーセキュリティ		IEC 62351(専用線以外で運用する場合)に対応する。	②

①：IED製品が有する国際規格ベースの機能のうち、最も高性能な方式。(高速サンプリングレート対応、詳細機能設定機能実装等)
②：規格化が完了しているが、IED製品が未対応の方式
太字：前NEDOの系統慣性等の常時監視や電力会社間でのデータ比較・検討に必要なPMUの要件

（３）構築した計測制御インタフェース及び対向装置群

本仕様をもとに構築した計測制御インタフェースおよび対向装置群（WAMPAC、変電所側監視制御装置）を図 185 に示す。

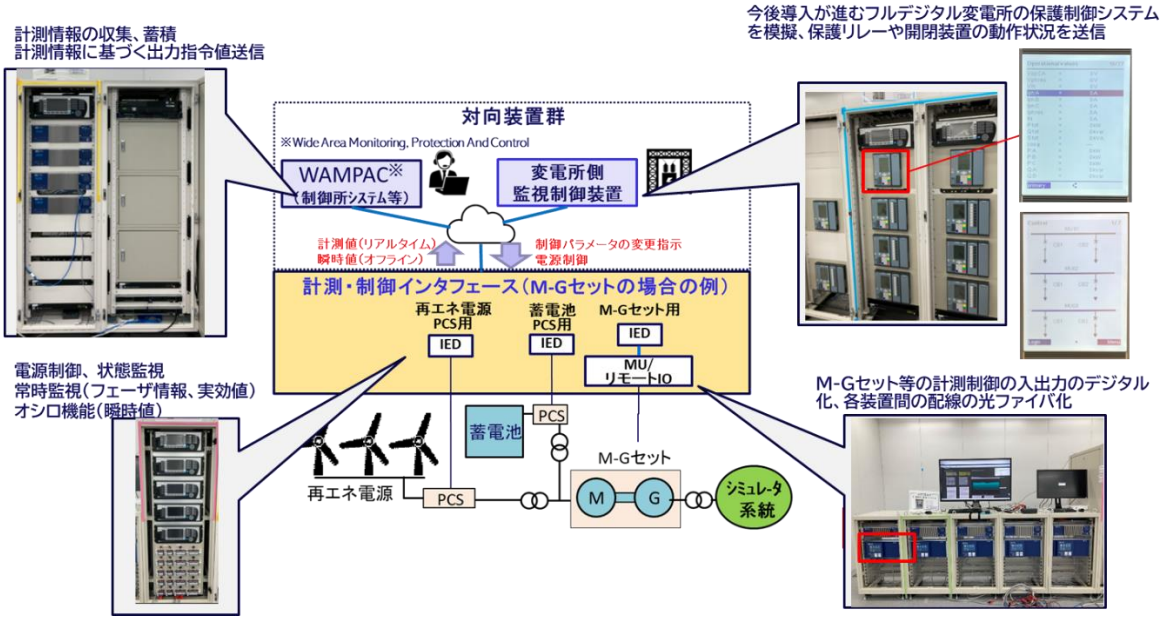


図 185　計測制御インタフェースおよび対向装置群（WAMPAC、変電所側監視制御装置）

（４）処理時間と伝送量の測定

計測制御インタフェースが WAMPAC、または、変電所側監視制御装置とのデータ連携を行う場合の処理時間と伝送量を測定した。例として、4.4 節（２）の表 75 のうち、下記の測定結果を示す。

ア 「2.M-G セット等の制御」の結果

対向装置からの通信に対して高速な制御応答が求められるアプリケーションとして、系統側で事故等が発生した場合に M-G セット、GFM/S-GFL インバータの出力を急変させるような電源制御があげられる。M-G セット、GFM/S-GFL インバータの実用化に際し、既存製品でどの程度の高速性が実現可能であるか、また、通信を用いて制御を行うために必要な伝送量を把握することは重要である。

本測定では、図 186 で示すとおり、①変電所側制御装置側で事故等を検出（過電流保護リレー機能を利用）後、②R-GOOSE による高速な制御信号が送信され、③計測制御インタフェースが M-G セット本体が具備する出力急変開始のトリガーに用いるデジタル入力に信号を出力するまでの処理時間を測定し、表 76 にとりまとめた。また、R-GOOSE を用いた場合の伝送量を表 77 にとりまとめた。

処理時間については、本結果に M-G セット本体において、出力急変開始のトリガーとなるデジタル信号が入力されてから、実際に M-G セットが所定の主力を行うまで応答性確認結果を加算することで、M-G セット本体の応答性含めた、処理時間やその内訳の把握が可能である。これは、関連する機器全体で PTP により高精度に時刻同期させており、各装置が高精度な測定器としての機能も有するため、ログやパケットに打刻されたタイムスタンプを確認することで、自らの動作時間や他装置の動作時間を高精度に測定できるためである。

伝送量について、R-GOOSE は、平常時が装置の死活監視で数秒から数分間隔で通信しているものであり、状態変化発生時は、確実かつ高速にパケットを伝送するように 4 つ程度のパケットが 4～10ms 間隔で通信される。そのため、状態変化発生時の伝送量がピークとなるが、例えば、国内において、給電情報伝送用の通信回線として広く用いられるうち、もっとも狭帯域である、64 kbit/s のマイクロ無線回線においても適用であることが示された。

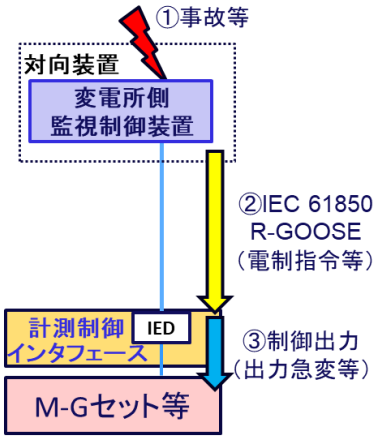


図 186 測定したシステムと測定項目

表 76 処理時間の測定結果（30 試行の平均値［最小値、最大値］）

測定項目	結果(ms)
仕上り：①の検出～②受信～③完了まで	6.8 [4.8、8.8]
計測制御インタフェース単体：②受信～③完了まで	2.4[<0.1、3.0]

「＜」は、試験系の測定精度(0.1ms)未満を指す

表 77　②の通信の伝送量（1 秒当たり）

測定項目	結果（kbit）
平常時	0～2.5
状態変化発生時	10.0

イ「高頻度同期計測」の結果

高頻度同期計測は国内外において、おもに下記の用途のために用いられている。

- ✓ 再エネ連系、直流送電設備の連系量増加等による不安定現象（SSO）の捕捉、解析
- ✓ 系統慣性の把握
- ✓ 発電設備の高頻度同期計測（系統連系技術要件※（３）装置 ⑧電気現象記録装置 ）
- ✓ 電源脱落等の事故解析（計測値に高精度なタイムスタンプが必要）

上記用途では、基本的に測定および測定結果を用いたオフラインの解析が目的であり、対向装置側が高頻度同期計測に基づき、高速な制御を行わない限り、高速性は必須ではないと考えられる。他方、高頻度かつ多数のデータを送信する場合、必要な伝送帯域の確保が重要となる。また、伝送周期として、50Hz サンプル、100Hz サンプルとした。50Hz サンプル＝サンプリング間隔が 1 サイクル毎、100Hz サンプル=サンプリング間隔 1/2 サイクル毎となる。今回用いた IED の伝送周期の性能上限は 100Hz サンプルとなっている。

本測定では図 187 に示すとおり、計測制御インタフェース装置が対向装置（WAMPAC）に対して高頻度同期計測の通信を行う場合の伝送量を測定した（表 78）。なお、具体的な伝送項目は、RoCoF、3 相振幅位相、正相、逆相、零相電流電圧、に加え PQVF df/dt および内部パラメータとしてアナログ値 8Ch、デジタル値 16Ch とした。これは、今回用いた IED 製品が 1 度に伝送可能な項目数の上限となっている。

本結果より、64 bit/s のマイクロ無線回線への高頻度同期計測の収容は困難であるものの、1.5　Mbit/s のマイクロ無線回線には収容可能であることが示された。

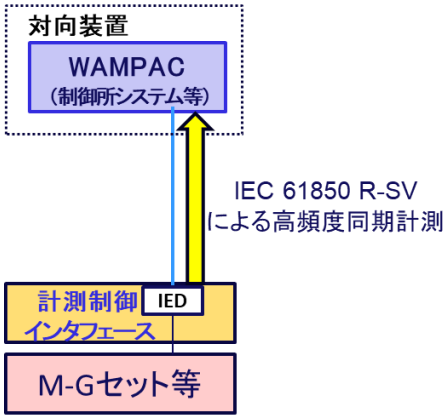


図 187　測定したシステムと計測箇所

※　資源エネルギー庁　電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン　令和５年４月１日
https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/regulations/pdf/keito_renkei_20230401.pdf

表 78　高頻度同期計測の通信伝送量（１秒当たり）

高頻度同期計測のサンプリングレート	結果（kbit）
50 Hzサンプル	200 程度
100 Hzサンプル	400 程度

② **各種系統安定化対策の実験的検証（電力中央研究所）**

中間目標 （2025 年３月）	電力系統シミュレータ設備を用いて、 M-G セット、同期調相機がそれぞれ単体で連系した系統での地絡事故試験、電源脱落試験、単独系統移行試験を実施し、M-G セットの実現性を検証すると共に、系統安定性維持の効果を実験的に明らかにする。
成果 （2024 年６月）	・電圧低下試験、周波数低下試験（単体試験）により、各機器（M-G セット、同期調相機、蓄電池）の基本的特性を把握した。 ・制御系等を含む動作確認により、M-G セットの技術的成立性を検証した。 ・M-G セット、同期調相機の各種実験（系統事故試験ほか）を実施し、一部試験では、データ分析と考察を実施した。
達成度（見込み）	○　　(2025 年３月に達成見込み)

◎大幅達成、○達成、△達成見込み（中間）、×未達

再エネ大量導入時の基幹系統の安定性を効率的に維持するため、M-G セット、同期調相機、インバータ（S-GFL、GFM）が基幹系統に導入されることを想定して、これらの基本的な運転特性、系統事故時の応動特性を電力系統シミュレータに導入した物理的モデルを用いて検証し、得失を明らかにする。合わせて、実系統での導入・活用に必要な IEC 規格をベースとする計測・制御インタフェースについても、その適用性をシミュレータ試験を通じて検証し、基本的な性能を明らかにする。ここで得失を明らかにする評価対象としての基幹系統の各種安定性と機能具備させる主な制御機能を表 79 に示す。

表 79　評価対象としての基幹系統の各種安定性と機能具備させる主な制御機能

評価対象			M-G セット	同期調相機	S-GFL	GFM
各種安定性	位相角安定性 電圧維持能力		・AVR（同期機） ・出力急変	・AVR（同期機） ・出力急変	・動的無効電力制御 ・出力急変	・過電流抑制制御 ・背後電圧振幅制御 ・出力急変
	周波数	RoCoF 面	・同期機由来	・Δｆ比例	・Δｆ比例＋DF/DT 比例	・Δθ制御由来
		Nadir 面	・Δｆ比例	・Δｆ比例	・Δｆ比例＋DF/DT 比例	・Δθ制御由来 ・ガバナ機能
安定性に関連の強い機器特性	事故時運転継続性	電圧面	–	（蓄電池部） ・電圧低下耐量 ・停止時間特性 ・復帰特性	・電圧低下耐量 ・停止時間特性 ・復帰特性	・電圧低下耐量 ・停止時間特性 ・復帰特性
		RoCoF 面	・Step/Rate oCoF 耐量 ・停止時間特性 ・復帰特性	（蓄電池部） ・Step/Rate oCoF 耐量 ・停止時間特性 ・復帰特性	・Step/Rate oCoF 耐量 ・停止時間特性 ・復帰特性	・Step/Rate oCoF 耐量 ・停止時間特性 ・復帰特性
	制御安定性 （低 SCR 下での運転安定性）		–	–	・ハンチング抑制制御	・Δθ制御由来

2-2　機能検証に用いる M-G セットの構成

電力系統シミュレータで検証を行う M-G セットとその主な機能を図 188 に示す。

M-G セットの M 側は、蓄電池を想定した蓄電池模擬装置と再エネを想定した再エネ模擬装置を接続する構成となっている。蓄電池模擬装置は、高速ガバナを具備し M-G セットの回転数ωもしくは系統周波数を検出して出力を変化させることができる。また、過渡安定性の向上を目的に、系統事故時の電源制御を模擬した出力急変制御を具備し、蓄電池の出力を急速に減少もしくは増加させることができる。

また、M-G セットの G 側の励磁装置には過渡安定性の向上を目的に PSS を具備している。

試験装置として使用する際には、機器の接続状態を変更するため MCCB の開閉により、M-G セットを同期調相機として用いることや、蓄電池模擬装置を直接シミュレータ系統に接続することが可能であり、M-G セットとしての試験の他、同期調相機＋蓄電池、蓄電池のみの試験が可能である。以下、M-G セットにより同期調相機を模擬した運転状態を単に同期調相機と呼ぶ。

なお、M-G セットの機能検証のために製作していることから、M 側に接続された再エネ模擬装置と蓄電池模擬装置はいずれも背後は双方向コンバータを介して所内電源と接続しており、再エネや蓄電池の実設備は連系していない。

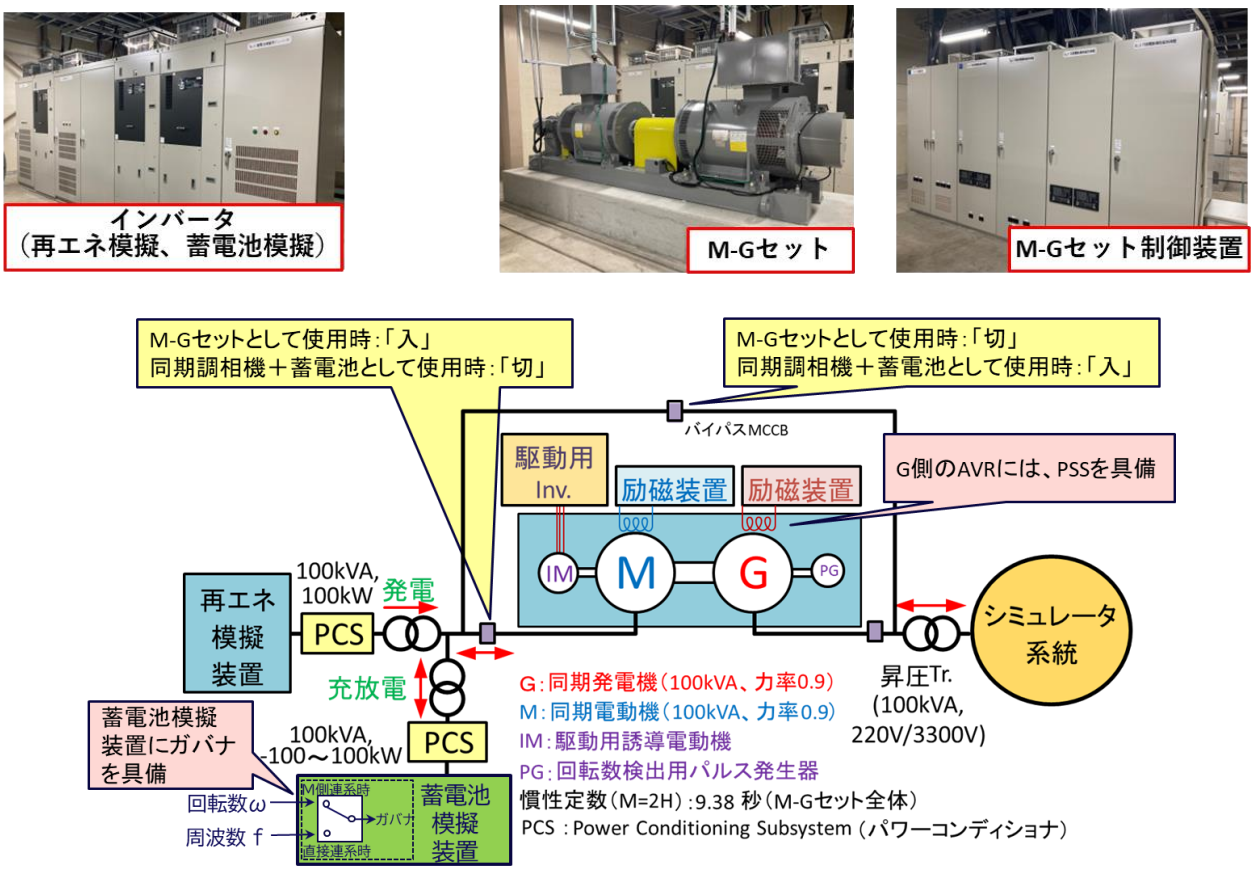


図 188　電力系統シミュレータに導入している M-G セットと主な機能等

2-3　各種試験

2-3-1　各種試験の進捗状況

各種試験の進捗状況は表 80 のとおり。S-GFL・GFM インバータについては、装置導入後に試験着手予定。また、M-G セット、同期調相機においても、必要に応じて、追加試験を実施する。 表中の※：試験データの分析・考察中

表 80　各種試験の進捗状況

<table>
<tr><th colspan="3">評価対象</th><th>M-G セット</th><th>同期調相機</th><th>S-GFL</th><th>GFM</th></tr>
<tr><td rowspan="4">各種安定性</td><td colspan="2">位相角安定性
電圧維持能力</td><td colspan="2">・過渡安定性試験（三相平衡事故試験）実施済
・過渡安定性試験（不平衡事故試験）実施済※
・過渡安定性試験（出力急変制御）実施済※</td><td rowspan="5" colspan="2">S-GFL は 2024 年 6 月末導入完了した。また、GFM は 9 月末に導入予定であり、2024 年 10 月以降、各種試験を実施予定。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">周波数</td><td>RoCoF 面</td><td colspan="2">・電源脱落試験　実施済※</td></tr>
<tr><td>Nadir 面</td><td colspan="2">・電源脱落試験　実施済※</td></tr>
<tr><td rowspan="3">安定性に関連の強い機器特性</td><td rowspan="2">事故時運転継続性</td><td>電圧面</td><td colspan="2">・電圧低下試験　実施済</td></tr>
<tr><td>RoCoF 面</td><td colspan="2">・周波数低下試験　実施済</td></tr>
<tr><td colspan="2">制御安定性
（低 SCR 下での運転安定性）</td><td colspan="2">・低 SCR 下での運転安定性試験　実施済
・単独運転移行試験　実施済※</td></tr>
</table>

2-3-1　単体試験

単体試験では、試験用インバータ電源を用いて周波数低下試験および電圧低下試験をおこない、M-G セット＋蓄電池、同期調相機＋蓄電池および蓄電池単体の応動を確認した。図 189 に試験系統図を示す。

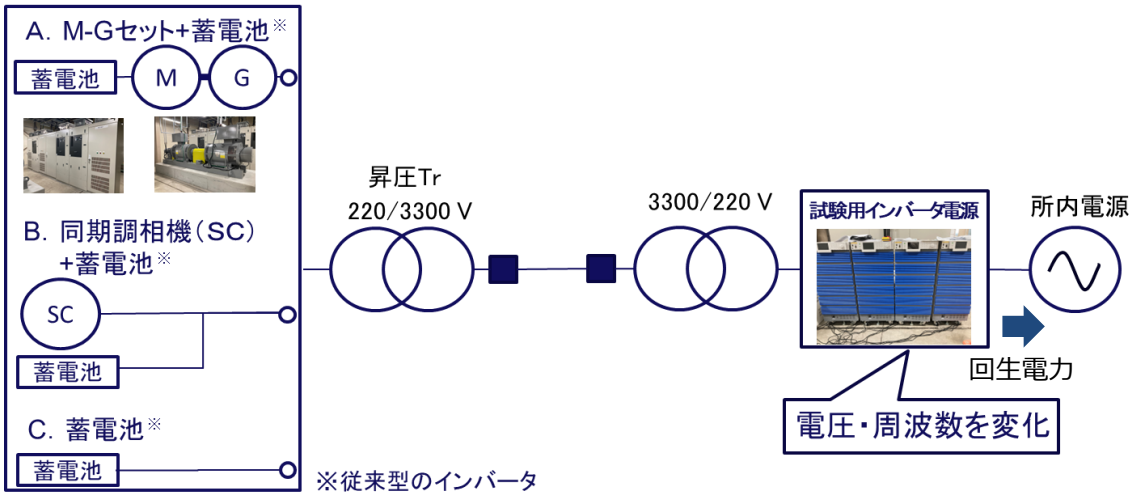


図 189　試験系統図

（１）周波数低下試験

周波数変動の外乱に対して、M-G セットの慣性による応答と蓄電池ガバナ制御（M-G セット回転速度ωを検出）による効果を確認する。

（試験条件）

事前出力　P＝45kW、Q＝0kvar

周波数変化（0.25Hz/sec）に対する応動の確認

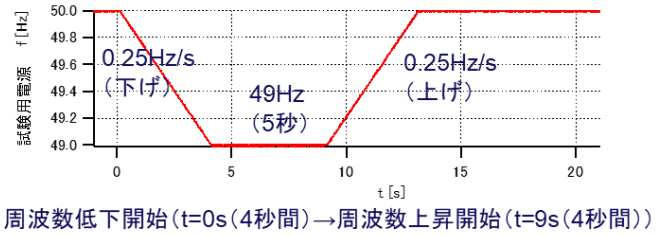
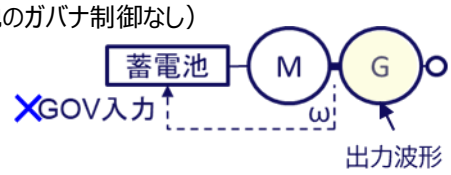


図 190　試験系統でおこなう周波数変化

ア　M-G セットを介した蓄電池連系　G 側発電機の出力波形（蓄電池のガバナ制御なし）

図 191 左上図の発電機有効電力のとおり、周波数の低下・上昇時に G 側発電機で慣性応答による有効電力の増加を確認した。



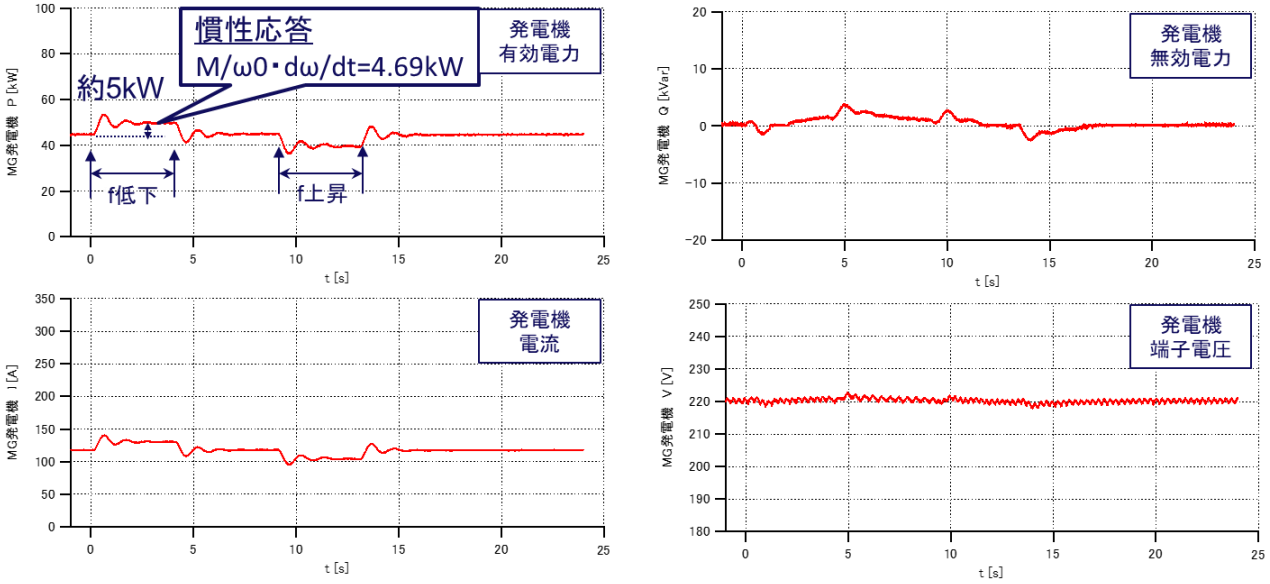
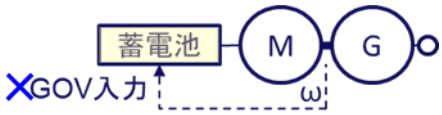


図 191　M-G セットを介した蓄電池連系時の G 側発電機の出力波形

イ　M-G セットを介した蓄電池連系　M 側蓄電池の出力波形（蓄電池のガバナ制御なし）

図 192 の左下図のとおり、M 側蓄電池の有効電力のとおり、ガバナ制御を使用していないことから、蓄電池有効電力の出力は変化していないことを確認した。



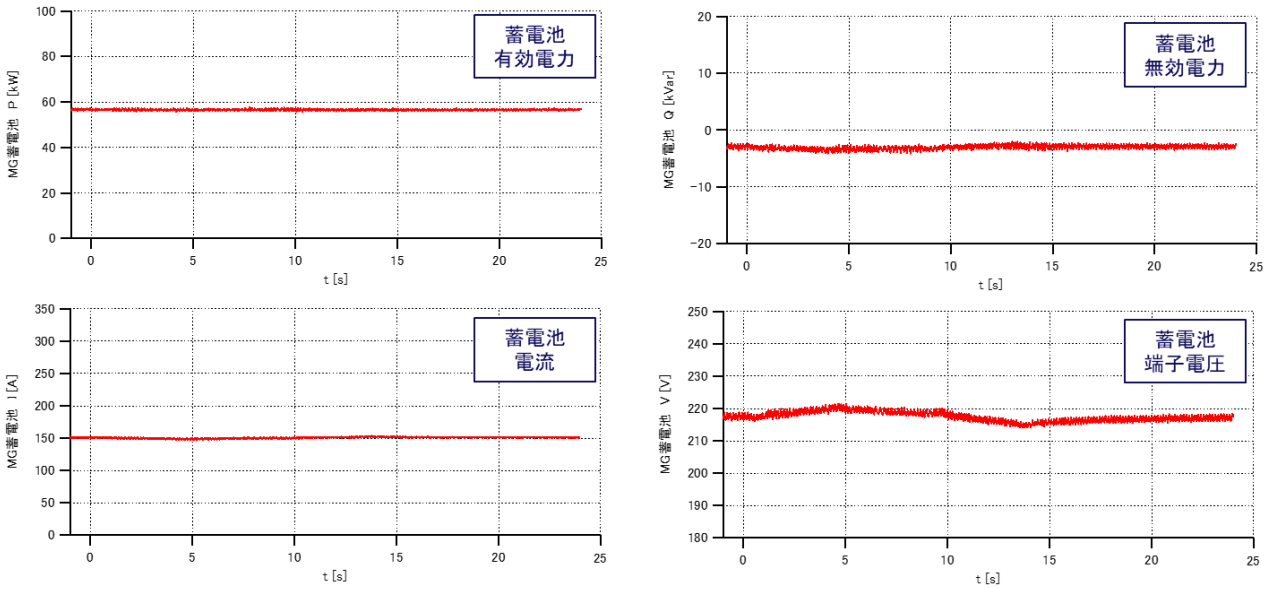


図 192　M-G セットを介した蓄電池連系時の M 側蓄電池の出力波形

ウ　M-G セットを介した蓄電池連系　G 側発電機の出力波形（蓄電池のガバナ制御あり）

図 193 左上図の G 側発電機の有効電力において、アで確認した慣性応答に加え、蓄電池ガバナ制御により G 側発電機の有効電力の増加を確認した。



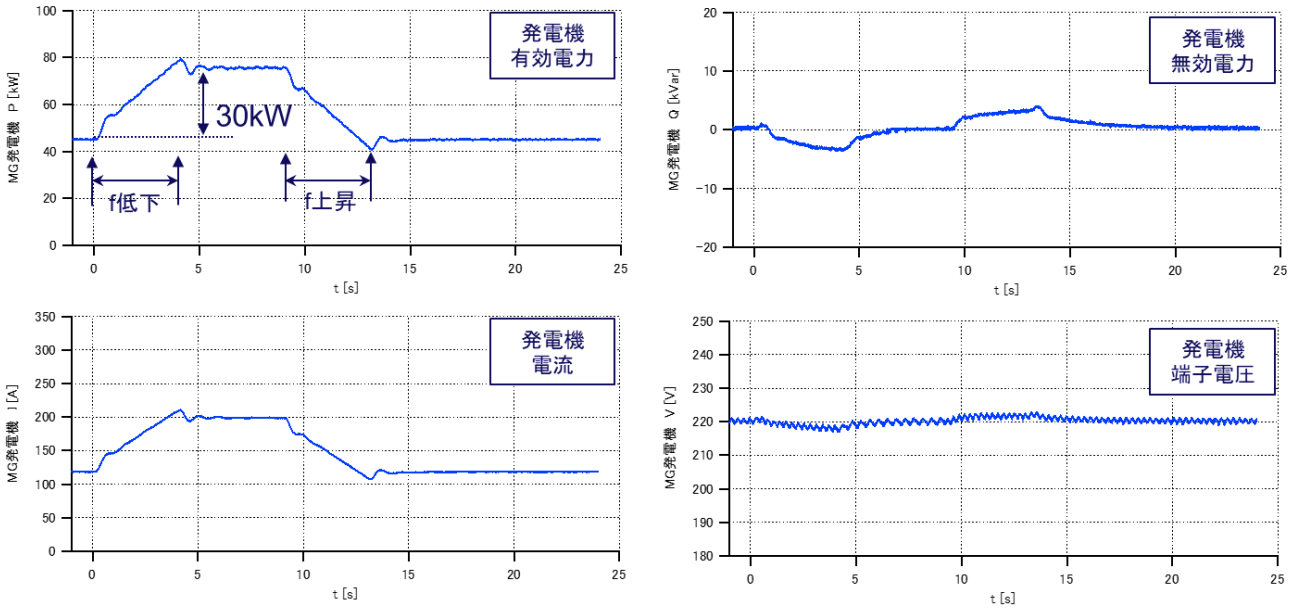


図 193　M-G セットを介した蓄電池連系時の G 側発電機の出力波形

エ　M-G セットを介した蓄電池連系　M 側蓄電池の出力波形（蓄電池のガバナ制御あり）



図 194 左上図の蓄電池有効電力のとおり、M 側蓄電池で蓄電池ガバナ制御により、調定率（５%）相当の有効電力が増加することを確認した。なお、ウの発電機有効電力が蓄電池有効電力に比べ小さくなっているのは、電力系統シミュレータ用に製作した M-G セットの損失によるものである。

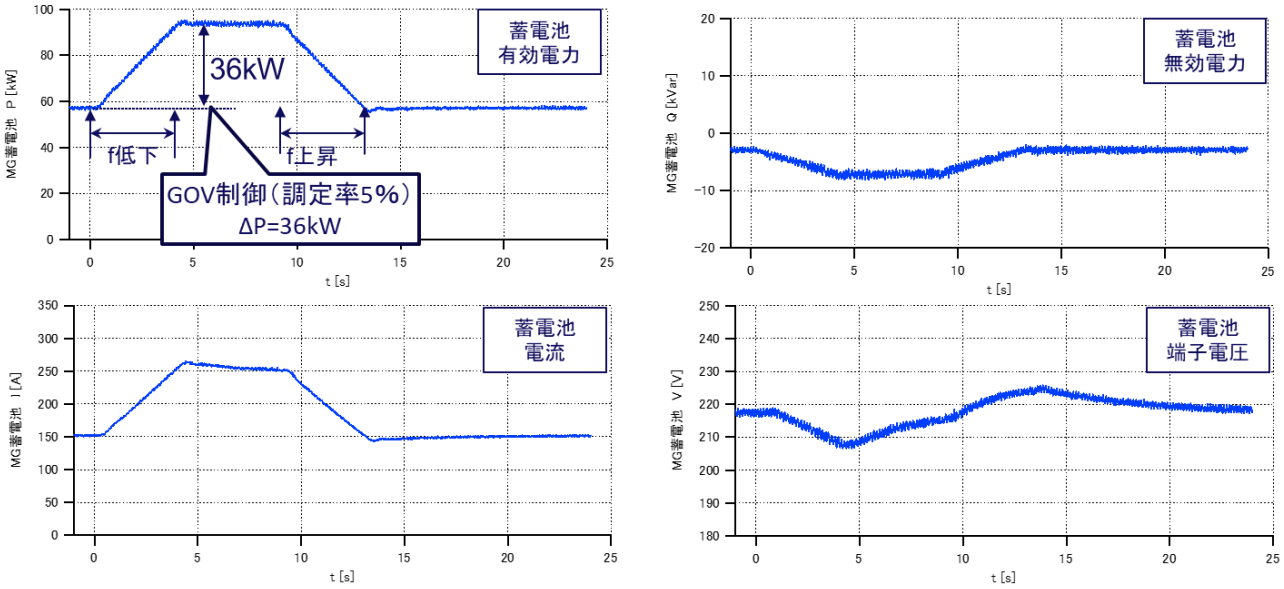


図 194　M-G セットを介した蓄電池連系時の M 側蓄電池の出力波形

（２）電圧変動試験

電圧変動の外乱に対して、M-G セットが既存の同期機と同じ挙動であることを確認する。また、M-G セットは M 側系統への電圧影響の回避により、インバータ連系機器（蓄電池）の安定運転に貢献することをする。

（試験条件）

事前出力　P＝45kW、Q＝0kvar

電圧低下（残電圧 20%、3 サイクル）に対する応動の確認

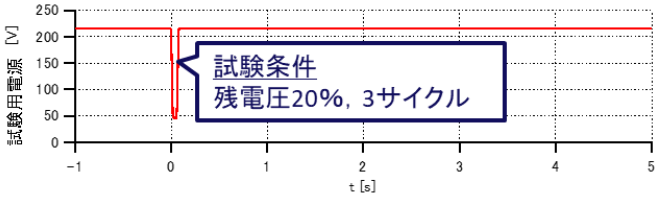


図 195　試験系統でおこなう電圧変化

ア　M-G セットを介した蓄電池連系　G 側発電機の出力波形

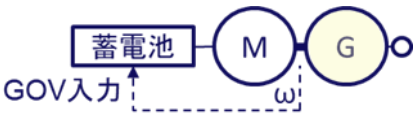


図 196 のとおり、概ね既存の同期機と同じ挙動となることを確認した。G 側発電機では、系統電圧の低下に対して無効電力を供給し、系統電圧を維持に貢献した（右上・右下図）。また、左上図のとおり、蓄電池のガバナ制御により、電力動揺を抑制することを確認した。

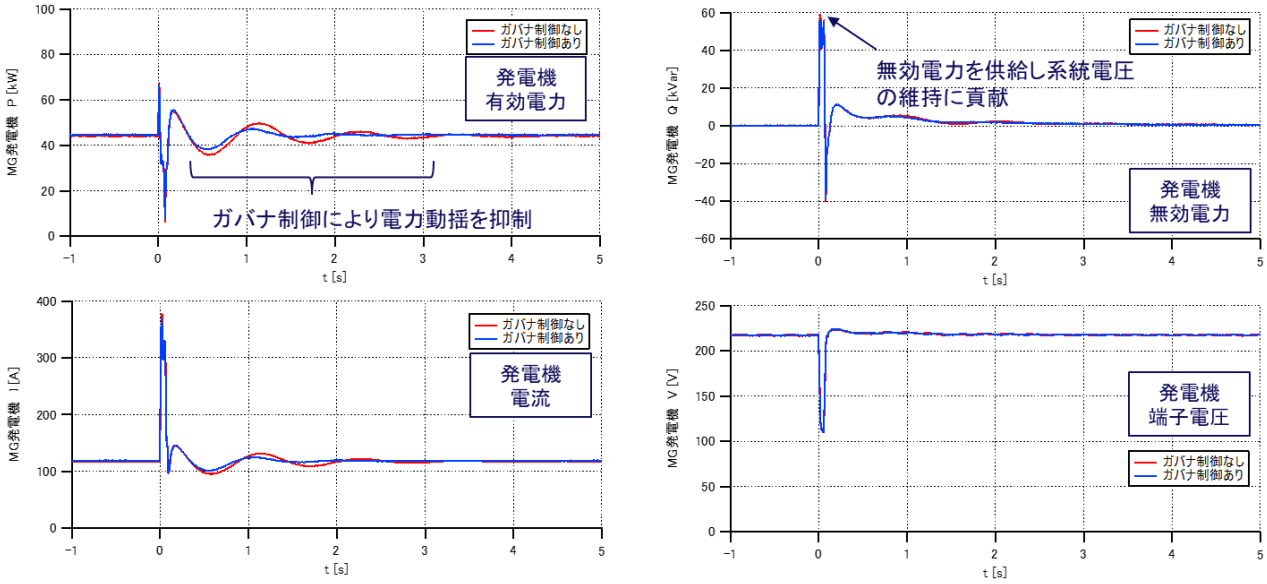
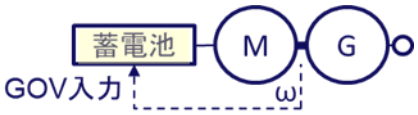


図 196　M-G セットを介した蓄電池連系時の G 側発電機の出力波形

イ　M-G セットを介した蓄電池連系　M 側蓄電池の出力波形

図 197 の右下図に示すとおり、M 側では蓄電池の端子電圧は M 側の AVR 制御によりほぼ変化しておらず、G 側の系統電圧低下は、M 側系統にはほぼ影響しないことを確認した。また、左上図に示すとおり、蓄電池ガバナ制御により、有効電力を変化させた。



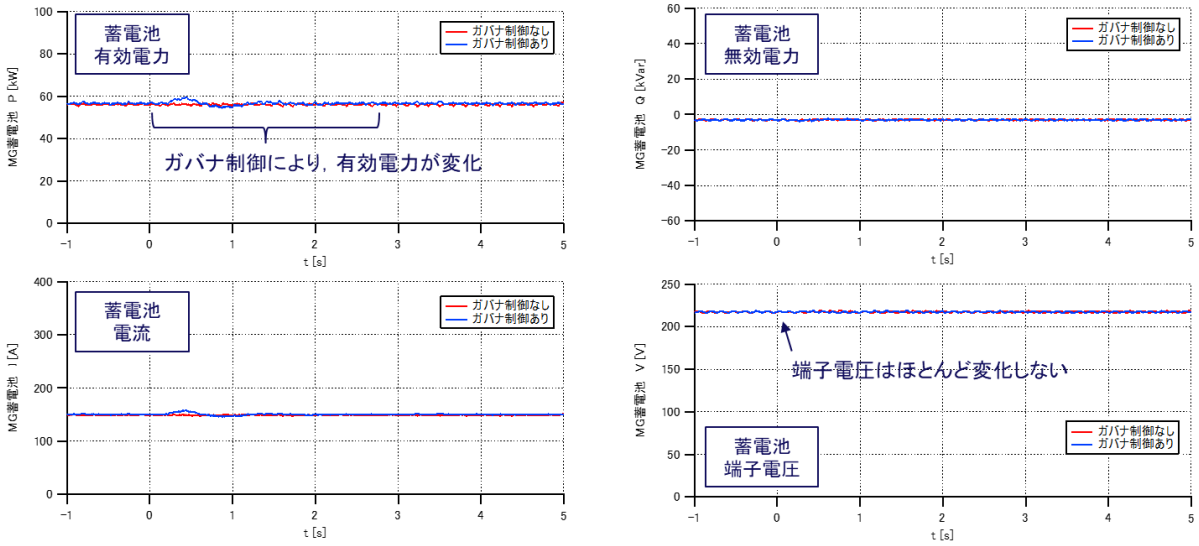
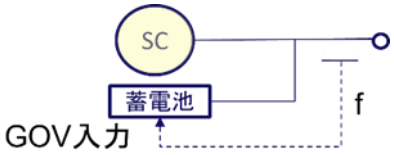


図 197　M-G セットを介した蓄電池連系時の M 側蓄電池の出力波形

ウ　同期調相機＋蓄電池の連系　同期調相機の出力波形

図 198 の右図のとおり、同期調相機からの無効電流の供給により、系統電圧の維持に貢献することを確認した。



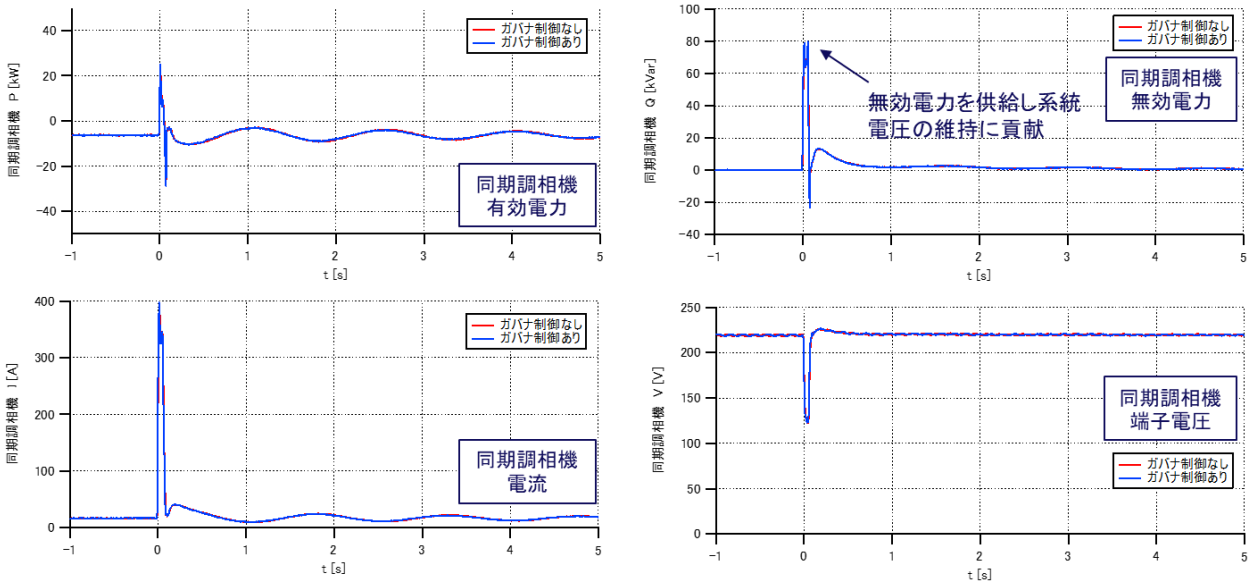
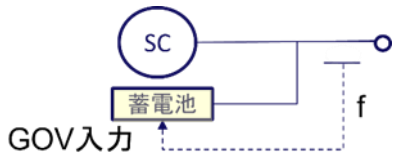


図 198　蓄電池に同期調相機を並列時の同期調相機の出力波形

エ　同期調相機＋蓄電池の連系　蓄電池の出力波形

図 199 に示すとおり、同期調相機により系統電圧が維持されたことにより、蓄電池は脱落することなく運転を継続した。



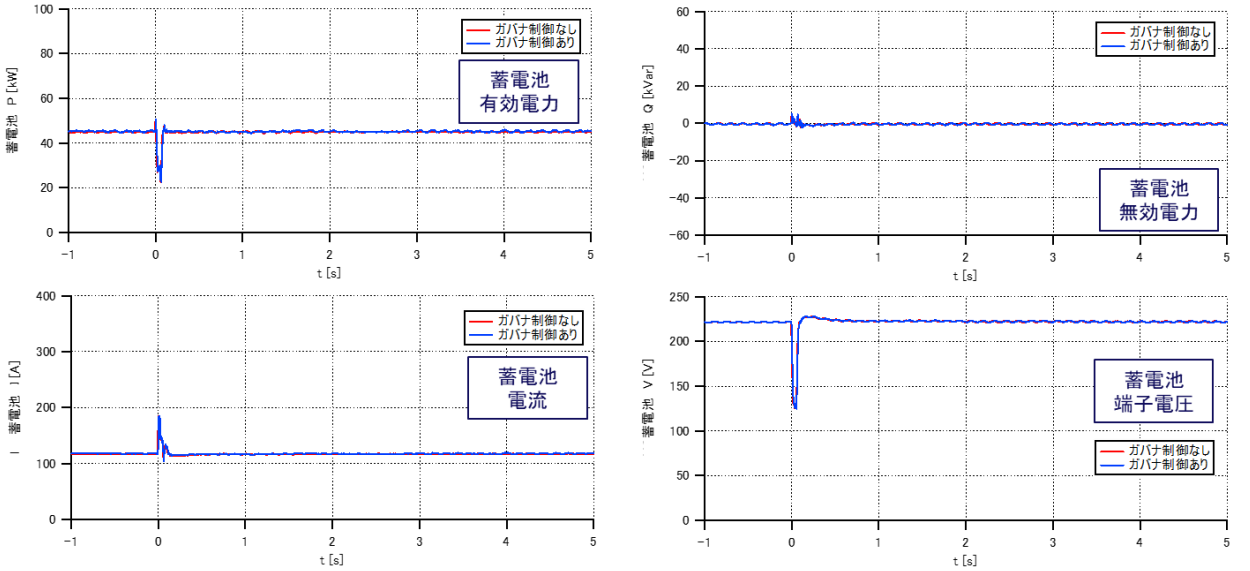
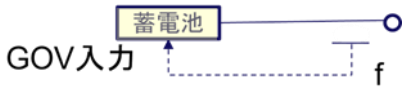


図 199　蓄電池の同期調相機を並列時の蓄電池の出力波形

オ　蓄電池のみ連系　蓄電池の出力波形

図 200 の右下図に示すとおり、蓄電池のみが連系する場合では、系統電圧は維持されず、試験系統の電圧低下と同じになることを確認した。なお、蓄電池は系統電圧低下中は運転を継続したが、系統電圧復帰時に位相跳躍により停止※した。



※　電力系統シミュレータ向け M-G セット用に製作した蓄電池 PCS のため、通常要求される FRT 機能を具備していない。

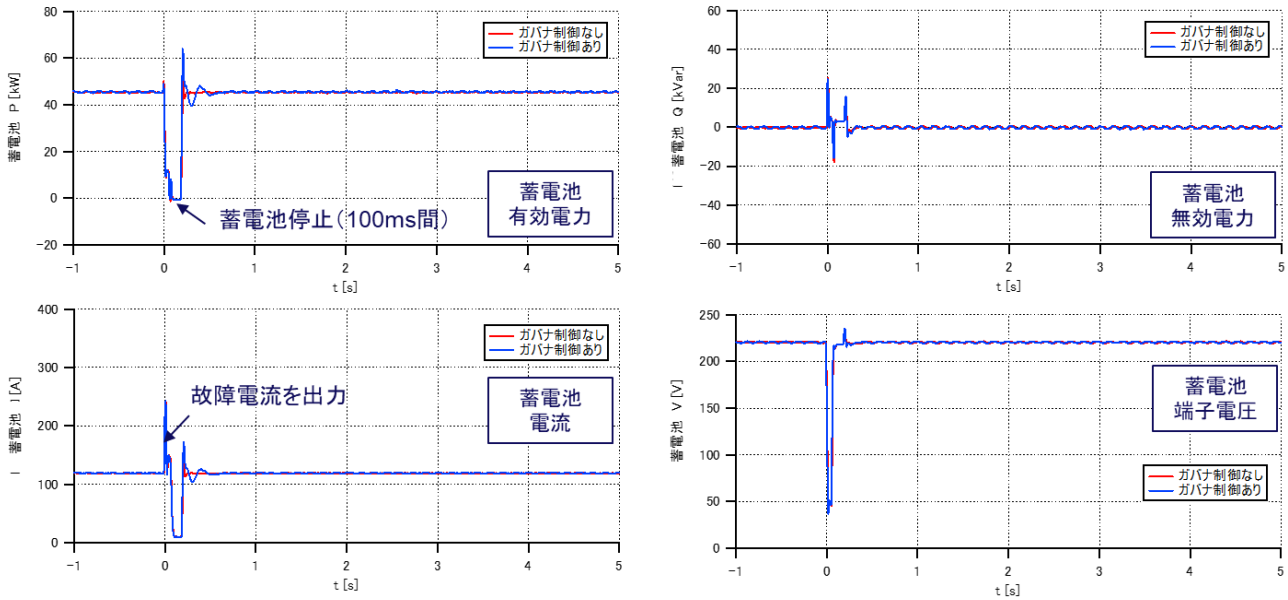


図 200　蓄電池のみの連系時の蓄電池の出力波形

2-3-2　各種系統安定性試験

検証における試験設備を図 201 に示す。

所内電源を無限大母線に見立てて、275kV 模擬送電線、変圧器、火力機、M-G セットなどを用いて各種の試験系統を構成した。

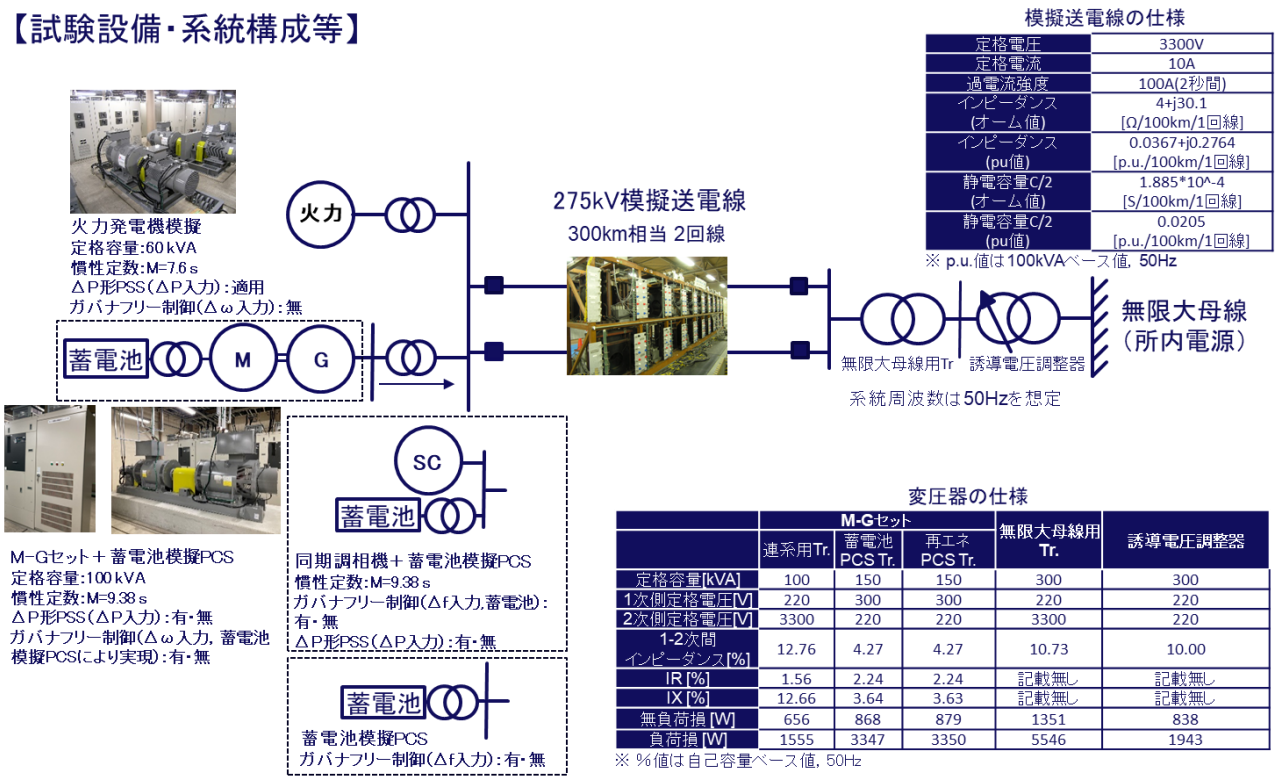
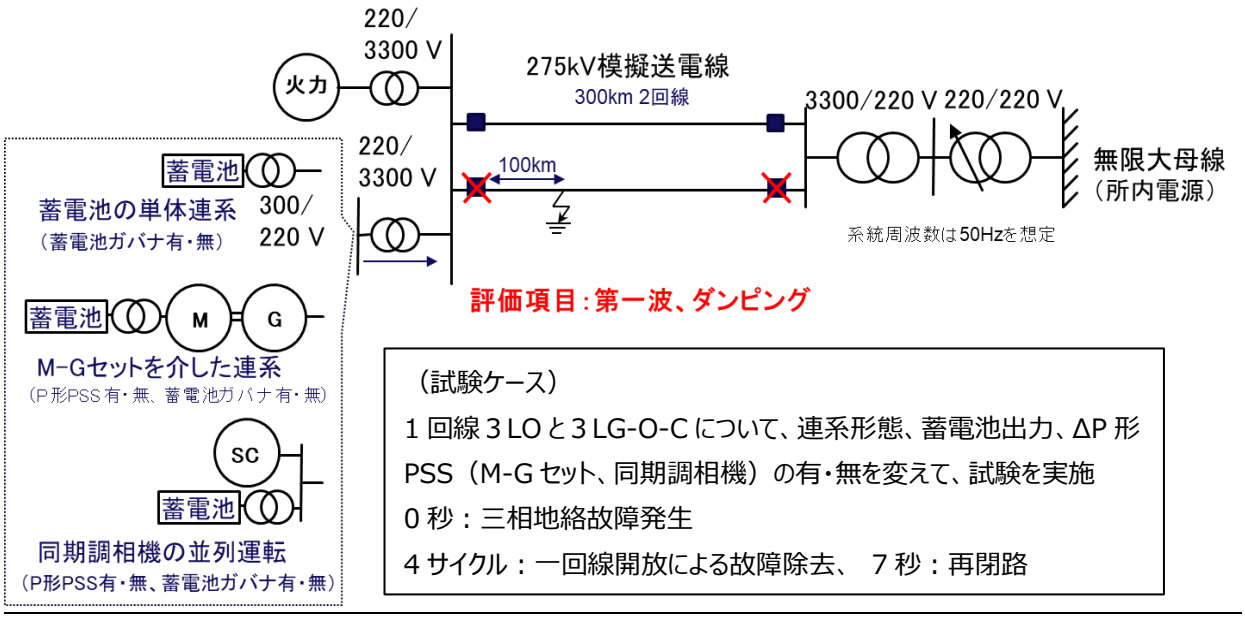


図 201　各種系統安定性試験をおこなう試験設備

（１）過渡安定性試験

蓄電池のみを連系した場合に対して、系統安定性向上のために M-G セットを介して蓄電池を連系した場合および、蓄電池に同期調相機を並列連系した場合において、系統事故時における火力機の過渡安定性に及ぼす影響を比較評価した。

試験条件



（試験ケース）
1 回線 3 LO と 3 LG-O-C について、連系形態、蓄電池出力、ΔP 形 PSS（M-G セット、同期調相機）の有・無を変えて、試験を実施
0 秒：三相地絡故障発生
4 サイクル：一回線開放による故障除去、 7 秒：再閉路

図 202　過渡安定性評価のための試験系統

表 81　各装置の事前設定出力

	安定化装置		火力
	M-G セットまたは 同期調相機の P 出力	蓄電池 P 出力	発電機 P 出力
M-G セット を介した連系	31 kW(蓄電池ガバナなし) 42 kW(蓄電池ガバナあり)	— (M 側のため省略)	53 kW (定格出力付近※2)
同期調相機 の並列連系	-7 kW※1	38 kW(蓄電池ガバナなし) 49 kW(蓄電池ガバナあり)	53 kW (定格出力付近)
蓄電池のみ	— (なし)	31 kW(蓄電池ガバナなし) 42 kW(蓄電池ガバナあり)	53 kW (定格出力付近)

※1. 同期調相機を模擬する M-G セットにおける鉄損や銅損、風損などによる消費電力である。275kV 模擬送電線に流れ出る P 出力を M-G セットを介した連系と揃えるため、蓄電池の P 出力で同期調相機の消費電力を補償した。

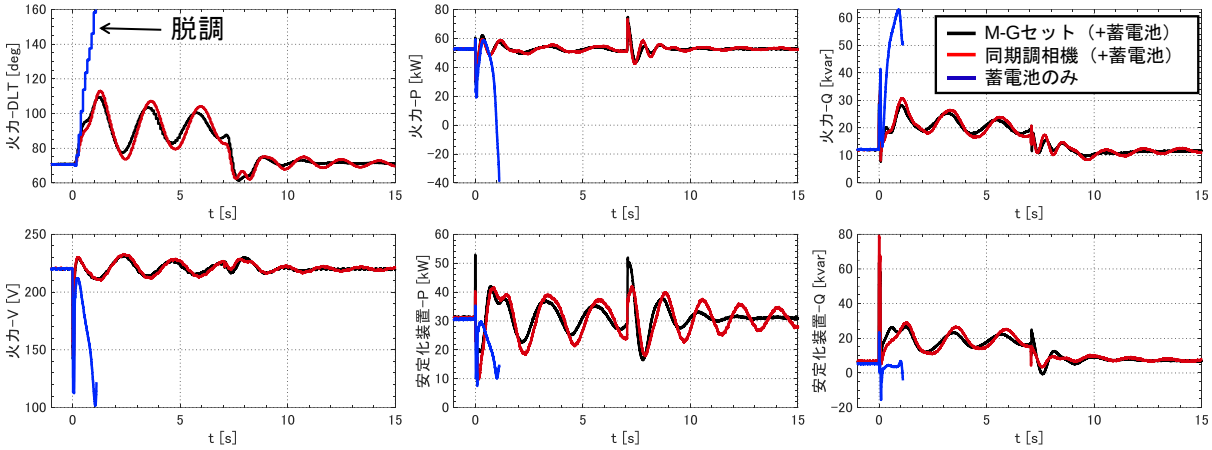
※2. 火力機の初期出力を定格出力付近とすることで、過渡安定性面で厳しい条件を模擬した。

試験結果

図 203 にΔP 形 PSS あり・蓄電池ガバナなしの各種波形を示す。図 203 の右上に示す火力機の内部相差角δより、蓄電池のみの場合で火力機の第一波脱調が発生する条件に対して、M-G セットを介した連系および同期調相機の並列連系より脱調を防止できることを確認した。これは、M-G セットおよび同期調相機の連系より、電圧低下が抑制されたためと考えられる。また同図より、本試験条件において、M-G セットを介した連系が、同期調相機の並列連系に比べて、第 1 波が小さくなっており、また、ダンピングにおいても M-G セットの方が優位であることを確認した。これは P 出力が大きい M-G セットの方が、同期調相機よりも、ΔP 形 PSS の動揺抑制効果が高くなることが一因と考えられる。

図 204 にΔP 形 PSS あり・蓄電池ガバナありの各種波形を示す。図 204 より、本試験条件では、蓄電池ガバナをありとした条件においても、図 203 と同様の傾向を得られた。なお蓄電池のみの場合、故障後に蓄電池の停止が一時的に生じているが、これは地絡故障時に位相変化が大きくなったためと考えられる※。蓄電池の停止自体は、電源制限と同様の原理より、火力機の過渡安定性を向上させると考えられ、もし蓄電池が停止しない場合でも火力機の脱調が発生し得ると考えられる。また、本試験結果より、ΔP 形 PSS と蓄電池ガバナを併用することで、系統におけるダンピングをさらに向上させることが可能であることを確認した。また、本試験条件では、蓄電池ガバナありとした場合でも、M-G セットを介した連系が、同期調相機の並列連系に比べて、第 1 波ならびにダンピングにおいて、M-G セットの方が優位であることを確認した。

※　2.3.1 のオに記載した理由と同様に、電力系統シミュレータ向け M-G セット用に製作した蓄電池 PCS のため、通常要求される FRT 機能を具備していない。



※　火力-DLT は、火力機の内部相差角と無限大母線の位相差を表す。また、同期調相機の並列連系では、蓄電池と同期調相機の P 出力の合計値を「安定化装置-P kW」とした。

図 203　（ΔP 形 PSS あり・蓄電池ガバナなし）の出力波形

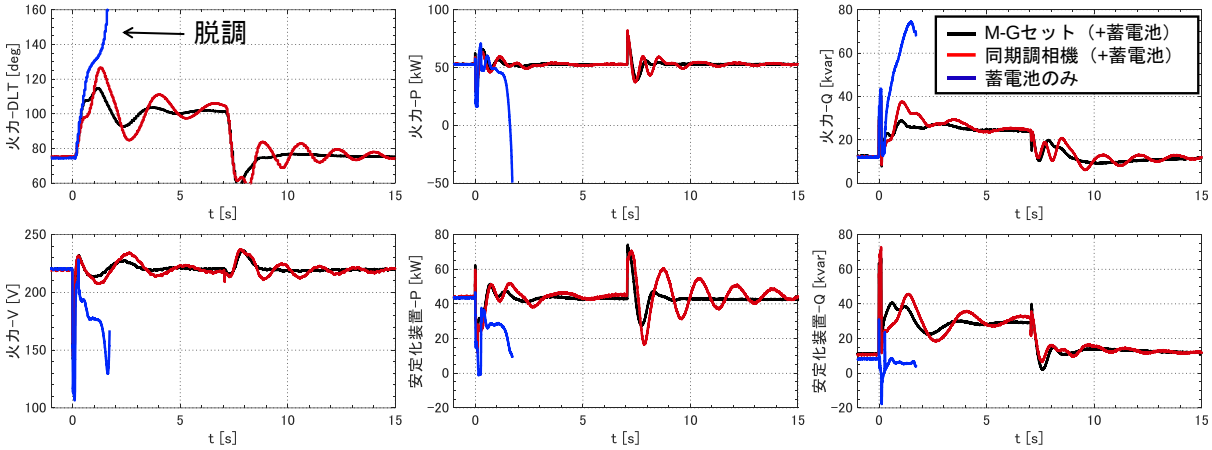


図 204　（ΔP 形 PSS あり・蓄電池ガバナあり）の出力波形

（２）出力急変試験

M-G セットを介した蓄電池が単体連系時、出力急変制御による自身の過渡安定性の向上効果および課題を確認した。

試験条件

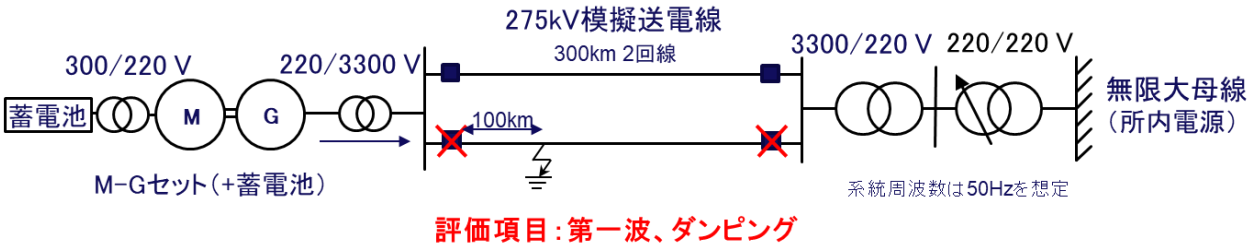


図 205　過渡安定性評価のための試験系統

（試験ケース）

M-G セットの初期出力（90kW）にて、

出力急変幅ΔPd＝50%※、100%、150%

（※　90ｋW×50%＝45kW）

出力変化時間：0.2 秒

出力復帰時間：今回検討対象外（低速で実施）

ガバナあり･なし、ΔP 形 PSS あり･なし　のケースを実施

事故ケースは、3 LG-O-C

0 秒：故障発生　4 サイクル：故障除去　7 秒：再閉路

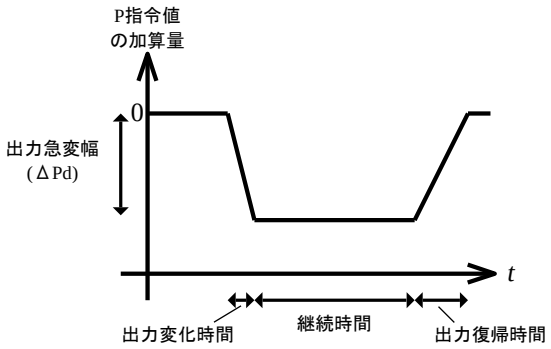


図 206　出力急変制御

出力急変制御は、蓄電池 PCS の P 出力指令値に図 206 の信号を加算することで、M-G セットの出力を急峻に変化させるものである。過渡安定性の対策が必要な電力系統に用いることで、連系点の開放による電源制限を行うことなく、系統安定化を図ることを目的とする。なお、ΔPd は P の減少方向を正としている。

試験結果

出力急変制御を適用することで　M-G　セット自らの脱調防止が可能であることを確認した。また、出力急変幅が大きい方が M-G セットの無限大母線との内部相差角δの第一波をより抑制し、第一波面の過渡安定性を向上できることを確認した。

しかし、出力急変幅が大きすぎると（ΔPd=150%時）ΔP 形　PSS　や蓄電池ガバナのありなしにかかわらず、内部相差角δ及び P 出力が負側にオーバーシュートすることにより、減速脱調を引き起こすことを確認した。

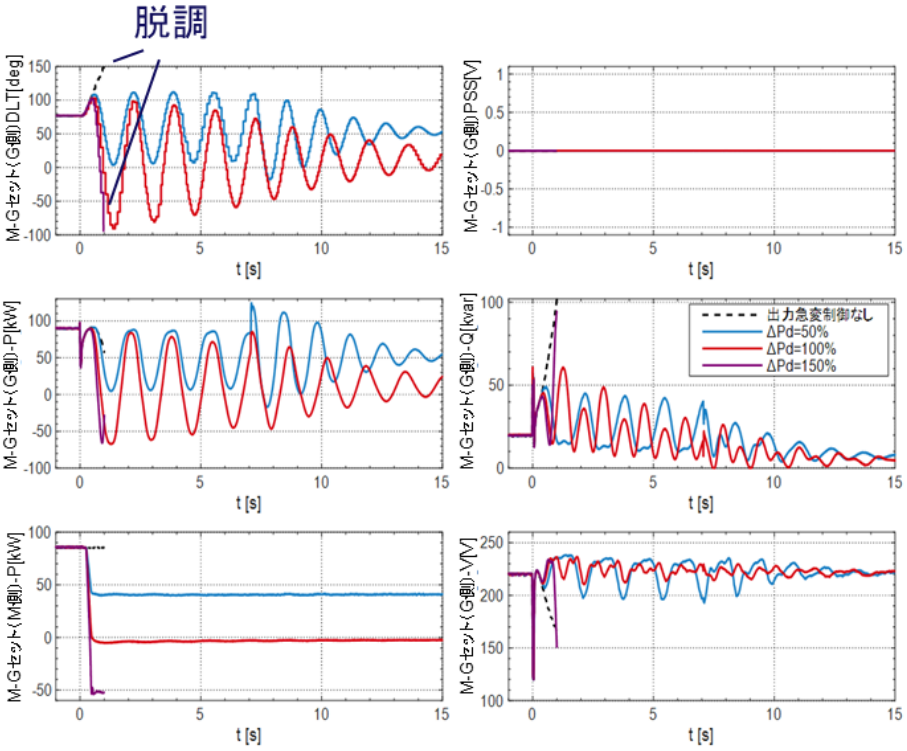


図 207　ΔP 形 PSS なし、蓄電池ガバナなし

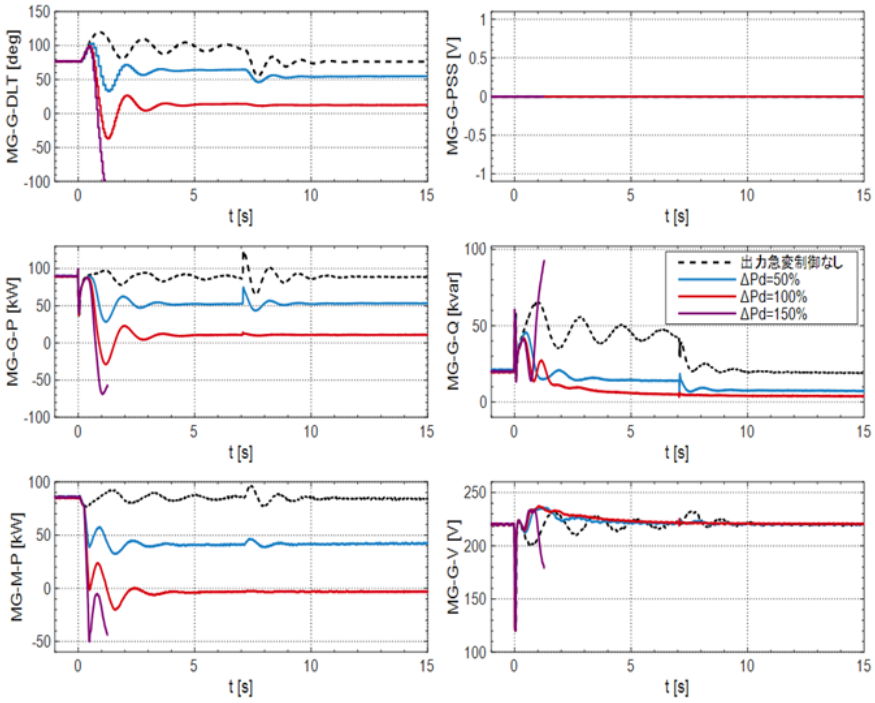


図 208　ΔP 形 PSS なし、蓄電池ガバナあり

ΔP 形 PSS ありの場合、出力急変後の P 出力が小さくなると、PSS の効果が低減し、ダンピングが低下する。また、それにより、ΔP 形 PSS の出力信号が大きくなり、G 側発電機の電圧上昇が生じる可能性がある。

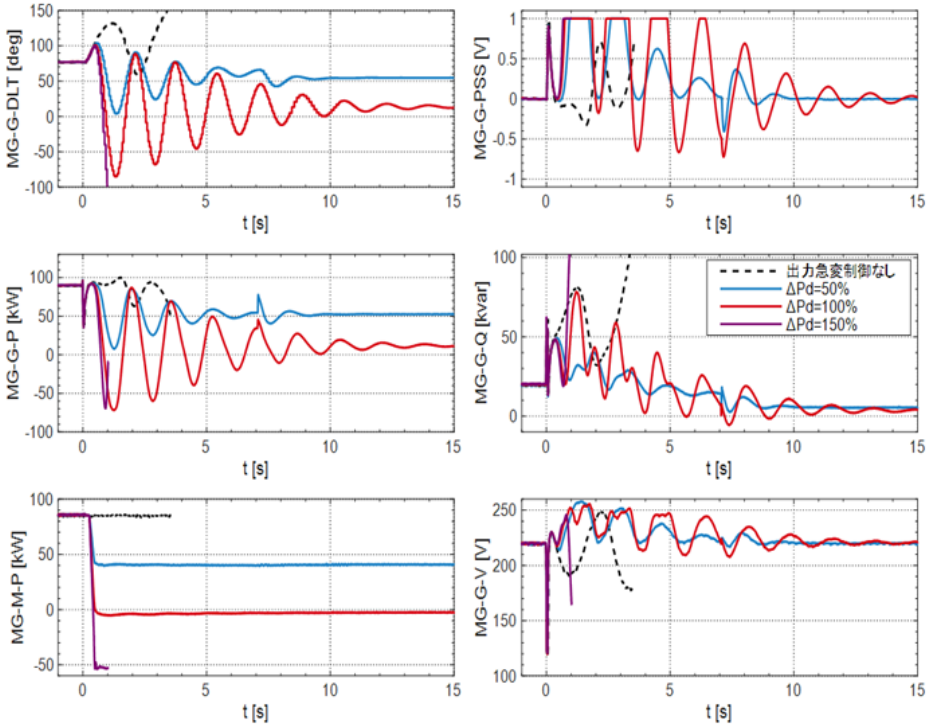


図 209　ΔP 形 PSS あり、蓄電池ガバナなし

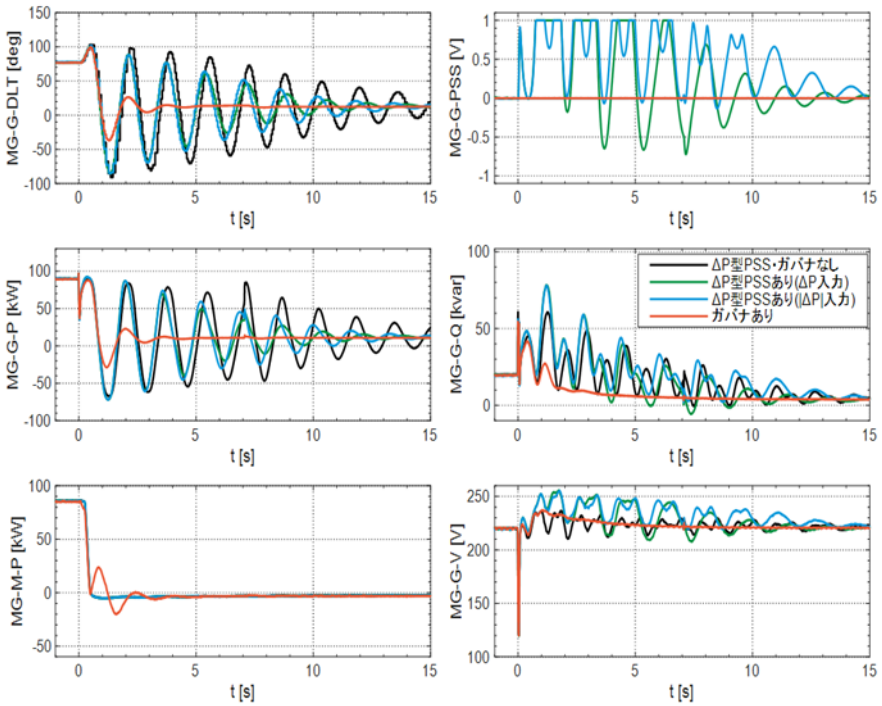


図 210　ΔP 形 PSS あり・なしと蓄電池ガバナのみありによる違い

M-G セットの出力急変制御により、自身の脱調を防止できることを確認した。なお、留意点は以下のとおり。

出力急変量を大きくし過ぎると、第一波抑制効果は飽和傾向となることや減速脱調を引き起こす可能性があるため、ΔPd が過大とならないよう留意する必要がある。

また、ΔP 形 PSS を使用している場合は、出力急変後の P 出力の絶対値が小さいと、ダンピングが低下する場合がある。さらに、P 出力の急速な低下に対してΔP 形 PSS が発電機の界磁電圧および端子電圧を上昇させる場合がある。これらの理由から、出力急変制御が動作している間はΔP 形 PSS を一時的にロックするなどの考慮が必要である。

（３）制御安定性（低 SCR 下での運転安定性試験）

GFL インバータである蓄電池 PCS が直接連系時には制御不安定となる運転状態に対して、M-G セットを介した運転や同期調相機の並列運転が、GFL インバータの制御安定性を向上させることを確認する。

試験条件

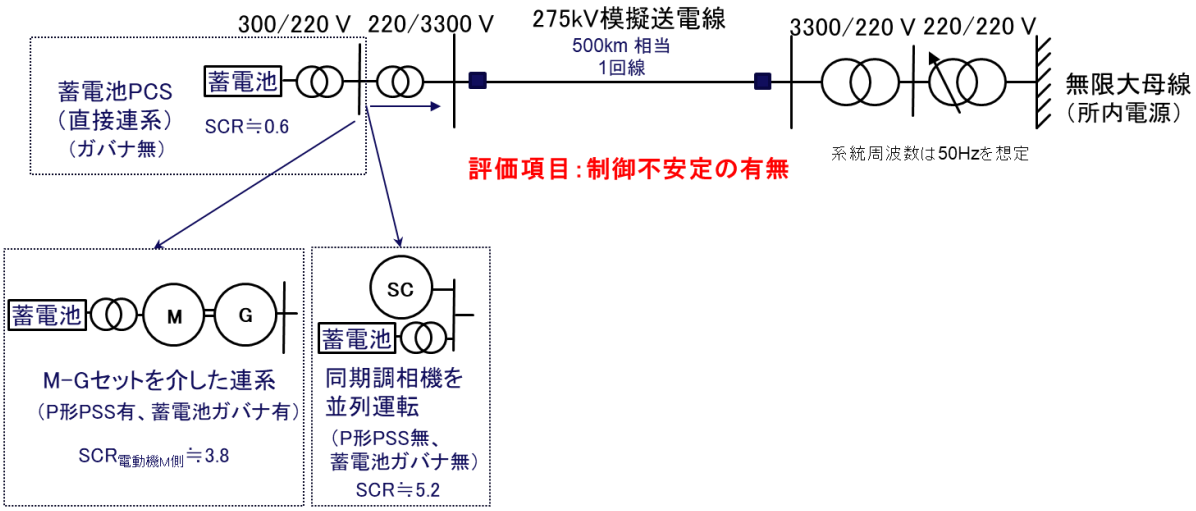


図 211　制御安定性評価のための試験系統

（試験ケース）

（１）短絡容量が小さい条件（上記の試験系統では、100 kVA ベースで 0.6pu 程度）に対して、蓄電池 PCS を直接連系※し、有効電力出力を増加させて、制御が不安定になることを確認

（２）各種安定化方策（M-G セットを介した連系、同期調相機の並列運転）による安定化効果を確認

※S-GFL･GFM インバータ導入後に、蓄電池 PCS（GFL インバータ）と置き換えて、直接連系時の運転安定性を評価予定

試験結果

ア　試験ケース（１）

蓄電池 PCS の有効電力出力が小さな条件では安定的な運転が可能であったが、有効電力出力を増加させると不安定化して振動が発生することを確認した。なお、蓄電池 PCS の無効電力出力を増加させると、連系点電圧が上昇し、不安定な制御応答が安定化することを把握した。

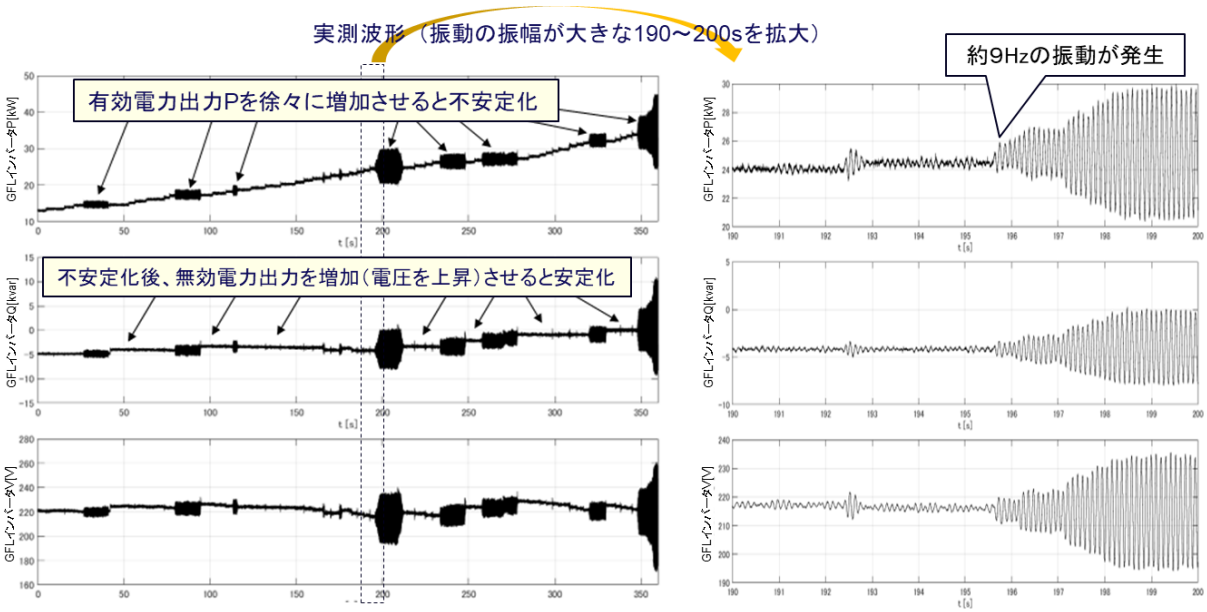


図 212　低 SCR 時の蓄電池 PCS の運転

イ 試験ケース（２）

同期調相機の並列運転および M-G セットを介した連系による効果・影響を図 213 に示す。

M-G セットを介した連系では、蓄電池 PCS が SCR の大きな M 側に接続されるため、G 側の短絡容量の影響を受けず、安定的に運転できることを確認した。

同期調相機を並列運転した場合、蓄電池 PCS の有効電力出力を増加させても、制御応答は不安定にならないことを確認した。しかしながら、線路潮流が増加すると、同期調相機（＋蓄電池）と無限大母線間の同期化力・ダンピング力が低下するため、安定化対策と同様に電力動揺を低下させるための方策が必要である。一方、M-G セットは標準的にΔP 形 PSS を備えていることを想定しているため、同期調相機を並列運転した場合と比べて電力動揺の抑制効果が見込めることを確認した。

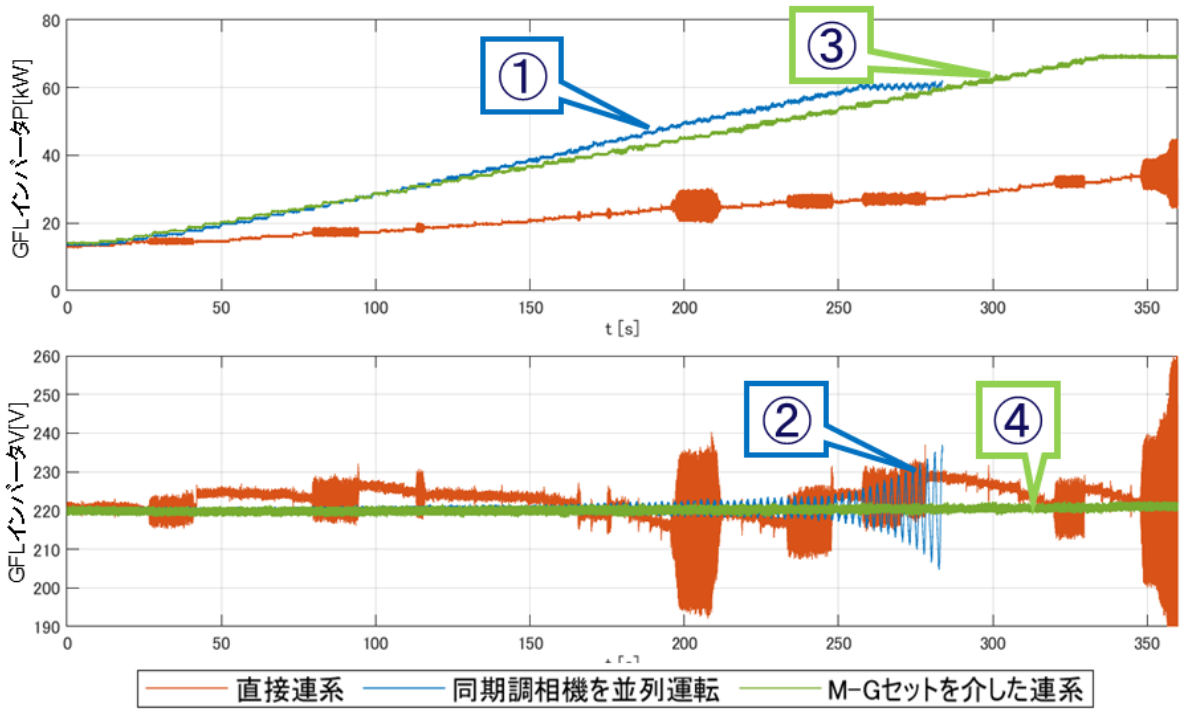


図 213　各種安定化装置を用いた際の実測波形

① G 側の SCR の増加により安定的に運転できている。
② 線路潮流の増加により同期化力・ダンピングトルクが低下し、同期調相機において約 0.43 Hz の電力動揺が発生し、振動・発散した。
③ SCR が大きな M-G セットの M 側に接続されることで、蓄電池 PCS は安定的に運転できている。
④ 線路潮流が増加してもΔP 形 PSS によって電力動揺を抑制できている。

③ 各種系統安定化対策の電力系統への導入に関わる解析的検討（東京工業大学）

中間目標 （2025 年 3 月）	GFM 型の風力発電システムの制御法開発を目的として、新たな GFM の制御法の開発、風力発電モデルの構築、GFM インバータと風車の協調制御法の開発に主眼をあてた検討を行う。提案法の有効性は、再エネを大量導入した電力系統モデルにおいて、電源脱落事故を模擬した数値シミュレーションによって評価する。
成果 （2024 年 6 月）	・ 再エネ用 GFM の制御法の基礎理論を構築した ・ シミュレーションにより、再エネ用 GFM を適用した蓄電池による周波数安定化効果を確認した。また、S-GFL・既存 GFM（Droop 制御・仮想同期発電機制御）を適用した蓄電池と比較を行い、再エネ用 GFM の得失について明らかにした。 ・ 風力発電モデルを構築し、風車の回転数制御と系統周波数の安定化制御を協調した風力発電用 S-GFL の制御法を構築した。 ・ 風力発電用 S-GFL を適用した風力発電について、電源脱落シミュレーションにおける動作を検証し、構築した風力発電モデルの妥当性や周波数安定化効果を確認した。
達成度（見込み）	○　　(2025 年 3 月に達成見込み)
達成の根拠／解決方針	・ 2023 年度末までの実施計画に対して、当初の計画通りに分析・考察を終え、風力発電のインバータへの応用のために必要な知見が得られた。 ・ GFM 型の風力発電の制御手法の開発に際して、風力発電モデルの構築、風車の回転数制御と系統周波数の安定化制御を協調した風力発電用 S-GFL の制御手法の構築を終了し、検討の素地となる成果が得られた。 ・ これらの成果をもとに、再エネ用 GFM インバータと風車の回転数制御の協調方法の開発に着手し始めている。

◎大幅達成、○達成、△達成見込み（中間）、×未達

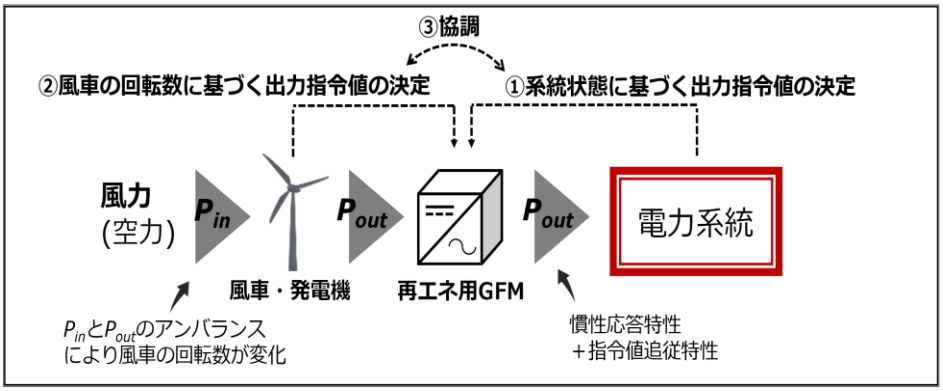


図 214　風力発電に適用する再エネ用 GFM の開発手順

図 214 に、GFM 型風力発電の制御手法の開発手順を①～③で示す。

まず、蓄電池のインバータに、開発中の独自の GFM の制御手法である可変ゲイン制御（VGC：Variable Gain Control）を適用することを前提とし、系統側の周波数を入力情報とした有効電力出力の指令値の与え方について検討した（図 214 の①）。シミュレーションにより、VGC を適用した蓄電池について、S-GFL 制御、GFM 型の Droop 制御、

GFM 型の VSG（Virtual Synchronous Generator）制御を適用した蓄電池との比較を行い、周波数変化率（RoCoF:Rate of Change of Frequency）や周波数最低値、有効電力の指令値への追従性、といった観点での評価を行い、各制御手法の得失について整理した。

次に、Type 4 の風力発電のインバータに、VGC を適用することを目指し、系統側の周波数に加えて、風車の回転数を入力情報とした有効電力指令値の与え方について検討した（図 214 の②と③）。検討に際して、風車の回転数の変化による空力入力の変化や空力入力とインバータ入力の差による風車・発電機の回転数変化といった特性を模擬できる風力発電モデルを文献調査に基づき構築した。構築したモデルをもとに、まずは、インバータの出力が指令値に追従する能力の高い S-GFL を前提として、風車の回転数制御と系統周波数の安定化制御を協調したインバータの有効電力指令値の制御手法について検討し、シミュレーションにより、構築した S-GF L 型の風力発電モデルの妥当性や提案手法の有効性を評価した。

3-1 電源脱落時における再エネ用 GFM の制御手法開発

蓄電池のインバータに、開発中の独自の GFM の制御手法である VGC を適用し、系統側の周波数を入力情報とした有効電力出力の指令値の与え方について提案した。シミュレーションにより、VGC を適用した蓄電池について、S-GFL 制御、GFM 型の Droop 制御、GFM 型の VSG 制御を適用した蓄電池との比較を行い、周波数変化率や周波数最低値、有効電力の指令値への追従性、といった観点での評価を行い、各制御手法の得失について整理した。

3-1- 1 シミュレーションモデル

シミュレーションで用いる電力系統モデルと、蓄電池のインバータに適用する各種制御手法についてまとめる。

（１）電力系統モデル

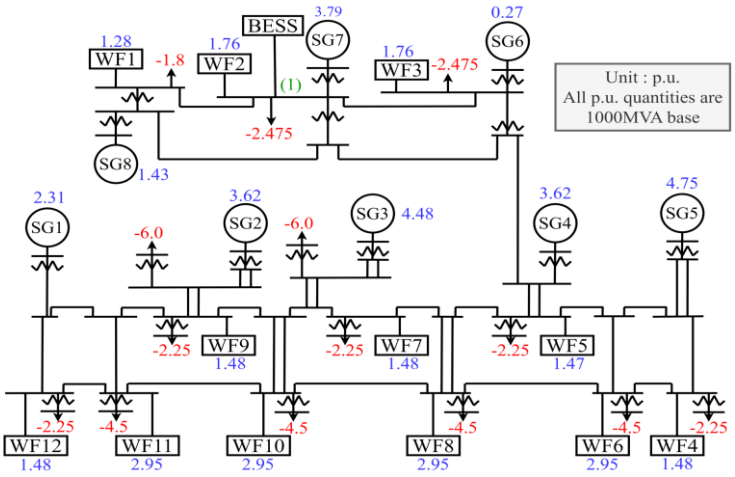


図 215　EAST10 機夜間断面の改変モデル

電力系統は、図 215 の電気学会の EAST10 機系統モデル（夜間断面）を改変したモデルを用いる。総負荷は 48000[MW]である。EAST10 機系統モデルの同期発電機の出力と容量を 5 割削減し、それらをインバータで連系された Type4 の風力発電（WF：Wind Farm）で置き換える。周波数低下を伴う系統事故として、SG7 で示されている同期発電機群の一部を停止させる。それに対して、蓄電池は SG7 の近傍であるノード 1 に設置する。蓄電池（BESS）の定格出力は総負荷の 2.5%である 1200[MW]とする。蓄電池（BESS）の初期出力は 0[MW]とする。BESS の制御手法として、ケースごとに以降で述べる S-GFL、GFM 型の Droop 制御、GFM 型の VSG 制御、提案手法（VGC）のいずれかを模擬し、ケース間の比較を行う。

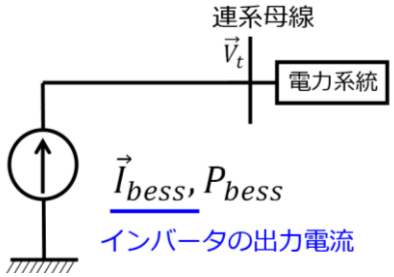


図 216　S-GFL インバータの等価回路

（２）S-GFL 型蓄電池のモデル

S-GFL を適用した蓄電池のモデルについて説明する。図 216 に、本研究で用いた S-GFL 型蓄電池の等価回路を示す。I_{bess}はインバータの出力電流、V_tは連系母線の電圧である。

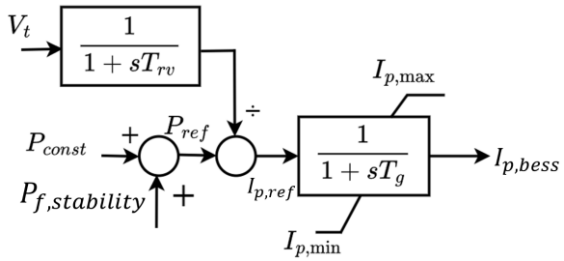


図 217　S-GFL インバータの制御系

図 216 におけるI_{bess}は、図 217 に示す S-GFL の制御ブロックによって制御される。図 217 は力率を 1 とした場合の制御系を示す。有効電力に寄与する電流の成分$I_{p、bess}$（図 216 のI_{bess}）は、有効電力指令値P_{ref}をV_tで割って計算する。P_{ref}は、蓄電池の初期出力P_{const}（0 [p.u.]）と、周波数安定化のための有効電力指令値$P_{f、stability}$の和とする。連系母線の電圧V_tが入力される LPF（Low-Pass Filter）は計測遅れの模擬であり、時定数T_{rv}は 0.01[s]とする。また、$I_{p、ref}$はインバータの制御遅れの模擬であり時定数T_gは 0.02[s]とする。

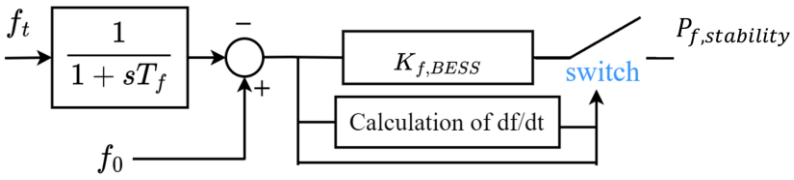


図 218　$\boldsymbol{P_{f、stability}}$制御系

図 218 に、$P_{f、stability}$の制御系を示す。f_0は基準周波数 50[Hz]である。f_tは連系母線の周波数である。平常時にはスイッチがオフであるため$P_{f、stability}$の値は 0 [p.u.]になる。一方、連系母線の周波数が 49.7[Hz]以下となる時間が 3 サイクル（60[ms]）以上続いた場合、または RoCoF の絶対値が 0.198[Hz]を上回る時間が 3 サイクル（60[ms]）以上続いた場合は、図 218 におけるスイッチがオンになり、$P_{f、stability}$は周波数偏差に$K_{f、bess}$値（250[p.u./%Hz]）を乗じた値になる。連系母線の周波数f_tの後の LPF は、検出遅れとノイズ（事故時の位相跳躍によるもの）除去のために模擬し、時定数T_fは 0.1[s]とする。RoCoF を計算する際の時間窓は 100[ms]とする。

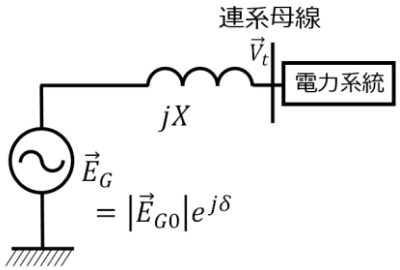


図 219　蓄電池用 GFM インバータの等価回路

（3）GFM 型蓄電池（Droop）のモデル

図 219 に、GFM 型蓄電池の等価回路を示す。インバータの出力電圧の大きさE_{G0}は一定とし、連系リアクタンス X は 0.15[p.u.]とする。電圧の位相δは図 220 の制御系によって変化する。

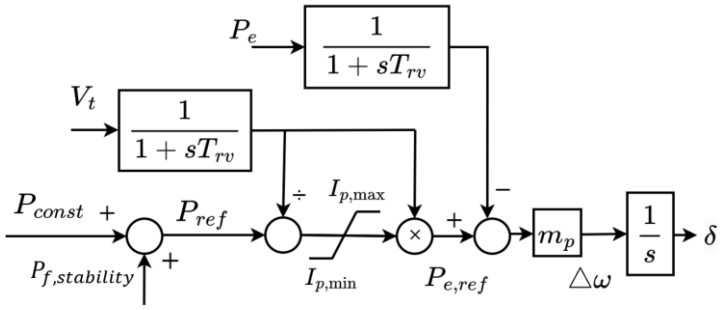


図 220　**Droop**制御を用いる GFM 制御系

図 220 に、Droop 制御を用いた GFM 型蓄電池の制御系を示す。P_eは有効電力、V_tは連系母線電圧である。有効電力指令値P_{ref}は、蓄電池の初期出力P_{const}（0 [p.u.]）と周波数安定化のための有効電力指令値$P_{f、stability}$の和とする。P_{ref}に電流のリミッタをかけた有効電力指令値を$P_{e、ref}$とする。連系母線の電圧の後に設けられた LPF は計測遅れの模擬であり、時定数T_{rv}は 0.01[s]とする。比例ゲインm_pは 40 [rad/（s･p.u.）]とする。図 220 の$P_{f、stability}$は図 218 の制御系により制御される。

（４）GFM 型蓄電池（VSG）のモデル

GFM 型蓄電池の等価回路は、図 219 と同様のモデルを用いる。

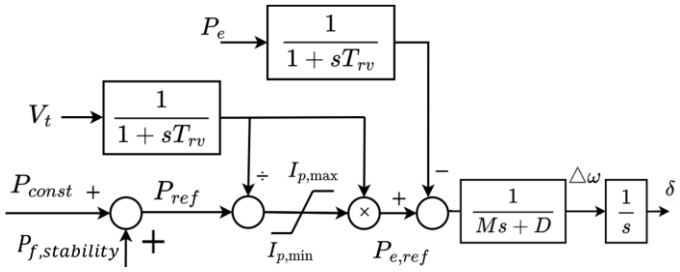


図 221　VSG 制御を用いる GFM 制御系

図 221 に、VSG 制御を用いた GFM 型蓄電池の制御系を示す。P_eは有効電力、 V_tは連系母線電圧である。有効電力指令値$P_{e、ref}$は、蓄電池の初期出力P_{const}（0 [p.u.]）と周波数安定化のための有効電力指令値$P_{f、stability}$の和P_{ref}に、電流のリミッタをかけた値である。連系母線の電圧の後に設けられた LPF は計測遅れの模擬であり、時定数T_{rv}は 0.01[s]とする。単位制動定数 D と単位慣性定数 M は、それぞれ 20[p.u./p.u.・Hz]と 8 [s]とする。図 221 の$P_{f、stability}$は、図 218 の制御系により制御される。

（５）GFM 型蓄電池（VGC）のモデル

GFM 型蓄電池の等価回路は、図 219 と同様のモデルを用いる。

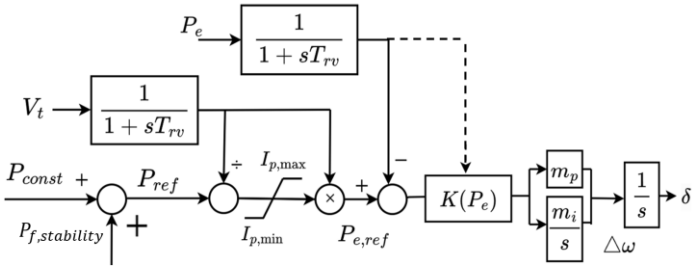


図 222　可変ゲインを用いる GFM 制御系（VGC）

図 222 に、提案手法である VGC 制御を用いた GFM 型蓄電池の制御系を示す。P_eは GFM インバータの有効電力、V_tは連系母線電圧である。有効電力指令値$P_{e、\mathrm{ref}}$は、蓄電池の初期出力P_{const}（0 [p.u.]）と周波数安定化のための有効電力指令値$P_{f、stability}$の和P_{ref}に、電流のリミッタをかけた値である。連系母線の電圧の後に設けられた LPF は計測遅れの模擬であり、時定数T_{rv}は 0.01[s]とする。m_pとm_iはそれぞれ P 制御器と I 制御器のゲインを表し、それぞれ 40 と 60 [rad/（s・p.u.）]とする。K（P_e）は、P_eによって変化する可変ゲインを表し、以下で説明する。

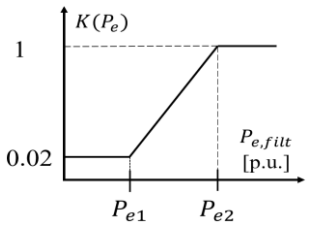


図 223　可変ゲイン$\boldsymbol{K}$（$\boldsymbol{Pe}$）制御特性

図 223 に可変ゲインK（P_e）の特性を示す。提案手法では、可変ゲインの値に応じて有効電力の指令値への追従性が変化する。図 223 のP_eは連系母線の有効電力を意味し、閾値であるP_{e1}とP_{e2}はそれぞれ 0.7 と 0.9 とする。例えば、可変ゲインを用いた蓄電池の有効電力出力がP_{e1}より小さいと、可変ゲインK（P_e）の値が小さい値（0.02）になる。また、この値（0.02）が PI 制御器の前に乗じられるため、インバータが出力する電圧の周波数の変化も小さくなり、高い慣性応答が可能になる。

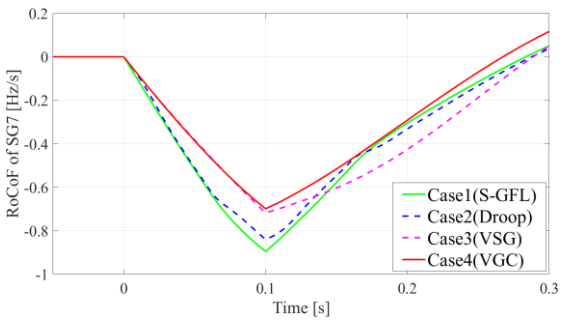
一方、インバータの有効電力出力がP_{e1}より大きくなると、可変ゲインK（P_e）の値が 0.02 から増加する。蓄電池の有効電力出力がP_{e2}以上になると、可変ゲインK（P_e）は最大値である 1 になる。可変ゲインが 1 の時は、蓄電池の PI 制御器が設計どおりに機能するため、有効電力は指令値に追従するように変化する。GFM インバータの有効電力出力の指令値は定格の範囲内で与えるため、上述のように指令値の追従性を高めることで、有効電力の出力が定格を上回らないように制御できる。

3-1-2　S-GFL・VSG・Droop・VGC の比較

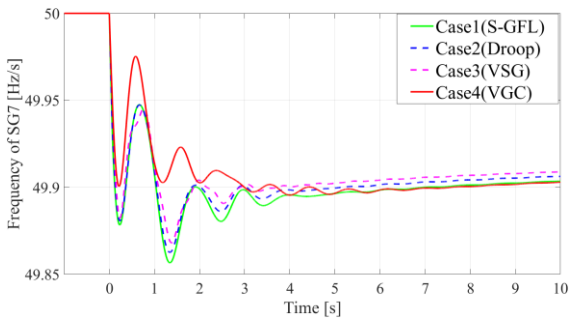
（１）電源脱落量が 1000MW のシナリオ

3-1-1 節で述べた蓄電池の制御手法をそれぞれ適用した４つのケースについて、電源脱落事故を模擬したシミュレーションを行い、周波数安定化効果や蓄電池の制御動作の違いについて比較した。

蓄電池に適用した制御手法は、Case1 は S-GFL、Case2 は GFM（Droop）、Case3 は GFM（VSG）、Case4 は GFM（VGC）である。ノード 1 にそれぞれの制御手法を用いた蓄電池が連系された状態で、SG7 の一部（1000[MW]と 2000[ＭW]）の脱落を模擬する。



（a）　SG7 の RoCoF 変化

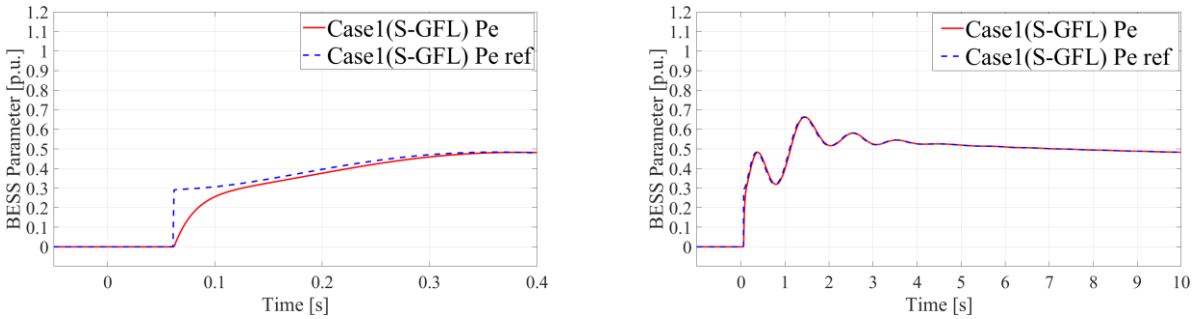


（b）　SG7 の周波数変化

図 224　ケースごとの SG7 の周波数特性（SG7 の 1000MW 脱落模擬）

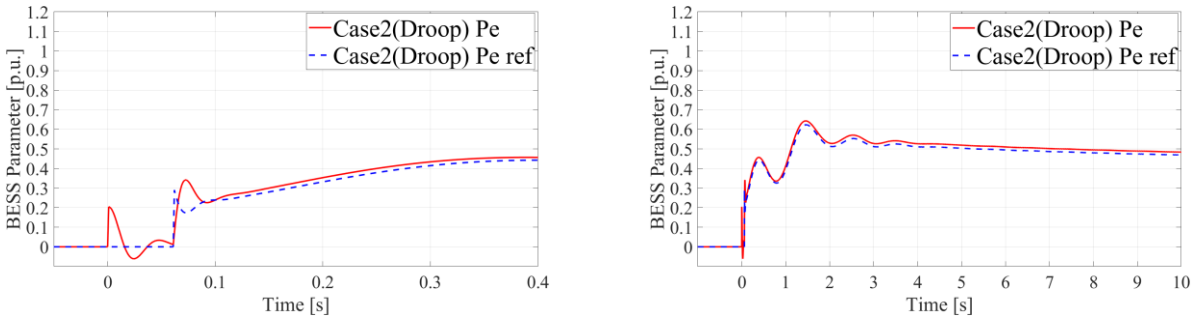
図 224 に SG71000[MW]が脱落した時における SG7 の RoCoF と周波数の変化を示す。図 224（a）より、SG7 の RoCoF の絶対値の最大値（以下、RoCoF 最大値）は Case1 が最も大きいことが分かる。それに対して、Case3 と Case4 の RoCoF 最大値の改善効果が大きいことが分かる。

図 224（b）より、事故発生後の約 0~3 秒の時間帯に注目すると、SG7 の周波数の低下幅は Case1 が最も大きくなっていることが確認できる。一方、Case4 では周波数低下幅が最も小さくなっていることが分かる。また、脱落事故から 10[s]後の周波数の値を比較すると、Case 3 の周波数低下幅が最も小さくなっていることが確認できる。



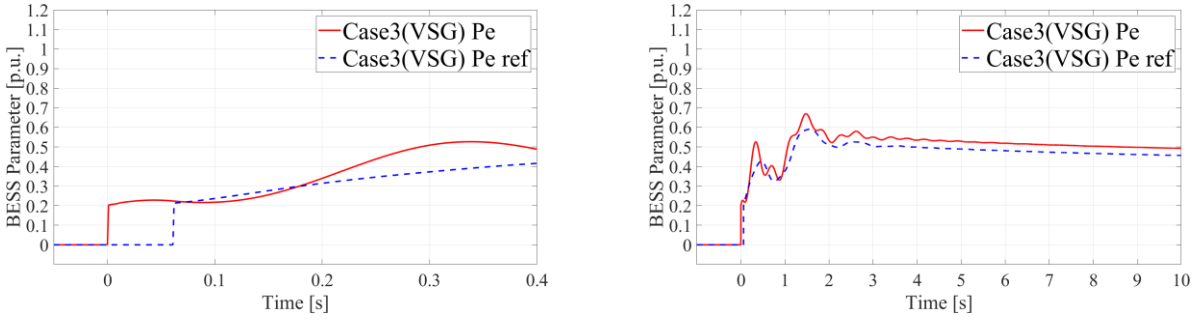
（a）　Parameter change for 0.4s　　（b）　Parameter change for 10s

図 225　S-GFL 制御手法を用いる蓄電池のパラメータ変化（SG7 の 1000MW 脱落模擬）



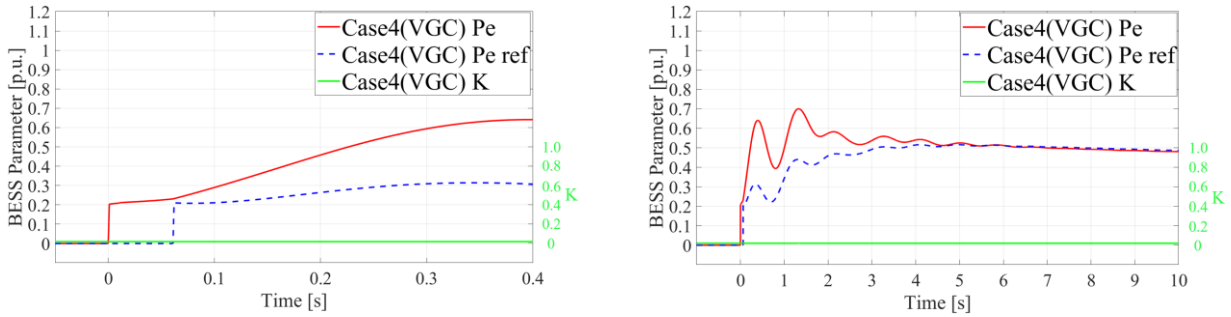
（a）　Parameter change for 0.4s　　（b）　Parameter change for 10s

図 226　Droop 制御手法を用いる蓄電池のパラメータ変化（SG7 の 1000MW 脱落模擬）



（a）　Parameter change for 0.4s　　（b）　Parameter change for 10s

図 227　VSG 制御手法を用いる蓄電池のパラメータ変化（SG7 の 1000MW 脱落模擬）



（a） Parameter change for 0.4s　　（b） Parameter change for 10s

図 228 VGC 制御手法を用いる蓄電池のパラメータ変化（SG7 の 1000MW 脱落模擬）

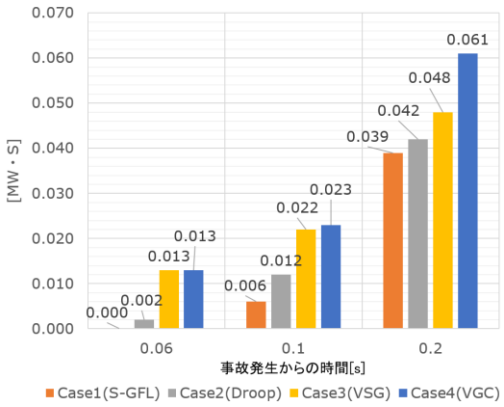
図 225 から図 228 に、各ケースにおける蓄電池の有効電力と有効電力指令値の変化を示す。図 228 には、可変ゲインの変化も示す。

図 225（a）から、Case1（S-GFL）では事故直後には有効電力出力が増加しないことが分かる。事故発生から約 0.06[s]後、事故が検出されることにより指令値が増加し、有効電力がその指令値へ追従する。

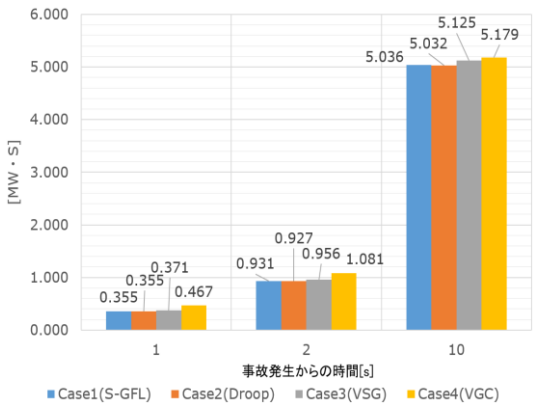
一方、図 226（a）～図 228（a）から、GFM 型の制御手法（Droop、VSG、VGC）では、事故直後に、指令値が 0 であるにも関わらず有効電力が増加することが分かる。これは、GFM インバータの慣性応答によるものだと考えられる。ただし、図 226（a）から分かるように、Droop 制御は指令値への追従性が高く、事故直後の慣性応答による出力増加の後、ふたたび指令値である 0 に向けて出力が低下する。

以上の結果から分かるように、0～0.1[s]時間帯では、各ケースで電力系統に供給される電力量は、Case1（S-GFL）が最も少ない。また、Case2（Droop）は Case 1 （S-GFL）よりは大きな電力量を系統へ供給するが、Case3（VSG）と Case4（VGC）に比べると、小さな電力量しか系統へ供給できない。

図 225（b）～図 228（b）に、事故発生から 10[s]間の各ケースにおける蓄電池の有効電力およびその指令値の変化を示す。Case1（S-GFL）では、有効電力出力と指令値の間に偏差がほぼないことが分かる。一方、Case2（Droop）と Case3（VSG）では、時間が経過しても有効電力とその指令値の間に偏差が残ることが分かる。これは、Case2（Droop）の P 制御器による定常偏差、Case3（VSG）の制動項 D による影響である。Case4（VGC）では、時間が経過すると、有効電力が指令値へ追従し、偏差がほぼ残らないとこが分かる。この理由は、VGC 制御では、I 制御器を適用しているためである。ただし、脱落量を 1000MW とした本シナリオのもとでは、可変ゲインの値が 0.02 から変化しなかったため、設計した PI 制御本来の特性と比べると、指令値に対する十分な追従性は得られておらず、約 0~3[s]の時間帯で指令値より高い有効電力を出力しているごとが分かる。これは慣性応答を優先するためであり、VGC が期待したとおりの動作をしていることを示している。

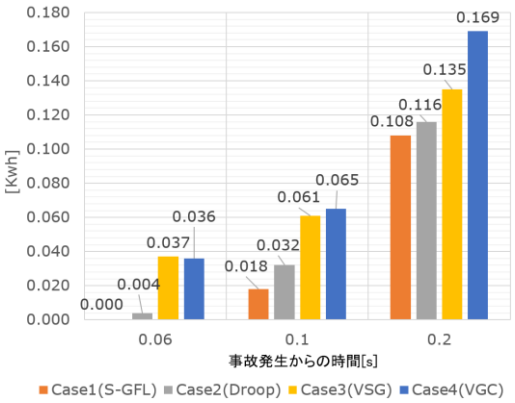


（a）　事故発生後 0.06[s]、0.1[s]、0.2[s]間

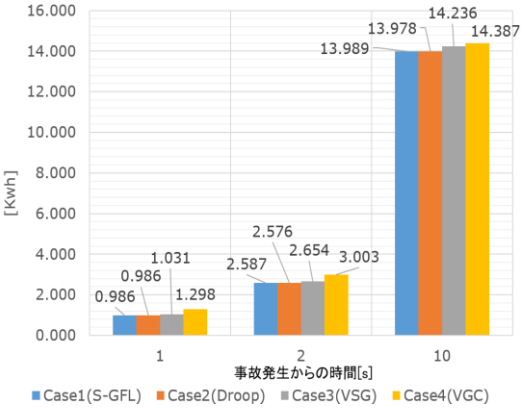


（b）　事故発生後 1[s]、2[s]、10[s]間

図 229　時間単位別、蓄電池の制御手法ごとの電力供給量[MW・S]



（a）　事故発生後 0.06[s]、0.1[s]、0.2[s]間



（b）　事故発生後 1[s]、2[s]、10[s]間

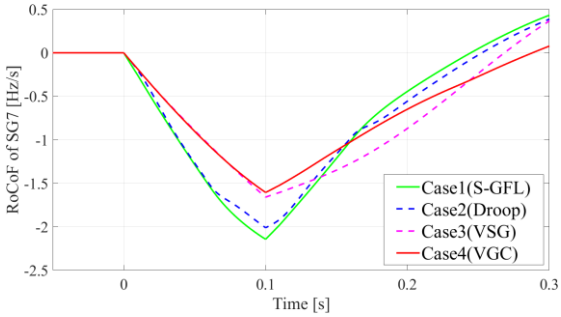
図 230　時間単位別、蓄電池の制御手法ごとの電力供給量[Kwh]

各ケースにおける事故発生後から特定の時間までに電力系統へ供給した電力量を[MW・s]および[Kwh]単位で比較した結果を、それぞれ図 229 と図 230 に示す。図 229（a）と図 230（a）には、事故発生後 0.06[s]、0.1[s]、0.2[s]が経過するまでに蓄電池が供給した電力量を示す。図 229（b）と図 230（b）には、事故発生後から 1[s]、2[s]、10[s]が経過するまでに蓄電池が供給した電力量を示す。

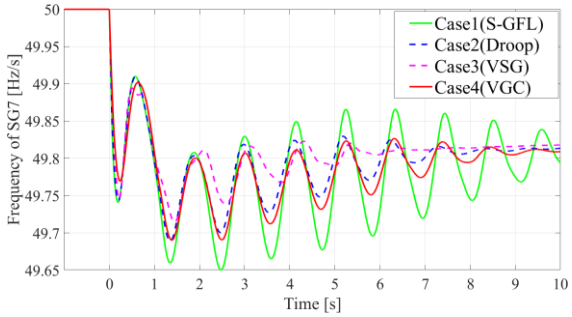
図 229（a）と図 230（a）から、事故発生後 0.06[s]、0.1[s]、0.2[s]の間には、Case1（S-GFL）において蓄電池が供給した電力量が最も小さいことが分かる。これは、Case1（S-GFL）では蓄電池が慣性応答できないためである。一方、慣性応答ができる GFM を適用した Case2（Droop）、Case3（VSG）、Case4（VGC）では、Case1（S-GFL）より大きな電力量を系統へ供給できる。GFM を適用した Case2～Case4 の中では、Case2（Droop）が供給する電力量が最も少ない。

図 229（b）と図 230（b）から、事故発生後 1[s]、2[s]、10[s]の間に蓄電池が供給した電力量は、蓄電池の制御手法を GFL 型から GFM 型にすることによって、大きな違いはみられなかった。

（２）電源脱落量が 2000MW のシナリオ



（a） SG7 の RoCoF 変化

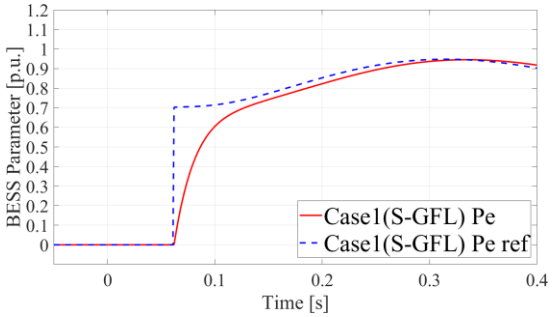


（b） SG7 の周波数変化

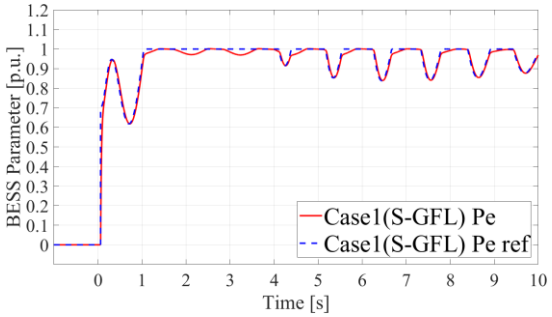
図 231 ケースごとの SG7 の周波数特性（SG7 の 2000MW 脱落模擬）

図 231 に、SG7 の一部である 2000[MW]が脱落した場合の SG7 の RoCoF と周波数の変化を示す。図 231（a）より、SG7 の RoCoF 最大値は Case1 が最も大きいことが分かる。それに対して、Case3 と Case4 の RoCoF 最大値の改善効果が大きいことが分かる。

図 231（b）より、事故発生後約 0~0.5 秒の時間帯に注目すると、SG7 の周波数の低下幅は Case1 が最も大きくなっていることが確認できる。一方、Case3 の周波数低下幅が最も小さくなっていることが分かる。

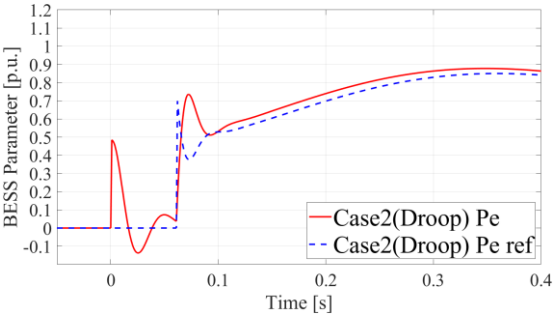


（a） Parameter change for 0.4s

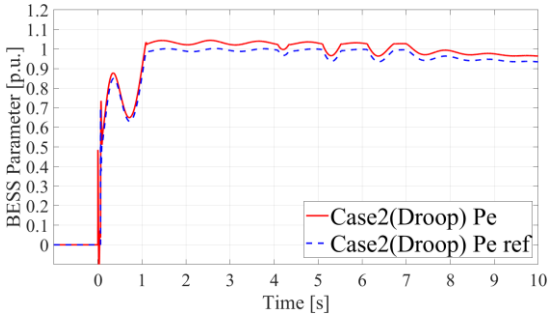


（b） Parameter change for 10s

図 232 S-GFL 制御手法を用いる蓄電池のパラメータ変化（SG7 の 2000MW 脱落模擬）

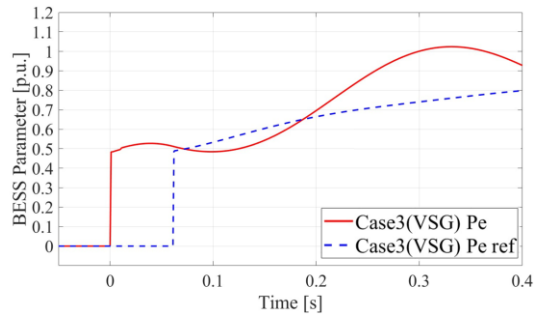


（a） Parameter change for 0.4s

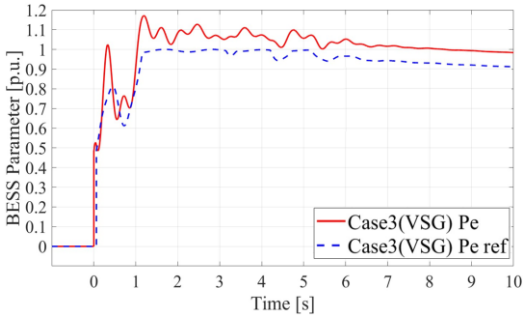


（b） Parameter change for 10s

図 233 Droop 制御手法を用いる蓄電池のパラメータ変化（SG7 の 2000MW 脱落模擬）

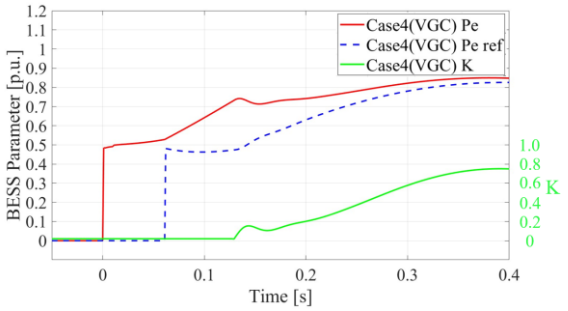


(a)　Parameter change for 0.4s

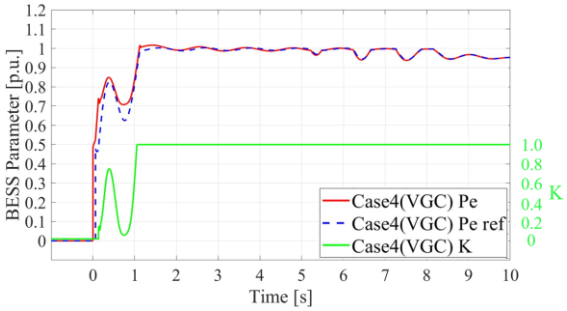


(b)　Parameter change for 10s

図 234　VSG 制御手法を用いる蓄電池のパラメータ変化（SG7 の 2000MW 脱落模擬）



(a)　Parameter change for 0.4s



(b)　Parameter change for 10s

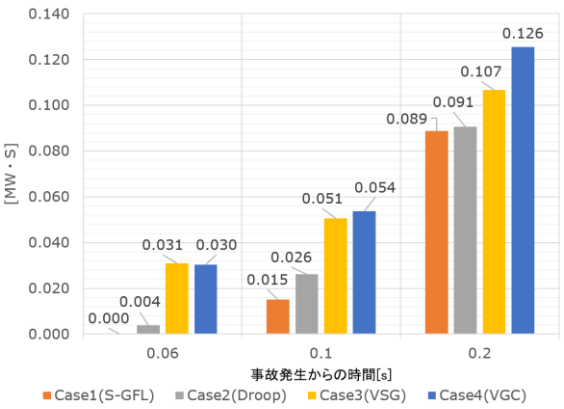
図 235　VGC 制御手法を用いる蓄電池のパラメータ変化（SG7 の 2000MW 脱落模擬）

図 232 から図 235 に、各ケースにおける蓄電池の有効電力と有効電力指令値の変化を示す。図 235 には、可変ゲインの変化も示す。

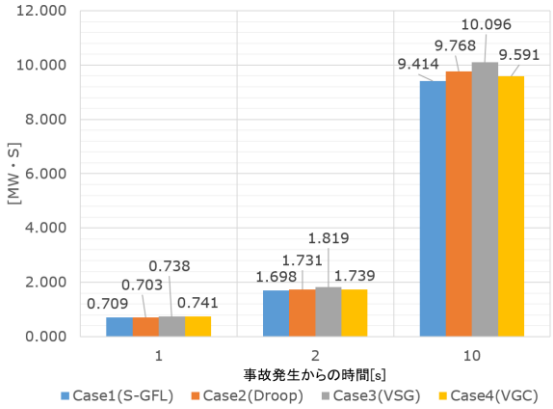
図 232（a）から分かるように、Case1（S-GFL）は事故後 0.06[s]に事故検出し、有効電力指令値が増加し、その指令値へ有効電力が追従しながら増加する。一方、図 233（a）～図 235（a）から分かるように、蓄電池に GFM 型の制御手法を適用した Case2（Droop）、Case3（VSG）、Case4（VGC）では、事故直後 0 [s]の時から有効電力が増加する。これは、GFM インバータの慣性応答によるものである。

図 232（b）～図 235（b）には、事故発生から 10[s]間の各ケースにおける蓄電池の有効電力およびその指令値の変化を示す。Case1（S-GFL）では、有効電力出力と指令値の間の偏差が、他のケースと比べて小さいことが分かる。一方、Case2（Droop）と Case3（VSG）では、時間が経過しても有効電力とその指令値の間に偏差が残る。これは、Case2（Droop）の P 制御器による定常偏差、Case3（VSG）の制動項 D による影響である。また、注目すべき点として、Case2 と Case3 では、有効電力が指令値より大きな値になることで、指令値が変換器の定格に近い場合には、出力が定格を超えてしまうことが挙げられる。このことから、Droop や VSG を適用する場合には、過電流を防ぐためのロジックを、別途適用する必要があるといえる。

一方、Case4（VGC）では、有効電力出力が定格に近づくと可変ゲインの値が増加し、PI 制御が設計したとおりに機能するため、有効電力の指令値への追従性が高まる。有効電力の指令値は、変換器の定格値で制限した値を与えているため、VGC では他の GFM の制御手法と異なり、過電流になりにくいという利点を有している。

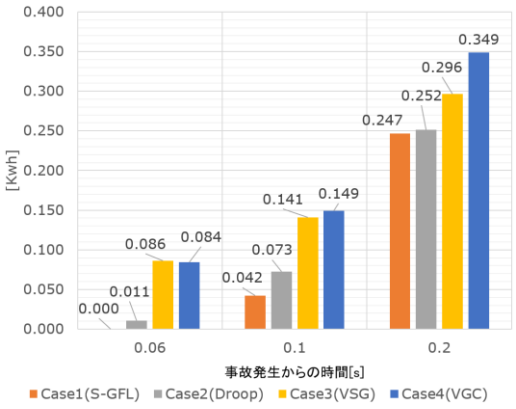


(a)　事故発生後 0.06[s]、0.1[s]、0.2[s]間

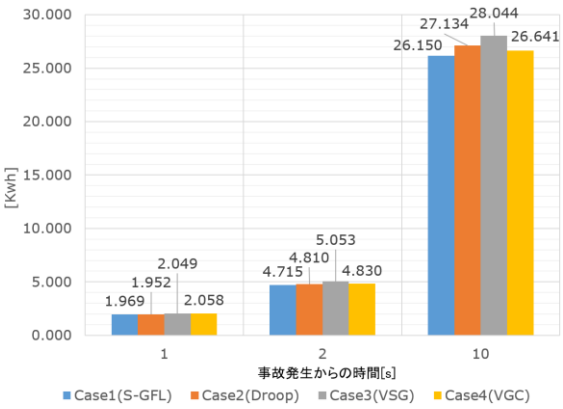


(b)　事故発生後 1[s]、2[s]、10[s]間

図 236　時間単位別、蓄電池の制御手法ごとの電力供給量[MW・S]



(a)　事故発生後 0.06[s]、0.1[s]、0.2[s]間



(b)　事故発生後 1[s]、2[s]、10[s]間

図 237　時間単位別、蓄電池の制御手法ごとの電力供給量[Kwh]

各ケースにおける事故発生後から特定の時間までに電力系統へ供給した電力量を[MW・s]および[Kwh]単位で比較した結果を、それぞれ図 236 と図 237 に示す。図 236（a）と図 237（a）には、事故発生後 0.06[s]、0.1[s]、0.2[s]が経過するまでに蓄電池が供給した電力量を示す。図 236（b）と図 237（b）には、事故発生後から 1[s]、2[s]、10[s]が経過するまでに各ケースで蓄電池が系統へ供給した電力量を示す。

図 236（a）と図 237（a）から、事故発生後 0.06[s]、0.1[s]、0.2[s]の間には、慣性応答ができない Case1（S-GFL）において蓄電池が電力系統へ供給した電力量が最も小さく、慣性応答ができる GFM を適用した Case2（Droop）、Case3（VSG）、Case4（VGC）では、Case1 の場合よりも大きなエネルギーを事故直後から電力系統へ供給していることが分かる。

図 236（b）と図 237（b）から、事故発生から数秒後（2[s]、10[s]）の間に蓄電池が系統へ供給した電力量は、Case3（VSG）で最も大きな値になっていることが分かる。これは図 234（b）から分かるように、Case3 は有効電力指令値が 1[p.u.]の際、有効電力がその指令値より高い値に追従し定格を上回る有効電力を出力しているためである。

（3）S-GFL・VSG・Droop・VGC の得失比較

表 82　蓄電池の制御手法による特性のまとめ

インバータ制御手法	RoCoF の改善効果	有効電力の指令値への追従性
S-GFL	X	◎
GFM（Droop）	○	△
GFM（VSG）	◎	△
GFM（VGC）	◎	△ ～ ◎ （可変ゲインに応じて変化）

表 82 に、インバータの各制御手法の特徴について、RoCoF の改善効果と有効電力の指令値への追従性の二つの観点から整理した。RoCoF の改善効果については、慣性応答ができない S-GFL 制御手法が最も劣っていることを確認した。慣性応答が可能な GFM の制御手法（Droop、VSG、VGC）は、S-GFL に比べて RoCoF の改善効果が優れており、GFM の制御手法の中では、Droop より VSG・VGC の方が RoCoF 改善効果が優れていた。また、VGC の RoCoF の改善効果は、VSG 制御手法と同等であることを確認した。

有効電力の指令値への追従性については、S-GFL が最も優れており、常に有効電力がその指令値に応じて変化する。そのため、有効電力と指令値の間に偏差はほぼ生じないことを確認した。一方、GFM 型の制御手法（Droop、VSG、VGC）は、電源脱落のような周波数低下を伴う事故が発生すると、慣性応答により系統へ有効電力を供給し、有効電力と指令値の間に偏差が生じる。時間が経過すると有効電力はその指令値に近づくが、DroopとVSGは、有効電力とその指令値の間に偏差が残ることが分かった。それに対して VGC では、PI 制御を用いているため、時間の経過とともに、有効電力が指令値へ追従し偏差がほぼ残らないことが分かった。また、VGC の追従性は、可変ゲインの値によって変化する。本検討では有効電力が定格値に近いときに追従性を高めるように設定したが、風力発電のインバータに VGC を適用する際には、別の方法で可変ゲインの値を変化させ、風車の回転数を所望の値に制御することに応用できる潜在性があるといえる。

3-2 電源脱落時における再エネ用 GFM と背後リソースの協調制御法開発

3-1 で提案した VGC を適用した風力発電システムを開発するに際して、風車の回転数の変化による空力入力の変化や空力入力とインバータ入力の差による風車・発電機の回転数変化といった特性を模擬できる風力発電モデルを文献調査に基づき構築した。構築したモデルをもとに、まずは、インバータの出力が指令値に追従する能力の高い S-GFL を前提として、風車の回転数制御と系統周波数の安定化制御を協調したインバータの有効電力指令値の制御手法について検討した。さらに、シミュレーションにより、構築した S-GF L 型の風力発電モデルの妥当性や提案手法の有効性を評価した。

3-2-1 再エネ用 GFM とインバータ背後リソースとの協調制御法の開発

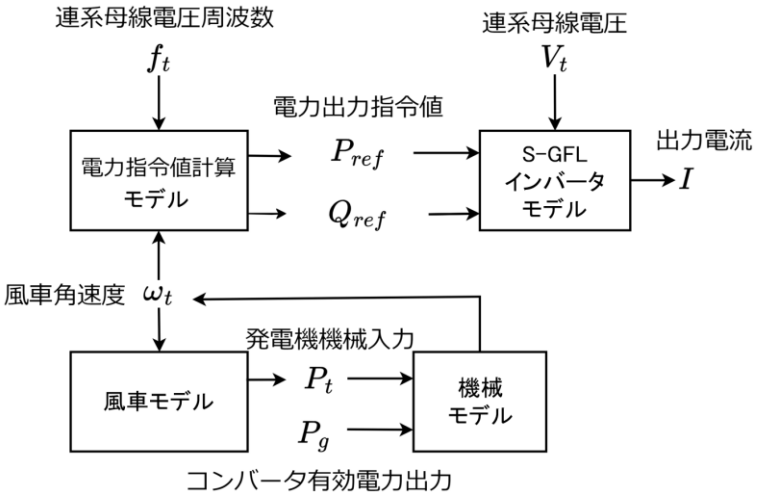


図 238 S-GFL を用いた Type4 の風力発電モデルの概略図

図 238 に、S-GFL を用いた Type4 の風力発電モデルの概略図を示す。構築した風力発モデルは、大きく分けて 4 つのモデルからなる。電力指令値計算モデルは、連系母線電圧の周波数と風車の角速度からインバータの有効電力指令値を計算するためのモデルである。風車モデルは、風車の角速度と風速から風車出力を計算するモデルである。機械モデルは、タービンの機械入力と発電機の出力（インバータの出力と等しいと仮定）から、風車の角速度の変化を計算するモデルである。S-GFL インバータモデルは、電力指令値からインバータの出力電流を計算するモデルである。図 238 に示した 4 つのモデルのうち、本研究で新たに検討したのは電力指令値計算モデルとなる。その他のモデルについては、文献[23]をもとに構築した。

[23] WECC Second Generation Wind Turbine Models, WECC, 2014

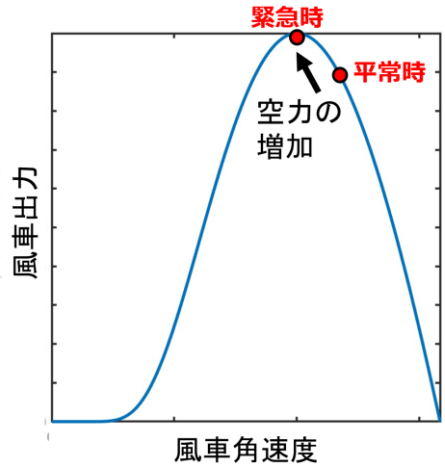


図 239　風車角速度による風車出力

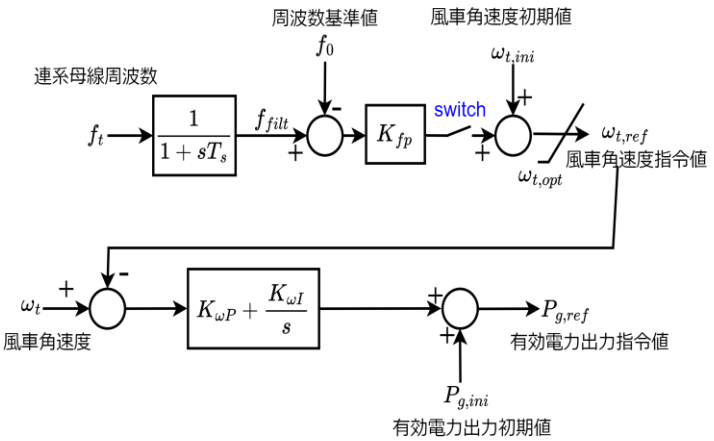


図 240　電力指令値計算モデル

本検討では、図 239 に示すように、平常時に風車の角速度を最大電力点よりも高速域に設定し、出力を最大電力点での出力よりも低い値にするデロード運転を行うことを前提とする。周波数が低下した緊急時には、本研究で新たに開発した図 240 の風力発電の電力指令値計算モデルによって、インバータの有効電力指令値を変化させる。

平常時は、図 240 の制御系のスイッチはオフになっており、一定の有効電力指令値が与えられるものとする。それに対して、連系母線の周波数が 60[ms]以上 49.7[Hz]を下回ると、事故検出制御により図 240 の制御系のスイッチがオンになり、風力発電は緊急制御されるものとする。風力発電は緊急制御されると、周波数の低下に対して風車の角速度を減少させることで、図 239 に示すように有効電力出力を増加させることができる。

3-2-2 数値シミュレーションモデル・ツールの作成

3-2-1 で提案した風力発電の制御手法による周波数安定化効果の評価に用いた数値シミュレーションモデルについて以下にまとめる。

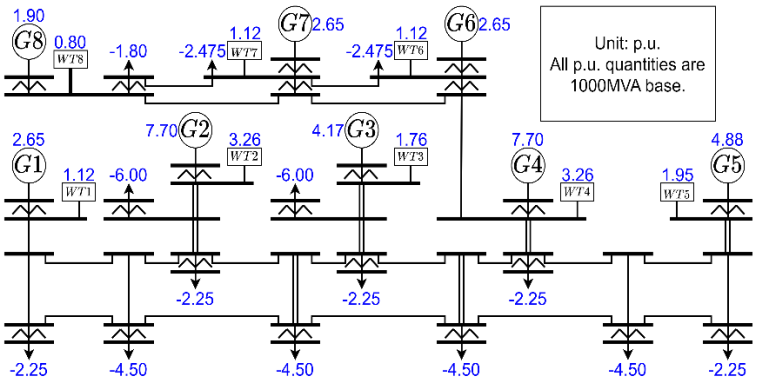
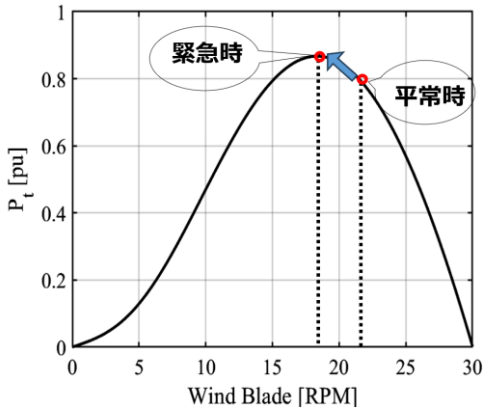


図 241　EAST10 機夜間断面の改変モデル

電力系統は、図 241 に示す電気学会の EAST10 機系統モデル（夜間端面）を改変したモデルを用いる。総負荷は 48000[MW]である。EAST10 機系統モデルの同期発電機の出力と容量を 3 割削減し、Type4 の風力発電（WF）で置き換える。



風車のパラメータ設定 & 制御		
風速（m/s）	15.1	
ピッチ角[°]	20	
デロード[%]	10	
風車の角速度	平常時	21.8 RPM
	緊急時	18.2 RPM（以上）
事故検出条件	周波数が 49.7[Hz]を下回る時間が 0.06ms 以上の時緊急制御になる	

図 242 風車の空気力学モデル（左）とそのパラメータ設定（右）

図 242 に、風力発電の空気力学モデルとパラメータの値を示す。風力発電は、平常時に 10%のデロード[24]運転を行うこととし、出力を最大出力（MPP： Maximum Power Point）の 90%の値とする。このとき、風速、ピッチ角はそれぞれ 15.1[m/s]と 20[°]とする[25]。

3-2-3 S-GF L 型の風力発電による周波数安定化効果

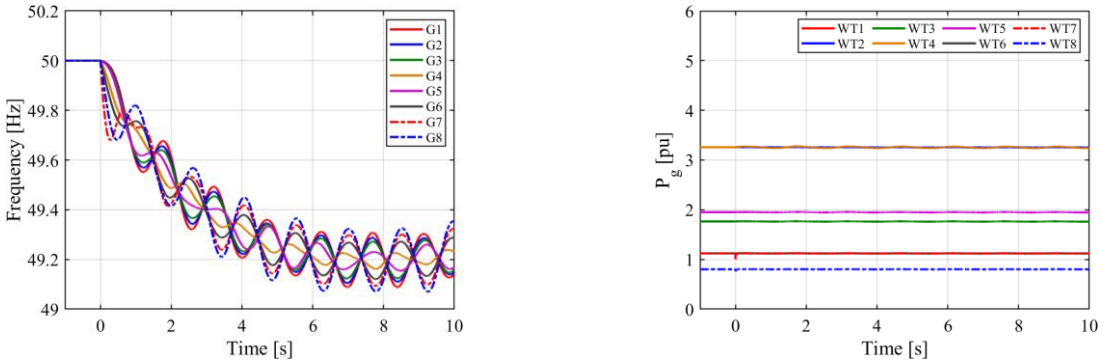
開発した S-GF L 型の風力発電による周波数安定化効果について、数値シミュレーションにより評価する。

表 83 シミュレーションケースと条件

ケース	風力発電の緊急制御	デロード[%]	電源脱落量
Case5	無	10%	SG7 2400[MW]
Case6	有		

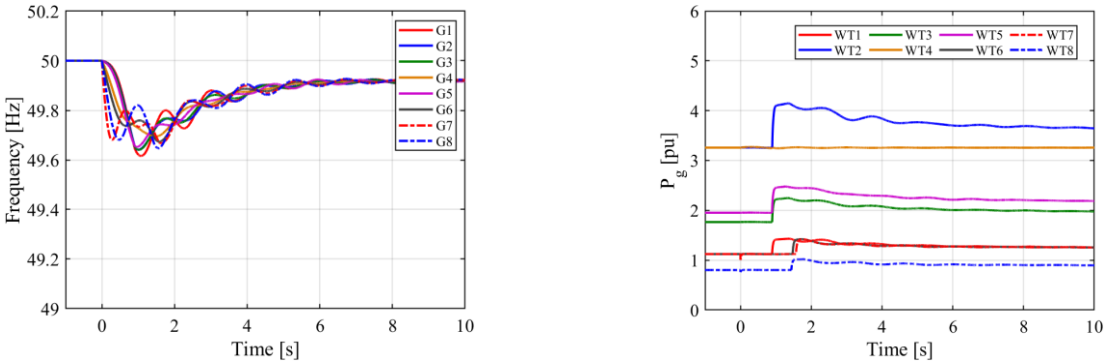
表 83 にシミュレーションケース及び条件を示す。図 241 の系統で SG7 の一部（2400[MW]）が脱落した時、風力発電に緊急制御が適用されなかったケース 5 と提案した緊急制御手法が適用されたケース 6 について、周波数安定化効果を比較する。

[24] Numerical study of effect of pitch angle on performance characteristics of a HAWT, ELSEVIER, 2016
[25] Deloading Power Coordinated Distribution Method for Frequency Regulation by Wind Farms Considering Wind Speed Differences, IEEE, 2019



（a） 同期発電機の周波数変化　　（b） 風力発電の出力変化

図 243 Case5 の同期発電機の周波数変化と風力発電の出力変化

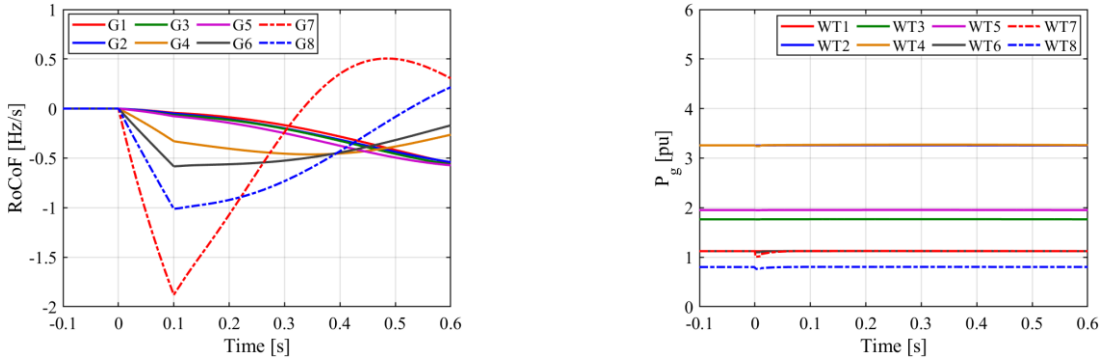


（a） 同期発電機の周波数変化　　（b） 風力発電の出力変化

図 244 Case6 の同期発電機の周波数変化と風力発電の出力変化

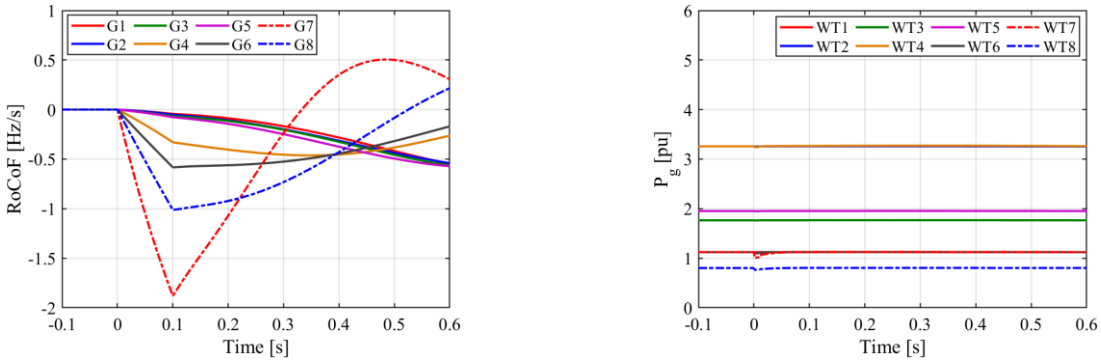
図 243 に、Case5 における同期発電機の周波数変化と風車の有効電力出力変化を示す。図 243（a）から、電源脱落事故後に同期発電機の周波数が低下することが分かる。また、図 243（b）から、Case5 の風力発電は一定の有効電力を出していることが分かる。

図 244 に、Case6 の同期発電機の周波数の変化と風車の有効電力出力の変化を示す。図 244（a）から、Case6 における同期発電機の周波数は、事故発生から約 1 [s]時点から、基準周波数に向けて回復していることが分かる。これは、図 244（b）から分かるように、風力発電が緊急制御され、事故前より大きな有効電力を電力系統へ供給したためである。



（a） 同期発電機の RoCoF の変化　　（b） 風力発電の出力の変化

図 245 Case5 の同期発電機の RoCoF 変化と風力発電の出力変化



（a） 同期発電機の RoCoF の変化　　（b） 風力発電の出力の変化

図 246 Case6 の同期発電機の RoCoF と風力発電の出力の変化

図 245 に、Case5 における同期発電機の RoCoF の変化と風車の有効電力出力の変化を示す。また、図 246 に、Case6 における同期発電機の RoCoF の変化と風車の有効電力出力の変化を示す。

図 245（a）と図 246（a）を比較すると同期発電機の RoCoF の変化は Case5 と Case6 で同じであることが分かる。これは、図 245（b）と図 246（b）から分かるように、RoCoF の絶対値が最大となる 100[ms]までには、いずれの風力発電も事故検出をしないため、風力発電の有効電力は増加しないためである。

④ M−Gセットをはじめとする各種系統安定化対策に関する海外調査（電力中央研究所（外注：三菱総合研究所））

中間目標 （2025 年 3 月）	M-Gセットをはじめとする各種系統安定化対策に関する海外における検討事例・導入事例や機器システムの開発状況等について調査を行う。
成果 (2024 年 6 月)	文献調査およびヒアリング調査により、海外における系統安定性に関する課題・制度、系統安定化対策に資する取り組みや対策機器の開発状況、費用負担等の調査を行った。
達成度（見込み）	○　(2025 年 3 月に達成見込み)
達成の根拠／解決方針	調査対象地域は系統安定性に係る課題が顕在化している英国、ドイツ、イタリア、テキサス、ハワイを選定し、それぞれの地域での系統安定性対策機器（同期調相機、STATCOM、GFM 等）の導入状況、開発状況、その他対策に資する取り組み状況に関する情報を得ている。

◎大幅達成、○達成、△達成見込み（中間）、×未達

本事業では、事業の内容に関連する諸外国の動向として、特に基幹系統の安定性の課題・諸制度や取り組み状況、研究開発の状況等について調査を実施した。2022 年度は欧州地域として英国・ドイツ・イタリア、2023 年度は北米地域の全体動向およびテキサス州、ハワイ州を対象とした。調査の観点は以下の通り。

- 基幹系統の安定性維持に関する課題意識
- 安定性維持のための制度対応・費用負担の考え方
- 基幹系統の安定性維持のための系統運用者の取り組み
- 対策機器の検討状況。技術開発の動向
- 対策機器の運用方法
- 対策機器に関わる計測・制御インタフェース
- 対策機器のコスト負担の考え方

各地域の調査結果について以降に記す。

欧州地域の調査結果

調査を実施した 3 か国における基幹系統の安定性維持に関する課題意識、安定性維持のための制度的対応および系統運用者の取り組みを表 84 に示す。

表 84　欧州各国の安定性維持に関する検討状況一覧

	英国	ドイツ	イタリア
安定性に関する課題意識	• 慣性の減少によるRoCoF増加に伴う単独運転検出用RoCoFリレーでの発電機トリップ • 短絡電流の減少による事故時電圧低下幅の増加に伴うFRTでの発電機トリップ	• 従来電源（原子力・石炭火力）の退出に伴う無効電力供給能力・電圧維持能力の減少 • 国内南北の需給不均衡による位相差の大きな広がり（事故時に大電流が流れる虞）	• 各種安定性は懸念しているが、特に電圧安定性が課題
安定性維持のための制度的対応	• グリッドコード改定（RoCoFリレーの整定変更、GFM機能に関する要件の追加） • 下記系統運用者の取り組みに主導される形での系統サービスの調達・見直し等	• 風力発電からの無効電力供給範囲の拡大・および報酬スキームの必要性 • 無効電力の市場ベースの調達の検討	• 現時点で、Fast reserveの調達のみ • 将来的なRfGの改訂は想定しているものの、国内への反映は状況に応じて検討予定
系統運用者の取り組み	• Stability Pathfinderによる安定性サービス調達（同期調相機、GFM型蓄電池等） • 周波数応答サービスの見直し • Stability Marketの導入実証	• STATCOM等の対策設備の設置 • TSO間、DSO連携での無効電力融通 • GFMの要件化（検討中）	• 同期調相機等の対策設備の設置 • フライホイール付同期調相機やGFM機能のシミュレーションによる効果検証等

グレートブリテン島で一つの同期系統を構成する英国では、系統容量が比較的小さいことから、非同期発電機の増加により慣性や短絡電流が大きな課題となっている一方、系統規模の大きい大陸欧州系統に属するドイツやイタリアでは、主に電圧安定性が課題となっている。制度・系統運用者の取り組みとしても、英国は新たなグリッドコードの要件追加や新サービス市場を検討する等、他 2 か国と比較して一歩先を進んでいる状況。他方で、ドイツ・イタリアでは、基本的に TSO が系統増強や STATCOM 等の設備の導入による対策を実施している。

各国における安定性維持のための対策設備の検討状況を表 85 に示す。

表 85　欧州各国の安定性対策設備の検討状況一覧

	英国	ドイツ	イタリア
対策設備の検討状況	• 老朽化したCCGTの同期調相機化 • 動的無効電力補償器の改良 • GFM型風力発電所（蓄電池無）の実証（現在はGFLモードで運転されていると想定）	• STATCOMと同期調相機を組み合わせて系統に導入することを検討。（電圧制御時のハンチング等を回避する目的） • GFM型HVDCの導入	• 老朽発電所の同期調相機化 • GFMに関してはTSOが検討を開始した段階。 • 離島系統で検証を実施中。
対策設備の運用方法	• GC0137の要件クリアが条件。 • Pathfinderで落札された設備は、基本的にはモニタリングのみで、制御は行わない。最低慣性をNGESOに宣言（Declaration）する必要がある。	• 現時点で第三者設備による安定性対策は想定しておらず、検討していない。	• 現時点で第三者設備による安定性対策は想定しておらず、検討していない。
計測・制御インターフェース	• 基本的には、グリッドコードで義務付けられる一般的な発電設備への要件に準じるものの、モニタリング事項として実質的にPMUの具備が必要とのことであった。	• 現時点で第三者設備による安定性対策は想定しておらず、検討していない。	• 現時点で第三者設備による安定性対策は想定しておらず、検討していない。
対策機器の費用負担	• 安定性サービス費用はNGESOが徴収するBSUoSで回収。 • STATCOM等のTOが設置する設備についてはTNUoSで回収。	• 基本的にはTSOが系統設備の設置といった対策を実施しており、託送料金にて回収。	• 基本的にはTSOが系統設備の設置といった対策を実施しており、託送料金にて回収。 • 将来的にグリッドコードで系統安定化機能が要件化されれば、それは第三者（発電事業者）負担となると想定。

いずれの国においても同期調相機や STATCOM といった対策設備が基本であるものの GFM インバータに関する研究開発や検証が行われている。これらの費用負担は、託送料金という形で広く回収されている。英国においては実系統における GFM インバータの検証が行われている他、安定性維持のための Stability Pathfinder と呼ばれる公募にて GFM インバータを有する設備が落札され、実導入が進む見通し。この安定性サービスは第三者から調達しており、TSO である

NGESO(National Grid Electricity System Operator)がバランシングサービス利用料（BSUoS: Balancing Service Use of Charge）という形で市場参加者から回収し、安定性サービス提供を行う事業者に対価を支払っている。

○英国

＜安定性維持に関する課題意識＞

英国が抱える系統安定性に関する主たる課題は、非同期機である IBR の増加と同期発電機の減少に伴う系統慣性および短絡容量の低下である。また、近年ではコンバータ同士の干渉が問題になる可能性があり、スコットランドでは既に Sub-Synchronous Oscillation（SSO）が生じている。ただし、現状 National Grid ESO は詳細検証モデルを有しておらず実効値解析でしか解析ができないため、将来的に瞬時値解析モデルを構築して解析することを検討している。

以下の図 247 は、英国の系統安定性に係る課題とその対策・対応状況を示している。

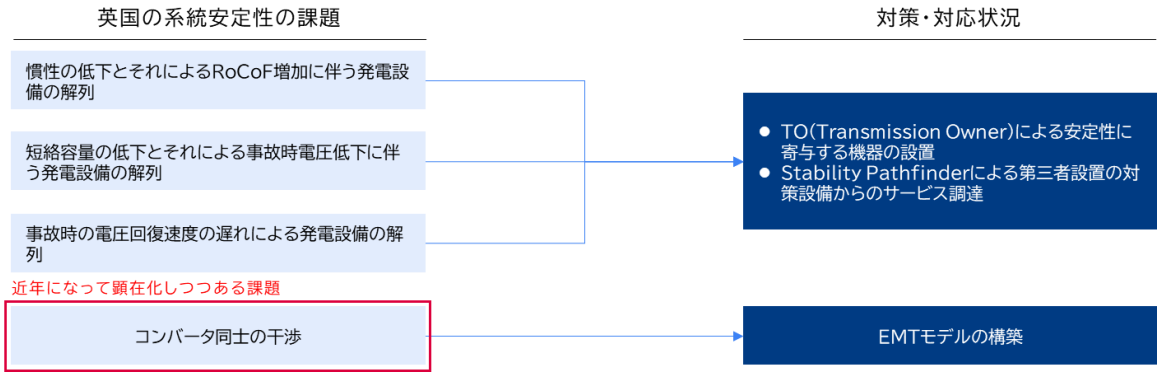


図 247　英国における系統安定性に関する課題意識

＜安定性維持のための制度的対応＞

英国では系統安定性対策の１つとして GFM インバータ導入が検討されているが、GFM インバータを導入するにあたり GFM 機能を有する機器向けのグリッドコード（GC0137）が発行されており、後述する Stability Pathfinder や Stability Market に参加するためにはこの GC0137 に準拠する必要がある。なお、National Grid ESO はテクノロジー・ニュートラルな立場をとっており、GC0137 への準拠と費用便益が問題なければ IBR が系統へ導入されることも問題なく受け入れることとしている。

＜安定性維持のための系統運用者の取り組み＞

National Grid ESO は安定性維持の主な対策として、系統増強による対策機器の設置と Stability Pathfinder による系統安定性サービスの調達を行っている。対策機器は主に同期調相機、STATCOM、GFM 型蓄電池である。以下の表 86 には英国における系統安定性対策機器の導入状況と予定を示している。

また、Stability Pathfinder の次なる施策として、Stability Market による系統安定性サービスの調達を検討しており、実証が完了しているステータスである。

表 86　系統安定性対策機器の導入状況・予定（英国）

	現在系統	ETYS（将来系統） ＜系統増強＞	Stability Pathfinder ＜安定性サービス調達＞
導入時期(年)	～2022/2023	2023/2024～2031/2032	2024～
導入機器	• STATCOM • 同期調相機(※) ※同期調相機とSTATCOMを組み合わせたハイブリッド式同期調相機が導入されている	• STATCOM • 同期調相機	• 老朽化火力の同期調相機への転用(Phase1) • CCGT(Phase1) • 水力(Phase1) • 同期調相機(Phase2,3) • GFM型蓄電池(Phase2)

その他の取り組みとして、National Grid ESO は系統慣性のモニタリングを実施している。現状は発電機定数の単純な加算と需要側慣性の推定値をもとに系統慣性を算出しているが、系統慣性モニタリングの開発事業を GE 社、Reactive 社と共同で進めており、リアルタイム計測に基づく系統慣性の予測モデルへ改良することを検討している。

＜対策機器の検討状況＞

系統安定性の主な対策機器は上述の通り同期調相機、STATCOM、GFM 型蓄電池である。同期調相機はフライホイールや蓄電池が具備されているものも検討されている。その他には同期調相機と STATCOM を組み合わせたハイブリッド式同期調相機の開発（実系統へ導入済み）や、蓄電池を設置しない GFM 型風力発電（図 248）の実証が行われている。

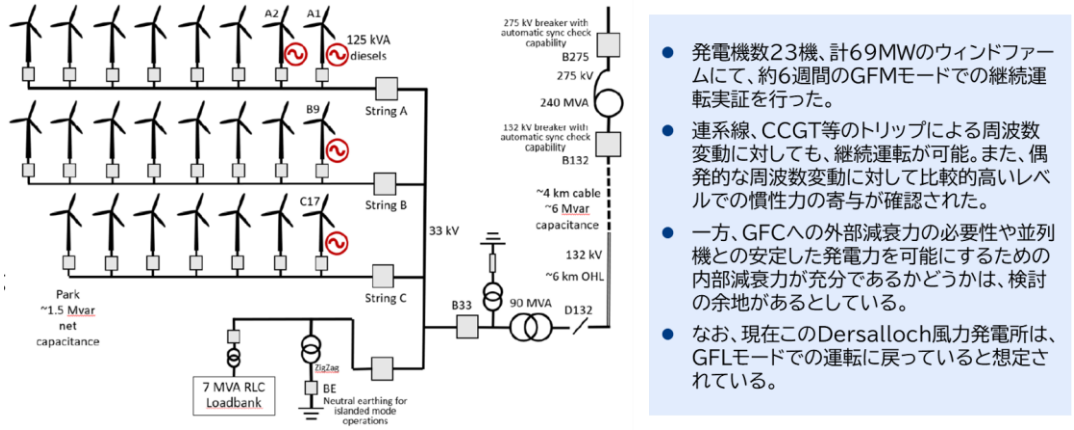


図 248　スコットランド（Dersalloch）における GFM 型風力発電の実証

出所）ESIG、 ”Survey of Grid-Forming Inverter Applications”、 https://globalpst.org/wp-content/uploads/Survey-of-Grid-Forming-Inverter-Applications-Julia-Matevosyan.pdf、 閲覧日：2023 年 2 月 3 日

＜対策機器の運用方法、計測・制御インタフェース＞

National Grid ESO による系統安定性対策機器の運用は基本的にモニタリングのみであり、指令は行っていない。

また、計測・制御インタフェースの要件はグリッドコードに義務付けられる一般的な発電設備に対する要件に準じているものの、モニタリング事項としては実質的に PMU の具備が必要となる。

＜対策機器の費用負担＞

系統安定性サービス費用は National Grid ESO が徴収する BSUoS[26]（Balancing Service s Use of System：バランシングサービス料金）で回収し、同期調相機や STATCOM 等の TO（Transmission Owner：送電設備保有者）が設置する機器は TNUoS[27]（Transmission Network Use of System：送電線利用料金）で回収される。以下の図 249 に系統安定性対策機器の費用回収スキームを整理した。

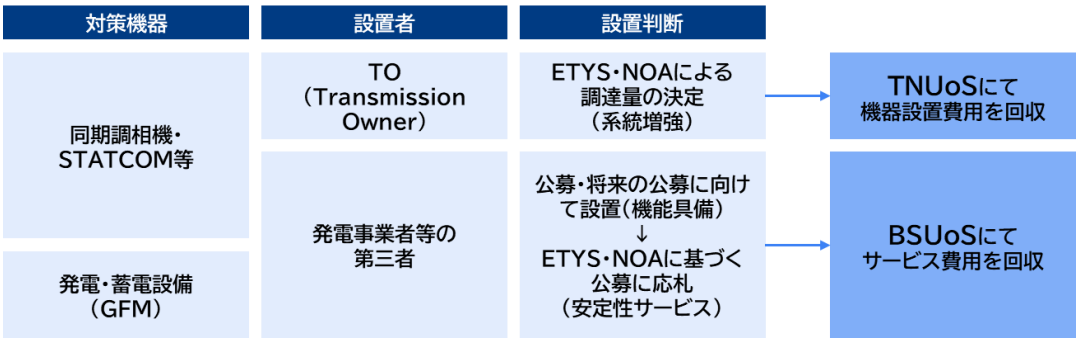


図 249　英国における系統安定性対策機器の費用負担構造

○ドイツ

＜安定性維持に関する課題意識＞

ドイツでは脱原発、および脱石炭法による 2038 年までの石炭火力発電所の廃止から、系統安定性のうち特に電圧安定性・電圧調整能力の不足が課題として捉えられている。TSO の一つである 50Hertz では、経済性の観点から、法律で求められるよりも早期に石炭火力の退出の可能性を考えており、喫緊で対策しなければならいと考えている。

＜安定性維持のための系統運用者の取り組み＞

現時点では、基本的に TSO が対策設備を設置する形で対応がなされている。特に課題として捉えられている電圧安定性の維持のために STATCOM の配備が計画されており、この STATCOM には GFM 制御を採用することを想定している他、キャパシタを具備することで慣性の提供も意図している。図 250 に 50Hertz の STATCOM の配備計画を示す。

[26] BSUoS（Balancing Services Use of System）：バランシングサービス利用料金で、発電：需要＝50：50 で料金負担する。
[27] TNUoS（Transmission Network Use of System）：送電系統利用料金で、年間の需要および発電の量に基づき、年ごとに課金割合を決定する。

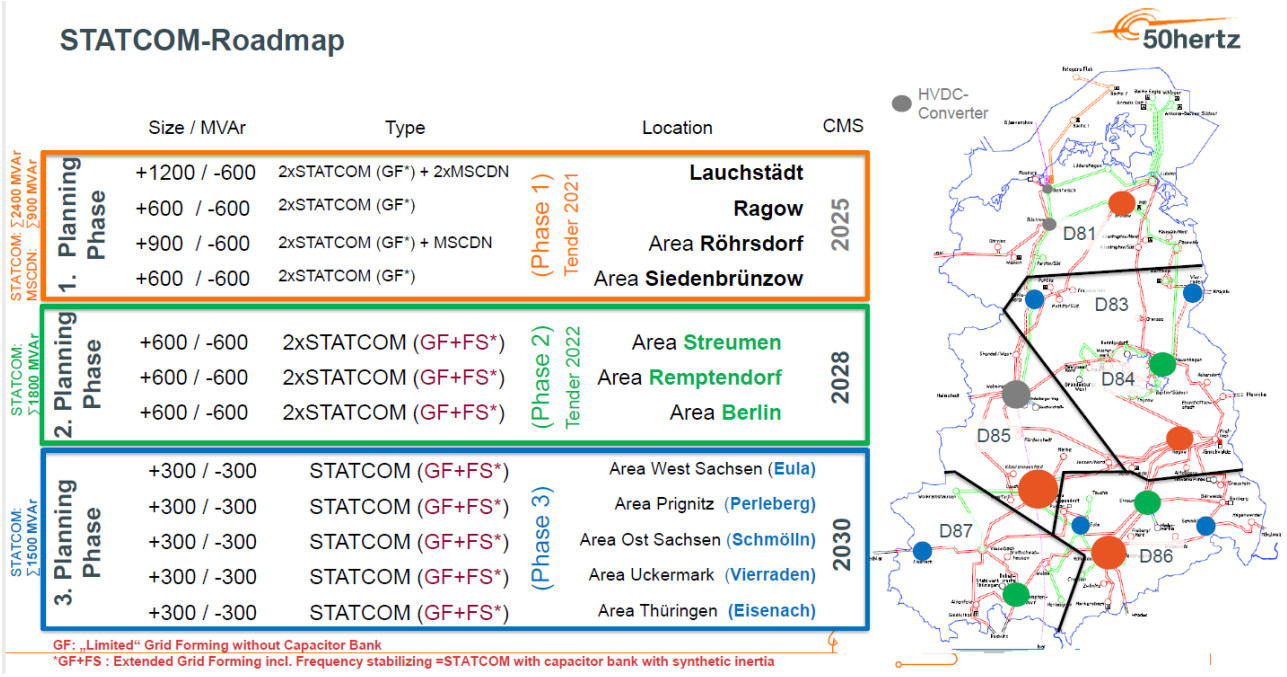


図 250　50Hertz の STATCOM 配備計画

出所）50Hertz、“STATCOM Strategy and Application in East Germany” https://globalpst.org/wp-content/uploads/STATCOM-Strategy-and-Application-in-East-Germany-Cornelius-Heck-Florian-Sass-Roman-Hinz.pdf、閲覧日：2022 年 11 月 18 日

＜対策機器の検討状況＞

Netzregulung2.0 と呼ばれる多様なステークホルダが参加した研究開発 PJ では、GFM インバータに関する様々な検討が行われた。

- 配電系統※における GFM インバータの影響
- HVDC システムの GFM 機能
- コンバータが支配的な電力系統における周波数安定性
- 配電系統からの慣性の提供
- GFM インバータを使用した単独系統の形成と検出
- インバータが支配的な電力系統の短期及び長期のダイナミクス
- GFM インバータの試験方法と検証

※ドイツの配電系統は 110kV 以下

〇イタリア

＜安定性維持に関する課題意識＞

各種安定性の課題（周波数安定性・同期安定性・電圧安定性）はいずれも懸念されているものの、ヒアリングによれば特に電圧安定性が懸念されている。

＜安定性維持のための系統運用者の取り組み＞

基本的に安定性維持の責任は TSO である Terna が負っており、各種対策設備をして図 251 に示す設備を各地に導入している。

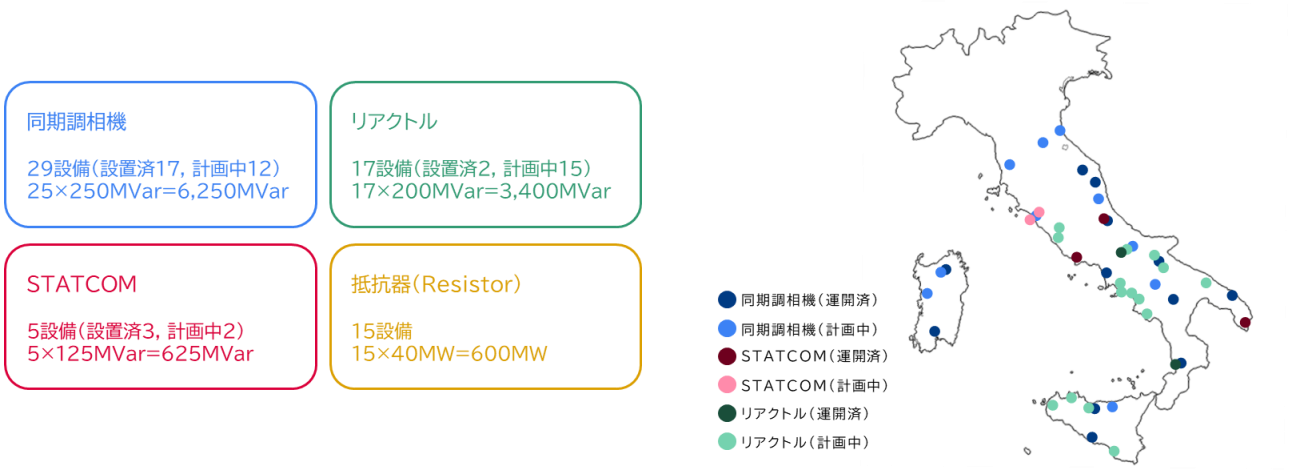


図 251　対策設備の導入状況・予定　出所）Terna 提供資料を基に作成

＜対策機器の検討状況＞

TSO の対策設備としては図 251 の通りであるが、同期調相機にフライホイールを具備して慣性定数を大きくしたり、PSS（Power System Stabilizer）を具備するといった取り組みがなされている。その他、現時点で技術が標準化されていないため導入をそうていしてはいないものの、図 252 に示すような GFM に関する検討も開始している。

ブラックスタートと系統復旧

- 蓄電池向けGFMモデルに基づくシミュレーションでの検証
- 小規模なプラントでのパイロットプロジェクト(1MW蓄電池およびHILによる検証)

低周波帯の広域動揺の緩和

以下の制御パフォーマンスの比較検討
- GFMインバータ
- 同期調相機によるWADC(Wide Area Damping Controllers)

大量のGFM統合に関する比較検討

GFM大量導入による、系統安定化サポートへの貢献可能性の検討
- 電圧崩壊シナリオの際の検証
- 様々なGFM導入比率での検証

図 252　Terna が実施している GFM 機能の検証内容

出所）Terna 提供資料を基に作成

北米地域の調査結果

○米国全体

＜系統安定性に関する課題意識＞

米国は国土が広大であり、地域ごとに異なる系統安定性に係る課題感を持っている。例えばテキサスやハワイのような独立系統では系統慣性の減少による周波数安定性の低下が課題となっている。一方で系統容量の大きい東部系統、西部系統では周波数安定性は大きな課題としては認識されていない。これらの系統安定性に対して様々な対策を講じているが、一部エリアでは対策後に再び電圧安定性に懸念が生じるなど、モグラたたきのように新たな課題が生じている状況である。

近年では IBR の普及拡大によって生じている Weak Grid（短絡容量、制御安定性の低下等）に対して GFM は大きな役割を果たすと認識されており、主に蓄電池への GFM 適用が検討されている。なお、GFM インバータを導入するにあたっての課題は以下の図 253 のように認識されている。

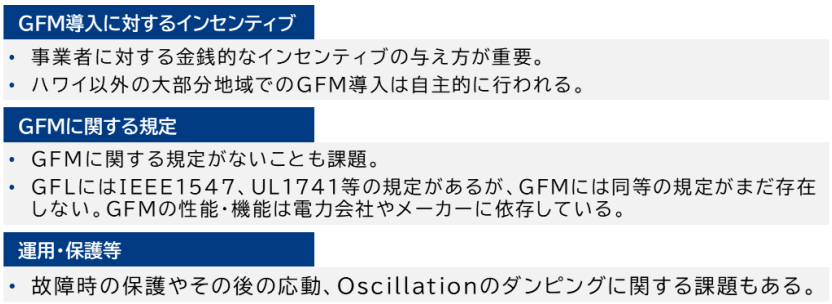


図 253　GFM インバータ導入時の課題意識

＜系統安定性に対する取り組み＞

上述のように米国では GFM インバータの導入に関する議論が進められている。以下の表 87 に示すように、NERC、UNIFI 等の各機関・コンソーシアムにて GFM インバータに係る検討や取り組みがなされている。

表 87　各機関・コンソーシアムによる GFM インバータに関する取り組み

NERC	• NERC IRPSでは、IBRに適用される規格の改善を求め、多くの信頼性ガイドライン、規格認可要求を策定。 • GFM BESSのWhite Paperを2023年に発行。
UNIFI	• 送電系統でGFMが必要になる地域・時期を特定するための研究を実施。 • IBR安定性特性を評価し、機器がGFMであるべきかを検証する方法開発。 • GFMジェネリックモデルの開発にも注力。GFM標準規格を2023年に公開。
ESIG	• IEEE2800.2の草案作成に加えて、全米の様々な地域でIEEE2800の採用活動(部分的または全面的)に積極的に参加。 • ESIGは信頼性WGの中で、IBRが支配する送電系統のニーズとサービスに焦点を当てたタスクフォースを継続中。
NREL	• UNIFIコンソーシアムの一機関として、GFMのモデリング、シミュレーション、ラボ試験、フィールド試験、GFM制御方法の研究を実施。 • 将来的には数MW級の実験設備を用いた試験やERCOT・AEP・WECCと連携して大規模フィールド試験の実施も検討。

＜将来動向の見解＞

大規模系統に関しては大型蓄電池が必要であり、共存という観点では GFM を蓄電池と組み合わせることで実装が容易と考えられている。また、全てのインバータが GFM である必要はないが、系統にどの程度の GFM インバータが導入されているかは意識する必要があると NREL は言及している。配電系統に関しては、必ずしも GFM インバータである必要はなく、利用用途によって異なるものの、GFL インバータが活用出来るケースもあると NREL は考えている。GFM インバータ以外の系統安定性対策機器としては同期調相機が有力と認識されている。同期調相機は事故電流を供給し、系統の保護リレーが適切に動作することを目的として導入されている背景もある。系統安定性と事故電流の供給による保護機能の維持が可能であり、かつ既存の装置にあまり手を加えずに効果を得られるため導入されることが多いと NREL は認識している。

さらに、現時点では GFM インバータ向けの電源は全て蓄電池であるが、将来的には太陽光や風力発電を電源とした GFM インバータもプロトタイプとして出てくる可能性も示唆されている。

○米国各地域の動向

調査を実施した北米 2 地域における基幹系統の安定性維持に関する課題意識、安定性維持のための制度的対応および系統運用者の取り組みを表 88 に示す。

表 88　米国 2 地域の安定性維持に関する検討状況一覧

	テキサス（ERCOT）	ハワイ（HECO）
系統安定性に関する課題意識	• 主な課題は周波数安定性の低下およびWeak Gridの顕在化。 • 周波数安定性に関して、風力をはじめとするIBRの容量増加に伴う慣性低下が要因。 • Weak Gridに関して、短絡容量の減少に伴う系統電圧の維持能力低下とコンバータ起因の不安定性現象（SSO等）の増加。	• 主な課題は周波数安定性および電圧安定性の低下。 • 周波数安定性では、特に慣性低下が課題であり、IBRの普及とそれに伴う同期発電機の減少、および、各島が独立系統を構成しており元々系統容量が小さいことが要因。 • 電圧安定性では、同期発電機の減少による電圧調整能力や短絡容量の低下が課題。
系統安定性維持のための制度的対応	• FFRの市場調達を2022年より開始。その後、2023年6月にアンシラリーサービス市場を再編。 • 電圧・周波数ライドスルー要件の改定作業を推進中。 • 上記と並行して、故障計測機器の設置要件に関する改定作業も進行中。	• 第三者からの系統安定化に係るサービス調達であるGSPA（Grid Service Purchase Agreement）が導入されており、容量（供給力提供）やFFR等を調達。 • 短絡電流、慣性、電圧調整能力についても将来的に第三者から調達することを検討。
系統運用者の取り組み	• 慣性低下対策として、周波数維持限度の基準となるCritical Inertiaの管理と上記FFRの調達を行っている。 • Weak Grid対策としては、2018年に同期調相機2台を設置、今後新たに6台を新設予定。 • また、系統解析の精度向上（PSS/E、PSCADによるシミュレーション）により、SSOの詳細分析を実施。	• 同期調相機の導入が計画されており、特に退役する火力発電所の同期調相機への転用が採用される傾向にある。 • 再エネ公募調達（Stage2以降）では、蓄電池（再エネ併設含む）にGFM機能が要件化されている。

今回調査した 2 地域はいずれも独立した単独系統であり、再エネ等の非同期発電機の導入により、慣性や短絡容量の低下が大きな課題となっている。両エリアにおいて Fast Frequency Response（FFR）等の安定化サービスを第三者から調達しており、テキサスでは各種要件の改定、ハワイでは更なる安定化サービスの調達検討といった動きが見られた。

自由化州であるテキサスでは ISO/RTO である ERCOT が、垂直統合を維持しているハワイでは Utility である HECO が系統増強や設備の導入等の対策を実施している。近年では同期調相機等の導入が進んでいる他、テキサスでは系統慣性の管理、ハワイでは GFM インバータの要件化等が行われている状況。

各地域における安定性維持のための対策設備の検討状況を表 89 に示す。

表 89　米国 2 地域の安定性対策設備の検討状況一覧

	テキサス（ERCOT）	ハワイ（HECO）
対策設備の検討状況	• 系統事故時の電圧変動対策として、同期調相機6台の設置検討を実施。現在系統増強に向けたプロセスが経過中。 • GFM型蓄電池を導入することを検討中。PSS/E、PSCADでのシミュレーションを実施済み。	• 老朽化した火力の同期調相機化。 • GFMリソースの調達。 • ”2021 System Stability Study” において2030年頃の系統安定性や対策機器の必要性を評価。GFMの必要性や同期調相機の必要台数を検討。
対策設備の運用方法	• 系統安定性の対策設備として現状は同期調相機、STATCOM。将来的にはGFM型蓄電池。 • 現状、ERCOTによる対策設備の運用はモニタリングのみ。 • 対策設備に対してPMU・データレコーダの設置が要件化。	• 第三者設備の対策機器（現状GFMのみ）の運用方法はRfP（Request for Proposal）に規定されているほか、より具体的な内容についてはHECOと設置事業者間で協議の上決定。
計測・制御インターフェース	• 通信プロトコルについて、遠隔監視制御およびERCOT⇔事業者間はICCP、PMUはIEEE C 37.118.1 -2011以降の規格を採用。 • PMUや故障記録データに関する要件は現在改定作業中。	• 具体的な内容についてはHECOと設置事業者間で協議の上決定。 • 対策機器（現状GFMのみ）とコントロールセンター間の情報通信に関して、一般的な発電設備との間に差分は無い。
対策機器の費用負担	• 同期調相機・STATCOM等の系統設備増強は送電事業者が一般負担として需要家から回収。 • GFM型蓄電池は発電設備として分類され、費用負担方法は現在検討中。	• HECOによる系統安定化に関する対策費は電気料金で需要家から回収。 • 再エネ公募調達により導入されるリソースについては、設置事業者が系統増強含むすべての費用を負担。

いずれの地域においても、近年は同期調相機が主たる対策設備ではあるものの、GFM 型蓄電池の導入検討が進められており、ハワイでは既に運用が開始されたプロジェクトも存在する。第三者設備の計測・制御インタフェースについて、テキサスでは通信プロトコルに関する規格が存在する一方、ハワイでは具体的内容は HECO との協議の中で決定される。
いずれの地域も ERCOT、HECO による対策設備の費用は託送料金/電気料金の形で広く回収される。

○テキサス
＜安定性維持に関する課題意識＞
テキサスの安定性に関する課題意識は、系統慣性の減少による周波数安定性の低下と短絡容量減少による Weak Grid の顕在化（電圧維持能力の低下、Sub-Synchronous Oscillation（SSO）の発生等）である。以下の図 254 に、テキサスにおける系統安定性に対する課題と主な対策を整理した。また、近年系統事故に起因する IBR の大量脱落事故が増加しており、NERC から対策を講じるよう通達されている。

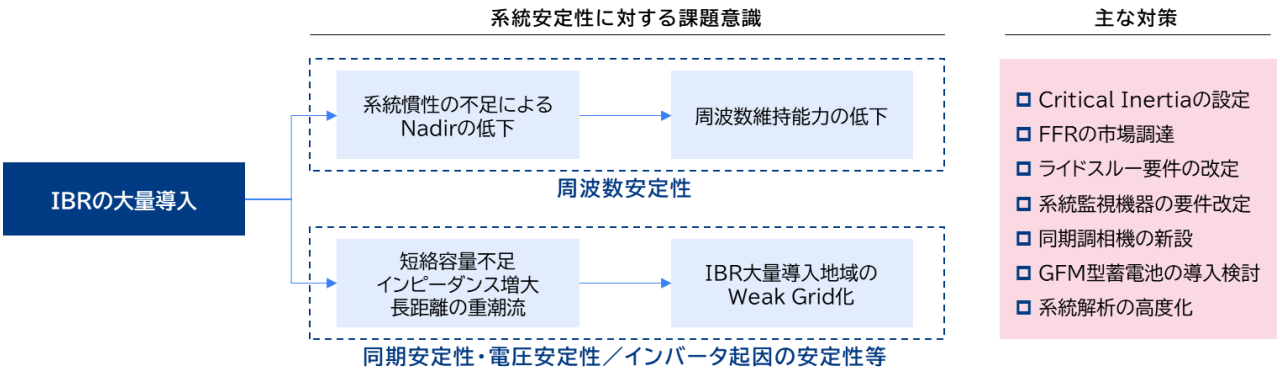


図 254　テキサスにおける系統安定性に関する課題意識と主な対策

＜安定性維持のための制度的対応＞
系統慣性の低下対策として、FFR の市場調達が２０２２年１０月より開始。その後２０２３年６月よりその他のアンシラリーサービスも再編された。また、上記 IBR 脱落事故の対策として、現在 IBR のライドスルー要件（電圧・周波数）および計測機器の設置要件について改定作業中である。

＜安定性維持のための系統運用者の取り組み＞
ERCOT による安定性維持の取り組みは系統慣性の管理や FFR の市場調達、同期調相機の設置などが挙げられる。
また、風力発電が多く導入されているテキサスで度々発生する SSO に対して、ERCOT は以下の表 90 のような原因分析と対応を行っている。

表 90　テキサスにおける SSO の発生原因と ERCOT の対応策

原因	■ **直列コンデンサ** ✓ IBRのコントローラ制御設計上の問題で、Type-ⅢのDFIG風力と直列コンデンサの相性が非常に悪い。 ■ **IBRの過度なコントローラ制御** ✓ コントローラ側でチューニングし過ぎると、コントローラのリライアビリティモジュールに悪影響を及ぼす可能性がある。(制御を遅くすることにより電圧サポートができなくなり、電圧崩壊を招く虞もある。)
対策	■ **系統設備増強(同期調相機・送変電設備)** ※タービン制御へのSSO緩和ソフトの追加によりダンピングを改善しようとするも、効果は薄かった。 ■ **PMUの設置** ✓ SSO発生時の100-300msのような短時間の動揺でも捕捉が可能。 ✓ PMU(最小出力記録レート30sample/sec、最小入力サンプリングレート960sample/sec)、事故波形記録(16sample/cycle)の設置を送電事業者に義務化。 ✓ 事故時の記録データを活用して、事故の詳細分析に活用。
分析	■ **モデル(PSCAD・PSS/E)、シミュレーションテスト結果の提出** ✓ 詳細かつ正確な分析により対策を講じるうえで、設備保有者から詳細なモデルを受領することと設備要件がクリアされていることは必須。 ✓ PSS/E:1/4cycleごとのプロット、EMT:20μsecごとのプロットといった粒度でのシミュレーションを実施。

テキサスでの SSO の主な要因は直列コンデンサと IBR（Type-3 の DFIG 風力）のコントローラ制御によるものと分析されている。SSO の発生を抑制するために、ERCOT としては IBR の制御側でチューニングをしすぎず、同期調相機の設置や系統設備の増強などを組み合わせて、系統設備側で対策することが重要であると ERCOT は認識している。また、SSO 発生時に系統運用者が微小時間における動揺事象を観測できるように、発電事業者、送電事業者に対して PMU の設置を義務付けている。

＜対策機器の検討状況・技術開発動向＞

ERCOT は、同期調相機に加えて更なる系統安定性対策として GFM 型蓄電池を検討しており、GFM 型蓄電池を設置した際の系統シミュレーション（PSS/E、PSCAD）を実施し、その有効性を検証・分析した。図 255 に示すような解析結果から、GFM 型蓄電池により系統安定性限界を低下させず、系統のパフォーマンスが改善したことも示された。

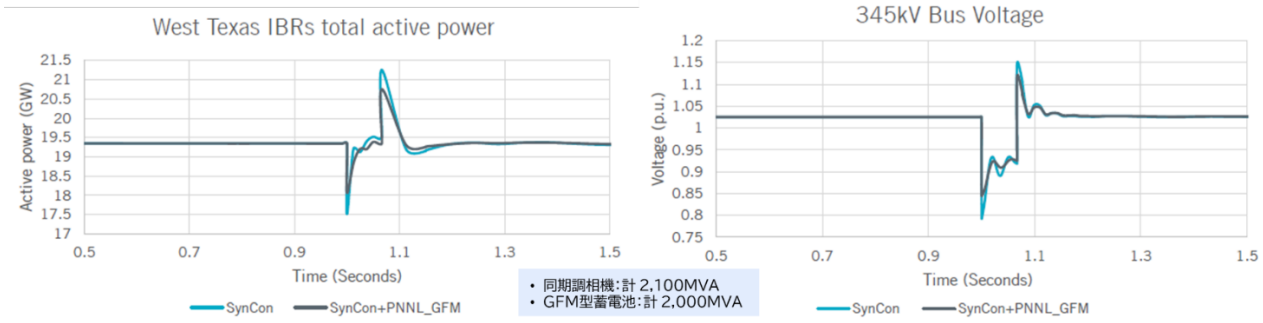


図 255　西テキサス系統における事故時の GFM 型蓄電池有/無ケースの比較

出所）ERCOT、“Preliminary assessment of Grid Forming Inverter based Energy Storage Resources (GFM IBR ESR) in the ERCOT Grid”、https://www.ercot.com/files/docs/2023/08/11/GFM_ERCOT_IBRWG(08112023).pdf、閲覧日：2023 年 8 月 28 日

ただし、系統安定性対策は GFM インバータのみに頼るのではなく、その他の対策機器（同期調相機、STATCOM）の設置や系統増強などを組み合わせて系統安定性を維持することが重要であると ERCOT は言及している。

＜対策機器の運用方法、計測・制御インタフェース＞＞

ERCOT は自ら対策機器を直接運用・制御せず、モニタリングのみ行っている。

系統安定性対策機器（同期調相機、STATCOM）を持つ TSP（Transmission Service Provider）や発電・蓄電設備保有者に対して、各設備への PMU とデータレコーダの設置が要件化されている。

＜対策機器の費用負担＞

テキサスにおける系統安定性対策は TSP による設備投資（同期調相機、STATCOM、送電線の増強・新設等）に留まっており、第三者設備を活用するといった状況には至っていない。他方、GFM 機能をグリッドコードとして課すことや公募、市場からの調達も検討されている。そしたことから、テキサスにおける系統安定性対策機器の費用負担構造は以下の図 256 のように整理される。

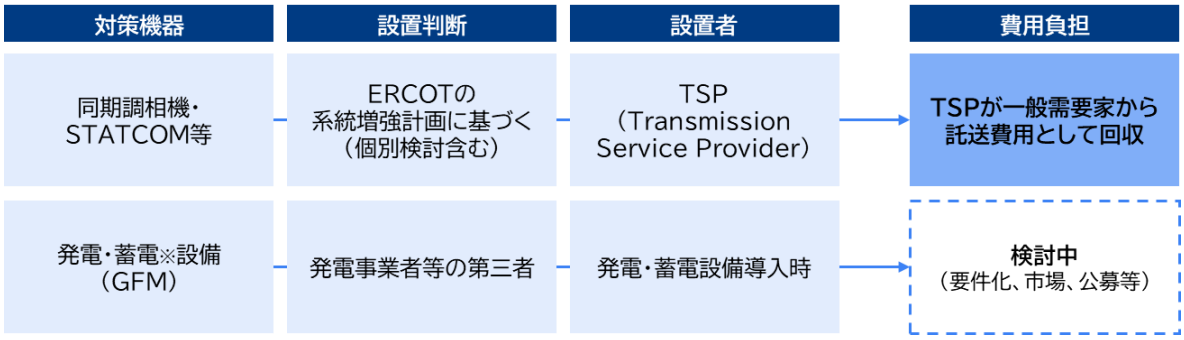


図 256　テキサスにおける系統安定性対策機器の費用負担構造

○ハワイ

＜安定性維持に関する課題意識＞

ハワイの系統安定性に関する主な課題は、周波数安定性および電圧安定性の低下である。周波数安定性では特に慣性低下が課題とされている。これは、IBR の普及とそれに伴う同期発電機の減少に加え、各島が独立系統を構成しており元々系統容量が小さいことが要因で、電源脱落の影響が大きいことによる。電圧安定性では、同期発電機の減少による電圧調整能力や短絡容量の低下が課題とされている。また、上記以外の課題として近年 SSO が顕在化しつつある。

カウアイ島では 2021 年、2023 年に SSO を経験している。いずれも IBR 同士の相互干渉によるものであり、2021 年に発生したものは GFL 同士（事後的に GFM の導入により解消したとされている）、2023 年に発生したものは 2 台の GFM 型蓄電池同士で相互干渉が発生した事象である。

＜安定性維持のための制度的対応＞

第三者からの系統安定化に係るサービス調達も進んでおり、GSPA （Grid Service Purchase Agreement）において既に容量（供給力提供）や FFR 等、需要家からは DR の調達を実施している（図 257）。また、短絡電流、慣性、電圧調整能力など他のサービスについても将来的には第三者から調達することが検討されている。

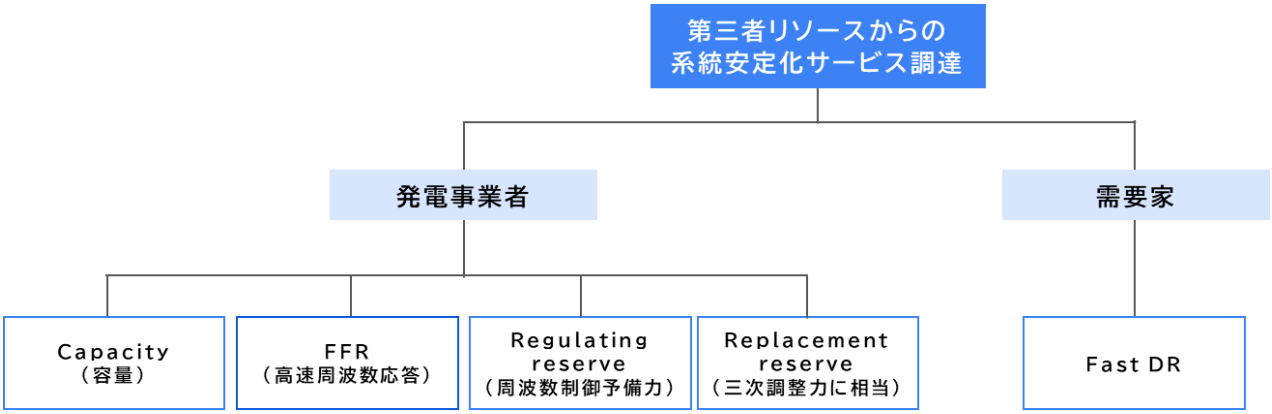


図 257　第三者リソースからの系統安定化に関するサービス調達

＜安定性維持のための系統運用者の取り組み＞

HECO（Hawaiian Electric Company）管轄エリア（ハワイ島、オアフ島、マウイ島）の安定性維持対策として、対策機器（同期調相機）の設置や GFM 型蓄電池（再エネ併設型含む）の調達を実施している。同期調相機については、ハワイの将来系統の安定性に関するレポートである”2021 System Stability Study” の中で詳細な検討がされており、その後の系統計画（IGP：Integrated Grid Plan）に反映されている。2024 年には、老朽化した KAHULUI 石油火力発電所を同期調相機として転用し、運用を開始する予定である。GFM インバータについては、大規模な再エネ公募調達の Stage2 以降のインバータリソースは GFM 機能の具備が要件として求められている。現在運用が開始されているのはオアフ島の Kapolei Energy Storage のみであるが、他の PJ についても今後続々と運用開始予定である。なお、カウアイ島（KIUC 管轄）においては既に 2 か所の GFM 型リソース（蓄電池併設型 PV）が存在する。2024 年 3 月現在、ハワイにて運用されている GFM 型 BESS について下記の図 258 の通り整理した。

名称	設置エリア	容量（BESS）	運用開始年
① Kekaha Solar PV Park	カウアイ島	14MW /70MWh	2022年
② Kauai Solar PV Park	カウアイ島	13MW /56MWh	2018年
③ Kapolei Energy Storage	オアフ島	185MW /565MWh	2023年

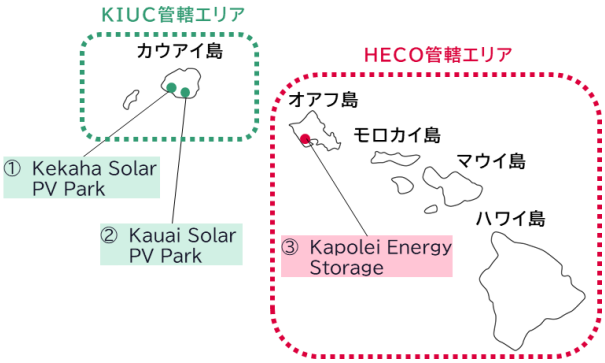


図 258　ハワイにおける GFM リソースの導入状況（2024 年 3 月時点）

＜対策機器の運用方法・計測/制御インターフェース＞

第三者設備の対策機器としては、2024 年 3 月時点では GFM インバータが存在する。運用方法については RfP（Request for Proposal）に規定されているほか、より具体的な内容については HECO と設置する事業者間の協議の上決定される。また、GFM 設備とコントロールセンター間の情報通信に関しては一般的な発電設備との間に違いはない。

＜対策機器の費用負担＞

HECO による系統安定化に関する対策費は電気料金の形で需要家から回収される。ハワイでは各エリアの電力会社が垂直統合の形で発電・託送・小売を実施しているためである。一方で、前述したような再エネ公募調達により導入されるリソースについては、設置事業者が系統増強含むすべての導入に関する費用を負担する。なお、これらの費用は HECO との

電力購入契約（PPA：Power Purchase Agreement）に組み込まれ、結果的には HECO を通じて電気料金から回収される。以上、HECO における系統安定性対策機器の費用負担構造は以下の図 259 のように整理。



図 259　HECO における系統安定性対策機器の費用負担構造

4.3. アウトカム達成に向けた具体的な取組

[研究開発項目 1：疑似 PCS の実用化開発]

① 高圧連系用慣性低下対策 PCS の実用化開発

前事業においては慣性低下対策の制御方式の分類・整理やプロトタイプ評価による基礎的開発を実施してきたが、本事業では蓄電池用 PCS(GFM、S-GFL)においては他機能との干渉検討や要求仕様整理等の実用化開発を目標する。また PV 用 PCS(GFM)については蓄電池用と比較し、直流入力急変時の対応などの技術的課題が多いため基礎的開発を目標とする。

② 再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題解決に関する研究開発

カーボンニュートラルの実現に向け、地域グリッドにて構成される機器・システム・ツールについて技術的な要件を整理し、規程・ガイドラインの整備を行う。本事業で検討した地域グリッドの将来像について、新たな配電事業者や一般送配電事業者の会議体にて説明して定着を図り、また学協会での講演やシンポジウム等にて説明し、国内外の関連技術者の方々へ理解を促していく。 なお、提案者は、一般送配電事業者の系統連系規程所管箇所、PCS の系統連系認証を行っている国内唯一の認証機関の他、電力広域運営推進機関等によるグリッドコードに関する会議体メンバーを多数含んでおり、上記を実施可能なコンソーシアムとなっている。

[研究開発項目 2：M-G セットの実用化開発]

本事業で得られた成果を用いて、関係機関や系統運用者、メーカに働きかけを行い、事業終了後、実系統での実機クラスを用いた実証試験を行うことで、M-G セットの実用化を確実なものとして推進し、前述のアウトカム目標を実現する。

表 91　アウトカム達成に向けた具体的取組（①高圧連系用慣性低下対策 PCS の実用化開発

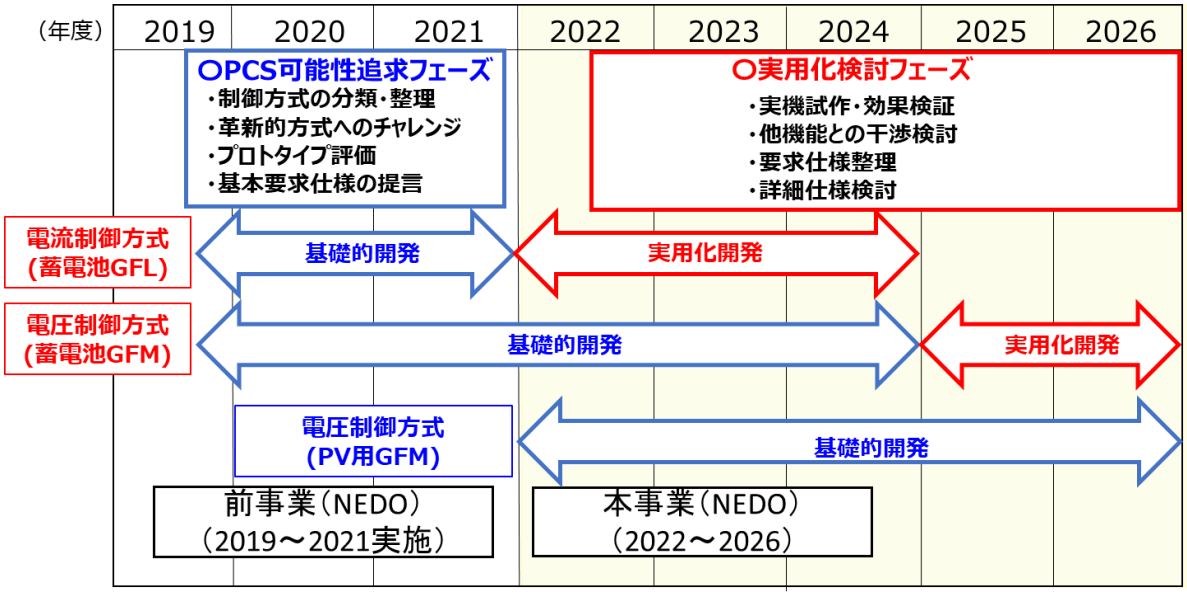

（年度）
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025
2026
○PCS可能性追求フェーズ
・制御方式の分類・整理
・革新的方式へのチャレンジ
・プロトタイプ評価
・基本要求仕様の提言
○実用化検討フェーズ
・実機試作・効果検証
・他機能との干渉検討
・要求仕様整理
・詳細仕様検討
電流制御方式
(蓄電池GFL)
基礎的開発
実用化開発
電圧制御方式
(蓄電池GFM)
基礎的開発
実用化開発
電圧制御方式
(PV用GFM)
基礎的開発
前事業（NEDO）
（2019～2021実施）
本事業（NEDO）
（2022～2026）

表 92　アウトカム達成に向けた具体的取組(②再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題解決に関する研究開発)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030～
②再エネ導入地域グリッドの実現に向けた課題解決に関する研究開発	ガイドライン・規程類反映に向けての検討								
					規程類へ反映				
								普及	

添付資料

●プロジェクト基本計画：

P22003

「再生可能エネルギーの主力電源化に向けた次々世代電力ネットワーク安定化技術開発」
基本計画

スマートコミュニティ・エネルギーシステム部

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：

2020 年 10 月の臨時国会において、2050 年カーボンニュートラル実現を目指すことが宣言され、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」において、2030 年再生可能エネルギー（再エネ）比率 36～38%程度の実現が示される等、再エネ導入拡大の重要性は高まる一方である。再エネの導入拡大のために、「第６次エネルギー基本計画」では、「第5次エネルギー基本計画」に引き続き、「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」が示されており、研究開発によって実現することに大きな期待が寄せられている。

②我が国の状況：

我が国では、再エネが順調に導入されており、2012 年から 2019 年の間に、水力を除く再エネの発電量は約 3 倍以上、再エネ比率は 2019 年で 18%に急拡大しており、系統制約の克服が強く望まれている。系統による制約は、①送電線の空き容量の不足、②需要と供給のバランスの維持、③系統の技術的な安定性の確保の 3 つに大別され、①送電線の空き容量の不足の解決に向けて、2019 年度から NEDO「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」において、日本版コネクト＆マネージ（ノンファーム接続）に関する研究開発が実施されている。また、②需要と供給のバランスの維持及び③系統の技術的な安定性の確保に関する事項についても、当該 NEDO 事業において、電圧・周波数の瞬間的な変動を調整する慣性力の低下対策（疑似慣性機能付きの PCS（Power Conditioning System）開発）や配電系統の潮流・電圧制御技術について、2021 年度までに基礎的な研究開発を終了した。しかし、特に、慣性力について実用化を見据えた研究開発は未実施であり、再エネの大量導入に伴って、回転系の発電設備が減少すると電力系統は瞬間的な大きな変動に耐えられず大停電に至るおそれがあることから、慣性力を確保する技術の重要性が高まっている。

また、電力広域的運営推進機関の勉強会や送配電網協議会のロードマップにおいて、再エネ主力電源化に向けた今後の技術的課題として、短絡容量の低下が示されているが、具体的な研究開発はまだ行われていない状況にある。

③世界の取組状況

世界的にも、再エネの導入が進み、系統制約克服の研究開発が進められている。例えば、欧州では、Horizon 2020 の MIGRATE プロジェクトで、慣性力関連の研究開発プロジェクトを実施し

ている。また、米国においてもエネルギー省が主導する Grid Modernization Initiative では慣性力を含めて、将来の電力ネットワーク構築に関する包括的な技術開発が行われている。

④本事業のねらい：

本事業では、NEDO「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」で得られた成果を踏まえ、最新の技術動向及び政策動向を把握し、将来の電力系統の技術的な課題及び制度的な課題までを見据えた上で、慣性力低下対策の実用化及び新たな課題である短絡容量の低下に関する技術開発を行うとともに、開発成果が適切な効果を発揮することを小規模な系統において検証する。

（2）研究開発の目標

① アウトプット目標

研究開発項目１ 疑似慣性 PCS の実用化開発

【中間目標】（2024 年度末）

・疑似慣性 PCS の試作を通じ、単独運転検出機能や事故電流供給機能等の実現方法を確認し、要求仕様としてとりまとめる。

・各電圧階級において、無効電力注入機能等の必要性について整理する。

【最終目標】（2026 年度末）

・とりまとめた要求仕様を踏まえ、単独運転を求められる時限（配電系統においては 3 秒程度以内）で解列できること、事故電流を検出できること、系統電圧を維持できることを検証し、系統連系規程への反映に必要となるデータを取得する。

研究開発項目２ M-G セットの実用化開発

【中間目標】（2024 年度末）

・再エネと蓄電池を伴う M-G セットシステムを開発し、仮想同期機(VSG)や同期調相機等とともに基幹系統等での連系運転及び系統事故時に適切な動作を行うことを検証する。

【最終目標】（2026 年度末）

・M-G セット、VSG、同期調相機に、複数の疑似慣性 PCS を連系した際にも、系統事故時に適切な動作を行うことを検証する。

② アウトカム目標

本事業により、再エネ主力電源化に向けた系統制約を克服し、「再エネ大量導入」、「電力インフラのレジリエンス向上」及び「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスの創出」に貢献する。

2021 年 10 月の「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、フィールド実証等を経てシステムとして確立し、各電力系統に導入していく。その場合、CO2 削減効果は約 9,200 万トン/年（排出原単位 0.470kg-CO2/kWh で算出）となる。

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（令和 12 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低コスト化、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（詳細を別紙に記載）、実施形態

上記目標を達成するために、以下の研究開発項目について、別紙の研究開発計画に基づき研究開発を実施する。

研究開発項目１ 疑似慣性 PCS の実用化開発

研究開発項目２ M-G セットの実用化開発

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 スマートコミュニティ・エネルギーシステム部主任研究員 西林秀修を任命して、プロジェクトの進行全体を企画・管理や、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。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 2026 年までの 5 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、中間評価を 2024 年度、事後評価を 2027 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。

また、中間評価結果を踏まえ必要に応じて研究開発の加速・縮小・中止等の見直しを迅速に行う。

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 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. 基本計画の改訂履歴 制定・改訂の履歴

2022 年 3 月 策定

（別紙1）

研究開発計画

研究開発項目1 疑似慣性 PCS の実用化開発

1. 研究開発の必要性

2020 年 10 月の臨時国会において、2050 年カーボンニュートラル実現を目指すことが宣言され、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」において、2030 年再生可能エネルギー（再エネ）比率 36～38%程度の実現が示される等、再エネ導入拡大の重要性は益々高まっている。再エネの導入拡大のために、「第6次エネルギー基本計画」では、「第5次エネルギー基本計画」に引き続き、「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」が示されており、研究開発によって実現することに大きな期待が寄せられている。

系統による制約は、①送電線の空き容量の不足、②需要と供給のバランスの維持、③系統の技術的な安定性の確保の 3 つに大別され、①送電線の空き容量の不足の解決に向けて、2019 年度から NEDO「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」において、日本版コネクト＆マネージ（ノンファーム接続）に関する研究開発が実施されている。②需要と供給のバランスの維持及び③系統の技術的な安定性の確保に関する事項についても、電圧・周波数の瞬間的な変動を調整する慣性力の低下対策や配電系統の潮流・電圧制御技術について、2021 年度までに基礎的な研究開発を終了予定である。しかし、特に、慣性力について実用化を見据えた研究開発は未実施であり、再エネの大量導入に伴って、回転系の発電設備が減少すると電力系統は瞬間的な大きな変動に耐えられず大停電に至るおそれがあることから、慣性力を確保する技術の重要性が高まっている。

NEDO「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」では、電流制御方式(GFL)及び電圧制御方式(GFM)の PCS が慣性力を持っているかのように動作させるための開発を行い、理想的な条件下で適切に動作することを確認する等、一定の成果を得ている。しかし、これらの疑似慣性 PCS が複数台導入された際の検証には至っていない。実際の電力系統には、様々な電圧階級に異なるタイプの PCS が複数台設置されており、他の機器からの干渉やノイズ等があることから、現実的な条件下においても適切に動作する機器を開発する必要がある。また、GFM の PCS は制御構造上、周波数検出部や無効電力注入部が設けられていないことから、これまでに実用化されている単独運転検出機能を適用できず、新たな方式等の検討が必要である。GFL においても、疑似慣性機能と単独運転検出機能が相互に悪影響を及ぼすことなく動作することが求められる。

2. 具体的研究内容

配電系統が主なターゲットとなる電流制御方式(GFL)及び電圧制御方式(GFM)の疑似慣性 PCS について、慣性機能と単独運転検出機能を両立する機器を開発する。また、PCS は事故電流が回転系発電機よりも小さく、事故を適切に検出できないおそれがあることから、事故電流の供給機能等の解決策について検討し、必要な機能を開発する。さらに、開発した疑似慣性 PCS が複数台導入された際にも、安定的に動作することを小規模な系統において検証し、系統連系規程等への反映に必要となるデータを取得する。また、必要に応じて、系統連系規程等の反映案を作成する。

3. 達成目標

【中間目標】(2024 年度末)

・疑似慣性 PCS の試作を通じ、単独運転検出機能や事故電流供給機能等の実現方法を確認し、要求仕様としてとりまとめる。

・各電圧階級において、無効電力注入機能等の必要性について整理する。

【最終目標】(2026 年度末)

・とりまとめた要求仕様を踏まえ、単独運転を求められる時限(配電系統においては 3 秒程度以内)で解列できること、事故電流を検出できること、系統電圧を維持できることを検証し、系統連系規程への反映に必要となるデータを取得する。

研究開発項目２ M-G セットの実用化開発

１. 研究開発の必要性

慣性力を確保するため、仮想同期機(VSG)や疑似慣性 PCS は一定の効果があると考えられるが、大規模な再エネを VSG や疑似慣性 PCS で制御することは、効率や費用対効果等の面から必ずしも適切でないことがある。このような場合、同期電動機（M）を再エネにより駆動し、同期発電機（G）により発電し系統に並列させる M-G セットを活用することで、大規模な再エネを安定的に系統に連系できる。

２. 具体的研究内容

再エネ及び蓄電池を接続した M-G セットを開発し、系統事故時等においても回転系の発電機と同様な挙動を示し、電力系統の安定化に貢献することを検証する。具体的には、再エネの出力が急激に減少する場合や、蓄電池の充放電を高速に実施する場合、M-G セットの電動機 M 側の系統における過電圧、過電流等により再エネおよび蓄電池が運転停止することがないことを検証する。さらに、蓄電池を有効活用することで、地絡事故発生時に蓄電池により電力を急速に減少させる制御（同期機の電源制限）等の既存の同期発電機にはない系統安定化制御についても検証する。

また、開発した M-G セットが、VSG 及び同期調相機との連系運転及び系統事故時に適切な動作を行うことを検証し、必要に応じて、系統連系規程等の反映案を作成する。

併せて VSG においても基幹系統用として系統を支えるための基本的な機能や仕様を明確にするため、実証試験を通じて技術要件を抽出する。

３. 達成目標

【中間目標】（2024 年度末）

・再エネと蓄電池を伴う M-G セットシステムを開発し、仮想同期機(VSG)や同期調相機等とともに基幹系統等での連系運転及び系統事故時に適切な動作を行うことを検証する。

【最終目標】（2026 年度末）

・M-G セット、VSG、同期調相機に、複数の疑似慣性 PCS を連系した際にも、系統事故時に適切な動作を行うことを検証する。

●プロジェクト開始時関連資料（事前評価結果、パブリックコメント募集の結果）

事前評価結果
2021 年度 新規案件に係る事前評価結果について

案件名	再生可能エネルギーの主力電源化に向けた次々世代電力ネットワーク安定化技術開発
推進部署	スマートコミュニティ・エネルギーシステム部
総合コメント	基幹系統連系に必要な容量など数値設定を明確にする必要がある。また、国際標準化を意識して、日本独自の課題や目標達成時の技術優位性を示し、海外への展開も検討頂きたい。 多様なステークホルダーが関わる事案であるため、異分野にまたがる産学官が連携した活動が必須である。最新の政策動向を確認し、技術課題の設定・ロードマップ・費用を適宜見直し、スピード感をもって開発に取り組んで頂きたい。

「再生可能エネルギーの主力電源化に向けた次々世代電力ネットワーク安定化技術開発」の
基本計画（案）に対するパブリックコメント募集の結果について

2022年4月28日
NEDO
スマートコミュニティ・エネルギーシステム部

NEDO POSTにおいて標記基本計画（案）に対するパブリックコメントの募集を行いました結果をご報告いたします。

１．パブリックコメント募集期間
　　2022年1月17日～2022年1月31日
２．パブリックコメント投稿数＜有効のもの＞
　　計0件

以上

●研究開発項目間（WG１・WG３間）の活動のすみ分け・連携事項について：

WG 間の活動のすみ分け・連携事項（背後に蓄電池を持つ S-GFL・GFM ）を以下のように整理。

すみ分け・連携の切り口			WG１	WG３	□すみ分けと■連携について
研究開発対象・課題			・配電系統用GFMの開発 ・前事業で示されたGFM 基本性能の課題解決 ・配電系統特有の課題の抽出 ・GFM・S-GFLおよび同期機の系統安定性等への貢献を比較評価	・基幹系統に接続されるGFM・S-GFL の系統全体の安定性への貢献評価 （同期機・同期調相機・GFM・S-GFLとの比較評価も実施）	□連系のルール（特に単独検出） □系統L/R 比等の電気的条件 ■GFMの基本機能（要求仕様）には電圧階級に依存しない部分が多く、知見共有を図る
検討・評価手段			FREA試験設備 ・認証を見据えた屋内設備の試験により、機器の特性評価を行う ・次世代試験技術の開発(PHIL)により、実証では困難な上位系統事故時の挙動等を確認する 各種数値シミュレーション	アナログシミュレータ（縮小規模回転機＋模擬送電系統） ・基幹系統の特徴を模擬でき、未知／考慮外の現象も把握可能 ・条件設定の裕度・実行可能ケース数は限定的	□得られる知見には各々の特徴があり、一般性を主張できる範囲がある ■より一般性のある知見獲得に向けて、検討段階から情報共有を図る ※WG1の全系シミュレーションによる回転機の挙動や、WG3におけるアナログシミュレータでのインバータの挙動などを相互に参照し、評価を補完する
研究要素	制御設計	単独運転検出	該当	非該当	□接続系統の違いによる
		過電流抑制・復帰対応等	該当	該当（S-GFL、GFM 各 1 台導入のため 1 制御方式のみを実装し評価）	■過電流抑制技術では特に特許等知財への配慮を要すも知見共有は有益
	変換器過電流耐量等		該当	該当	□前提条件に固有と見込む
（参考）当該検討の事業内での位置づけ			主たる検討対象	全体の中では Ｍ－Ｇ セット評価における比較対象であり、ＰＣＳは従たる検討対象	□ＷＧ３ではＰＣＳ 制御方式等の検討は限定的

●特許論文等リスト

研究開発項目１

【著作権】

番号	出願者	出願番号	出願国	出願日	状態	名　　称
1	一般財団法人電力中央研究所	230085	日本	2024.03.13	登録	マイクログリッド設計最適化ソフトウェア
2	一般財団法人電力中央研究所	230086	日本	2024.03.13	登録	地域需要分析ソフトウェア

【論文】

番号	発表者	所属	タイトル	発表誌名、ページ番号	査読	発表年月
1	Naoto Yorino, Yoshifumi Zoka, Yutaka Sasaki, Shinya Sekizaki, Mitsuo Yokonuma, Takahiro Himuro, Futoshi Kuroki, Toshinori Fujii, and Hirotaka Inoue	Hiroshima University	Development of Single-Phase Synchronous Inverter for Single-Phase Microgrid	MDPI Electronics, vol. 13, no. 3	有	2024/01
2	Shinya Sekizaki, Naoto Yorino, Yutaka Sasaki, Yoshifumi Zoka, Toshihisa Shimizu, and Ichiro Nishizaki	National Institute of Technology, Kure College	Single-phase Synchronous Inverter with Overcurrent Protection using Current Controller with Latched Limit Strategy	IEEJ Trans. On Electrical and Electronic Engineering, Vol. 18, No. 6, pp. 1001-1014	有	2023/05

【外部発表】

(a) 学会発表・講演

番号	発表者	所属	タイトル	会議名	発表年月
1	志熊亮佑	早稲田大学	慣性低下対策インバータの導入地点による発電機脱落時の周波数変動への影響評価	令和５年 電力・エネルギー部門大会	2023/9/4
2	吉川優衣	早稲田大学	慣性低下対策インバータの制御種と導入地点が発電機脱落事故時の周波数変化率に与える影響の評価	令和６年電気学会全国大会	2024/3/14
3	喜久里浩之	産業技術総合研究所	Performance evaluation of grid-following and grid-forming inverters	電力技術委員会・日韓シンポジウム	2023/9/14

			with virtual inertia controls		
4	喜久里浩之	産業技術総合研究所	擬似慣性機能付き PCS の性能評価	第 5 期第 2 回地域自律型マイクログリッド研究会	2023/7/14
5	喜久里浩之	産業技術総合研究所	HiL Testing of grid-following and forming inverters	Electric Energy Systems University Enterprise Training Partnership (EESU-ETP) Workshop "ADVANCED LABORATORY TESTING METHODS FOR MODERN POWER SYSTEMS"	2023/5/9
6	橋本潤	産業技術総合研究所	Grid Forming Converters: Advanced capabilities for grid stability with high penetration of Renewable Energy	Mission Innovation Green Powered Future Mission Workshop Policy and Technology for Grid Flexibility and Stability	2024/3/13
7	橋本潤	産業技術総合研究所	Global Trends in Grid Forming Inverters ~ Advanced capabilities for grid stability with high penetration of Renewable Energy ~	アジア開発銀行主催のイベント	2024/1/23
8	植田護 喜久里浩之 織原大 橋本潤 小笠原有香 大嶺英太郎	東京理科大学、産業技術総合研究所、新エネルギー・産業技術総合開発機構	仮）Case study: Japan Provision of inertia	IEA PVPS Task 14, Provision of frequency related services from PV systems	予定
9	篠原裕文 増田文雄 百合野真司 佐藤孝則	電気安全環境研究所、 産業技術総合研究所	GFM インバータの単位慣性定数等の推定・評価手法の検討	令和 5 年(2023 年)電気学会 電力・エネルギー部門大会(第 34 回)愛知大会	2023/9/4

	織原大 喜久里浩之 橋本潤				
10	Rahman Khaliqur 織原大 橋本潤・	産業技術総合研究所	Virtual Impedance Control for Enhanced Current Limitation in Grid-Forming Inverters	IEEE-International Conference on Power Electronics, Intelligent Control & Energy Systems IEEE- ICPEICES 2024	2024/4 予定
11	瀬川周平	東京大学	需給運用シナリオによる系統慣性低下の特性分析	第 40 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス	2024/1/31
12	下幸茂 大雅, 井上 浩孝, 横沼 実雄, 餘利野 直人, 島田 拓也, 菊池 岳人, 関﨑 真也, 佐々木 豊, 造賀 芳文,	呉高専, 広島大学	単相同期化力インバータを用いた低力率負荷条件下での実機基本動作の検証	令和 6 年 電気学会全国大会	2024/3
13	関崎 真也, 佐々木 豊, 造賀 芳文 餘利野 直人	広島大学, 呉高専	GFM 制御系と電流制御系を併用したモード切替機構を有する単相同期化力インバータの設計	電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会	2023/9
14	川島伸明	北海道大学	仮想同期発電機制御方式の Grid-Forming インバータの数式モデル	令和 5 年電気学会全国大会	2023/3
15	川島伸明	北海道大学	Modeling of A Grid-Following Inverter Considering the relationship between PCC and POC Voltages	2023 IEEE PES ISGT Asia	2023/11
16	佐々木裕哉	北海道大学	線路インピーダンスが GFM インバータの実効慣性に与える影響に関する基礎検討	令和 6 年電気学会全国大会	2024/3
17	吉山和宏	東京電力 HD	再生可能エネルギー導入地域グリッドの実現に向けた検討	令和 5 年電気学会全国大会	2023/3

18	吉山和宏	東京電力 HD	再生可能エネルギー導入地域グリッドの実現に向けた課題解決・対策の検討	令和 6 年電気学会全国大会	2024/3

研究開発項目２

【外部発表】

(a) 学会発表・講演

番号	発表者	所属	タイトル	会議名	発表年月
1	岩丸 明史, 上田 紀行, 田中 彰浩, 大谷 哲夫, 嶋田 丈裕	一般財団法人電力中央研究所	国際規格に準拠した M-G セット計測制御インターフェース基本仕様	電気学会全国大会	2023/3
2	木原有也都，河辺賢一	東京工業大学	事故時の周波数安定化のための風力発電の回転数制御に関する基礎検討	電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会	2023/9
3	Seongheon Oh, 河辺賢一	東京工業大学	可変ゲイン制御を適用した GFM 型蓄電池の周波数安定化効果－仮想同期機制御との比較による評価－	電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会	2023/9
4	松野周悟，河辺賢一	東京工業大学	電流定格を考慮した GFM コンバータによる無効電力制御の一手法	電気学会全国大会	2023/9
5	Seongheon Oh, 河辺賢一	東京工業大学	電源脱落時の周波数安定化のための GFM 型蓄電池の有効電力指令値の決定手法に関する検討	電気学会全国大会	2023/9
6	平川 遼太郎,白崎 圭亮,天野 博之,父母 靖二,片岡 良彦	一般財団法人電力中央研究所	GFM インバータの仕様設計	電気学会全国大会	2024/3
7	白崎 圭亮,平川 遼太郎,天野 博之,父母 靖二,片岡 良彦	一般財団法人電力中央研究所	系統安定化機能付き GFL インバータの仕様設計	電気学会全国大会	2024/3
8	木原有也都，河辺賢一	東京工業大学	風車の力学的特性を利用した風力発電の緊急制御による周波数安定化手法の検討	電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会	2024/3

(b)新聞・雑誌等への掲載

番号	所属	タイトル	掲載誌名	発表年月
1	一般財団法人電力中央研究所	「再エネ電力同期変換」電中研基幹系統向け新技術	電気新聞	2022/6
2	一般財団法人電力中央研究所	「再生可能エネルギーの主力電源化に向けた次々世代電力ネットワーク安定化技術開発」を 2022 年度より実施 ― 研究開発項目 2　M-G セットの実用化開発 ―	Web	2022/6