

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 御中

令和6年度エネルギー需給構造高度化対策調査等

出力制御対策に資する蓄電池等分散型 エネルギーリソースの活用に向けた調査事業 報告書

2025年1月31日

MRI 三菱総合研究所

エネルギー・サステナビリティ事業本部

背景と目的

- 本事業の背景及び調査目的は以下の通り。

目的

系統連系手続きや蓄電システムを活用した新たなビジネスモデルの構築に向けた動向の把握や各種制度上の課題整理・影響評価、効果検証、海外事例調査等を行い、関連する審議会等への意見具申に繋げることを目的とする。

<仕様書より抜粋>

- 再生可能エネルギーの出力制御対策は喫緊の課題であり、第58回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会においても新たな「再エネ出力制御対策パッケージ」を示しており、今後各種対策を進めていく方針である。
- また、内閣府規制改革推進会議において出力制御対策に向け定置用蓄電池の系統連系に係る認証手続等の見直しを求められており、出力制御対策に向けた蓄電池等活用の制度的・実務的な対応の検討を行う必要が生じている。
- 具体的には、第48回系統ワーキンググループで示したように、再エネ事業者が自ら出力制御量を減らすために、系統用蓄電池を活用し下げ余力を確保するなど新たなビジネスモデルの構築に向けた検討を行うことや、家庭の電力需要シフト等に寄与する定置用蓄電池の導入拡大に向けた蓄電池の系統連系手続きの円滑化に向けた検討を行うことなどが盛り込まれている。これら検討を進める上で複数の制度・規制を把握することが求められている。

背景

- 再エネ導入拡大及び電力需要の減少に伴う出力制御量の増加
- 定置用蓄電池(業務産業・家庭)の導入拡大
- 系統用蓄電池の事業環境整備

これまでの取組

- 新たな「出力制御対策パッケージ」
- 需要面での対策(出力制御時間帯の需要家の行動変容・再エネ利用促進)
- 供給面での対策(再エネが優先的に活用される仕組み)
- 系統増強等による再エネ導入拡大・レジリエンス強化

政策の方向性

- 家庭の電力需要シフト等に寄与する定置用蓄電池の系統連系に係る認証手続等の見直し
- 再エネ事業者が出力制御量を削減するために、系統用蓄電池を活用し下げ余力を確保する新たなビジネスモデルの実現

調査項目の概要

■ 本調査の調査項目、調査内容を下表に示す。

調査項目	調査内容
(1)定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査	➤ 日本及び欧米(米国(PJM、CAISO)、欧州(英国、ドイツ、イタリア)における定置用蓄電池の系統連系手続きについて調査を行った。 ➤ 調査にあたっては、一般送配電事業者、認証機関、蓄電池・蓄電システムメーカー等へのヒアリングを活用しつつ、主に以下の内容を調査した。 ● 各国における、系統連系に関わる者(一般送配電事業者、認証機関、メーカー等)の整理と、手続きにおける各者の位置づけ ● 手続きの流れ(ファストトラックや電圧階級ごとの違い等により流れが異なる場合はすべての手続きを含む) ● 系統連系にかかるコスト及び期間(手続きにおいて認証機関による認証取得を経る場合には、当該認証にかかるコスト及び期間も含む) ● グリッドコード及び蓄電池・蓄電システムの安全性に関する規格、認証等 ● 認証機器のデータベースの整備状況
(2)系統用蓄電池を活用した遠隔地における再エネ発電の出力抑制緩和に関する調査及び課題整理	➤ 第48回系統ワーキンググループにおいて議論された、再エネ発電の出力制御時に遠隔地に設置された系統用蓄電池が上げDRを行うことによって、当該再エネ発電の出力制御を緩和するスキーム(現行制度下では認められていない)について具体的なユースケースの調査、及び現行制度における課題を整理した。 ➤ 一般送配電事業者、メーカー、蓄電池事業者等へのヒアリングを実施した。
(3)報告	➤ (1)～(2)により得られた情報について、定期的な報告を行った。 ➤ ヒアリング調査を実施した際には、速やかにその報告を行うなど、状況に応じた報告を適宜行った。
(4)報告書の作成	➤ 上記(1)から(3)までの検討・議論等を踏まえつつ、本事業の報告書及びその概要の作成を行った。

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

調査項目・対象地域

- 定置用蓄電池の系統連系手続きに関して、主に以下の5点に関して文献調査ならびに一般送配電事業者、認証機関、蓄電池・蓄電システムメーカー等へのWebヒアリング調査を通じて整理した。

- 調査対象国・地域は、日本および米国2地域(CAISOエリア、PJMエリア)および欧州3か国。(英国、ドイツ、イタリア)

調査項目

- ① 定置用蓄電池の系統連系に関わる者(一般送配電事業者、認証機関、メーカー等)の整理と、手続きにおける各者の位置づけ
- ② 定置用蓄電池の系統連系手続きのプロセス
 - ✓ ファストトラックや電圧階級ごとの違い等により流れが異なる場合はすべての手続きを含む。
- ③ 蓄電池の系統連系にかかるコスト及び期間
 - ✓ 手続きにおいて認証機関による認証取得を経る場合には、当該認証にかかるコスト及び期間も含む。
- ④ グリッドコード及び蓄電池・蓄電システムの安全性に関する規格、認証等
 - ✓ 各国のグリッドコードやエネルギー規制当局・研究機関等が公表するガイドラインをもとに、安全性に関する規格、認証を整理する。
- ⑤ 認証機器のデータベースの整備状況

調査対象国・地域

- 日本
- 米国
 - ・ **CAISOエリア**: 再エネ導入拡大や電力システムのフレキシビリティ向上に向け、系統用や需要家蓄電池の導入・系統統合が進む。
 - ・ **PJMエリア**: 分散型エネルギーリソース(DER)の包括的な活用を進めており、蓄電池の導入・系統統合が進む。
- 欧州
 - ・ **英国**: 系統用蓄電池の導入が進むとともに、家庭用蓄電池のニーズも拡大していく見込み。
 - ・ **ドイツ**: 家庭用蓄電池が先行して導入、系統用・再エネ併設蓄電池も今後拡大していく見込み。
 - ・ **イタリア**: 今後系統用蓄電池の大量導入が見込まれる。

海外ヒアリング実施先

■ 以下の海外事業者に対してヒアリングを実施した。

国	ヒアリング対象事業者	役割	主なヒアリング事項
米国	FERC	規制機関	• FERC Order 2023施行の背景について • FERC Order 2023の内容詳細及び影響について • 発電・蓄電リソースやメーカーに対して要求される認証について • FERC orderやISOのtariffにおける蓄電池の火災予防に関する条項について • FERCや連邦政府等で系統連系手続きを加速化する取組について
英国	ENA (Energy Networks Association)	業界団体	• 英国における系統連系手続きのプロセスについて • ファストトラックの制度について • 蓄電池の系統連系の課題について • Connect Directと系統連系の迅速化の関係について • 系統連系に関わる認証について • Connections Action Planの系統連系プロセス改革について
ドイツ	SMA	PCSメーカー	• 日米欧における蓄電池システムの系統連系プロセスの違いについて • 日米欧における蓄電池システムの認証システムについて

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

まとめ

日本

米国(連邦大, PJM, CAISO)

英国

ドイツ

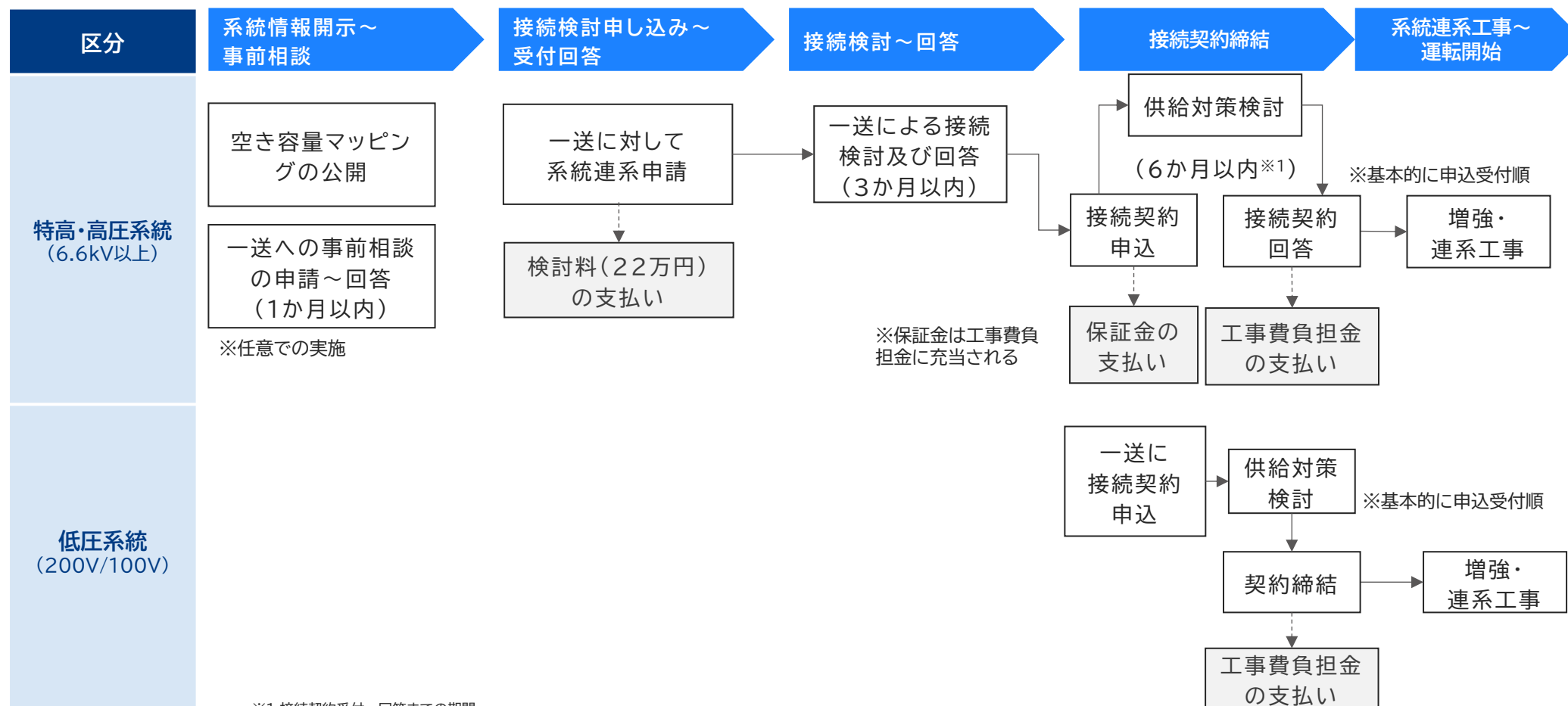
イタリア

米国・欧州における蓄電池・蓄電システムの安全性に関する規格、認証等

系統連系手続きの概要 | 日本



- 日本において、特別高圧・高圧系統(6.6kV以上)への系統連系には接続検討が必要であり、その後契約申込および保証金の支払いを行った後に契約が締結され工事が行われる。
- 低圧への系統連系時には接続検討は必要なく、保証金もない。
 - 費用(送電):一送共通で接続検討料は22万円、契約申込時の保証金として工事費負担金概算の5%の費用負担が生じる。
 - 期間(送電):接続検討期間は原則として3か月以内と設定されており、事前相談(任意)から契約締結までには最低10か月要する。

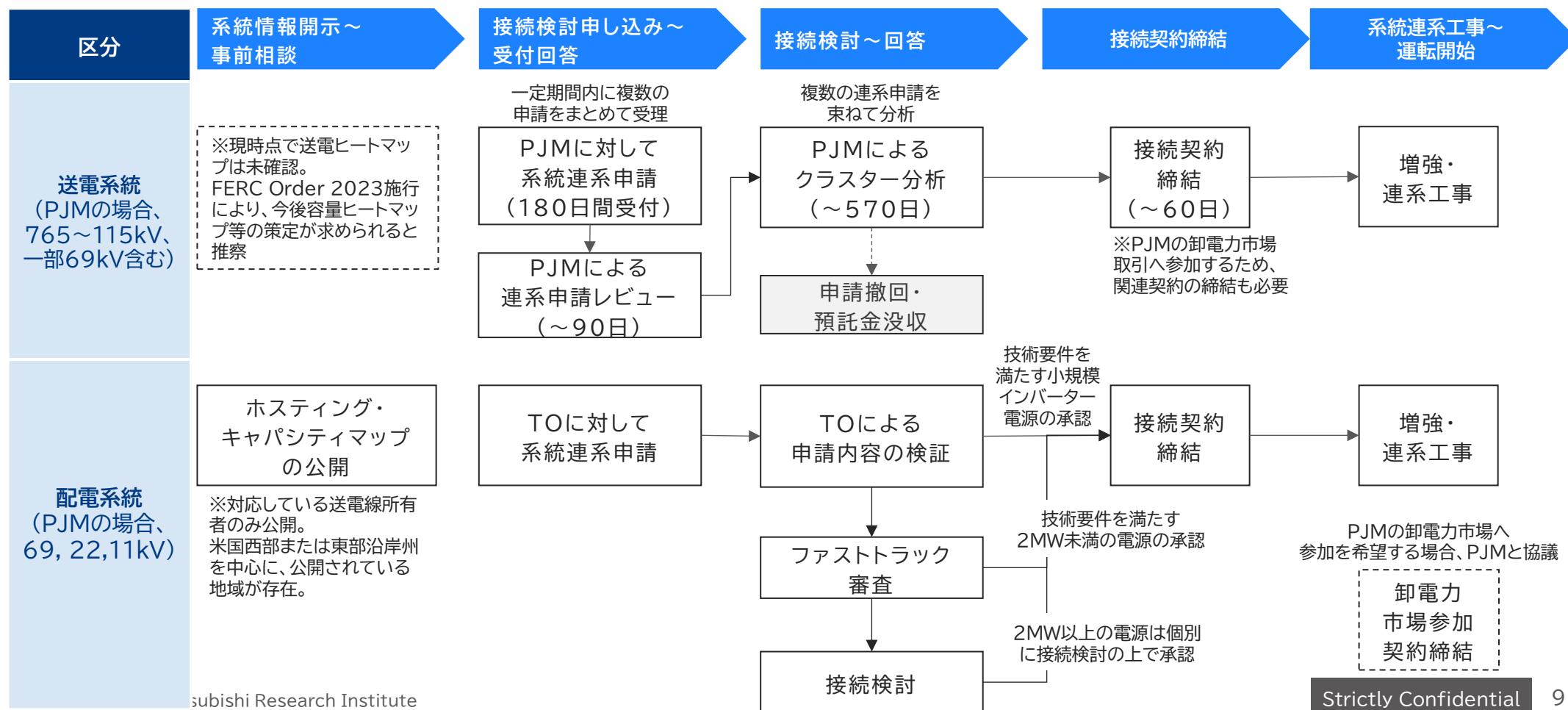


※1 接続契約受付～回答までの期間

系統連系手続きの概要 | 米国PJM



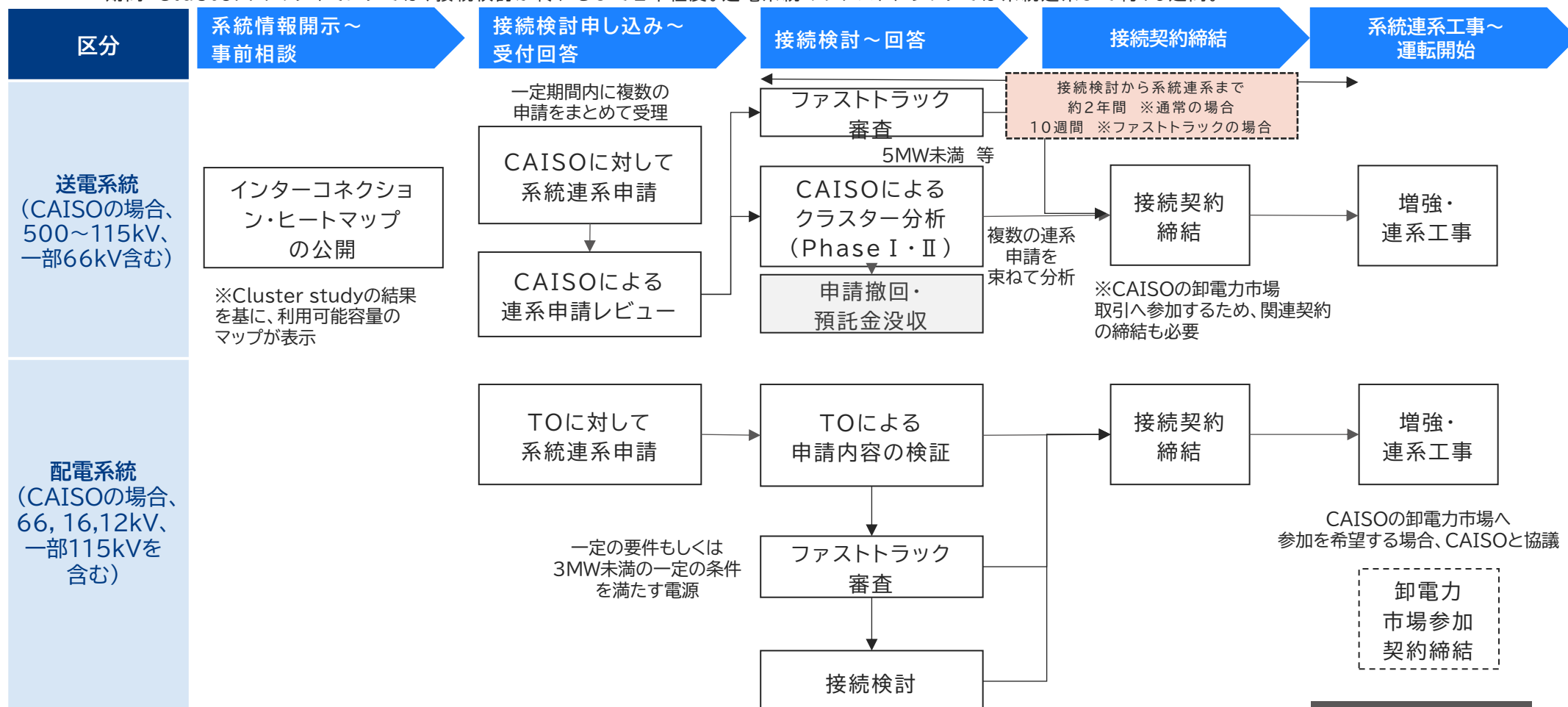
- 原則115kV以上の送電系統では、一定の期間内にPJMへ系統連系申請を行い、一定期間内に提出された連系申請を束ねて接続検討プロセスを実施するクラスター分析方式が採用される。
- 69kV以下の配電系統では、ローカルの送電線所有者(Transmission Owner)に対して系統連系申請を行う。一定の技術要件を満たす小規模電源であれば早期に承認され、対象外の電源は個別に接続検討が実施される。
 - 費用(送電):申請段階で7.5万\$~40万\$程度の預託金が発生。クラスター分析の進行に伴い、推定増強コストの10~20%に相当する追加預託金が発生。
 - 期間(送電):連系申請レビューから系統連系サービス契約(ISA)の締結まで最大690日の標準期間が設定。遅延が発生した場合、ISOに対して金銭ペナルティが発生。



系統連系手続きの概要 | 米国CAISO



- 原則115kV以上の送電系統では、一定の期間内にCAISOへ系統連系申請を行い、一定期間内に提出された連系申請を束ねて接続検討プロセスを実施するクラスター分析方式が採用される。
- 66kV以下の配電系統では、ローカルの送電線所有者(Transmission Owner)に対して系統連系申請を行う。一定の技術要件を満たす小規模電源はファストトラックが適用され、対象外の電源は個別に接続検討が実施される。
 - 費用: Phase I の段階で15万\$ ~ 50万\$ 程度の預託金が発生。Phase II でさらに追加の費用が発生する場合がある(ファストトラック以外の場合)。
 - 期間: Cluster14のタイミングでは、接続検討が終わるまで2年程度。送電系統のファストトラックでは系統連系まで約10週間。

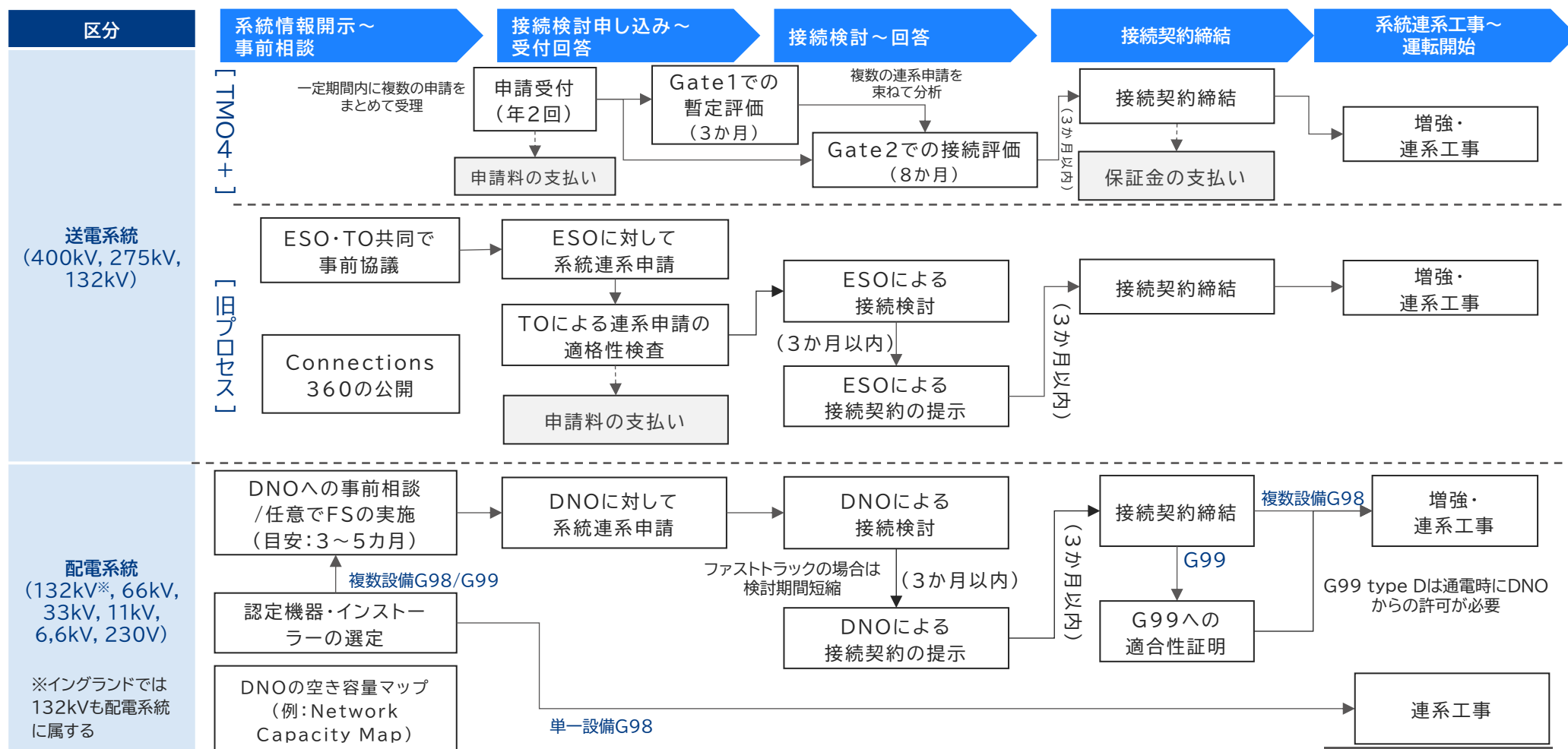


(1)定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

系統連系手続きの概要 | 英国



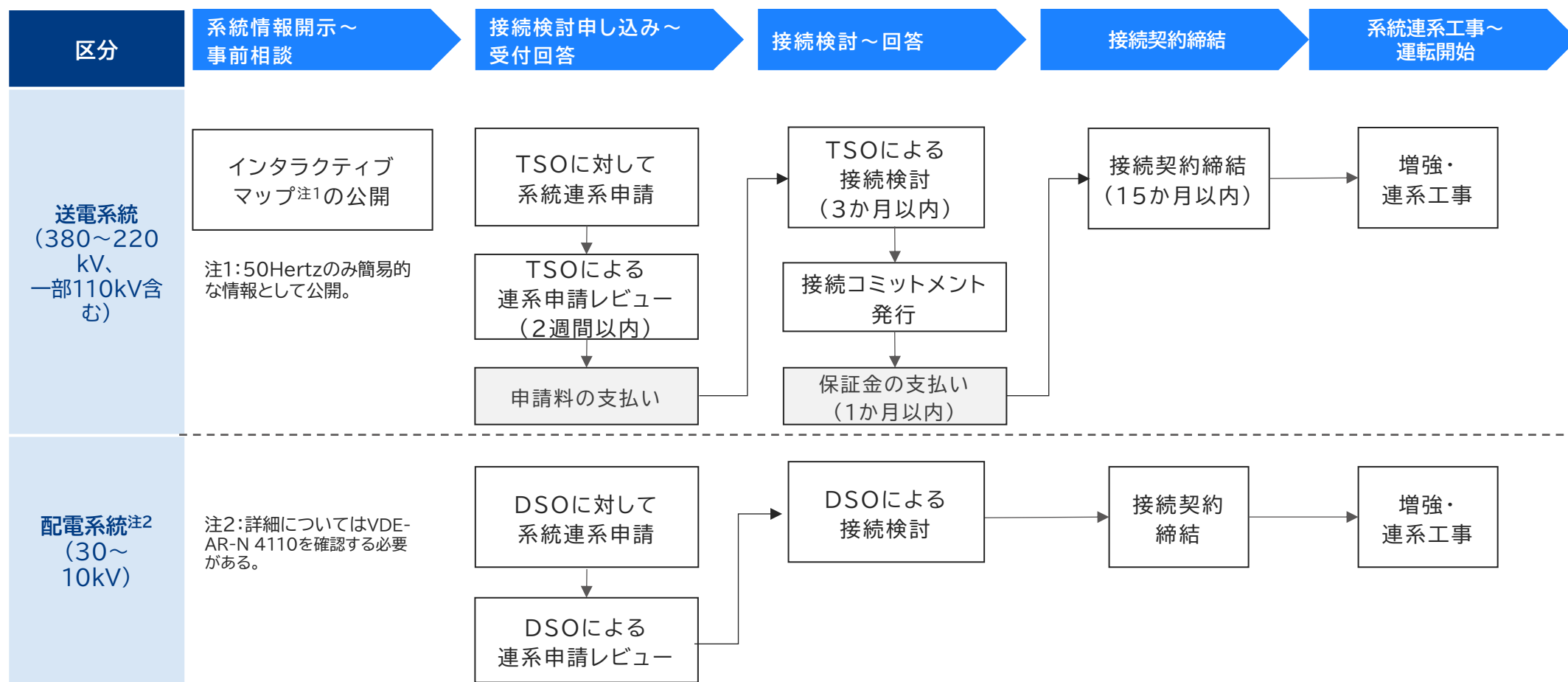
- 132kV以上の送電系統では、申請者はNational Grid ESOに対して系統連系申請を行い、TOとESOが共同で接続検討を行う。
- 66kV以下の配電系統では、配電系統運用者(Distribution Network Operator)に対して系統連系申請を行う。
一定の技術要件を満たす小規模電源であれば、検討の短縮が可能となっている。
- 費用: 接続申請料はプロジェクトの規模・地域・申請種別によって設定されている。TMO4+の改革後は£20,000/MWの保証金支払いが必要。
- 期間: DNO、ESO共に接続検討は3か月以内。TMO4+の改革後は送電系統の接続検討(Gate2)はおおよそ8か月程度とタイムラインが示されている。



系統連系手続きの概要 | ドイツ



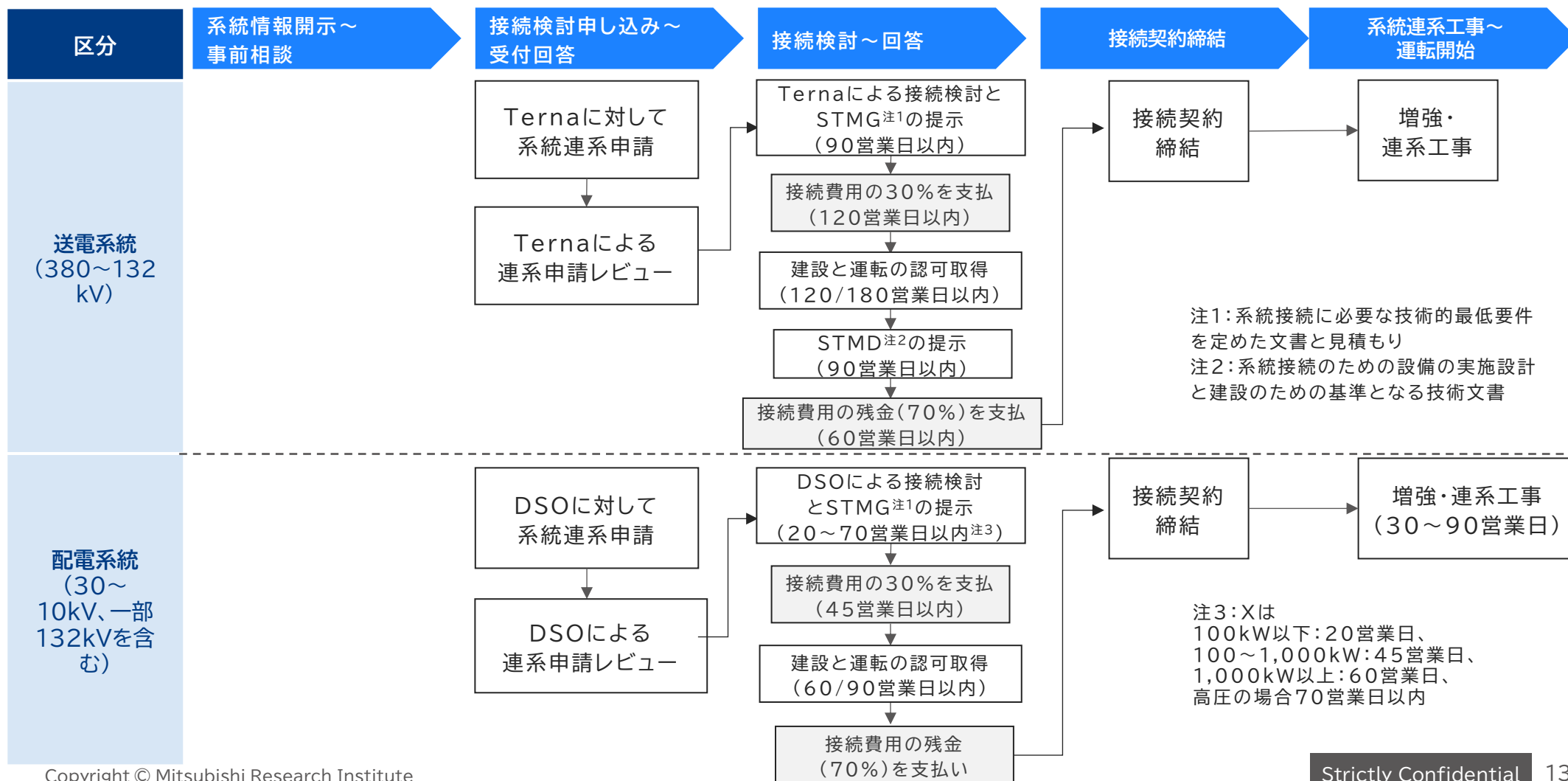
- 110kV以上の送電系統では、管轄のTSO(50Hertz、Tennet、Amprion、TransnetBW)に対して系統連系申請を行う。
- 30kV以下の配電系統では、管轄のDSO(シュタットバルケ含め900社程度存在)に対して系統連系申請を行う。
公開情報からは送電系統での手続きと大きな違いは見られないが、全体的に各ステップの所要期間が短い。
 - 費用(送電): 接続検討費用(申請料)に加え、接続コミットメントの発行(系統容量の予約)のために、保証金として1,000€/MWの支払いが発生する。
 - 期間(送電): 接続検討期間は最大3か月であることが条例(KraftNAV)により定められている。



系統連系手続きの概要 | イタリア



- 132kV以上の送電系統では、国内唯一のTSOであるTernaに対して系統連系申請を行う。
- 30kV以下の配電系統では、管轄のDSO(135社程度存在)に対して系統連系申請を行う。
 - 費用(送電):連系する電源の容量により異なる見積取得費用や技術検討費用に加え、接続費用(変電所との距離などに応じた額)の支払いが発生する。
 - 期間(送電):接続検討期間は最大90営業日であることがイタリアエネルギー環境局の文書(ARG/elt 99/08)により定められている。



(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

定置用蓄電池に関する認証・規格

- 蓄電池に求められる認証には、送配電事業者が定めるグリッドコードに基づいて要求される系統連系に係る認証・規格と、蓄電池・蓄電システムの安全性に係る認証・規格に大きく大別される。
- グローバルにおいて様々な認証・規格が存在するが、その中で主な認証・規格、認証・規格を要求する主体は各国で異なる。
 - 事業者ヒアリングにおいて、安全性に関して具体的な認証への適合が要求されていなくとも、保険会社から特定の認証（UL 9540等）への適合が事実上要求される場合があるとの意見があった。

蓄電池に関わる主な規制・規格

			日本	米国	欧州
系統連系に関する枠組み	認証・規格を要求する根拠		資工庁・電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン、一般送配電事業者・系統連系技術要件	送電:各送電事業者が定めるOpen Access Transmission Tariff 配電:各州規制当局の管轄下にある配電事業者が定める規定	RfGと欧州各国グリッドコード
	系統連系の認証・規格		JET認証(低圧・高圧)	送電:IEEE 2800-2022等 配電:IEEE 1547-2018、UL 1741等	EN50549-1(低圧),-2(高圧)
製品安全に関する枠組み	認証・規格を要求する主体		電気用品安全法、消防法	各州・ローカルの規制当局、民間保険会社からの要求	各国・ローカルの建築・消防当局、EU規制、保険会社からの要求
	製品安全の認証・規格	セル	JIS C 8715-2 (IEC 62619のJIS規格)	UL 1973 等	EN IEC 62619 等
		蓄電システム	JIS C4441 (IEC 62933-5-2のJIS規格)	UL 9540 等	UL 9540 等

出所)広域機関, "欧米におけるグリッドコード改定状況と関連技術動向に関する調査報告", 閲覧日:2024年12月24日, https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_09_12.pdf,
 消防庁, "リチウムイオン蓄電池に係る危険物規制に関する検討報告書(令和5年度)", 閲覧日:2024年12月24日, <https://www.fdma.go.jp/singi/kento/kento/items/post-137/03/houkokusho.pdf#page=58>,
 一般財団法人 電気安全環境研究所, "電気製品等の認証—系統連系保護装置認証", 閲覧日:2024年12月24日, <https://www.iet.or.jp/products/protection/index.html>,
 FERC, "E-1 | Order 2023 | RM22-14-000", 閲覧日:2024年12月24日, <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/subcommittees/ips/2024/20240926/20240926-item-07---ieec-2800-standard-recommendation.pdf>,
 NITE, "蓄電池システムのマルチユースと安全性国際標準化の取り組み", 閲覧日:2024年12月24日, https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/storage_system/pdf/2024_002_04_03.pdf,
 事業者ヒアリングおよび各国調査結果を基に三菱総合研究所作成

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

まとめ

日本

米国(連邦大,PJM,CAISO)

英国

ドイツ

イタリア

米国・欧州における蓄電池・蓄電システムの安全性に関する規格、認証等

日本の系統連系手続きに関わる事業者

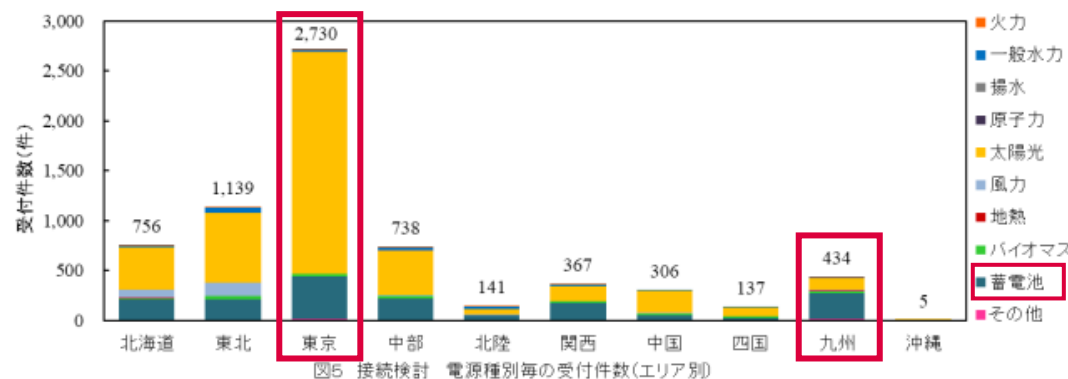
- 日本では、一般送配電事業者及び広域機関が系統連系の手続き審査を担っている。
- 系統連系に関わる要件は一般送配電事業者が定める託送供給等約款別冊系統連系技術要件に記載されている。
 - 2023年の地域別の接続件数をみると、蓄電池の系統アクセスの申請件数は東京が最も多く、次いで九州が多い。

日本の連系手続きに係る意思決定者の整理

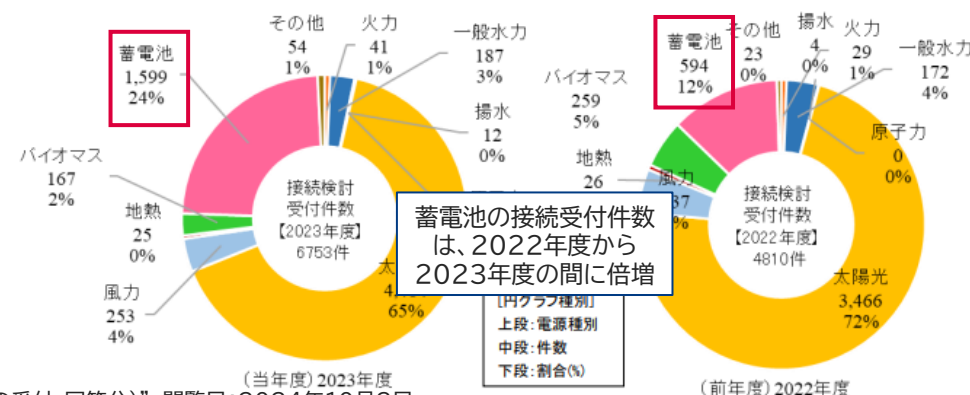
系統連系手続審査者	一般送配電事業者・ 電力広域的運営推進機関
系統連系申請者	発電事業者・小売電気事業者
認証機関	電気安全環境研究所(JET)※
系統連系要件	託送供給等約款別冊 系統連系技術要件 (一般送配電事業者が規定)

※ JETが提供する系統連系保護装置等認証認証は低圧・高圧のみを対象としている。

日本の地域別接続検討受付件数



電源種別の受付件数割合



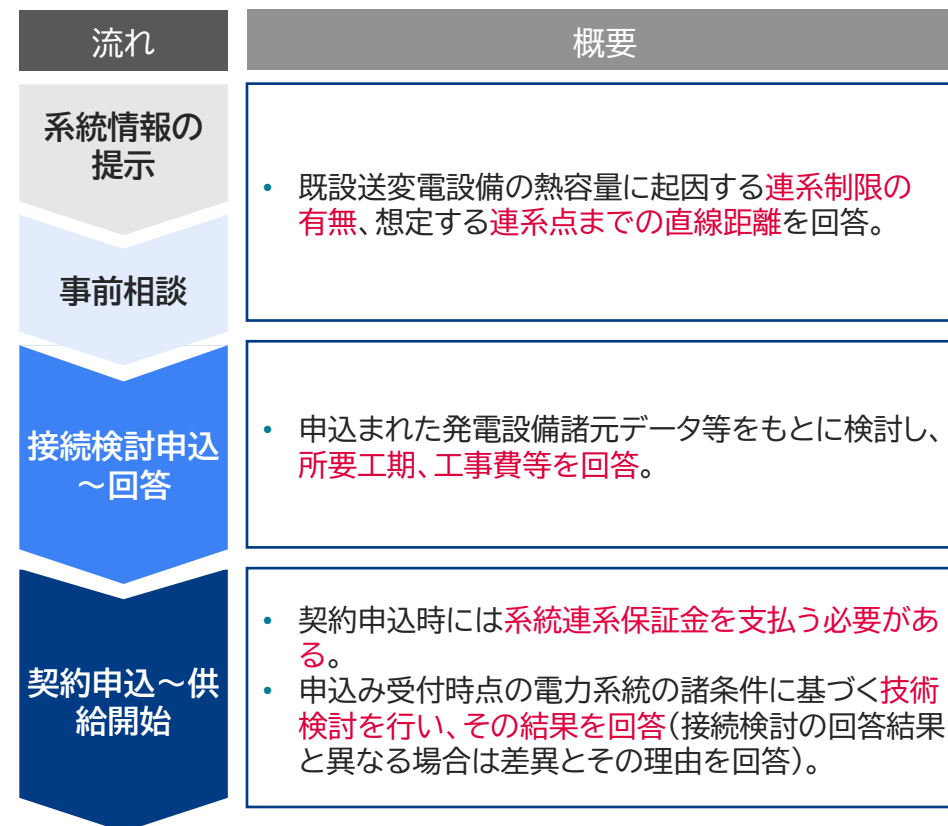
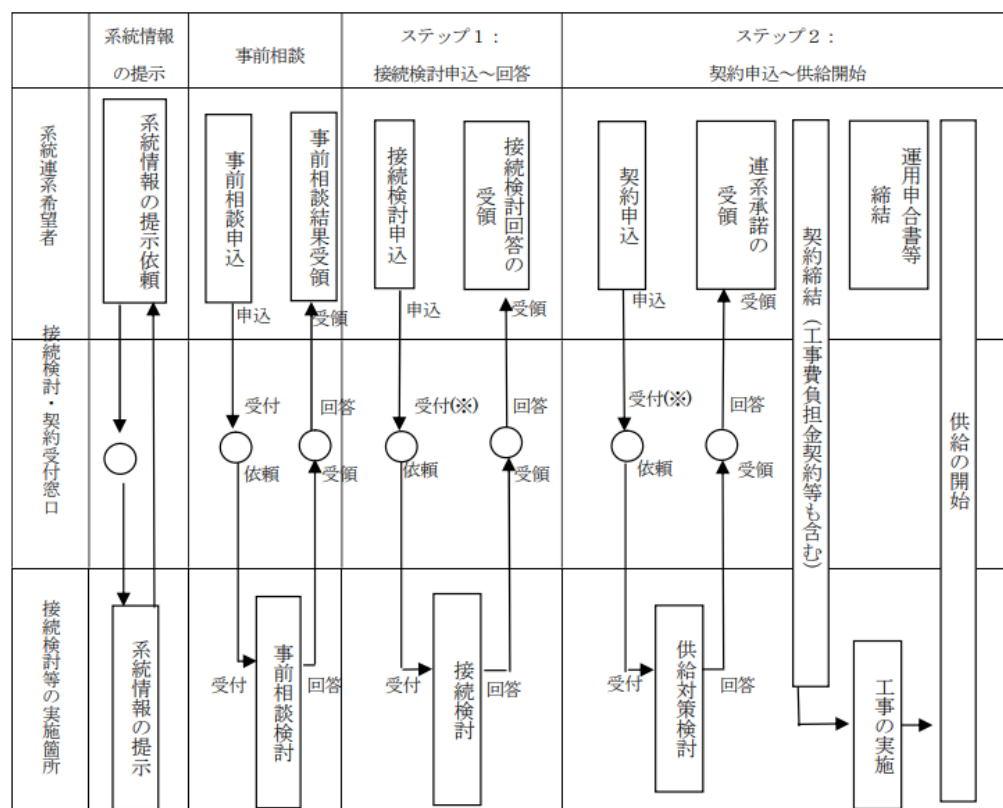
出所)電力広域的運営推進機関,“発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ(2023年度の受付・回答分)”,閲覧日:2024年10月2日,
https://www.occto.or.jp/access/toukei/2024/files/240626_access_toukei.pdf に三菱総合研究所加筆

日本の系統連系手続の流れ | 高圧



- 2016年に施行された東京電力パワーグリッドの系統アクセスルールでは、系統連系のプロセスは低圧・高圧(特高含む)の2つに分類し、明記されている。蓄電池は発電設備等という表記のもと発電設備側として設定されている。
- 高圧系統では事前相談(任意)・接続検討・契約締結のプロセスの後、連系工事が行われ電力供給が開始される。
- 基本的に契約申込受付順に供給対策検討が実施され、系統接続容量が確保される。

東京電力パワーグリッド 高圧発電設備の系統連系の流れ



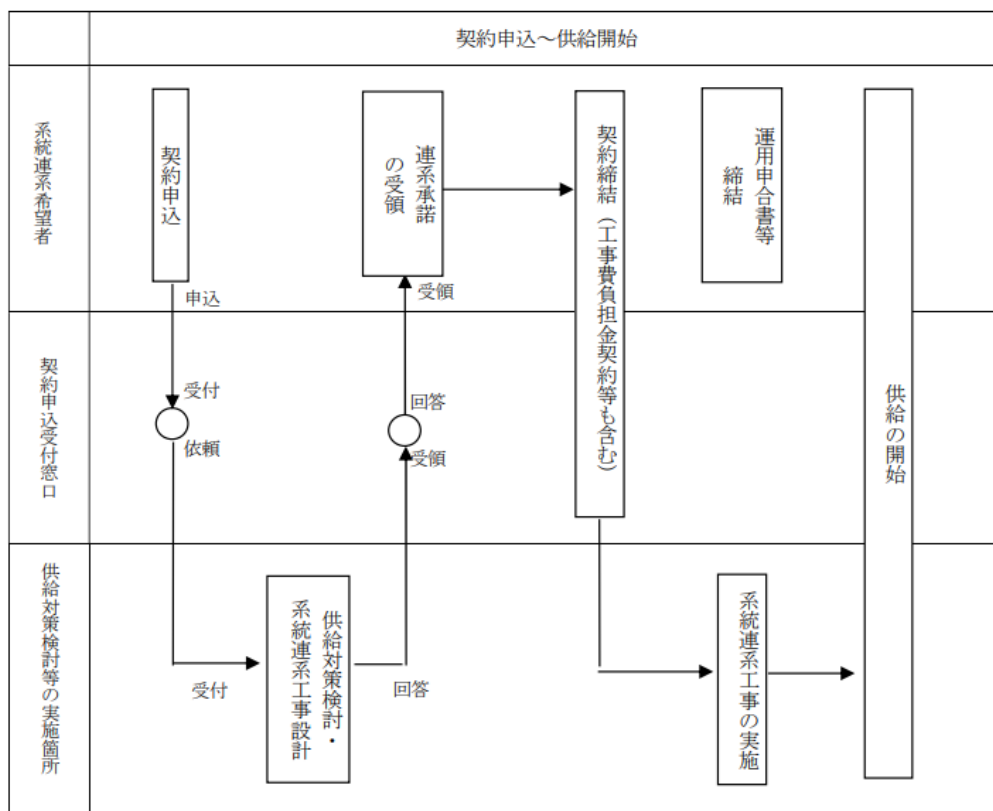
出所)東京電力パワーグリッド株式会社, “系統アクセスルール[高圧・低圧版]”, 閲覧日: 2024年10月2日, https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/rule-tr-dis/pdf/access_202404.pdf,
広域系統整備委員会事務局, “効率的なアクセス業務の在り方について”, 閲覧日: 2024年10月2日, https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2017/files/seibi_31_01_01.pdf

日本の系統連系手続の流れ | 低圧



- 低圧での発電設備の連系手続では接続検討のプロセスは必要なく、直接契約申込を行うことが可能。
 - 低圧の連系手続きにおいては契約申込時の保証金の支払いに対する記述はない。
- 高圧系統と同様に、契約申込順に供給対策検討が実施され、系統接続容量が確保される。

東京電力パワーグリッド 低圧発電設備の連系の流れ



補足情報

- 供給対策検討等の実施箇所は、**基本的に受付順に供給対策検討・系統連系工事設計への手続きを行う。**
- 原則として、工事費負担金入金後に工事を着手する。
- 連系承諾にあたっては、供給対策検討の結果以外の事情も考慮する。

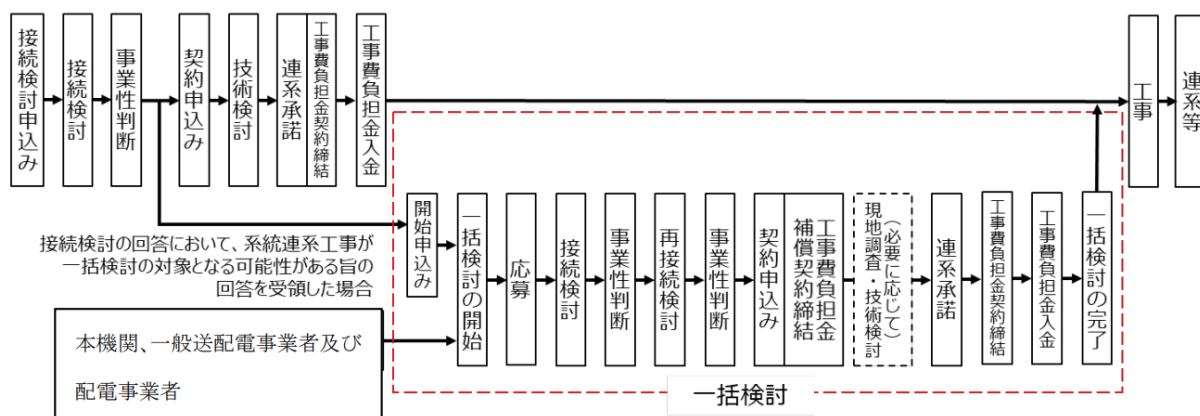
電源接続案件一括検討プロセスによる系統連系



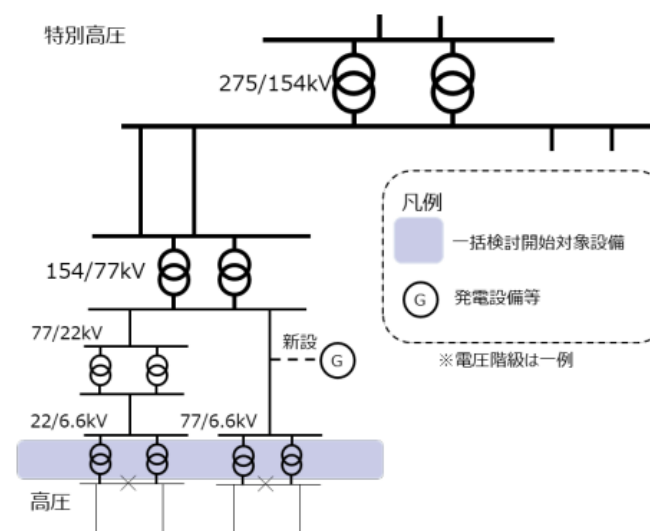
■ 日本における系統連系手続きの簡素化の取組として、2020年から広域機関が適用を開始した「電源接続案件一括検討プロセス」がある。

- 原則として、配電用変圧器および特別高圧の配電設備が対象。
- 近隣の接続案件を考慮した対策を立案し、連系希望者で増強工事費を共同負担することにより、効率的な系統整備等を行うことが可能。
- 一括検討の開始から完了までは1年程度を要するが、電源接続案件募集プロセス※に比べると短縮できるとされている。

一括検討のフロー



一括検討対象設備



一括検討完了までにかかる期間

1-1-3 電源接続案件募集プロセスと比べて一括検討は早く終わるのか。

○ 一括検討の開始から完了まで原則として1年程度を要しますが、入札の廃止や募集要綱の標準化など手続きの簡素化や改善を図っており、今までの募集プロセスより期間を短縮できるものと考えております。

※電源接続案件募集プロセス：
工事費負担金を共同負担する近隣の電源接続案件(事業者さま)を入札形式で募る手続きのこと。

対象外となる設備

- 発電設備等の設置場所から既設送電系統の連系点までの間に新設する設備。
- 配電用変電所におけるバンク逆潮流の対策に必要な設備。
- N-1故障時に発電抑制を実施できるようにするための設備。

出所)電力広域的運営推進機関,“業務規程第80条の規定に基づく電源接続案件一括検討プロセスの実施に関する手続等について”,閲覧日:2024年10月2日,
https://www.occto.or.jp/access/oshirase/2020/files/ikkatsu_tetsuzuki_20230403.pdf,電力広域的運営推進機関,“電源接続案件一括検討プロセス Q&A集”,閲覧日:2024年10月2日,
https://www.occto.or.jp/access/process/files/ikkatsu_faq_20230403.pdf

一送各社による空き容量マッピングの公開

■ 各一送は基幹系統・ローカル系統および配電変電所の空き容量マップを公開している。

- 資源エネルギー庁の「系統情報の公表の考え方」で定められている、公開すべき系統情報に基づき、各一送ごとに空き容量の公開を実施している。
- 基本的に熱容量制約に基づく空き容量をマッピングしており、一部の事業者では系統安定度制約を考慮している事例も見受けられる。

系統情報の公表の考え方で示されている公開情報

① 公開情報

公開情報とは、一般に公開されているウェブサイトや配布等により、一般送配電事業者及び配電事業者が、広く一般に提供する情報である。昨今、再生可能エネルギー等の分散型電源の導入拡大などにより、基幹的な送電線のみならず、下位の送電線にこれまで以上に発電等設備の接続件数が増加している。発電等設備設置者にとっても、送電設備の利用状況が適切に勘案されることで、発電等設備の立地地点や事業採算性等の判断を行うことが可能となる。平成27年11月に公表された「発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」（資源エネルギー庁電力・ガス事業部）の考え方を前提として、特別高圧以上の送電設備に関して、以下の情報公開を行う。

○系統の予想潮流等に関する情報

基幹系統^{※1}及びローカル系統^{※2}について^{※3}、少なくとも、回線数・変圧器台数、設備容量、運用容量、制約要因^{※4}（熱容量制約）、予想潮流^{※5}、N-1電制^{※6}適用可否、N-1電制適用可能量を、電力広域的運営推進機関、一般送配電事業者及び配電事業者のウェブサイトで公開する。

なお、配電用変電所変圧器等については、少なくとも、回線数・変圧器台数、設備容量、運用容量、制約要因（熱容量制約）、空容量^{※7}を、電力広域的運営推進機関、一般送配電事業者及び配電事業者のウェブサイトで公開する。

○流通設備建設計画

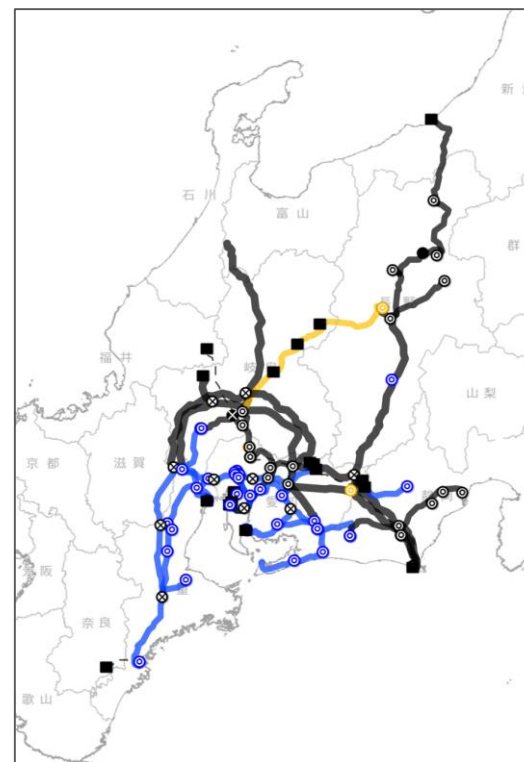
系統の潮流は、電源（供給）と負荷（需要）の大きさや位置関係によって決まるが、流通設備によっても大きく左右される。

このため、少なくとも最新の供給計画において記載されている流通設備計画については、電力広域的運営推進機関、一般送配電事業者及び配電事業者のウェブサイトで公開する。

○需要・送配電に関する情報

送電容量の制約（ノンファーム型接続導入時）による出力制御の見通しを高めるべく、一般送配電事業者及び配電事業者において以下の情報を公開する。

中部電力電力パワーグリッド 空き容量マッピング



■空容量表示		凡例				
設備	容量[MW]	余裕 ^{※1}	100	10	0 ^{※2}	0 ^{※3}
送電線	500kV	余裕あり	未満	未満	未満	未満
	275kV	余裕あり	未満	未満	未満	未満
	154kV	余裕あり	未満	未満	未満	未満
	77kV	余裕あり	未満	未満	未満	未満
	44kV以下	余裕あり	未満	未満	未満	未満
変電所		余裕あり	未満	未満	未満	未満
配電用変電所		余裕あり	未満	未満	未満	未満
※1 平常時出力制御が発生する可能性が当面低い系統						
※2 配電用変電所の空容量が無い系統、一括検討プロセス実施中の系統、増強工事中の系統						
※3 平常時出力制御が発生する可能性のある系統						
■当社/他社区分表示						
設備	当社/他社	当社	他社			
送電線	当社/他社	当社	他社			
変電所	当社/他社	当社	他社			
開閉所	当社/他社	当社	他社			
発電所	当社/他社	当社	他社			

出所) 資源エネルギー庁, “系統情報の公表の考え方”, 閲覧日: 2025年1月23日,
https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/regulations/pdf/keitou_kangaekata_20241209.pdf#page=6

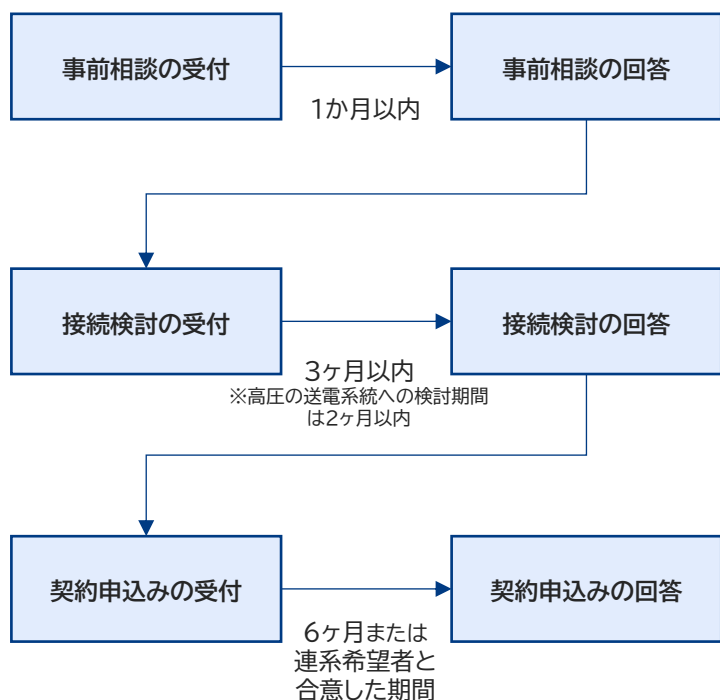
Copyright © Mitsubishi Research Institute

出所) 中部電力パワーグリッド, “系統予想潮流・空き容量マッピング”, 閲覧日: 2024年12月2日,
<https://gridmap.powergrid.chuden.co.jp/>

日本の系統連系手続きのコスト・期間

- 東京電力PGの系統アクセスルールに記載されている手続きに要する期間は、事前相談から考慮すると10か月に及ぶ。
- 一送各社の1地点1検討あたりの接続検討費用は税込22万円。契約申込み時には工事費負担金概算の5%の保証金に対する費用負担が生じる。

東電PGの系統連系プロセスにかかる期間



出所)東京電力パワーグリッド, “系統アクセスルール[高圧・低圧版]”, 閲覧日:2024年10月2日, <https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/rule-tr-dis/pdf/access.202404.pdf>, 広域系統整備委員会事務局, “効率的なアクセス業務の在り方について”, 閲覧日:2024年10月2日, https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2017/files/seibi_31_01_01.pdf

接続検討にかかる費用負担

東京電力PGが示す接続検討料

◇接続検討に先立ち、**1地点1検討につき調査料（22万円）**を申し受けます。

- ・調査料につきましては、お申込受付後、お振込用紙を送付いたしますので、お振込みいただきますようお願いいたします。
- ・申込受付完了および入金を確認の後、直ちに接続検討を開始いたします。

関西電力送配電が示す接続検討料

2. 検討料

当社は、原則として1受電地点（逆潮流がある場合のみ）**1検討につき22万円（税込）**を検討料として申し受けます。

なお、検討を要しない場合については、検討料を申し受けません。

OCCTOが示す保証金算定方法

業務規程第74条の2、第82条の2及び第96条の4の規定に基づき、「発電設備等に関する契約申込み」、「電源接続案件一括検討プロセスの再接続検討の申込み」及び「混雑緩和希望者提起による系統増強プロセスの開始申込み又は同プロセスへの応募」における保証金の算定方法を以下のとおり決定します。

1. 発電設備等に関する契約申込みにおける保証金の算定方法

保証金 = 接続検討回答の工事費負担金概算（消費税等相当額含む）× 5%

※保証金は千円単位（千円未満の端数切捨て）とします。

※接続検討が不要な申込みについては、工事費負担金概算は0円として扱います。

出所)東京電力パワーグリッド, “高圧・特別高圧工事のお申込み”, 閲覧日:2024年10月2日, <https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/fit/corporate.html>, 関西電力送配電, “受電側接続検討”, 閲覧日:2024年10月2日, <https://www.kansai-td.co.jp/application/electric-energy-adjustment/receive-side.html>, 電力広域的運営推進機関, “系統アクセス”, 閲覧日:2025年1月10日, https://www.occto.or.jp/access/oshirase/2020/200917_dengen_kentou.html に赤枠を三菱総合研究所加筆



日本の系統連系手続きに関わる規定 – 全体像 –

- 日本での系統連系に関する法令や規定は、経産省、広域機関、各一送、日本電気技術規格委員会(JESC)が提供している。
- 経産省や資エネ庁の定める法令・ガイドラインと広域機関の業務指針に基づいて、各一送やJESCが系統連系の技術要件を定めるという階層的な規定の策定が行われている。

系統連系に関する法令や規定

経済産業省所管法令	・ 電気事業法 ・ 電気設備に関する技術基準を定める省令 ・ 電気設備の技術基準の解釈 ・ 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン
電気事業者等が定めた規定類	・ 系統連系規程 ・ 送配電等業務指針 ・ 託送供給等約款、系統連系技術要件(託送供給等約款別冊)

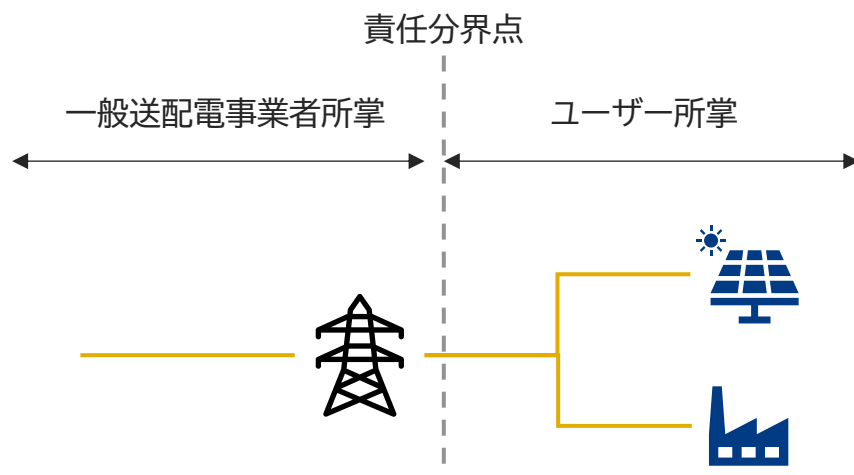
日本の系統連系手続きに関わる規定 – 系統連系技術要件 –



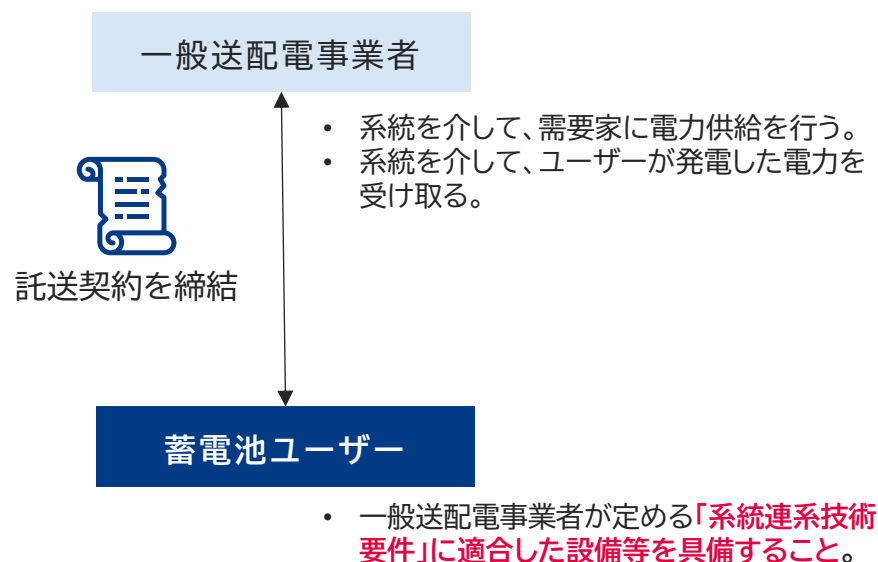
- 蓄電池含む電気設備を一送へ系統連系する場合、申請者と一送の間で電気設備の責任分界点や費用精算等の取り決めを定めた「託送契約」を締結する必要がある。
- 蓄電池所有者は、託送契約を締結するために各一送が定める遵守すべき技術要件である「系統連系技術要件」を満たす必要がある。
 - 系統連系した設備に何らかの支障が発生した場合、電氣的に接続する系統全体へ悪影響を及ぼす可能性があるため「系統連系技術要件」が課されている。

系統への電力設備の接続イメージ

- ・ 系統連系を希望する場合、受電点を境に責任分界点が存在する。
- ・ ユーザー側設備に支障があった場合でも、系統全体に悪影響を及ぼす可能性があるため、一定の技術要件を具備する必要がある。



託送供給契約と系統連系技術要件の関係



日本の蓄電池の系統連系手続きに関わる認証機関



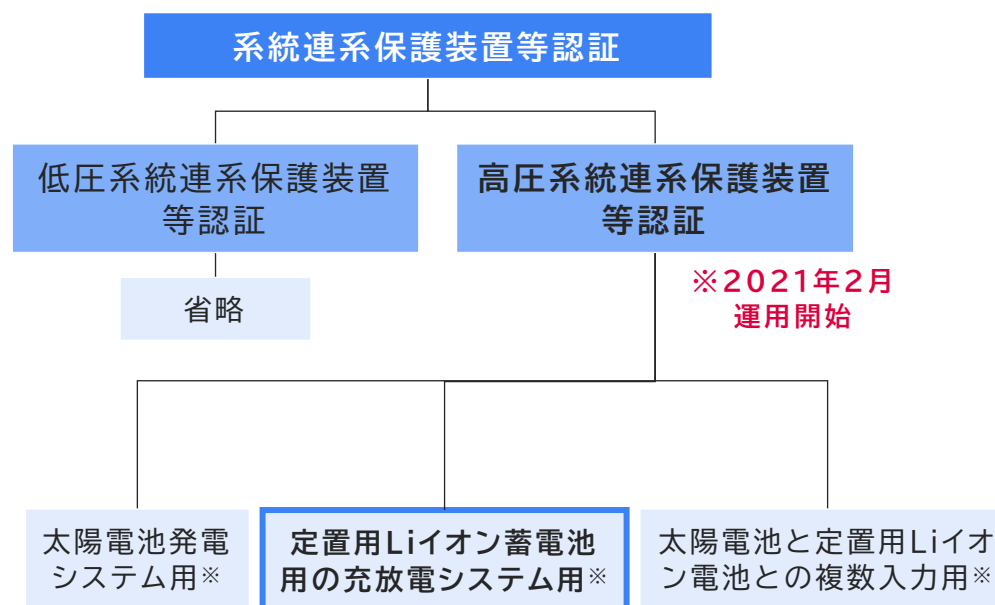
- 日本では、電気安全環境研究所(JET)が蓄電池の系統連系に係る認証制度であるJET認証サービス(系統連系保護装置等認証)を提供している。
- JETの認証試験基準に適合していること及び、そのモデルと同等の製品を継続的に製造可能な体制にあることを確認するための工場調査を行い、合格することで認証を取得可能。

JETの蓄電システムに関する認証サービス



出所)一般財団法人 電気安全環境研究所(JET),“蓄電システムに関する認証サービス等 JETの取り組みについて”, 閲覧日:2025年1月23日,
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/storage_system/pdf/2024_02_04_04.pdf

系統連系保護装置等認証制度の適用範囲



※ 但し、下記のものに限る
・ 電気方式:三相三線式
・ 出力:2 MW未満のもの

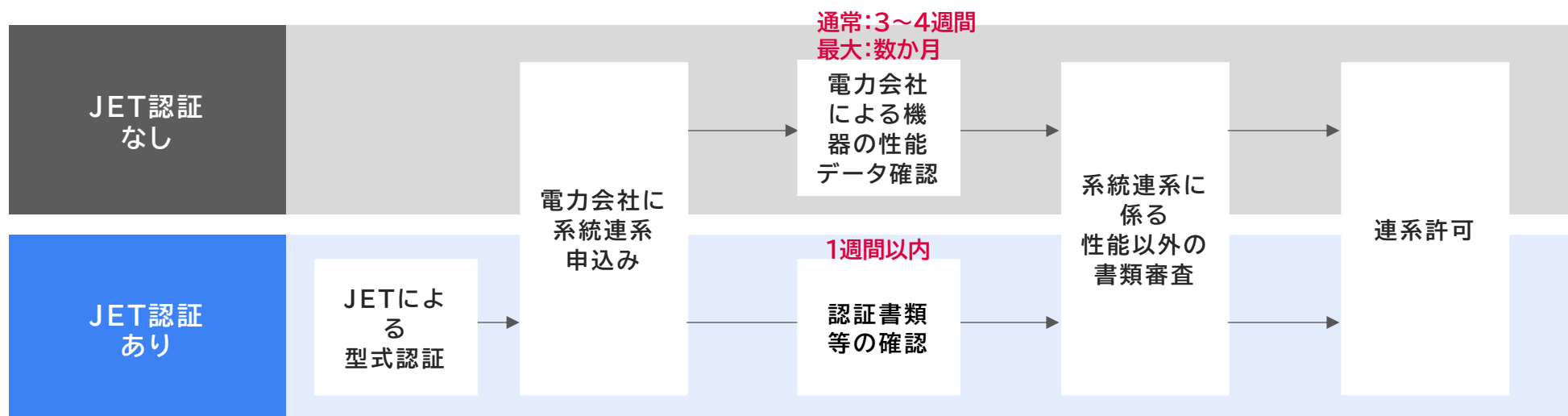
出所) 一般財団法人 電気安全環境研究所,“電気製品等の認証—系統連系保護装置認証”,
閲覧日:2024年10月2日, <https://www.jet.or.jp/products/protection/index.html>
を基に三菱総合研究所作成

日本の蓄電池の系統連系手続きに関わる認証機関



- 各一送が定める「系統連系技術要件」では、認証プロセスを短縮するための個別協議の代替手段として、第三者認証を受け入れている。
- 具体的には、電力会社による機器の性能データの確認ステップを省略可能で、不足データがあった際の手戻りや、追加試験の発生による系統連系協議の長期化(～数か月程度の事例あり)を防止可能。

系統連系協議プロセス



出所) 資源エネルギー庁, “分散型リソースの導入加速化に向けて”, 閲覧日: 2024年10月2日, https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/024_02_00.pdf, 富士電機株式会社, “太陽光発電用ストリング形PCSのJET認証取得について”, 閲覧日: 2024年10月2日, <https://www.fujiielectric.co.jp/about/news/detail/20220210100014989.html> を基に三菱総合研究所作成



電気用品安全法に基づく要求規格

- 電気用品安全法の対象となるリチウムイオン蓄電池は、「電気用品の技術上の基準を定める省令」に適合する必要がある。国外規格へ適合していても、日本の基準に適合している必要があるため、省令に定められた規格への適合確認が必要となる。

電気用品安全法に基づく要求事項

JIS規格		備考
JIS C 8715-2:2019	産業用リチウム二次電池の単電池及び電池システムー第2部:安全性要求事項	IEC 62619:2017に対応

※IEC 62619:2022に対応した、JIS C 8751-2:2024が2024年3月に発効

出所)一般財団法人 電気安全環境研究所、“リチウムイオン蓄電池、リチウムイオン蓄電システム等の試験システム・認証サービス”，閲覧日：2024年12月24日，

https://www.jet.or.jp/examination/lithium_ion/index.html#sec1，

経済産業省，“電気用品の技術上の基準を定める省令の解釈について”，閲覧日：2024年12月24日，<https://www.meti.go.jp/policy/consumer/seian/denan/act.html>，

日本規格協会グループ，“JIS C 8715-2:2024 産業用リチウム二次電池の単電池及び電池システムー第2部:安全性要求事項 Secondary lithium cells and batteries for use in industrial applications -- Part 2: Safety requirements”，閲覧日：2024年12月24日，https://webdesk.jsa.or.jp/books/W11M0090/index/?bunsyo_id=JIS%20C%208715-2:2024

を基に三菱総合研究所作成



消防法令の対象となる蓄電池設備

- 2023年5月31日、総務省消防庁において蓄電池設備に関する省令等が改正・公布され、2024年1月1日から施行された。
- 消防法令の対象となる蓄電池設備は、「20kWhを超えるもの」および「10kWhを超え20kWh以下のものであって出火防止措置が講じられたものとして消防庁長官が定めていないもの」と改正され、それ以外の蓄電池設備は規制の対象外と整理された。

安全基準の適用区分と消防機関への届出の要否

	消防法令への適合	消防機関への届出
20kWh	消防法令への適合 (標準規格による外部延焼防止措置が 講じられたもの(※1)は一部緩和)	必要
10kWh	消防法令への適合 又は一定の安全要求事項が定められた 標準規格(※1)への適合	不要
	対象外	不要

(※1) JIS C 4412や JIS C 4411-1等の標準規格。詳細は次項参照

出所) JEMA, “蓄電池設備に関する消防法令の改正について”, 閲覧日: 2024年12月24日, <https://jema-net.or.jp/Japanese/pis/batteryamend230531.html>,
総務省消防庁予防課, “「改正火災予防条例(例)」の運用等についての解説”, 閲覧日: 2024年12月24日, https://www.fdma.go.jp/publication/ugoki/items/rei_0601_05.pdf を基に三菱総合研究所作成



消防法令が求める安全基準を代替する標準規格

- 蓄電池容量が10kWhを超え20kWh以下のもののうち、「JIS C 8715-2」「IEC 62619」を取得する設備は、出火防止措置を有する蓄電池設備として消防法令の規制対象外とされる。
- 屋外に設ける蓄電池設備は、原則として建築物から3m以上の離隔距離を設ける必要があるが、定められた認証（JIS規格及びIEC規格）を取得する蓄電池設備は、「延焼防止措置が講じられた」設備と認められる。

措置の種類	標準規格 (7号告示(※1)で規定)	同等以上の措置が認められるもの (332号通知(※2)で規定)
出火防止措置	JIS C 8715-2	IEC 62619
延焼防止措置	JIS C 4411-1 JIS C 4412 JIS C 4441	JIS C 4412-1 JIS C 4412-2 IEC 62040-1 IEC 62933-5-2



10kWhを超え20kWh以下の場合
消防法令の規制対象外



屋外に設置する蓄電池設備について
建築物から3m以上の離隔距離を
設ける規定のみ対象外

(※1)蓄電池設備の出火防止措置及び延焼防止措置に関する基準(令和5年消防庁告示第7号)

(※2)「改正火災予防条例(例)の運用等について(通知)」(令和5年5月31日付け消防予第332号)



JET認証のデータベース整備状況

■ JETの系統連系保護装置等認証の登録リストはJETのHPにて文書形式(pdf)で公表されている。

■ 登録者ごとに工場、製品仕様、製品名称/型番、PCSに関する情報が整理されている。

JET 系統連系保護装置等認証の登録リスト(一部抜粋)

仕様詳細

高圧系統連系保護装置等の認証登録リスト【太陽光発電システム用】			
登録番号順 2024年 9月25日現在			
登録番号及び登録年月日	登録者及び登録工場名	製品の仕様	備考
H-0001	登録者 富士電機株式会社 兵庫県神戸市西区高塚台4丁目1番地1	連系系統の電気方式：三相3線式 連系系統の電圧：210V 連系系統の周波数：50/60Hz 出力、皮相電力： 最大出力：最大指定皮相電力：22kVA、最大指定出力：22kW 出力（出荷時の力率にて）：皮相電力：22kVA、出力：22kW 系統電圧制御方式：電圧型電流制御方式 逆潮流の有無（機器全体）：有 （太陽電池）：－ （蓄電池等）：－ 単独運転防止機能： 能動的方式：ステップ注入付周波数フィードバック方式 受動的方式：電圧位相跳躍検出方式 直流分流出防止機能：－ 電圧上昇抑制機能：進相無効電力制御及び出力制御 適合する直流入力範囲：太陽電池入力：200～600V（8入力） 蓄電池入力：－ 電気自動車搭載蓄電池入力：－	特記事項： FRT要件対応及び遠隔出力制御（広義）
初回登録年月日 2022年01月21日	登録工場 富士電機株式会社 神戸工場 兵庫県神戸市西区高塚台4丁目1番地1		
認証有効年月日 2027年01月20日			
更新回数：0			
記載変更回数：6			

保護リレーの仕様及び標準（整定）値

交流過電圧（OVR）：

検出レベル：241V（231～252V 1VStep）、検出時限：1秒（0.5～2秒 0.01秒Step）

交流不足電圧（UVR）：

検出レベル：168V（168～189V 1VStep）、検出時限：1.2秒（0.5～2秒 0.01秒Step）

周波数上昇（OFR）：

検出レベル（50Hz）：51.0Hz（50.5～51.5Hz 0.01HzStep）

検出レベル（60Hz）：61.2Hz（60.6～61.8Hz 0.01HzStep）

検出時限：1秒（0.5～2秒 0.01秒Step）

周波数低下（UFR）：

検出レベル（50Hz）：47.5Hz（47.5～49.5Hz 0.01HzStep）

検出レベル（60Hz）：57.0Hz（57.0～59.4Hz 0.01HzStep）

検出時限：2秒（0.5～2秒 0.01秒Step）

逆電力防止

逆電力（RPR）：検出レベル：－、検出時限：－

逆電力（蓄電池GB）：検出レベル：－、検出時限：－

逆電力（電気自動車等搭載蓄電池GB）：検出レベル：－、検出時限：－

保護リレーの仕様及び標準（整定）値

復電後一定時間の遮断装置投入阻止：OFF（5～300秒 1秒Step、OFF）

電圧上昇抑制機能：

進相無効電力制御：223V（216～242V 1VStep）

出力制御：225V（216～248V 1VStep）

出力抑制値：0kW（0～11.6kW 約5W＝19.95kW/4096Step）

指定力率

指定力率：1.000（1.000～0.800 0.001Step）

単独運転検出機能の仕様及び整定値

受動的方式（電圧位相跳躍検出方式）：

検出レベル：10°、検出要素：位相、検出時限：－、保持時限：－

能動的方式（ステップ注入付周波数フィードバック方式）：

検出レベル：－、検出要素：周波数変動、検出時限：瞬時

遠隔出力制御（パワーコンディショナ 広義）に関する情報	
※パワーコンディショナ（狭義）、出力制御装置 及び 逆潮流防止用GT の組み合わせについては、認証証明書をご確認ください。お問い合わせについては、認証証明書をご確認ください。お問い合わせについては、認証証明書をご確認ください。	
パワーコンディショナ 狭義	製品の名称及び型名を参照※ただし「遠隔出力制御対応」に限る。
出力制御装置 型名	FEC1-P001 ※a Solar Link ZERO ※a （制御/通信/ユーザーインターフェースUT） Solar Link ZERO-T2 SU1 Solar Link ZERO-T4 PVUFシリーズ ※a PVUF-PCS001C、PVUF-001ARC-PCS、PVUF-001ARC-PCS-S、 PVUF-PCS001K、PVUF-001ARK-PCS、PVUF-001ARK-PCS-S （制御/通信/ユーザーインターフェースUT） ARC4000W-00、ARK-2120F、ARK-2121F、ARK-1123C、 N1SE50、Nue-X101 補足事項： ・制御UT、通信UT、ユーザーインターフェースUT、（計測UT）の組み合わせで出力制御装置として機能する。 ※a ノンファーム接続スケジュール対応

出所）電気安全環境研究所，“系統連系保護装置等認証”，閲覧日：2024年10月2日，<https://www.jet.or.jp/products/protection/index.html>

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

まとめ

日本

米国(連邦大,PJM,CAISO)

英国

ドイツ

イタリア

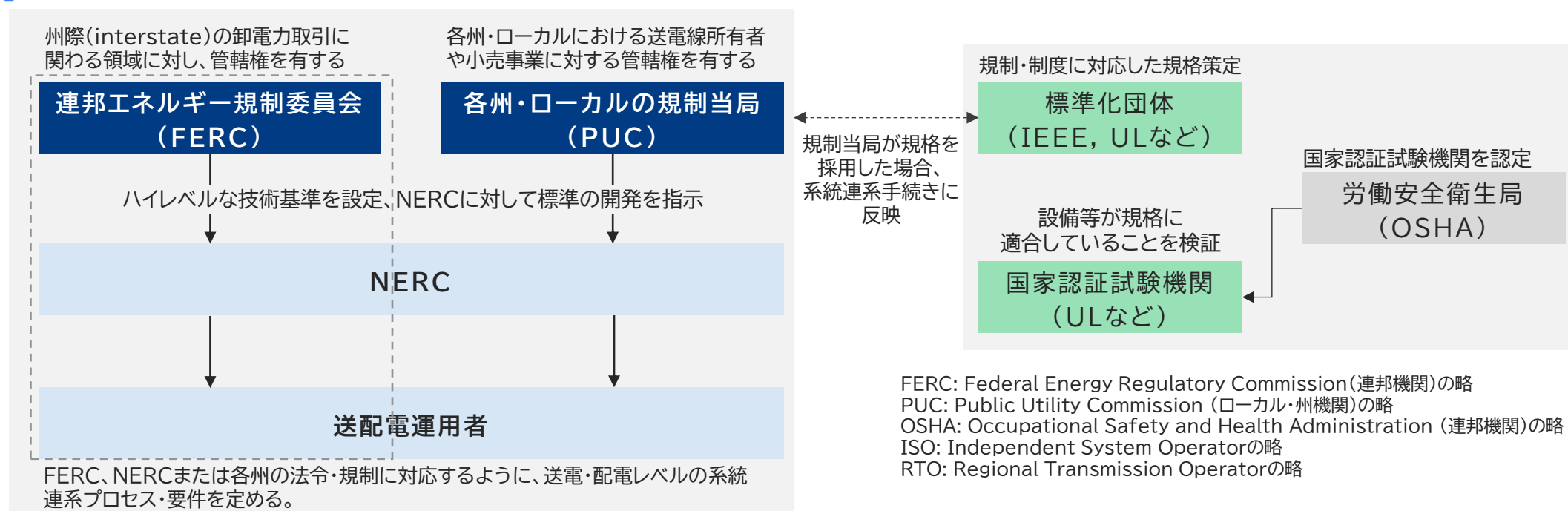
米国・欧州における蓄電池・蓄電システムの安全性に関する規格、認証等

米国のエネルギー事業の全体像



- 連邦制を採用する米国では、州際（interstate）の卸電力取引・送電に関わる領域に対してのみ、FERCの管轄権が及ぶ。各州・ローカルの規制当局は、州内の流通設備を所有・運営する送電線所有者（TO）に対して管轄権を有している。従って、送電レベルと配電レベルの系統連系手続きでは参照すべき手続きルール・規格が異なる可能性がある。
- IEEEやUL等を含む標準化団体はボランティアな規格を策定する。規制当局がその規格を系統連系プロセスにおける技術基準として採用した場合、系統連系手続きに反映される。

米国の系統連系手続きに関わるステークホルダーの構造



出所)ESIG, IBR Interconnection Requirements, p.4, 2024年10月

電力・ガス取引監視等委員会, 令和6年度電力市場監視機能強化等事業（諸外国の規制機関等の市場監視のあり方・役割に関する調査事業）成果報告書, p.1-63, 2024年8月

FERC, "What FERC Does", 閲覧日: 2024年11月7日, <https://www.ferc.gov/what-ferc-does#:~:text=The%20Federal%20Energy%20Regulatory%20Commission%2C%20or%20FERC%2C%20is,gas%20pipelines%20as%20well%20as%20licensing%20hydropower%20projects>

を基に三菱総合研究所作成

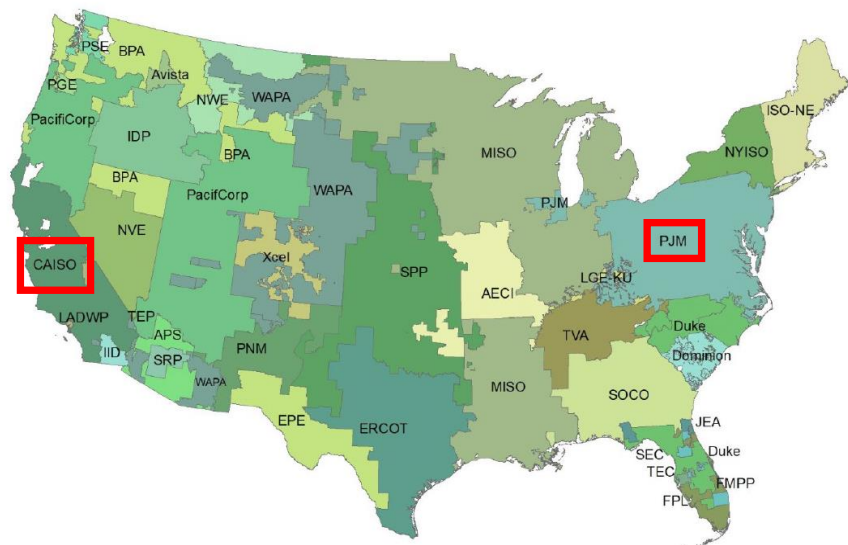
Copyright © Mitsubishi Research Institute

LBNL | 米国における系統連系期間の分析

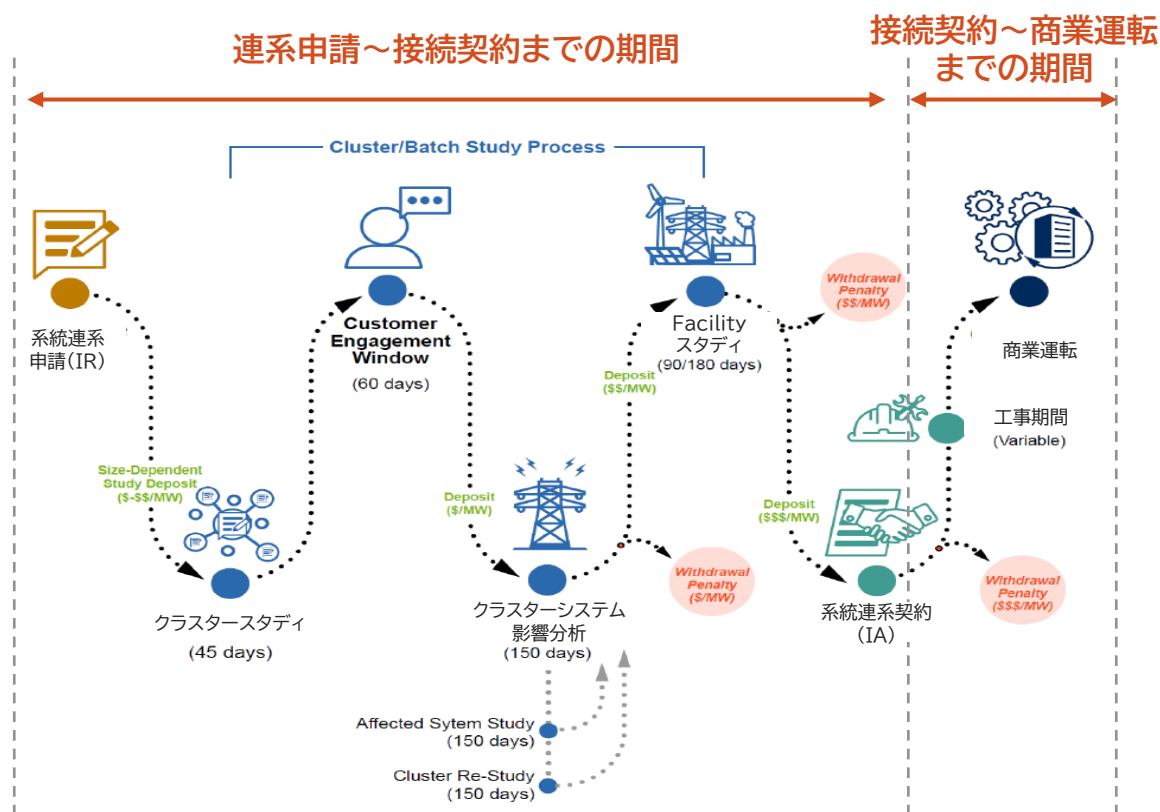
- 米・ローレンスバークレー国立研究所(以下、LBNL)は、米国における電源の系統連系期間に関する分析結果を毎年公表している。LBNLでは、事業者による連系申請からISO/RTOとの接続契約までの期間と、接続契約締結から必要な工事を経て商業運転に至るまでの期間、及びそれらを合わせた全期間の所要期間分析を行っている。
- LBNLが公表するレポートを基に、PJMおよびCAISOの系統連系期間の現状を調査した。

LBNL 米国における電源の系統連系期間に関する分析対象

- ・ 地域: 7つのISO/RTOおよび44の非ISO地域
- ・ 対象案件: 2023年末までに系統連系申請されたプロジェクト
※配電系統(distribution line)への連系およびbehind-the-meter案件除く
- ・ 下図の赤字部分がPJM・CAISO地域を指す



系統連系期間の定義



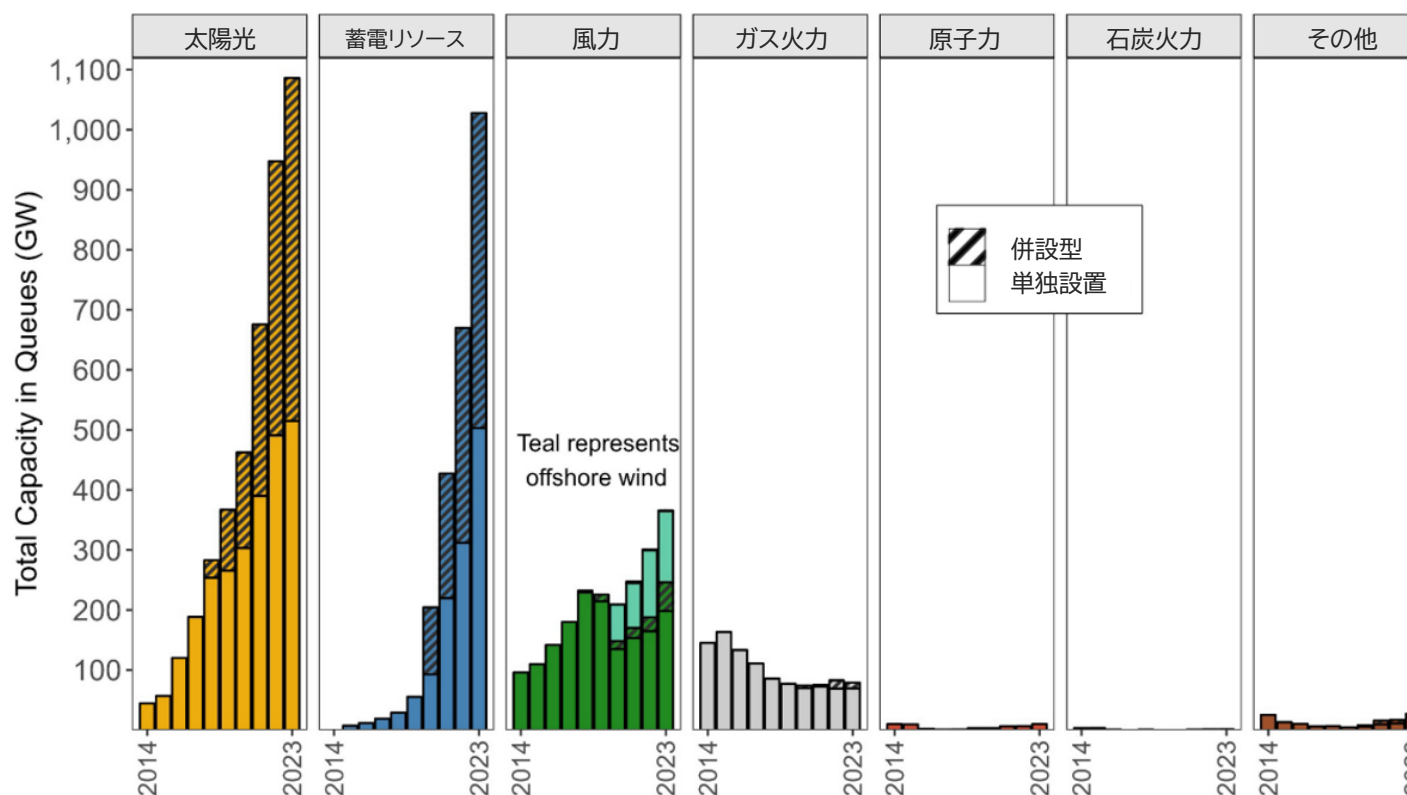
出所)Lawrence Berkley National Laboratory, Queued Up: 2024 Edition Characteristics of Power Plants Seeking Transmission Interconnection As of the End of 2023, p.5-6.
2024年4月 に三菱総合研究所加筆・翻訳

LBNL | 系統連系申請手続き中の設備容量の推移(リソース別)



- 太陽光、風力、蓄電リソース(※区分として揚水発電等を含むが、99%以上がバッテリーである)が連系申請手続き中の設備容量の95%を占めている。蓄電リソースは、2023年末時点で連系申請手続き中の設備容量が約1,000GWに達している。
- 蓄電リソースは、単独設置(系統用)として連系される場合(stand alone)と、他の発電設備と併設される場合(hybrid)の2パターンが存在する。併設型の場合、ほぼ大半を太陽光併設蓄電リソースが占めている。

系統連系申請手続き中の累計設備容量の推移(リソース別、2014-2023年末まで)



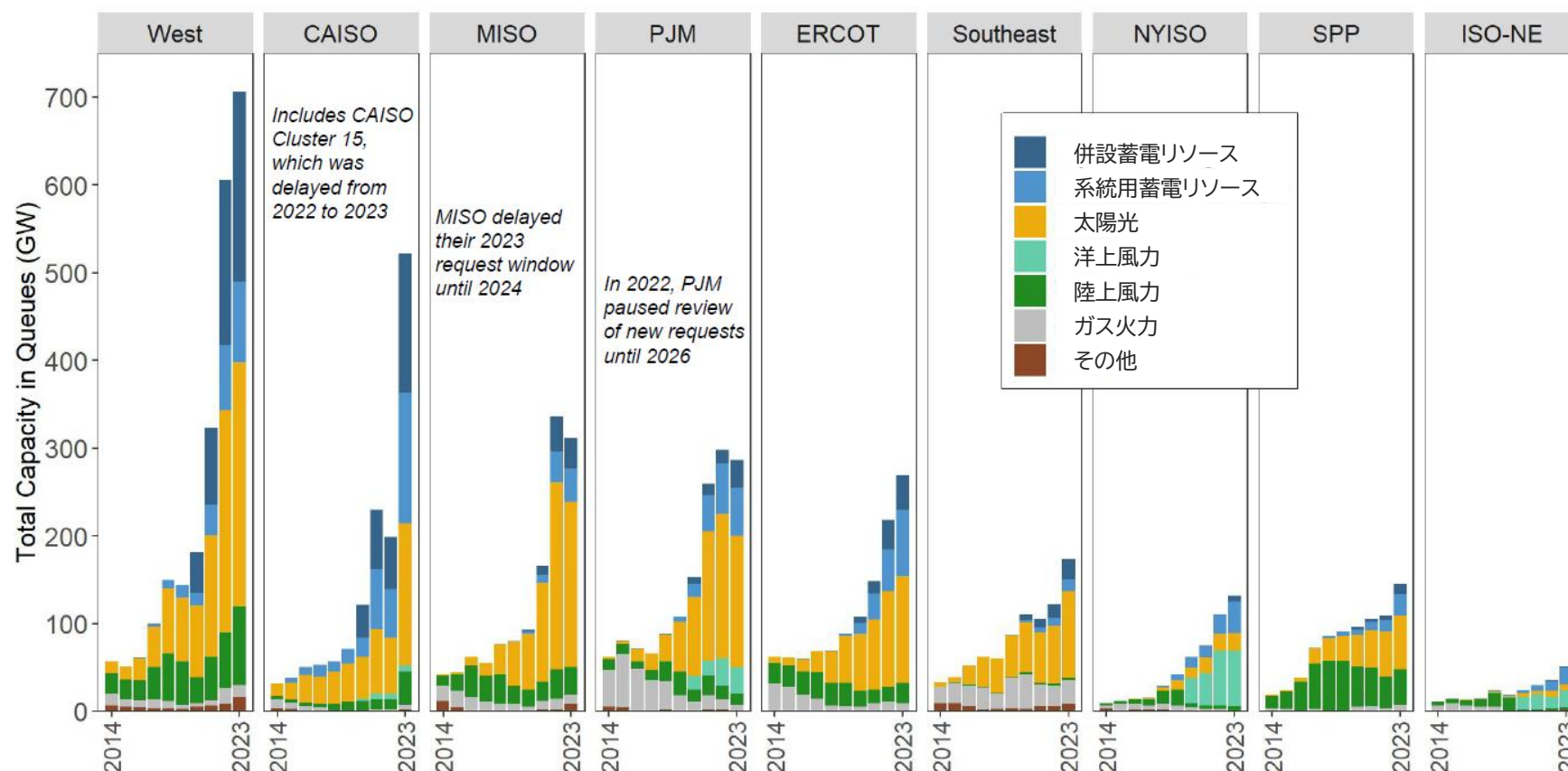
出所)Lawrence Berkley National Laboratory, Queued Up: 2024 Edition Characteristics of Power Plants Seeking Transmission Interconnection As of the End of 2023, p.11. 2024年4月より三菱総合研究所一部加筆・翻訳

LBNL | 系統連系申請手続き中の設備容量の推移(ISO/RTO別)



- 米国全土で系統連系申請中の発電リソース容量が増えている。特にカリフォルニア・CAISOでは太陽光発電の増加に伴って、系統用蓄電リソースおよび併設蓄電リソースが大幅に増加している。
- PJMでは、2021年に系統用・併設蓄電リソースが増加したのち、緩やかに増加傾向にある。

系統連系申請手続き中の累計設備容量の推移(ISO/RTO別、2014-2023年末)



出所)Lawrence Berkley National Laboratory, Queued Up: 2024 Edition Characteristics of Power Plants Seeking Transmission Interconnection As of the End of 2023, p.12. 2024年4月より三菱総合研究所一部加筆・翻訳

LBNL | 系統連系プロセスに要する所要期間

全期間

申請～接続契約

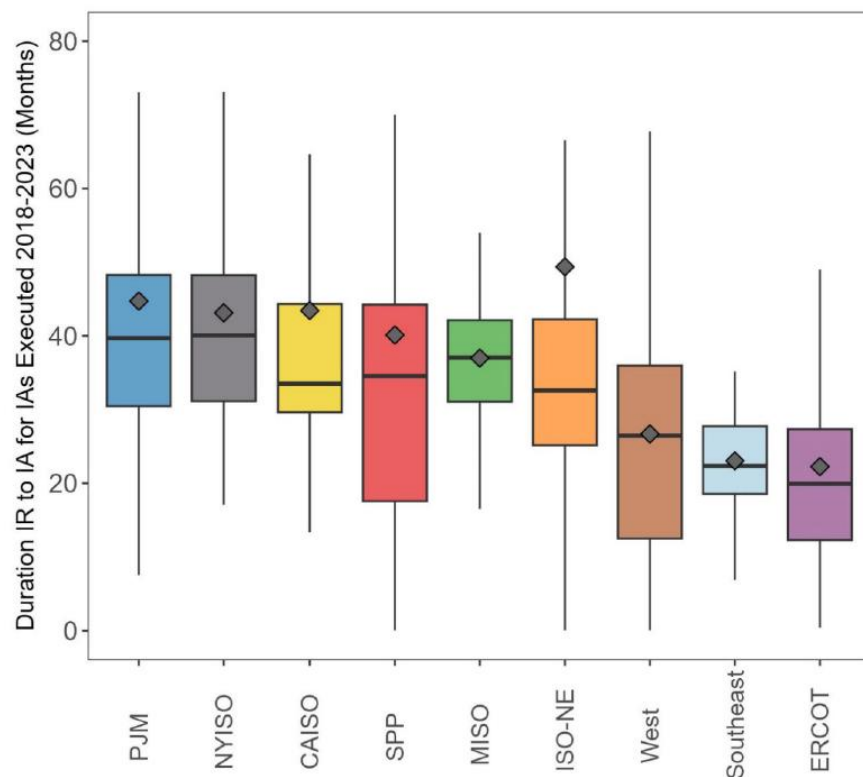
接続契約～商業運転



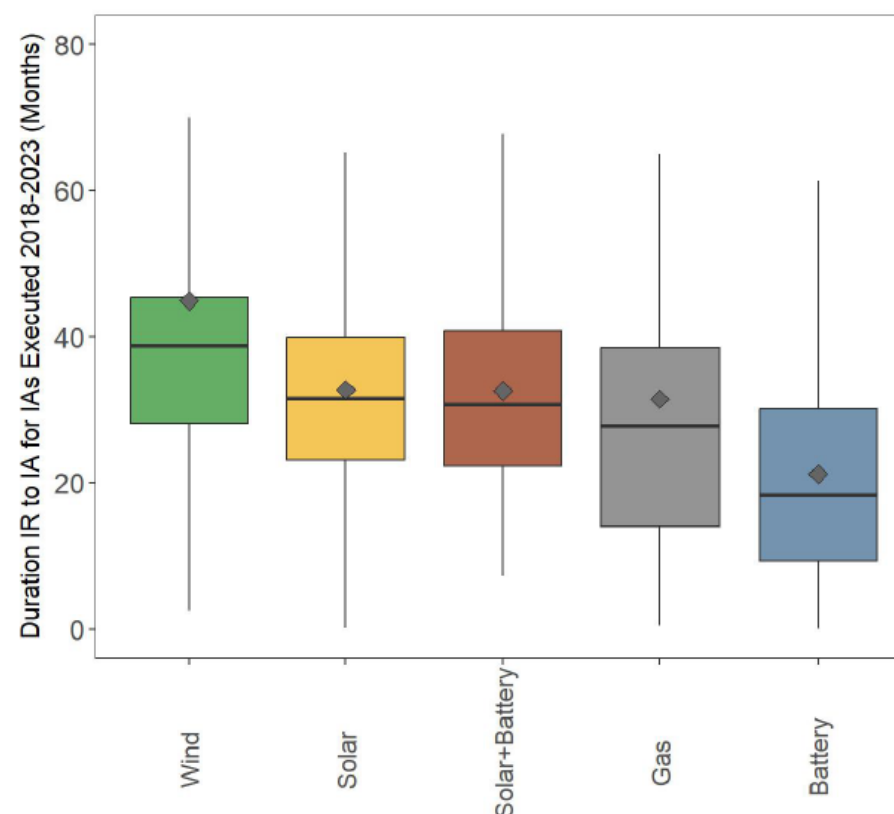
- エリア別所要期間では、FERC管轄下のISO/RTOエリアにおける所要期間が長く、特にPJM・CAISOエリアは約35～40か月、およそ3年間(※中央値)の期間を要する。
- リソース別所要期間では、蓄電池(battery)の所要期間の中央値は約20か月、およそ1.5年と他のリソースよりも短期間である。ただし、CAISOエリアに多く見られる太陽光併設蓄電池の場合、所要期間の中央値は約30か月(約2.5年)であった。

連系申請(IR)～接続契約(IA)までの所要期間(か月)

○エリア別所要期間



○リソース別所要期間



LBNL | 系統連系プロセスに要する所要期間

全期間

申請～接続契約

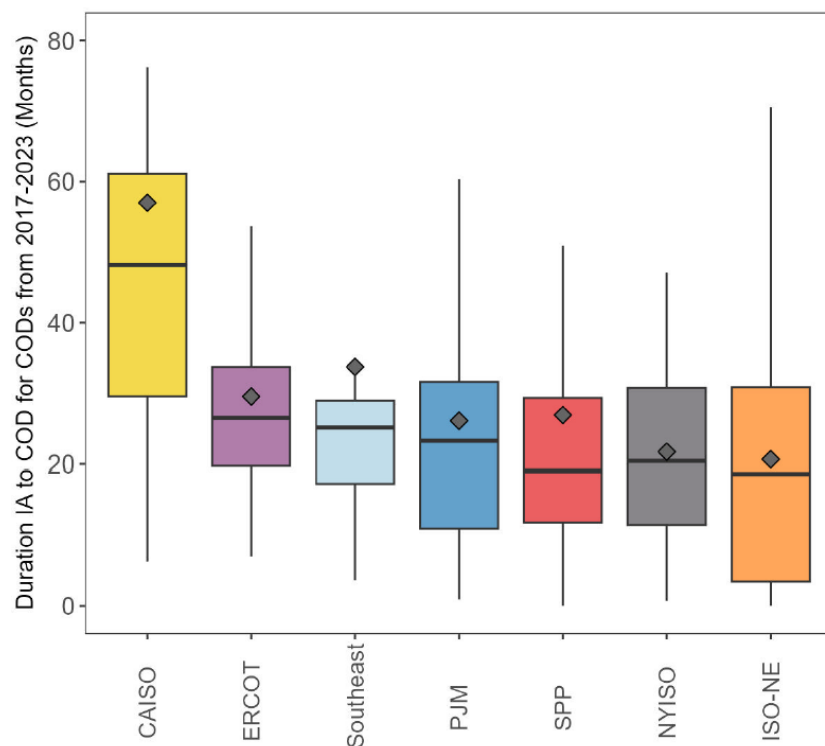
接続契約～商業運転



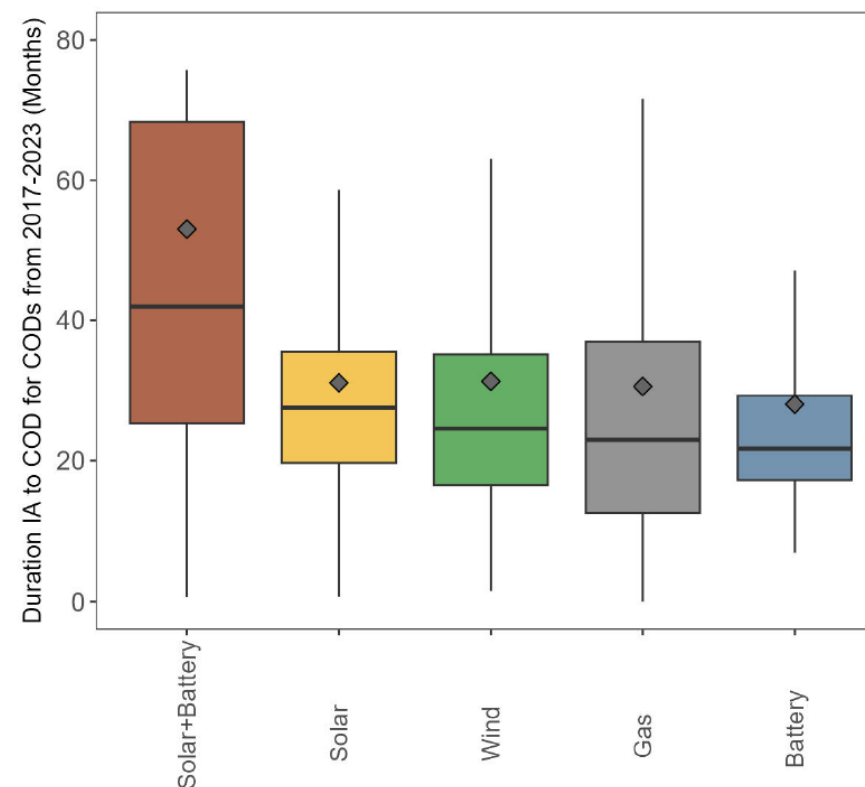
- エリア別所要期間では、CAISOが他ISO地域よりも商業運転までの期間が長く、中央値で50か月（4年程度）であった。PJMを含むほかエリアではおよそ20か月前後（2年弱）である。
- リソース別所要期間を考慮すると、蓄電池の商業運転までの期間はおおよそ20か月（2年弱）であり、他リソースよりも短期間で運転開始に至るとされる。ただし、太陽光併設蓄電池の場合は40か月（3年程度）であり、CAISOエリアのみ長期化していると推察される。

接続契約(IA)～商業運転までの所要期間(か月)

○エリア別所要期間



○リソース別所要期間



LBNL | 系統連系プロセスに要する所要期間

全期間

申請～接続契約

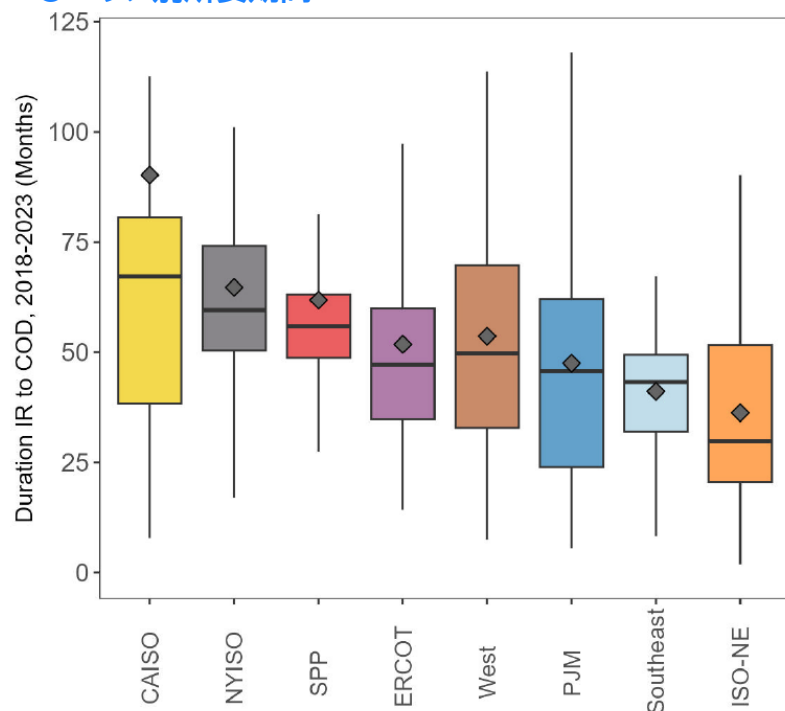
接続契約～商業運転



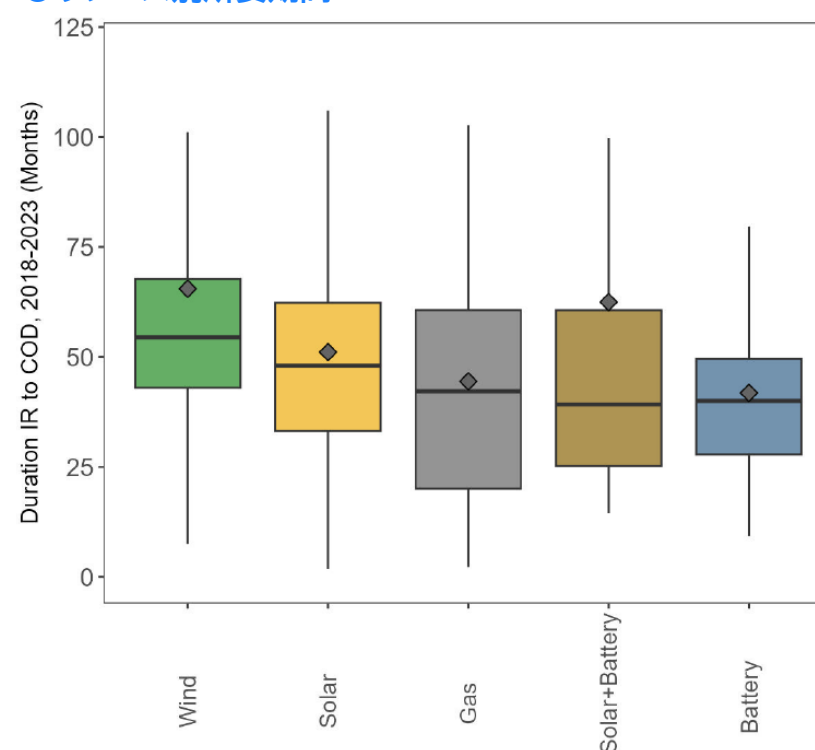
- エリア別所要期間では、各ISOにおいて連系申請～商業運転に至る全所要期間が増加傾向にある。
CAISOでは約70か月(約6年)、PJMでは約50か月(約4年)と示されているが、案件によるばらつきが大きい。
- リソース別所要期間では、蓄電池が連系申請～商業運転に至る全所要期間は約40か月であり、他のリソースと比較して相対的に短期間であると示されている。

接続申請(IR)～商業運転までの所要期間(か月)

○エリア別所要期間



○リソース別所要期間



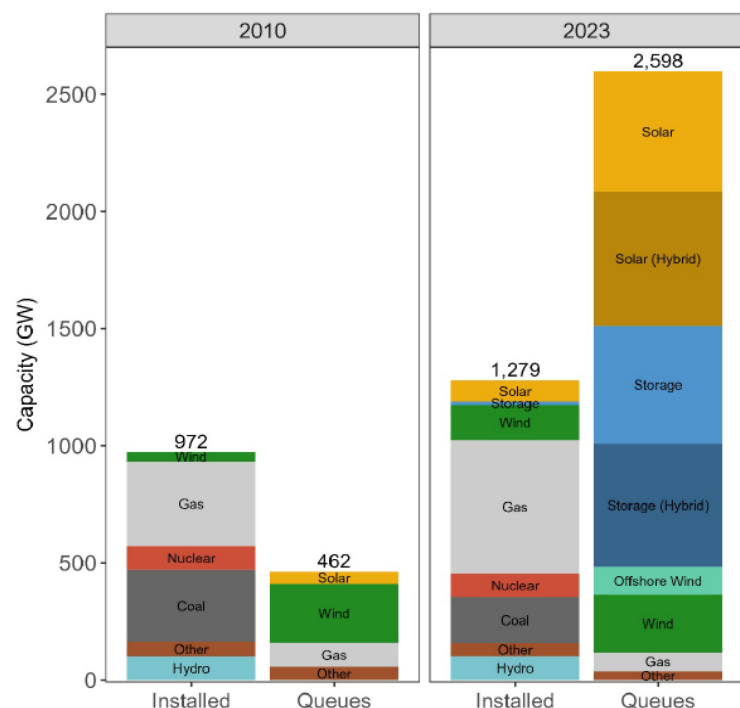
出所)Lawrence Berkley National Laboratory, Queued Up: 2024 Edition Characteristics of Power Plants Seeking Transmission Interconnection As of the End of 2023, p.42.p.43、2024年4月

(参考) LBNL | 系統連系申請待ちの電源規模

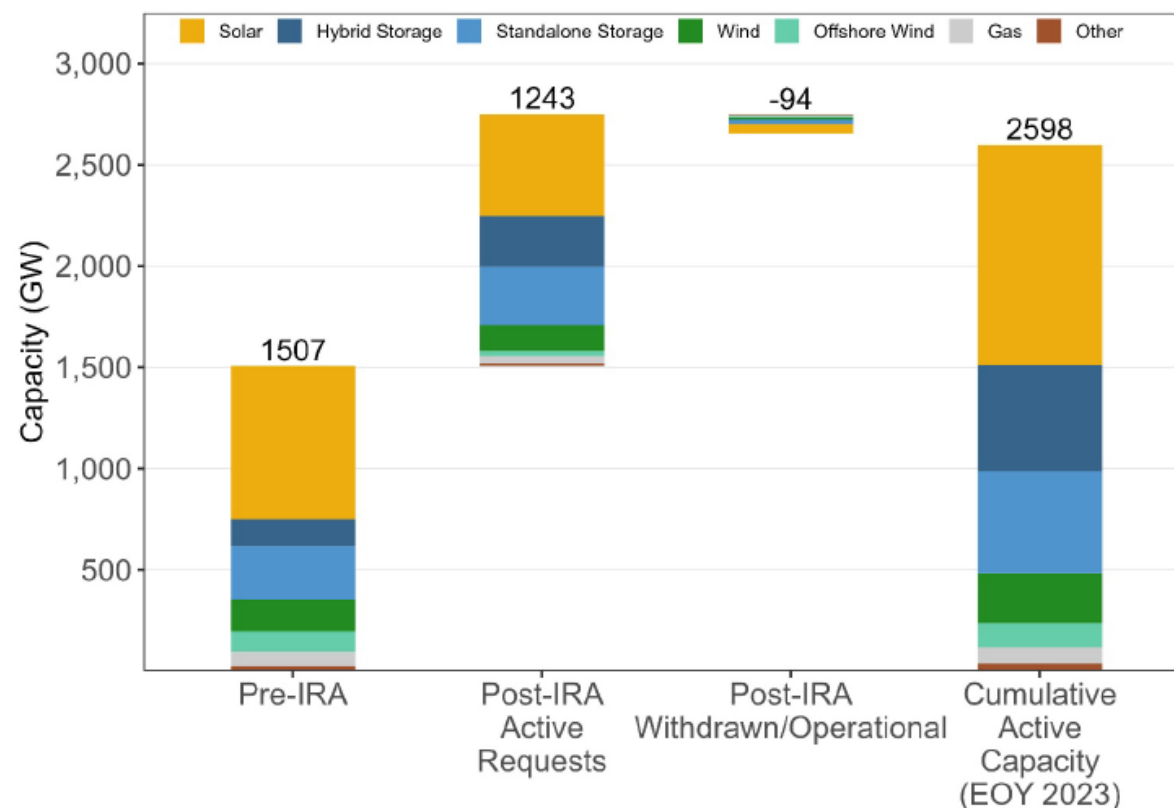


- 2023年末時点において、全米で系統連系申請を待つ電源規模は、米国に導入されている既存電源の約2倍(2,600GW)であり、膨大な容量・件数が系統連系申請プロセスに参加している。
- このうちインフレ抑制法(IRA)施行後に約1,200GWの系統連系申請がなされ、デベロッパーの関心が大きく高まったと考えられる。

系統連系申請待ち案件と既存電源の容量比較



インフレ抑制法(IRA)施行前後の系統連系申請待ち案件



出所) Lawrence Berkley National Laboratory, Queued Up: 2024 Edition Characteristics of Power Plants Seeking Transmission Interconnection As of the End of 2023, p.14、2024年4月

米・FERC Order 2023による系統連系プロセス改革

- 米国では莫大な容量の系統接続申請が行われており、系統連系プロセスの長期化・遅延が課題となっている。
- 上記の課題へ対処するために、2023年6月、FERC(連邦エネルギー規制委員会)は系統連系プロセス改革事項を定めたFERC Order 2023を施行した。FERC管轄下の送電事業者は、Order 2023に適合したオープンアクセス送電約款(OATT)等を整備することが義務付けられる。

FERC Order 2023の主なポイント

項目	概要
マイルストーンを満たす案件を先着するプロセスへの移行	- 従来の申請日に基づく「先着順」アプローチから、マイルストーンを満たす案件を優先する「先着順」アプローチへ移行。 - 個別案件を順次評価するプロセスから、複数案件を評価するクラスタースタディに移行。
預託金および権益等取得要件の厳格化	- 接続検討に係るスタディ実施を申し込む際、申請者は出力に応じたスタディ費用を納める必要がある。 - 接続検討プロセスに参加する事業者に対し、スタディ時に預託金を預け入れる必要がある。 - 過剰な系統連系申請を防ぐため、申請者は権益等取得(site control)に関する証憑を提出する必要がある。 - 系統連系待ち行列から撤退した際に、系統増強工期・コストに重大な影響を与える場合、当該申請者に対して金銭ペナルティを課す。
接続検討遅延に対するペナルティ	接続検討に係るスタディへの回答が遅れた場合、送電事業者はスタディ費用を上限として、申請者に対して金銭的な遅延ペナルティを支払う。
コスト・連系時期に重大な影響を与える変更申請	- 申請者は系統連系プロセスの期間中、いつでも設備仕様等の変更を申し込むことが可能。 - 送電事業者は、facilities study契約書の返送後に変更申請を受け取った場合のみ、当該申請が重大な影響を与えるか、評価を行う。
系統連系プロセスの柔軟化	- 複数の併設システム(co-locate)を1つのリソースとして系統連系申請を行うことが認められる。 - 蓄電事業者が想定される充電行動を送電事業者に提供することでより柔軟な接続検討が認められるなど。
系統連系申請に係る情報公開	送電事業者に対し、電源の系統連系に利用可能なヒートマップ・系統連系申請の公開が義務付けられる。
移行プロセス	既に系統連系プロセスを開始している事業者に対して、既存プロセスまたは新プロセスを選択可能。

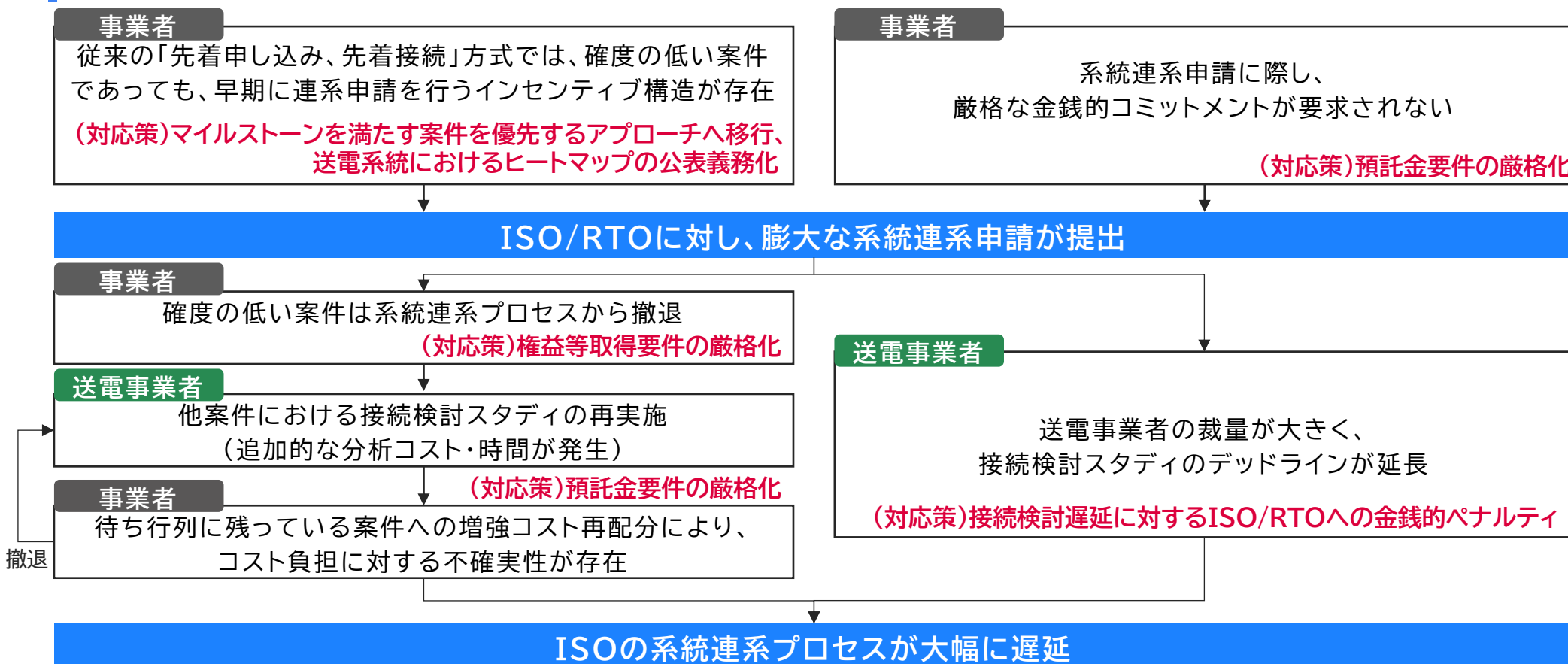
※多岐に渡る変更が行われているため、いくつかの変更点は含まれていない点に留意が必要である。

出所)FERC, “E-1 | Order 2023 | RM22-14-000”, 閲覧日:2024年10月9日, [https://www.Orrick.com/en/Insights/2023/08/FERC-Finalizes-Rule-Adopting-Interconnection-Reforms#:~:text=On%20July%2028,%202023,%20the%20Federal%20Energy%20Regulatory%20Commission%20\(%E2%80%9CFERC%E2%80%9D](https://www.ferc.gov/media/e-1-order-2023-rm22-14-000#:~:text=FERC%20Issues%20Notice%20Extending%20Time%20for%20Comments%20on%20Whether%20to,Orrick,“FERC Finalizes Rule Adopting Interconnection Reforms”, 閲覧日:2024年10月9日, <a href=)
を基に三菱総合研究所作成

米・FERC Order 2023施行の背景

- 極めて膨大な数の系統連系申請の提出により、系統連系プロセス遅延の課題が顕在化している。
- これらの課題の主な背景には、事業者が、商業運転に至る確度が低いと分かりながらも、系統連系申請を行うインセンティブ構造が存在すること、事業者が負担する系統増強コスト見通しの不確実性が高いこと、送電事業者に対して早期に接続検討スタディ実施を促す制度が存在せず、各送電事業者の裁量に委ねられている点などがあると、FERCは指摘している。

米国の送電系統の系統連系プロセスにおける主な課題とその背景



出所)FERC, “E-1 | Order 2023 | RM22-14-000”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://www.ferc.gov/media/e-1-order-2023-rm22-14-000#:text=FERC%20Issues%20Notice%20Extending%20Time%20for%20Comments%20on%20Whether%20to> を基に三菱総合研究所作成

(参考)米・FERC Order 2023に寄せられたコメント



- FERC Order 2023検討時のパブリックコンサルテーションへ提出されたコメントを通じて、多くの電気事業者は、膨大な系統連系申請待ち案件が米国の系統連系手続きに深刻な影響を与えていることを認めている。

(FERC Order 2023より一部抜粋・翻訳)

これらのコメント提出者は、系統連系待ち行列にある前代未聞の発電設備量は、現在の米国の発電設備とほぼ同容量であり、その結果、全国の系統連系プロセスにおいて深刻な遅延が生じていることに概ね同意している。

例えば、オハイオ州委員会の消費者擁護委員は、「現在の電源の待ち行列の滞りを解消し、現在および将来の市場状況に対応する方法で、新規資源のタイムリーかつ経済的な系統連系を促進することが緊急に必要である」と述べている。

(中略)

このような系統連系の滞りは、特定された増強費用の規模や系統連系スタディのスケジュールに関する不確実性をもたらし、プロジェクト開発の遅延、新規電源開発が実現しないことによる消費者コストの増加、信頼性の低下を招くと主張する意見もある。

ヒッケンルーパー上院議員とキング上院議員は、過去10年間に提案された発電施設のうち商業運転に至ったのは23%で、72%は撤回されたと指摘する。

ELCON と APPA-LPPC はともに、送電事業者と発電事業者の双方に不確実性があることは、必然的に消費者へのコスト増につながると主張している。

(中略)

一部のコメント提出者は、既存の系統連系規則が、系統連系待ち行列における有利なポジションを確保するため、または利用可能な送電容量を有する場所を確保するために、系統連系顧客がプロジェクトを進める準備ができていなくても系統連系要求を提出するインセンティブを生み出していることに同意している。

彼らは、投機的な系統連系要求が撤回されるたびに、送電事業者による再評価や再調査の可能性が生じ、その結果、より低クエストの系統連系申請のタイミングや系統連系コストが増加する可能性がある」と主張している。

出所)FERC, “E-1 | Order 2023 | RM22-14-000”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://www.ferc.gov/media/e-1-order-2023-rm22-14-000#:~:text=FERC%20Issues%20Notice%20Extending%20Time%20for%20Comments%20on%20Whether%20to> を基に三菱総合研究所作成・翻訳

FERC Order 2023 | 権益等取得要件の厳格化(1/2)

- FERCは、商業的に実行不可能な発電プロジェクトが系統連系申請を提出することを防ぐために、プロジェクト用地の所有権や排他的占有権等を確保することを要件化した。(site control requirement)
- 系統連系申請時に90%の権益を確保すること、facility studyの実施時までには100%の権益を確保することを要求しており、申請事業者は送電事業者に対して、その証憑を提出する必要がある。
 - 複数の発電事業者が同一用地をリースすることで系統連系プロセスに残留しようとする行為を取りうるため、申請事業者が当該用地を排他的に占有する権益を取得することが義務付けられた。

権益等取得の定義および要件

【権益等取得(site control)の定義】

- ・ 発電施設の建設・運営に十分な面積の敷地の所有権・賃借権または開発権
- ・ 発電施設の建設・運営に十分な面積の敷地を購入・取得するオプション
- ・ 発電施設の建設・運営に十分な面積の敷地の排他的占有権を証明するその他の文書

【系統連系申請に係る権益等取得要件】

- ・ 系統連系申請まで: 90%以上の権益等取得状況の証憑を提出
- ・ 接続検討(Facility Study実施時)まで: 100%の権益取得等取得状況の証憑を提出

出所)FERC, “E-1 | Order 2023 | RM22-14-000”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://www.ferc.gov/media/e-1-order-2023-rm22-14-000#:~:text=FERC%20Issues%20Notice%20Extending%20Time%20for%20Comments%20on%20Whether%20to> , Orrick, “FERC Finalizes Rule Adopting Interconnection Reforms”, 閲覧日:2024年10月9日, [https://www.orrick.com/en/Insights/2023/08/FERC-Finalizes-Rule-Adopting-Interconnection-Reforms#:~:text=On%20July%2028,%202023,%20the%20Federal%20Energy%20Regulatory%20Commission%20\(%E2%80%9CFERC%E2%80%9D](https://www.orrick.com/en/Insights/2023/08/FERC-Finalizes-Rule-Adopting-Interconnection-Reforms#:~:text=On%20July%2028,%202023,%20the%20Federal%20Energy%20Regulatory%20Commission%20(%E2%80%9CFERC%E2%80%9D) を基に三菱総合研究所作成

FERC Order 2023 | 権益等取得要件の厳格化(2/2)



- FERC Order 2023のコンサルテーションにおいて、発電技術別に必要とされる面積要件(acreage requirements)を、送電事業者のtariff(オープンアクセス送電約款)に記載することを義務付けることがFERCより提案された。
- 上記に対し、電力会社等から賛否両論が寄せられたことから、FERCとしては当初提案であるtariffへの面積要件の記載義務化を撤回し、その代わりに送電事業者に対してBusiness Practice Manual(BPM)等において面積要件の公表を義務付けることが決定された。
 - 反対意見の中には、①面積要件自体の設定に対する反対意見、②tariff(オープンアクセス送電約款)ではなくBusiness Practice Manual等の別書類にて定めるべきという意見、③電源のエネルギー密度を過小評価するとサイトコントロールのために過大な面積確保を要求することになり、電源によっては差別的な要件となるリスクがあること、等の意見が見られた。
- 後述するPJMでは、Order 2023施行を受け、新しいPJM ManualにおいてSite controlの項目中に、電源種別の面積要件(acreage requirements)が規定されている。

出所)FERC, “E-1 | Order 2023 | RM22-14-000”, 閲覧日:2024年10月9日,



FERC Order 2023 | 接続検討スタディの預託金

- 系統連系申請を希望する申請事業者は、発電設備の規模に基づいて接続検討スタディに納めるべき預託金を送電事業者に支払う必要がある。

接続検討スタディにおける預託金額

発電設備の規模	接続検討スタディの預託金額
20MWより大きく、80MW未満	35,000ドル+1,000ドル/MWの合計額
80MW以上、200MW未満	150,000ドル
200MW以上	250,000ドル

出所)FERC, “E-1 | Order 2023 | RM22-14-000”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://www.ferc.gov/media/e-1-order-2023-rm22-14-000#:~:text=FERC%20Issues%20Notice%20Extending%20Time%20for%20Comments%20on%20Whether%20to>, Orrick, “FERC Finalizes Rule Adopting Interconnection Reforms”, 閲覧日:2024年10月9日, [https://www.orrick.com/en/Insights/2023/08/FERC-Finalizes-Rule-Adopting-Interconnection-Reforms#:~:text=On%20July%2028,%202023,%20the%20Federal%20Energy%20Regulatory%20Commission%20\(%E2%80%9CFERC%E2%80%9D](https://www.orrick.com/en/Insights/2023/08/FERC-Finalizes-Rule-Adopting-Interconnection-Reforms#:~:text=On%20July%2028,%202023,%20the%20Federal%20Energy%20Regulatory%20Commission%20(%E2%80%9CFERC%E2%80%9D)を基に三菱総合研究所作成

FERC Order 2023 | 接続検討遅延に対するペナルティ

- 接続検討スタディを実施する送電事業者は、スタディに遅延が生じた場合に1営業日毎に遅延ペナルティが課せられる。
- 従来は、系統連系のために送電事業者は「合理的な努力(reasonable efforts)」を払うことが要求されていたが、定性的な同要求事項を削除し、代わりに送電事業者の行動変容を促すために遅延日数あたりペナルティが設けられた。

ISO/RTOが負う遅延ペナルティ

接続検討スタディの区分	1営業日当たりの遅延ペナルティ	ペナルティ上限額
Cluster Study	1,000ドル/営業日	Cluster studyの実施に際し、最初に納められた預託金額
Cluster Restudy	2,000ドル/営業日	
Affected System Study	2,000ドル/営業日	affected studyに際し、納められた預託金額
Facilities Study	2,500ドル/営業日	Facility studyの実施に際し、納められた預託金額

※FERC Order 2023に記載されている名称と、各ISO/RTOが定めるオープンアクセス送電約款等に記載される名称は異なる可能性がある点に留意が必要

出所)FERC, “E-1 | Order 2023 | RM22-14-000”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://www.ferc.gov/media/e-1-order-2023-rm22-14-000#:~:text=FERC%20Issues%20Notice%20Extending%20Time%20for%20Comments%20on%20Whether%20to>, Orrick, “FERC Finalizes Rule Adopting Interconnection Reforms”, 閲覧日:2024年10月9日, [https://www.orrick.com/en/Insights/2023/08/FERC-Finalizes-Rule-Adopting-Interconnection-Reforms#:~:text=On%20July%2028,%202023,%20the%20Federal%20Energy%20Regulatory%20Commission%20\(%E2%80%9CFERC%E2%80%9D](https://www.orrick.com/en/Insights/2023/08/FERC-Finalizes-Rule-Adopting-Interconnection-Reforms#:~:text=On%20July%2028,%202023,%20the%20Federal%20Energy%20Regulatory%20Commission%20(%E2%80%9CFERC%E2%80%9D)
を基に三菱総合研究所作成

FERC Order 2023 | 系統連系待ち行列からの申請撤回ペナルティ



- 系統連系プロセスが長期化している理由である投機的なプロジェクトによる系統連系申請に対応するため、系統連系申請を撤回する申請事業者に対する撤退ペナルティが設けられた。
- 連系待ち行列からの撤退により、系統連系申請の負担金および連系時期に重大な影響を与える場合に限り、当該申請者に対して申請撤回ペナルティが課せられる。

出所)FERC, “E-1 | Order 2023 | RM22-14-000”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://www.ferc.gov/media/e-1-order-2023-rm22-14-000#:~:text=FERC%20Issues%20Notice%20Extending%20Time%20for%20Comments%20on%20Whether%20to>, Orrick, “FERC Finalizes Rule Adopting Interconnection Reforms”, 閲覧日:2024年10月9日, [https://www.orrick.com/en/Insights/2023/08/FERC-Finalizes-Rule-Adopting-Interconnection-Reforms#:~:text=On%20July%2028,%202023,%20the%20Federal%20Energy%20Regulatory%20Commission%20\(%E2%80%9CFERC%E2%80%9D](https://www.orrick.com/en/Insights/2023/08/FERC-Finalizes-Rule-Adopting-Interconnection-Reforms#:~:text=On%20July%2028,%202023,%20the%20Federal%20Energy%20Regulatory%20Commission%20(%E2%80%9CFERC%E2%80%9D)を基に三菱総合研究所作成

FERC Order 2023 | 系統連系プロセスの柔軟化



- 系統用・再エネ併設蓄電池等の新しいリソースの系統連系申請が増加しており、その状況に対応するためにより柔軟な系統連系申請を受け付けるように制度変更が行われた。
- 特に定置用蓄電池については、併設システムに関する標準的な系統連系プロセスが定められたことや、系統連系申請者が希望する場合に事業者が提出する想定充電プロファイルを用いて送電事業者は接続検討を行うことが義務付けられた。

項目	修正の背景	Order 2023における修正の概要
併設システムにおける系統連系申請	- 全米において、併設システムの申請数が大幅に増加している。 - 併設システムにおける最小限の標準的な系統連系プロセスを設けることで、連系申請における障壁を取り除く必要がある。	同一受電点を共有する併設システム(※複数リソースで構成)について、系統連系申請において1つのシステムとみなして申請を行うことが認められる。
事業者が想定する充放電想定を用いた接続検討プロセスの実施	- 電力貯蔵装置は通常ピーク時には充電しないことが想定される一方、接続検討においてピーク時での充電を考慮した検討が行われる。 - 電力貯蔵装置の送電システムへの影響が過大評価され、過度かつ不必要な系統増強が行われる可能性がある。	送電事業者に対し、系統連系申請者の要望に応じて、電力貯蔵装置(系統用、併設システムを含む)の想定充電プロファイルを接続検討に用いることが義務付けられる。 - 提出された想定充電プロファイルが、適正な事業慣行に抵触すると判断した場合、送電事業者は提出された想定が不適切である理由を30日前までに書面で通達し、系統連系申請者が充電プロファイルを修正・再提出することを認める必要がある。 系統連系申請者に対し、電力貯蔵装置の充電動作を反映した想定運転案と、電力貯蔵装置の運転を意図した運転に制限する制御技術の説明を系統連系申請に含めることを義務付ける。

出所)FERC, “E-1 | Order 2023 | RM22-14-000”, 閲覧日:2024年12月17日, <https://www.ferc.gov/media/e-1-order-2023-rm22-14-000#:~:text=FERC%20Issues%20Notice%20Extending%20Time%20for%20Comments%20on%20Whether%20to>,

FERC, “pro forma LGIP (Updated as of August 20, 2024)”, 閲覧日:2024年12月17日, <https://www.ferc.gov/media/pro-forma-lgip> を基に三菱総合研究所作成

系統連系申請に係る情報公開



- FERC Order 2023では、州際卸電力取引に関わる送電系統において、送電事業者が電源の系統連系に関する情報公開を行うことが義務付けられた。送電事業者は、各クラスター分析の調査後に、30日以内にヒートマップを更新することが求められる。
- ヒートマップは、N-1条件下で計算され、各連系点から送電系統への送電を潮流計算によってシミュレーションし、既存の電源や系統連系申請によって減少する送電容量に基づいて計算する必要がある。
- 系統連系申請者は、ヒートマップによって事業開発中の電源のフィージビリティをより正確に評価可能になることで、実現可能性の低い投機的なプロジェクトの系統連系申請を低減することが期待される。
- Order 2023施行を受け、CAISOでは2024年9月20日からPoint of Heatmap(送電レベル)が公開された。(後述)

米国・PJMにおいて発電設備に適用される系統連系ルール

- ユーティリティが所有する送電系統への連系を希望する発電設備には、FERCが管轄権を有する。そのため、FERC管轄下にあるPJMのオープンアクセス送電約款(PJM Tariff)が適用される。
- ユーティリティが所有する配電系統への連系を希望する発電設備に適用される系統連系ルールには、各州の規制当局が管轄権を有する。そのため、各州・ローカルで規定される系統連系プロセスが適用される。
- 更に、配電系統に連系された発電設備が、PJMの卸電力市場(Energy market)に参加する場合、卸電力市場参加契約(Wholesale Market Participation Agreement)を締結する必要がある。

PJMにおける区分別・系統連系ルール



区分		系統連系ルール	
Transmission 送電系統 765,600,345,230,138,115kV、 ※一部69kV含む		PJMにおける系統連系プロセス(PJM tariff)	
Distribution 配電系統	PJMが運営する卸電力市場に参加	各州・ローカルでの系統連系プロセス	PJMの卸電力市場参加契約(PJM WMPA)
	PJMが運営する卸電力市場に不参加	各州・ローカルでの系統連系プロセス	

出所)PJM, “PJM Manual 14A: New Services Request Process Revision: 30 (Effective Date: July 26, 2023)”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m14a.ashx>, PJM, PJM Wholesale Market Participation Agreement, Dominion Energy, “Parallel Generation & Interconnection”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://www.dominionenergy.com/virginia/large-business-services/using-our-facilities/parallel-generation-and-interconnection#:~:text=You'll%20need%20permission%20to%20interconnect%20your%20parallel%20generator%20to%20Dominion>
電力広域的運営推進機関, “欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度―海外調査) 最終報告書”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf> を基に三菱総合研究所作成
Copyright © Mitsubishi Research Institute

(参考)PJMのエネルギー市場への最低入札容量

- PJMの系統連系ルールでは、接続可能な最小可能容量の規定は確認できない。
- PJMに系統連系申請を行うリソースは、PJMが運営するエネルギー市場での卸電力取引に参加可能である。
そのため、エネルギー市場での最小入札容量が実質的な最小連系可能容量と考えられる。
- 全ての発電機・DER等リソースは最低100kW以上、100kW刻みで入札オファーを提出可能である。

PJMにおける最小入札容量要件

市場参加モデル	通常の発電機	Curtailement Service Provider (CSP)	DER Aggregator (DERA) (2026年スタート予定)	Energy Storage Resource (ESR)
リソース種	・ DER以外の電源	・ 需要削減	・ DER ・ 需要削減	・ 蓄電リソース (FOM、BTMいずれも含む)
容量	・ 100kW以上 (エネルギー市場、容量市場、 アンシラリーサービス市場)	・ 100kW以上 (エネルギー市場、容量市場、 アンシラリーサービス市場)	・ 100kW以上 (エネルギー市場、容量市場、 アンシラリーサービス市場)	・ 100kW以上 (エネルギー市場、容量市場、 アンシラリーサービス市場)

(参考)PJMにおける系統連系区分

- Capacity ResourceとEnergy Resourceの2区分が存在し、連系申請事業者はいずれか一区分を選択して系統連系を申し込む。
 - Capacity Resourceは、容量市場やアンシラリー市場に参加することが可能である。しかし、供給力を確実に提供するために十分な送電容量を確保する必要があり、連系申請に伴う系統増強コストを負担する必要がある。
 - Energy Resourceは、エネルギー市場への参加に限定される代わりに、系統増強コストや工期を必要としない。

PJMにおける申請区分

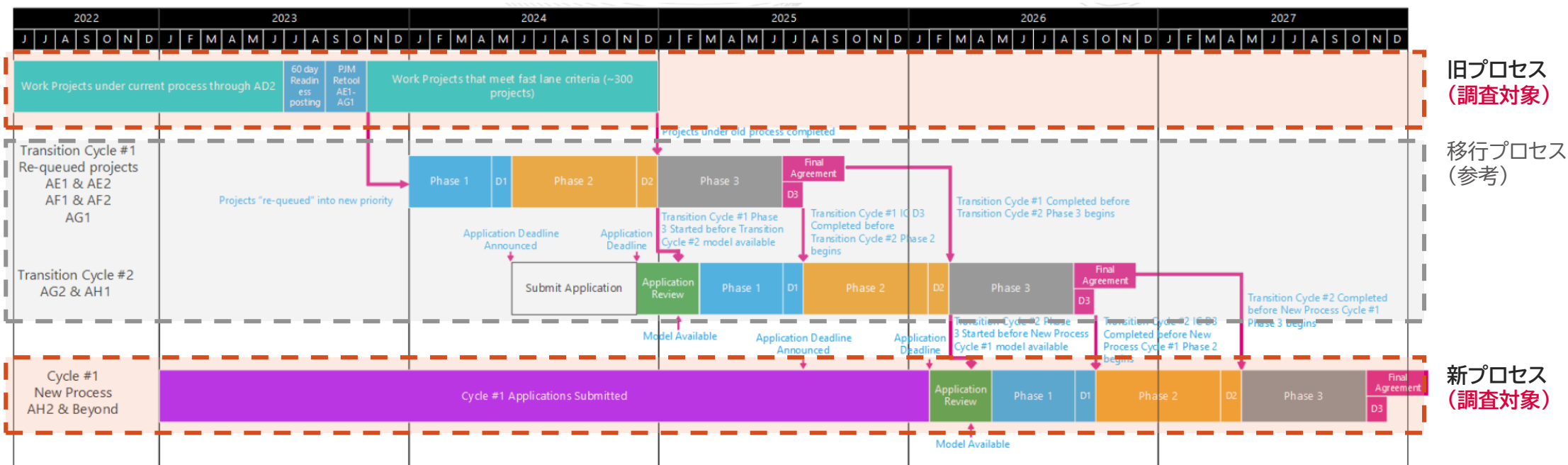
申請区分	概要	参加可能な市場		
		エネルギー市場	容量市場	アンシラリー市場
Capacity Resource	- 全ての電力取引市場に参加可能 - 供給力を確実に提供する十分な送電能力を確保するために、接続検討スタディ(feasibility studyやsystem impact study)を通じて、必要な系統増強規模・コストが分析される。	○	○	○
Energy Resource	エネルギー市場(kWh取引)にのみ参加可能	○		

米・PJMにおける系統連系プロセス改革の動向

- PJMでは長年系統連系プロセスの遅延が発生しており、リソースの早期接続を実現する系統連系プロセス改革が実施された。現在旧プロセスから新プロセスへの移行期間であり、複数制度が共存している。
 - FERC Order 2023施行と前後するが、FERC Orderに適合するようにPJM Tariffが改訂されている。
- 本調査では、系統連系プロセス改革の経緯や旧プロセスとの比較を行うために、旧プロセスと新プロセスを調査対象とした。

PJMの系統連系プロセスの移行スケジュールおよび本調査の主なスコープ

- 旧系統連系プロセスおよび新系統連系プロセスの2点にフォーカス



出所)PJM, "Interconnection Process Reform", 閲覧日:2025年1月23日、<https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/committees/mrc/2022/20220427/20220427-item-02a-interconnection-process-reform-presentation.ashx> に三菱総合研究所加筆

(1)定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

米・PJMにおける旧系統連系プロセスの全体像(1/2)

- 旧プロセスにおいて、PJMが所管する送電系統に系統連系を希望する発電リソースは、PJMが規定するマニュアルに従って系統連系申請を行う。
- その後、PJMが実施する技術的・経済性分析を経て、各種契約を締結することで系統連系が認可される。

PJMにおける系統連系プロセスの全体像・概要



New Service Request (系統連系申請)		
New Service Request Study (接続検討)	Feasibility Study	PJMに対して系統連系申請(New Service Request)を提出
	System Impact Study	系統連系申請内容を踏まえ、初期の技術・経済的実現可能性を評価
	Facility Study	提出された系統連系申請が、送電システムに与える影響をより詳細に評価
Agreement (契約締結)	Interconnection Service Agreement (ISA)	必要となる流通設備および系統増強の設計・コスト見積もりを精緻化
	Construction Service Agreement (CSA)	発電施設や送電施設への系統連系に関する条件を定めた契約を締結
	Upgrade Construction Service Agreement (USCA)	送電設備の設計・調達・建設に関するフローとタイムラインを定めた契約を締結
	Wholesale Market Participant Agreement (WMPA)	送電設備の増強に関する内容を定めた契約を締結
		PJMが運営するエネルギー市場への参加条件を定めた契約を締結

出所)PJM, “Interconnection Process Overview”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/task-forces/iprtf/postings/interconnection-process-overview.ashx> ,

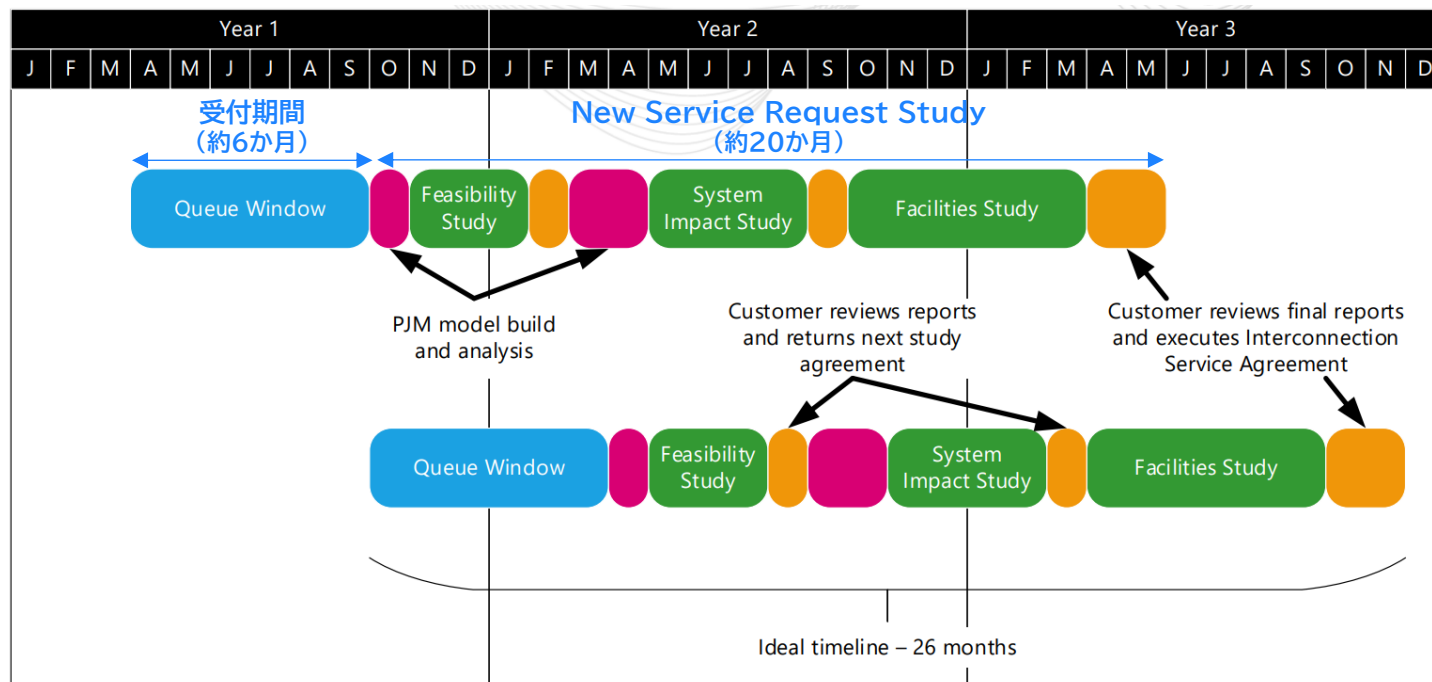
PJM, “PJM Manual 14A: New Services Request Process Revision: 30 (Effective Date: July 26, 2023)”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://www2.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/archive/m14a/m14av25-new-services-request-process-07-31-2019.ashx> を基に三菱総合研究所作成

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

米・PJMにおける旧系統連系プロセスの全体像(2/2)

- 旧プロセスにおいて、PJMでは、年に2回系統連系受付期間(Queue Windows)を設けており、この期間内に系統連系申請を提出する必要がある。
 - 申請期間: 毎年10月1日～3月10日、または4月1日～9月10日の6か月間。
- 各期間に提出された申請内容に対して、送電・配電系統に与える技術的・経済的影響を分析する接続検討プロセス(New Service Request Study)が開始される。

PJMにおける年間の系統連系申請スケジュール



出所)PJM, “Interconnection Process Overview”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/task-forces/iprtf/postings/interconnection-process-overview.ashx>,

PJM, “PJM Manual 14A: New Services Request Process Revision: 30 (Effective Date: July 26, 2023)”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://www2.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/archive/m14a/m14av25-new-services-request-process-07-31-2019.ashx> より三菱総合研究所作成・一部加筆



(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

米・PJM | 旧接続検討プロセスの実施内容

- 旧プロセスにおいて、PJMの卸電力市場に参加する電源（蓄電池を含む）は、新規接続に伴う潮流変化・系統安定度の影響を評価する分析対象となる。
- 分析結果として送電・配電設備の増強費用・工事期間が提示され、申請者は連系申請の取下げ要否を通知する。

接続検討(New Service Request Study)の実施目的・内容・アウトプット・期間

Feasibility Study	実施目的	申請された発電設備の系統連系の実現可能性を初期評価。
	実施内容	短絡容量解析、潮流計算を実施。
	アウトプット	系統連系に必要なとなる設備・対象範囲、増強費用・工事期間の初期検討結果を提供。
	期間	3か月以内 を目標に実施。
System Impact Study	実施目的	申請された発電設備が、送電設備・系統システムに与える影響を包括的に分析。
	実施内容	短絡容量解析、交流潮流計算（軽負荷期、夏・冬ピーク期）を実施。 申請された複数の発電設備が近接している場合、1つの評価分析にてまとめて評価。
	アウトプット	連系に必要なとなる送電・配電系統の増強要否の特定と、増強費用・工事期間を提供。
	期間	4か月以内 を目標に実施。
Facility Study	実施目的	系統連系設備や増強に関する詳細な設計・見積・建設期間を提供。
	実施内容	原則として20MW以上の発電設備を対象に、系統の安定度解析を実施。
	アウトプット	工事開始に必要なとなるエンジニアリング設計文書の作成。 必要な付属設備、送電・配電系統の詳細な増強費用・工事期間の見積もりを提供。
	期間	分析に必要な期間によって変化 （標準的には6か月）。

出所)PJM, “Interconnection Process Overview”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/task-forces/iprtf/postings/interconnection-process-overview.ashx>,

PJM, “PJM Manual 14A: New Services Request Process Revision: 30 (Effective Date: July 26, 2023)”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://www2.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/archive/m14a/m14av25-new-services-request-process-07-31-2019.ashx> を基に三菱総合研究所作成・一部加筆

(1)定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

米・PJM | 旧接続検討プロセスに要する費用(1/3)

- 旧プロセスにおいて、PJMへ系統連系申請を行い、初期のFeasibility Studyを希望する事業者は、希望する接続容量(MW)に応じた従量額に一定額を加えた金額、または預託額の上限のいずれか小さい金額をPJMへ支払う。
 - 6か月間の系統連系受付期間(Queue Windows)の後半月以降は、一定額・従量額および上限額が増加する。
- 預託額の90%は、Feasibility Studyの実施費用に充てられる。
- 預託額の10%は、事業者が系統連系申請プロセスから撤退した場合に備えてデポジットされる。
系統連系プロセスから撤退した場合は没収され、撤退しなかった場合は商業運転開始時に返金される。

Feasibility Studyに要する費用

系統連系申請を提出した月	必要預託金(一定額とMW従量額の合算)		預託金の上限
	一定額	MW従量額	
最初の1-4か月	10,000ドル	100ドル/MW	110,000ドル
5か月目	20,000ドル	150ドル/MW	120,000ドル
6か月目	30,000ドル	200ドル/MW	130,000ドル

出所)PJM, "PJM Manual 14A: New Services Request Process Revision: 30 (Effective Date: July 26, 2023)", 閲覧日:2024年10月29日, <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m14a.ashx> を基に三菱総合研究所作成



米・PJM | 旧接続検討プロセスに要する費用(2/3)

- 旧プロセスでは、初期のFeasibility Studyの結果を受け、更にSystem Impact Studyの実施を希望する事業者は、プロジェクト規模に応じた預託金、または預託額の上限のいずれか小さい金額をPJMへ支払う。
- 預託額の90%は、Impact Studyの実施費用に充てられる。
- 預託額の10%は、事業者が系統連系申請プロセスから撤退した場合に備えてデポジットされる。系統連系プロセスから撤退した場合は没収され、撤退しなかった場合は商業運転開始時に返金される。

System Impact Studyに要する費用

プロジェクト規模	必要預託金(一定額とMW従量額の合算)		預託金の上限
	一定額	MW従量額	
20MWより大規模	0ドル	500ドル/MW	300,000ドル
2MWより大規模かつ、 20MW以下	10,000ドル	0ドル/MW	10,000ドル
2MW以下	5,000ドル	0ドル/MW	5,000ドル



米・PJM | 旧接続検討プロセスに要する費用(3/3)

- 旧プロセスでは、System Impact Studyの結果を受け、Facility Studyの実施を希望する事業者は、プロジェクト規模に応じた預託金を支払う必要がある。

Facility Studyに要する費用

プロジェクト規模	預託金の上限
20MWより大規模	100,000ドル、 または最初の3か月間のFacility Studyに要する費用の概算額のいずれか大きい方
2MWより大規模かつ、20MW以下	50,000ドル
2MW以下	15,000ドル



(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

米・PJM | 旧接続検討プロセス以降の契約手続き

- 接続検討プロセスが終了した後、PJMの卸電力市場に参加する発電事業者はPJMおよび関連する送電線所有者（TO）との間で、既存系統・連系設備の増強や新設に要する責任分界点、技術要件等を取り決めた契約を取り交わす必要がある。

申請事業者がPJMとの間で契約する必要がある契約

契約書		
Transmission 送電系統 765,600,345,230, 138,115kV、 ※一部69kV含む	Interconnection Service Agreement (ISA)	• PJM、申請事業者（発電事業者）および送電線所有者（TO）において、系統システムの増強等に要する費用負担の配分、増強スケジュール、技術・運用面の要件を取り決める。
	Construction Service Agreement (CSA)	• PJM、申請事業者（発電事業者）および送電線所有者（TO）において、系統連系設備の建設に関する責任分界点、技術要件等を定めた内容である。 • 申請事業者（発電事業者）は、関係者との交渉・合意を得たうえで、一部の送配電系統を自社で設計・建設するオプションを有する。
	Upgrade Construction Service Agreement (USCA)	• 既存設備の増強に関して、PJM、申請事業者、送電線所有者（TO）において取り決める。
Distribution 配電系統 69kV, 22kV, 11kV	Wholesale Market Participant Agreement (WMPA)	• FERC/PJMが管轄権を持たない配電系統へ関係する発電所が、PJMが運営するエネルギー市場へ参加するために締結する契約。 • PJM、送配電系統所有者（transmission owner）と申請事業者との3者契約を締結。 ※本契約はPJMの卸電力市場に参加するための契約であり、配電系統の系統連系申請に当たっては別途契約が必要となる。

出所)PJM, “PJM Manual 14A: New Services Request Process Revision: 30 (Effective Date: July 26, 2023)”, 閲覧日:2024年10月29日, <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m14a.ashx>,

PJM, “Open Access Transmission Tariff”, 閲覧日:2024年10月29日, <https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/merged-tariffs/oatt.pdf>を基に三菱総合研究所作成



(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

米・PJMにおける新しい系統連系プロセスの全体像

- 2022年にPJMの系統連系プロセス改定案がFERCに承認され、FERC Order 2023に適合する形で新たな系統連系プロセスが採用された。
- 旧来の提出された系統連系申請を順番に分析するプロセス(First Come, First Serve方式)から、確度の高い系統連系申請をまとめて分析するCluster Study方式(First Ready, First Serve方式)に移行した。



出所)PJM, "Interconnection Process: Cluster Approach to Studies", 閲覧日:2024年10月30日,

https://videos.pjm.com/media/Interconnection+ProcessA+Cluster+Approach+to+Studies/1_9u9dargm/321954392,

Orrick, "FERC Approves PJM Interconnection Process Reforms to Address Backlog", 閲覧日:2024年10月30日, <https://www.orrick.com/en/Insights/2022/12/FERC-Approves-PJM-Interconnection-Process-Reforms-to-Address-Backlog#:~:text=Under%20its%20revised%20interconnection%20procedures,%20PJM%20will%20use%20an%20application> を基に三菱総合研究所作成



米・PJM | 接続検討プロセスにおける預託金(Study Deposit)

- 接続検討プロセス(クラスター分析)に先立ち、連系申請事業者は分析預託金(Study Deposit)を支払う必要がある。ただし、実際の分析コストは予め納めた預託金を超過する可能性がある。
- 申請期間の最終日までに、出力規模(kW)に応じた預託金をPJMに納める必要がある。

系統連系申請時に納める預託金

プロジェクト規模	預託金
0-20MW	75,000ドル
>20-50MW	200,000ドル
>50-100MW	250,000ドル
>100-250MW	300,000ドル
>250-750MW	350,000ドル
>750MW	400,000ドル

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

米・PJM | 分析フェーズに応じた預託金(Readiness Deposit)

- 系統連系申請を行った発電事業者は、クラスター分析のフェーズを進めるために預託金(Readiness Deposit)を納める必要がある。
- 発電事業者に対してより厳格な預託金要件を設けることで、確度の低い案件が系統連系申請を行うことを妨げる効果があると考えられる。

分析フェーズに応じて納める預託金

プロジェクト規模	納付タイミング	預託金要件	預託額
Readiness Deposit No.1(RD 1)	系統連系申請時	4,000ドル/MW	同左
Readiness Deposit No.2(RD 2)	Phase1の意思決定期間	Phase1にて検証された <u>増強コスト負担金の10%</u>	Phase1にて検証された 増強コスト負担金の10%から、RD1で 納めた預託金額を差し引いた金額
Readiness Deposit No.3(RD 3)	Phase2の意思決定期間	Phase2にて検証された <u>増強コスト負担金の20%</u>	Phase2にて検証された 増強コスト負担金の20%から、RD1 およびRD2で納めた預託金額を差し 引いた金額

出所)PJM, “PJM Manual 14H: New Service Requests Cycle Process Revision: 00”, 閲覧日:2024年10月30日, <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m14h.ashx> より三菱総合研究所作成



米・PJM | 預託金の没収要件

- クラスター分析の途中で系統連系申請を撤回した場合、撤回したタイミングによって事前に納めた預託金の一部または全部がPJMに没収され、残額がある場合に返金される。
- Study Depositについては、最大10%が没収され、残金は返金される。
- Readiness Depositについては、納付タイミング及び撤回時期に応じて50%または100%没収される。

PJM 系統連系申請撤回時に没収される預託金比率と撤回タイミングとの関係

	Application Submission	Application Review	Phase 1	Decision Point 1	Phase 2	Decision Point 2	Phase 3	Decision Point 3	Final Agreement	Final Site Control Demonstration
Study Deposit										
Readiness Deposit										
1										
2										
3										

= deposit due
 = deposit not at risk
 = 10% of deposit is at risk
 = 50% of deposit is at risk
 = 100% of deposit is at risk



(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

米・PJM | 分析フェーズに応じた権益等取得要件(1/2)

- FERC Order 2023に従い、PJMでは商業的に実行不可能な発電プロジェクトが系統連系申請を提出することを防ぐために、プロジェクト用地の所有権や排他的占有権等を確保する要件が設けられている。
- 系統連系申請者は、発電プロジェクト用地に対する排他的な権益を所有していること、発電プロジェクトに必要な面積を確保していること、などをPJMに対して証明することが義務付けられる。概要は下記の通り。

項目	概要
権益取得者	- プロジェクト開発者(申請者)名義。 - 権益取得者とプロジェクト開発者が異なる場合は、その関係性を証明すること。
取得範囲	発電設備、申請者の所掌における送電・連系設備に関わる用地。 ※連系点における送電線所有者(TO)の設備に関わる用地を含む場合もある。
証憑の形式	- 不動産権利証書、リース契約、リースまたは購入のオプション契約、PJMが認可する他の契約または法的な権利。 - 政府所有地の場合、政府機関による許認可等を受けた証憑。
証憑に求められる要素	不動産権利譲渡(conveyance): プロジェクト開発者が権益を取得・保有することを示す契約書・権利書であること。 期間(Term): サイクル分析において十分な契約期間を締結していること。 排他性(exclusivity): プロジェクト開発者が排他的に権益を保有していること。
電源別の必要面積	- 電源に応じて確保すべき単位出力あたり面積要件(acreage requirements)が定められる。 - 太陽光: 5エーカー/MW - 風力: 30エーカー/MW - 蓄電池: 1エーカー/100MWh - 同期発電機: 10エーカー/1施設 - PJMおよび開発者との間で面積要件基準を満たしているか否かに関し意見の相違がみられる場合、免許を有する専門技術者(Professional Engineer)が承認した最大設備出力における敷地設計図をもって受け入れる。
配置計画の提出	GISデータにて、発電施設の配置計画を提出する必要がある。

出所)PJM, "PJM Manual 14H: New Service Requests Cycle Process Revision: 00", 閲覧日: 2024年10月30日, <https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m14h.ashx>, より三菱総合研究所作成



米・PJM | 分析フェーズに応じた権益等取得要件(2/2)

- 系統連系申請時、クラスター分析phase1終了およびクラスター分析phase3終了後の意思決定期間のそれぞれのタイミングにおいて、申請事業者は権益を取得している証憑を提出する必要がある。
- クラスター分析が進むにしたがって、提出が求められる用地範囲や権益取得率が厳格化する。

クラスター分析フェーズに応じた権益等取得要件の詳細

証憑提出タイミング	発電設備	連系設備 ※申請者の責任所掌範囲	スイッチヤード
系統連系申請フェーズ	100%の権益 (期間:申請締め日から最低1年間)	要件無し	要件無し
クラスター分析phase 1 意思決定期間	100%の権益 (期間:phase1最終日から最低1年間)	50%の権益 (期間:phase1最終日から最低1年間)	
クラスター分析phase 3 意思決定期間	100%の権益 (期間:phase3最終日から最低1年間)		

米・PJM | 小規模電源の系統連系プロセス

- 送電系統への系統接続において、20MW未満の小規模電源のうち、条件を満たす電源は、系統連系の短縮化が認められる場合がある。
- 通常の電源と比較して相対的に少額の手数料・預託金で申し込み可能であり、リソースが満たすべき技術基準としてIEEE 1547をベースに要件が定められている。

項目	条件
対象となる設備容量	20MW未満(※更に電源規模・電源の特性に応じて細分化)
対象リソース	Capacity ResourceおよびEnergy Resource双方が対象
プロセスの概要	・ PJM tariffに記載される条件を満たす電源は、系統連系プロセスを短縮化する資格を得ることができる。 ・ 負荷側潮流や短絡による系統影響が確認されず、小規模プロジェクトの近隣に他のプロジェクトが存在しない場合、フィージビリティスタディとシステム影響スタディを統合した接続検討スタディを実施することができる。
手数料	・ 系統連系申し込み:300ドル(返金不可) ・ 接続検討スタディの預託金:申し込み時期、規模等に応じて負担(2,000~15,000ドル)
技術基準	・ 20MW以下の電源が満たすべき技術基準が規定(IEEE 1547をベースとして、一部項目でPJM独自の規定が設けられている場合がある)

出所)PJM, PJM Manual 14G: Generation Interconnection Requests Revision:8, 閲覧日:2024年12月10日,
<https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/manuals/m14g/index.html#about.html>

電力広域的運営推進機関, “米国グリッドコード調査報告(全体版)”, 閲覧日:2024年12月10日, https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2021/files/gridcode_06_12.pdf を基に三菱総合研究所作成

米国における配電系統への系統連系プロセスに関する規定

- 米国における配電系統への代表的な系統連系プロセスとして、1999年にカリフォルニア州が作成したCA Rule 21と、2005年にFERCが定めたSmall Generation Interconnection Procedure（以下、SGIPと表記。FERC Order 2006）が挙げられる。
- EPRIによると、多くの州（ミネソタ・ニューヨーク・ノースカロライナ・サウスカロライナ・ミシガン・ニューメキシコ等）では、FERCが策定したSGIPモデルを参照する形で、配電系統への系統連系プロセスが定められている。
 - FERCの管轄権は州際取引に関わる卸電力取引や送電系統までであり、配電系統に対する管轄権を持たない。各州の公益事業委員会(PUC)が、州内の送配電所有者に対する規制権限を有している。各州のPUCが、FERC SGIPモデルを採用または推奨しているため、多くの州の配電系統への系統連系プロセスにSGIPモデルに類似する仕組みが採用されている。
 - 州法・ローカルの規定により、対小規模、詳細プロセスや技術要件等は異なる可能性がある。

配電系統への系統連系プロセスに関する主な規定

規定	概要
CA Rule 21	1999年にCA州にて策定された配電網における系統連系規定であり、定期的に更新される。
FERC SGIP	2005年にFERCが策定した小規模発電機の系統連系規定(SGIP)のことを指す。 州際の卸電力取引に関わる送電系統(Transmission line)の観点から、送電系統に連系される小規模電源に対する連系プロセスや技術的なスクリーニング項目が定められる。 スクリーニングをパスした設備は接続検討プロセスを省略、または短縮化(ファストトラック)することができる。

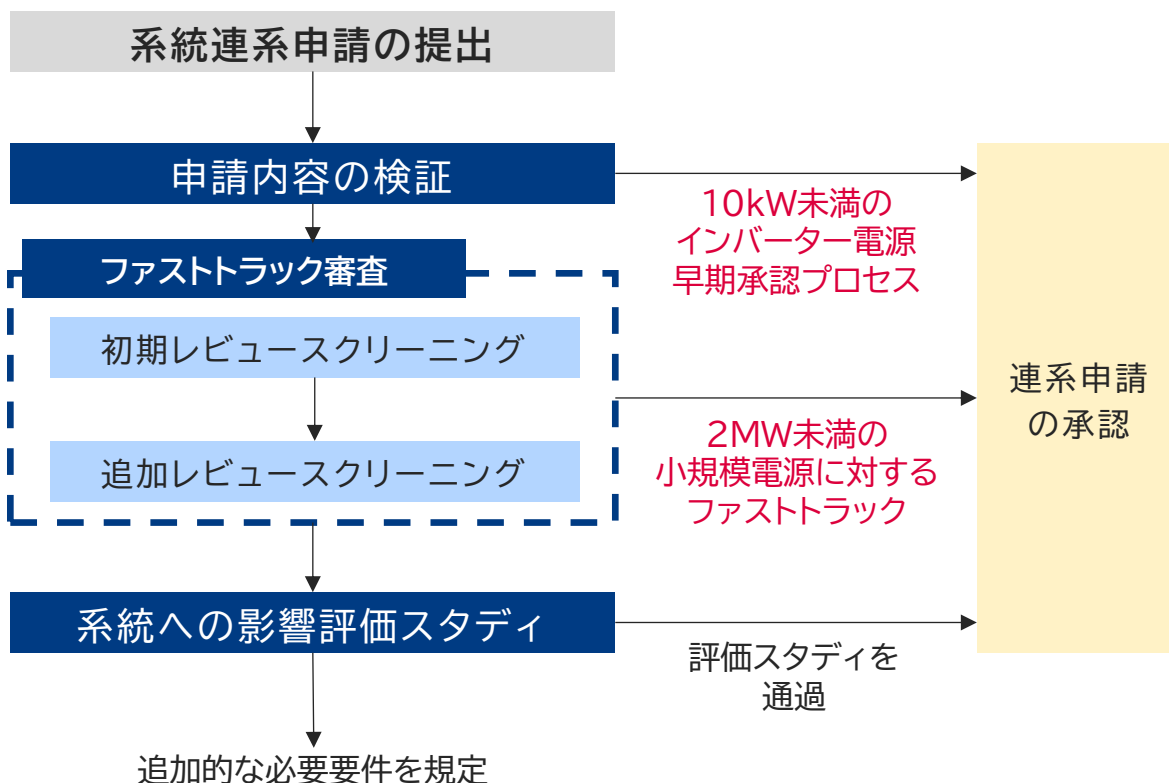
出所)EPRI, “Strategies for Improving Technical Screens”, 閲覧日:2024年12月10日, <https://www.nrel.gov/grid/ieee-standard-1547/assets/pdfs/strategies-for-improving-technical-screens.pdf>,

NREL, “An Overview of distribution energy resource (DER) Interconnection: Current Practices and Emerging Solution”, 閲覧日:2024年12月10日, <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72102.pdf> より三菱総合研究所作成

米国における配電系統への連系プロセス(SGIPモデル)

- FERCのSGIPモデルでは、規模に応じて電源を3つの区分に分類される。
- このうち10kW未満のインバーター電源と、2MW未満の小規模電源を対象に、定められた技術要件を満たす電源の連系申請を早期承認するプロセスとなっている。
 - 特に2MW未満の小規模電源を対象とした早期連系承認プロセスを、ファストトラック審査と呼ぶ。

FERC SGIPモデルをベースとした系統連系プロセス



電源を3つの区分に分割し、技術レビューを実施

【10kW未満のインバーター電源】

- 10kW未満の基準を満たすインバーター電源に対し、迅速に系統連系を承認

【2MW未満の小規模電源】

- 2MW未満の小規模電源に対し、技術基準のスクリーニングを実施
- 基準を満たす場合はファストトラックを適用し、迅速に系統連系を承認

【上記以外の電源】

- 系統への影響評価スタディ(Impact Study)を実施し、系統に与える技術影響を評価

※上記はFERC Order 2006の内容であり、最終的には配電系統への規制権限を有する各州の規制当局や各地の送電事業者の判断による。そのため、各州において同様の内容・閾値が定められているとは限らない点に留意が必要である。

SGIPにおける早期連系承認の条件 | 認証



- SGIPにおける早期連系承認プロセスを実施する条件として、国家認証試験機関(NRTL:National Recognized Testing Laboratories※)の認証を受け、認証機器リストに登録された設備を対象とすることが定められた。FERC Orderに記載されている認証は以下の通り。

※OSHA(Occupational Safety and Health Administration:労働安全衛生局)が認定した民間の試験機関(2024年10月時点で21の機関が認定されている)のことで、製品の安全性に対する様々な試験を実施・認証を行うことを認められた機関である。

SGIPの早期連系承認に必要な主な認証

IEEE 1547	IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
UL 1741	Inverters, Converters, and Controllers for Use in Independent Power Systems
IEEE Std 929-2000	IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems
NFPA 70 (2002)	National Electrical Code
IEEE Std C37.90.1-1989 (R1994)	IEEE Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Protective Relays and Relay Systems
IEEE Std C37.90.2 (1995)	IEEE Standard Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers
IEEE Std C37.108-1989 (R2002)	IEEE Guide for the Protection of Network Transformers
IEEE Std C57.12.44-2000	IEEE Standard Requirements for Secondary Network Protectors
IEEE Std C62.41.2-2002	IEEE Recommended Practice on Characterization of Surges in Low Voltage (1000V and Less) AC Power Circuits
IEEE Std C62.45-1992 (R2002)	IEEE Recommended Practice on Surge Testing for Equipment Connected to Low-Voltage (1000V and Less) AC Power Circuits
ANSI C84.1-1995	Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings (60 Hertz)
IEEE Std 100-2000	IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronic Terms
NEMA MG 1-1998	Motors and Small Resources, Revision 3
IEEE Std 519-1992	IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems
NEMA MG 1-2003 (Rev 2004)	Motors and Generators, Revision 1

※上記はFERC Orderに基づく内容であり、配電系統の連系プロセスを管轄する全米の規制当局・州法において同様の内容/閾値が定められているとは限らない点に留意が必要である。
出所)FERC, “FERC Order No. 2006”, 閲覧日:2024年12月10日, <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/OrderNo.2006.pdf>,
FERC, “FERC Order No. 2023”, 閲覧日:2024年12月10日, <https://www.ferc.gov/media/order-no-2023> より三菱総合研究所作成

【参考】国家認証機関(NRTL)の一覧

- OSHA(Occupational Safety and Health Administration:労働安全衛生局)が認定した民間の試験機関(21団体)は下記の通りである。

OSHAに認定された国家認証機関リスト(NRTL) ※2023年10月時点

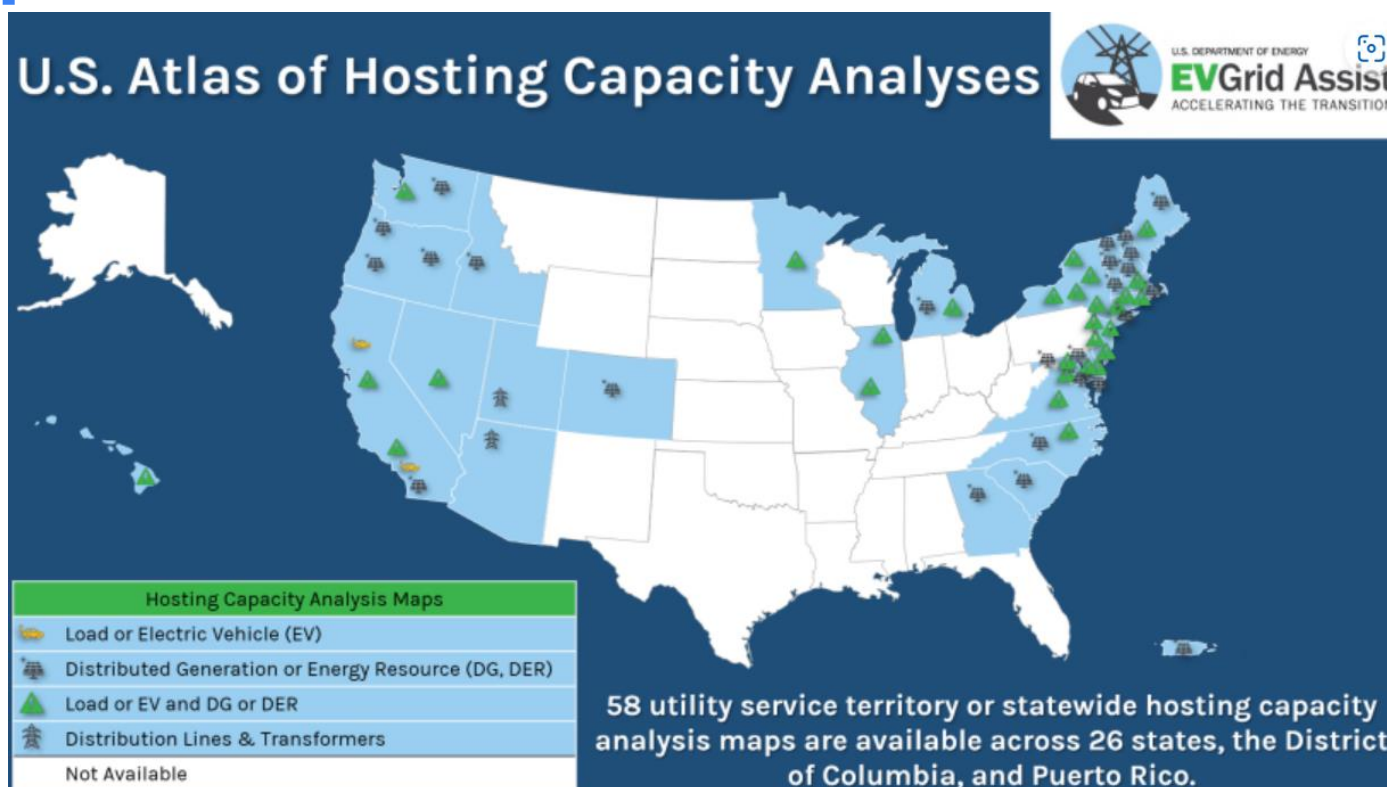
Bay Area Compliance Laboratories (BACL)	NSF International (NSF)
Bureau Veritas Consumer Products Services, Inc. (BVCPS)	QAI Laboratories, LTD (QAI)
CSA Group Testing and Certification Inc.	QPS Evaluation Services Inc.
DEKRA Certification, Inc.	SGS North America, Inc.
Element Materials Technology Portland – Evergreen Inc.	SolarPTL, LLC
Eurofins Electrical and Electronic Testing NA, Inc.	Southwest Research Institute (SWRI)
FM Approvals (FM)	TUV Rheinland of North America, Inc.
International Association of Plumbing and Mechanical Officials EGS (IAPMO)	TÜV SÜD America Inc. (TUVAM)
Intertek Testing Services NA, Inc. (ITSNA)	TÜV SÜD Product Services GmbH (TUVPSG)
LabTest Certification Inc.	UL LLC
Nemko North America, Inc. (NNA)	

系統情報公開 | ホスティング・キャパシティマップ



- 米国の電力会社には、配電系統のホスティング・キャパシティマップを公表している事例がある。ホスティング・キャパシティとは、系統への接続可能量を示すことで、系統連系を希望する事業者が設置可能箇所を効率的に把握する効果があるとされる。
- 米・エネルギー省(DOE)によると、カリフォルニア州や大西洋沿岸州などで確認される。

少なくとも1つ以上のホスティング・キャパシティマップ(配電系統)を公表する州



出所)DOE, “U.S. Atlas of Electric Distribution System Hosting Capacity Maps”, 閲覧日:2024年10月28日, <https://www.energy.gov/eere/us-atlas-electric-distribution-system-hosting-capacity-maps>,
Dominion Energy, “Hosting Capacity Tool”, 閲覧日:2024年10月28日, <https://www.dominionenergy.com/projects-and-facilities/electric-projects/energy-grid-transformation/hosting-capacity-tool>

米・CAISO | 発電設備に適用される系統連系ルール

- ユーティリティが所有する送電系統への連系を希望する発電設備には、FERCが管轄権を有する。そのため、FERC管轄下にあるCAISOの系統連系プロセスの規則(GIDAP)が適用される。
- ユーティリティが所有する配電系統への連系を希望する発電設備に適用される系統連系ルールには、各州の規制当局が管轄権を有する。そのため、IoUであるSCEにて規定される系統連系プロセスが適用される。
- 更に、配電系統に連系された発電設備が、CAISOの卸電力市場(Energy market)に参加する場合、卸電力市場参加契約(Wholesale Distribution Access Tariff)を締結する必要がある。

CAISOにおける区分別・系統連系ルール

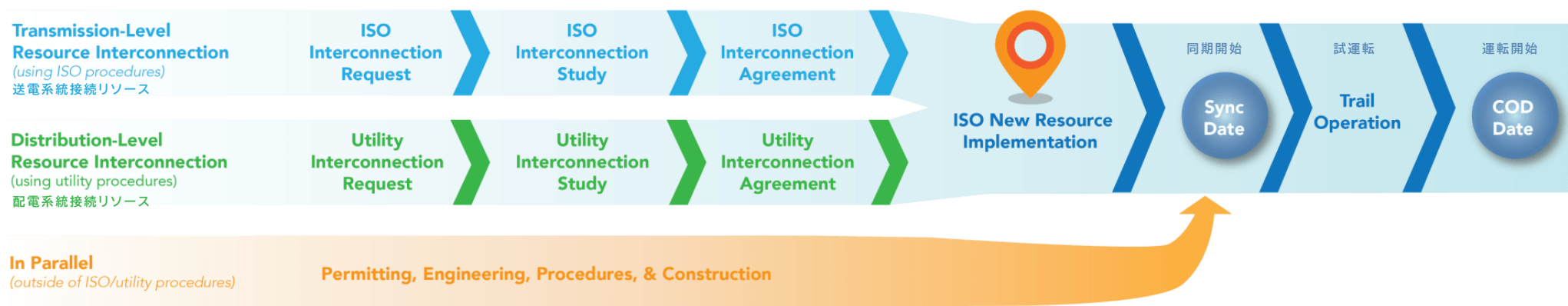


区分		系統連系ルール	
Transmission 送電系統 500,220,115kV、 ※一部66kV含む		CAISOにおける系統連系プロセス(Generation Interconnection and Deliverability Assessment Process:GIDAP)	
Distribution 配電系統 66kV, 16kV, 12kV ※一部115kVを含む	CAISOが運営する卸電力市場に参加	系統連系プロセス(Rule 21)	各州・ローカルでの卸電力市場参加契約(WDAT)
	CAISOが運営する卸電力市場に不参加	系統連系プロセス(Rule 21)	

米・CAISO | 系統連系手続きの概要

- 送電系統レベルでは、CAISOに対して系統連系申し込みを行い、系統連系に係る分析を行った後に接続契約を締結することとなる。
- 配電系統レベルの場合、各地域の送配電事業者に対して連系申し込みを行い、同様に系統連系に係る分析を行った後に接続契約に至る。

CA州における系統連系手続きの概要



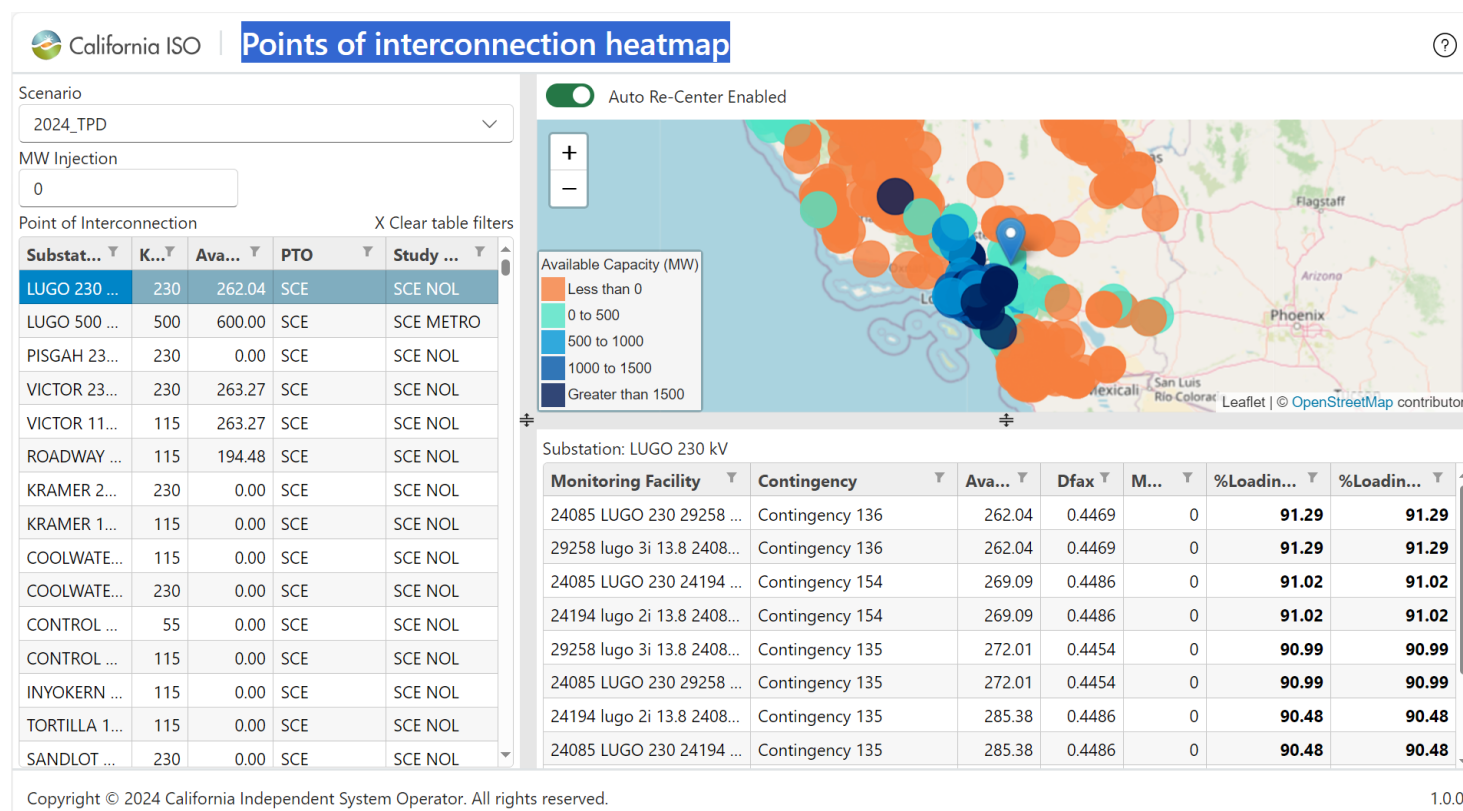
出所)CAISO, “Interconnection Application Options and Process”, 閲覧日:2024年11月13日, <https://www.caiso.com/documents/mergedpresentations-resourceinterconnectionfair-march032021.pdf> に三菱総合研究所加筆

米・CAISO | CAISO Heatmapの公開



- FERC ORDER 2023に基づき、2024年9月20日からPoint of Heatmapの公開を開始。
- これは、CAISOの送電系統において、接続申請者がどの地点に送電容量の空きがあるのかを視覚的に把握することができる。
- 約4か月ごとにマップは更新される。

CAISOのHeatmapの表示画面



出所)CAISO, “Points of interconnection heatmap”, 閲覧日:2024年11月29日, <https://www.caiso.com/poi-heatmap/>, CAISO, “New to CAISO.com the Points of Interconnection Heatmap”, 閲覧日:2024年11月29日, <https://www.caiso.com/notices/new-to-caiso-com-the-points-of-interconnection-heatmap>, CAISO, FERC order no. 2023 - Points of interconnection heatmap, 閲覧日:2024年11月29日, <https://www.caiso.com/library/ferc-order-no-2023-points-of-interconnection-heatmap>

米・CAISO | 送電系統での系統接続プロセスの全体像

- CAISOが所管する送電系統に系統連系を希望する発電リソースは、CAISOにおける系統接続ルールである Generation Interconnection and Deliverability Allocation Procedures (以下、GIDAP)に従って系統連系申請を行う。
- その後、CAISOが実施する技術的・経済性分析を経て、各種契約を締結することで系統連系が認可される。

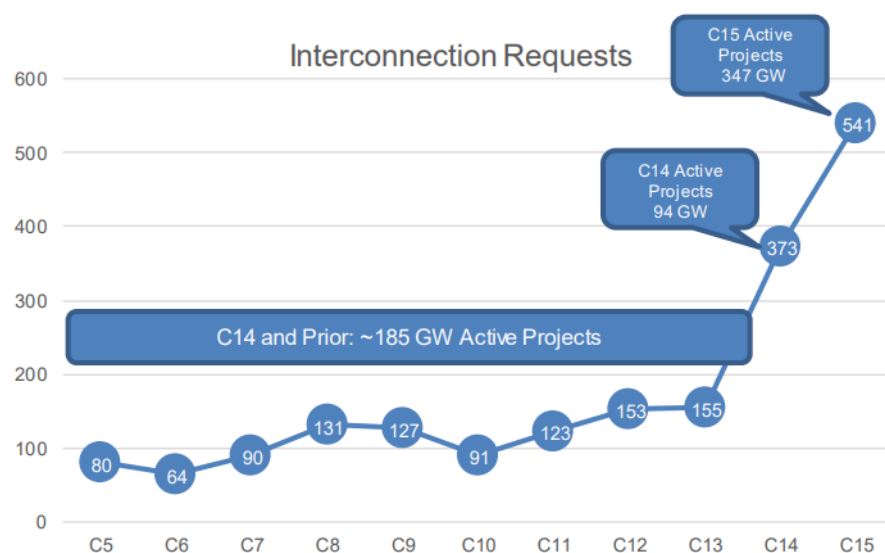
手続き	概要
①系統連系申請	蓄電事業者は、CAISOに接続申請を提出する。 ・設備の最大出力、発電設備の位置、送電設備との連系地点、商業運転開始予定日、発電設備の種類、プロジェクト名等
②接続検討	Cluster study Phase I :接続可否を判断するための初期評価
	Cluster study Phase II :接続可否を判断するための詳細評価
③契約締結	②の接続検討後に、事業者とCAISOが、発電設備を送電系統に接続する際に契約を締結する。(GIA: Generator Interconnection Agreement)

出所)CAISO," Business Practice Manual For Generator Interconnection Procedures(GIP BPM)", 閲覧日:2024年11月13日,
https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Generator%20Interconnection%20Procedures/GIP_BPM_V12_Redline.pdf より三菱総合研究所作成

米・CAISO | 接続検討のClusterの考え方

- CAISOの接続検討におけるClusterとは、送電系統への新期の発電設備・蓄電池の接続申請を、特定の期間内の申請をグループ化して処理するための手法のこと。接続申請が毎年増加する中で、効率的かつ公平に、案件ごとの接続検討と接続の可否判断を行うために用いられている。
 - 最新のClusterであるCluster15(C15)では、接続申請が500を超えていて、347GWにも及ぶ。
 - 個別に検討するのではなく、まとめて検討することで、必要な送電設備の増強などを最小限に抑えることができる。
- 接続検討は、Phase I とPhase II の2断面に分かれており、技術的検討として、Phase I で初期検討、Phase II で詳細検討を行う。Phase I で接続により系統に与える影響が軽微な場合、Phase II はスキップ。

CAISOにおける系統連系申請数の推移



Clusterにおける接続検討の流れ

検討段階	概要
Phase I 初期評価	以下の分析で必要な系統増強やそのコストを見積もる。 ・ 短絡解析 ・ 過渡安定度解析、電圧安定度解析 ・ オンピーク・オフピークの潮流計算
Phase II 詳細評価	Phase I のうち、影響が大きい案件について再度評価をし、必要な系統増強を確定、増強費用の分配を行う。 ・ Phase I と同じスタディを行う。

出所)CAISO, "Briefing on interconnection process enhancements track 2", 閲覧日:2024年11月19日,
<https://www.caiso.com/Documents/BriefingonInterconnectionProcessEnhancementsTrack2-Presentation-May2024.pdf>

出所)CAISO, "Business Practice Manual For Generator Interconnection Procedures", 閲覧日:2024年11月19日,
https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Generator%20Interconnection%20Procedures/GIP_BPM_V12_Redline.pdf を基に三菱総合研究所作成

米・CAISO | 送電系統の接続検討ーCluster 14のタイムライン



- FERC ORDER2023が適用される前の系統連系プロセスCluster14においては、接続申請からPhase II の接続検討が終わるまで約2年かかる。

CAISOのCluster 14のスケジュール

Cluster - Customer Meetings & Studies

Cluster 14 Application	Scoping Meeting	Phase I Study	Phase I Meeting	1st Posting	Phase II Study	Phase II Meeting	Transmission Plan Deliverability	2nd Posting
Apr 2021	~June 2021	Jan 2022	Feb 2022	April 2022	Nov 2022	Dec 2022	Mar 2023	May 2023

- Approximately 2 years for above timeline with deliverability

	Scoping Meeting	Phase I Study *	Phase I Results Meeting *	Phase II Study *	Phase II Results Meeting *
Purpose	In-Service / COD P.O.I. Transmission system	NU & IF Costs & Timeline Study Report	Study Results Cost Responsibility for Upgrades	Updated NU & IF Costs & Timeline Study Report	Updated Study Results Cost Responsibility for upgrades
Timing	No later than June 30	Begins July 1 170 CD to Complete	Within 30 CD of Phase I Study Report	Begins May 1 205 CD to Complete	Within 30 CD of Phase II Study Report

*Planned dates shown. Also applicable to ISP projects with deliverability studied with the cluster.

米・CAISO | 送電系統の接続検討—FERC2023による改善



- Cluster14までは、接続申請の案件の案件化の可能性を十分評価できておらず、接続待ちの案件が増加し、速やかな系統連系手続きを行うことができなかった。
- FERC ORDER2023を踏まえ、接続申請の後の接続検討に進む案件を絞るための評価基準を明確化し、案件化が進みやすく、システムへの影響も踏まえて、有望な案件を優先的に接続検討するような仕組みとした。
- 接続申請について評価基準に基づき評価を行い、点数の高い案件から利用可能な送電容量の150%まで満たされるまでの案件を接続検討の段階に進める。
- 評価基準は①商業的関心②プロジェクトの実行可能性③システムのニーズの3つに分けられ、それぞれの項目で計100点で評価。

項目	概要
①商業的関心 (Commercial interest)	・LSE(Load Serving Entity)が関心のある案件に対して点数をつける。 ・LSE以外の事業者(オフテイカー)が関心のある案件に点数をつける。 ※ISOがLSEもしくはオフテイカーに対して採点を求める。
②プロジェクトの実行可能性 (Project viability)	・プロジェクトのエンジニアリングプランの完成度(設計計画の完成度に対する第三者証明)。 ・プロジェクト案件のステータス。 - 一建設中の設備を拡張して、接続申請をするか。 - 一商業運転中の設備を拡張して、接続申請するか。 - 一上記いずれかで、送電系統への接続容量として十分な余剰容量を確保している場合。
③システムのニーズ (System needs)	・接続をすることである特定のエリアにアデカシーを提供できるか。 ・リードタイムの長い電源※(長時間率の蓄電設備、洋上風力発電、地熱発電)。

※1 12時間以上の時間率もしくは数日継続できるエネルギー貯蔵設備(<https://www.caiso.com/documents/cluster-15-long-lead-time-resources.pdf>)

出所)CAISO, "2023 Interconnection Process Enhancements Track 2 Final Proposal", 閲覧日:2024年11月19日,

<https://stakeholdercenter.caiso.com/InitiativeDocuments/FinalProposal-InterconnectionProcessEnhancements2023Track2.pdf> を基に三菱総合研究所作成

米・CAISO | 送電系統の接続検討一預託金

- 系統連系手続きにおいて、申請者はCluster studyのPhase I・IIの各段階で預託金を支払う必要がある。
 - Phase I：一般的な基準として、排他権益の預託金として10MW未満の場合は15万\$、10MW以上20MW未満の場合は25万\$、20MWの場合は50万\$。
 - Phase II：Studyの結果、追加の費用が発生する場合、追加で預託金が求められる場合がある。
- 預託金の返金・没収の扱いについては以下の通り。
 - 返金：接続申請費用が預託金を下回っている場合、返金される。
 - 没収：接続申請を取り下げた際、すでに実施されたStudyにかかった費用は返金されない。また、申請者が必要な提出物やプロジェクトの要件を期限内に満たさなかった場合も、全額または一部が没収されることがある。
- 申請取り下げについては、Phase IのStudy完了後、もしくはPhase IIのスタディの結果を受け取る前に取り下げ可能。

米・CAISO | 送電系統の接続検討ーファストトラック

- 送電系統への系統接続において、一定の条件を満たす電源においては、ファストトラックでの系統連系が認められる。約10週間(もしくはそれ以上)の期間で系統連系が可能。
- 通常の手続きとは異なり、年内いつでも接続申請が可能。

項目	条件
設備容量	5MW未満
機能	Energy Only Deliverabilityの要件のもの (エネルギー市場に入れるが、容量提供義務がないリソース)
スクリーニング	Tariff Appendix DD Section 5.2.1に定められるスクリーニング評価を パスすること
手数料	500ドル(返金不可)
その他	排他的に権益を保有している証明があること

出所)CAISO, “Interconnection request and study”, 閲覧日:2024年11月19日, <https://www.caiso.com/generation-transmission/generation/generator-interconnection/interconnection-request-study> を基に三菱総合研究所作成

米・CAISO | 送電系統の接続検討一スクリーニングの内容



- 以下に示す7つの条件を基にスクリーニングを行う。基本的には系統への影響が一定の閾値に収まるのか否かを確認している。

項目	条件
5.2.1.1	CAISOの管理する系統上に連系すること。
5.2.1.2	CAISOの放射状系統に接続する場合、その系統上の総発電量は、近傍の変電所にて直近で計測された年間ピーク負荷の15%を超えないこと。
5.2.1.3	オフピーク供給可能性ステータス(Off-Peak Deliverability Status:需要が低いオフピーク時に電力を供給できるというステータス)を要求する設備は、オフピーク時の電力供給能力を確認する手続きや設備の増強なしに、当該ステータスを与えられる。
5.2.1.4	接続申請の設備と、同一送電系統上の発電設備の容量の総和が、高圧(一次)レベルでの接続地点の近傍における最大故障電流に10%を超える影響を与えないこと。
5.2.1.5	接続申請の設備と、同一送電系統上の発電設備の容量の総和が、保護装置(変電所ブレーカー、ヒューズカットアウト等)などの短絡遮断容量の87.5%を超えないこと。
5.2.1.6	最新のCluster Studyで、過渡安定性や電圧制約、熱制約が存在する地域に接続することはできない。
5.2.1.7	送電事業者は、接続申請された発電設備を接続するための設備増強しないこと。

出所)CAISO, “Appendix DD Generator Interconnection and Deliverability Allocation Procedures (GIDAP)”, 閲覧日:2024年11月19日,
<https://www.caiso.com/Documents/AppendixDD-GeneratorInterconnectionDeliverabilityAllocationProcedures-asof-Sep26-2021.pdf> を基に三菱総合研究所作成

米・CAISO | 配電系統ーファストトラックと詳細系統連系審査

- 配電事業者は、系統連系を申請したプロジェクトを電気系統に連系する方法を特定するために、技術審査を行う。
- Rule 21に基づき系統連系を要求するプロジェクトの技術審査プロセスには、ファストトラックプロセスまたは詳細検討プロセスの2つがある。

SCE Rule 21 系統連系申請技術審査プロセス

ファストトラック系統連系審査 (Fast Track Interconnection Review)

審査対象の 発電設備

以下の発電設備はファストトラックでの系統連系申請を行う資格を有する。

- Non-Export Generating Facility(自家消費電源)およびNEM-1 発電設備(設備の定格容量問わない)^{※1}
- 12kV、16kV、33kVで定格容量が 3.0MW以下の NEM-2 発電設備およびExport Generating Facility^{※2}

系統連系申請提出

初期レビュー(Initial Review)

補足初期レビュー(Supplemental Initial Review)

系統連系契約締結(Execution of the Generator Interconnection Agreement)

主な審査 プロセス

詳細検討系統連系審査 (Detailed Study Interconnection Review)

ファストトラック評価の対象とならない発電設備の系統連系申請は、詳細調査に申請する必要がある。

系統連系申請提出

詳細検討方法の選定

技術的検討(Independent Study/Distribution Group Study/Transmission Cluster Study等)

系統連系契約締結(Execution of the Generator Interconnection Agreement)

※1 NEM-1: ネットエナジーメータリング制度の初期の分類。余剰電力を系統に供給することでその対価がもらえる。NEM-2は改訂版の制度で、託送料金が課される電源。
出所)SCE, "Interconnecting Generation under Rule 21", 閲覧日: 2024年11月19日, <https://www.sce.com/business/generating-your-own-power/Grid-Interconnections/Interconnecting-Generation-under-Rule-21> より三菱総合研究所作成

(1)定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

米・CAISO | 配電系統ーファストトラックプロセス 初期レビュースクリーニング項目



- ファストトラックプロセスは、システムをアップグレードせずに系統連系できるプロジェクトを対象としている。事前定義された一連のスクリーニング項目に対する対応を確認し、詳細なエンジニアリング調査や大幅な系統増強を必要とせずにプロジェクトを系統に連系できるかどうかを判断できる。
- ファストトラックレビューは、初期レビューと、必要に応じて補足レビューで構成される。初期レビューは、スクリーニング項目A～Mに基づきなされ、初期レビュー画面に合格したプロジェクトは、補足レビューなしで系統連系が認められる。

SCE Rule 21 ファストトラックプロセス 初期レビュースクリーニング項目

項目	概要
A	PCC(連系点;Point of Common Coupling)はネットワーク化されたセカンダリーシステム上にあるか？
B	認証された機器を使用しているか？ (系統連系申請は、Rule 21 セクションLに規定されている認証済み機器の使用を提案しているか、またはその機器は配電事業者の暫定的な承認を受けているか？)
C	始動電圧降下は許容範囲内か？
D	変圧器や二次導体の定格を越えていないか？ (二次配電変圧器に接続された全ての発電設備の最大総格は、発電設備がない場合、配電事業者の確立された慣行に従って修正された変圧器または二次導体定格を超えているか？)
E	単相発電機が許容できないインバランスを引き起こすか？ (提案された発電設備が単相で、240ボルトサービスのセンタータップニュートラルに連系される場合、240ボルトサービスの二相間で許容できないインバランスを引き起こすか？)
F	短絡電流寄与率は許容範囲内か？
F.1	ユニット当たりの短絡電流寄与率が許容値以下であるか？ (短絡電流寄与率がユニットあたり1.2以下であるか、または発電設備の総定格にユニットあたりの寄与率を乗じたものが、ユニットあたりの保護ICA値に1.2を乗じたものより小さいか？)
G	短絡遮断能力を超えていないか？ (提案された発電設備は、配電回路上の他の発電設備と合計して、配電保護装置及び機器(変電所ブレイカー、ヒューズカット、ラインリクローザーを含むがこれに限定されない)、または系統上の系統連系要求機器が短絡遮断能力の87.5%を超える原因となるか、または短絡遮断能力の87.5%を既に超える回路に対して系統連系が提案されているか？)
H	回線構成が系統連系タイプに適合しているか？
I	電力がPCC(連系点;Point of Common Coupling)を越えて逆潮流されるか？
J	発電設備の総定格は11kVA以下か？
K	発電施設は、ネットエネルギーメータリング(NEM)発電施設であるか。定格容量が500kW以下のものか？
L	送電依存度・送電安定性テスト 系統連系要求の対象地域は次のいずれかに該当するか？ (i) 既知のまたは揭示された過渡的・動的安定性制限がある場合、または (ii) 発電設備が、配電事業者に知られた、先にキューに入れられた送電系統への系統連系申請と相互依存関係がある場合。
M	線区の発電設備の総容量は、自動区分装置に囲まれた全ての線区のピーク負荷の15%未満か？

出所)SCE,“Interconnecting Generation under Rule 21”, 閲覧日:2024年11月19日, <https://www.sce.com/business/generating-your-own-power/Grid-Interconnections/Interconnecting-Generation-under-Rule-21> より三菱総合研究所作成



■ 補足レビューの必要性は、初期レビュー画面の結果に基づいて決定される。必要に応じて、SCEは補足レビューを実施できる（初期レビューに合格したプロジェクトは、補足レビューなしでの系統連系が認められる）。

■ 補足レビューは、スクリーニング項目N～Pに基づきなされる。

■ 補足レビューに合格したプロジェクトは、さらなるエンジニアリング調査を実施せずに系統連系が認められる。

SCE Rule 21 ファストトラックプロセス 補足レビュースクリーニング項目

項目	概要
N	ペネトレーションテスト:Penetration Test ・ 12ヶ月の線区最小負荷データが入手可能、計算可能、既存データから推定可能、または電力フローモデルから決定される場合、線区の発電設備の総容量は、発電設備の上流の自動区分装置で囲まれたすべての線区の最小負荷の100%未満であるか？
O	電力品質および電圧試験 線区内の既存の発電設備容量と合算して、 a) 補足審査の中で、線区の電圧変動が、すべてのシステム条件下で、CPUC Rule 21および/または保全電圧規制の電圧要件に準拠して維持できると判断できるか？ b) 電圧変動がIEEE1453またはIEEE1453に類似した電力会社の慣行によって定義された許容範囲内であると補足レビューの中で判断できるか？ c) 高調波レベルが、連系点(PCC)において IEEE 519 の制限を満たしていると、補足レビューの中で判断できるか？ d) 電圧-電圧関数の設定と回路セグメントの特性を考慮して、発電設備がいかなる電圧の影響も起こさないと、補足レビュー内で決定することができるか？
P	安全性・信頼性試験 ・ 提案されている発電施設の位置または線区内の総発電容量が、詳細調査なしには適切に対処できない安全性または信頼性への影響を生じさせるか？

出所)SCE,“Interconnecting Generation under Rule 21”, 閲覧日:2024年11月19日<https://www.sce.com/business/generating-your-own-power/Grid-Interconnections/Interconnecting-Generation-under-Rule-21> より三菱総合研究所作成

- カリフォルニア州公益事業委員会(California Energy Commission、CEC)のSolar Equipment List Programは、太陽光発電関連システムに関する規制と認証を担当するプログラムである。
- 具体的にはCECは太陽光パネルやインバーター、蓄電池、メーターなどの太陽光発電関連機器に対し、性能基準を設定している。これらの製品が基準を満たしていれば、CECの認証を受けることができ、California州内での使用が推奨される。ウェブサイト上にリストが公開されている。
- 蓄電池(Battery)リストに記載のある項目は以下の通り。UL1973の認証状況が確認できる。

カリフォルニア州エネルギー委員会 ソーラー機器リストプログラム (CEC Solar Equipment List Program)のBatteryのリスト項目

項目	内容	備考
Manufacturer Name	製造事業者名	—
Brand	銘柄	—
Model Number	モデル番号	—
Technology	蓄電池の種類(例:リチウムイオン電池、鉛電池、等)	—
Description	kW出力、kWh容量、バッテリーの種類	—
UL 1973 Certification	認証主体、認証日、UL1973のバージョン	認証主体例 ・UL、CSA Group、SGS、TUV 等
Nameplate Energy Capacity	定格エネルギー容量(kWh)	—
Maximum Continuous Discharge Rate	メーカーが仕様書に記載した最大連続放電出力(kW)	—
Manufacturer Declared Roundtrip Efficiency	製造事業者が申告するRound-Trip Efficiency(エネルギー効率)	任意の登録情報
Certified JA12 Control Strategies※1	JA12 Control Strategiesの認証	任意の登録情報
Declaration for JA12 Submitted	JA12の宣言の提出	任意の登録情報

※1 特に太陽光発電システムと連携するバッテリー蓄電システムに関する一連の規定やガイドラインのこと。カリフォルニア州エネルギー委員会(CEC)が定めたJA12基準に基づいており、バッテリーの充放電のタイミングや方法を規定しているもの

出所)CEC, "Solar Equipment List", 閲覧日:2024年11月29日, <https://solarequipment.energy.ca.gov/Home/EnergyStorage> を基に三菱総合研究所作成



- Pacific Gas and Electric Company (PG&E)などの電力会社は、機器設置業者や請負業者にカリフォルニアエネルギー委員会(CEC)のSolar Equipment Listに掲載された機器の使用を強く推奨している。リストに掲載された機器を使用することで、系統連系申請の技術審査プロセスを迅速化できる。
 - 具体的にどの程度迅速化できるのかは文献調査では不明だった。
- PG&Eのオンライン系統連系申請システムには、CECとPG&Eが承認した機器のみを含むドロップダウンリストが用意されている。これにより設置業者の申請プロセスが簡素化され、電力会社の要件との互換性が確保される。

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

まとめ

日本

米国(連邦大,PJM,CAISO)

英国

ドイツ

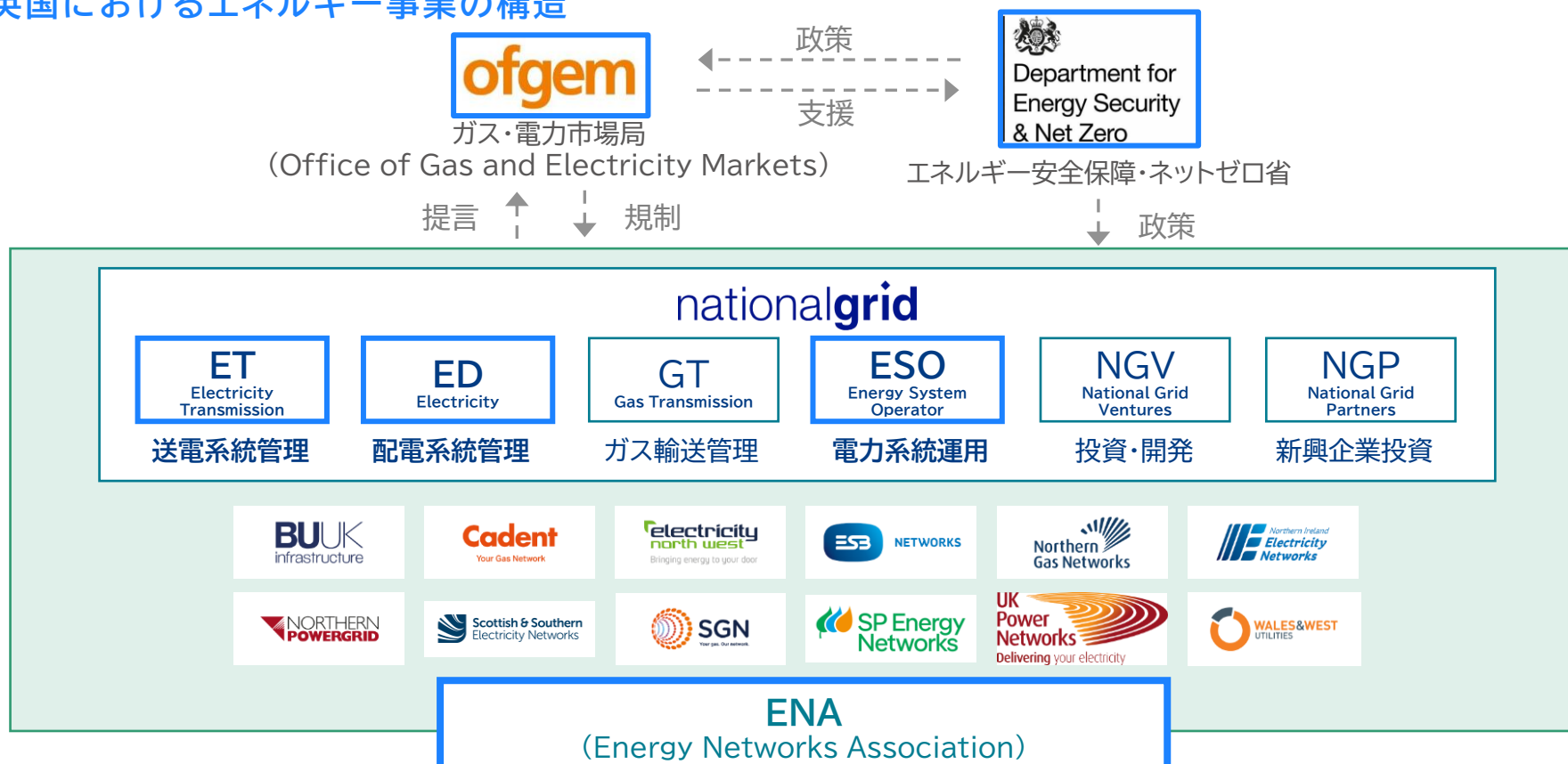
イタリア

米国・欧州における蓄電池・蓄電システムの安全性に関する規格、認証等

英国のエネルギー事業の全体像

- 英国のエネルギー事業において、DESNZが政策を決定し、その政策のもと、独立したエネルギー規制機関としてOfgemが公平な電力取引を監視している。電力・ガスネットワーク事業者の業界団体であるENAはOfgemと連携し、規制の枠組みに対する提言や支援を行っている。
- National GridはENAのメンバーであり、グループ内には送電系統所有者(TO: Transmission Owner)であるNGET、配電系統運用者(DNO)であるNGEDが存在する。同グループのESOは電力系統運用も担う。

英国におけるエネルギー事業の構造



エネルギーシステムを運営する会社の業界団体として連携を強化し、課題解決を支援

英国における系統連系手続の全体像

- 英国の送電系統接続に関する要件としてGrid Codeがあり、Ofgemの承認のもとNational Gridにより管理されている。連系手続のプロセスはNESOが主導で定められており、実際の手続きではNESOとTOにより接続検討が行われる。
- 配電系統接続に関する要件としてはDistribution Codeがあり、Ofgemの承認のもとENAにより管理されている。連系手続のプロセスのガイドラインはENAが定めており、それに準拠して各DNOが実際の接続手続きを行っている。

英国における電圧階級別の系統連系ルール

区分	系統連系ルール (管理者)	系統連系手続きの ガイド策定	連系手続き管理者
Transmission 送電系統 132kV以上 (400kV, 275kV, 132kV)	Grid Code (National Grid)	NESO	NESOとTO
Distribution 配電系統 132kV以下 (132kV※, 66kV, 33kV, 11kV, 6,6kV, 230V)	Distribution Code (ENA)	ENA	各DNO

※イングランドでは132kVも配電系統に属する

出所) Roadnight Taylor, “Electricity transmission and distribution networks for newbies”, 閲覧日:2024年10月22日, <https://roadnighttaylor.co.uk/connectology/transmission-and-distribution-networks-for-newbies/> を基に三菱総合研究所作成

配電系統接続の技術基準における電源の分類

- 配電系統への分散型電源の接続の際の技術基準として、ENAはEngineering Recommendation (EREC) G98とG99を定めている。
- EREC G99では、発電設備の登録容量及び連系点の電圧に応じて、Type A～Type Dに分類している。

英国の系統連系要件区分

電源規模	接続プロセス		電源サイズの定義および必要な契約		
	単相	三相	北部スコットランド	南部スコットランド	イングランドおよびウェールズ
3.6kW	G98に準拠 低電圧(230Vまたは400V)に接続		発電設備(Power Generating Facility) 送電システムを使用したい場合もしくはバランシング市場に参加したい場合、 発電施設の所有者は、National Grid ESOと合意を結ぶ必要がある。		
11.04kW					
1MW	G99 Type Aに準拠				
10MW	G99 Type Bに準拠				
30MW	G99 Type Cに準拠		大規模電源(Large Power Station) National Grid ESOとBEGAまたはBELLAを結ばなければならない。		
50MW	G99 Type Dに準拠				
100MW			大規模電源(Large Power Station) National Grid ESOとBEGAを結ばなければならない。		中規模電源(Medium Power Station)

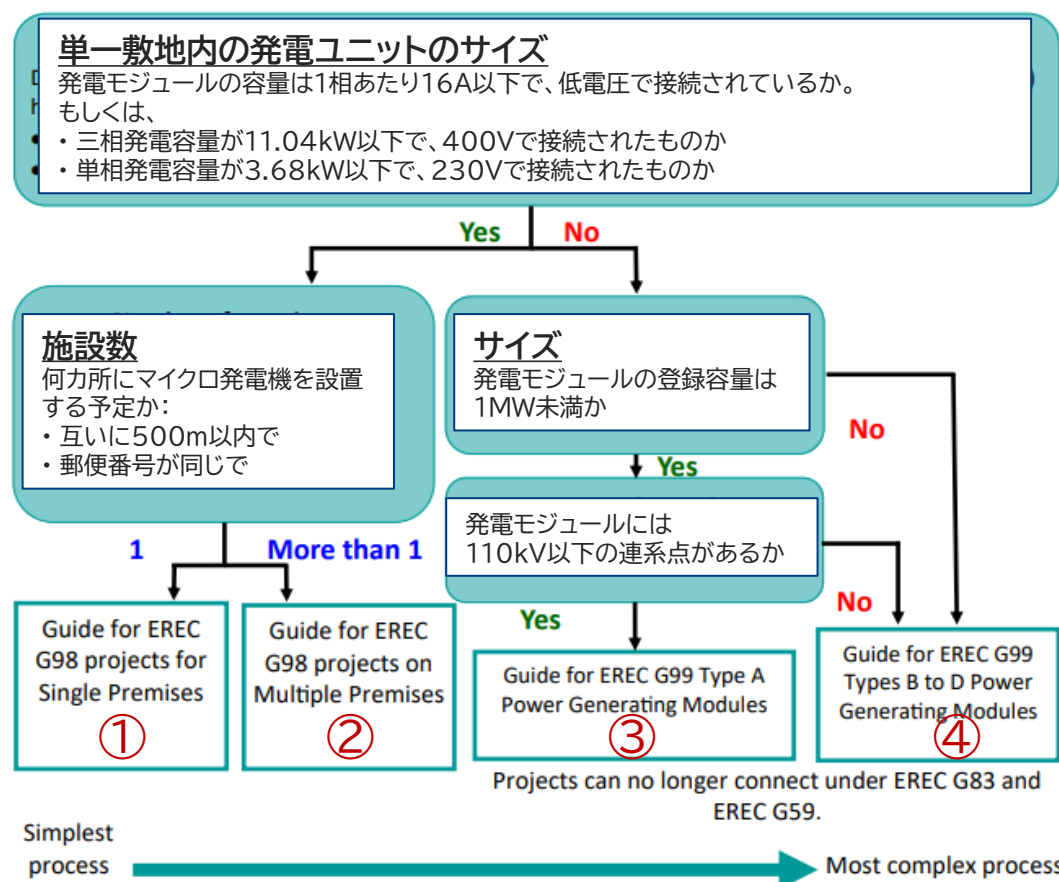
出所) ENA, "G98 Multiple Premises", 閲覧日: 2024年10月17日,

<https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/G98%20Multiple%20Premises.pdf?1729133615> を基に三菱総合研究所作成

ENAによる配電系統の電源別の系統連系ガイドライン

- ENAは配電系統において、DERの規模や連系点電圧、施設数に応じて4つの接続ガイドを用意しており、下記のフローチャートで整理している。
 - ①G98の単一設備、②G98の複数設備、③G99 Type A、④G99 Type B-Dの4つの分類で接続ガイドが定められている。

ENAによるDER接続ガイドのディシジョンツリー



出所) ENA, "Distributed Generation Connection Guides: G99 Type A Full Version", 閲覧日:2024年10月23日,
<https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/G99%20Type%20A%20Full%20Guide.pdf?1729650175> に三菱総合研究所加筆

ENAによる電源別の系統連系ガイドライン

① G98 for Single Premises



- 単一箇所にG98対象電源を設置する場合の配電系統接続ガイドは以下の通り。
- G98対象の小規模電源に関しては、接続時の系統への影響が極めて小さいことから、接続プロセスは単純化されており、認証を受けたインストーラーによって、事前検討を行わずに接続することが可能。
- 接続検討がないことから、検討時に係る費用もないといえる。一方、配電系統の維持と運用に係る費用UoS (Use of System)はDNOにより定められ、配電系統の利用者に課されている。

ENAによるG98 for Single Premisesに対する接続ガイド

事前検討	Find an installer	型式試験済みの電源と認証を受けたインストーラーを探す。 MCS(Microgeneration Certification Scheme) により提供されている小規模電源の規格とインストーラーの規格の認証データベースから検索可能。
	Installation and Commissioning	EREC G98の8章の要件に準じた設置と試運転を行う。 試運転中はインストーラーが機器が正常に機能していることを確認する。
	Inform the DNO	インストーラーは、 発電ユニットの試運転から28日以内にDNOに通知し、設置に関する情報をEREC G98の付録3のForm Bに従って提供する 。DNOのWebサイト上で申請できる場合もある。
接続		
運用	Ongoing Responsibilities	電源の運用開始。運開後もEREC G98に準拠するように運用責任を持つ。交換が生じる場合にはDNOに報告する。

ENAによる電源別の系統連系ガイドライン

② G98 for Multiple Premises



- 集合住宅の開発等で複数箇所にG98対象電源を設置する場合、配電系統への影響が大きくなり設備増強が必要になる可能性があるため、単一箇所への設置とは異なり、事前にDNOに接続の承認を得る必要がある。
- 接続検討の結果、Connection chargeとして接続に係る設備や工事費が発生する可能性がある。

ENAによるG98 for Multiple Premisesに対する接続ガイド

事前検討	Find an Installer	型式試験済みの電源と認証を受けたインストーラーを探す。MCSにより提供されている小規模電源の規格とインストーラーの規格の認証データベースから検索可能。
	Discuss with the DNO	DNOと事前検討を行い、 接続の実現可能性と接続料金(Connection charge)発生の有無について検討 する。
契約締結	Submit Application Form	インストーラーが、ENAが公開するEREC G98の付録3のForm Aに従って申請書を提出する。
	Application Acceptance	申請書に記載されている機器の技術的な詳細をもとにDNOが接続評価を行う。評価後、 接続の条件および接続料金が明記された接続オファーが申請者に通知 される。
接続	Installation and Commissioning	インストーラーがEREC G98の8章の要件と配線規制(BS 7671)に準拠した設置と試運転を行う。試運転中はインストーラーが機器が正常に機能していることを確認する。
	Inform the DNO	インストーラーは、 発電ユニットの試運転から28日以内にDNOに通知し、設置に関する情報をEREC G98の付録3のForm Bに従って提供する 。DNOのWebサイト上で申請できる場合もある。
運用	Ongoing Responsibilities	電源の運用開始。運用後もEREC G98に準拠するように運用責任を持つ。交換が生じる場合にはDNOに報告する。

出所) ENA, “G98 Distributed Generation Connection Guide (Multiple Premises)”, 閲覧日:2024年10月23日, [https://www.energynetworks.org/publications/g98-distributed-generation-connection-guide-\(multiple-premises\)](https://www.energynetworks.org/publications/g98-distributed-generation-connection-guide-(multiple-premises)) を基に三菱総合研究所作成

- 複数箇所にG98電源を設置する場合、試運転後にDNOに対して接続に関する情報を提供する必要がある。
- 電源情報を複数台まとめて記載できる項目があることから、一括で申請を行うことが可能と考えられる。

ENAによるG98 for Multiple Premisesの接続申請フォーム

Form A: Application for connection of multiple Micro-Generating installations	
To	ABC electricity distribution 99 West St, Imaginary Town, ZZ99 9AA
	DNO abcded@wxyz.com
Developer/Customer Details:	
Developer / Customer (name)	ディベロッパー・申請者の詳細
Address	
Post Code	
Contact person (if different from Customer)	
Telephone number	
E-mail address	
Installer Details:	
Installer	インストーラーの詳細
Accreditation / Qualification	
Address	
Post Code	
Contact person	
Telephone Number	
E-mail address	

		Proposed Micro-generator Details:							
Address	Post Code	MPAN	Micro-generator Registered Capacity in kW at 230 V AC		Energy storage capacity for Electricity Storage devices (kWh)	Manufacturer's Ref No (this number should be registered on the ENA Type Test Register as the system reference)			
発電機の詳細			PH1	PH2	PH3				

Use continuation sheet where more than 10 **Micro-generators** are to be installed.

Please include an electronic map with the location of each Customer Installation highlighted in red.

Record **Micro-generator Registered Capacity** in kW at 230 V AC, to one decimal place, under PH1 for single phase supplies and under the relevant phase for two and three phase supplies. For example 2.8 kW.

Detail on a separate sheet if there are any proposals to limit export to a lower figure than that of the **Micro-generator**.

電源情報を複数台
分まとめて記入す
る欄が存在

出所) ENA, “Engineering Recommendation G98 Issue 1 Amendment 6 September 2021”, 閲覧日: 2024年10月25日, [https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/ENA EREC G98 Issue 1 Amendment 6 \(2021\).pdf](https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/ENA EREC G98 Issue 1 Amendment 6 (2021).pdf), ENA, “G98 Distributed Generation Connection Guide (Multiple Premises)”, 閲覧日: 2024年10月23日, [https://www.energynetworks.org/publications/g98-distributed-generation-connection-guide-\(multiple-premises\)](https://www.energynetworks.org/publications/g98-distributed-generation-connection-guide-(multiple-premises)) に三菱総合研究所加筆

ENAによる電源別の系統連系ガイドライン

③ G99 Type A



- G99 Type Aの電源設備における配電系統接続ガイドでは、事前検討の段階でFeasibility Studyを有料で行うことが可能。接続オファーに有効期限が設けられ、期限内のプロジェクトの完了が求められる。
- 接続する電源がG99に適合している証明をDNOに提出する必要がある、ENAにより型式試験が登録されている場合には製造参照番号を用いた申請が可能。
- 試運転の28日以上前に、設備設置及び試験を行う必要がある、その結果をDNOに提出する必要がある。

ENAによるG99 Type Aに対する接続ガイド

事前検討	Find an Installer	型式試験済みの電源と認証を受けたインストーラーを探す。50kW以下の設備については、MCSにより提供されている小規模電源の規格とインストーラーの規格の認証データベースから検索可能。
	Discuss with the DNO	DNOと事前検討を行い、接続の実現可能性と接続料金(Connection charge)発生の有無について検討する。DNO、または外部の請負業者によって有料のオプションとしてFSを行うことが可能(初期予算の見積もりはほとんどの場合DNOが無料で提供)。DNOではなく、Independent Connections Provider (ICP) を工事業者として選択して競争入札するかを選択する。
契約締結	Submit Application Form	DNOが公開している標準申請書を用いてインストーラーが申請を行う。三相50kW未満または単相17kW未満の場合は、簡易申請書を使用可能。一定の基準を満たす小規模電源に対してはファストトラック(Small Generation Installation procedures)を利用可能。
	Application Acceptance	申請書に記載されている機器の技術的な詳細をもとにDNOが接続評価を行う。評価後、接続の条件および接続料金が明記された接続オファーが申請者に通知される。接続オファーには有効期限(30~90日)が設けられ、進捗の遅いプロジェクトは除外される可能性がある。その後、DNOと申請者間で接続契約を締結する。
	Compliance	電源設備は型式試験済み、もしくは製造者の情報や現場試験によるG99への適合性の証明が必要。型式試験済み電源設備がENAの Connect Direct に登録されている場合は、製造参照番号を用いて申請を行うことができ、それ以外の場合はENAのフォームに則したコンプライアンス証明文書をDNOに提出する必要がある。
接続	Installation and Commissioning	インストーラーがEREC G99に準拠した設置と試運転試験を行う。試運転試験時、DNOの立会試験の可能性がある。
	Inform the DNO	インストーラーは、電源の試運転の28日以上前に設置情報と試運転試験の全結果をEREC G99またはENAが公開するフォーマットに則してDNOに提供する。DNOが独自に提出書式を定めている場合もある。
運用	Ongoing Responsibilities	電源の運用開始。運用後もEREC G99に準拠して、DNOによる定期的な試験の実施等の運用責任を持つ。

ENAによる電源別の系統連系ガイドライン

④ G99 Types B-D



- G99 Types B-Dの電源設備における配電系統接続ガイドでは、基本的にG99 Type Aと同様のプロセスが示されているが、PGMDと呼ばれるG99基準の証明が求められ設置後の試験に応じて都度更新が必要となる。
- Type Dの場合はEON、ION、FONと順にDNOからの運転通知が行われ、DNOとの密な連携が求められていることが伺える。

ENAによるG99 Types B-Dに対する接続ガイド

事前検討	Project Planning Phase	DNOにコンタクトを取り、系統の容量の有無、近隣のDERプロジェクトの有無の確認を行う。DNOまたは外部の請負業者によって 有料のオプションとしてFSを行うことが可能 (初期予算の見積もりはほとんどの場合DNOが無料で提供)。
	Information Phase	DNOと事前検討を行い、 設計と予算見積もりを依頼する(一部のDNOは料金を請求する可能性あり) 。DNOではなく、Independent Connections Provider (ICP) を工事業者として選択して競争入札するかを選択する。
契約締結	Design Phase	申請者もしくはインストーラーがDNOの標準申請書をもとに接続申請を提出し、 3か月以内にDNOから接続オファーを受け取る。接続オファーには有効期限(30～90日)が設けられ、進捗の遅いプロジェクトは除外される可能性がある 。その後、接続オファーに合意した場合はDNOと申請者間で接続契約を締結する。
接続	Construction Phase	電源が EREC G99に準拠することを示す発電モジュール文書(PGMD: Power Generating Module Document)の草案をDNOに提出 する。PGMDには、G99基準を証明するシミュレーション研究の報告書、型式試験の結果、製造業者の情報、サイトテストなどが含まれる。
	Energisation Planning & Notification Phase	設置場所への通電日に合意し、DNOが通電する。Type Dの発電モジュールの場合、通電運転通知(EON: Energisation Operational Notification)と中間運転通知(ION: Interim Operational Notification)を取得する。
	Compliance, Testing and Commissioning Phase	EREC G99の要件に従って発電施設の試験を試運転を行い、PGMDを含む試運転フォームおよびその他の関連する最新データを提出する。DNOによる立会試験が行われる可能性がある。G99要件がDNOにより確認されると、最終運転通知(FON: Final Operational Notification)が発行される。
運用	Ongoing Responsibilities	電源の運用開始。運用後もEREC G99に準拠して、DNOによる定期的な試験の実施等の運用責任を持つ。

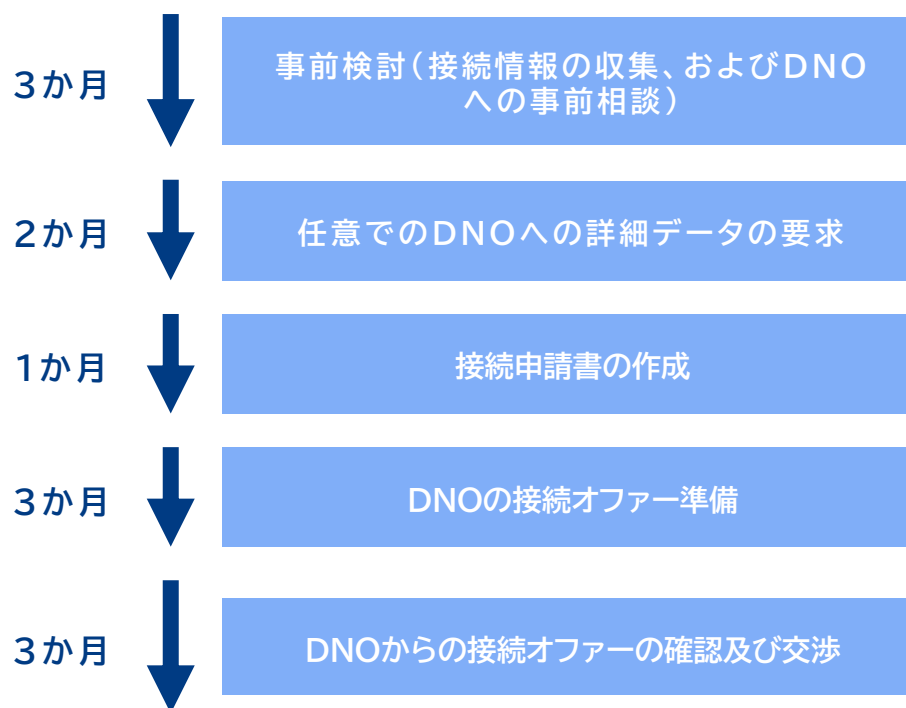
ENAによる電源別の系統連系ガイドライン

④ G99 Types B-D



- 前頁のG99 Types B-D対象設備の接続プロセスにおいて、「事前検討」から「契約締結」までのタイムラインの目安をENAが示している。DNOの接続検討には3か月有することが示されている。
- DNOに詳細な系統データを要求しない場合は一部プロセスを短縮できる。また送電系統への影響がある場合には更に検討時間が長くなることが記述されている。

ENAが示すG99 Types B-Dの「事前検討」から「契約締結」までの接続検討タイムライン



出所) ENA, “Distributed Generation Connection Guide:G98 & G99”, 閲覧日:2024年11月1日,
[https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/2024 DG Guides Combined Document.pdf](https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/2024%20DG%20Guides%20Combined%20Document.pdf) を基に三菱総合研究所作成

ENAによる電源別の系統連系ガイドラインの比較

- 前頁までの各電源ごとの接続ガイドラインの内容を比較した結果を以下に示す。
- G98対象設備では、運転開始前の試験は必要なく、技術要件も試運転後にDNOに報告される。G99対象設備では、試運転以前に技術要件の確認及び試験が必要であり、Type Aでは一部簡易的なプロセスを用いることが可能である。

ENAの各電源ごとの接続プロセスの比較

	① 単一設備G98	② 複数設備G98	③ G99 Type A	③ G99 Type B-D
電源とインストーラーの探索	MCSを用いて検索	MCSを用いて検索	MCSを用いて検索 (50kW以下)	—
DNOとの事前検討	—	接続料金と実現可能性を協議	- 接続料金と実現可能性を協議 - FSオプション、工事の競争入札の選択可能	- 接続料金と実現可能性を協議 - FSオプション、工事の競争入札の選択可能
申請書の提出	—	G98 Form Aに準じて提出	- DNOの申請書で提出 - ファストトラックも存在	DNOの申請書で提出
DNOによる接続評価・検討・接続オファー	—	接続料金・条件を含んだ接続オファー	接続料金・条件・有効期限を含んだ接続オファー	接続料金・条件・有効期限を含んだ接続オファー
技術要件(G99,G98)の確認	試運転後28日以内に確認	試運転後28日以内に確認	型式試験済み製造参照番号もしくは証明文書の提出	PGMDの提出
通電計画	—	—	—	DNOとの合意が必要
設置と試験、および試運転	認証済みインストーラーにより実施、その後DNOに報告	認証済みインストーラーにより実施、その後DNOに報告	- 試運転の28日以前に、試験結果をDNOに共有 - 立会試験の可能性あり	- 試運転の28日以前に、試験結果をDNOに共有 - 立会試験の可能性あり

(参考)NGEDが示すG99対象設備の系統接続プロセス

- ENAが系統連系プロセスガイドを示し、一部のDNOではそれに準拠した接続プロセスを公開している。DNOの一社であるNGEDが示すG99に準拠する発電設備への接続プロセスを以下に示す。
- ENAのガイドと同様の内容となっており、NGEDでは事前検討時の費用概算は無償で、詳細なFSに関しては有償で提供している。また、接続オファーの有効期限は90日としている。

NGEDが示すG99のTypeA-Dに対する標準的な接続プロセス

フェーズ	実施内容(緑字が申請者、青字がNESOのアクション)	備考
計画フェーズ Project Planning Phase	- 発電計画の立案 - 公開情報に基づく接続可能性の特定	Connection Surgeryと呼ばれる系統接続の相談窓口が存在し、対応している。
情報フェーズ Information Phase	- NGEDとの発電計画の共有 - 既知の系統課題と接続見積もりの共有	- 費用概算は無償であり、現地視察や技術的な調査を行わず算出される。 - 有料サービスとして接続可否のFSも提供している。
設計フェーズ Design Phase	- 申請書の提出 - 設計の準備、及び詳細設計と費用を盛り込んだ接続オファーの提供	接続オファーは90日間有効でその後失効する。
建設フェーズ Construction Phase	- 接続オファーの承認とPGMDの草案の提出 - 接続に係るインフラの構築	Power Generating Module Document (PGMD)は顧客の発電設備がEREC G99に準拠していることを示す文書のこと。
通電計画 Energisation Planning	通電時期の合意	運用上必要な要件を満たした場合に、DNOから通電操作通知(EON)・暫定運用通知(ION)・最終運営通知(FON)が発行される。
試験フェーズ Testing and Commissioning Phase	- 発電設備のテストと試運転の実施とPGMDの完成版の作成 - 立会試験の実施とPGMD受領を示すFONの発行	発電施設の総発電容量が50kW以上の場合には一般的に立会試験が行われる。

出所) National Grid Connections, "G99 connection procedures", 閲覧日:2024年10月16日, <https://connections.nationalgrid.co.uk/g99-connection-procedures/>

を基に三菱総合研究所作成
Copyright © Mitsubishi Research Institute

NGEDの接続検討時のFSにかかる費用

- NGEDでは接続検討時にFeasibility Studyを有料サービス(£207~)として提供している。
- NGEDの管轄エリアであるEast Midlands・West Midlands・South Wales・South Westの4地域ごとに値段が設定されているが、各エリアの金額は一律となっている。
- 需要設備、発電設備ごとに接続容量および接続する電圧レベルに応じた金額が設定されている。

East Midlands地域におけるFSサービス価格

連系設備の規模(発電設備)	接続検討時のFS費用	連系設備の規模(需要設備)	接続検討時のFS費用
単一小規模埋め込み発電機の接続	£207	単一LVサービス需要接続	£174
上記に含まれない20kVAまでの他の発電機のLVでの接続	£745	2~4サービス単相LV、LVネットワークへの延長なし	£263
20kVAを超え50kVAまでの他の発電機のLVでの接続	£923	1~4施設、単相LV、LVネットワークへの延長が必要	£348
50kVAを超える他の発電機のLVでの接続	£1,292	三相LVサービス、単一施設への全電流計測	£174
250kVAまでのHVでの発電機の接続	£1,477	他のLV接続(総負荷が100kVAまで)	£284
250kVAを超え1MVAまでのHVでの発電機の接続	£1,846	他のLV接続(総負荷が100kVAを超え250kVAまでで上記に含まれないもの)	£498
1MVAを超えるHVでの発電機の接続	£3,465	250kVAを超え1MVAまでのLV接続	£664
10MVAまでのEHVおよび132kVでの発電機の接続	£5,445	250kVAまでのHV接続	£664
10MVAを超え50MVAまでのEHVおよび132kVでの発電機の接続	£5,445	250kVAを超え1MVAまでのHV接続	£664
50MVAを超える発電機の接続	£6,436	1MVAを超え3MVAまでのHV接続	£849
		3MVAを超え10MVAまでのHV接続	£1,980
		10MVAまでのEHVおよび132kVでの接続	£2,970
		10MVAを超え50MVAまでの接続	£2,970
		50MVAを超える接続	£3,960

出所) National Grid Connections, “Connections Charging Statements and Methodology”, 閲覧日:2024年10月16日,
<https://connections.nationalgrid.co.uk/connections-charging-statements/> を基に三菱総合研究所作成

英国の系統連系手続におけるG99へのファストトラック



- G99に準拠する接続申請においては、小規模発電/貯蔵設備に対するファストトラック(Small Generation Installation procedures)が用意されており、標準的な申請に比べて接続検討時の確認項目を削減でき、接続検討期間を短縮することができる。
- ファストトラックが適用されるためには、EREC G99もしくはG98の型式試験済みインバーターを介して接続されている必要があり、下記の3つのSGI(小規模発電設備)カテゴリーのいずれかに適合している必要がある。

G99ファストトラック適用条件となる電源仕様

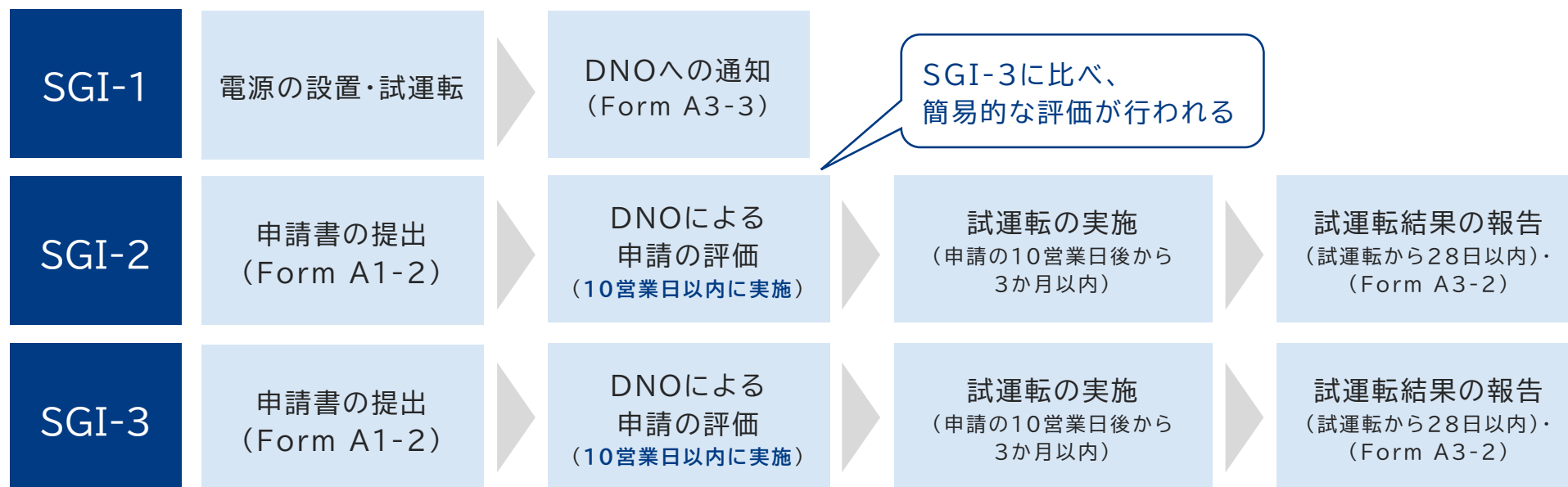
SGI-1	SGI-2	SGI-3
- すべての発電/蓄電装置の定格は16A以下で、合計定格も16Aを超えない。 - すべての発電装置は既存の施設に設置されている。 - 既存および新規の発電装置はすべて型式試験済み。 - 各発電装置の基本設計容量は32A以下。 - 基本設計容量が16Aを超える発電装置は、メーカーの制限機能を使用して16A以下に制限される。 - すべての機器の定格合計は各相あたり16Aを超えない。	- すべての発電/蓄電装置の定格は16A以下で、合計定格は32Aを超えない。 - G100スキームにより、配電網への出力は16A以下に制限される。 - すべての発電装置は既存の施設に設置されている。 - 既存および新規の発電装置はすべて型式試験済み。 - 各発電装置の基本設計容量は32A以下。 - 基本設計容量が16Aを超える発電装置は、メーカーの制限機能を使用して16A以下に制限される。 - すべての機器の定格合計は各相あたり16Aを超えない。	- すべての発電/蓄電装置の定格は32A以下で、合計定格は60Aを超えない。 - G100スキームにより、配電網への出力は32A以下に制限される。 - すべての発電装置は既存の施設に設置されている。 - 既存および新規の発電装置はすべて型式試験済み。 - 各発電装置の基本設計容量は32A以下。 - すべての機器の定格合計は各相あたり60Aを超えない。

出所) National Grid, “Generation (G99) fast track”, 閲覧日: 2024年10月16日, <https://connections.nationalgrid.co.uk/get-connected/solar-and-wind/fast-track-g99/>
を基に三菱総合研究所作成

英国の系統連系手続におけるG99へのファストトラック

- ファストトラック基準に適合するそれぞれの電源仕様ごとに接続手続は異なっており、SGI-1電源は設置後のDNOへの通知による事後的な接続手続きが可能であり、プロセスを省略可能。
- SGI-2/3は申請書の提出は必要であるが、DNOの接続検討が10日に短縮され、通常のG99 Type B-DのDNOの接続評価には3か月ほど要するのに比べて迅速な接続が可能となる。
 - G99では、特に蓄電池の系統連系時にファストトラックを利用することでDNOの接続評価に要する時間が45日から10日に短縮するとしている。

ファストトラックの各電源仕様ごとの接続プロセス

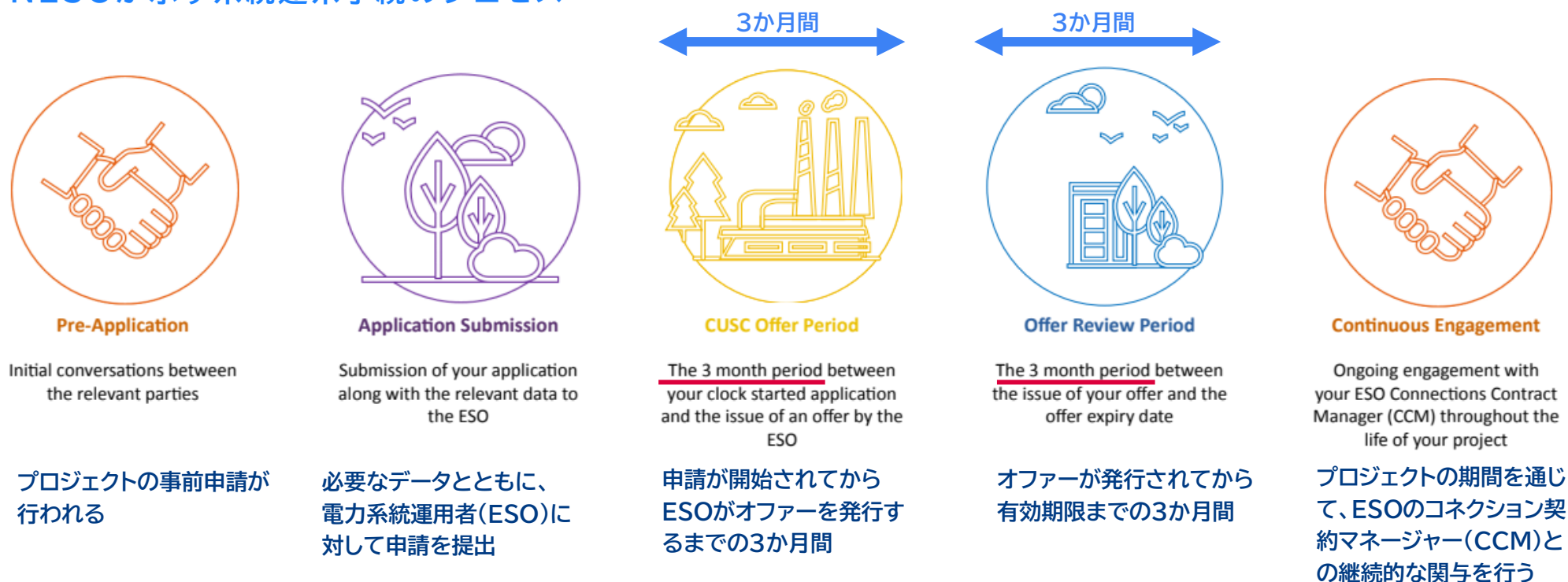


出所)ENA, "Distributed Generation Connection guide:G98 & G99", 閲覧日:2024年11月1日,
https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/2024_DG_Guides_Combined_Document.pdf,
ENA, "Engineering Recommendation G99 Issue 1 – Amendment 9 3 October 2022", 閲覧日:2024年11月6日,
[https://www.energynetworks.org/assets/images/Files/ENA_EREC_G99_Issue_1_Amendment_9_\(2022\).pdf](https://www.energynetworks.org/assets/images/Files/ENA_EREC_G99_Issue_1_Amendment_9_(2022).pdf) を基に三菱総合研究所作成

NGETとNESOによる送電系統への連系手続プロセス

- 英国の送電系統の連系手続きはNESOが主導で定めており、TOも関与する。
- 以下の5つのプロセスごとに各ステークホルダー(申請者・NESO・NGET)でどのような対応が必要かのガイドラインが定められている。
- また、本プロセスでは申請を受けてからの接続検討には3か月間、オファーの有効期限は3か月間とされている。

NESOが示す系統連系手続のプロセス

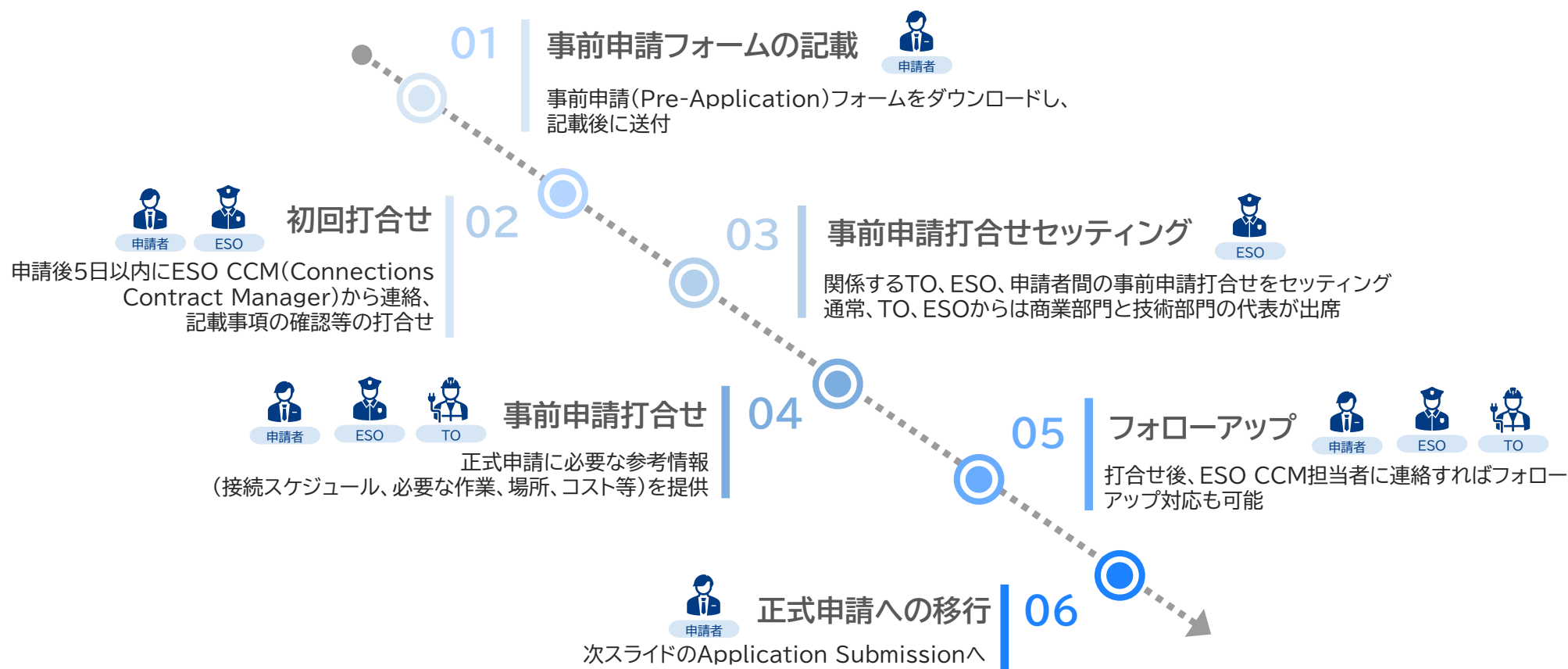


送電系統への連系手続プロセス | Pre-Application

- Pre-Applicationフェーズでは事前申請フォームにて接続者が事前申請を行い、その内容をESOが確認する。その後、ESOとTOと申請者を交えた打ち合わせがセッティングされ、正式な申請のために必要な情報の提供を目的として、接続スケジュール、必要な作業、場所、コストなどが議論される。

- なお、本議論での内容は変更される可能性があるとしている。

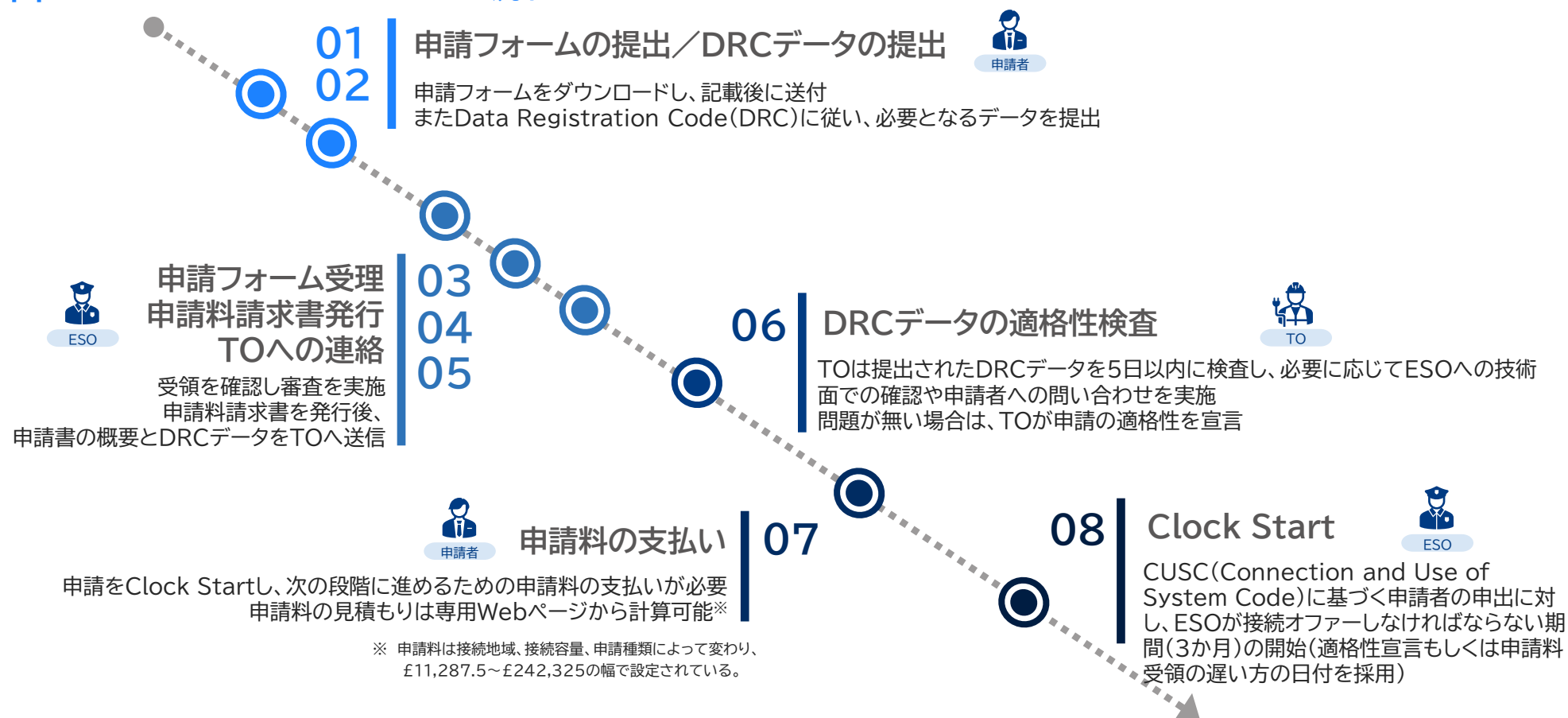
Pre-Applicationの流れ



送電系統への連系手続プロセス | Application Submission

- Application Submissionフェーズでは、申請書を通じて必要なデータがESOに提出されたのち、TOにDRCデータが共有され申請内容の検査が行われる。ESOからの接続オファーを受けるために、申請者は系統連系申請料をESOに支払う必要があり、申請内容にも問題がない場合は、“Clock Start”が行われ、3か月以内に接続オファーが提示される。

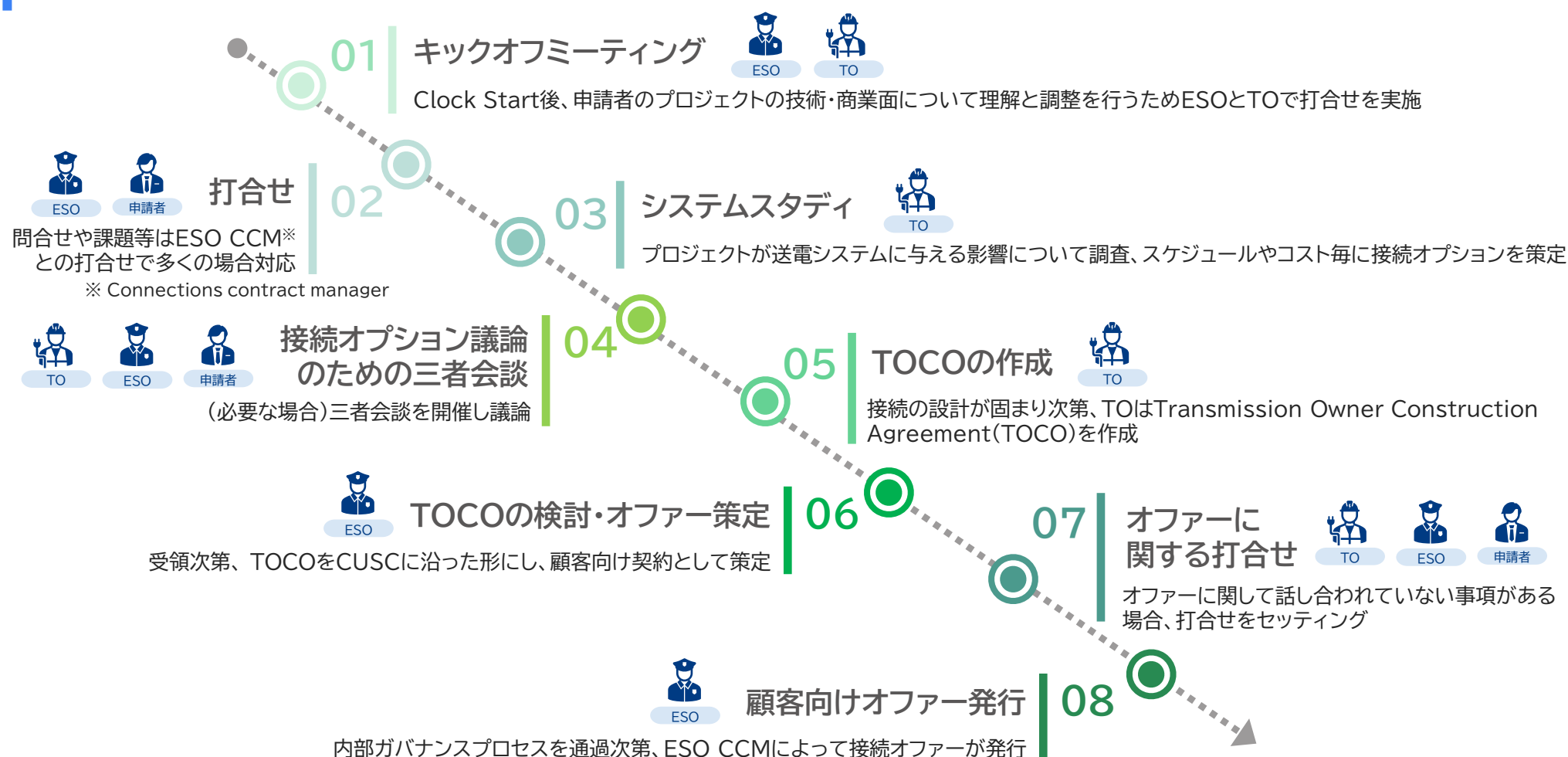
Application Submission の流れ



送電系統への連系手続プロセス | CUSC Offer Period

- Clock Startが行われたのち、3か月以内に提示される接続オファ어의決定プロセスは以下の通り。系統への影響評価はTOが行い、ESOは顧客の窓口として機能している。

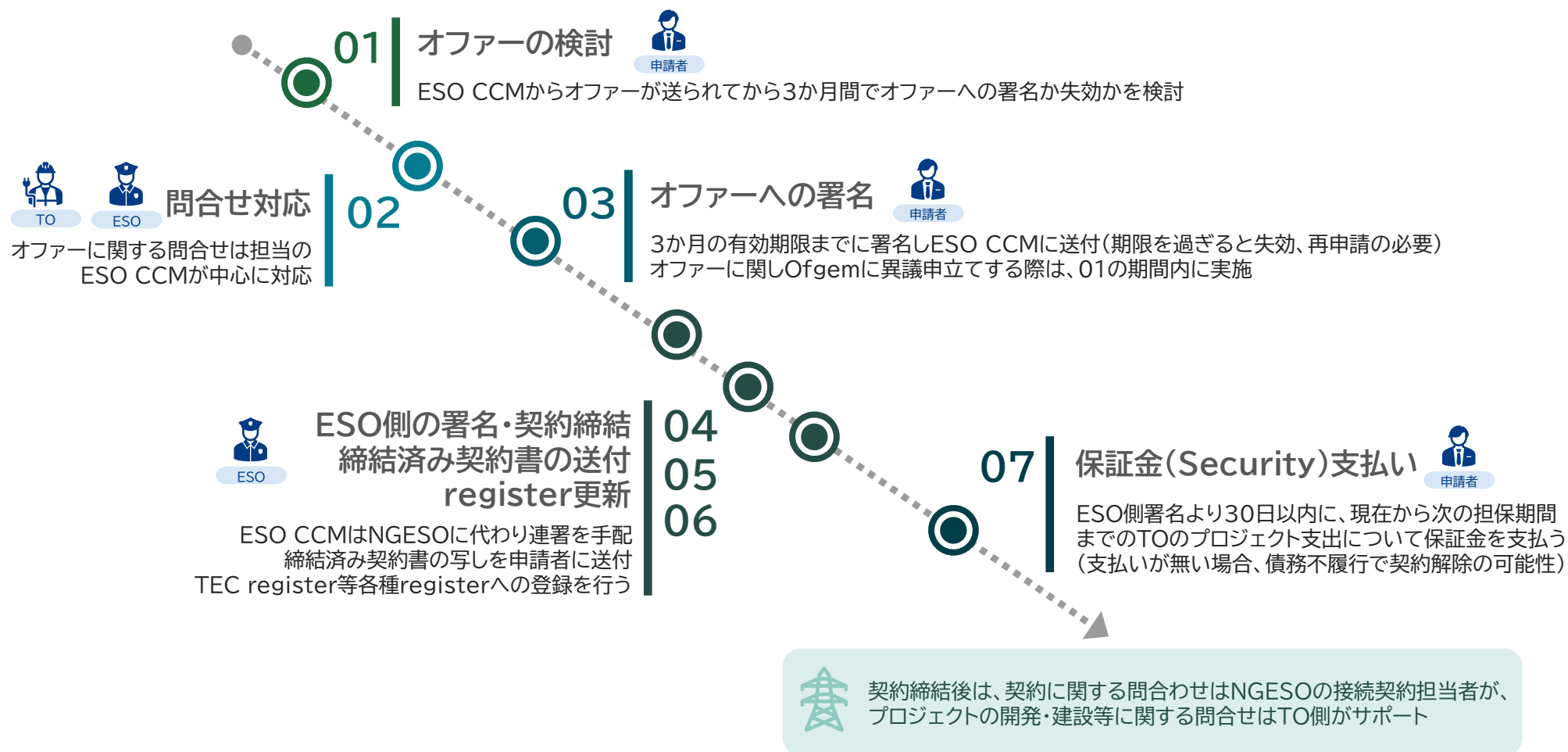
CUSC(Connection and Use of System Code) Offer Periodの流れ



送電系統への連系手続プロセス | CUSC Offer Review

- ESOからの接続オファーの提示後、申請者は3か月間のオファー内容のレビュー期間が与えられる。
- 接続オファー締結後、申請者は30日以内にTOの連系プロジェクトの支出に対する保証金を支払う必要がある。

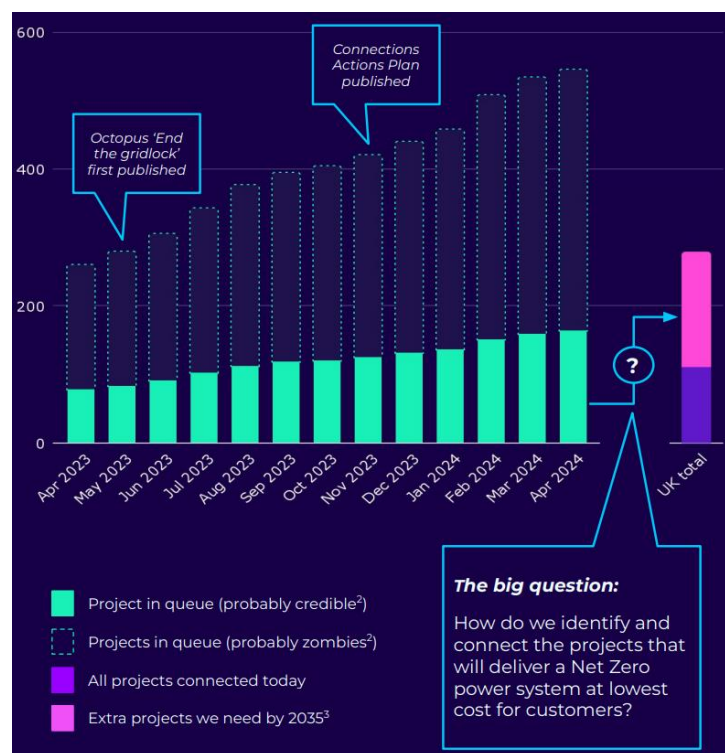
CUSC Offer Reviewの流れ



英国における再生可能エネルギー等の系統連系手続きの課題

- 英国では蓄電池や再生可能エネルギーの系統連系申し込みが急増している一方で、それらの案件の多くが開発権益や必要な許認可手続きを経ていない不確実なプロジェクト(ゾンビプロジェクトやファントムプロジェクトと呼ばれる)と推測されている。2023年頃から業界関係者の中で、投機的なプロジェクトによって系統連系手続きが遅れることが問題視されている。
- Octopus EnergyやCentricaが公表したレポートによると、英国には開発初期段階もしくは不確実性の高いプロジェクトが多数接続申し込みを行っており、多数の案件が接続申し込みを行うことで英国のネットゼロ目標を脅かすと提言している。

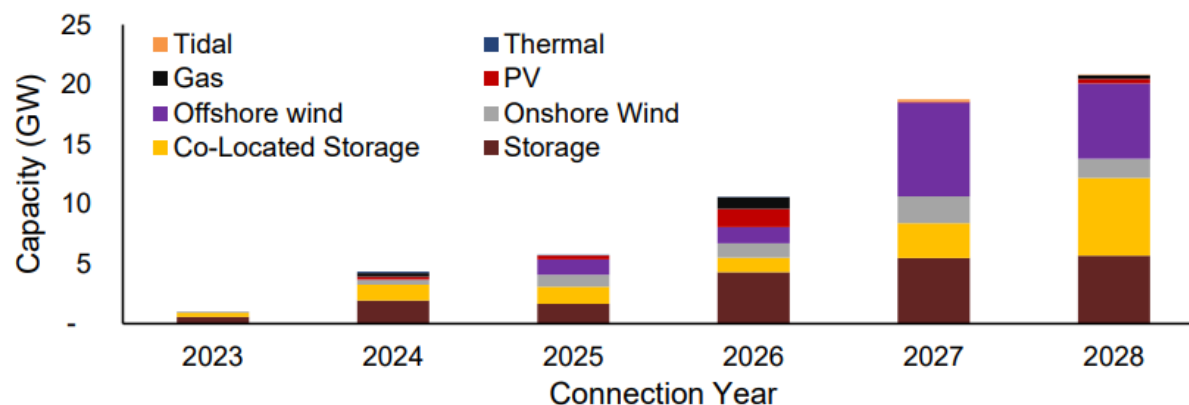
英・Octopus Energyによる 投機的プロジェクトの推計



2029年以前に接続予定の案件における不確実性の高い案件

- ・ 不確実性の高いスコーピング手続きにある案件は61GW存在し、そのうち20GWが蓄電池(図中ブラウン)とされる。

Figure 4: Projects in the scoping phase with connection dates before 2029 by technology type



Source: CRA analysis of the TEC register.

出所)Octopus Energy, "End the gridlock One Year on", 閲覧日:2024年10月22日, https://octoenergy-production-media.s3.amazonaws.com/documents/Ending_the_gridlock_One_year_on.pdf, Charles River Associates (Centrica委託), "Report on proposed CUSC modification CMP376", 閲覧日:2024年10月22日, <https://www.centrica.com/media/zp3iiafg/2023-09-29-cra-report-on-cmp-376.pdf>

英国の系統連系改革に関する各機関の取組

- 英国の系統連系改革はNational Grid ESO(現NESO)、Energy Networks Association(ENA)、OfgemとDepartment for Energy Security and Net Zero(DESNZ)の順でアクションプランが策定されている。
- OfgemとDESNZにより掲げられた「Connections Action Plan」はNESOとENAの取組を考慮した上で検討されたものと考えられる。

各機関の英国の系統連系改革方針の関係性および公開された時系列

Initiatives and actions to reform connections



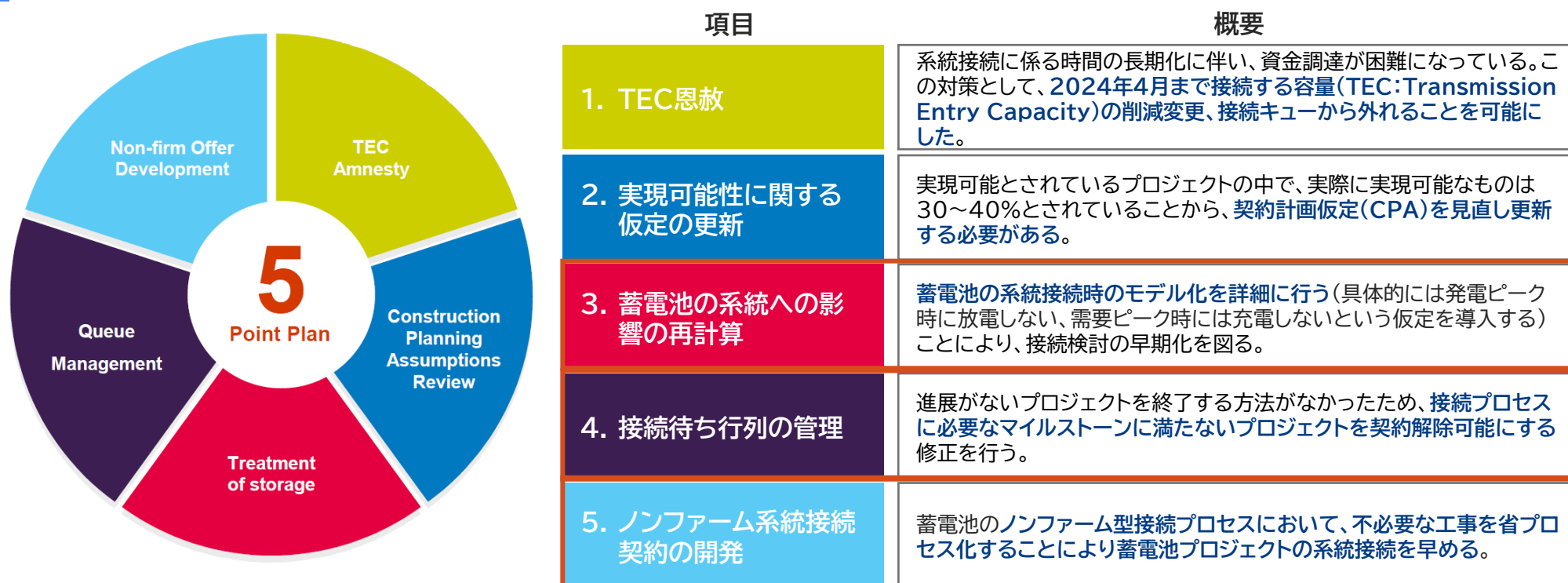
機関	公開時期	計画名
NESO	2023年2月	5-Point Plan
ENA	2023年4月	Three-step Plan (3-Point Plan)
Ofgem, DESNZ	2023年11月	Connections Action Plan

NESOの送電系統の接続改革 Five Point Plan

■ 2023年2月にNESOは送電系統への系統連系手続きを迅速化し、再生可能エネルギーの導入を加速するためのアクションプランである“Five Point Plan”を設定。

- 特に蓄電池に対しては、蓄電池の系統接続時のモデル化の見直しや、ノンファーム型接続時の省プロセス化が掲げられ、系統接続の短縮が目指されている。
- Five Point Planの1つである「Queue Management」の中で、系統接続改革プロジェクトが立ち上がり、「First Ready, First Connected」の原則に基づいた「TMO4+」と呼ばれる連系プロセスを2025年1月から施行する予定。

NESOによる送電系統の系統連系手続改革「Five Point Plan」(2023年2月)



出所)Electric Land - Foundation Property & Capital Group, “NGESO 5-Point Plan”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://electricland.com/ngeso-5-point-plan/>,
Modo Energy, “Grid connection queues: how will the proposals impact batteries? - Research”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://modoenergy.com/research/grid-connection-queues-battery-energy-storage-non-firm-agreements> を基に三菱総合研究所作成

ENAの配電系統の接続改革 Three-step Plan

- NESOのFive Point Planと同様に、ENAは2023年4月に配電系統の系統接続改革のための3つの優先分野「Three-step Plan」を掲げている※1。
- SCG(Strategic Connection Group)を通じて作業が進められており、NESOもENAとSCGの一員として本指針の検討を補助し、送配電系統の連携強化を図っている。

※1 National Grid ESOではこのアクションプランをENA's 3 Point Planと称している

ENAによる配電系統の系統連系改革 Three-step Plan (2023年4月)

優先分野	実施時期	概要
配電系統の接続待ち行列の改革	2023年5月/6月から段階的に実施	- 土地の確保、計画同意の取得、資金確保、設計・建設の準備、短期間の着工への準備などの最低限の要件を満たす証明がなされた「Shovel ready project」を前倒しで系統に接続する。 2017年以前の進捗の遅いプロジェクトに対し、接続待ち行列からの削除およびマイルストーンへの移行を行う。
送配電系統の接続の調整方法の変更	2023年7月から段階的に実施	送配電の境界点(GSP:Grid Supply Point)において、送電系統と配電系統で接続の管理区分を明確に分けることにより、DNOの接続の管理を効率化する。
蓄電顧客に対する柔軟性の向上	2023年7月から段階的に実施	- 蓄電池の系統接続におけるネットワークアクセス権をDNO間で標準化する。 - 蓄電池に対してFlexible Connection Agreementと呼ばれる接続契約を提供し、diversity factor※2を考慮した接続要件の緩和を行う。

※2 需要家グループにおいて、個々のピーク需要が同時に発生しないことを考慮する係数のこと。接続契約時に蓄電池の充放電行動への制約を設ける代わりに、接続要件を緩和する等の措置がとられている。

出所) Energy Networks Association (ENA) , “Battery Storage Connections - Tactical Solutions Guidance Notes ”, 閲覧日: 2024年10月29日,
<https://www.energynetworks.org/publications/battery-storage-connections-tactical-solutions-guidance-notes> ,
Energy Networks Association (ENA) , “Improving and Accelerating Customer Connections”, 閲覧日: 2024年10月29日,
<https://cdn.prgloo.com/media/35e96278bc7040f08ed7103df86c23e4.pdf> ,
Energy Networks Association (ENA) , “Energy networks launch action plan to accelerate grid connections”, 閲覧日: 2024年10月22日,
<https://www.energynetworks.org/newsroom/energy-networks-launch-action-plan-to-accelerate-grid-connections> を基に三菱総合研究所作成

OfgemとDESNZによるConnections Action Plan



- OfgemとDESNZは、2023年11月に系統連系に要する時間を大幅に短縮するために必要なアクションプランを示した「Connections Action Plan」を発表した。
- Ofgem主導のConnections Delivery Boardが新たに設置され、アクションプランの進捗状況が管理される。

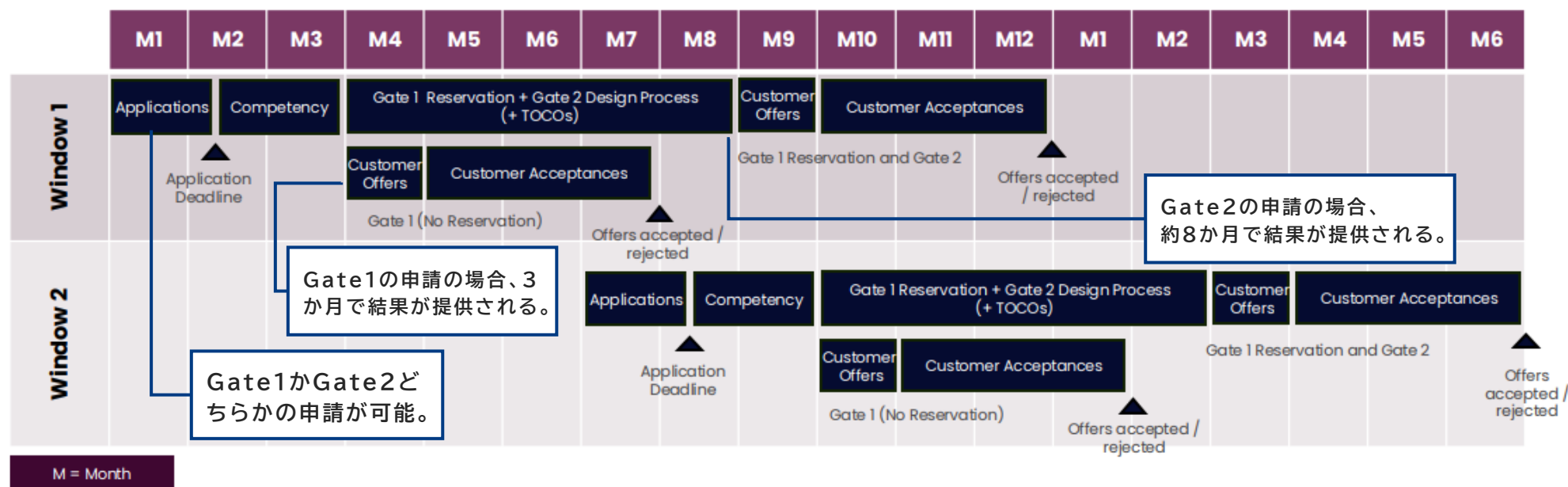
OfgemとDESNZによる系統連系改革 Connections Action Plan (2023年11月)

アクションプラン	概要
参入要件の引き上げ Raise entry requirements	送電接続を申請するプロジェクトの質を向上させ、投機的な接続申請を抑制するために、Ofgemの承認を条件として、ESOは送電系統への接続申請が受理されるために土地所有者からの許可を証明する土地所有者の権限付与書を要求する。
停滞プロジェクトの除去 Remove stalled projects	より実行可能性の高いプロジェクトのために接続容量を解放する。接続契約において顧客が達成すべきマイルストーンを設定し、達成できない場合は契約を終了し、その顧客は順番待ちリストから除外される。配電系統で既存の接続マイルストーンを見直し、改善する。
既存の系統容量の有効活用 Better utilise existing network capacity	ESOとネットワーク会社による接続への影響評価方法を変更し、ノンファーム型の柔軟な接続を含むフレキシビリティの利用を強化する。
系統容量配分の改善 Better allocate available network capacity	「先着順」ではなく「迅速に容量を利用できるプロジェクト」を優先する方法に変更する。DESNZは投資局と協力して、戦略的に最も重要なプロジェクトがタイムリーな系統連系ができるように管理する。
データとプロセスの改善 Improve data and processes and sharpen obligations and incentives	ESOとネットワーク会社に対して義務とインセンティブを強化し、顧客が系統状態を理解し、質の高い接続申請を行えるようにする。また、ネットワーク会社がタイムリーな接続と高品質な顧客サービスを提供することを保証する。この一環として、OfgemはESOとネットワーク会社へのインセンティブ、義務、および要件について総合的なレビューを行う。
長期的な接続プロセスモデルの開発 Develop longer term connections process models aligned with strategic planning and market reform	長期インフラ計画であるStrategic Spatial Energy Plan(SSEP)と市場改革に沿った長期的な接続プロセスモデルを開発し、連系設備が戦略的成果を達成するために接続されていることを保証し、ネットゼロエネルギーシステムへの迅速かつ効率的な移行を実現する。

ESOによる系統連系手続きの制度改革 | TMO4+ (1/2)

- 英国では系統接続改革が進んでおり、2025年1月より新たな接続プロセスTMO4+が開始した。
- 新プロセスでは、“Gate”と“Window”が導入され、年2回申請の窓口が開かれる“Window”により系統連系申請を一括でレビューし、2段階の“Gate”により実現可能性の高いプロジェクトを早期接続を可能にする。
 - Gate1では、プロジェクトに対する暫定的な連系点と接続日が提供される。Gate1への登録は任意であり、ESOがGate1でのオファーを予約することも可能(ESOの系統計画に盛り込まれるようなプロジェクトが該当)。
 - Gate2では、プロジェクトの正式な連系点と接続日が確定する。Gate2を通過後もQM(Queue Management)プロセスが存在し、逐次当該基準が確認され、基準以下の場合は連系手続きから除外される。
 - Gate2を通過したプロジェクトに対しては、CCF(容量コミットメント料金)として保証金を£20,000/MW支払う必要がある。

系統連系手続きプロセスの概要(TMO4+)



ESOによる系統連系手続きの制度改革 | TMO4+ (2/2)

- 改革後は、Gate2を通過するために「Readiness」と「Strategic Alignment」の要件が求められる。
 - 「Readiness」はプロジェクトの実現可能性に関わる部分であり、土地の権利証明、計画申請書の提出の大きく2つの基準が求められている。
 - 「Strategic Alignment」では、プロジェクトの必要性に関わる部分であり、国家的な戦略に則したプロジェクトかどうかの判断が行われる。

系統連系手続きプロセスの概要(TMO4+)

Readiness 準備要件	土地	- プロジェクトがある場所の最低面積要件を満たすこと。 - プロジェクトがある場所の「Original Red Line Boundary(プロジェクトの敷地を明確に定義する境界線)」の提供。 - 土地権利の確保。
	計画	DCOプロセス(開発許可命令プロセス)に従う、土地利用や建設計画を示した計画同意申請の提出および検証。
Strategic Alignment 戦略との適合性要件		下記のいずれか1つを満たす必要がある。 - 政府のClean Power 2030 Action Plan(CP30 Plan)に整合していること。 - プロジェクトが「Project Designation Methodology」に基づき「指定プロジェクト※」として認定されていること。 - プロジェクトがCP30Planの範囲外である場合でも、送電系統に直接接続する需要プロジェクトとして認められること。

※ 指定プロジェクトとは、「エネルギー供給の安全性にとって重要」、「系統運用に不可欠」、「ネットワーク制約を大幅に緩和する」、「新技術等を用いた革新的なプロジェクト」といった特徴をもつプロジェクトのことを指す。

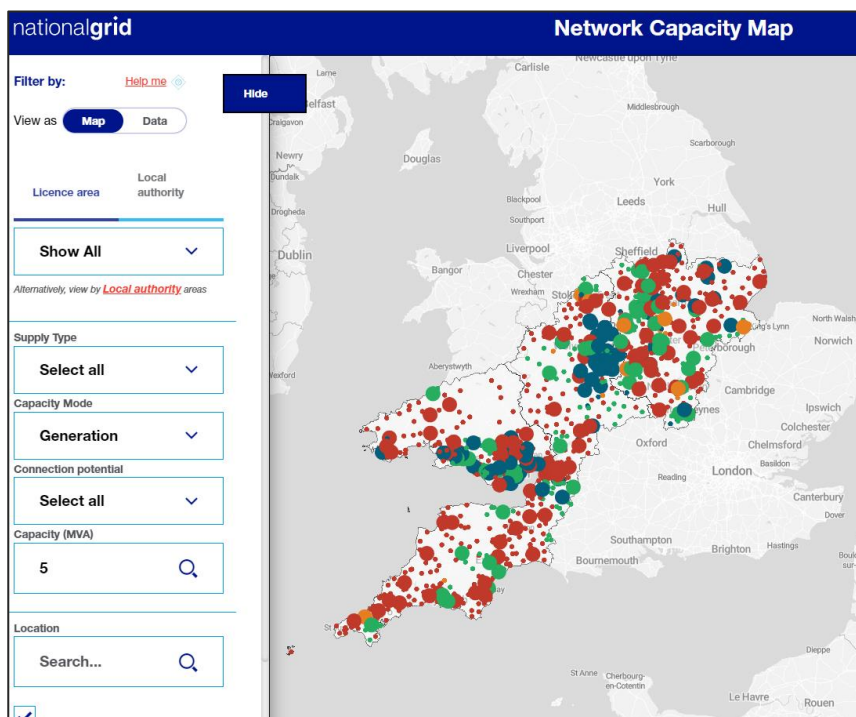
出所)Osborne Clarke, “The Energy Transition | NESO lays out ambitions for UK clean power by 2030”,
閲覧日:2025年1月10日, <https://www.osborneclarke.com/insights/energy-transition-neso-lays-out-ambitions-uk-clean-power-2030>,
NESO, “Gate 2 Criteria Methodology”, 閲覧日:2025年1月10日, <https://www.neso.energy/document/346656/download> を基に三菱総合研究所作成

系統公開情報 | 送電系統と配電系統の空き容量マップ

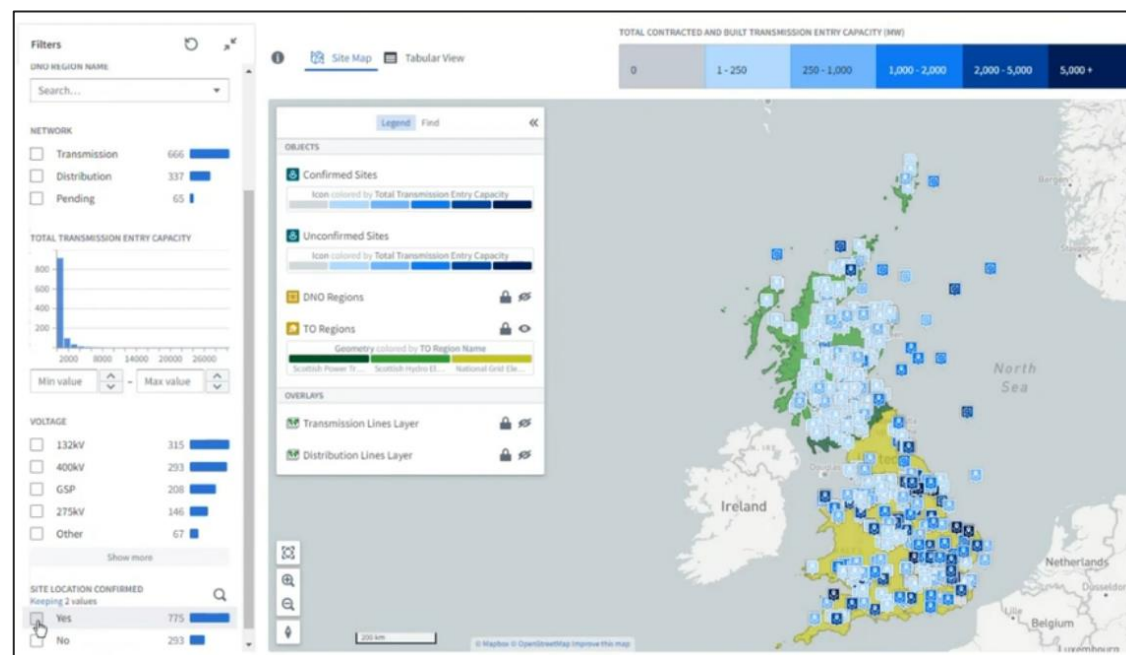
- 各DNOは配電系統の空き容量マッピングを公開している。
 - NGEDはNetwork Capacity mapで空き容量を公開している。
- National Grid ESOは送電系統の空き容量をConnections 360で公開している。
 - 従来は熱容量をもとに空き容量を計算していたが、近年は順潮流・逆潮流の双方に対して電圧も考慮した空き容量の計算も実施されている※。

※ ENAへのヒアリングに基づく情報

英国 配電系統の空き容量マップ(NGED)



英国 送電系統の空き容量マップ



出所)National Grid, “Network Capacity Map Application”, 閲覧日:2024年11月20日,
<https://www.nationalgrid.co.uk/our-network/network-capacity-map-application>

出所)NESO, “Connections 360”, 閲覧日:2024年11月20日,
https://players.brightcove.net/6415851838001/default_default/index.html?videoId=6363863279112

配電系統連系手続における認証登録



- 系統接続する電源機器は、ENAのType Test Register(現Connect Direct)に登録することでEREC G98とG99に準拠した型式試験済みであることを証明することが可能。
 - 認証済み機器を用いた接続プロセスでは、申請時に製造参照番号を参照することで、技術基準への適合性証明の文書をDNOに提出する必要がなくなり、省プロセス化することができる。
- EREC G98, G99のフォームに則った試験結果をType Test Verification ReportとしてENAに提出しType Test Registerに登録した後、適合性の評価が行われ、結果が公表されている。
 - 試験機関の規定はなく、機器メーカーが任意の試験機関(TÜV Rheinland やIntertekなど)に試験を依頼し、Type Test Verification Reportの申請に必要な試験データの測定をおこなっていると推察される。

Type Test Verification Reportの試験項目

動作範囲	1. Operating Range
PQ - 高調波	2. PQ - Harmonics
PQ - 電圧変動とフリッカ	3. PQ - Voltage Fluctuation and Flicker
PQ - DC注入(パワーパークモジュールのみ)	4. PQ - DC Injection (Power Park Modules only)
力率	5. Power Factor (PF)
周波数保護トリップとFRT試験	6. Frequency protection trip and ride through tests
電圧保護トリップとFRT試験	7. Voltage protection trip and ride through tests
保護 - メイン損失テスト、ベクトルシフトおよびRoCoF安定性テスト	8. Protection - Loss of Mains Test, Vector Shift and RoCoF Stability Test
LFSM-Oテスト	9. LFSM-O Test
保護 - 再接続タイマー	10. Protection - Reconnection Timer
故障レベル寄与	11. Fault Level Contribution
配線機能テスト	12. Wiring functional test if required by paragraph 15.2.1 (attach relevant schedule of tests)
ロジック・インターフェース	13. Logic Interface (input port)

HUAWEIの申請書サンプル

Test Report issued under the responsibility of: **Intertek**
Total Quality Assured.

TEST REPORT
Engineering Recommendation G99
Issue 1 - Amendment 9
3 October 2022
Requirements for the connection of generation equipment in parallel with public distribution networks

Report Reference No.: 231124014GZU-001

Tested by (name + signature): Gaoson Li
Engineer

Approved by (name + signature): Drewe Zhou
Reviewer

Date of issue: 18 Jan 2024

Contents: 46 Pages

Testing Laboratory: Intertek Testing Services Shenzhen Ltd. Guangzhou Branch
Address: Room 101/301/401/102/202/302/402/502/602/702/802, No. 7-2, Capiin Road, Huanggu District, Guangzhou, Guangdong, China

Testing location / procedure: TL ☒ SMT ☐ TMP ☐

Testing location / address: Same as above

Applicant's name: Huawei Technologies Co., Ltd.
Address: Administration Building, Headquarters of Huawei Technologies Co., Ltd., Bantian, Longgang District, Shenzhen, Guangdong, 518129, China

Test specification:
Standard: G99 Issue 1 Amendment 9.3 October 2022
Test procedure: Type approval for Type A
Non-standard test method: N/A

Test Report Form/blank test report
Test Report Form No.: TTRF_G99_V1.2
TRF Originator: Intertek
Master TRF: 2019-06

This publication may be reproduced in whole or in part for non-commercial purpose as long as Intertek is acknowledged as copyright owner and source of the material. Intertek takes no responsibility and will not assume liability for damages resulting from the reader's interpretation of the reproduced material due to its placement and content.

Test item description: Smart PCS
Trade Mark:

Manufacturer: Same as applicant
Model/Type reference: LUNA2000-200KTL-H1, LUNA2000-200KTL-H0

Intertekが試験を行いレポートを作成

小規模電源の技術要件およびインストーラーの認証 | MCS



- 50kW以下の電源の技術要件及びインストーラーの要件の認証としてMCS(Microgeneration Certification Scheme)が存在する。
 - ENAの系統連系ガイドラインにおいて、認証を受けた電源、インストーラーの検索の際にMCSを用いるように推奨されている。
 - 2007年の設立時は英国政府により管理されていたが、2018年よりMCS Service Company Limitedと呼ばれる非営利団体に移管された。
- 系統連系のG98、G99要件を満たす機器認証およびインストーラーの認証として用いることができるほか、再生エネルギー発電設備においてはSmart Export Guaranteeと呼ばれる助成金の利用時にMCS認証を用いることができる。一方で、現状は蓄電池への機器認証は設けられておらず、蓄電池のインストーラー認証のみ提供している。

MCSによる蓄電池インストーラー検索画面

The screenshot shows the MCS 'Find a Contractor' search interface. On the left, the 'What would you like installed?' section has 'Battery Storage' selected. Below it, the 'Find Contractors that are based close to you' section has a location input field. The 'Or, find Contractors that operate in your chosen region(s)' section has several regional checkboxes, with 'England' and 'East of England' selected. At the bottom, there is a 'SEARCH' button. On the right, a list of certified installers is shown, including EverBright Solar Ltd, Elite Solar PV Ltd, HDS Electrical Ltd, and Rickards A'I Gwmni Cyf. Annotations in blue boxes point to the 'Battery Storage' selection and the list of installers.

What would you like installed?

☐ Air Source Heat Pump ☒ Battery Storage ☐ Biomass
☐ Exhaust Air Heat Pump ☐ Gas Absorption Heat Pump ☐ Ground/Water Source Heat Pump
☐ Micro CHP ☐ Solar Assisted Heat Pump ☐ Solar PV
☐ Solar Thermal ☐ Wind

Find Contractors that are based close to you

Start typing a location...

Or, find Contractors that operate in your chosen region(s)

☒ East of England ☒ East Midlands ☒ London ☒ North East
☒ North West ☒ South East ☒ South West ☒ West Midlands
☒ Yorkshire & Humberside

☒ England ☐ Scotland ☐ Wales ☐ All of the UK

Or, find Contractors that are registered to participate in the Boiler Upgrade Scheme

☐ Registered for Boiler Upgrade Scheme

SEARCH

電源タイプの選択

地域を選択

MCS CERTIFIED

EverBright Solar Ltd
Certification Number: NAP-76142

MCS CERTIFIED

Elite Solar PV Ltd
Certification Number: NAP-70812

MCS CERTIFIED

HDS Electrical Ltd
Certification Number: NAP-51833

MCS CERTIFIED

Rickards A'I Gwmni Cyf.
Certification Number: NIC-601336

MCS認定を受けたインストーラーが表示される

ENAの型式試験データベース | Connect Direct



- ENAは、配電系統に連系するリソース機器の詳細を入力し、型式試験文書をアップロードすることができる型式試験台帳ウェブサイト(Connect Direct)を運営。2024年4月16日より、旧システムであるENA Type test registerからConnect Directに当該機能とすべてのデータが移行された。
- このプラットフォームの製造参照番号を系統連系申請の際に用いることで、G98、G99の技術要件を満たすことを証明することができる。
- 登録には製造者自身もしくは第三者機関の英国により認定された試験所で機器テストを行う必要があり、そのテストデータをG99の申請フォームに記入しConnect Directにアップロードする。その後、ENAのコンサルタントにより内容が確認され、型式試験済みの認証が得られる※。

※ ENAへのヒアリングに基づく情報

英国における配電系統連系リソースの型式試験台帳ウェブサイト

製造参照番号	審査結果	公開日	製造者	モデル	分類	タイプ	容量	三相/単層
System Reference	Compliance Status	Date Published	Manufacturer	Model	Category	Type ↑	Capacity (kW)	Phase
QUANT/02420/V1	⚠ Non-compliant	23/9/2020	Quantum ES Limited	Power Box PB42	Inverter	CHP Unit	42	3
SOFAR/02481/V1	⚠ Non-compliant	30/9/2020	Sofarsolar Co. Ltd	Hybrid Inverter/HYD 6000-ES	Inverter	Energy Storage Device	6	1
TESLA/00217/V1/A1	✅ Compliant	21/6/2019	Tesla	Powerwall	Inverter	Energy Storage Device	5	1
SINYX/02192/V1/A1	✅ Compliant	28/8/2020	SINY	MASI-70KR1	Inverter	Energy Storage Device	70	3

Asynchronous Machine
Component (e.g. interface protection)
Inverter
Stand-alone G100 Device
Synchronous Machine

CHP Unit
Domestic CHP
Energy Storage Device
Export Limiting Device
Fuel Cell
Generating Unit
Hydro Generation Unit
Interface Protection Device
Other
PV
Stand-alone G100 Device
Vehicle to Grid (V2G) Charging Device

出所) ENA, “connect direct”, 閲覧日:2024年10月23日, <https://connect-direct.energynetworks.org/device-databases/search-gen>
に三菱総合研究所加筆

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

まとめ

日本

米国(連邦大,PJM,CAISO)

英国

ドイツ

イタリア

米国・欧州における蓄電池・蓄電システムの安全性に関する規格、認証等

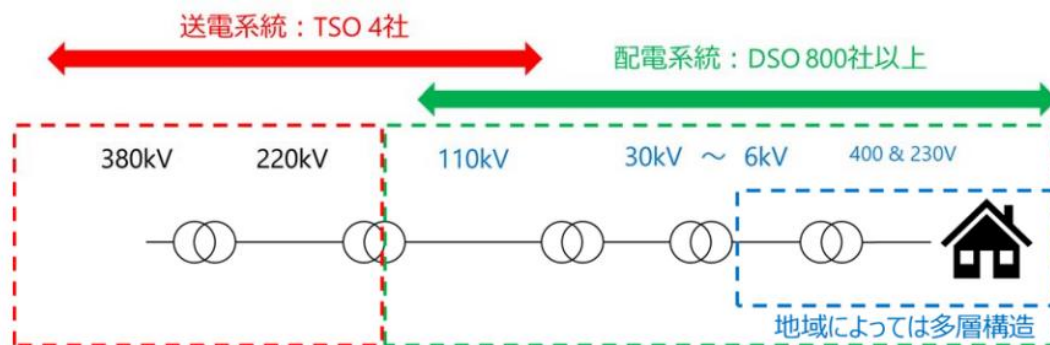
ドイツにおける系統連系

- 380/220kV(特別高圧)がTSO管轄、110kV(高圧)、30/20/10kV(中圧)、400/230V(低圧)はDSO管轄となっている。ただし、あるDSOの下に別のDSOが系統を管轄する個所もある多層構造となっている地域もある。
- TSOは4社(50Hertz, Tennet, Amprion, TransnetBW)存在する。
- DSOは自治体別の公営企業であるシュタットベルケを含めて900社ほど存在する。

ドイツ国内の各TSO供給エリア



ドイツの電圧階級区分



出所) VIRTUELLES KRAFTWERK, “Übertragungsnetzbetreiber”, 閲覧日:2024年10月2日, <https://www.interconnector.de/wissen/uebertragungsnetzbetreiber/>,
Amprion, “Stromflüsse ändern sich – die Spannung bleibt konstant Höchstspannung garantiert”, 閲覧日:10月2日, [https://www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2019/H%C3%B6chstspannung-garantiert.html#:~:text=An%20einer%20Steckdose%20liegt%20die,sind%20380%20Kilovolt%20\(kV\).](https://www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2019/H%C3%B6chstspannung-garantiert.html#:~:text=An%20einer%20Steckdose%20liegt%20die,sind%20380%20Kilovolt%20(kV).)

ドイツの送電系統への連系

- 出力100MW以上の発電設備を110kV以上の送電系統へ接続する際の手続き方法はPower Plant Grid Connection Ordinance – KraftNAV (June 26th, 2007)によって定められている。
※以降、TSOの代表例としてAmprionの公開している手続きを示す。

送電系統への連系手続きの概要とタイムライン(Amprionの例)

2週間	接続申請	申請者による接続申請、適格であると認められた場合に受理
	受付回答	Amprionより接続検討費用と実現可能性評価についての情報を提示
	接続検討費用前払い	申請者による、接続検討費用(25%)の前払い
3か月	接続検討	Amprionによる接続検討完了後、接続コミットメントの発行および系統容量の予約
	調査費用・予約料金支払い	申請者が接続検討費用残金(75%)および系統容量予約金(€1,000/MW)の支払い
	接続コミットメントの有効化	入金の確認が取れ次第、接続コミットメントが有効化
3か月	契約までの交渉日程の準備	系統接続契約の交渉スケジュールを準備
	系統接続契約の締結	法や条例で定める事項を含む系統接続契約を締結
12か月		

出所) Amprion, “GRID CONNECTION PROCEDURE FOR POWER PLANTS”, 閲覧日: 2024年10月2日,
[https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Netzkunden/Netzanschlussregeln/Kraftwerke/2024/Netzanschlussverfahren-f%C3%BCr-Erzeugungsanlage-\(EN\)-Pr%C3%A4sident-231018.pdf](https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Netzkunden/Netzanschlussregeln/Kraftwerke/2024/Netzanschlussverfahren-f%C3%BCr-Erzeugungsanlage-(EN)-Pr%C3%A4sident-231018.pdf) を基に三菱総合研究所作成

ドイツの送電系統への連系

- 接続申請に当たっては、事業者はVDE-AR-N 4130(ドイツ電気技術者協会規格)により定められた申請書や発電プラントのデータシートなどの提出が求められる。申請受理後、TSOにより、系統分析などを含む接続検討がなされ、接続ポイントや接続に際し必要な措置などが決定される。

送電系統への連系手続きの詳細(Amprionの例)

Qualified Request (接続申請)		接続申請に当たっては、以下の情報をAmprionに提出 ・ 申請書 (VDE-AR-N 4130 Appendix E.1) ・ 発電プラント/蓄電施設のデータシート (VDE-AR-N 4130 Appendix E.6) ・ プロジェクトスケジュール (複数の拡張フェーズがある場合、これらのフェーズを指定) ・ 敷地計画 (区画番号、座標、または住所を含む) ・ (予備)系統および発電施設への接続の単線図(発電施設の敷地内の運用設備を含む)
Network Studies (接続検討)	Individual Feasibility Study	・ 特別高圧送電網への接続のための系統分析を実施 ・ 適切な接続ポイントを決定 ・ 適切な接続のために必要な措置、コストを決定 ・ 接続要求が送電網に及ぼすその他の影響を評価
	Network Diagram and Load Flow Model	・ AmprionがWebに公開しているNetwork DiagramとLoad Flow Modelにより系統接続が予定される地域の系統の状況について調査(Load Flow Modelには、Amprionの送電網における電力フローと発電所設置容量の概要が含まれており、将来の発電所への給電状況と負荷フローが簡略化された形で示されている)
Connection Commitment (接続コミットメント)		・ 系統接続容量の予約を含む接続確約書を発行 ・ 1MWあたり1,000ユーロの予約金を支払うと、フィージビリティ・スタディで準備された系統接続コンセプトが申請者に保証 ※ 発電所が建設されず、申請者にその責任がないと判断された場合には予約金は返金される。 ・ 接続コミットメント発行後3か月以内に系統接続系契約の交渉スケジュールを作成
Grid Connection Contract (系統接続契約)		・ 接続コミットメント発行後12か月以内に系統接続契約を締結 ・ 契約の締結をもって、申請者とAmprionは系統接続実現のためのさらなるスケジュールに合意
Other Contracts (その他の契約)		・ Amprionの送電網に電力を供給するために必要なその他の契約を締結(特に、接続使用契約、送電網使用契約、接続設置契約、送電網管理契約)

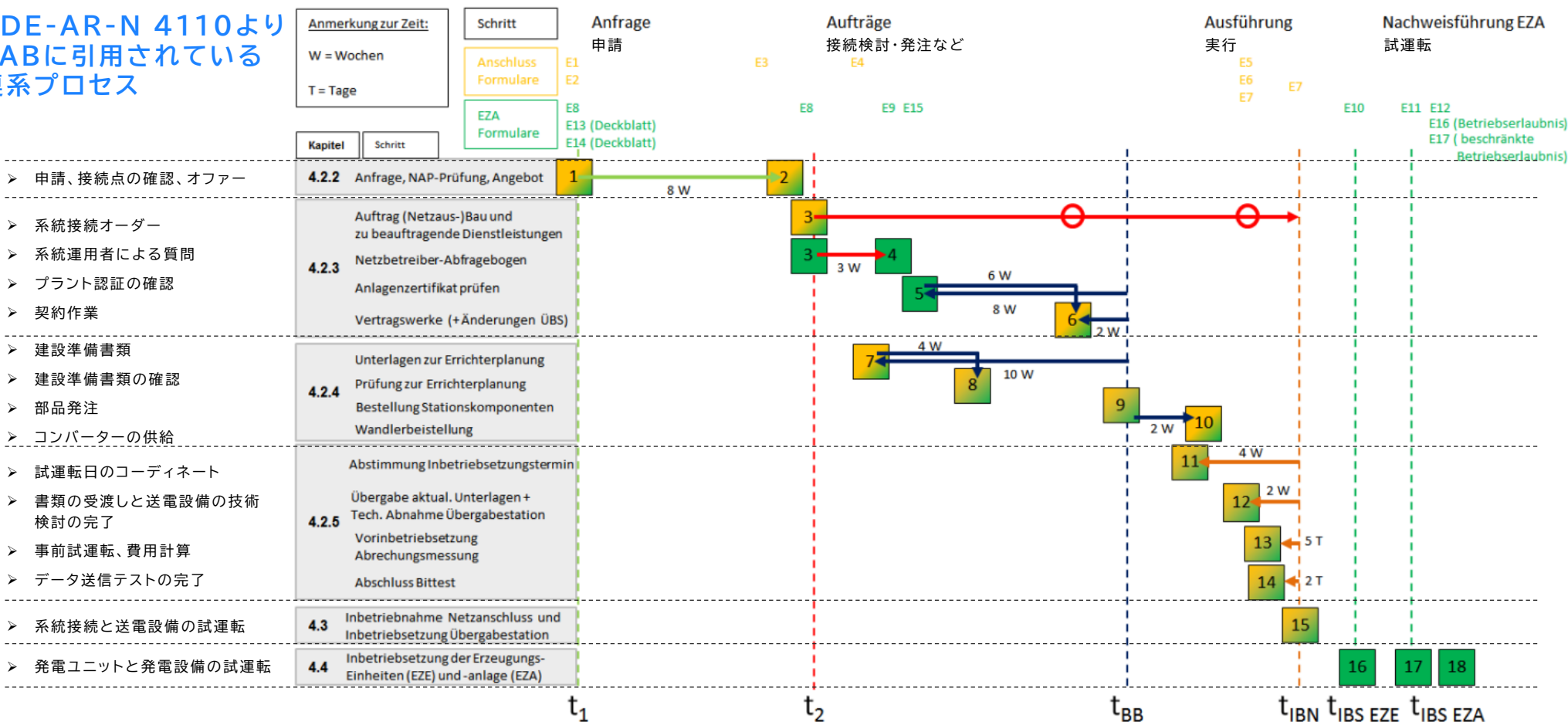
出所) Amprion, “Procedure for Connection Requests by Power Plant Operators for the Purpose of Feeding Electricity into the Grid of Amprion GmbH”, 閲覧日2024年10月4日, <https://www.amprion.net/Market/Grid-Customer/Grid-Connection/Power-Plants.html> を基に三菱総合研究所作成

ドイツの配電系統への連系

■ドイツのDSOのN-ERGIE Netzは中圧系統(30/20/10kV)連系時の技術要件である(VDE-AR-N 4110)を補完する位置づけの系統連系技術要件(TAB)を公開している。

■TABによれば、VDE-AR-N 4110にて連系プロセスフローが定義されている(下図、日本語は三菱総合研究所加筆)。

VDE-AR-N 4110より TABに引用されている 連系プロセス



出所) N-ERGIE netz, "TAB Mittelspannung der N-ERGIE Netz GmbH Technische Anschlussbedingungen für Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (nach VDE-AR-N 4110)", 閲覧日:2024年10月8日, https://www.n-ergie-netz.de/public/remotemedien/media/nng/partner_2/installateur_1/info_1/strom_9/N_TAB_Mittelspannung_NNG.pdf に三菱総合研究所加筆

ドイツ 技術要件を満たすことの検証についての規定

- 電気技術特性検証条例(通称NELEV)は、発電および蓄電設備が系統連系要件に準拠していることを示す認証等について定める。
- RfGに基づくドイツのType B、Type Cの発電設備はDIN EN ISO/IEC 17065に準拠した認証機関よりプラント認証(“Anlagenzertifikat”)を取得することが義務付けられている。(NELEV Section 2 (2)(2a))
- Type Dについても、TSO定める系統連系要件にプラント認証の取得が含まれている。(例:50Hertz)
- 総設備容量が500kW以下かつ系統への供出電力が270kW以下のシステムはプラント証明の取得義務が免除。

RfGに基づくドイツの発電設備の分類

分類	接続電圧	容量範囲
Type A	110 kV 未満	135 kW 未満
Type B		135 kW 以上
Type C		36 MW以上
Type D	110 kV 以上	45 MW 以上

認証の分類とその概要

分類	概要
Anlagenzertifikat (プラント認証)	発電プラントの計画段階において、そのプラントが系統連系要件を満たすことを示すためのもの。ユニット・コンポーネント認証書に加えて、単線結線図や制御・保護コンセプト、その他機器(ケーブル、トランス、サーキットブレーカー、等)のデータシート、TSOの接続条件等の提出が求められる。
Einheitenzertifikat (ユニット認証)	発電ユニットが系統連系要件を満たすことを示すためのもの。プラント認証に使用される詳細な測定データ等が含まれる。2025年2月1日より、ユニット認証情報のデータベース(ZEREZ)への登録が義務化される。
Komponentenzertifikat (コンポーネント認証)	発電プラント・ユニットのコンポーネントが系統連系要件を満たすことを示すためのもの。VDE規格により、特定の部品(保護装置、保護リレー、等)は発電プラント・ユニットの電気的特性に大きな影響を与えるとして、認証取得が義務付けられている。2025年2月1日より、コンポーネント認証情報のデータベース(ZEREZ)への登録が義務化される。

出所) Bundesnetzagentur, “ANTRAG AUF GENEHMIGUNG DER SCHWELLENWERTE FÜR DIE MAXIMALKAPAZITÄT VON STROMERZEUGUNGSANLAGEN DES TYPUS B, C UND D GEMÄß ART. 5 ABS. 3 RfG”, 閲覧日: 2024年10月4日, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2016/BK6-16-166/BK6-16-166_Antrag_%C3%9CNB.pdf?_blob=publicationFile&v=1, European Union, “Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (Text with EEA relevance)”, 閲覧日: 2024年10月4日, <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj>, BMWK, “Beschleunigter, Netzanschluss von Stromerzeugungs- und Stromspeicheranlagen”, 閲覧日: 2024年10月4日, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/05/20240517-beschleunigter-netzanschluss-von-stromerzeugungs-und-stromspeicheranlagen.html>, 50hertz, “TECHNISCHE ANSCHLUSSBEDINGUNGEN DER 50HERTZ TRANSMISSION GMBH Teil A: Ergänzungen zur VDE-AR-N 4130”, 閲覧日: 2024年10月4日, https://www.50hertz.com/xspProxy/api/staticfiles/50hertz-client/dokumente/vertragspartner/netzanschluss/2023-06-13_50hertz_tab_hochstspannung.pdf を基に三菱総合研究所作成

ドイツ プラント認証の分類

- プラント認証には、発電設備の出力によって3つの区分 (Type A、B、C) が存在する。
- プラント認証取得支援サービスを提供するcertflow社によれば、認証取得費用の目安は Type Aは€ 10,000～、Type Bは€ 6,000～15,000 程度とされる。
- 認証団体である8.2 Certifiactionによれば、認証取得に掛かる期間は平均2～4週間、最大8週間。早いケースでは数日で完了することもあるとされる。

分類	概要	主な検査項目	取得費用目安(€)
プラント認証 Type A	出力950kW以上の発電設備に適用される標準的認証	・ 系統への影響と高調波 ・ 静的応力安定性 ・ 動的および準動的挙動 ・ 保護と制御のコンセプト ・ 機器の寸法測定	10,000～ ※接続先の電圧やユニット数による
プラント認証 Type B	950kW以下の発電設備に適用される簡略化された認証(ただし、総設備容量が500kW以下かつ系統への供出電力が270kW以下は免除)	・ 有効なユニット認証書を基にした、発電ユニットの電気的特性 ・ 静的ストレス維持への挙動 ・ 保護と制御のコンセプト、アクティブ・パワー制御、ネットワーク・セキュリティ管理	6,000～15,000 ※システム構成、ユニット数による
プラント認証 Type C	認証出力が5MVA以上の発電設備に適用される個別認証 少ロット(5ユニット以下)で生産されユニット認証がないものや、テストベンチでの評価ができないものが対象	・ 主に計算・シミュレーションによる検討 ・ 個別コンポーネントの評価によるシミュレーションモデルの検証 (プラント認証取得により暫定的試運転許可が与えられる。その後、現地での検査後に完了する。)	情報なし

出所) 8.2 Certification GmbH, “Leistungen”, 閲覧日:2024年10月8日, <https://8p2-certification.com/leistungen/>, Certflow, “Alles, was Sie über die Kosten für ein Anlagenzertifikat Typ B wissen müssen”, 閲覧日:2024年10月8日, <https://www.certflow.de/blog/anlagenzertifikat-typ-b-kosten>, badenova NETZE, “Anlagenzertifikat”, 閲覧日:2024年10月8日, https://badenovanetze.de/netzkunden/einspeiser/erzeugungsanlage-anmelden/anlagenzertifikat/?accordion_574710=2, 8.2 Certification GmbH, “Verfahren Anlagenzertifizierung”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://8p2-certification.com/faq/anlagenzertifikat-prozessbeschreibung/> を基に三菱総合研究所作成

ドイツ 認証機関とグリッドコード

- プラント、ユニット、コンポーネントの認証書は、DIN EN ISO/IEC 17065に準拠しているとGerman Accreditation Body(DAKkS)によって認められた認証機関によってのみ発行が可能。
- 蓄電池の系統連系手続きにおいて利用可能な認証機関は、日本はJETのみである一方ドイツには複数存在する。
 - プラント認証機関:Web検索で確認できたものだけで16団体。(KIWA、8.2 Certification、M.O.E.、TUV等)
 - ユニット・コンポーネント認証機関:ZEREZ上で登録しているデータより確認できたものだけで28団体。(KIWA、TUV等)
- なお、ドイツにおけるグリッドコード(系統連系技術要件)はVDE-FNNが定める。

ドイツのグリッドコード

VDE規格	適用先
VDE-AR-N-4130	380/220kV(特別高圧)
VDE-AR-N-4120	110kV(高圧)
VDE-AR-N-4110	30/20/10kV(中圧)
VDE-AR-N-4105	400/230V(低圧)

出所) Certflow, “Alles, was Sie über die Kosten für ein Anlagenzertifikat Typ B wissen müssen”, 閲覧日:2024年10月8日, <https://www.certflow.de/blog/anlagenzertifikat-typ-b-kosten>, European Union, “Implementation of the network code on requirements for grid connection of generators”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/ee9ecda7-6788-11eb-aeb5-01aa75ed71a1/language-en> を基に三菱総合研究所作成

(参考)ドイツ 蓄電システムの系統接続における課題

- ドイツの蓄電システムオペレーターのKyon Energyは、ドイツにおいて蓄電システムが直面する課題として、主に現状の法制度に由来した以下の点を挙げている。ドイツの再生可能エネルギー協会も一部同様の懸念を示しており、「蓄電システムへの貯蔵」をエネルギー法において明確に、発電、送電、配電、または最終消費と区別できるようにすべきではないか、と指摘している。
 1. 再エネには与えられている優先接続の権利がないため、系統接続要求の処理時間が長期化している。
 2. 常に蓄電池の最大容量が使用されることを想定して系統接続の検討がなされるため、過大なコスト・対策(系統増強など)が求められる場合がある。
 3. 系統増強に使用される建設費補助金(Baukostenzuschuss)の費用負担がプロジェクト全体のコストの最大20%に達するなど、採算性悪化の原因となっている。
 4. 蓄電システムの送電料金免除措置が2029年半ばで失効するため、措置失効後に建設される蓄電システムが競争力を失いかねず、導入意欲が減退しかねない。

出所) E-Bridge Consulting, “Herausforderungen und Lösungen für den Netzanschluss von Speichern in Verteilnetzen”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://e-bridge.de/wp-content/uploads/2024/01/Herausforderungen-und-Loesungen-fuer-den-Netzanschluss-von-Speichern-in-Verteilnetzen-et-11-2023.pdf>,

Kyon Energy, “Der Netzanschluss als Bottleneck der Energiewende?”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://www.kyon-energy.de/blog/der-netzanschluss-als-bottleneck-der-energiewende>,

PV Magazine, “Die Uhr tickt: Warum es dringend eine Gesetzgebung für Batteriespeicher braucht”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://www.pv-magazine.de/2023/09/11/die-uhr-tickt-warum-es-dringend-eine-gesetzgebung-fuer-batteriespeicher-braucht/>,

BEE, “Stellungnahme BEE-Stellungnahme zur Stromspeicherstrategie des BMWK”, 閲覧日:2024年10月15日, <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/bee-stellungnahme-zur-stromspeicherstrategie-des-bmwk> を基に三菱総合研究所作成

ドイツ 認証機器データベース ZEREZ



- 2024年5月17日発効のNELEVの改正条例により、インターネット上でアクセス可能なユニット・コンポーネント認証データベース（通称“ZEREZ”、FGW e.V.が委託運営）の運用が開始される。
- 分散電源ユニットおよびコンポーネントの認証情報の登録を義務付けるもので、全電圧が対象。
- 系統連系希望者がZEREZに登録されたユニットまたはコンポーネント証明書の登録番号を担当の系統運用者に連絡することのみで認証情報の確認が完了するため、系統接続手続きの円滑化に貢献することが期待される。
- 2025年2月1日～の認証登録義務化に向け、2024年10月時点ではテスト運用段階。登録件数は238件。

ドイツにおける分散電源ユニット・コンポーネントの認証情報データベース（ZEREZ）

ZEREZの画面例

Type	ZEREZ ID	Category/class/equip...	Norm	Primary Energy	Manufacturer	Maximum Active Pow...	Rated Voltage	Verification Document	Certificate Status	Certificate
Sinamics S120, 300kW Chassis(AM+ALM)	-	Other	VDE-AR-N 4110:2018-11	Storage	Ing.-Büro Pfenning	kW	230 V	Certificate	Valid / Ongoing	Not V
PQstorl-WM	-	Other	VDE-AR-N 4110:2018-11	Storage	Hitachi Energy Ltd.	kW	230 V	Certificate	Valid / Ongoing	Not V
AIC3890	-	Other	VDE-AR-N 4110:2018-11	Storage	Gustav Klein GmbH & Co. KG	kW	230 V	Certificate	Valid / Ongoing	Not V
APS1300-ES-2-360-S	-	Other	VDE-AR-N 4110:2018-11	Storage	VSTECH GmbH	kW	230 V	Certificate	Valid / Ongoing	Not V

個別製品の登録情報例（日本語は三菱総合研究所加筆）

Most Recent Certificate		Valid / Ongoing		Not Verified		Uploaded Documents	
Primary Energy Source	Other						
Category/Class/Equipment	Other						
Manufacturer	Hitachi Energy Ltd.						
Certificate Issue Date	May 26, 2023						
Certificate Number	21614-2-CER-E1						
ZEREZ ID	ZE-XHAW-BEPU						
Certificate Validity	May 26, 2023 - May 26, 2028						
Restrictions	- Protections and c... FULL TEXT						
ZEREZ ID	ZE-XHAW-BEPU						
Norm	VDE-AR-N 4110:2018-11						
Software Version	D_IC_SILENT unknown						
Imported At	05.04.2024 16:28						

UNIT PARAMETERS		CERTIFICATE HISTORY		認証ナンバ		認証団体		認証状態	
Certificate Number	Verification Document	ZEREZ ID	Certificate Body	Certificate Status	Imported At	Certificate Check			
21614-2-CER-E1	Certificate	-	Certification Entity for Renewable Energies, S.L.	Valid / Ongoing	05.04.2024 16:28	Not Verified			
20489-1-CER	Certificate	-	Certification Entity for Renewable Energies, S.L.	Valid / Ongoing	05.04.2024 16:26	Not Verified			

出所) FGW e.V., “ZEREZ - Zentrales Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate”, 閲覧日: 2024年10月2日, <https://www.zerez.net/>,
BMWk, “Beschleunigter Netzanschluss von Stromerzeugungs- und Stromspeicheranlagen”, 閲覧日: 2024年10月2日,
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/05/20240517-beschleunigter-netzanschluss-von-stromerzeugungs-und-stromspeicheranlagen.html>

BMWKによる蓄電システム拡大のための戦略

- 2023年12月、ドイツ連邦経済・気候保護省(BMWK)は、蓄電システムの導入拡大のために実施すべきと考える18の項目を含む、蓄電戦略(Stromspeicher-Strategie)を発表。2024年9月1日～2026年9月31日の期間で、Guidehouse、FfE、Stiftung Umweltenergierechtの三者が蓄電戦略の実行支援を受注。
- 18の項目のうちの1つとして「蓄電システムの系統接続の加速化」が挙げられており、その中でも
①技術的接続要件の標準化 ②系統接続手続きの簡素化 ③系統増強 ④コストの透明性の確保
に優先的に取組むとしている。
- その他、EEG第8条第1項に基づく再生可能エネルギー由来の電力の蓄電システムに適用される系統接続優先権を、すべての蓄電システムに拡大するかどうかを検討予定としている。
- なお、MONTEL社(ノルウェー)の2024年10月29日付の報道※によれば、TSOへのインタビューに基づく、現状ドイツにおける大型蓄電池の導入量が1.4GWであるのに対し、接続申請は161GWに上るとのこと。

蓄電戦略における18の実施項目

- | | |
|-----------------------|--------------------------|
| 1. 導入拡大の障害の分析 | 10.グリッドブースターの評価 |
| 2. 再エネとの統合を促進 | 11.双方向充電の可能性を活用 |
| 3. 系統使用料金の在り方の検討 | 12.揚水発電所の導入への障害を解消 |
| 4. 系統増強と接続コストへの財政的貢献 | 13.柔軟性の選択肢として強化 |
| 5. 系統接続の加速化 | 14.エネルギーシステムにける必要量の試算 |
| 6. 地域受容性の向上 | 15.統計データの活用 |
| 7. 許認可に関わる法に由来する障害の低減 | 16.技術革新と研究支援 |
| 8. 系統安定化への貢献 | 17.バッテリーセルとシステム部品の製造能力強化 |
| 9. 調整力提供能力の向上 | 18.業界との対話の深化 |

出所)BMWK, "Electricity Storage Strategy", 閲覧日2024年10月3日, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/electricity-storage-strategy.pdf?__blob=publicationFile&v=4, Stiftung Umweltenergierecht, "Begleitung der Umsetzung der Stromspeicher-Strategie des BMWK", 閲覧日:2024年10月21日, <https://stiftung-umweltenergierecht.de/projekte/begleitung-der-umsetzung-der-stromspeicher-strategie-des-bmwk/#:~:text=Strategie%20des%20BMWK-,Begleitung%20der%20Umsetzung%20der%20Stromspeicher%2DStrategie%20des%20BMWK,Systemintegration%20von%20Speichern%20zu%20Unterst%C3%BCtzen.>を基に三菱総合研究所作成

※ 出所)MONTEL Newsウェブサイト, "German surge in TSO battery capacity requests amid green growth" 閲覧日2024年10月3日, <https://montelnews.com/news/1e5f498e-2e21-49ae-b40d-8e6e5258f9cd/german-surge-in-tso-battery-capacity-requests-amid-green-growth#:~:text=1%20min%20read-,German%20surge%20in%20TSO%20battery%20capacity%20requests%20amid%20green%20growth,with%20the%201.4%20GW%20installed.>

蓄電戦略における18の実施項目と概要

#	項目	概要
1	導入拡大の障害の分析	蓄電システムの導入拡大に対する障害の特定とそれを取り除くための対策を検討。
2	再エネとの統合の促進	a) グリーン電力を活用する蓄電システム向けの補助金を失うことなく、系統のグレー電力を活用できる仕組みの構築。 b) 再エネ発電設備に蓄電システムを併設するインセンティブについて評価。
3	系統使用料金の在り方の検討	a) 蓄電システムの暫定的な系統使用料金の免除制度(～2029年)にとって代わる新しい制度について検討。 b) 系統接続量の引き下げや2025年～始まる時間帯別系統料金により、家庭用蓄電システムの等を系統へ恩恵のある使用をすることへのインセンティブを付与。
4	系統増強と接続コストへの財政的貢献	地域間の費用格差を解消し、系統増強や系統接続への費用負担に対する貢献について規定する制度を検討。
5	系統接続の加速化	①技術的接続要件の標準化 ②系統接続手続きの簡素化 ③系統増強 ④コストの透明性の確保 に優先的に取り組むと共に、系統接続優先権をすべての蓄電システムに拡大することを検討。
6	地域受容性の向上	a) 大規模蓄電システムの立地する地域社会がより恩恵を受けられるようにすることを検討。 b) 自治体の蓄電システムプロジェクトへの財政的参加を促す仕組みを検討。
7	許認可に関わる法に由来する障害の低減	ポンプ式水力発電所や大規模蓄電システムの建設の許認可制度をいかに短縮化できるかを産業界とも議論しながら検討。
8	系統安定化への貢献	市場ベースの調達システムや技術要件の導入により系統安定化への貢献を促進。
9	調整力提供能力の向上	将来的に電力貯蔵施設が提供できる調整力を増加させるために、技術要件や認可手続き等の環境を整備。

#	項目	概要
10	グリッドブースターの評価	送電網の重要拠点に蓄電池等を設置し系統のボトルネックを解消することを目指すプロジェクトの評価(2025年に運転開始予定の計画等が対象)を実施。
11	双方向充電の可能性を活用	電気自動車の双方向充電の可能性を最大限活かせるような枠組み作りに取り組む。
12	揚水発電所の導入への障害を解消	建設と運営を阻む障害を取り除くために業界との対話に引き続き取り組む。
13	柔軟性の選択肢として強化	異なる収入源を組み合わせる可能性も考慮し、市場及びグリッドにける柔軟性の選択肢としての蓄電システムを強化。
14	エネルギーシステムにおける必要量の試算	将来の蓄電システムのエネルギーシステムにおける必要量を試算し、ドイツのエネルギーシステム転換についてより客観的かつ具体的な議論を促進。
15	統計データの活用	マーケットデータレジスターに登録された過去から現在に至るまでの蓄電設備のデータを導入の拡大予測に活用することを業界と議論。システム部品や熟練労働者の需給についても考慮。
16	技術革新と研究支援	第八次エネルギー研究プログラムの下での支援強化を継続。応用研究プロジェクトではでは系統の安定運用と柔軟なエネルギーシステムといった包括的な目的に注力。
17	バッテリーセルとシステム部品の製造能力強化	製造能力強化を通じて、構造変化地域での再訓練や初期職業訓練を支援。バッテリーバスプロジェクトを通じた製造のデジタル化と持続可能性の推進。
18	業界との対話の深化	他の17の実施項目をいかに効果的に補完できるかを議論。

出所) BMWK, “Electricity Storage Strategy”, 閲覧日2024年10月3日, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/electricity-storage-strategy.pdf?_blob=publicationFile&v=4 を基に三菱総合研究所作成

(参考)50Hertz インタラクティブマップ

- TSOの50Hertzはホームページ上にインタラクティブマップを公開しており、比較的早期に蓄電池や発電設備の接続が可能な箇所を事前に把握できるようになっている。

※情報として取得可能なのは、図に記載の4段階の接続のしやすさのみであり、詳細(評価方法等)については問い合わせが必要な模様

50Hertz インタラクティブマップ



(参考) ドイツにおける蓄電池の法的扱い

- EEG法によれば、再生可能エネルギーにより蓄電する蓄電システムは、EEG法でされる再生可能エネルギー設備とみなされる。(section 3 no. 1 EEG Act 2023)
- 2023年3月22日の「地域計画法等の一部を改正する法律」は、**蓄電システムの設置に優先的な公益性があると規定**し、それによってエネルギー産業法第11c条を改正した。連邦経済・機構保護省(以降、BMWK)によれば、この主な目的は、**認可手続きにおいて蓄電プロジェクトに再生可能エネルギーと同水準の特権を与え、その拡大に資することとされる。**

(参考)ドイツにおける再生可能エネルギーの系統連系

- コロンビア大学公共政策大学院とKPMGによれば、ドイツにおいて系統に再生可能エネルギーを接続するまでに掛かる期間は1～2年※であり、ヨーロッパの中で最も短い国の部類に入る。これは、コネクトアンドマネージの活用や、すべての地域計画および設置承認を取得してから系統連系手続きに入るといった要件等のためではないか、とされている。
- ドイツでは再生可能エネルギー法(EEG)により、系統運用者は再生可能エネルギーを設置場所から最短直線距離で優先的に系統接続しなければならない、と定められている。
- さらに、2023年に施行されたEEG改正法では、「再生可能エネルギーの設備は最優先の公益であり、公共の安全に資するもの」という条文が追加された。JETROによればこれにより、気候中立が達成されるまでは導入や検討の際の利害調整で再エネ導入が優先される、とのこと。
- アムステルダム・ヴリエ大学環境学研究所によれば、EEG法により、新しい発電所に最も近い地点への接続にかかる費用は、メーター、遮断器、ケーブルなどの設置を含め、生産者が負担する。価格は各DSOが見積もり、接続オファーとともに生産者に通知される。送電網事業者は、必要に応じて送電網の拡張と最適化の費用を支援する、と定められている。

※ 両者ともBloombergNEFの有料記事“Germany’s Grid Holds Up Against Renewables Influx So Far”を引用している

出所) COLUMBIA SIPA, “What’s Next in Interconnection Reform? Lessons from International Experience”, 閲覧日2024年9月27日,

<https://www.energypolicy.columbia.edu/whats-next-in-interconnection-reform-lessons-from-international-experience/>,

KPMG, “Turning the tide in scaling renewables”, 閲覧日:10月9日, <https://kpmg.com/kpmg-us/content/dam/kpmg/pdf/2024/turning-the-tide-in-scaling-renewables-report.pdf>,

Bundesministerium der Justiz, “Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023)”, 閲覧日2024年9月27日, https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_8.html,

ScienceDirect, “The grid access of energy communities a comparison of power grid governance in France and Germany”, 閲覧日2024年9月27日,

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522003846> を基に三菱総合研究所作成

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

まとめ

日本

米国(連邦大,PJM,CAISO)

英国

ドイツ

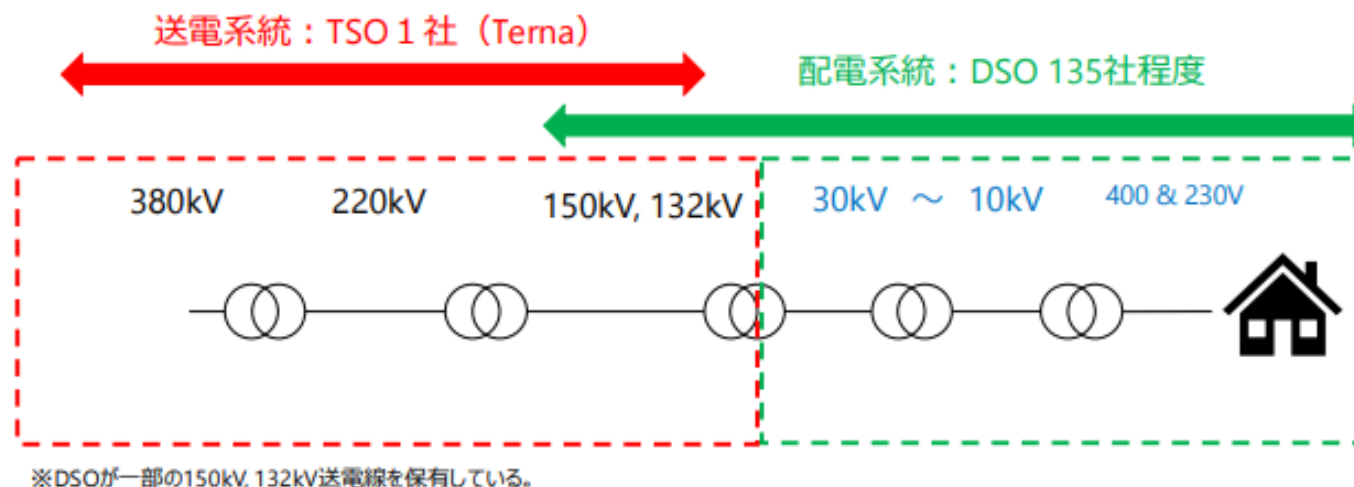
イタリア

米国・欧州における蓄電池・蓄電システムの安全性に関する規格、認証等

イタリアにおける系統連系

- 380/220/150/132kV(特別高圧)がTSO管轄、30kV(高圧)以下はDSO管轄となっている。
- 送電系統は国内唯一のTSOであるTernaが所有、管理、運用を行っている。
- DSOは135 社程度存在するが、最もシェアが高いのは、ENELの子会社である e-distribuzione(約 85%のシェア)となっている。
- 定格容量が10MW以上の電源は送電系統に、10MW以下の電源は配電系統に接続する。
(決議 ARG/elt 99/08 第6条第1項)

イタリアの電圧階級区分



出所) 電力広域的運営推進機関, “「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実 態に関する調査(平成30年度－海外調査)」”, 閲覧日: 2024年9月27日, <https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/files/2018kaigaihoukokusyo.pdf>,
Terna, “Grid Code - Introduction”, 閲覧日: 2024年9月27日, <https://download.terna.it/terna/0000/0123/57.PDF>

イタリアの送電系統への連系手続き

- 送電系統への連系要件は、TSOのTernaが定めるCode for transmission, dispatching, development and security of the grid(以下、Terna Grid Code)と、その基となっている、イタリアエネルギー環境局発行の文書ARG/elt 99/08(通称TICA)により規定されている。

送電系統への連系手続きの概要とタイムライン

	接続申請	申請者による接続申請、適格であると認められた場合に受理
90営業日	接続検討と見積もりの提示	Ternaによる技術検討後、接続見積り(連系に係る期間、費用、満たすべき事項、一般的な必要最低限の技術要件(STMG)、等)を提示
120営業日	見積りの受理	申請者は接続見積りが公開されてから120営業日以内に受理するかを判断し接続費用の30%を前払い
60営業日	接続承認と系統容量予約	Ternaが接続承認を公表 STMGは270日間有効となり、この間系統容量が予約
120/180営業日	認可プロセスの開始	見積りを受理後、120(高圧)もしくは180(特別高圧)営業日以内に、発電設備の建設と運転の認可プロセスを申請者が開始
	STMDのリクエスト	認可取得完了後申請者は詳細な必要最低限の技術要件(STMD、連系設備の設計と建設に関する最終仕様)の準備をTernaに要請すると共にその費用を支払い
90営業日	STMDの提示	TernaがSTMDを提示
60営業日	STMDの受領	申請者がSTMDを受領、接続費用の残金(70%)を支払い
	系統接続契約	契約書には、連系設備の建設のための所要期間、費用、条件、運用ルール、及び接続サービスの提供に関する規定および運営規定を含む

イタリアの配電系統への連系手続き

- 配電系統への連系要件は、DSOの定める契約規定(MMC)と、その基となっている、イタリアエネルギー環境局発行の文書 TICAにより規定されている。

配電系統への連系手続きの概要とタイムライン

	接続申請	申請者による接続申請、適格であると認められた場合に受理
20~70 営業日	接続検討と見積りの提示	見積り(STMG等)の提示の期限は100kW以下:20営業日、100~1,000 kW:45営業日、1,000kW以上:60営業日、高圧の場合70営業日以内※
45営業日	見積りの受理	申請者は接続見積もりが公開されてから45営業日以内に受理するかを判断し接続費用の30%を前払い
	接続承認と系統予約	容量1MWまでの設備の場合見積りの受理により系統容量が予約 それ以外の設備の場合はSTMGは210日間有効となり、この間系統容量が予約
60/90 営業日	認可プロセスの開始	見積りを受理後、60(低圧)もしくは90(高圧)営業日以内に、発電設備の建設と運転の認可プロセスを申請者が開始
	接続費用残金支払い	見積り受領後、STMGで規定された接続のために必要な作業を開始、完了次第、接続費用の残金70%を支払い、DSOに通知
30/90 営業日	DSOによる接続作業	30(簡単な作業)または90(複雑な作業)営業日以内にDSOが接続のために必要な作業を完了(1kmを超える中圧電線の場合は15日/km延長)
10営業日	接続の有効化	発電設備の建設完了後、10営業日以内に接続を有効化

※ 接続先の電圧よりも高い電圧の系統への変更を伴う場合には見積り提示の期限が15営業日延長される

出所)ARERA, “TESTO INTEGRATO DELLE CONDIZIONI TECNICHE ED ECONOMICHE PER LA CONNESSIONE ALLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE (TESTO INTEGRATO DELLE CONNESSIONI ATTIVE - TICA)”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/08/099-08argall.pdf>, ARERA, “TESTO UNICO RICOGNITIVO DELLA PRODUZIONE ELETTRICA”, 閲覧日:10月23日, <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/elettricit/TUP.pdf>, e-distribuzione, “GUIDA PER LE CONNESSIONI ALLA RETE ELETTRICA DI E-DISTRIBUZIONE”, 閲覧日2024年10月23日, <https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/conneSSIONE alla rete/regole tecniche/SEZB MCC Guida per le conneSSIONiB 082019.pdf> を基に三菱総合研究所作成

イタリアの送電系統への連系手続き



■ 送電系統への連系申請の際には、Terna Grid Codeで規定される情報を提出する必要がある。

Ternaへの系統連系申請時に求められる情報(Terna Grid Code、1A.5.1.3)

項目	内容
a	申請者に関する一般的情報
b	グリッドへの送出電力
c	発電設備の定格出力、既存プラントの出力増加量
d	既存プラントの場合、接続点の認識データ、既存の送出電力及び引き出し電力
e	発電設備のエネルギー源
f	プラント建設工事の開始日と終了日、および当該プラントの操業開始予定日
g	IEC 0-2規格に従って計画された工事のプロジェクト文書
h	系統接続に影響を与え得る申請者側の技術的要求
i	生産工場が設置される土地の所有権/占有権を示す、工場の地籍図
j	生産工場が設置される場所の所有権を証明する宣誓供述書
k	省略（コージェネレーションプラントの場合）
l	再エネと化石燃料の両方を利用して発電するプラント（＝“ハイブリッド発電設備”）の場合、政令第387/03号第8条第6項に記載された条件に適合しているか否かの証明
m	接続検討見積もりを得るための料金が支払われたことの証明
n	設備稼働のために必要な電力
o	接続点における引き出しの電力要求値
p	IEC規格に準拠した単線図

項目	内容
q	引き出された電力の利用先
r	政令159/11条第67項に基づき取消し・禁止等の事由がないことを証明する宣誓供述書
s	潜在的な、プラントの分割運転区画
t	既存設備の場合、グリッドに接続されている他の発電設備の有無
u	発電電力の商業的使用目的
v	施行されている規則に規定されているインセンティブを申請する意思とその内容
w	本申請に関連し得る他の申請者の情報(もしあれば)
x	第三者との情報共有可能性への同意
y	接続に関連する技術的側面に関して、申請者から代理を委任される可能性のある者の情報
z	ファックス番号または認証済み電子メールアドレス
aa	グリッドコード順守の同意
bb	接続申請が提出されるプラントに関して、申請者と異なる場合、発電事業者の役割を担う者の個人情報
cc	発電事業者の役割を担う者の電子メールアドレスと電話番号

接続申請に係る費用

- 接続見積もりを取得するための費用は裁決 ARG/elt 99/08(以降、TICA)第6条の6により定められている。
- 送電系統への接続時に必要なSTMDを取得するための技術検討費用はTICAの第25条の1に定められている※。

接続見積もり取得費用

系統への 供出電力	見積もり 取得費用
～ 6 kW	30ユーロ
6 ～ 10 kW	50ユーロ
10 ～ 50 kW	100ユーロ
50 ～ 100 kW	200ユーロ
100 ～ 500 kW	500ユーロ
500 ～ 1,000 kW	1,500ユーロ
1,000 kW ～	2,500ユーロ

STMDを取得するための技術検討費用(送電系統)

STMDを取得するための技術検討費用
$(2,500 + 0.5 \text{ユーロ/kWの合計値}) \times 0.8^{\ast}$ (上限50,000ユーロ $\times 0.8^{\ast}$)

※ TICA第38条のa, bにより、蓄電システムは高効率コジェネレーションプラントに適用される費用に関する規定を準用することが規定されている。さらに、第27条により、25の1条で規定される費用より20%減額した費用が適用される。

出所) ARERA, “TESTO INTEGRATO DELLE CONDIZIONI TECNICHE ED ECONOMICHE PER LA CONNESSIONE ALLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE (TESTO INTEGRATO DELLE CONNESSIONI ATTIVE – TICA)”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/08/099-08argall.pdf> を基に三菱総合研究所作成

接続申請が渋滞している問題に関する業界団体からの提案

- 2024年6月10日、イタリアの電力セクターを代表する業界団体であるElettricità Futuraは、送電網の仮想的飽和状態(saturazione virtuale della rete)により接続申請が渋滞している問題を解決することが急務であるとして、電力セクターの主要事業者との議論により作成した提案書をイタリアの環境・エネルギー安全保障省(MASE)、ARERA、Ternaに送った。
- 実現性の高いプロジェクトを優先できるようにすべきとして、以下のような提案をしている。

※ 認可・実施されないプロジェクトにより送電網の容量が圧迫されている状態が「送電網の仮想飽和状態」と呼ばれている

1	接続コストの決定因子に接続のコミット期間を追加	現状、接続コストはコミットされた容量に応じて決定されているが、コミットされた期間も決定因子に加えることにより、申請者がプロジェクトを進めるか、放棄するかを判断するインセンティブを与える。すでに受理された接続申請に対しても、STMGの受理から210/270日以上経過している申請者は、支払い済みの前金を払い戻したうえで接続を放棄するか、上記新制度に同意し、容量と期間に応じた料金を支払い接続コミットメントを更新するなどを提案。
2	非合理的な接続要求を失効させSTMGの有効期間を更新	プラント建設の認可取得期限を超過した場合にSTMGが失効することとし、ネットワーク事業者が利用可能になった容量を公開することとする。一方で、実情として現状の期限(210/270日)は、手続きの組織的な遅延のため守ることが難しいこともあるため、この期限を実情に合うよう整合性を持たせること(地域や国の認可対象であるか等)、を提案。
3	申請者の満たすべき基準を厳格化	将来の接続要求に対して、申請者の財務能力の証明、資金調達の保証、専門性と適格性の証明(電気事業者の資格を保持していることなど)、などを基準として設ける。これにより、技術的・財政的に堅実なプロジェクトのみが接続要求を行えるようにすることを提案。
4	新規接続コストを提案	1. 期間を考慮した接続コストに加え、高圧の接続料の値上げを提案(中圧よりも価格が低くなるべきではない)。さらに、3部構成の接続コストを提案。(接続コスト=ARERAの定める固定拠出金+容量に連動する料金+期間に連動する料金)
5	技術会議の運営方法の改善	プラント建設の認可に関わる技術会議の運営を改善するために、手続き方法の明確化や、全段階における期限の設定、Ternaの役割強化(各地域に責任チームを任命し、許認可手続きにおける調整を行う)などを提案。

出所) Elettricità Futura, “Connessioni rinnovabili: urgente risolvere il problema della saturazione virtuale della rete. Le proposte di Elettricità Futura”, 閲覧日:2024年10月16日, <https://www.elettricitafutura.it/News-/Comunicati-Stampa/Connessioni-rinnovabili-urgente-risolvere-il-problema-della-saturazione-virtuale-della-rete--Le-proposte-di-Elettricit-Futura-5948.html> を基に三菱総合研究所作成

イタリア 認証機関とグリッドコード

- 2020年4月以降の接続申請分については、UNI EN ISO 17065に準拠していると認定された第三者認証機関における試験データに基づくCEI規格(CEI 0-16、CEI 0-21)の認証取得が義務化された。(ARERA 149/2019/R/eel)
- ドイツと同様(日本とは異なり)複数の認証機関が存在している模様。(調査中:Bureau Veritas、service、ACAE、等)
- なお、上記のCEI規格が配電系統に接続する際に準拠が求められるグリッドコードであり、CEI 0-16が低圧、CEI 0-21が中・高圧に接続する発電ユニットに関するものとなっている(特別高圧に接続する際はTerna Grid Codeへの準拠が求められる)。

イタリアの電圧階級別のグリッドコード

グリッドコード	適用先
Terna Grid Code	380/220/150/132kV(特別高圧)
CEI 0-21	1~30kV(中圧)
CEI 0-16	1kV以下(低圧)

出所) Energy S.P.A., “New CEI 0-21 and CEI 0-16: application times defined”, 閲覧日:2024年10月9日, <https://www.energysynt.com/en/new-cei-0-21-and-cei-0-16-application-times-defined> を基に三菱総合研究所作成

イタリア 認証について



- イタリア 電気・電子産業連盟 (Federazione ANIE) のホームページ上より、CEI 0-16 及び CEI 0-21 に準拠している装置の Pdf ファイル形式のリストを入手可能。
- ただし、Federazione ANIE に加盟していない企業の製品は当リストには含まれていない。

Federazione ANIE が提供している認証済みの装置のリスト

INVERTERS FOR STATIC GENERATORS COMPLIANCE WITH CEI STANDARD 0-16 (ed. 2019-04)							
BUILDER	MODEL	FIRMWARE VERSION	RATED POWER [W]	USE ON MV SYSTEMS ≥ 400 kW	NOTES	DECLARATION OF CONFORMITY o DECLARATION IN LIEU OF AFFIDAVIT NOTORIO	DECLARATION DATE
メーカー	モデル						
ABB (Power One Italy S.p.A.)	TRIO-5.8-TL-OUTD	≥ 1925A	5.800	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	TRIO-7.5-TL-OUTD	≥ 1925A	7.500	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	TRIO-8.5-TL-OUTD	≥ 1925A	8.500	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVI-8.0-TL-OUTD	≥ 1926B	8.000	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVI-10.0-TL-OUTD	≥ 1926B	10.000	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVI-12.5-TL-OUTD	≥ 1926B	12.500	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	TRIO-20.0-TL-OUTD	≥ 2000D	20.000	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	TRIO-27.6-TL-OUTD	≥ 2000D	27.600	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	TRIO-TM-50.0	≥ 1944E	50.000	YES		compliance statement	07/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	TRIO-TM-60.0	≥ 1944F	60.000	YES		compliance statement	07/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVI-55.0(-TL)-EN	≥ 1627B	55.000	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVI-110.0(-TL)-EN	≥ 1627B	110.000	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVI-165.0(-TL)-EN	≥ 1627B	165.000	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVI-220.0(-TL)-EN	≥ 1627B	220.000	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVI-275.0(-TL)-EN	≥ 1627B	275.000	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVI-330.0(-TL)-EN	≥ 1627B	330.000	YES		compliance statement	20/02/2020
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVS-50-TL(-SI-SX)-SX2	≥ 1929B	50.000	YES	(FW = 1902B if S/N < 1935130978)	compliance statement	10/09/2019
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVS-60-TL(-SI-SX)-SX2	≥ 1929C	60.000	YES	(FW = 1902C if S/N < 1938127773)	compliance statement	10/09/2019
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVS-100-TL	≥ 1911B	100.000	YES		compliance statement	10/02/2019
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVS-120-TL	≥ 1911C	120.000	YES		compliance statement	10/02/2019
ABB (Power One Italy S.p.A.)	PVS-175-TL	≥ 1911B	175.000	YES		compliance statement	10/10/2019
AROS SOLAR TECHNOLOGY(RPS SPA)	SIRIUS EVO 10000	01.03	10.000	YES		conformity statement	02/12/2019
AROS SOLAR TECHNOLOGY(RPS SPA)	SIRIUS EVO 12500	01.03	12.500	YES		conformity statement	02/12/2019

The list contains CEI 0-16 compliant devices from ANIE Federation member companies only. It will be updated whenever ANIE receives valid documentation by the builders

Federazione ANIE に加盟していない企業の製品は含まれていない

Page 1 by 6

出所) Federazione ANIE., “Inverter for medium voltage connections”, 閲覧日: 2024年10月10日, <https://anierinnovabili.anie.it/inverter-per-conessioni-in-media-tensione/?contesto-articolo=/pubblicazioni/dispositivi-conformi-alle-norme-cei-0-16-e-cei-0-21-2/cei-0-16/> に三菱総合研究所加筆

(参考)イタリア TICAにおけるSTMG、STMDの定義



■ STMGとSTMDの内容はTICA(第8条、第20条、第22条)により定められている。

STMGとSTMDの定義

	概要	含まれる内容の例
STMG (General minimum technical solution)	電力ネットワークへの接続に必要な技術的最低要件を定めたもので、接続申請者と電力供給業者の間で決められる具体的な技術的要件や運用方法を含む。	• 接続のためのネットワーク設備の説明 • 申請者が設計・構築できる部分の特定 • 接続要求を満たすために必要な系統への必要な介入措置の説明 • 必要な介入措置の実施期間中の暫定的な運用方法 • 許可申請のためのデータ • 特殊条件や運用方法の技術的理由を説明する報告書 • 系統への必要な措置の実施スケジュールと平均コスト
STMD (Minimum detailed technical solution)	接続のための許可取得後に詳述される技術的最低要件を定めたもので、設備の実施設計と建設のための基準となる文書。	• 具体的な系統への介入策のリスト • 各フェーズのスケジュールと責任者 • 接続サービスが提供される同じ電圧レベルに限定した介入の平均コスト • 国家送電網に関するものを除く、必要な既存電力網への介入の平均コスト

出所) ARERA, “TESTO INTEGRATO DELLE CONDIZIONI TECNICHE ED ECONOMICHE PER LA CONNESSIONE ALLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE (TESTO INTEGRATO DELLE CONNESSIONI ATTIVE – TICA)”, 閲覧日: 2024年10月9日, <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/08/099-08argall.pdf> を基に三菱総合研究所作成

(参考)イタリアの蓄電システム(新設)の建設に係る認可

- 蓄電システムの容量及び、建設予定地の用途(工業地域、非工業地域、等)や既存の発電所と併設される場合等の条件によっては、蓄電システムの建設のための認可取得が必要となる。

蓄電システムの建設認可プロセスと対象設備の区分

認可プロセス	対象の蓄電システム	備考
“Sole Authorization” (Autorizzazione Unica)	300MW以上の化石燃料火力発電所が立地する同じ地域内に建設されるもの - 非工業地帯に単独で建設されるもの - まだ建設されていない再生可能エネルギー発電所に接続されるもの	認可団体は、“the Ministry of the Ecological Transition” もしくは 該当する地域政府
“PAS” (Procedura Abilitativa Semplificata)	- 採石場や工業地帯に建設されるもの - 化石燃料火力発電所または容量300MW未満の再生可能エネルギー発電所が立地する同じ地域内に建設されるもの - すでに建設または認可されている再生可能エネルギー発電所と接続されるもの (ただし、蓄電システムが、関連する再生可能エネルギー発電所よりも大きな面積を占めないこと)	- 簡易化されたプロセス - 根拠法令: Legislative Decree 3 March 2011, n. 28
認可取得不要	容量が10MW未満もの (ただし、環境、景観、接続に関する許認可が必要な場合もある)	—

(参考)イタリアにおける蓄電池の法的扱い

- イタリアのエネルギー・ネットワーク・環境規制機関(ARERA)は「蓄電システム」を「電気エネルギーを吸収・放出する機能を持ち、電力系統で運用され、電力系統に電力を供給または引き出すために設計された装置、機器のセット」と定義している。(決議 574/2014/R/eel 第1条第1項(m))
- 国際法律事務所のCMSによれば、ARERAは、蓄電システムが電力グリッドと電力をやり取りできる能力を持つため、**電力発電設備と同様に扱われるべきである**と述べている。そのため、一般的なルールとして、**電力発電設備に適用される建設、接続、運用に関する規定が蓄電システムにも適用される**、としている。

出所) CMS, “Renewable energy in Italy”, 閲覧日2024年9月27日, <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-renewable-energy/italy>,
ARENA, “DELIBERAZIONE 20 NOVEMBRE 2014 574/2014/R/EEL”, 閲覧日2024年9月27日, <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/14/574-14ti.pdf> を基に三菱総合研究所作成

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

まとめ

日本

米国(連邦大,PJM,CAISO)

英国

ドイツ

イタリア

米国・欧州における蓄電池・蓄電システムの安全性に関する規格、認証等

蓄電池に要求される安全認証



- 米国の建築・消防関連規制は州政府の立法・施行のもと、その範囲内でローカルの自治体が個別に規制を定めている。この時、各州・ローカルの規制当局はIFC(国際消防基準)やNFPA(全米防火協会)の基準をベースとして採択している。
- NFPA 855(Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems)において蓄電システムの安全基準が規定されている。NFPA 855では、蓄電池からの離隔距離を最低10ft(約3m)とすることと定められているが、UL 9540または同等の規格に準拠した蓄電システムの場合はこの規制が緩和される。

出所)消防庁, “リチウムイオン蓄電池に係る危険物規制に関する検討報告書(令和5年度)”, 閲覧日2024年12月24日, https://www.fdma.go.jp/singi_kento/kento/items/post-137/03/houkokusho.pdf#page=58,

Tesla, “Summary: ESS Standards”, 閲覧日2024年12月24日,

<https://energylibrary.tesla.com/docs/Public/EnergyStorage/Powerwall/General/Compliance/SafetyStandardsLithiumIonElectrochemical/en-us/GUID-560D61B5-326B-486A-830C-AEEB0A15BE3A.html>,

Frazer Nash, Health and Safety Guidance for Grid Scale Electrical Energy Storage Systems, p.22, 2024年3月,

National Fire Protection Association, “NFPA 855: Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems”, 閲覧日2024年12月24日, <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/nfpa-855-standard-development/855> を基に三菱総合研究所作成

UL 9540の規定内容(1/2)



- 蓄電システムは各コンポーネント(セル、蓄電池部、インバーター)における規格への適合に加え、システムレベルでの安全基準としてUL 9540への適合が要求される。

UL 9540(蓄電システム)の構造

UL 9540 Energy Storage System and Equipment (ESSに対するシステム評価)

UL 1741: Inverters, Converters, Controllers, and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources

インバーター、コンバーター及びコントローラの評価

UL 1973: Batteries for Use in Stationary and Motive Auxiliary Power Application
蓄電池部の評価

UL 1642: Lithium Batteries

セルの評価

出所)Tesla, “Summary: ESS Standards”, 閲覧日:2024年12月25日,
<https://energylibrary.tesla.com/docs/Public/EnergyStorage/Powerwall/General/Compliance/SafetyStandardsLithiumIonElectrochemical/en-us/GUID-560D61B5-326B-486A-830C-AEEB0A15BE3A.html> を基に三菱総合研究所作成

UL 9540の規定内容(2/2)



■ UL 9540では、システムレベルでのESSの安全要件について定められている。

	試験カテゴリ	試験内容
構造要件	エンクロージャ	- 輸送、設置、使用時の物理的な衝撃に耐える強度と剛性を有すること - 危険な部分への意図しない接触を防ぎ、水の曝露に適した設計とすること
	電氣的保護	- 配線は誤った短絡やアークフラッシュを防ぐために絶縁され、適切な間隔を確保すること - 短絡保護がESSに組み込まれ、出力端子が短絡電流に耐えること
	大規模火災試験	- UL 9540Aに基づく火災試験を行うこと - 極端な火災・爆発の特性を評価するために安全機能と電池管理システムを無効化して試験すること
	制御システムの安全性分析	- システム内のコンポーネントは危険な状況を防ぐために適合して動作すること - 制御システムの電磁気耐性を確認すること
電氣的試験	電氣性能試験	- 高電圧が加えられた状態で絶縁の整合性を示すこと - 過渡的な過電圧条件によるブレイクダウンやフラッシュオーバーを回避すること - 非通電部品は適切に接地され、抵抗測定で確認すること - 定格絶縁抵抗は業界基準以上であること - 指定された異常または単一故障条件で危険を生じさせないこと
	電磁耐性試験	- ラジオ周波数電磁界、静電放電、サージ、電力周波数磁界などのEMI条件に耐え、システムが正常に機能すること
機械的、環境的および製造試験	機械的および環境試験	- ESSに下方向の力を加えることで、壁面設置具の構造的完全性を確認すること - 水の曝露で絶縁が破れたり、危険を生じる部分に水が付かないこと - 塩霧曝露で電気ショックや過熱につながる損傷がないこと - 地震設置用ESSは、模擬地震イベントに対応した安全基準で評価すること
	製造および生産試験	- 生産されたすべてのユニットについて絶縁破壊試験を実施し、接地と結合システムを検証 - 供給チェーンと組立プロセスの安全性と品質の監視を確保するための生産品質管理が必要

出所)Tesla, “UL 9540: Energy Storage Systems and Equipment”, 閲覧日:2024年12月25日,

<https://energylibrary.tesla.com/docs/Public/EnergyStorage/Powerwall/General/Compliance/SafetyStandardsLithiumIonElectrochemical/en-us/GUID-414E7578-C34D-42D6-AA3A-895EA5A73B36.html> を基に三菱総合研究所作成

UL 1973の規定内容



■ UL 1973では、蓄電池部の電氣的試験や環境試験について定められている。

UL 1973の試験項目

試験カテゴリ	試験内容
電氣的試験	- 高電圧に耐える能力 - 電気接続の適切性と安全性 - 高温下での熱的安定性 - 急激な電流増加への耐性 - 外部電源との安全な相互作用 - 過充電、過負荷放電、過放電、高速充電、不均衡充電に対する安全性
電磁耐性評価	以下の条件下での損傷や干渉のない動作： - 高電圧静電気放電 - 無線周波電磁界と低周波電磁エネルギー - 回路切り替えによる突発的な電磁エネルギー - 電力サージによる電圧スパイク - 同相モード無線周波干渉
機械的・環境試験	- 構造的完全性と試験力への耐性 - 衝撃損傷への耐性 - 繰り返しの温度変化下での安全動作 - 湿気侵入に対する耐性(腐食・損傷防止)
リチウムイオン電池の内部セル故障耐性試験	- 単一セルでの熱暴走の誘発 - テストセルからの火災伝播や爆発の防止 - セル間隔と設計保護の評価(通常・異常条件下での過度の熱拡散防止)

出所)Tesla, “UL 1973: Batteries for Use in Stationary and Motive Auxiliary Power Applications”, 閲覧日:2024年11月15日,
<https://energylibrary.tesla.com/docs/Public/EnergyStorage/Powerwall/General/Compliance/SafetyStandardsLithiumIonElectrochemical/en-us/GUID-BA00C1A1-25D7-4404-8308-58BA018B9AEC.html> を基に三菱総合研究所作成

欧州における蓄電池に関する規制・規格 | 概要

- 欧州における蓄電池に関わる規制・ルールとしては、EU全体に課される義務であるEuropean regulation、各EU加盟国の目標及び目標に基づく要件を定めるEuropean directives、国家・地域の法律に大別される。
- 欧州内での規格を定める標準化団体としては、CEN(欧州標準化委員会)・CENELEC(欧州電気標準化委員会)が存在。欧州の蓄電池の規制は、Regulation(EU)2023/1542が該当する。

欧州における蓄電池に関する規制・ルールの一覧

Rules and standards for stationary battery systems (and more)

Short overview

- European regulation
 - An obligation, valid throughout the European Union
 - European Battery Regulation 2023/1542
- European directives
 - A directive sets a goal that all EU countries must achieve and defines the essential (abstract) requirements
 - Machinery Directive & Low Voltage Directive.
- National legislation
- Regional legislation
- Insurance companies
- Fire brigade
- Standards
 - Support for e.g. legislation (esp. harmonised standards) and safe product development
 - World: ISO, IEC; Europe: CEN, CENELEC; Belgium: NBN, BEC
 - IEEE, UL

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

欧州における蓄電池に関する規制・規格 | Regulation(EU)2023/1542

- 2023年に策定された新たな電池規則Regulation(EU)2023/1542では、その内容について加盟国による国内法化を必要とする「指令」から、全ての加盟国に直接適用される「規則」への変更が行われた。
 - バッテリーの製造から再利用、リサイクルまでを対象とした規則が示されており、バッテリーのライフサイクル全体で環境・社会的影響を最小化することを目的としている。
- Regulation(EU)2023/1542の各章の内容は下記の通りであり、安全性・適合性に関しては、それぞれ第2章、第4章が該当する。

REGULATION (EU) 2023/1542の章立て

タイトル		概要
1	General Provisions / 一般規定	規則の適用範囲、目的、定義を規定。
2	Sustainability and Safety Requirements / 持続可能性および安全性要件	持続可能性・ 安全性要件 (炭素フットプリント、リサイクル含有率、性能・耐久性、取り外し・交換可能性など)。
3	Labelling and Information Requirements / ラベリングおよび情報提供要件	ラベリング義務、QRコード、デジタルバッテリーパスポートに関する規定。
4	Conformity of Batteries / バッテリーの適合性	適合性評価手続き とCEマーキング要件※を規定。
5	Supply Chain Due Diligence / サプライチェーンにおけるデューデリジェンス	原材料調達におけるデューデリジェンス(社会的・環境的リスクの管理)に関する規定。
6	Obligations of Economic Operators / 事業者の義務	製造業者、輸入業者、販売業者など経済事業者の義務を規定。
7	Collection and Recycling / 回収およびリサイクル	使用済みバッテリーの回収目標、リサイクル効率目標、材料回収率に関する要件を規定。
8	Reporting Obligations / 報告義務	バッテリー性能やリサイクル指標に関する報告義務を規定。
9	Market Surveillance / 市場監視	市場監視のルールと遵守確保のための措置を規定。
10	Delegated and Implementing Acts / 委任法および実施法	委任法および実施法の採択に関する規定。
11	Final Provisions / 最終規定	経過措置、発効日、および旧指令(Directive 2006/66/EC)の廃止に関する条項を規定。

※ CEマークとは製品がEU(欧州連合)の安全、健康、環境保護に関する指令や規則へ適合することを示すマークのこと

出所) European Union, “Regulation (EU) 2023/1542 of the European Parliament and of the Council of 12 July 2023 concerning batteries and waste batteries, amending Directive 2008/98/EC and Regulation (EU) 2019/1020 and repealing Directive 2006/66/EC (Text with EEA relevance)”, 閲覧日2025年1月20日, <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1542/oj/eng> を基に三菱総合研究所作成

欧州における蓄電池に関する規制・規格 | 安全性要件

■ Regulation(EU)2023/1542の第2章では、蓄電池に対する安全性要件が示されており、加えて欧州委員会に対してもその安全性に関わるdelegated act(委任法令)※を採択することを要求している。

- 特に、第10条では蓄電池の性能や耐久性に関してのパラメータ、第12条では安全性に関するパラメータの提出義務がメーカーに対して課せられている。
- これら提出義務のある蓄電池のパラメータを示す文書は欧州委員会とEUの適合性の評価等を行う通知機関(Notified Body)、市場監視当局(market surveillance authorities)により管理される方針となっている。

※ EUの規制や指令に対して補足・修正を行うための立法行為

REGULATION (EU) 2023/1542で定められている蓄電池に対する安全性要件

第10条 性能と耐久性 (携帯用蓄電池※1を除く)

- ・ 蓄電池の性能および耐久性指標※2、及びそのパラメータ推定に要した技術仕様に対する要求

第12条 定置用蓄電池 システムの安全性

- ・ メーカーに対する2024年8月までの技術文書の作成義務
技術文書の内容
 - ・ 指定した安全性指標※3に基づいた試験結果
 - ・ 潜在的な危険性への対処法、緩和措置に対する言及

※1 密閉型で重量が5kg以下のバッテリーのことを指す。

※2 定格容量、電力、内部抵抗、充放電効率とそれぞれの経年変化率、バッテリーの予想寿命が含まれる。

※3 次ページに具体的な試験項目を記載。

出所) European Union, “Regulation (EU) 2023/1542 of the European Parliament and of the Council of 12 July 2023 concerning batteries and waste batteries, amending Directive 2008/98/EC and Regulation (EU) 2019/1020 and repealing Directive 2006/66/EC (Text with EEA relevance)”, 閲覧日2025年1月20日, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1542#page=106> を基に三菱総合研究所作成

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

(参考) 安全性に関する技術文書で求められる試験項目

- 前頁で示した、定置用蓄電池システムの安全性に関して、技術文書に記載する必要のある試験内容は以下のよう
に設定されている。

REGULATION (EU) 2023/1542が示す安全性に関する技術文書に必要な試験項目

試験項目	概要
熱衝撃とサイクリング	温度の急激な変化によるバッテリーの構成部品の膨張・収縮によって生じる影響を評価。
外部短絡保護	外部短絡時の安全性を評価。セルレベルでの発熱や電気アークが主なリスク。
過充電/過放電保護	過充電/過放電時でのバッテリーの安全性を評価。
過熱保護	温度制御の失敗または内部過熱に対する保護機能を評価。
熱伝導保護	ひとつのセルの熱暴走が他セルに及ぼす影響を評価。
外力による機械的損傷	バッテリーが外的な負荷にさらされた場合の機能維持を評価。
内部短絡	内部短絡の状況におけるバッテリーの安全性を評価。製造不良や不純物、Liデンドライトが原因の可能性はある。
熱暴走	高温環境でセル内で熱暴走が生じる状況を評価。
火災試験	火災時のバッテリーの爆発リスクを評価。
有害物質	バッテリーから有害ガスが放出されるリスクの特定。

出所) European Union, “Regulation (EU) 2023/1542 of the European Parliament and of the Council of 12 July 2023 concerning batteries and waste batteries, amending Directive 2008/98/EC and Regulation (EU) 2019/1020 and repealing Directive 2006/66/EC (Text with EEA relevance)”, 閲覧日2025年1月20日, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1542#page=91> を基に三菱総合研究所作成

(1) 定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

欧州における蓄電池に関する規制・規格 | 適合性要件

■ 前述した安全性要件等への適合性を検証するための規則については、Regulation (EU) 2023/1542の第4章で記述されている。

■ 特に第17条と付録VIIIにおいて、適合性評価の具体的なプロセスが示されている。

■ 安全性要求を規定した第10条・第12条に対する適合性評価は下記の手順に従う必要がある※。

■ 適合性評価の手続きには、蓄電池の規模や種類に応じて、自己宣言方式と通知機関を通じて示す方式の2つが存在する。

※ 本資料では量産製品向けの手順を示しており、非量産製品に対しては、単品検証の方式も用意されている。

REGULATION (EU) 2023/1542で定められている適合性評価の手続き

	手順	概要
内部生産管理： 自己宣言方式の適合性評価手続きであり、製造者が単独で責任を持って製品の適合性を保証	技術文書の作成	製造者は設計、製造、運転、リスク評価に関する技術文書を作成する。
	製造工程の管理	製造プロセスが技術文書および関連要件に適合していることを確保するために適切な措置を講じる。
	CEマーク・EU適合性宣言	適用要件を満たす各バッテリーにCEマーキングを貼付し、EU適合宣言を作成。販売から10年間保存する。
生産プロセスの品質保証： 通知機関(Notified Body)を通じて品質保証システムの評価・監査が行われ、製品の適合性を保証	技術文書の作成	製造者は設計、製造、運転、リスク評価に関する技術文書を作成する。
	製造工程の管理	承認された品質システムを運用し、通知機関のもと定期的な監査が行われる。
	品質システム評価申請	製造者は品質システム評価申請を通知機関に提出し、承認を受けた品質システムを維持する。品質システム文書は10年間保存。
	CEマーク・EU適合性宣言	適用要件を満たす各バッテリーにCEマーキングを貼付し、EU適合宣言を作成。販売から10年間保存する。

出所) European Union, “Regulation (EU) 2023/1542 of the European Parliament and of the Council of 12 July 2023 concerning batteries and waste batteries, amending Directive 2008/98/EC and Regulation (EU) 2019/1020 and repealing Directive 2006/66/EC (Text with EEA relevance)”, 閲覧日2025年1月20日, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1542#page=95> を基に三菱総合研究所作成

Regulation(EU)2023/1542を踏まえた規格の策定

- 現在、Regulation(EU)2023/1542で定められている内容に対応する基準・規格は策定されていない。
- ただし、欧州の標準化団体であるCENとCENELECは、欧州蓄電池規則に定められている蓄電池の性能、耐久性、安全性などに整合するEN規格の策定を進めている。
 - 具体的な内容は検討中である。

(1)定置用蓄電池の系統連系手続きに関する調査

(参考)Regulation(EU)2023/1542での蓄電池の安全試験に関する関連規格の比較表

- Regulation(EU)2023/1542の中で、蓄電システムが合格しなければならない安全試験をリストアップしている。その安全試験に関して、既存の規格でそれぞれどのように評価されているのか横並びで、下記レポートで比較されている。

国際規格の要件や試験内容に関する比較表(例:過放電保護)

比較対象の規格が横並びで表記

Standard no.	IEC 62619:2022 Overcharge test	IEC 62619:2022 Overcharge control of voltage	IEC 62619:2022 Overcharge control of current	IEC 62984-2:2020 Overcharge	IEC 63115-2:2021 Overcharge test	UL 1973:2022 Overcharge test	UL 1973:2022 High Rate Charge	GB 40165-2021 Overcharge	GB 40165-2021 Overcharge control	GB 40165-2021 Overflow charging control
Battery chemistry type	Li-ion	Li-ion	Li-ion	Na HT	NMHT	Li-ion, NiMH, Pb acid, Na HT, FB	Li-ion, NiMH, Pb acid, Na HT, FB	Li-ion	Li-ion	Li-ion
DUT	Cell or cell block	System	System	Batteries or modules	Cell and battery	Battery system	Battery system	Battery (cell) (1) cell block or module	Battery system	Battery system
SOC	Discharged at 0.2C to final voltage specified by manufacturer	Discharged at 0.2C to final voltage specified by manufacturer	Discharged at 0.2C to final voltage specified by manufacturer	Fully discharged	Discharged at 0.2C to 1.0 V	Fully discharged	Fully discharged	Filled with electricity	Discharged	Discharged
Test temperature	Ambient temperature	25±5°C	25±5°C	-	25±5°C	-	-	Systems ≥3V: Maximum continuous	-	20±5°C
Overcharge condition	Maximum charge current until maximum voltage possible without triggering the protective device	Exceeding upper limit charging voltage by 10% at maximum charging rate	Charged with max charge current +20%	各項目に関する各規格の内容が表に整理						
Termination criteria (whichever comes first)	• Voltage and temperature reached steady state • cell returned to ambient temperature	• BMS terminates charging	• BMS detects overcharging current and controls it to below max. charge current until DUT is fully charged	• 110% SOC reached, charging is terminated by protective circuitry • Fail criteria is triggered	Temperature of the cell surface: • reaches steady state (<10°C variation in 30 min) or • has returned to ambient temperature	• 110% SOC reached • charging is terminated by the manufacturer or • fail criteria is triggered	• Charging terminated by protective device	• 1 h after passing max. voltage specified by the manufacturer or • battery temperature decreases by 50% of the maximum temperature rise	• 110% SOC reached • charging is terminated by the BMS	Overcurrent detected by BMU/BMS and controlled to below maximum charging current
Repetitions with same DUT	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
Functionality check	-	-	-	-	-	DUTs undergo 1 charge and discharge cycle	DUTs undergo 1 charge and discharge cycle	-	-	-
Observation time	-	1 hour	1 hour	3 hours	-	1 hour	1 hour	-	1 hour	1 hour
Pass/fail criteria	No explosion No fire	No explosion No fire	No explosion No fire	No fire No electric shock hazard No bursting No leakage No rupture No loss of protection controls No flammable gas emission No toxic gas emission	No explosion No fire	No explosion No fire No electric shock hazard No leakage No rupture No loss of protection controls No combustible vapour concentrations No toxic vapour release	No explosion No fire No electric shock hazard No leakage No rupture No loss of protection controls No combustible vapour concentrations No toxic vapour release	No explosion No fire	No non-recoverable short-circuits	No non-recoverable short-circuits
Verification method	-	-	-	-	-	Visual inspection (rupture, leakage), dielectric voltage withstand test (electric shock hazard), gas monitoring (combustible vapour concentrations, toxic vapour release)	Visual inspection (rupture, leakage), dielectric voltage withstand test (electric shock hazard), gas monitoring (combustible vapour concentrations, toxic vapour release)	-	-	-

当該レポート内で比較されている対象項目

- ・熱衝撃とサイクル特性
- ・短絡保護
- ・過充電保護
- ・過放電保護
- ・過温度保護
- ・外力による機械的損傷
 - ー 衝撃試験
 - ー 落下試験
- ・熱的虐待
- ・火災試験 等

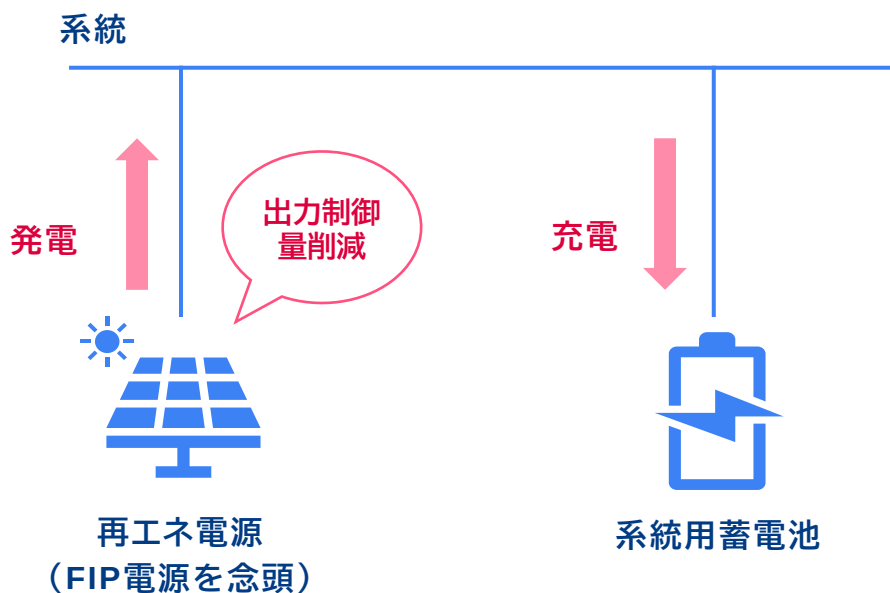
出所)EU,"Overview of battery safety tests in standards for stationary battery energy storage systems", 閲覧日:2025年1月15日, https://www.researchgate.net/profile/Asma-Eddarir/publication/378241723_Overview_of_battery_safety_tests_in_standards_for_stationary_battery_energy_storage_systems/links/65cf352ee51f606f997544d1/Overview-of-battery-safety-tests-in-standards-for-stationary-battery-energy-storage-systems.pdf?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZpcnNOUGFnZSI6InB1YmxpY2F0aW9uIiwicGFhZSI6InB1YmxpY2F0aW9uIn19 に赤字を三菱総合研究所加筆

(2) 系統用蓄電池を活用した遠隔地における 再エネ発電の出力抑制緩和に関する調査 及び課題整理

調査及び検討の内容

- 現状の制度において、再エネ発電事業者は、発電設備の設置場所内に蓄電池を併設し、出力制御時に再エネ併設蓄電池に充電を行うことにより、出力制御量の低減・下げ余力の活用を図ることが可能となっている。この運用を系統用蓄電池にも拡大し、再エネ事業者が自らの出力制御量を低減するために、系統用蓄電池の下げ余力を活用するスキームの実現が議論されている。
- 現行制度下では認められていない上記スキームについて、関係事業者(系統用蓄電池所有運用事業者、小売電気事業者等)へのヒアリングを通じて、具体的なユースケースの調査、及び現行制度における課題を整理した。

系統用蓄電池の下げ余力を活用した再エネ電源の出力抑制スキーム(イメージ図)



スキームの実現に向けた論点及びヒアリング対象者

論点

- 具体的なユースケース
- 再エネと系統用蓄電池を活用した新たなビジネスモデルの構築
- 充電量の計測方法
- 系統用蓄電池に充電された電気のFIP制度上の取扱いや非化石価値の考え方
- 電気事業法上における小売供給の在り方
- 託送料金の措置 等

ヒアリング対象

- 日本国内の蓄電池事業関係事業者
- 系統用蓄電池所有運用事業者
- 小売電気事業者 等

(2) 系統用蓄電池を活用した遠隔地における再エネ発電の出力抑制緩和に関する調査及び課題整理

(参考)出力制御の抑制に向けた系統用蓄電池の活用方策としてのユースケース

- 第48回系統ワーキンググループにおいて、再エネ発電の出力制御時に系統用蓄電池が上げDRを行うことによって、当該再エネ発電の出力制御量を低減させるスキームの適用が議論された。

出力制御の抑制に向けた系統用蓄電池の活用方策として考えられる3つのユースケース

ユースケース	概要	現行制度での取り扱い	備考
ケース① 一般送配電事業者がエリアの出力制御量を減らすために充電を指令	系統用蓄電池を充電指令の対象とする場合には、まずは、一定の基準等に基づき対象を限定することとし、例えば、長期的な収入の予見可能性が付与される長期脱炭素アクションで落札された系統用蓄電池について、指令対象とするスキーム	- 一般送配電事業者が所有する一部の系統用蓄電池は、需給バランス改善に向けた出力制御の条件や順番を定めた優先給電ルールにおいて、揚水と同様、出力制御時に充電することが規定されている。 - 他方、一般送配電事業者ではない事業者が所有する系統用蓄電池は、現状、一般送配電事業者による充電指令の対象とはしていない。	一般送配電事業者における中給システムの改造や充電指令の精算等に費用負担が生じることで、結果的に社会コストが増加する可能性もある点に留意する必要がある。
ケース② 一般送配電事業者がエリアの出力制御量を減らすために下げ余力を活用	一般送配電事業者が実需給1時間前(ゲートクローズ前)までに確保する下げ余力として活用されることを望む系統用蓄電池等を募集し、出力制御時に必要に応じて充電指令を出すスキーム	- 現状、需給調整市場においては、上げ余力のみを商品化しており、下げ余力は対象外である。 - このため、どのような条件の下で下げ余力に経済的インセンティブを付すことができるか、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会や広域機関において検討を行っている。	- 下げ余力に対する経済的インセンティブの付与は、蓄電事業者が自然体で充電を行わない方向に働く可能性がある。 - インセンティブの原資によっては社会コストを増加させる可能性がある点に留意する必要がある。
ケース③ 再エネ事業者が自らの出力制御量を減らすために下げ余力を活用	再エネ事業者が自らの出力制御量を減らすために、系統用蓄電池の下げ余力を活用するスキーム	現状の制度において、再エネ発電事業は、発電設備の設置場所内に蓄電池を併設し、出力制御時に再エネ併設蓄電池に充電を行うことにより、出力制御量の低減・下げ余力の活用を図ることが可能となっている。	- 左記の運用を系統用蓄電池にも拡大して適用する際の課題例は以下の通り。 ✓ 再エネと系統用蓄電池を活用した新たなビジネスモデルの構築 ✓ 充電量の計測方法 ✓ 系統用蓄電池に充電された電気のFIP制度上の取扱いや非化石価値の考え方

出所) 経済産業省資源エネルギー庁, “第4 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会/電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 8回 系統ワーキンググループ

資料3 系統用蓄電池の接続・利用の在り方について”, 閲覧日: 2024年10月1日,

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene shinene/shin energy/keito wg/pdf/048_03_00.pdf を基に三菱総合研究所作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

当該スキームに関する論点

論点	概要
ユースケース	● 具体的にどのようなユースケースが検討されているか。
託送料金および再エネ賦課金の措置	● 再エネ併設蓄電池に比べ、発電事業者側のkW課金分の託送料金が増加する可能性がある。 ● 再エネ併設蓄電池に比べ、蓄電ロス分のkWh課金分の託送料金が蓄電事業者と発電事業者双方において増加する可能性がある。 ● 再エネ併設蓄電池に比べ、蓄電ロス分のkWh課金分の再エネ賦課金が蓄電事業者に追加されると考えられる。
系統用蓄電池に充電された電気の非化石価値やFIP制度上の取扱い	● 現行制度では再エネ充電後の蓄電所からの放電電力には非化石価値が付与されない整理とされているところ、蓄電所からの放電電力に非化石価値を認めるか。 ● 現状のプレミアム算定方法では、蓄電所で出力制御回避を行ったとしても再エネが出力制御コマで発電したとみなされるため、算定方法を変更して一度系統を介した抑制回避分もプレミアム交付対象とするか。
蓄電池の上げDRとオフサイトの再エネ出力制御量の紐づけ	● 一般送配電事業者の再エネ出力抑制指令をどのように蓄電池事業者に情報連携するか。 ● GC前に、蓄電池事業者が上げDRを需要計画に反映した場合、一般送配電事業者はどのように再エネ出力抑制回避の上げDRの量を、計画値から読み取ることができるのか。 ● 一般送配電事業者は、蓄電池事業者の上げDRの実施予定を確認できた場合、個別の再エネ設備の抑制回避についてどのように指示を行うか。

蓄電池の上げDRとオフサイトの再エネ出力制御量の紐づけ

課題	内容
①蓄電池事業者への再エネ出力抑制指令の情報連携	● 現状、再エネの出力制御指令は、抑制指令を受ける個別の再エネ設備に対してのみ発信される。 ● 個別の再エネ発電設備の出力制御を回避するために上げDRを行う蓄電池に対して出力制御指令を、誰がいつどのように共有するか。
②一般送配電事業者による抑制回避の上げDR量の把握	● 再エネに対するオンライン出力制御指令は、GCの2時間前に発電設備に送信される。 ● 出力制御指令を回避するためには、蓄電池がGC前に上げDRを行う計画を立てる必要がある。 ● 需要計画を変更した場合、一般送配電事業者は、出力制御回避のためにどれだけ上げDRを行ったのかを把握することができない(基準となるベースラインがないため)。
③個別の再エネ設備に対する出力制御回避の指令	● ②の課題が解消された場合、一般送配電事業者は、個別の再エネの出力制御指令を取り消す必要がある。 ● 一般送配電事業者は、いつ、どのタイミングで、どのように個別の再エネ出力制御の指令を取り消すのか。

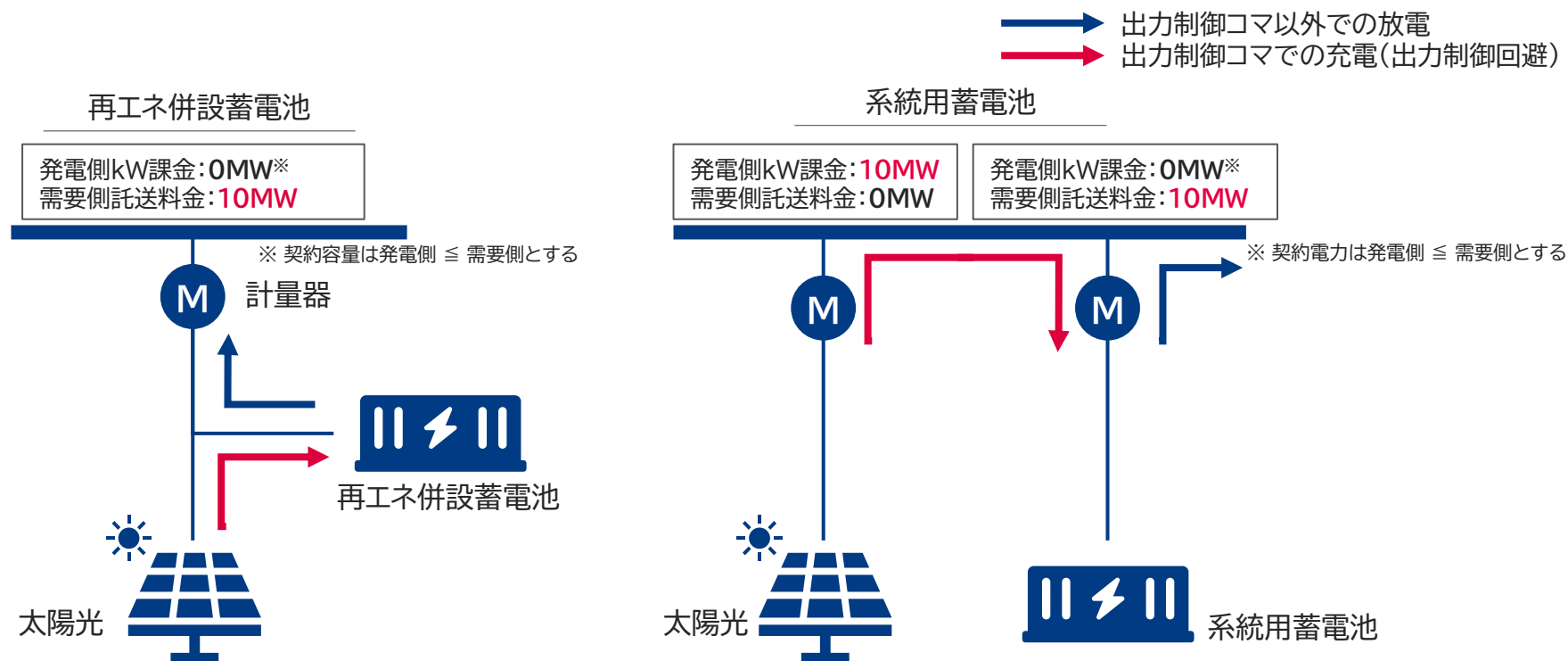
ユースケースごとに想定される課題

ユースケース	系統を介したモデル		系統を介さないモデル
	エリア需給バランス起因	系統制約起因	
	出力制御時に当該エリア内の系統用蓄電池にて充電を行うことで、出力制御量を緩和		出力制御時に自営線(マイクログリッド)内の系統蓄電池にて充電
事業者・メーカーの課題	- 抑制回避量の評価: どのタイミングで、どのように抑制回避量を評価するか(今後ヒアリングにて確認)。 - FIPプレミアム: 再エネ30分コマデータ上は0.01円コマで発電するため、調整後プレミアムが減少する可能性。 - 出力制御機能付きPCSの改修: 出力上限値以下に制御する機能を有しており、PCS機能の改修が必要となる可能性。 - 適用対象となる電源: 出力制御ルールの違いによる実現可能性の詳細整理が必要。	実現可能性: 再エネ電源が混雑系統に接続されている場合、または蓄電池が順調流混雑系統に接続している場合、実施できない。	- 自営線の敷設コストを要するため、地理的に近い必要がある。 - 自営線内では特定送配電事業者または組合型特定供給として取引。 - 実質的に再エネ併設と同様ではないか。
TSOの課題(システム、運用、約款など)	- 系統充電を考慮した制御指令: 系統蓄電池とFIP再エネを紐づけた出力制御指令を計算可能か。 - エリア充電需要の評価: 制御業務時に、どのように評価しているか確認が必要(ダブルカウントの可能性を排除するため)。 - 系統への物理的影響: TSO想定と異なる動きをする電源の存在により、需給バランス以外の制約が発生する可能性。 - OCCTO定款・業務規程・送配電等業務規程: 改定が必要となる。事業者が制御未達になった際のペナルティ規定、監視主体、是正勧告主体等の整理が必要。	系統制約時に、BGが系統を介して出力回避を行う場合、系統システム全体に悪影響が及ぶ可能性。	—
制度上の課題	- 計量: 託送計量器にて実発電量・需要は計測可能だが、抑制回避量の評価に当たって2地点間での差分計量・区分計量が必要か。 - FIP交付金・非化石価値の扱い: 系統蓄電池に充電された電力のFIP制度上の取り扱いや、非化石価値をどのように扱うか(制度変更に当たり、①系統充電分とFIP電源からの抑制回避分(みなし)と区別できること、②費用負担調整機関(広域機関)にて評価・精算する仕組みを整備できることが前提と考えられる)。 - 託送料金: 系統を介しているため、再エネ・充電側ともにkWh部分の託送料金がかかる(追加的に系統を介した需要・供給が発生しているため、当然とも考えられるか)。 - 計画値同時同量制度: 抑制回避量の評価方法等に依存するが、蓄電池(小売の需要BG)では不足インバランス、再エネ(発電BG)には余剰インバランスが発生する可能性があり、計画値同時同量制度の在り方を含めた整理が必要ではないか。		自営線内での抑制回避量を特定するために、差分計量が必要となる可能性(事業者間での取引・精算の用に用いる目的であり、その他ステークホルダーには関係がないか)。

託送料金の措置 | kW課金分

- 遠隔地の系統用蓄電池を利用した出力制御スキームの場合、発電設備側と蓄電池側の契約電力それぞれに対してkW課金分の託送料金が生じる。
- 遠隔地の系統用蓄電池の場合、併設蓄電池に比べて発電側課金(kW課金)が追加で生じると考えられる。
 - 太陽光と蓄電池の契約kWをそれぞれ10MWと仮定した場合、併設蓄電池の場合、発電側kW課金は0となる。一方、託送料金の発電側kW課金の考え方に基づくと、遠隔地系統用蓄電池を利用した場合は、発電側kW課金は10MW相当になると考えられる。

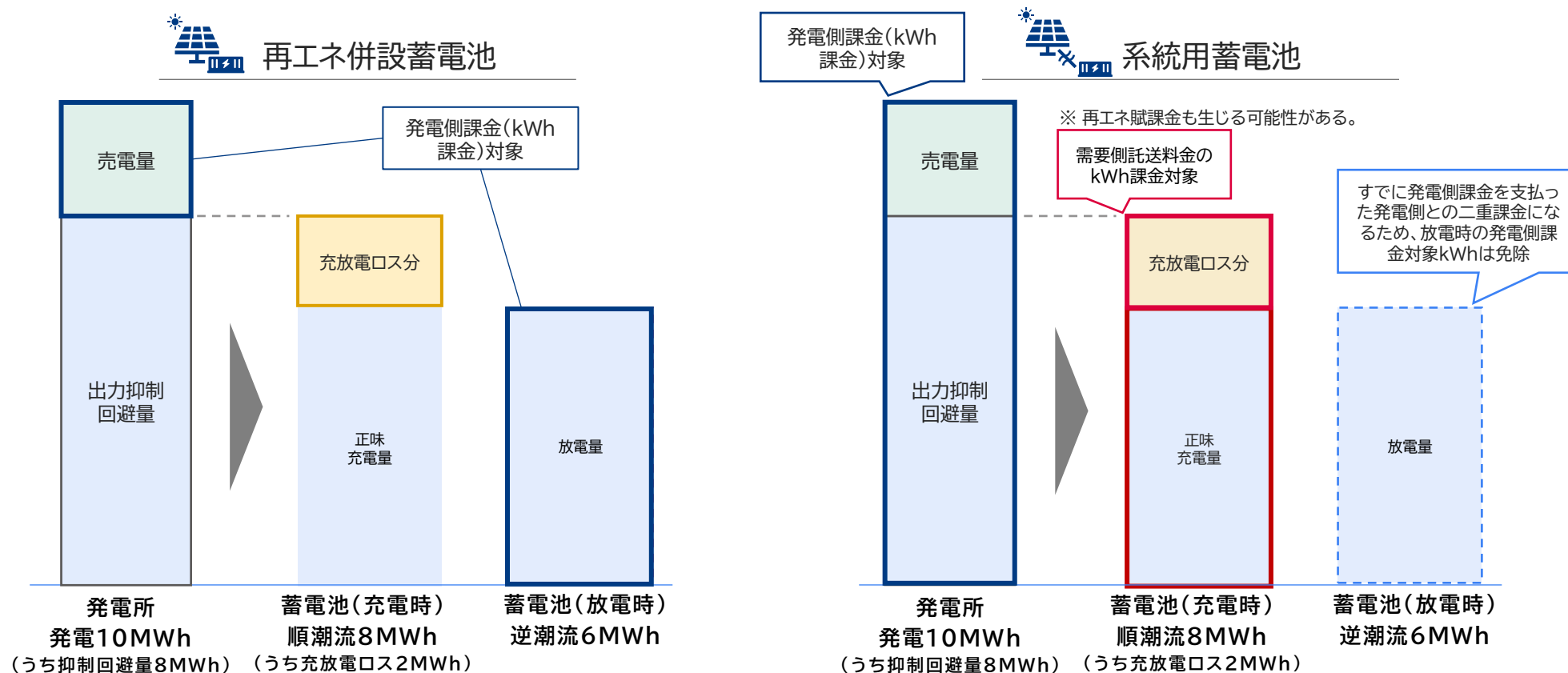
併設蓄電池と系統用蓄電池を活用した出力制御回避スキームにおける託送料金の賦課の扱い



託送料金の措置 | kWh課金分

- 併設蓄電池に比べ、蓄電池の充放電ロス分のkWh課金分の託送料金および再エネ賦課金が蓄電事業者に賦課され则认为られる。
- 加えて、系統用蓄電池を用いる場合、発電側のkWh託送料金においても蓄電池の充放電ロス分が追加的に付加され则认为られる。

併設蓄電池と系統用蓄電池を活用した出力制御回避スキームにおける託送料金の賦課の扱い



※蓄電池特措の適用対象となる設備構成の場合はこの限りでない。

出所)経済産業省 資源エネルギー庁, “電力託送料金について ~2024年4月からの変更点~”, 閲覧日:2024年11月28日, https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_electricity/pdf/0051_06_00.pdf

を基に三菱総合研究所作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

FIP制度 | 支払いの算定・精算方法(概要)

- FIP制度は再エネの投資インセンティブを確保しつつ、再エネの市場統合および市場のシステムコスト低減を行うことを目的として制度設計が行われている。
- 以上の原則から、プレミアム(供給交付金)は、「基準価格－参照価格」をプレミアム単価とし、それに再エネ供給量を乗じた額を基本として、一か月ごとに決定される。(①)
- 一般送配電事業者により供給電力量の集計が行われ、広域機関によりプレミアム交付額の算定が行われる。(②)

①FIPプレミアム算定式

※ プレミアム単価は、0.01円/kWhコマを考慮して調整される

$$\text{プレミアム(供給促進交付金)} = \left(\begin{array}{c} \text{プレミアム単価} \\ \text{基準価格(FIP価格)} \\ \text{再エネの供給が効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用} \end{array} + \begin{array}{c} \text{価格目標その他の事情} \end{array} - \begin{array}{c} \text{参照価格} \\ \text{市場取引等により期待される収入} \end{array} \right) \times \text{再エネ電力供給量}$$

②FIPプレミアム交付までの各事業者の業務とスケジュール

月	N (対象月)	N+1				N+2				N+3			
週	4W	1W	2W	3W	4W	1W	2W	3W	4W	1W	2W	3W	4W
広域機関								交付金算定	交付金通知	交付金振込データ作成	▼振込実施(N+3月の10日頃)		
認定事業者		バイオマス比率登録(対象事業者のみ)						交付金確認			▼交付金受領		
一般送配電事業者		供給電力量データ集計				供給電力量通知							

出所)経済産業省 資源エネルギー庁, “FIP制度について”, 閲覧日:2024年11月20日,

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fip_2020/fip_document02.pdf を基に三菱総合研究所作成

電力広域的運営推進機関, “制度概要 ●業務運用スケジュールのイメージ”, 閲覧日:2024年11月20日, https://www.occto.or.jp/fip/fip_gaiyou.html

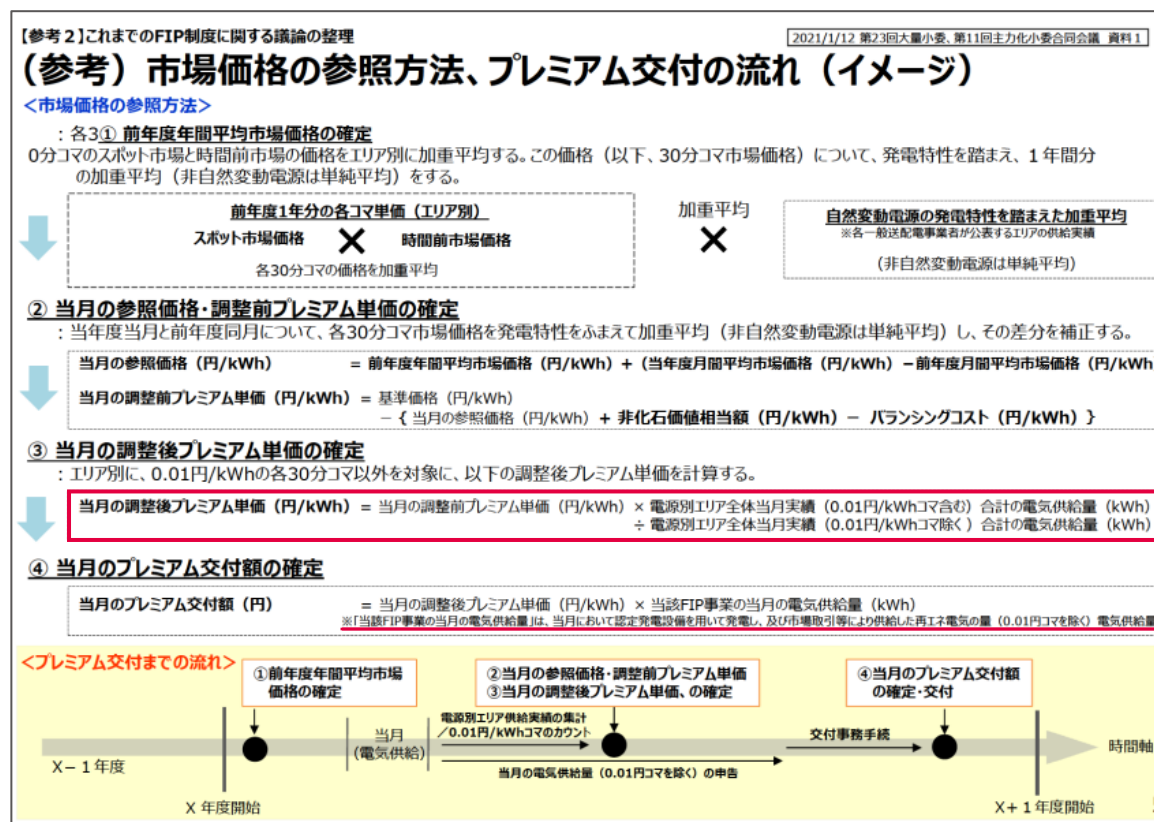
Copyright © Mitsubishi Research Institute

FIP制度 | 支払いの算定・精算方法(詳細)

■ プレミアム算定のために用いる参照価格および、出力制御コマ(0.01円/kWhコマ)を考慮したプレミアム単価の調整方法は以下の資料のように設定されている。

- プレミアム交付額は、「プレミアム単価×出力制御コマを除いた電気供給量」で算出される。また、出力制御コマのプレミアム単価は出力制御コマ以外の時間にプレミアム単価の増分となるように調整される。
- 発電事業者としては、出力制御コマでの発電を避け、プレミアム単価が乗る時間帯での発電を行うことが望ましい。

FIP制度の参照価格およびプレミアム単価の調整方法



出所)経済産業省 資源エネルギー庁, “FIP制度について”, 閲覧日:2024年11月20日,

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fip_2020/fip_document02.pdf に赤線・赤枠を三菱総合研究所加筆

Copyright © Mitsubishi Research Institute

FIP制度 | 計量値に基づくプレミアムの算出

- FIP制度によるプレミアムの支払の諸元となる計量値は、再エネ特措法およびその施行規則により、供給地点ごとに一般送配電事業者の計量器によって計量された30分計量値に基づいて算定される。

東京電力PG 託送供給等約款より抜粋

30. 計量

(1) 当社は、発電量調整受電電力量および最大連系電力等は、原則として、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で、接続供給電力量および最大需要電力等は、原則として、供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。また、受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を原則として38(託送供給等の実施)によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし、発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により、発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で、当社が適当と認めるときは、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合、仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は、契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。なお、30分ごとに、受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は、31(電力および電力量の算定)の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

出所)東京電力パワーグリッド，“託送供給等約款”，閲覧日：2024年11月20日，
https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/notification/pdf/takusou_yakkan20240117.pdf

再エネ特措法より抜粋

第二条の四 供給促進交付金の額は、経済産業省令で定める期間ごとに、認定事業者が、認定発電設備を用いて発電し、及び市場取引等により供給した再生可能エネルギー電気の量(キロワット時で表した量をいう。以下同じ。)に当該認定発電設備に係る供給促進交付金単価を乗じて得た額を基礎として経済産業省令で定める方法により算定した額とする。

出所)e-GOV，“再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法”，閲覧日：2024年11月20日，
https://laws.e-gov.go.jp/law/423AC00000000108#Mp-At_2_4-Pr_1 を基に三菱総合研究所が赤字部分を加筆
Copyright © Mitsubishi Research Institute

再エネ特措法施行規則より抜粋

(供給促進交付金の額の算定方法)

第三条の三 法第二条の四第一項の経済産業省令で定める方法は、前条で定める期間(以下「算定期間」という。)ごとに、同項の規定に基づき算定して得た額から第一号の額を控除して、第二号の額を加える方法とする。

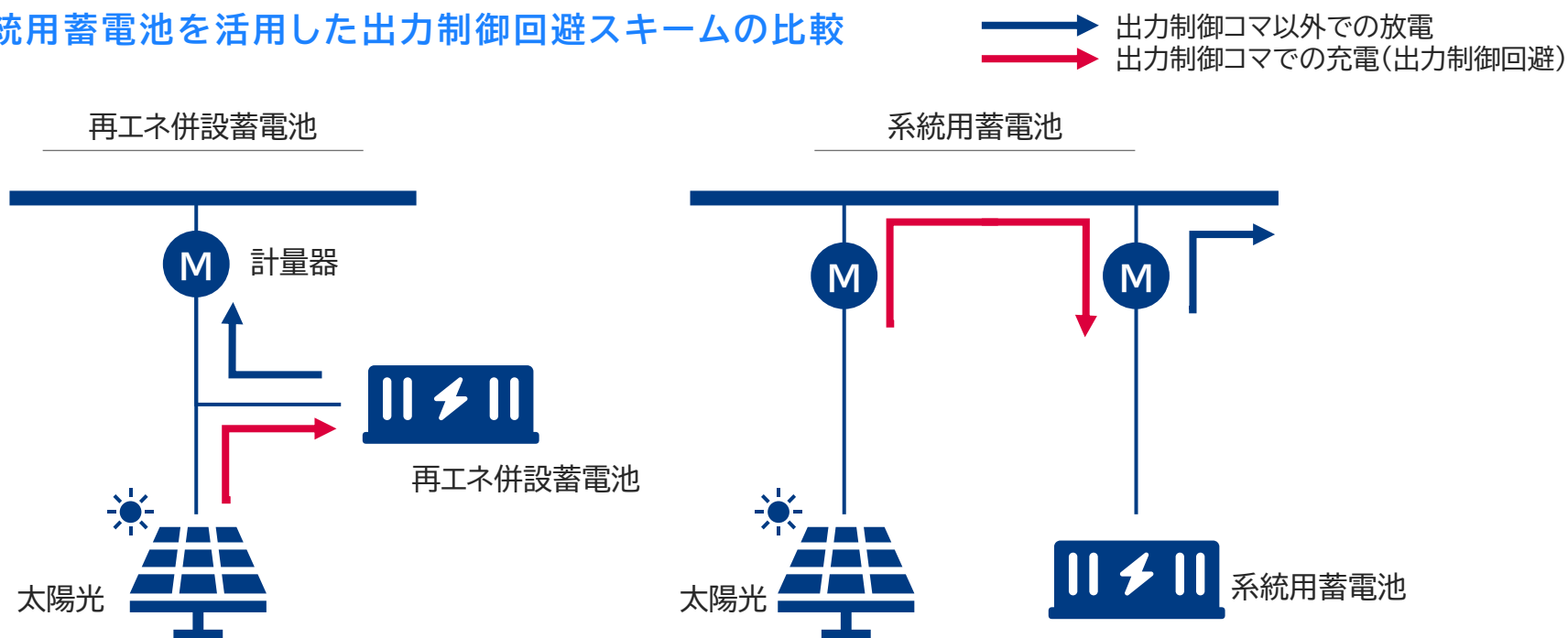
- 一 認定発電設備が設置された一般送配電事業者の供給区域において、供給促進交付金の額の算定の対象となる期間のうち、卸電力取引所(電気事業法(昭和三十九年法律第百七十号)第九十七条に規定する卸電力取引所をいう。以下同じ。)が開設する翌日市場(電気事業法第九十八条第二項に規定する翌日市場をいう。以下同じ。)における売買取引における電気の一キロワット時当たりの価格として卸電力取引所が公表する額が一銭となった三十分単位の各時間帯(以下「プレミアム不交付時間帯」という。)において、認定事業者が、認定発電設備を用いて発電し、及び市場取引等により供給した再生可能エネルギー電気の量を合計して得た量に供給促進交付金単価を乗じて得た額
- 二 認定発電設備が設置された一般送配電事業者の供給区域において、供給促進交付金の額の算定の対象となる期間のうち、プレミアム不交付時間帯を除いた時間帯(以下「プレミアム交付時間帯」という。)において、認定事業者が、認定発電設備を用いて発電し、及び市場取引等により供給した再生可能エネルギー電気の量を合計して得た量に、供給促進交付金単価及びプレミアム不交付時間帯における当該一般送配電事業者が公表する発電量(当該認定発電設備が設置された一般送配電事業者の供給区域において、当該認定発電設備による再生可能エネルギー電気の供給と同一の時間帯における、同一の再生可能エネルギー源により供給された電力量として当該一般送配電事業者が公表する発電量をいう。以下この項及び第三条の五において同じ。)を乗じ、プレミアム交付時間帯における当該一般送配電事業者が公表する発電量で除して得た額

出所)e-GOV，“再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則”，閲覧日：2024年11月20日，
https://laws.e-gov.go.jp/law/424M600000400046#Mp-Ch_2-At_3_3 を基に三菱総合研究所が赤字部分を加筆

FIP制度 | 出力制御コマの蓄電池の運用

- 再エネ併設蓄電池であれば、受電点の計量器を介さずに再エネを充電できるため、出力回避した充電電力を出力制御コマ以外の時間で放電した際には、調整後プレミアム単価に放電電力量分を乗じたプレミアム交付額を享受できる。
- 系統用蓄電池を用いた場合には、再エネ発電量が一度受電点の計量器で計量されてしまうので、その時点で出力制御コマで発電したことになる。
- そのため、系統用蓄電池で出力回避した電力を出力制御コマ以外で放電しても、計量器の都合上、プレミアム交付額の算定に係る電力とみなされず、プレミアムを享受できない。

併設蓄電池と系統用蓄電池を活用した出力制御回避スキームの比較



FIP制度 | 蓄電池放電へのプレミアム交付

- 資源エネルギー庁が公開する事業計画策定ガイドライン(太陽光)によると、蓄電池が附属する再エネ発電設備においては、プレミアム交付額の算定のために、再エネ発電設備由来の電力を区分計量できる構造が必要であることが示されている。
- また、再エネ由来と系統由来で再エネ併設蓄電池からの放電量を以下の式のように按分した電力量に対しては、プレミアム交付対象とすることを示している。

FIP制度での再エネ併設蓄電池の扱い

○ 事業計画策定ガイドライン(太陽光発電) P44

2. FIP 認定事業独自の認定基準

- ① 認定申請発電設備により発電される電気の取引や需給の調整に関する計画が適切であること。
- ② 再エネ特措法施行規則第5条第2項第4号に定める基準の例外として、附属する蓄電池に系統側から充電する場合は、認定申請発電設備の設置場所を含む一の需要場所に需要設備(当該再生可能エネルギー発電設備の運転に不可欠なものであって、当該再生可能エネルギー発電設備において使用する電気の量が微量である場合を除く。)が設置されていないこと。また、**供給促進交付金の算定に必要なものとして、当該再生可能エネルギー発電設備について、当該蓄電池に供給される電気の量のうち再生可能エネルギー源を電気に変換する設備に由来するものとそれ以外のものとを区分して計算でき、かつ、当該蓄電池から市場取引等により供給する電気の量を計算できる構造であること。**

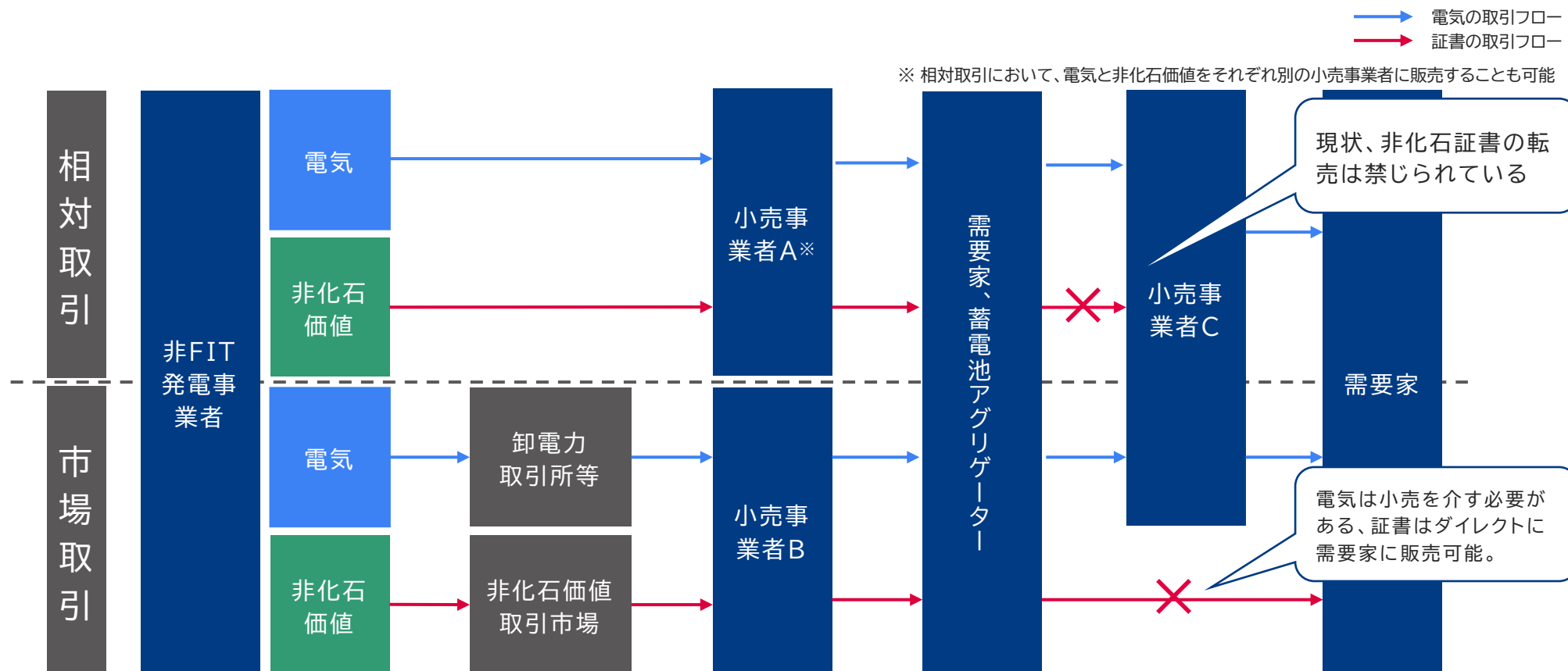
$$\text{①の放電量のうち、認定発電設備に由来する電気量} = \text{①} \times \frac{\text{③}}{\text{②} + \text{③}}$$

- ① 蓄電池から放電された電気の量
- ② 系統側から蓄電池に充電された電気の量
- ③ 再エネ源を電気に変換する設備から蓄電池に充電された電気の量

非化石価値取引 | 非FIT非化石証書取引スキーム

- 非FIT非化石証書取引は、相対取引と市場取引の2つのケースで行うことが可能。
- 蓄電池アグリゲーターが保有する系統用蓄電池が出力回避により、非FIT電源から非化石証書付きの電力を充電した場合、非化石証書の転売が現状禁じられているため、蓄電池アグリゲーターは非化石価値を享受することはできない。

非FIT非化石証書取引のユースケースおよび蓄電池アグリゲーターを介した場合の取引スキームの仮説



出所)経済産業省 資源エネルギー庁, “第26回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料3 制度検討作業部会非FIT非化石証書の取引に係る制度設計について”, 閲覧日: 2024年11月20日, https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/026_03_00.pdf#page=4 を基に三菱総合研究所作成

(参考)非FIT非化石証書の転売禁止

- JEPXによると非化石価値の転売はできないとしており、BGの親が非化石価値をまとめて購入し、子BGに分配することも不可能であると言及している。
- 電力・ガス基本政策小委員会では、非化石価値取引市場において小売事業者間の証書の転売ができない仕組みであることが言及されている。

JEPXによる非化石価値取引市場における転売の禁止への言及

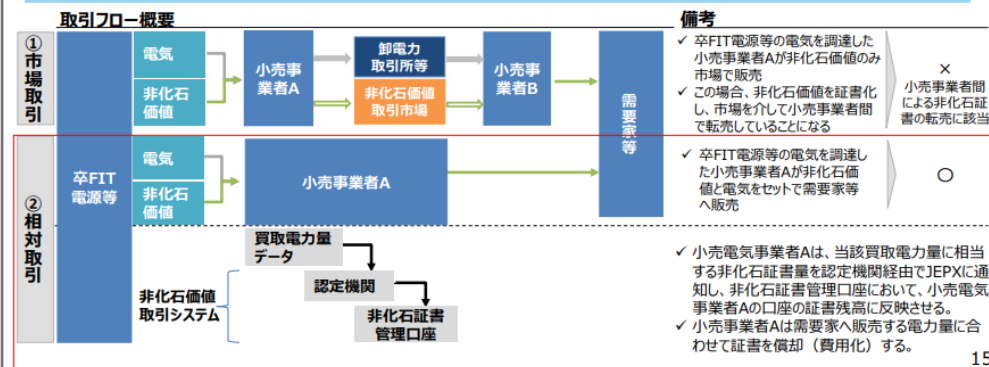
非化石価値取引市場説明会 ご質問&回答	
赤字は会場での回答を一部修正しています。	
質問	回答
会費等について、現取引会員は手数料以外に新たな費用負担はないと考えてよいのか。	ご理解のとおり。
BGの親が非化石証書をまとめて購入してBGの子に分配することは可能か。	不可。非化石証書は転売できないため分配も不可。
小売事業者として、市場で買ってきた非化石価値と売れ残って分配された価値を持ち得るか、取扱いの違いは何か。	売れ残り分については、当該事業者の調整後排出係数を削減するには使用できる。売れ残り分をもって特定小売メニューに充てるようなことはできない。
メニュー別排出係数を設定している事業者の場合、それにあたらないものは残差係数という扱いとなるが、そのような事業者の場合、売れ残り分は残差係数にあたるのか。	売れ残り分は、すべてのメニューの調整後排出係数に均等に反映される。但し、調整後排出係数はマイナスにはならない。
ある小売事業者のメニューのひとつに水力メニューがあったとして、その事業者が非化石価値を買った、そのメニューの排出係数はマイナスになるのか。それとも他のメニュー全体が下がるのか。(非化石価値を特定小売メニューに寄せることはできるのか)	売れ残り分については特定メニューへの割り当てはできない。その小売事業者の全体に当てられる。
非化石証書はカーボンオフセットのように単独の価値として扱うことは可能か。	使えない。あくまでも電気供給者がその形にして配るもの。
市場に売りだされるFIT分は、すべて集約されて出されるのか。電源の種類などはあるのか。売手はGIOのみか。	種別はなし。売り手はGIOのみ。 非FITについては取引方法なども再検討される可能性がある。
2018年度の計画では4回取引されるが、それぞれ売り切りの形か。それとも売れ残りは繰越か。	繰越す。但し次の年度には繰らない。非化石価値証書は年度毎の価値。
非化石証書の有効期限はあるか。	年度毎の価値となる。その年度以外では使えない。
BG事業者の意味がわからない。	託送制度の用語。電気の調達でいえば、ある一社が引き受けてそれをグループに配るというもの。BGの親が取引所で取引し、約定した電気をBGの子に分配する。

電力・ガス基本小委による小売間の証書の転売禁止への言及

小規模な卒FIT電源等の非化石価値の取り扱いについて

平成30年11月第26回制度検討作業部会資料に基づき作成

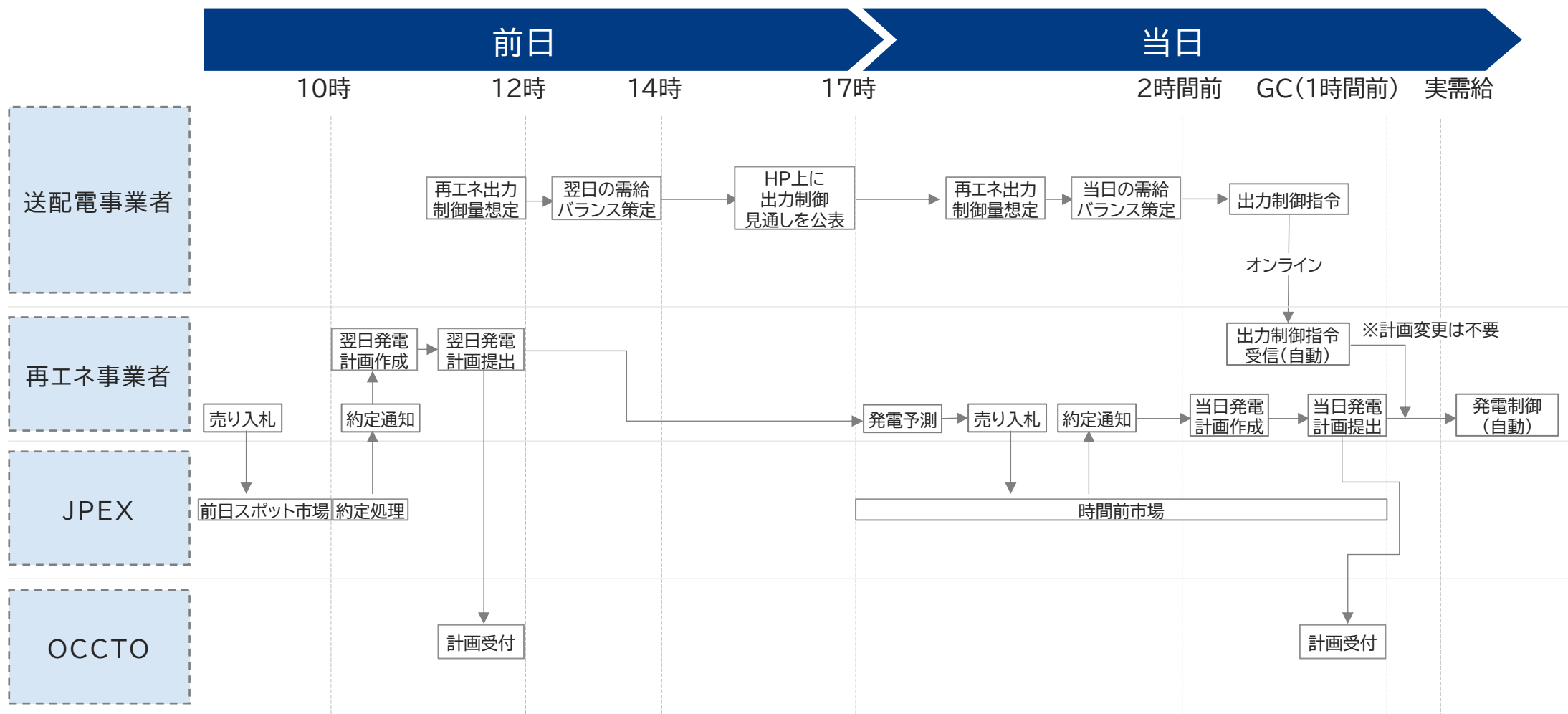
- FIT制度に基づく固定価格買取期間が終了した住宅用太陽光発電等の小規模な非FIT非化石電源（小規模卒FIT電源等）を調達した当該小売電気事業者が、①当該電気に由来する非化石価値を非化石価値取引市場に売却することが認められるかが論点となるが、これまで小売事業者間の証書の転売については、税務上の懸念があることから当面転売は出来ない仕組みとしており、上記①の場合については、小売事業者間による非FIT非化石証書の転売にあたるかと解される。
- このため、当面、小規模卒FIT電源等の取り扱いについては、②非化石価値を有する電気をそのまま需要家等に販売することとしてはどうか。
- なお、②の場合において、前頁の議論のとおり、ダブルカウント防止の観点から、すべて証書化の上、非化石価値取引システムにおいて管理する方法としては、具体的には、小売事業者が調達した電力量（直接需要家に販売した電力量）を認定機関経由でJEPXに通知し、当該電力量に相当する非化石証書をJEPXの非化石証書管理口座の証書残高に反映させつつ、電気を需要家に販売するという方法が想定される。



出所)JEPX, “非化石価値取引市場説明会 ご質問&回答”, 閲覧日:2024年11月20日,
<https://www.jepx.jp/nonfossil/news/pdf/jepx20180426.pdf> に赤枠を三菱総合研究所加筆

出所)資源エネルギー庁, “第27回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 資料3-2非FIT非化石証書の取引に係る制度設計について(これまでの議論概要)”, 閲覧日:2024年11月20日,
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/027_03_02.pdf#page16 に赤線を三菱総合研究所加筆

(2) 系統用蓄電池を活用した遠隔地における再エネ発電の出力抑制緩和に関する調査及び課題整理 (参考)オンライン指令での出力制御プロセス ー前日～実需給ー



出所)関西電力送配電, "出力制御時の対応に関する具体的な内容について(オンライン指令の場合)", 閲覧日: 2024年11月20日, https://www.kansai-td.co.jp/consignment/renewable-energy/kansai/control/pdf/method_02.pdf, 四国電力, "再生可能エネルギー(太陽光・風力)の出力制御に関する よくあるご質問", 閲覧日: 2024年11月20日, https://www.yonden.co.jp/nw/assets/renewable_energy/output_control/faq.pdf, JPEX, "日本電力取引所取引ガイド", 閲覧日: 2024年11月20日, https://www.jepx.jp/electricpower/outline/pdf/Guide_2.00.pdf?timestamp=1731549716625, 電力広域的運営推進機関, "送配電等業務指針", 閲覧日: 2024年11月20日, <https://www.occto.or.jp/article/files/shishin2501.pdf#page=66> を基に三菱総合研究所作成

(参考)混雑管理の実施状況

- 基幹系統の混雑管理は、再給電方式(一定の順序)により、既に実施されている。
- ローカル系統の混雑管理は、当面はノンファーム型電源を対象とした出力制御(一律制御)で実施。将来的には基幹系統と同様に再給電方式(一定の順序)方式を目指す。

混雑管理の実施状況

(参考) 適用系統・電源と制御対象・方法の整理

	基幹系統混雑			ローカル系統混雑			系統図
	①適用系統	②適用電源	③制御対象	①適用系統	②適用電源	③制御対象	
基幹系統 (上位2電圧)	2021.1 基幹系統	2022.4 全電源	(調整電源活用) 2022.12 (一定の順序) 2023.12				系統図 基幹系統 ローカル系統 配電系統
ローカル系統 ※上位2電圧以外かつ配電系統として扱われない系統		2023.4 全電源		2023.4 ローカル系統	2023.4 全電源		
配電系統 (高圧以上)			2023.12以降 必要に応じて拡大				
配電系統 (低圧)		10kW未満			10kW未満		
④制御方法	再給電方式			再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく一律制御（計画変更）			

①適用系統：ノンファーム型接続の考え方をどの送電設備に適用するか
 ②適用電源：ノンファーム型接続の考え方をどの電源に適用するか
 ③制御対象：利用(出力制御)の考え方をどの電源に適用するか
 ④制御方法：平常時及び事故時において系統容量を超過した場合に電源をどのように出力制御するか

出所)経済産業省 資源エネルギー庁, "第48回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1、電力ネットワークの次世代化", 閲覧日:2024年12月2日,
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/048_01_00.pdf

(2) 系統用蓄電池を活用した遠隔地における再エネ発電の出力抑制緩和に関する調査及び課題整理 (参考)混雑管理の運用方法 | 再給電方式(一定の順序)

- 再給電方式(一定の順序)では、TSOがゲートクローズ後の実需給断面に混雑管理を実施する。
- この際、発電事業者は発電計画を変更する必要は無い。

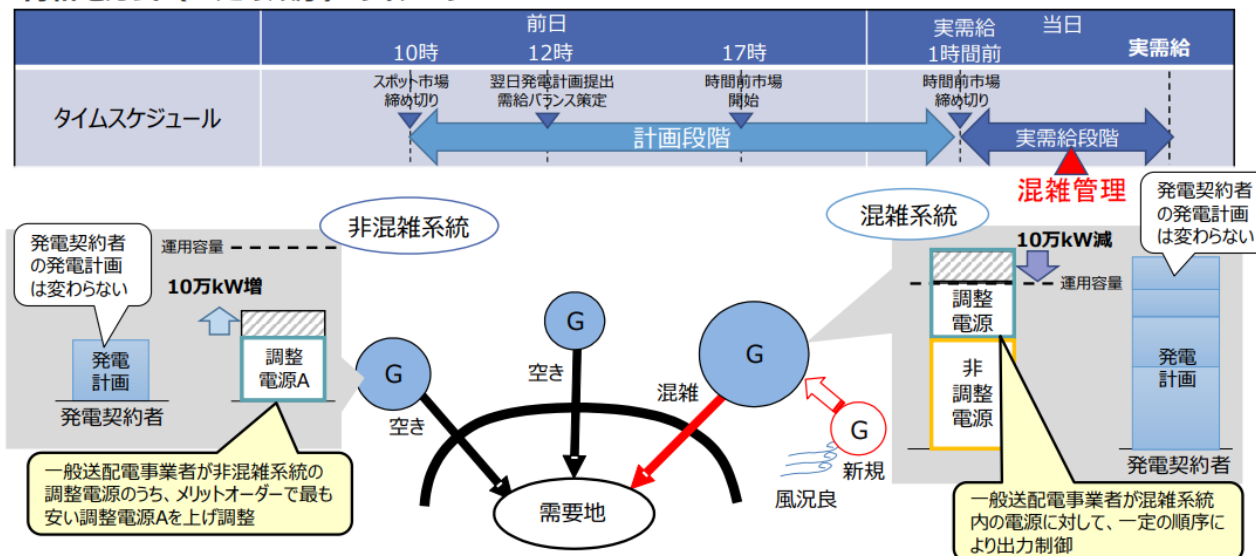
再給電方式(一定の順序)の運用方法

再給電方式(一定の順序)の運用方法

7

- 再給電方式(一定の順序)では、ゲートクローズ※後の実需給断面で一般送配電事業者が、基幹系統の混雑系統において調整電源及び調整電源以外の電源も含め一定の順序により出力制御したことに伴い不足した電力を、非混雑系統の調整電源をメリットオーダーに従い上げ調整し電力の同時同量を確保することで混雑管理します。
- 一般送配電事業者が再給電方式(一定の順序)にて混雑管理するため、ノンファーム電源の一律制御のように系統混雑の状況に応じて発電契約者が発電計画を変更する必要はありません。

再給電方式(一定の順序)のイメージ



(参考)混雑管理の運用方法 | ノンファーム電源の一律制御

- ノンファーム電源の一律制御では、ゲートクローズより前の段階から出力制御が行われる。
- 発電事業者は、翌日発電計画提出(実需給の前日12時)後および、実需給の $1 + \alpha$ ※時間前に行われるTSOの混雑予想を基にノンファーム電源の出力制御量を把握し、必要に応じて発電計画を修正する。

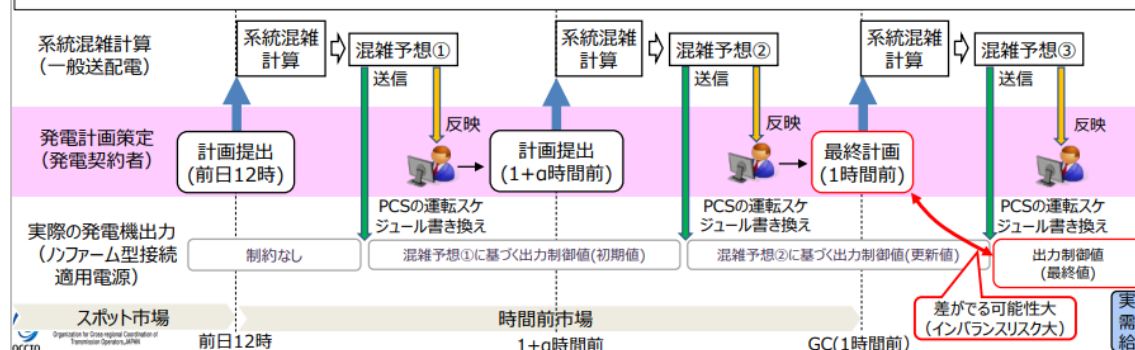
※ TSOが決定する時間数

ノンファーム電源の出力制御の基本的な考え方

出力制御の基本的な考え方

17

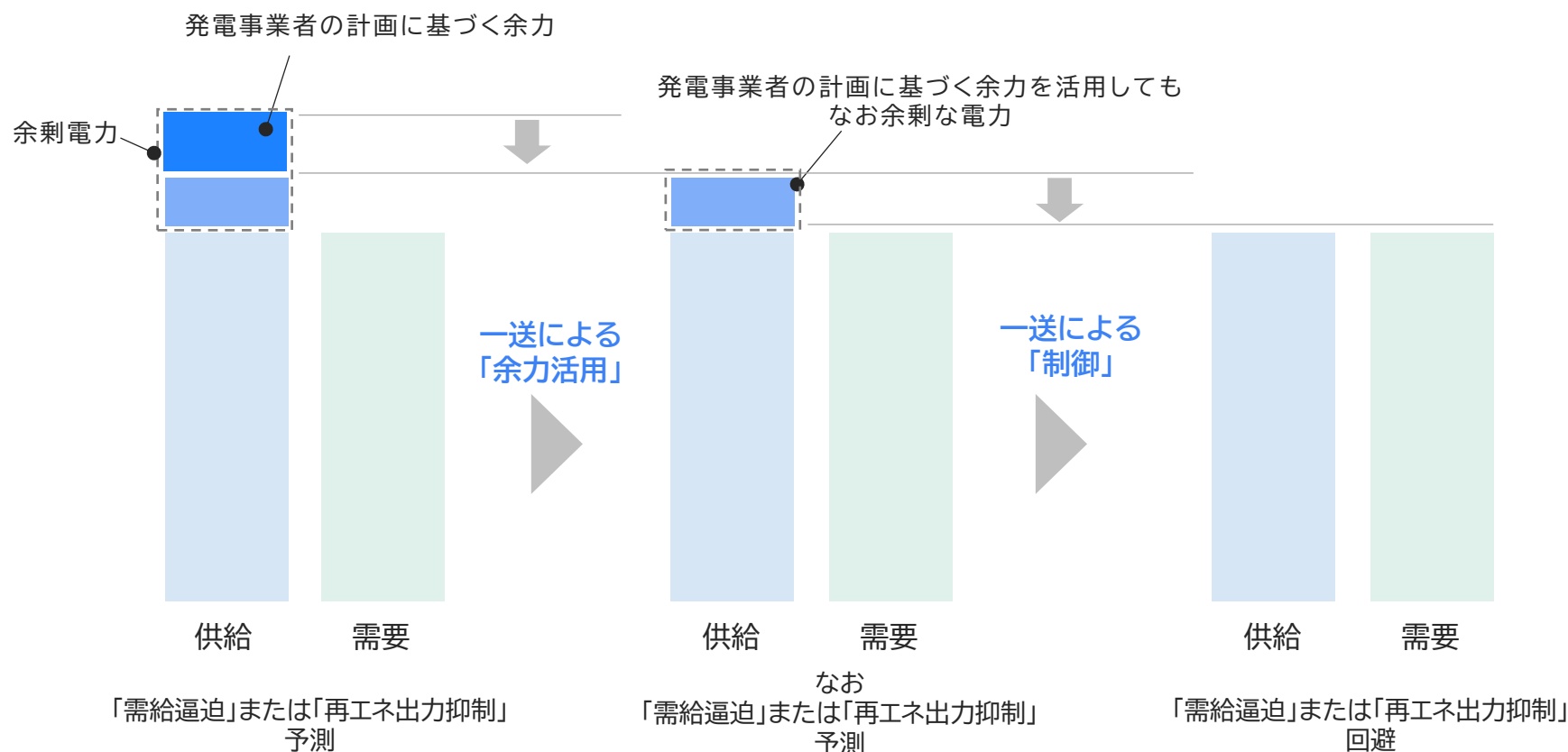
- 送変電設備の空き容量がない場合(以下 系統混雑と言う)に必要な出力制御は、最終計画提出(実需給の1時間前)より前の段階(計画段階)から行います。
 - 一般送配電事業者が系統混雑を予想し出力制御を行うタイミングは、以下に示す①～③の計3回です。
 - ① 翌日発電計画提出後
 - ② 実需給の $1 + \alpha$ 時間前※
 - ③ 実需給の1時間前(発電計画確定の直後)
- ※ α は、システム処理時間や事業者の代替電源調達時間等を加味した上で一般送配電事業者において決定します
- ①～③時点で事業者から提出されている最新の発電計画および自然変動電源の出力予想や需要想定を基に、潮流想定を行い、系統混雑時は、ノンファーム型接続適用電源を出力制御し系統混雑を解消します。
 - 発電事業者は①および②における混雑予想を元にノンファーム型接続適用電源の制御量を把握し代替電源調達を行うとともに必要に応じて発電計画の修正を行います。
 - 最終的な出力制御量は、③のタイミングにおいて、最終的な発電計画に基づき計算されるため、系統混雑が生じる場合は、インバランスとなる可能性があります。



(参考)揚水発電所の所有・運用スキーム

- 系統WGにおいては、大型の系統用蓄電池(長期脱炭素オークションの落札電源など)を揚水発電所と同様に需給逼迫や再エネの出力制御回避のために一般送配電事業者が運用する方向で議論されている。
 - なお、一般送配電事業者が所有する一部の系統用蓄電池は、既に優先給電ルールにおいて揚水と同様の運用がなされている。

需給逼迫時の揚水発電所(発電事業者所有)の制御イメージ



出所)経済産業省 資源エネルギー庁, “第48回 系統WG 資料3系統用蓄電池の接続・利用の在り方について”, 閲覧日:2024年11月20日,
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene shinene/shin energy/keito wg/pdf/048_03_00.pdf を基に三菱総合研究所作成

未来を問い続け、変革を先駆ける

MRI 三菱総合研究所

二次利用未承諾リスト

報告書の題名: 出力制御対策に資する蓄電池等分散型エネルギーリソースの活用に向けた調査事業報告書

委託事業名: 令和6年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業

受注事業者名: 株式会社三菱総合研究所

頁	タイトル
16	日本の地域別接続検討受付件数
16	電源種別の受付件数割合
17	東京電力パワーグリッド 高圧発電設備の系統連系の流れ
18	東京電力パワーグリッド 低圧発電設備の連系の流れ
19	一括検討のフロー
19	一括検討完了までにかかる期間
19	一括検討対象設備
20	系統情報の公表の考え方で示されている公開情報
20	中部電力電力パワーグリッド 空き容量マッピング
21	接続検討にかかる費用負担
24	JETの蓄電システムに関する認証サービス
26	JETのHPにて公表されているコスト・期間
26	JETのHPにて公表されている系統連系保護装置等認証試験の混雑状況
30	JET 系統連系保護装置等認証の登録リスト(一部抜粋)
33	LBNL 米国における電源の系統連系期間に関する分析対象
33	系統連系期間の定義
34	系統連系申請手続き中の累計設備容量の推移(リソース別、2014-2023年末まで)
35	系統連系申請手続き中の累計設備容量の推移(ISO/RTO別、2014-2023年末)
36	連系申請(IR)～接続契約(IA)までの所要期間(か月)
37	接続契約(IA)～商業運転までの所要期間(か月)
38	接続申請(IR)～商業運転までの所要期間(か月)
39	系統連系申請待ち案件と既存電源の容量比較
39	インフレ抑制法(IRA)施行前後の系統連系申請待ち案件
53	PJMの系統連系プロセスの移行スケジュールおよび本調査の主なスコープ
54	PJMにおける系統連系プロセスの全体像・概要
55	PJMにおける年間の系統連系申請スケジュール
64	PJM 系統連系申請撤回時に没収される預託金比率と撤回タイミングとの関係
72	少なくとも1つ以上のホスティング・キャパシティマップ(配電系統)を公表する州
74	CA州における系統連系手続きの概要

頁	タイトル
75	CAISOのHeatmapの表示画面
77	CAISOにおける系統連系申請数の推移
78	CAISOのCluster 14のスケジュール
92	ENAによるDER接続ガイドのディジションツリー
95	ENAによるG98 for Multiple Premisesの接続申請フォーム
104	NESOが示す系統連系手続のプロセス
109	英・Octopus Energyによる投機的プロジェクトの推計
109	2029年以前に接続予定の案件における不確実の高い案件
110	各機関の英国の系統連系改革方針の関係性および公開された時系列
111	NESOによる送電系統の系統連系手続改革「Five Point Plan」(2023年2月)
114	系統連系手続きプロセスの概要(TMO4+)
116	英国 配電系統の空き容量マップ(NGED)
116	英国 送電系統の空き容量マップ
117	Type Test Verification Reportの試験項目
117	HUAWEIの申請書サンプル
118	MCSによる蓄電池インストーラー検索画面
119	英国における配電系統連系リソースの型式試験台帳ウェブサイト
121	ドイツ国内の各TSO供給エリア
124	VDE-AR-N 4110よりTABに引用されている連系プロセス
129	ドイツにおける分散電源ユニット・コンポーネントの認証情報データベース(ZEREZ)
132	50Hertz インタラクティブマップ
143	Federazione ANIEが提供している認証済みの装置のリスト
152	欧州における蓄電池に関する規制・ルールの一覧
158	国際規格の要件や試験内容に関する比較表(例:過放電保護)
167	②FIPプレミアム交付までの各事業者の業務とスケジュール
168	FIP制度の参照価格およびプレミアム単価の調整方法
173	JEPXによる非化石価値取引市場における転売の禁止への言及
173	電力・ガス基小委による小売間の証書の転売禁止への言及
175	混雑管理の実施状況
176	再給電方式(一定の順序)の運用方法
177	ノンファーム電源の出力制御の基本的な考え方