

令和6年度エネルギー需給構造高度化対策調査等事業 (諸外国における電力系統関連政策等動向調査)

成果報告書

MRI エム・アール・アイ リサーチ アソシエイツ

2025年3月

はじめに	3
事業の目的	4
実施内容	5
1. 系統接続・増強施策	6
1.1 送電系統の定義	7
1.2 送電系統の長期開発計画の策定フローと位置づけ	11
1.3 系統接続時の系統増強：増強判断規律	16
1.4 海底ケーブル、架空線等の施工力確保に関する取組	27
1.5 大規模送電計画事例	32
1.6 その他トピックス	43
2. 系統運用に関する政策	47
2.1 出力制御の制度・手法	48
2.2 出力制御の実績	56
2.3 出力制御に伴う精算・補償制度	64

はじめに

事業目的	4
実施内容	5

事業目的

- 本調査の目的は以下の通りである。

再生可能エネルギー(再エネ)は、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で重要な低炭素の国産エネルギー源である。中長期的な将来も見据え、パリ協定を契機とした脱炭素化の要請の高まりや再生可能エネルギーを取り巻く需要の変化を背景に、3E+Sの原則の下、再生可能エネルギーの主力電源化に向けた環境整備を進めていくことが不可欠である。再エネの導入拡大に伴って、系統増強や自然変動再エネの出力変動に追従可能な調整力の確保等、系統への受入コストが増大するが、既存系統の最大限の活用や適切な調整力の確保等を通じて、社会全体のコストの最小化を図る必要がある。

これらを踏まえ、本事業では、我が国において経済効率的かつ持続可能な形で再エネの導入拡大を図るための施策に係る資源エネルギー庁殿の検討に資することを目的として、再エネの導入率や促進施策等で我が国に先行する欧米諸国や再エネ導入が急速に進む新興国等を対象として、再エネ等の系統接続に関する諸制度の概要や施行状況等について調査を行った。

実施内容

- 再エネの導入拡大に伴い、系統制約や系統増強ニーズの増大が顕在化することを踏まえ、再エネの導入拡大が進む主要国について、以下の調査を行った。

第1章:諸外国における系統接続、増強に関する政策

ドイツ、イギリス、米国を対象に、大規模送電系統の長期計画策定における国家の戦略方針と系統計画の関係、また系統計画の策定における政府と事業者の関係やフローに注目して、情報を整理した。また、こうした計画に基づいて系統増強を行う場合の判断根拠を調査した。加えて、送電系統の整備ニーズおよびこれに係るコストが、再エネ適地など特定の地域に偏る傾向が強いという課題も踏まえ、系統整備に係る費用分担のありかたについて整理した。このほか、HVDC海底ケーブルや架空線など、直流送電に係るサプライチェーン支援に関して情報を整理した。

さらに、追加的なトピックとして、欧州大の系統計画である10カ年系統計画や、海底ケーブルに係る供用期間後の撤去検討事例、ドイツの送電系統運用者であるTenneT社に対する支援の情報をとりまとめた。

上掲の各国の制度的取組の状況調査に加え、本調査では、現在進行中の海底直流送電系統整備プロジェクトの具体例として、イギリスとドイツを結ぶ「NeuConnect」、及びイギリス国内でイングランドとスコットランドを結ぶ「Eastern Green Link2 (EGL2)」を採り上げ、両プロジェクトのスキームの違いに注目して情報を整理した。さらに現在、複数の海底HVDCプロジェクトのフィージビリティスタディが進められているASEAN地域に関して、主要な取組の進捗状況を整理した。

第2章:系統運用に関する政策

ドイツ、イギリス、スペイン、アイルランド、オーストラリア、米国を対象に、系統安定化のために送電系統運用者が行う出力制御の制度や手法と実績、またこれに伴う補償の制度や実績を整理した。一部の国では市場的措置で出力制御に応じる電源を調達するなどの枠組みがある。こうした事前の合意・約定に基づく手法と、市場ベースによらない送電系統運用者による技術的介入による出力制御の違いに注目して情報を整備した。また、出力制や補償における、再エネに対する何らかの特例・優遇措置の有無にも注目して情報を整理した。

1.系統接続・増強施策

1.1 送電系統の定義	7
1.2 送電系統の長期開発計画の策定フローと位置づけ	11
1.3 系統接続時の系統増強：増強判断規律	16
1.4 海底ケーブル、架空線等の施工力確保に関する取組	27
1.5 大規模送電計画事例	32
1.6 その他トピックス	43

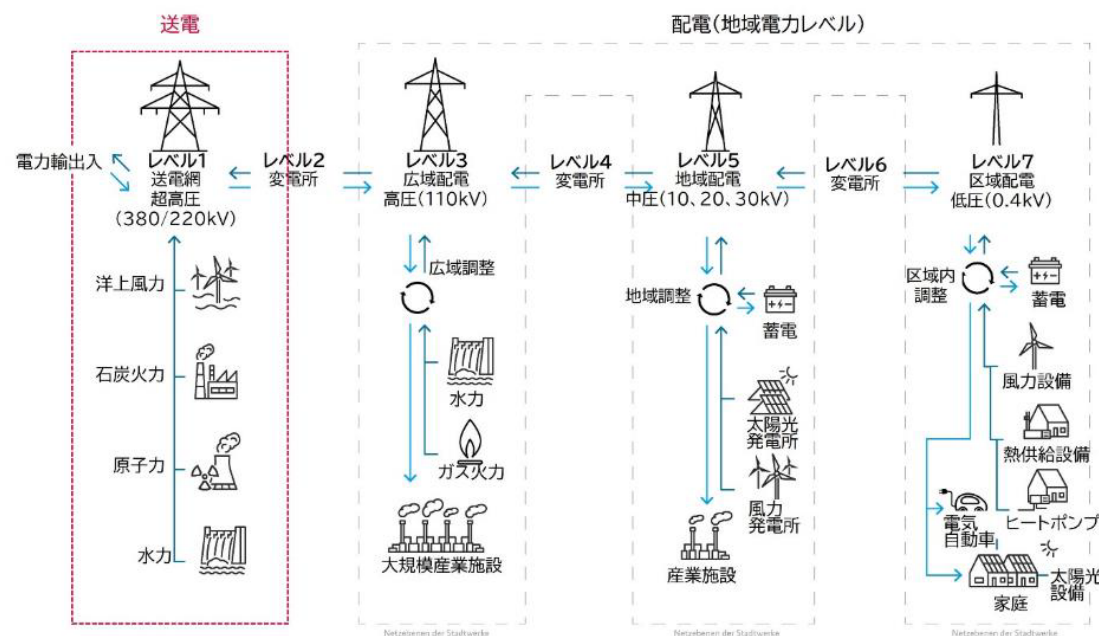
1.1 送電系統の定義

1.1 送電系統の定義

ドイツ・送電系統の定義

- ドイツでは、220kV～を送電網(ネットワークレベル1)、これ以下を配電網と定義
- 国内4つの送電系統運用者(TSO)が系統を所有・運用している
※このほか、国際送電ライセンスを受けて国際連系線のみを所有・運用する独立国際連系線運用者も存在

ドイツのネットワークレベル



送配電網概要

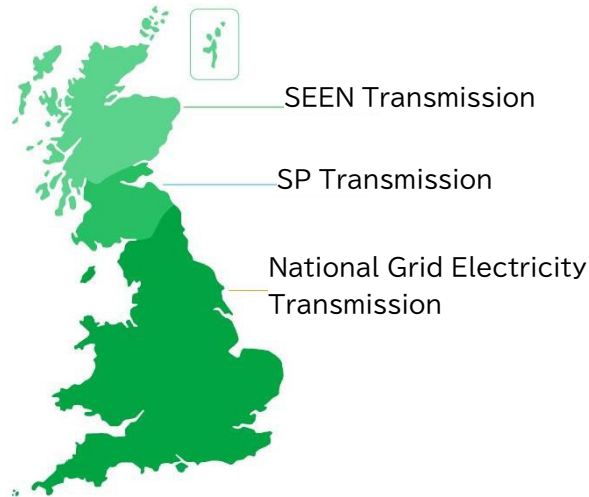
	送電網	配電網
運用者	送電系統運用者(TSO)	配電系統運用者(DSO)
目的	国内外に電気を長距離輸送する超高压系統	消費者に電気を届けるための系統
電圧	交流:220kV、380kV 直流:~525kV	高压:60~220kV 中圧:6~60kV 低压:230Vまたは400V

出所) SMARD (連邦ネットワーク庁電力市場データウェブサイト) “Netzebenen”

1.1 送電系統の定義

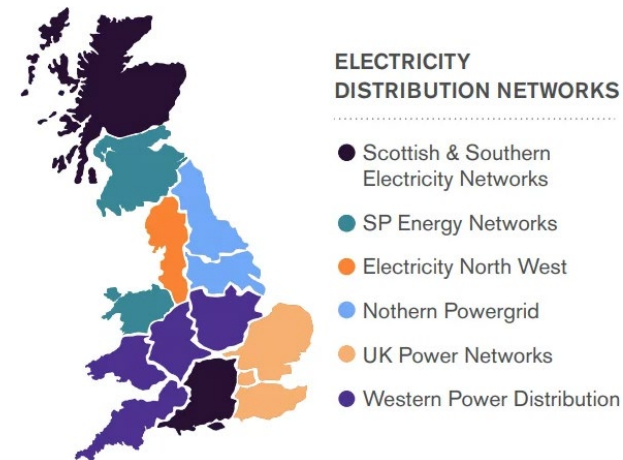
イギリス・送電系統の定義

- イギリスでは、カントリーにより送配電網の電圧階級が異なる
- 3つの系統所有者(TO)が存在し※、運用は独立系統運用者(ISO)であるNESOが実施
※このほか、洋上送電系統所有者(OFTO)、国際送電ライセンスを受けて国際連系線のみを所有・運用する独立国際連系線運用者も存在
- 配電系統は、14の配電事業者(DNO)が系統を所有・運用し、地域で独占的に実施



TOと管轄区域

出所) SP Energy Networks社ウェブサイト「Our Transmission Network」



DNOと管轄区域

出所) Energy Solutionsウェブサイト「DNO – Distribution Network Operators」

送配電網概要

カントリー	送電網			配電網		
	運用者	所有者	電圧階級	運用者	所有者	電圧階級
イングランド	ISO (NESO)	NGET社	275kV、400kV	DNO10社		132kV以下
ウェールズ				DNO2社		
スコットランド		SPT社、 SSENT社	132kV、275kV、 400kV	DNO2社		132kV未満 (主に66kV)

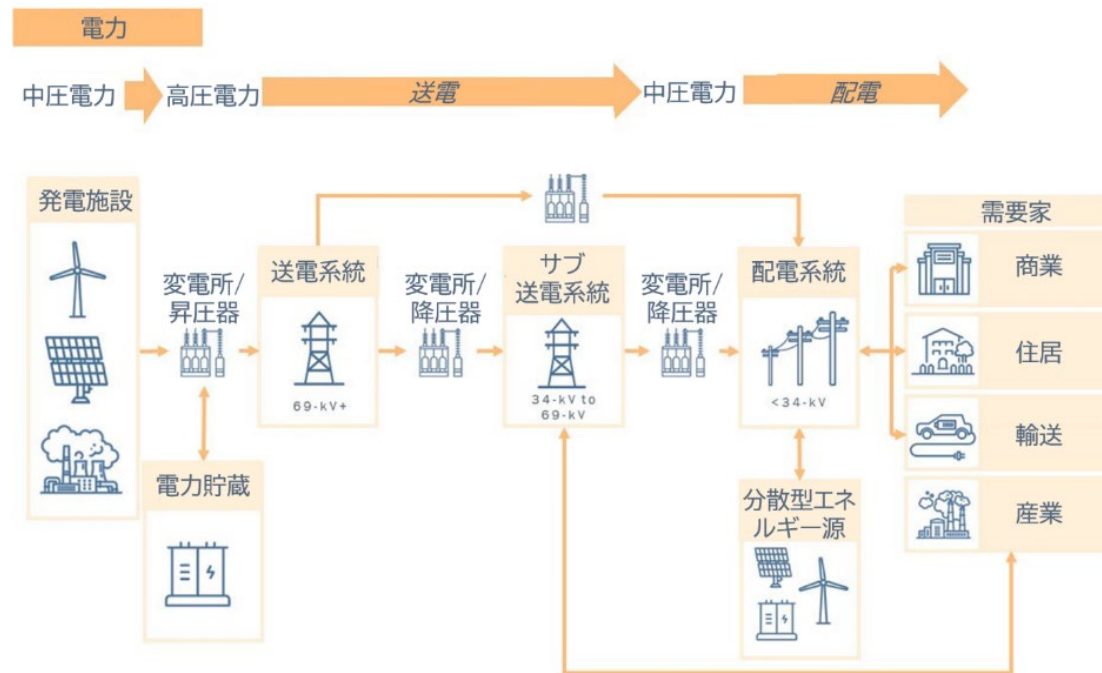
出所) 各種文献に基づきエム・アール・アイ リサーチアソシエーツ作成

1.1 送電系統の定義

米国・送電系統の定義

- 米国では、送電網の電圧区分などを全国で統一していない
- 自由化市場では独立系統運用者(ISO)/地域送電機関(RTO)が、垂直統合市場では発送配電一体運営しており、定義は系統運用者が規定

電力系統概要



	送電網	配電網
運用者	垂直統合市場: 発送配電一体 自由化市場: 独立系統運用者(ISO)または地域送電機関(RTO)	各州の配電事業者
目的	高压電線による長距離間の電力の伝送	消費者に電気を届けるための系統
電圧	送電: 115kV, 138kV, 230kV, 345kV, 500kV, 765kV サブ送電: 34kV, 46kV, 69kV	34kV以下

出所) DOE “How It Works: Electric Transmission & Distribution and Protective Measures”

1.2 送電系統の長期開発計画の策定フローと位置づけ

系統計画に係る国家と事業者の関係

- 政府のエネルギー・気候政策を前提に、送電系統計画を策定。
- 計画の位置づけや策定フローは、各国の広域送電網の状況や政治体制により異なる特徴を持つ。

	ドイツ	イギリス	米国
特徴	TSO4社によるボトムアップ式で全国統一計画を策定	ISOが国家系統計画を提案し、TOの事業計画に組み込まれることで整備が実現	各ISO/RTOで独自に計画を策定(後述のCAISOの例参照)
前提となる国家方針など	- 連邦気候法(2045年CN) - 再エネ法に基づく再エネ増強など	- 政府のエネルギー政策(Powering up Britain等) - 国家政策声明書(NPS)	- 連邦電力法(FERCの前身組織の設置法) - FERC命令888,2000(ISO/RTO設置)
国と事業者の関係	- TSO4社が全国統一の「送電系統開発計画(NEP)」を策定 - 当局がNEPを承認、NEPの中の重要路線は、国家計画「連邦必需計画(BBPI)」対象に指定され、議会で法制化	- 国は前提となるエネルギー政策を提示するとともに政策の枠組みを定めるが、あくまで個別プロジェクトの実施は事業者に委ねられる - 事業者は事業計画を規制機関(国)に提出し、認可を受ける	- 連邦政府は、州内で完結する送配電に対する権限を持たない - ただし国家送電回廊の指定による許認可の迅速化などを実施
補足	EUレベルの10カ年系統開発計画(TYNDP)とは「相互参照」関係(どちらかが常に先行するわけではない)	ISOは国家系統計画を策定する過程で発電事業者やTO等の産業界と協議	連邦政府は、州をまたぐ送電事業に対するFERCによるISO/RTOの規制を通じて、権限を行使している

1.2 送電系統の長期開発計画の策定フローと位置づけ

ドイツ・系統計画のフロー

- ドイツではTSOが送電系統開発計画(NEP)を策定し、当局の承認を受ける。
- NEPから選定された重要路線が連邦必需計画(BBPI)に取り込まれ、法制化される。



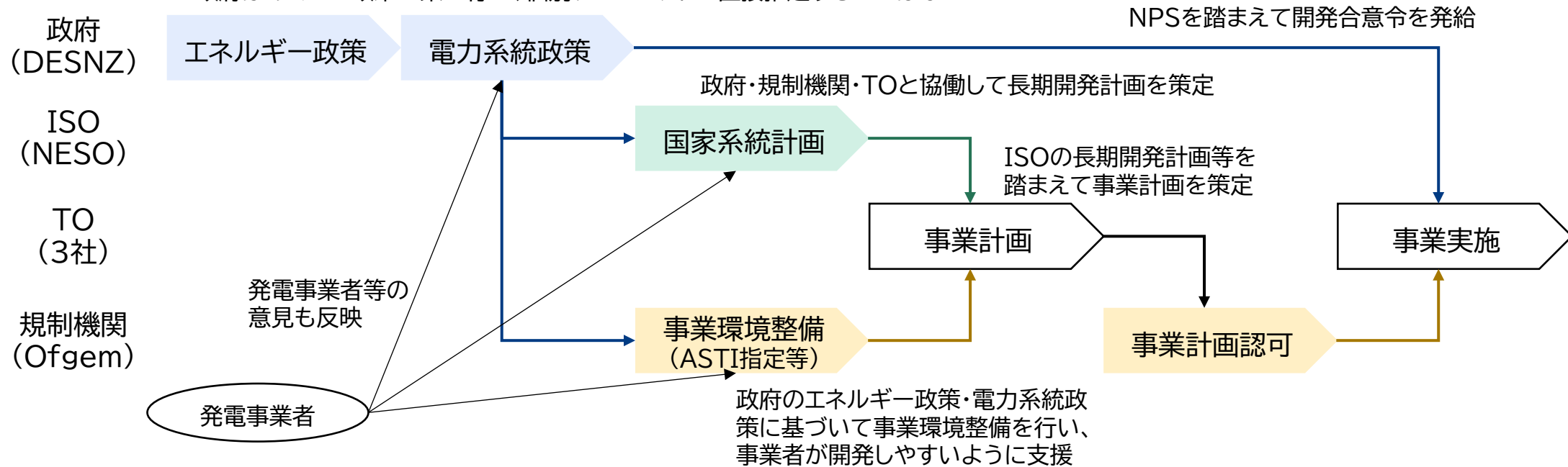
出所) TenneTウェブサイト“Bundesnetzagentur bestätigt Netzentwicklungsplan 2035 – und damit neue Projekte an der Westküste Schleswig-Holsteins”

1.2 送電系統の長期開発計画の策定フローと位置づけ

イギリス・系統計画のフロー

- 政府によるエネルギー政策を実現するための具体的な手段として、ISOが国家系統計画を策定
- 整備主体のTOがISOの国家系統計画を踏まえて事業計画を作成し、規制機関の承認を受けることで整備が実現

※政府はあくまで政策立案を行い、個別プロジェクトを直接推進することはない

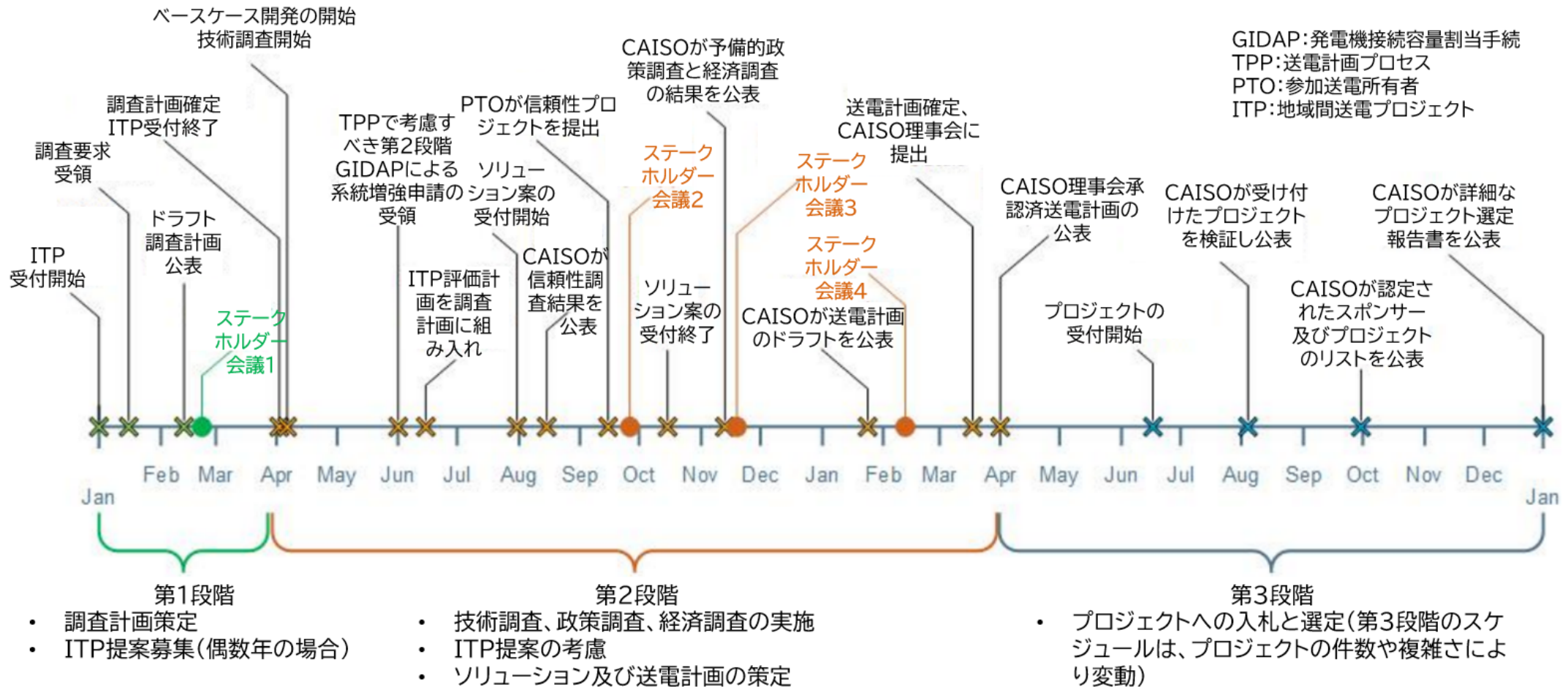


- ・ 政府・SO・規制機関が政策決定・計画策定を行う際は、基本的にコンサルテーション(公衆意見公募)を行う
- ・ ISOは国家系統計画策定にあたり、コスト分析や実現性検討を実施
- ・ 規制機関は事業計画認可にあたり、消費者利益を考慮し、規制料金制度に基づく支出・収益しか認めない

1.2 送電システムの長期開発計画の策定フローと位置づけ

米国・系統計画のフロー(CAISO)

- CAISOでは、下図に示すように2年間をかけて送電計画を策定



CAISOの送電計画プロセスの標準スケジュール

出所)CAISO "Business Practice Manual for Transmission Planning Process"(2024年)より引用

1.3 系統接続時の系統増強：増強判断規律

1.3 系統接続時の系統増強：増強判断規律

ドイツ・増強判断規律

- NEPでは将来の電力消費量別のシナリオに基づき、計画提案路線の必要性を評価
- 当局は、NEPの記載項目を評価、費用便益分析(外部委託)を実施して当該路線の可否を判断

2023年NEPのシナリオ枠組

シナリオ	特徴	2045年 電力消費見込
シナリオ枠組A	国産水素シェア拡大による脱炭素化	約1,050TWh
シナリオ枠組B	徹底した電化による脱炭素化	約1,100TWh
シナリオ枠組C	脱炭素化はするが、省電力化低調	約1,300TWh

2023年NEPでは、連邦ネットワーク庁の委託を受けたefRuhr社が費用便益分析を実施。下掲(海底HVDC系統)では、全シナリオで費用対効果ありとして当局が計画の妥当性を確認。

費用便益分析例(シナリオ枠組B、2037年)

項目	社会的便益 の増減 (百万ユーロ)	CO2 排出量 増減 (千トン)	再エネ 電力量増減 (GWh)	送電損失 増減(GWh)	再給電指令 の必要性増 減(GWh)	気候起因支 出の増減 (百万ユーロ)	正味便益 (百万ユーロ)
欧州	124.6	447.8	1,561.8	-	-	32.5	157.1
ドイツ	229.2	498.6	1,681.0	-	-	36.2	-
消費者余剰	163.6	-	-	-	-	-	-
生産者余剰	212.9	-	-	-	-	-	-
輸出余剰	-147.4	-	-	-	-	-	-
再給電指令 (ドイツ)	-9.7	-31.9	-100.4	-39.0	-110.2	-2.3	-
ドイツ全体	219.5	466.7	1,580.6	-39.0	-110.2	33.9	253.4

出所)連邦ネットワーク庁“Bedarfsermittlung 2023-2037/2045”

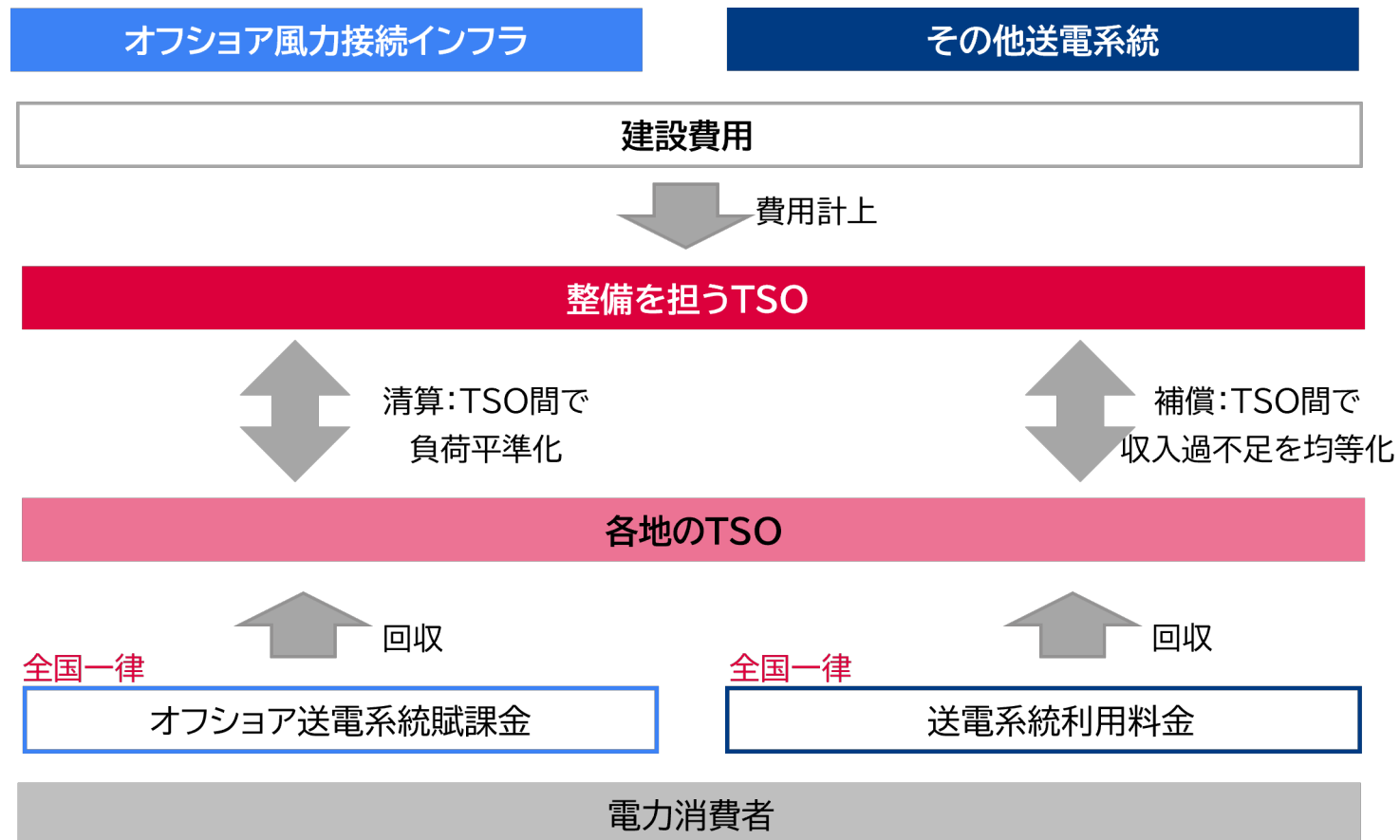
NEPの記載・評価項目

- ・ 直近3年間で実施が必要な送電網拡張対策
- ・ 全対策のスケジュール
- ・ パイロットプロジェクトとしての計画(長距離・大容量送電における損失低減技術、高温超伝導電力ケーブルの使用[技術的・経済的フィージビリティ評価含む]、その他新技術利用)
- ・ 前回NEPの進捗状況:遅延の場合はその事由含む・使用する送電技術の技術情報
- ・ 代替計画の可能性検討
- ・ 洋上風力に関連して、洋上接続線の情報、地域開発計画やEUレベル計画、既存計画との整合性など

ドイツ・費用分担

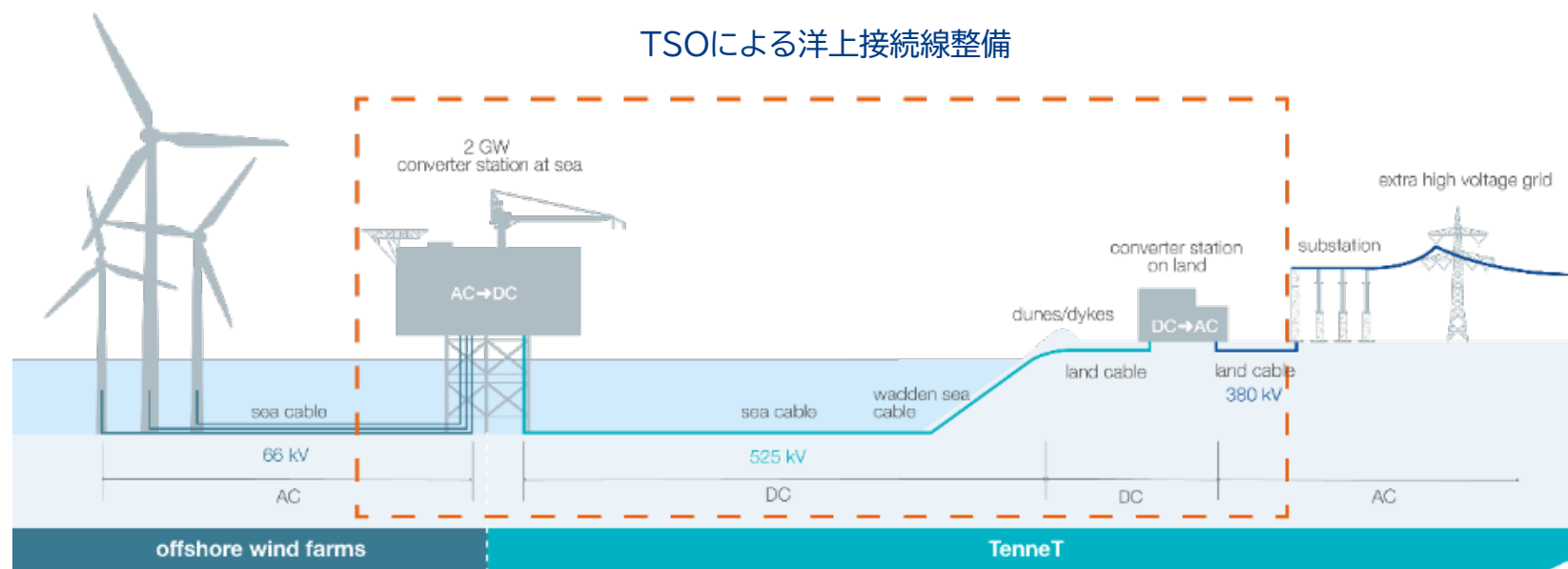
- ドイツには4つのTSOがあるが、洋上風力が多い北部沿岸のTSOに整備負担が偏重しがち。
- このため送電系統や洋上風力の接続インフラ(ドイツではTSOが負担。次スライド参照)の整備・運用に係る負担や収入過不足を4TSOで平準化し、全国一律の料金体系で消費者から回収する仕組みが構築されている。

ドイツにおける送電系統・洋上接続線の費用分担



ドイツ・洋上風力設備からの接続インフラ整備

- 通常、電源から送電系統への接続線の整備は発電事業者の責任。
- 洋上風力は例外。洋上風力エネルギー法(WindSeeG)に基づき、TSOが洋上接続インフラを整備。
- 設置後の設備はTSOの資産となり、建設・運用保守費用は4つのTSOで負担平準化、全国の電気使用者からオフショア送電系統賦課金(全国一律)として回収。(前スライド参照)



発電設備から洋上コンバータ
までの接続線
発電事業者が整備

洋上コンバータから陸上既存系統への接続ポイント
TSOが整備

1.3 系統接続時の系統増強：増強判断規律

イギリス・増強判断規律

- 一義的にはTOが増強判断を下し、系統整備計画を含む事業計画を規制機関に提出・許認可取得
- 一方、TOの事業計画はISOの国家系統計画、規制機関の事業環境整備に沿って立案されているため、これらの策定過程において事実上の増強判断がなされているといえる

【国家系統計画(Beyond 2030)の評価軸】

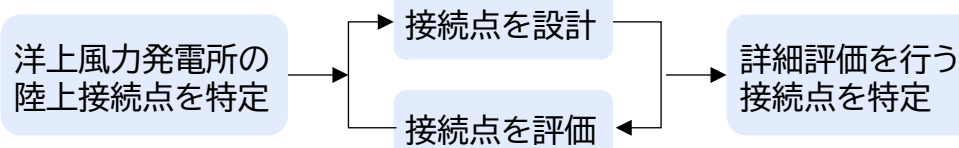
- ・ 経済性・効率性(需要家にとって最も価値があるものか)
- ・ 実現性・運用性(現実的かつ経済的に運転可能か)
- ・ 環境影響(可能な限り自然環境への影響を最小化できるか)
- ・ 地域影響(可能な限り立地地域への影響を最小化できるか)

【ASTIプロジェクト指定の検討項目】

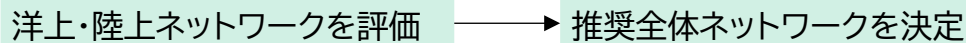
- ・ 指定による早期実現が生む便益
- ・ 指定による競争阻害が生む不利益
- ・ 消費者保護

※ASTIプロジェクトに指定されると、計画早期段階から託送料金を通じた費用回収が可能(37ページ参照)

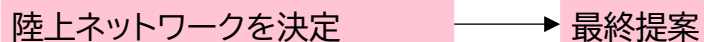
第1段階：初期ネットワーク設計を特定・評価



第2段階：洋上風力発電ファーム接続の推奨設計を決定



第3段階：将来的な電力ネットワークニーズを決定



Rank	Design	Ref.	Economic and Efficient				Deliverability and Operability			Environment			Community		
			Total offshore cost	Total onshore cost	Constraint cost (delta)	Rank	Offshore BRAG	Onshore BRAG	Rank	Offshore BRAG	Onshore BRAG	Rank	Offshore BRAG	Onshore BRAG	Rank
1 st	S_009s	Three links south (hybrid)	M	M	M	2 nd	R1	R1	1 st	R1	R4	2 nd	G4	R3	2 nd
2 nd	S_009i-1	Four links south	M	M	M	3 rd	R1	R3	4 th	R3	R4	4 th	A1	R3	4 th
3 rd	S_008n-3	Three links south	M	M	M	4 th	R1	R2	2 nd	R3	R4	5 th	A2	R3	5 th
4 th	S_016g	Four links south (West Coast link)	H	Lowest	H	6 th	R2	R2	5 th	R3	R3	1 st	A2	R2	1 st
5 th	S_009k-1	Three links south	L	M	Highest	7 th	R1	R3	3 rd	R1	R4	3 rd	G4	R3	3 rd
6 th	S_011d	Five links south	Highest	M	Lowest	5 th	R2	R2	6 th	R4	R4	6 th	A3	R3	6 th
7 th	S_001za	Radial	Lowest	Highest	L	1 st	G3	R5	7 th	A4	R5	7 th	G4	R4	7 th

国家系統計画(Beyond 2030)における評価例

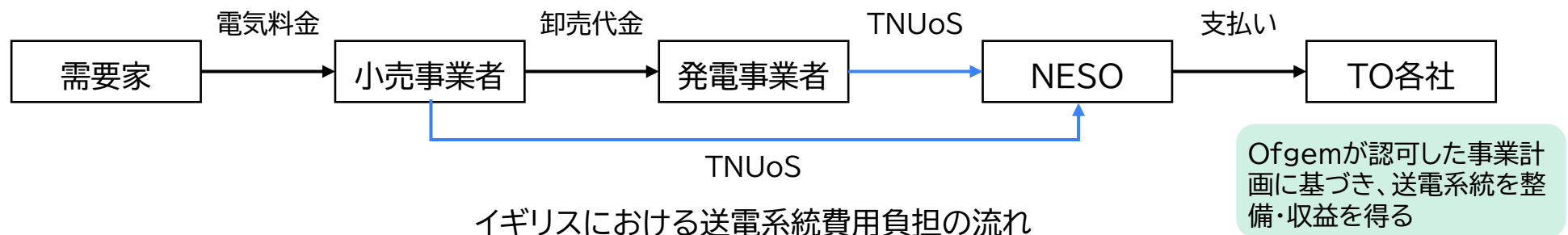
出所) National Grid ESO「Beyond 2030 Technical Report」(2024年)

国家系統計画(Beyond 2030)における提案手順

出所) National Grid ESO「Beyond 2030 Technical Report」(2024年)に基づきエム・アール・アイ リサーチアソシエーツ作成

イギリス・費用分担

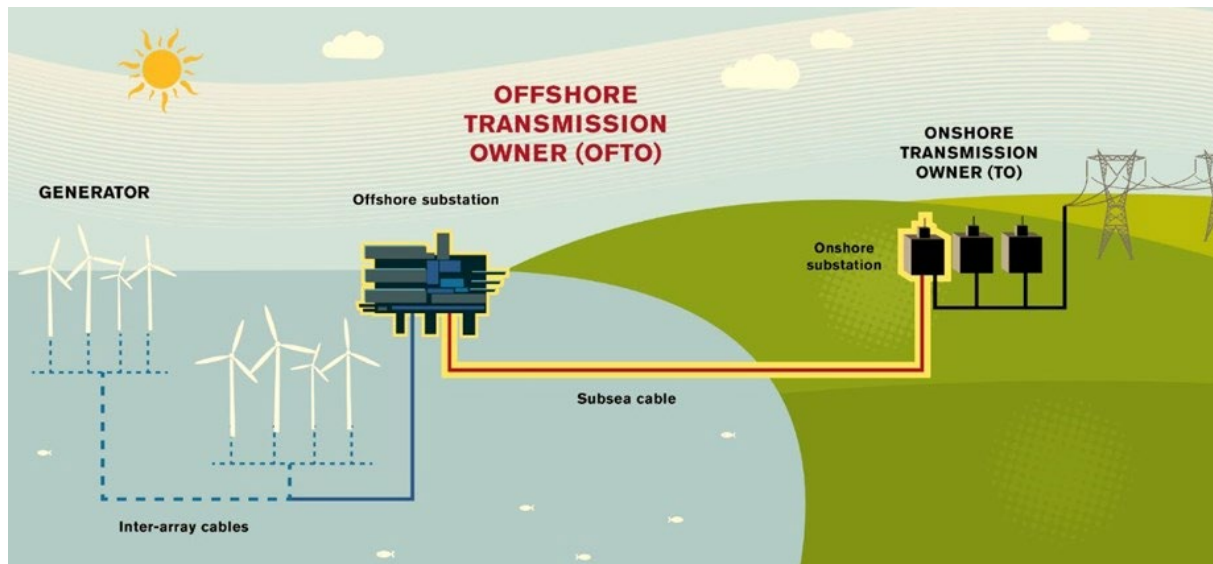
- 送電系統整備費用を直接的に負担するのはTOであり、TOの収益はOfgemによって規制される
- TOは、発電事業者・小売事業者・送電網に接続された需要家が支払う託送料金(TNUoS) によって収益を得る(TNUoSは最終的に電気料金として需要家が負担する)
- 発電事業者が支払うTNUoS(Generation tariffs)は、地域線料金・地域変電所料金・広域料金(Wider tariff)・調整料金の4つから構成されており、このうち広域料金が送電系統の整備費用をカバーする。
- 広域料金は、27種類のゾーンごとに限界費用方式で設定されており、需要地から遠いゾーンの電源設備が支払うTNUoSは高くなる。
- 一方、需要家のTNUoSは14ゾーンに分かれ、需要地で高く設定。風力が多い北部ゾーンでのゾーン加算はゼロ。
- よって主として、系統整備費用は送電負担が大きい地域の電源が多く負担する仕組みと考えられる



イギリス・洋上風力設備からの接続インフラ整備

- 陸上送電系統に接続するための送変電設備を発電事業者が整備した後に、洋上送電事業者（OFTO）に入札で売却、OFTOが所有・運営。
- 発電事業者はOFTOの設備の利用料をNESOに支払。OFTOはNESOが回収したTNUoS（前スライド参照）から、OfgemがOFTOの送電ライセンスで規定した年間収入レベルに応じた報酬を受け取る。
- 風力発電が低調など、料金収入低下時も一定収益を保証。ただしOFTO設備が正常に運用できない場合はペナルティ（報酬減額）

OFTO概念図



OFTOの収入決定フロー

- Ofgemが入札開始時に、開発者の見積をもとに概算移転価値を設定
- 上記をもとに、OFTO応札者が入札収入レベル（TSR）提示。TSRが低い事業者が落札
- 関連設備のOFTOへの移転完了時点でOfgemが移転価値を最終評価し確定
- TSRをもとに、上記最終評価による調整等を踏まえて、Ofgemが供用期間を通じたOFTOの年間収入レベルを決定

米国・増強判断規律(CAISO)

● CAISOは送電に関するソリューション案を以下のスクリーニング基準で評価。

- a. CAISOがマニュアルで定める以下のカテゴリーのいずれかに当てはまること
 - ✓ 信頼性プロジェクト
 - ✓ 商業プロジェクト(混雑収入権(CRR)の獲得を目指すプロジェクト)
 - ✓ ある地点において制約を受けているリソースの相互接続のために設置される設備(Location Constrained Resource Interconnection Facilities (LCRIF))
 - ✓ デマンドレスポンス、発電、又はその他の送電以外の代替策
 - ✓ 長期CRR(期間1年以上のCRR)の実現可能性を維持するために必要となるソリューション
- b. 送電のアップグレードや追加は、CAISOのバランシングオーソリティ領域内で実施されるものであること、またはCAISOが管理するグリッドに接続されていること
- c. 提出するデータや情報が完備されたものであること。また、不足を指摘された場合は定められた期間内に補完すること
- d. 提案が、これまでにCAISOによって承認されたソリューションと機能的に重複していないこと
- e. ソリューションが地域をまたいでおり、他の相互接続バランシングオーソリティ領域に影響を及ぼす場合、提案が影響を受ける主体によって評価を受けたかどうかに関する情報を提供すること
- f. ソリューションが地域をまたいでいる場合、適用されるカテゴリーのデータの十分性要件を遵守していること

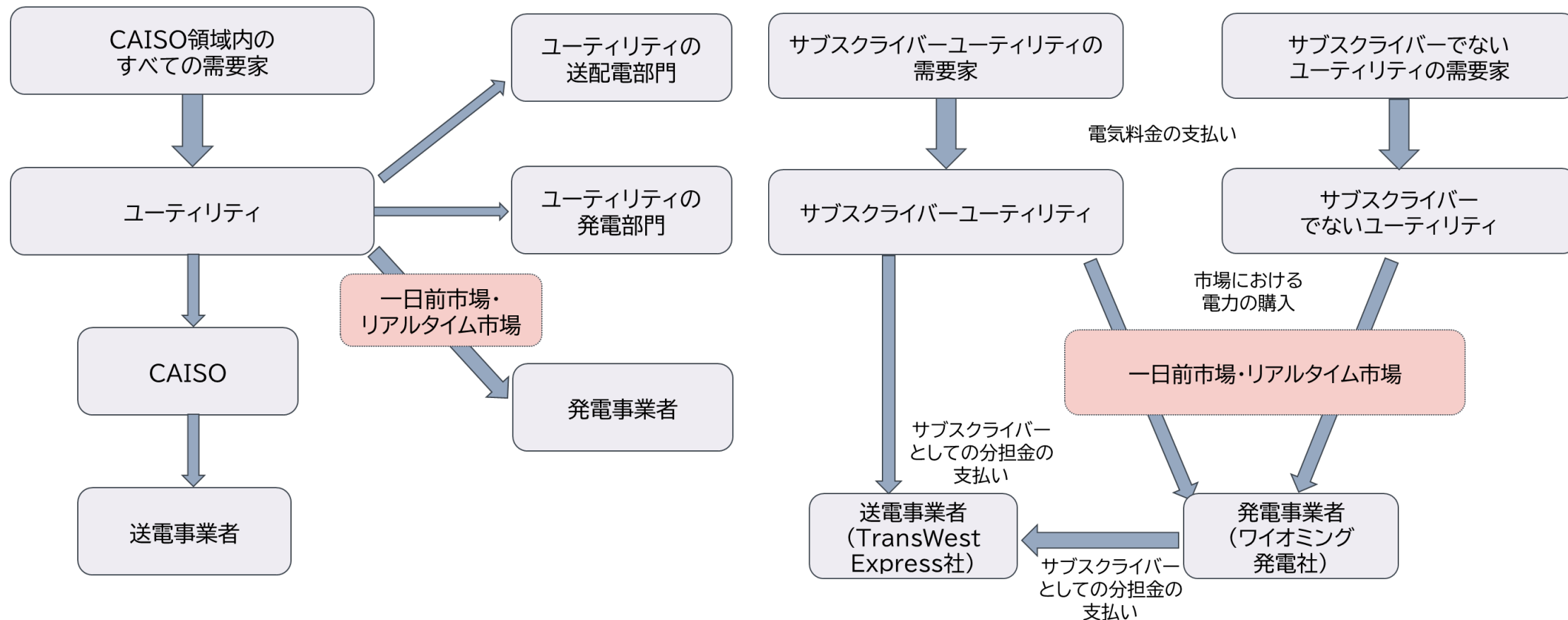
米国・費用分担(CAISO①)

- CAISO領域内で送電設備を設置している事業者は、連邦エネルギー規制委員会(FERC)が承認する「収益要求」を通じて、CAISOの全需要家から送電費用を回収。
- 回収を認められるのは、送電資産の減価償却費や、送電に係る維持管理費用等。
- 今後の電力需要の増大に対して、州の温室効果ガス削減目標を達成しつつ対応するために、州外の風力発電からの電力輸入を増加させる必要性が認識され、サブスクライバー参加送電所有(SPTO)モデルを整備。ワイオミング州の風力発電から電力輸入するTransWest Express社のプロジェクトが第1号の適用事例に。※
- SPTOモデルでは、送電施設の建設を希望する事業者は、当該施設のすべて又は一部にサブスクライブしその費用を分担するサブスクライバーを募る。(次のスライドに概念図を掲載)

※ TransWest Express社のプロジェクトでは、同プロジェクトによりCAISOのグリッドと連結されるワイオミング発電社(ワイオミング州で風力発電を実施)がサブスクライバーとなるが、同社以外のサブスクライバーは確認できていない。

米国・費用分担(CAISO②)

- SPTOモデルで送電施設を建設する場合、CAISOとしての決定は不要であり、CAISOの計画にはのちに追加される。
- サブスクライブしたユーティリティ(需要家に電力を供給する事業者)の需要家のみが費用を負担。
送電事業者への資金フロー(左:SPTOモデルでない場合、右:SPTOモデルの場合)



米国・費用分担(CAISO③)

● SPTOモデルの導入により想定される変化や、同モデルで想定されるメリット

- 電力需要が大きいカリフォルニア州への州外からの風力発電の輸入を活発化させ、州の再生可能エネルギー導入目標の達成に寄与できる。
- SPTOモデルで送電施設を建設する場合CAISOとしての決定が不要であることによる、意思決定の迅速化
- CAISOの全需要家が費用を負担するのではないため、サブスクライブを選択しなかったユーティリティの需要家の送電に係る支払いは増加しない。
- ユーティリティは、サブスクライブするかしないかについて自社で判断を行うことができる。

1.4 海底ケーブル、架空線等の施工力確保に関する取組

各国における取組状況

- HVDCケーブル製造者を対象として特定する補助金や支援制度は確認できないが、洋上風力促進や低炭素産業支援などの枠組みを通じ、間接的にケーブル等の製造事業者の支援や、事業の予見性を高める取組が見受けられる。

	ドイツ	イギリス	米国
政府による直接支援	なし	支援の必要性が政策文書で指摘されているものの、直接的な支援は存在しない	2022年8月成立のインフレ抑制法(IRA)で税控除を拡充することで、電線製造業者を支援
間接的支援	【事業の予見性を高める取組】 - 洋上風力エネルギー法(WindSeeG)に基づく風力エリア計画で、陸上接続インフラをセットで計画に盛り込む - 特定の送電系統計画をBBPLで国家計画化 【EUレベルの支援】 - EUの共通利益プロジェクト(PCI)指定の場合、EUの補助金を受けられる可能性がある	- HVDCケーブルが必要となるプロジェクトをASTIプロジェクトに指定するなどして実現予見性を高めることで、間接的に支援 - 輸出信用保証庁(UKEF)が脱炭素技術輸出に対して2029年までに100億ポンド分の支援を行う計画であり、2024年12月には海底ケーブルメーカーのJDR社に3000万ポンドの債権保証を実施(2022年には1億ポンドの運転資金を融資)	【事業の予見性を高める取組】 - FERCは2024年5月に命令1920を発行し、長期地域送電計画の策定と実施について枠組みを定める 【連邦レベルの取組】 - 国家送電回廊の指定による許認可の迅速化

出所)各種情報より作成

参考: 米国での支援と第2期トランプ政権発足後における動き

- 米国では、IRAで税控除を拡充することで、以下のように電線製造業者を支援。
 - LS GREENLINK USA: バージニア州で6億8,100万ドルを投じてHVDC海底ケーブル製造施設を建設予定。約1億ドルの税控除を受ける
 - ヘレニックスケーブルアメリカズ: メリーランド州に3億ドルを投じて海底・地下電線に特化した製造施設を建設予定、5,800万ドルの税控除を受ける
 - プリズミアン社: ペンシルベニア州の先進送電導体製造施設を拡張する計画、約389万ドルの税控除を受ける
- 2025年1月に第2期トランプ政権発足、連邦政府による洋上風力のための海域のリースの一時停止や、洋上及び風力発電に関する連邦政府の承認等の一時停止を命令。
- こうした動きを受けプリズミアン社は米国における施設拡張計画を中止、ただし中止には米国における洋上風力の開発の遅さや同社のサイトの許認可に固有の問題も指摘されている。

参考: 米国における税控除

● 米国における税控除の制度

- 米国連邦政府は民間企業等に対して、研究開発等のために政府資金を給与する補助金(grant)、資金を貸与する貸付(loop)、金融機関からの借入の返済を連邦政府が保証する債務保証(loop guarantee)、税控除といった形で資金支援を行っている。このうち、税控除には税額控除(tax credit)と所得控除(tax deduction)がある。

税額控除	所得控除
所得税額から直接に税額を差し引くもの。日本の所得税における「住宅ローン控除」等に類似した制度。 (例)連邦法人税額が4億ドルのA社が48Cにより1億ドルの税控除を受ける場合、納税額は3億ドルとなる。	課税所得額を差し引くもので、日本の所得税における「保険料控除」等に類似した制度。 (例)所得額60,000ドルのB社が10,000ドルの所得控除を受ける場合、同社の課税所得額は50,000ドルとなる。B社の納税額は50,000ドル×21%(2024年連邦法人税率)=10,500ドルとなる。

● 48Cによる税控除の総額

- 2009年の米国再生・再投資法で23億ドルが上限と規定されていたが、IRAにより100億ドルが追加。

出所)USA TODAY “What is a federal tax credit? Get to know how it works, what makes it different from deductions”(2024年4月10日)等に基づき作成

1.4 海底ケーブル、架空線等の施工力確保に関する取組

米国・リフトオフレポート

- DOEは2024年4月、革新的グリッドに関するリフトオフレポートを公表
- 目的は、商業的に利用可能だがまだ実用化に至っていないグリッド技術やその送配電システムでの適用について、3～5年の期間での実用化を加速するための経路の特定

先進的グリッドソリューション		送配電容量 へのインパクト	経済性	信頼性	レジリエンス	持続可能性
先進的送電技術	先進的導体					
	地点間HVDC					
状況に応じた認知 及びシステム自動 化のための ソリューション ADMS	先進的センサー					
	力率の是正					
	スマート再閉路装置					
	変電所の自動化とデジタル化					
	基礎的ADMS					
	システムの効率性:VVO					
	DERの統合:DERMS					
	信頼性:FLISR					
グリッドを高度化 させる技術と その適用	DLR					
	APFC					
	回路構成の最適化					
	エネルギー貯蔵					
	先進的なフレキシブル変圧器					
	VPP					

低い	中程度	有意	最も影響が大
間接的、限定的 影響	直接的、中程度 の影響	直接的、場合により 有意な影響がある	直接的、最も 影響が大きい

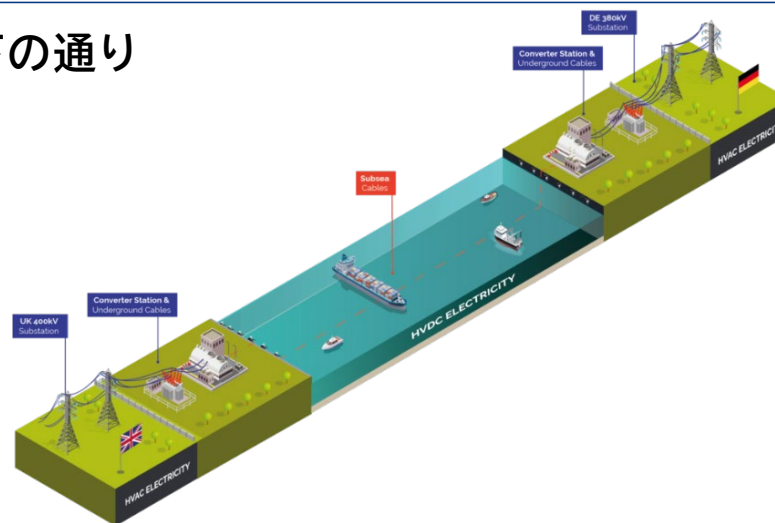
リフトオフレポートが対象とする技術とその価値の所在

出所)DOE「革新的グリッドに関するリフトオフレポート」(2024年4月)に基づき作成

1.5 大規模送電計画事例

NeuConnect(イギリス-ドイツ) 概要

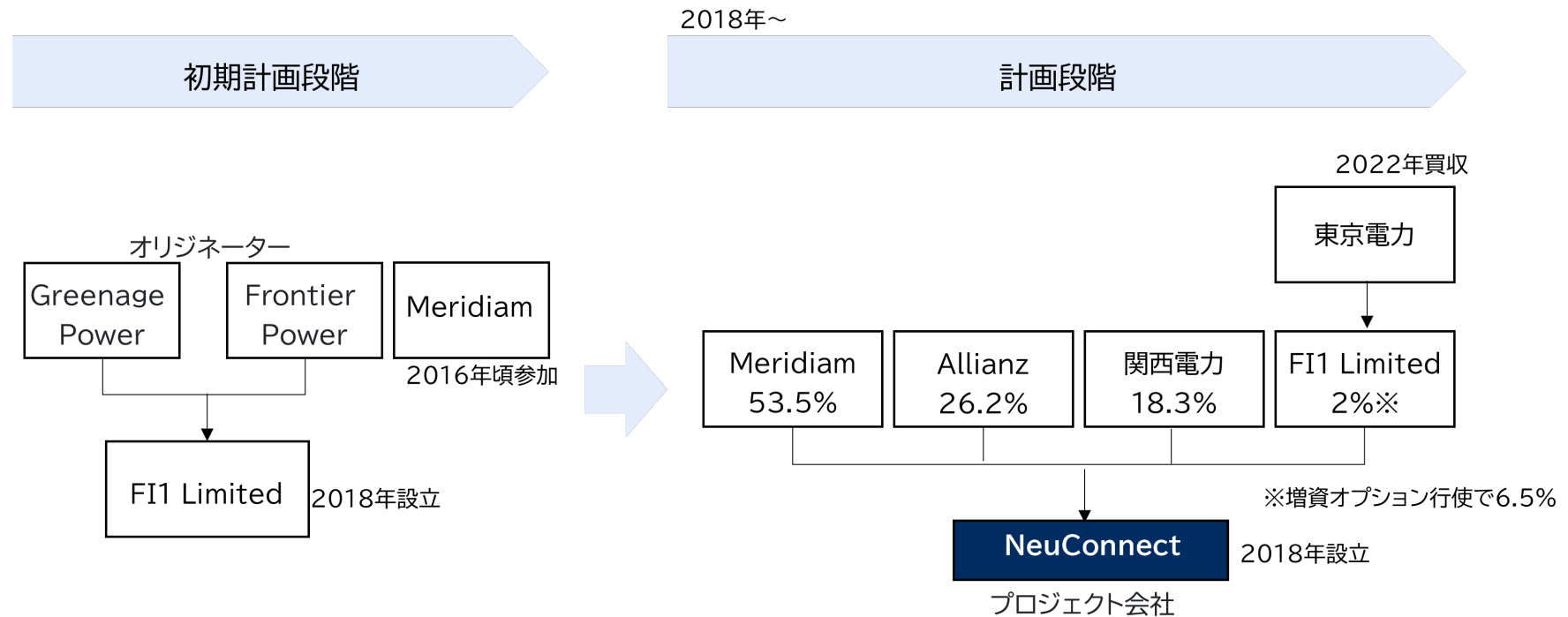
- NeuConnectの概要は以下の通り



国・地域	ドイツ(Wilhelmshaven)⇄イギリス(Isle of Grain) ※オランダ沖合も通過	スケジュール	2019年にEUのPCIに指定。 2022年までに英独での主要な計画認可取得 2023年にイギリス、2024年にドイツ側で主要工事(ケーブル敷設ルート掘削)作業開始 2027年試運転、2028年全線開通、以後25年間供用予定
事業主体	NeuConnect Holdings B.V.(金融持株会社) NeuConnect Britain Limited(イギリス事業会社)※オランダ通過部分も担当 NeuConnect Deutschland GmbH & Co. KG(ドイツ事業会社) 出資比率:仏メリディアン53.5% 独アリアンツ:26.2%、関西電力18.3%、東京電力2%	設備容量	1,400MW
		直流電圧	525kV Bipolar
		連系線の長さ	全長725km(ドイツ部分193km) 上記のうち706kmが北海を通過する海底ケーブル(うち95kmがドイツの排他的経済水域、86kmがドイツ領海を通過)
		コスト	28億EUR(約4,550億円) ※1EUR=162.45円換算(2023年年間平均TTB)

NeuConnect(イギリス-ドイツ) ステークホルダー①

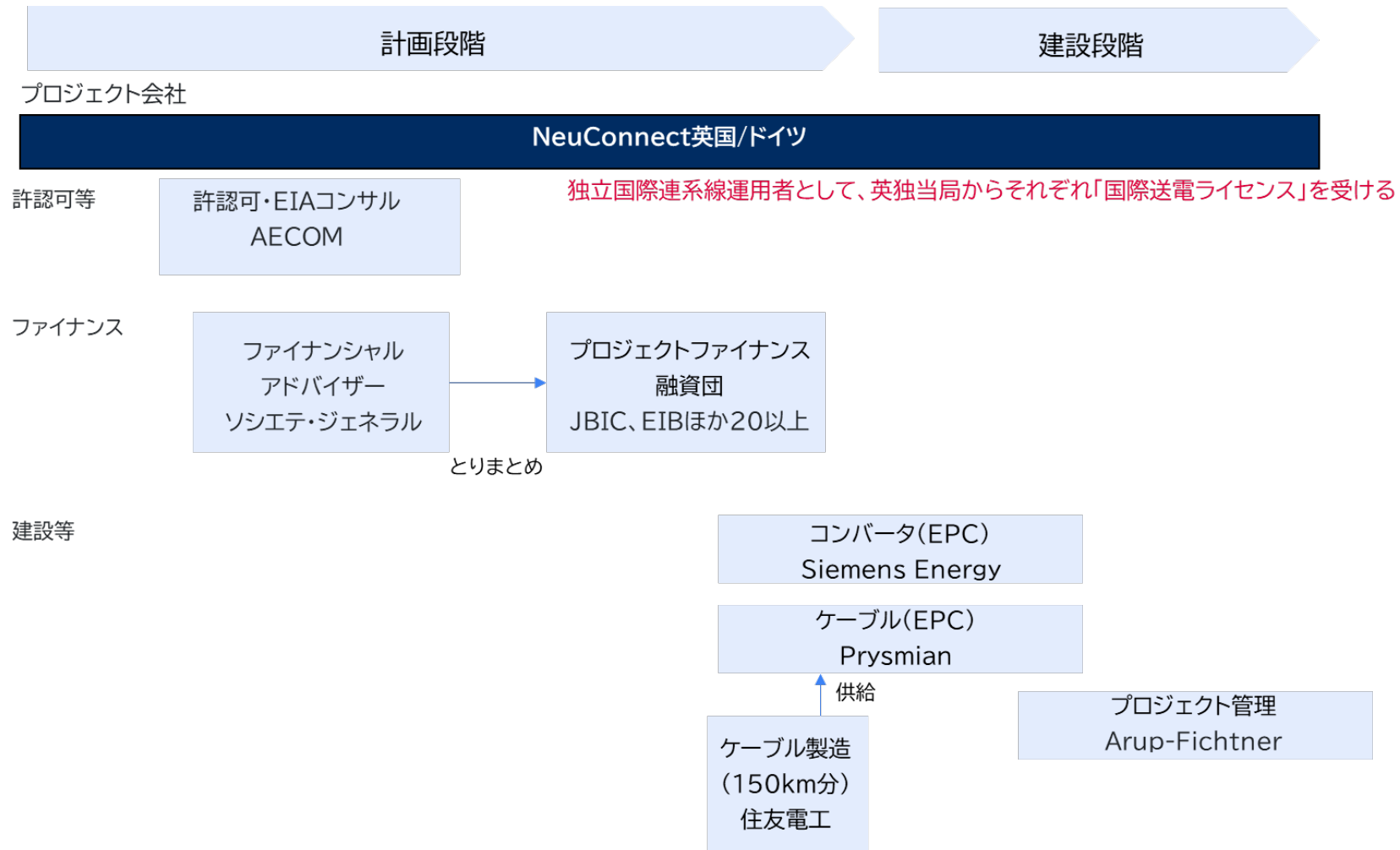
- NeuConnectでは、オリジネーターであるデベロッパーが初期計画を行い、インベスターに事業を売却して体制を移行する流れが見られる。(仏Meridiamはメインインベスターとして残留)
- 初期段階から計画段階における実施主体・出資者の推移を以下に示す。



1.5 大規模送電計画事例

NeuConnect(イギリス-ドイツ) ステークホルダー②

- 本件はプロジェクトファイナンスによる資金調達を実施。JBIC含む融資団と2022年7月にファイナンス性クローズ。資金用途が立ち、計画段階から建設段階に移行。
- HVDCケーブルでは住友電工が、主契約者のプリズミアンから一部のケーブル製造を受注。



NeuConnect(イギリス-ドイツ) 費用回収

- 英独当局の規制・支援に係る法的規定において、コスト及び費用は「英独50%で按分」。
- ドイツ側では「既存TSOを経由して送電料金から」コスト回収、イギリス側では支援枠組「キャップ・アンド・フロア」スキームにより、コスト回収を行うとともに、一定の利益を保証される。

ドイツ

<既存TSOを経由して送電料金から回収>

- ・ ドイツでは、4つの既存TSO間で収益・負担を平準化して全国一律の送電料金を設定(1.3 ドイツ・費用分担参照)
- ・ 独立系統のNeuConnectは、直接接続する既存TSO、TenneTを経由する(NeuConnectの費用と収益を、TenneTにつけかえる)ことで、送電料金を通じてコストを回収する
- ・ 認定されるコストには、系統運転前の整備費用も含む。ただし、計画策定段階の最初期のコストの認定の範囲や是非は不明

イギリス

<「キャップ・アンド・フロア」スキームにより、コスト回収・収入保証>

- ・ 2014年に導入されたスキーム。事業者の収入に上限(キャップ)と下限(フロア)を設定し、事業者の収入が下限を下回る場合は、下限との差額の補填を受け一方で、上限を超える超過利益が出た場合は、Ofgemに収益を引渡し、需要家に還元する
- ・ 認定対象コストには、プロジェクトの開発費用(DEVEX)も含む
- ・ NeuConnectプロジェクトのキャップレベルは1.21億ポンド、フロアレベルが8,390万ポンド(いずれも2020/2021年価額)(2023年7月決定)

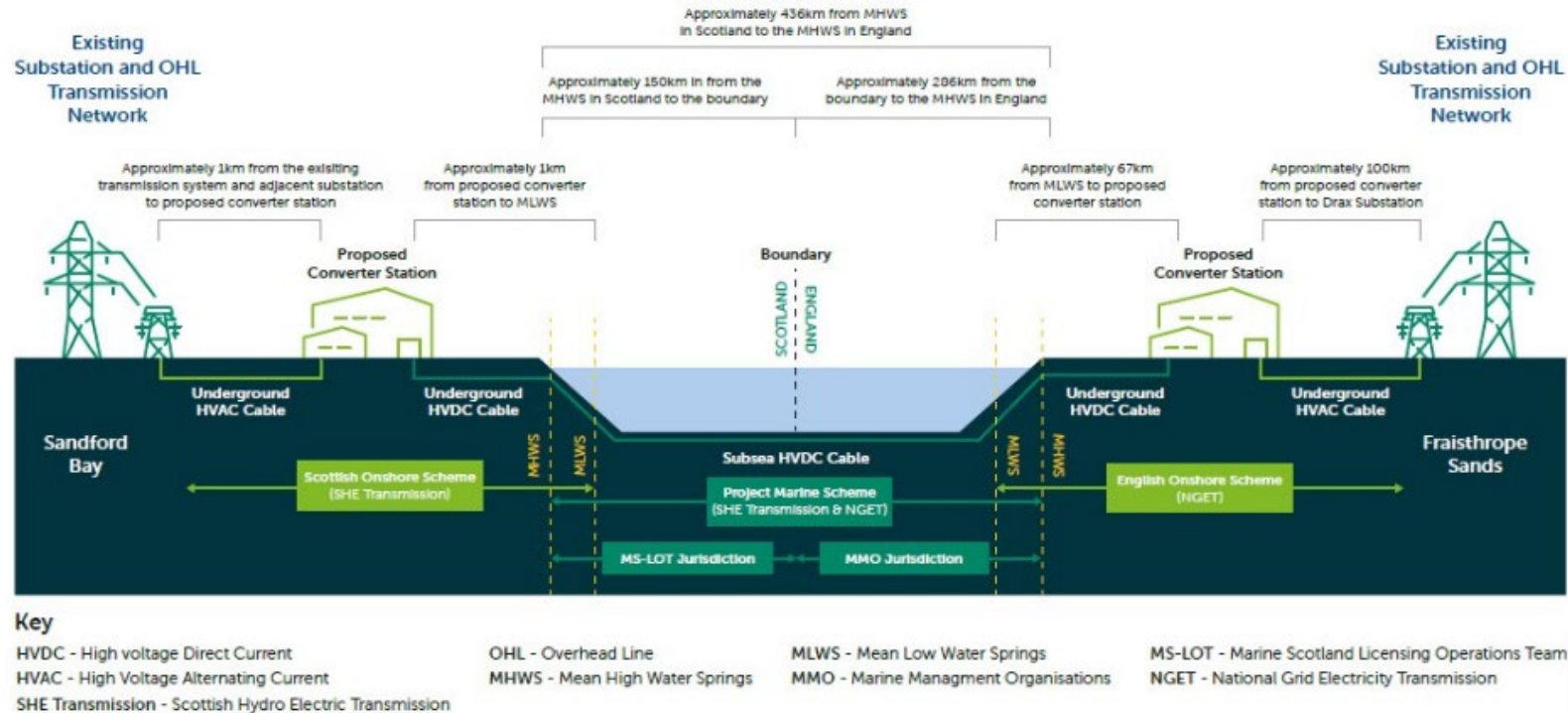
建設費用はプロジェクトファイナンスで融資により調達。供用開始後に「キャップアンドフロア」でコストを回収する。

出所)ドイツエネルギー事業法、Ofgem “Interconnector Cap and Floor Regime Handbook” ほか

1.5 大規模送電計画事例

Eastern Green Link2 (EGL2)(イギリス) 概要

- EGL2の概要は以下の通り。



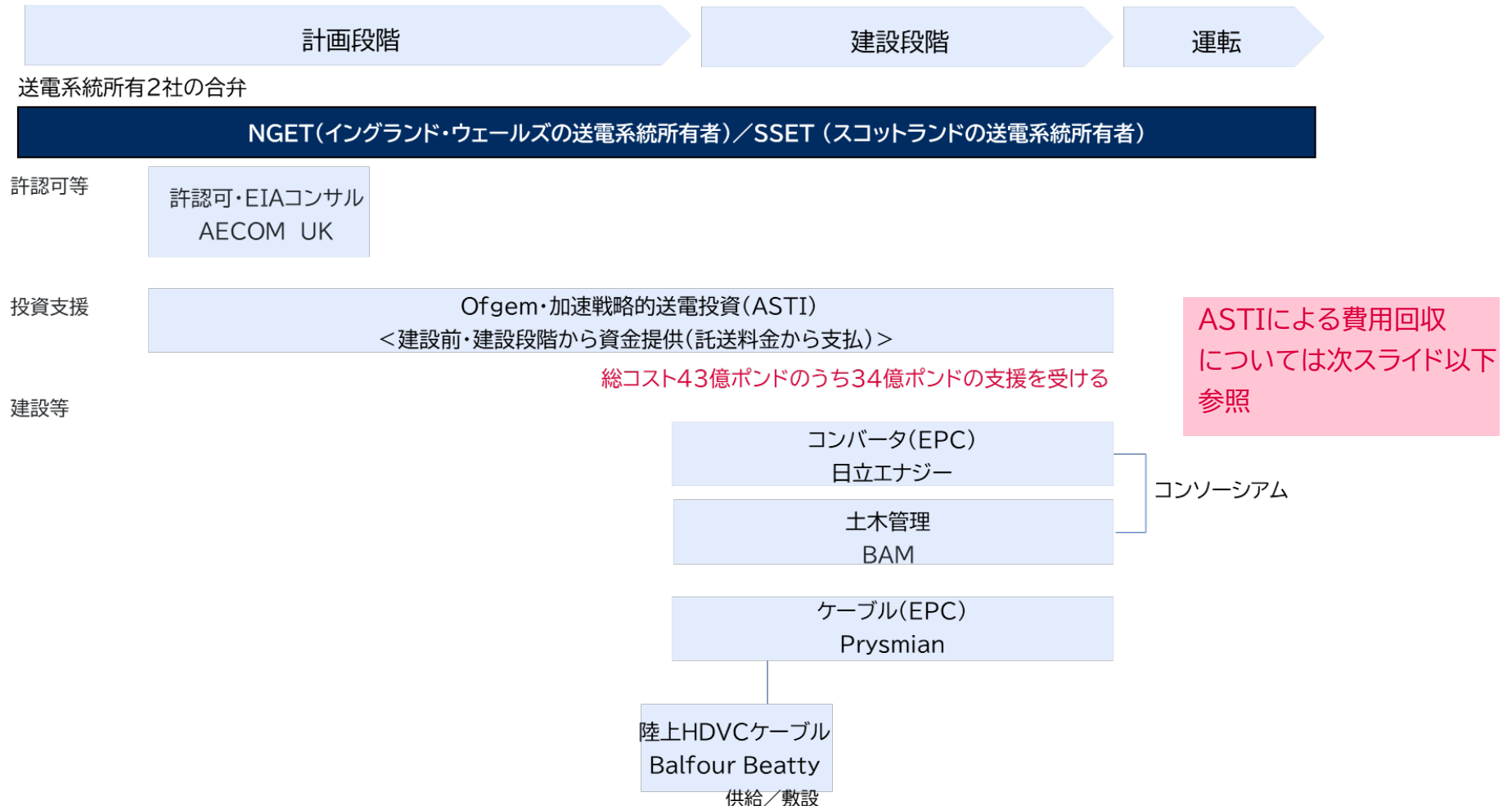
国・地域	イギリス・スコットランド (Aberdeenshire)⇔イギリス・イングランド (North Yorkshire)	直流電圧	525kV Bipole
事業主体	SSEN-T社(スコットランド)・NGET社(イングランド)	連系線の長さ	500km(うち海底436km)
スケジュール	2024年9月建設開始、2029年完工予定	コスト	43億ポンド
設備容量	2,000MW		

出所) 各種資料より作成

1.5 大規模送電計画事例

Eastern Green Link2 (EGL2)(イギリス) ステークホルダー

- 既存の2つの系統所有者(TO)による共同プロジェクトであり加速戦略的送電投資(ASTI)の支援枠組のもと、計画段階から託送料金(TNUoS)によるコスト回収を認められる。
- HVDCコンバータは日立エナジーがEPC契約を獲得。



1.5 大規模送電計画事例

イギリス・戦略的送電投資加速(ASTI)＜全体像＞

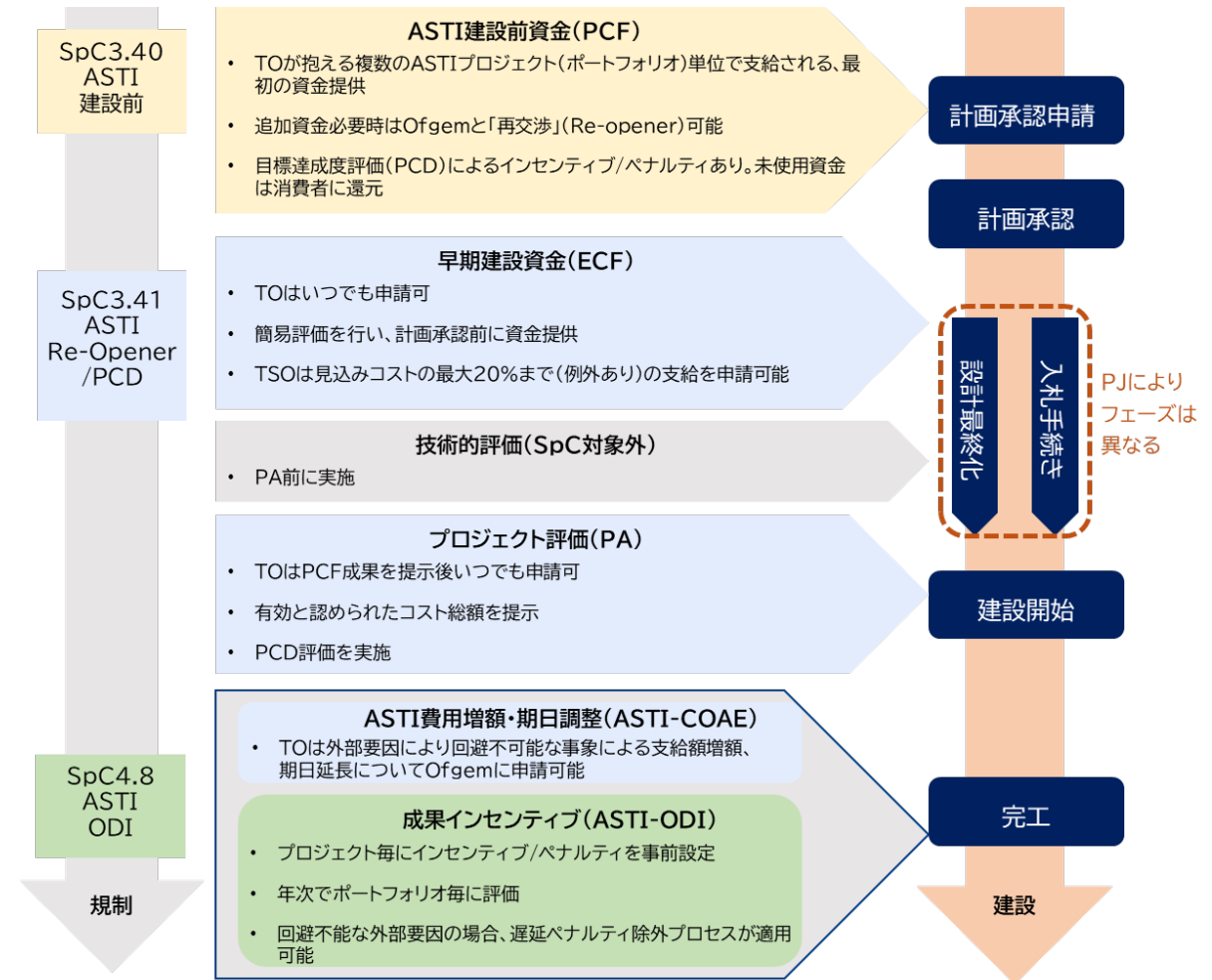
- イギリスのOfgemは2022年に、大型送電プロジェクトにおいて、早期段階からの費用を託送料金(TNUoS)から回収可能にする新たな枠組み「戦略的送電投資加速(ASTI)」プログラムを導入。

項目	概要
目的	2030年までに最大50GWの洋上風力を接続するために必要なシステムを確保
対象	2030年までに供用開始予定の、既存TSOによる大型(1億ポンド超)送電プロジェクト
特徴	プロジェクト初期からの費用について資金回収が可能になる。Ofgemの費用認定と支給総額の決定は、建設開始前のプロジェクト評価(PA)で一括実施。その前の段階でも、事業者の見積をベースに、以下の資金を回収できる。 ○建設前資金(PCF):計画段階で、当該TSOが持つ全ASTIプロジェクト(ポートフォリオ)費用見積の2.5%を上限として計上可能 ○早期建設資金:建設準備の段階で、プロジェクト費用見積の20%を上限に費用に計上可能(※オプション)

EGL2では事業者の見積り43億ポンドに対しOfgemがPAで34.5億ポンドの費用を承認

出所)Ofgem “Accelerated Strategic Transmission Investment Guidance And Submission Requirements Document” (2023年8月)

ASTIの概要



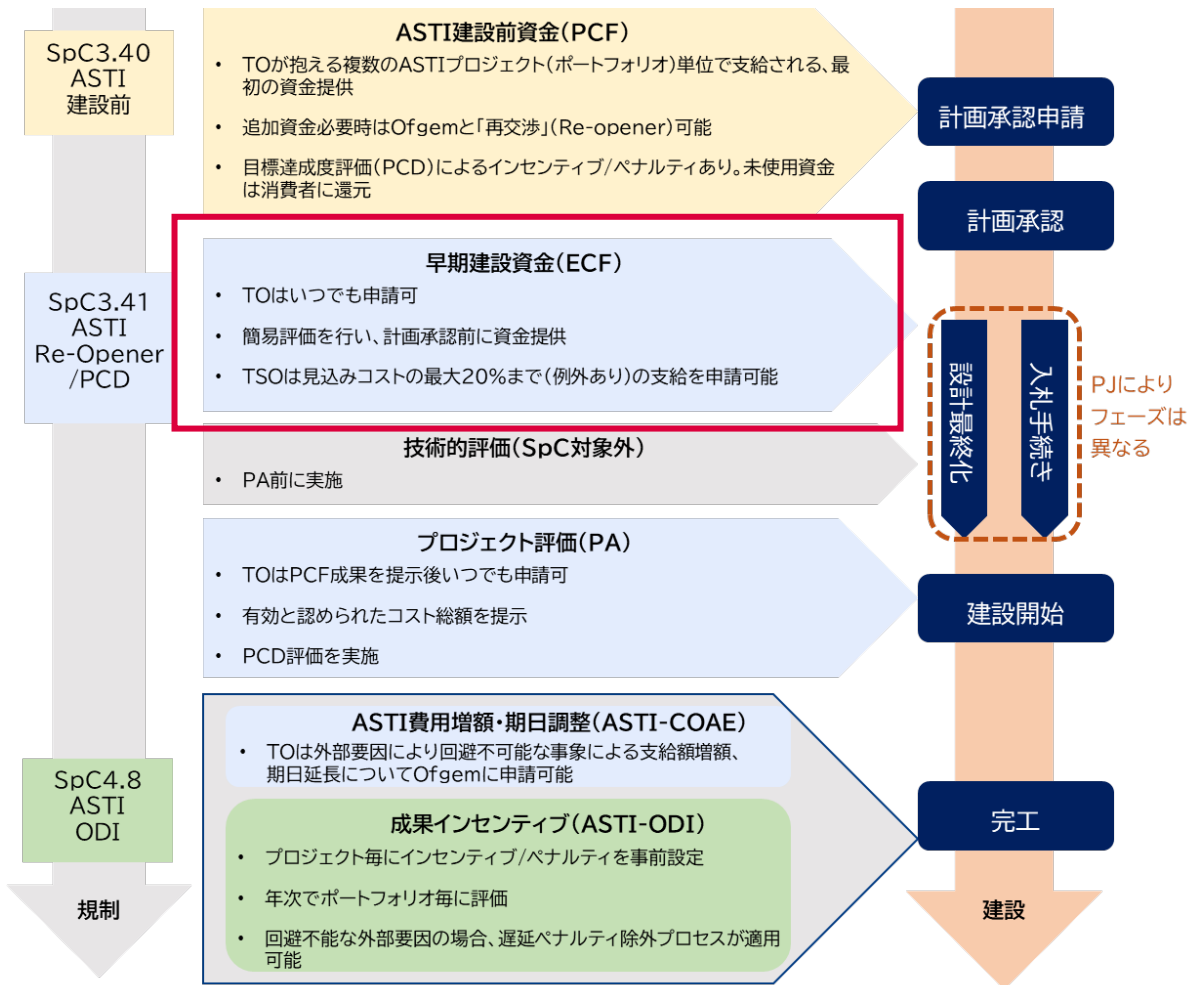
早期建設資金(ECF)は次スライド参照

1.5 大規模送電計画事例

イギリス・ASTI＜早期建設資金(ECF)＞

- ASTIでは、プロジェクトの加速化・リスク低減を目的として、プロジェクト費用の最大20%を前倒しで回収可能にする「早期建設資金(ECF)」オプションが利用可能。

ASTIの概要(再掲)



ECFの概要

項目	概要
概要	PA前に、プロジェクト費用の最大20%を支給(Ofgemが認めれば20%超も可能)
目的と条件	早期建設活動(下掲)に対し、早期に資金を確保することで、建設準備作業を加速化し、リスクを低減できるなど、明らかに消費者利益が得られることが申請・承認の条件
位置づけ	ECFは「オプション」であり、例えばEGL2はECFを申請していない

ECFの資金対象となる「早期建設活動」

- ・ 戦略的な用地取得
- ・ 早期の許認可取得に係る作業
- ・ 早期の調達契約
- ・ その他、Ofgemが認める活動

※SpC:各プロジェクトが持つ送電ライセンスの特別条項

ASEAN地域の国際連系線計画①

- ASEAN地域における主要なHVDC海底ケーブルによる国際連系線計画は以下の通り
- 複数の海底HVDCプロジェクトがFS段階にあるが、現状では建設等の具体化には至っていない

	ASEANパワーグリッド(APG) 構想	スマトラ島・マレー半島 プロジェクト	ラオス・タイ・マレーシア・ シンガポール電力統合プロジェクト (LTMS-PIP)
関係国	ASEAN加盟国	インドネシア、マレーシア	ラオス・タイ・マレーシア・シンガポール
概要	- 本構想で、右のLTMS-PIPを含む18の送電網開発を計画 - 構想の第3段階では、最大33GWの相互接続を可能とする18の越境送電線のほか、62の潜在的な再生可能エネルギーサイト(8,119GWの太陽光、342GW風力発電)を特定	- 海底部分はスマトラ島からルパット島までのルパット海峡部分(5km)と、ルパット島からマレーシア・マラッカまでのマラッカ海峡部分(53km)の2カ所の海底HVDC接続部分で構成、地域初の海底越境接続を目指す。 - スマトラ島内ルパット海峡までの区間は139kmのHVDC架空線の利用を計画	- タイとマレーシアを経由して、ラオスからシンガポールに最大100MWの水力発電由来電力を輸出 - タイ・マレーシア間では、2002年よりHVDC接続(架空線)が運用
進捗状況	LTMS-PIPはすでに越境送電を開始している	2024年3月から2026年12月にFSを実施予定	2022年6月に運用を開始 - 出力増強に向けたFSを実施予定

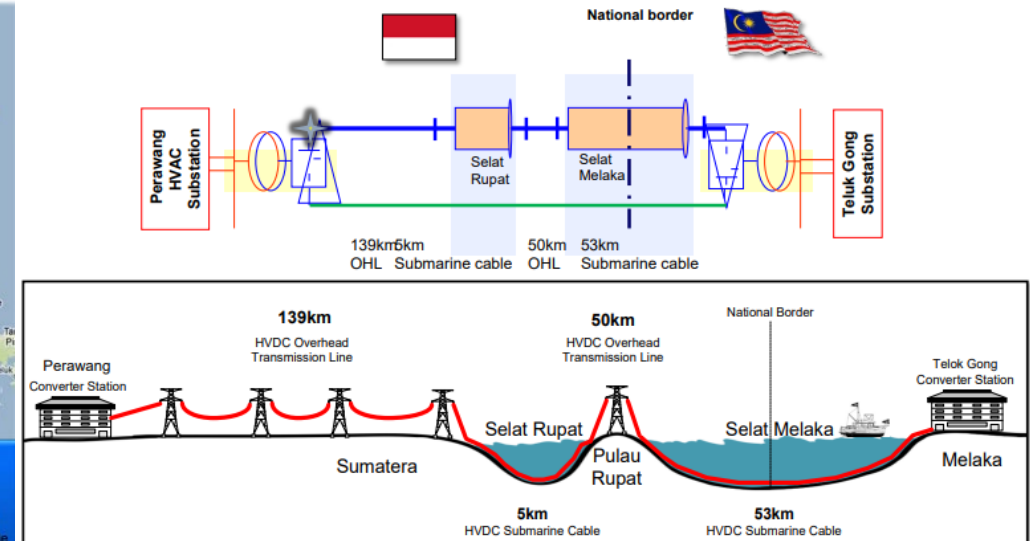
※次ページにスマトラ島・マレー半島
プロジェクト概要図を掲載

1.5 大規模送電計画事例

ASEAN地域の国際連系線計画②

- スマトラ島・マレー半島プロジェクトの概要図は以下の通り

Peninsular Malaysia – Sumatera HVDC Interconnection (HVDC ICX)



スマトラ島・マレー半島プロジェクトの概要図

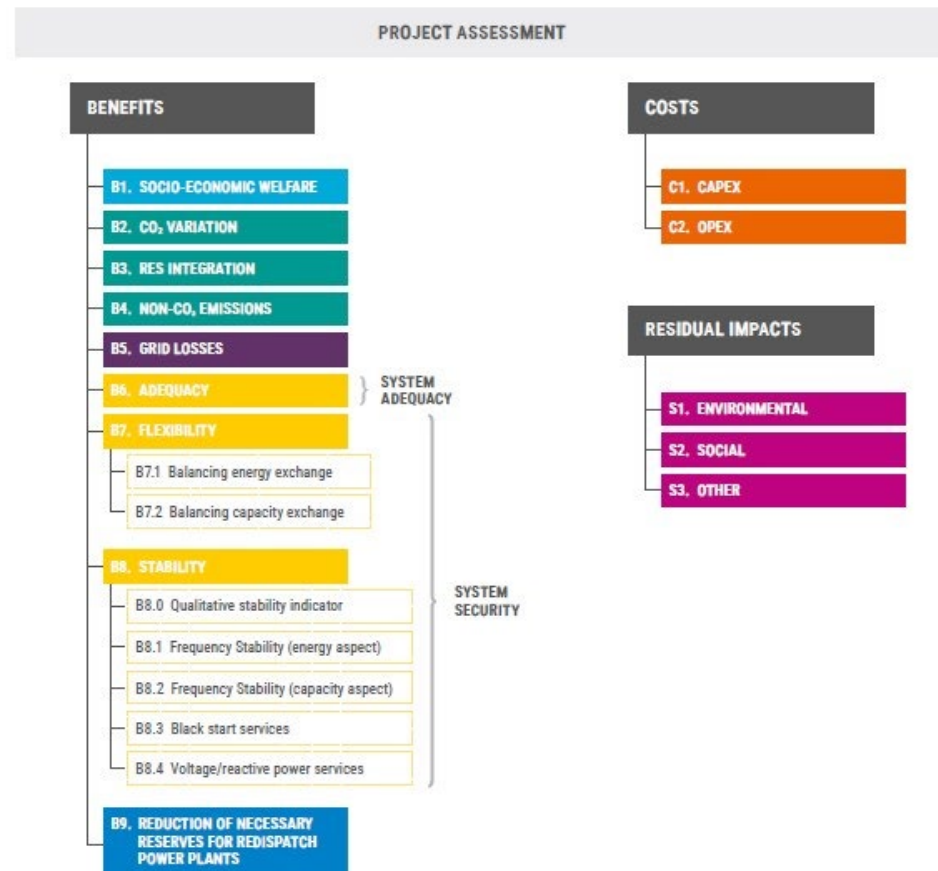
出所) 国連アジア太平洋経済社会委員会 (UNESCAP) “MALAYSIA’s RECENT DEVELOPMENT IN RE & ASEAN POWER CONNECTIVITY” より引用

1.6 その他トピックス

ENTSO-E 10カ年系統開発計画(TYNDP)と費用便益分析①

- 欧州TSOで構成するENTSO-Eは、加盟各国の系統の計画・進捗を踏まえて隔年で10カ年系統開発計画(TYNDP)を策定、国際連系統のニーズを整理。
- EUの支援を受ける共通利益プロジェクト(PCI)の特定等のため、各路線の費用便益分析を実施。加盟国の系統計画の評価でも、ENTSO-Eの費用便益分析ガイドラインが用いられる傾向。

費用便益分析の評価カテゴリー



出所)ENTSO-E “4th ENTSO-E Guideline for cost-benefit analysis of grid development projects”

1.6 その他トピックス

ENTSO-E 10カ年系統開発計画(TYNDP)と費用便益分析②

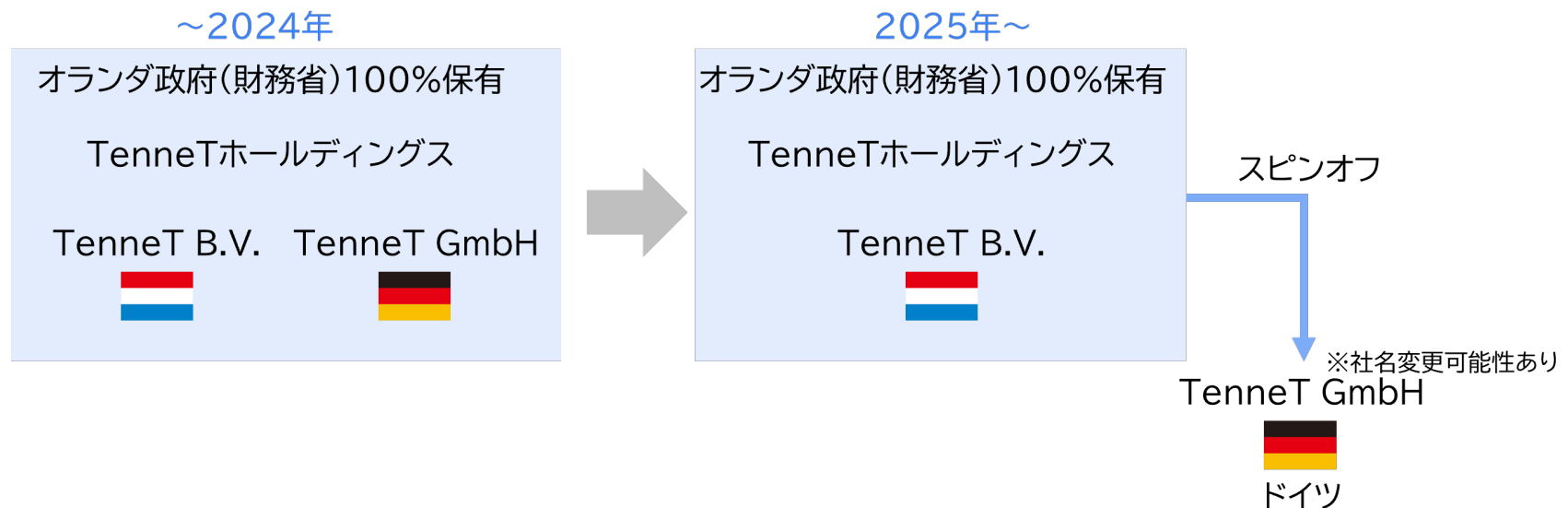
評価カテゴリーの定義

種別	定義
B:便益(Benefits)	
B1 社会経済的便益	電力消費者、生産者、送電事業者の短期的な経済的余剰の合計として定義される。送電容量への投資で、一般的に、送電のボトルネックのため以前は利用できなかった安価な発電設備でより多くの需要を満たせるようになるため、経済的余剰の合計が増加する。
B2 CO2排出量変化による社会への追加便益	新規プロジェクト・投資によるCO2排出量の減少などの変化を示し、純粋なCO2排出量(トン)の変化と、この変化がもたらす追加的な社会的費用(€/年)の2つの指標から成る。
B3 再エネ統合	系統強化、投資により再エネ出力制御の回避量(MWh単位)や追加で接続された新たな再エネ設備(MWh単位またはMWh)で表される
B4 間接的温室効果ガス排出	CO2以外の化学物質等の排出による間接的な温室効果ガス削減効果(トン/年)で表される
B5 送電ロス変化	プロジェクトや停止によるエネルギー損失の減少等の変化(MWh/年)で表される
B6 供給安定:需要充足	プロジェクトや投資により、同等の安定性維持に必要なピーク電力への投資ニーズの減少、あるいは設備容量を一定とした場合における、需要に対して供給できない電力量の減少(MWh/年)で表される
B7供給安定:柔軟性	再給電指令に対応できない電源が大量にあると仮定した場合において、系統安定に必要な調整力に対応する能力。下掲2つのモデルが開発段階
B7.1 調整力取引	調整力(aFRR, mFRR, RR)の取引・共有による効果
B7.2 調整力容量取引	調整力(aFRR, mFRR, RR)容量の取引・共有による効果
B8供給安定:安定性	系統プロジェクト、投資による系統安定性の変化を以下の4つの個別指標(B0-B3)で評価
B8.0 定性的安定性	採用技術に基づき、系統強化がシステム安定性に及ぼす潜在的影響を簡易に一般化して記載する
B8.1 周波数安定性(電力量側面)	系統強化の有無による周波数変動への影響を評価する
B8.2 周波数安定性(容量側面)	※上記参照。ただし、本項目については手法が開発途上
B8.3 ブラックスタート	系統強化の有無によるブラックスタートサービスのコスト削減を評価する
B8.4 電圧/無効電力	無効電力サービス等の効率化については測定方法等が開発途上であり、定性的な評価
B9 再給電発電所リザーブ	系統強化による、再給電容量減少等の効果(MW/年)を示す
C:コスト(Cost)	
C1 設備投資(CAPEX)	プロジェクトの設備投資額をユーロで示す。許可取得費用、実現可能性調査の実施、用地取得、地盤、準備作業、設計、解体、設備購入、設置などの要素を含む。
C2運用費(OPEX)	プロジェクトまたは投資に関連する年間の運転・維持費用をユーロ/年で示す
残存影響(緩和策を講じてもおお残留する影響)	
S1 環境	予備調査で確認された、環境に対する残存影響を記載する
S2 社会	予備調査で確認された、地元住民等に対する社会的な残存影響を記載する
S3 その他	その他すべての影響について記載する

TenneT社のドイツ送電事業に対する支援

- TenneTは、オランダ政府100%所有のTSOでオランダ・ドイツで送電系統を保有・運用。
- 管轄区域が北部沿岸を含むなど、ドイツの4TSOの中でも系統整備の負担が大きい。
- ドイツ事業のドイツ政府への売却交渉は2024年6月に頓挫、オランダ政府はドイツ事業をスピンオフし、ドイツ事業単独で株式公開などによる民間資金調達を可能に。
- 当面はオランダ政府が「つなぎ融資」を提供し、2026年までの独蘭における系統整備・運用を支援
- ドイツ国内では、安全保障上好ましくない国によるTSO買収を懸念する声も。

TenneTドイツ事業の分離



独自の資金調達が可能に

2.系統運用に関する政策

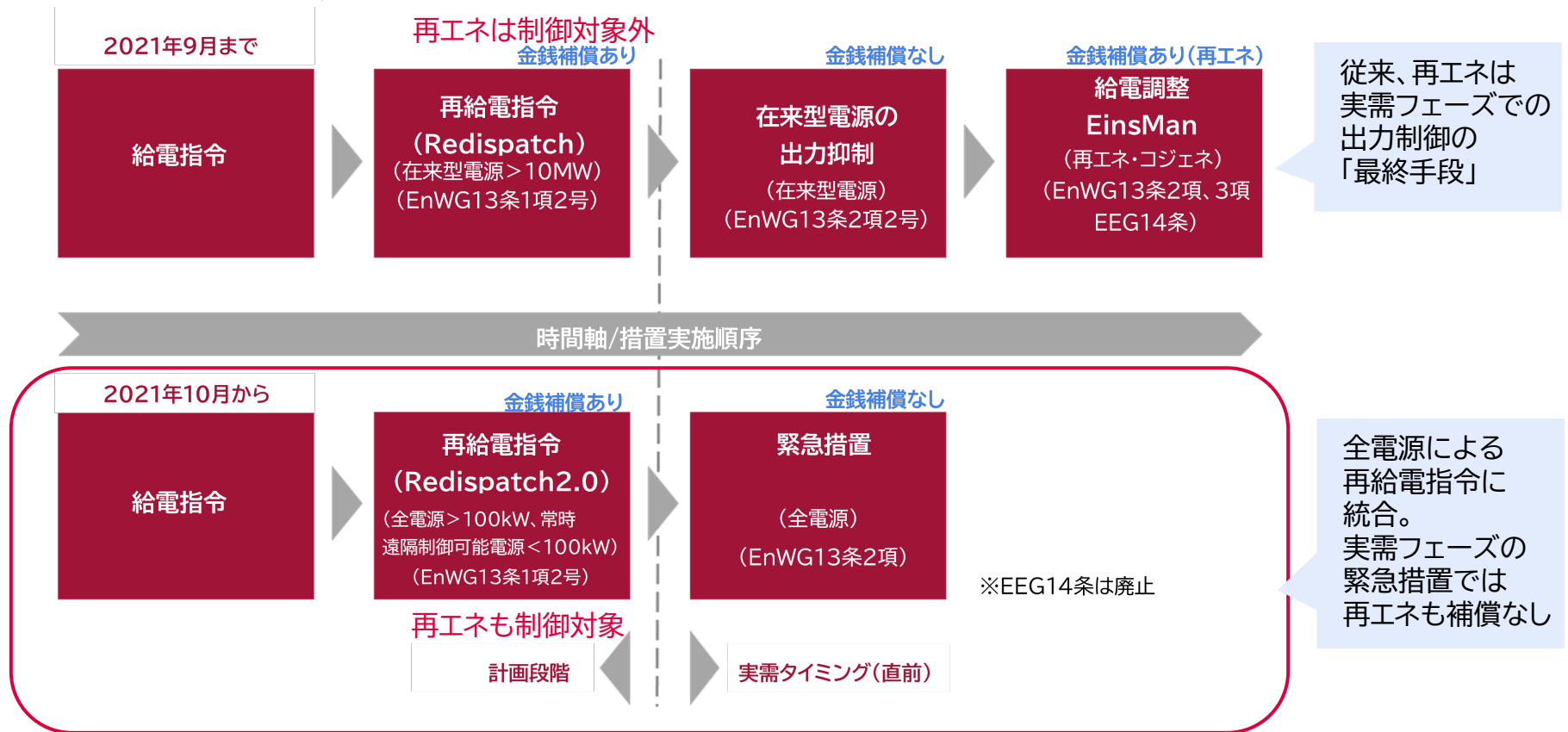
2.1 出力制御の制度・手法	48
2.2 出力制御の実績	56
2.3 出力制御に伴う精算・補償制度	64

2.1 出力制御の制度・手法

2.1 出力制御の制度・手法

出力制御の制度・手法(ドイツ①)

- TSOによる出力制御は、系統混雑回避を目的とした再給電指令(Redispatch)が主。
- 2021年10月以降、再エネも再給電指令の対象に(Redispatch 2.0)。
- 小規模分散電源を含む包括的な管理・制御体制(Redispatch 3.0)への移行には、DSOや小規模電源のIoT対応加速が課題。



再給電指令: 電力卸売市場での前日市場がクローズし、バランシンググループの需給計画に基づく発電所への給電指令 (Dispatch) 済の電源に対し、TSOが系統安定の目的で、系統への電力供給の増減を指示すること

2.1 出力制御の制度・手法

出力制御の制度・手法(ドイツ②)

- ドイツにおける電力需給・系統安定調整のタイムラインの概要は以下のとおり。
- 再給電指令後の残余の誤差に対しては、balancing市場で調達した予備力のうち、aFRR(5分内に出力上下動に対応)、mFRR(15分内に出力上下動に対応)が充てられる。

出力制御のタイムライン

時間		市場	TSO
前日	12:00	前日市場終了	
	14:30		balancingグループから需給計画を受領
	15:00		市場の状況を見ながら需給計画調整・再給電指令検討
当日	数時間前から数分前		必要に応じカウンタートレーディング(TSOによる逆取引〔市場介入〕。主にドイツ-デンマーク間で実施) 再給電指令発出
	5分前	当日市場ゲートクローズ	需給の予測誤差対応としてリザーブ投入(aFRR、mFRR)
		実需	

出所)EPEX、TSO各社情報より作成

出力制御の制度・手法(イギリス)

- イギリスでは、ISOが市場(Balancing Mechanism)で上げ・下げの調整用電力量を調達
 - リアルタイム需要の60～90分前にBMが開き、30分単位でBids(消費増加or出力制御)とOffer(消費抑制or出力増加)の入札が行われる。基本的には価格に基づいて落札者を決めるが、運用や立地要素を考慮して選定することもある
- 事前に需給が大きく乖離する見通しであるときはISOが出力制御契約を公募

【新たな出力制御制度に向けた取組】

- 特にスコットランドとイングランドを結ぶ系統が混雑することから、スコットランドを対象とした地域制御市場(Local Constraint Market)を試行中
 - LCMでは出力制御に必要なコストよりも安価に電力供給を行うことで需要喚起を促し、出力制御のコスト減を目指す
- 産業界と協働して実施した出力制御協働プロジェクトの報告書(2024年7月公表)では、BMに参加していない発電事業者を対象とした制御管理市場(Constraint Management Market)の設立が提案されている
 - CMMの実現方法として、出力制御に対する需要(アンシラシーサービス契約において出力制御が発生するときの需要に対して安価に電力を供給する)、長期CMM(数か月～数年単位)、短期CMM(1週間～リアルタイム)の3つが検討されている

出所) NESOウェブサイト「What is the Balancing Mechanism?」、NESOウェブサイト「Local Constraint Market」、National Grid ESO「Constraints Collaboration Project -Final Report」(2024年)

2.1 出力制御の制度・手法

出力制御の制度・手法(スペイン)

- スペインでは、TSOが市場ベースで(PDBF技術制約市場)で上げ・下げの調整用電力量を調達。
- 上記で不足する場合、三次調整力の未使用分を投入。それでも不足する場合、TSOによる出力制御が行われる。

時間		市場(OMIE)	TSO(REE)	
前日 市場 フェーズ	10:30		翌日の1時間毎の需要予測及び国際連系線での融通容量を公表	1時間単位。今後は15分単位が標準に。
	12時頃	市場における入札結果から、需要と発電の計画を作成	翌日の相対取引の需給契約状況を受領	
	13:30		PDBF作成・公表	
			PDBF技術制約市場で上げ・下げ調整調達	PDBFに含まれる電源・需要家は入札義務あり
当日 フェーズ	前日 15:00 ～	当日市場取引	リアルタイムで系統制約状況を監視、技術制約市場で調達した容量を用いて、再給電などの調整措置を実施	
	実需1時間前	当日市場ゲートクローズ		
	実需直前・実需フェーズ		需給の予測誤差対応として三次予備力投入 REEによる出力制御(非市場手段)	

※PDBF:日別ベース運転計画(Programa diario base de funcionamiento)

出所)“P.O.3.2 Restricciones técnica”、“P.O.3.1 Proceso de programación”などをもとに作成

2.1 出力制御の制度・手法

出力制御の制度・手法(アイルランド)

- 出力制御には、需給要因など電力系統全体の制約(Curtailment)と、送電線の過負荷や電圧安定性など、地域電力系統における制約(Constraint)の2つがある。
 - CurtailmentとConstraintの同時発生時は、まずConstraint、その次にCurtailmentの順で出力制御を実施。
- ファーム型接続とノンファーム型接続の違いは、メリットオーダーに基づく発電計画と、系統制約を加味した実際の給電指令による出力の乖離分に対する補償の有無。

優先給電ルール(表)

- 優先給電ルールに従い、再エネの出力制御前に、従来電源を抑制する。
 - どの電源を抑制しても価格差が無い状態(Tie-Break-Situation)においてのみ、ファーム型接続がノンファーム型接続に対して優先性を持つ。
 - Constraint発生時はノンファーム接続を優先的に抑制。
 - Curtailment発生時は全てプロラタで抑制。

1	プライスメーカーである従来電源、及びゲートクローズ後の連系線のカウントトレード		
2	A	SEM-20-072 の条件に基づく、優先給電ステータスを持たない従来型発電及び風力・太陽光発電ユニットの再給電、ならびにゲート閉鎖後のゲートクローズ後の連系線のカウントトレード	
	B	泥炭	
	C	ハイブリット発電	
	D	高効率 CHP/バイオマス/水力	
	E	SEM-20-072 に基づく太陽光/潮力/風力発電	I 制御可の要件を満たすが、現在は制御出来ないユニット
			II 制御可能なユニット
			III 適用除外または制御不能と予想されるユニット
	F	連系線の再給電	
	G	再給電による公衆の保安上の危険がある水力	

出所) SEM委員会 “Treatment of Curtailment in Tie-break situations” などをもとに作成

出力制御の制度・手法(オーストラリア)

- オーストラリア東海岸のクイーンズランド州等では、オーストラリア・エネルギー市場管理機関(AEMO)が全国電力市場(NEM)を運営
- 風力、太陽光を中心とした再生可能エネルギー発電の拡大が急速に進められていることもあり、出力制御(curtailment)が大規模に行われる事態も発生
- オーストラリア・エネルギー市場委員会(AEMC)が定める国家電力規則で、電力システムの制約(constraint)を緩和するための手続き策定の際に従うべき原則として以下の2点が定められているが、特に再生可能エネルギーによる発電を優先すべきとの規定はない。
 - 手続きを定めるに当たっては、電力システムのセキュリティを維持するというAEMOの責務や国家電力規則が定める価格設定の原則との一貫性を維持しつつ、合理的なディスパッチの結果を導出するために登録された市場参加者と協議すること
 - AEMOは、制約の緩和を必要とするあらゆる事象について登録された参加者に報告すること

出力制御の制度・手法(米国)

- 米国では系統内の変電所等をノードとし、ノード毎に取引価格(地域限界価格(LMP))が決定
- $LMP = \text{「システムエネルギー価格」} + \text{「ノード別送電混雑価格」} + \text{「ノード別送電ロス価格」}$
 - システムエネルギー価格: 送電ロスを考慮しない時の価格(市場均衡価格)で、すべてのノードで同じ値
 - ノード別送電混雑価格: 送電混雑の処理に要する費用が反映された価格で、送電システム内に送電混雑が発生しなければ、ゼロ
 - ノード別送電ロス価格: 送電ロスの補償に要した費用が反映された価格

2.2 出力制御の実績

2.2 出力制御の実績

出力制御の実績①

- 調査対象国のうち、電力量ベースでの再エネ出力制御の実績が示されている国・地域における2022年、2023年の再エネ出力制御量・発電量・制御率は以下のとおり。

※各国における出力制御量の算出方法は統一されていないことに留意。

		再エネの出力 制御量(GWh)	再エネ 発電量(GWh)	再エネ 制御率(%)	補足
ドイツ	2022年	8,071	247,583	3%	—
	2023年	10,477	265,883	4%	—
イギリス	2022年	3,898	80,542	5%	風力のみ・市場ベースでの出力制御(系統混雑由来)のみの数値
	2023年	4,364	82,309	5%	
スペイン	2022年	1,526	116,695	1%	—
	2023年	1,963	134,649	1%	—
アイルランド	2022年	1,280	13,676	9%	風力のみ(再エネの大部分が風力。発電電力量の約34%を占める)。太陽光含む制御率は59ページ参照。
	2023年	1,663	13,757	11%	
	2024年	2,163	13,288	14%	
米国(CAISO)	2022年	2,449	88,520	3%	再エネ発電量は、カリフォルニア州における発電量(CAISO全体の発電量は取得できず)
	2023年	2,660	103,219	3%	

※系統に流入する電力の制御率を見るため、再エネ発電量は可能な限り系統接続量、あるいは自家消費分を除くnetの発電量を用いる。

取得できない場合はgrossの発電量で代替している。

出所)各種情報より作成

2.2 出力制御の実績

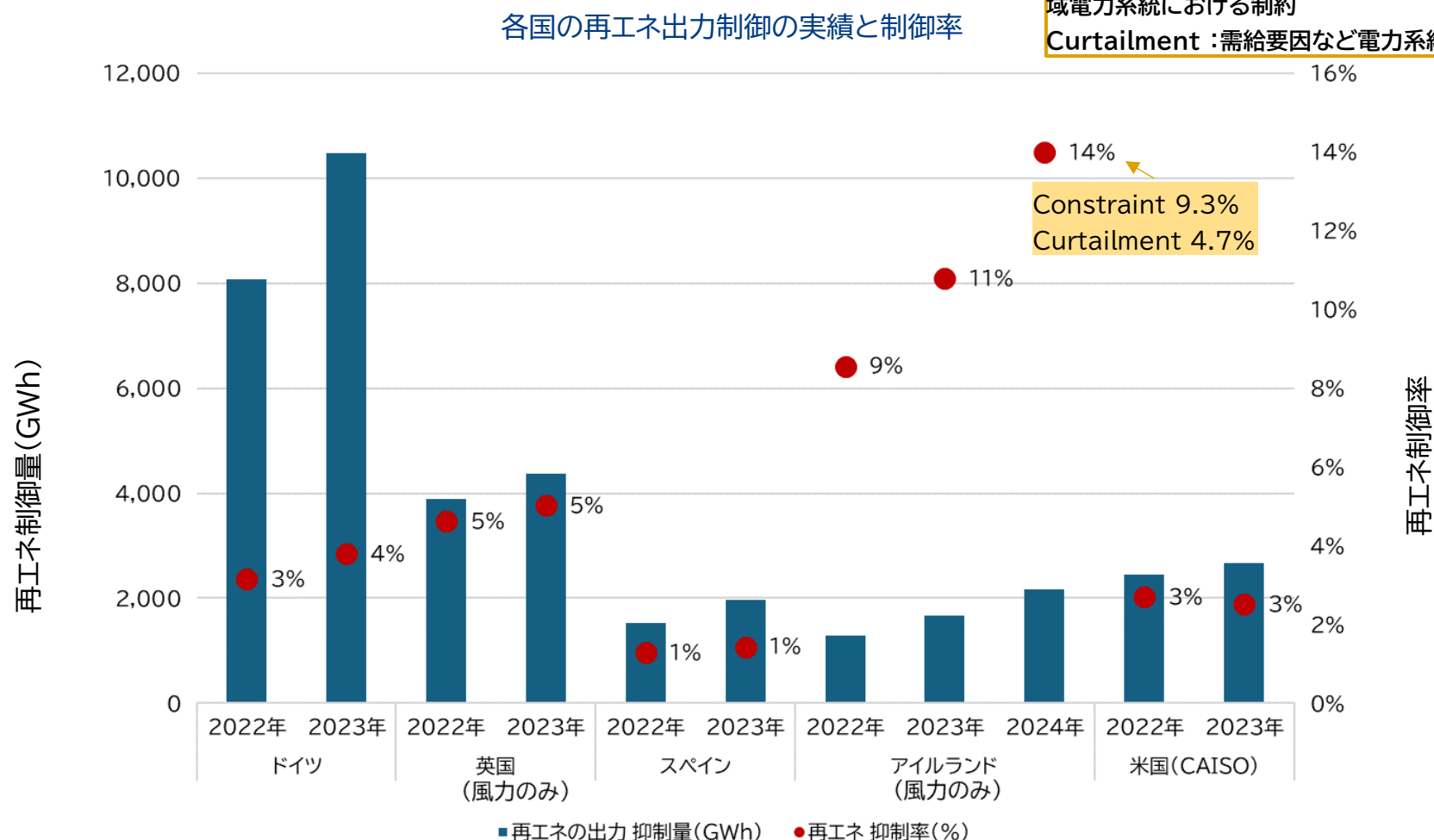
出力制御の実績②

- 調査対象国のうち、ConstraintとCurtailmentによる出力制御を明白に区別しているのは、再エネ優先給電の制度があり、島国の小国で風力が多く、発電増加や負荷脱落の影響が大きくなりがちという事情を持つアイルランドのみ。

アイルランドにおける定義

Constraint : 送電線の過負荷や電圧安定性など、地域電力系統における制約

Curtailment : 需給要因など電力系統全体の制約



2.2 出力制御の実績

出力制御の実績(アイルランド参考①)

- アイルランドに関しては、2024年における再エネの制御状況がConstraint起因のものと Curtailment起因のものに分けて以下のように示されている。
- また、アイルランド全島における再エネ全体の制御率は12.1%である。

			Jan	Feb	Mar	Qtr1	Apr	May	Jun	Qtr2	Jul	Aug	Sep	Qtr3	Oct	Nov	Dec	Qtr4	2024
Wind	AI	Dispatch Down	8.6%	10.2%	9.8%	9.6%	19.5%	8.0%	14.7%	15.2%	12.8%	26.9%	13.9%	19.4%	13.3%	10.6%	16.6%	14.0%	14.0%
		Constraints	4.4%	6.1%	6.3%	5.7%	8.4%	5.3%	11.6%	8.6%	11.9%	21.3%	8.9%	15.1%	9.9%	6.4%	11.3%	9.6%	9.3%
		Curtailments	4.2%	4.1%	3.5%	3.9%	11.1%	2.7%	3.1%	6.6%	0.9%	5.6%	5.0%	4.3%	3.5%	4.1%	5.3%	4.4%	4.7%
	IE	Dispatch Down	6.2%	6.9%	6.3%	6.5%	14.5%	4.2%	10.1%	10.7%	6.6%	22.5%	10.1%	14.8%	11.2%	8.6%	10.9%	10.4%	10.1%
		Constraints	1.9%	2.3%	2.8%	2.3%	3.0%	1.3%	6.3%	3.6%	5.6%	16.2%	4.6%	9.9%	7.8%	4.4%	4.7%	5.6%	5.1%
		Curtailments	4.4%	4.6%	3.5%	4.1%	11.6%	2.9%	3.8%	7.1%	1.0%	6.3%	5.5%	4.8%	3.4%	4.2%	6.2%	4.8%	5.0%
	NI	Dispatch Down	18.2%	23.9%	25.3%	22.5%	39.4%	22.1%	31.0%	32.5%	38.7%	43.4%	30.6%	38.5%	22.0%	19.1%	38.4%	28.4%	29.6%
		Constraints	14.7%	22.0%	21.9%	19.6%	29.9%	19.8%	30.5%	27.6%	38.2%	40.4%	28.0%	36.2%	18.3%	15.6%	36.5%	25.5%	26.4%
		Curtailments	3.5%	1.9%	3.4%	2.9%	9.5%	2.3%	0.5%	4.9%	0.5%	3.0%	2.6%	2.3%	3.7%	3.6%	1.9%	2.9%	3.2%
Solar	AI	Dispatch Down	4.6%	3.9%	8.8%	6.5%	13.1%	3.0%	7.6%	7.6%	3.9%	11.1%	6.8%	7.3%	4.7%	3.8%	10.3%	5.5%	7.1%
		Constraints	1.2%	1.2%	2.5%	1.8%	2.4%	1.8%	3.9%	2.8%	2.7%	6.3%	3.8%	4.3%	1.8%	0.9%	4.1%	2.0%	3.2%
		Curtailments	3.4%	2.7%	6.3%	4.7%	10.8%	1.3%	3.7%	4.8%	1.2%	4.9%	3.1%	3.0%	2.9%	2.9%	6.2%	3.5%	3.9%
	IE	Dispatch Down	3.4%	3.5%	7.7%	5.6%	12.1%	1.5%	5.8%	6.1%	1.8%	7.9%	5.7%	5.0%	3.6%	3.2%	8.5%	4.4%	5.3%
		Constraints	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	1.5%	0.7%	0.4%	2.5%	2.2%	1.6%	0.6%	0.1%	1.4%	0.6%	1.0%
		Curtailments	3.4%	3.5%	7.6%	5.6%	12.0%	1.3%	4.3%	5.4%	1.4%	5.4%	3.5%	3.4%	3.0%	3.1%	7.1%	3.8%	4.3%
	NI	Dispatch Down	11.9%	5.3%	12.8%	10.2%	18.3%	10.8%	17.8%	15.6%	18.8%	33.1%	13.0%	22.1%	11.8%	8.5%	21.8%	12.9%	16.9%
		Constraints	8.3%	5.0%	11.5%	9.0%	13.7%	9.9%	17.2%	13.7%	18.3%	32.0%	12.3%	21.3%	9.8%	6.5%	21.2%	11.3%	15.6%
		Curtailments	3.6%	0.2%	1.3%	1.3%	4.6%	1.0%	0.6%	1.9%	0.5%	1.1%	0.8%	0.8%	1.9%	2.0%	0.5%	1.7%	1.4%
All Renewable	AI	Dispatch Down	7.4%	8.8%	8.7%	8.3%	16.8%	6.2%	12.2%	12.6%	10.2%	24.0%	12.3%	16.8%	11.7%	9.2%	15.0%	12.4%	12.1%
	IE	Dispatch Down	5.4%	5.9%	5.6%	5.7%	12.5%	3.3%	8.5%	8.9%	5.3%	20.1%	9.2%	12.0%	9.9%	7.5%	9.9%	9.2%	8.8%
	NI	Dispatch Down	16.1%	21.1%	22.2%	19.9%	34.2%	17.6%	25.6%	27.0%	29.7%	38.4%	25.0%	32.2%	19.2%	16.3%	34.8%	25.0%	25.5%

AI:アイルランド島全体
 IE:アイルランド
 NI:北アイルランド(英国領)

出所) EirGrid “System and Renewable Data Reports” などをもとに作成

2.2 出力制御の実績

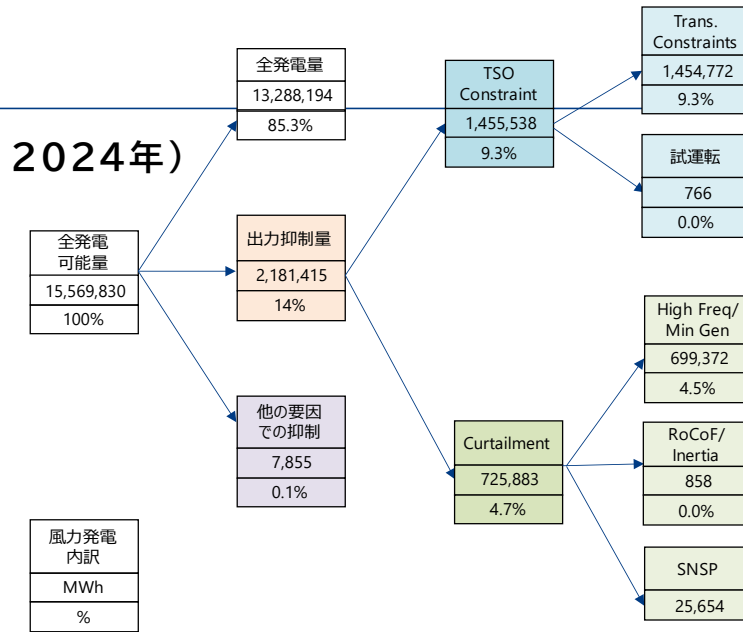
出力制御の実績(アイルランド参考②)

- アイルランドに関しては、発生要因別の出力制御量も公表される。(表は全島風力、2024年)

- Curtailment:

- SNSP issue: 総需要と直流連系線に対する非同期発電機の発電割合の制限
- RoCoF / Inertia: 発電機事故時の周波数変化率の低減または系統の慣性を確保するため
- High Freq/Min Gen: 供給過多時の周波数上昇の軽減または予備力要件等を満たすべく最低発電出力で従来電源を起動するため ← Curtailmentの中で最も多い。

- Constraint: ローカルな系統混雑による制約。送電線や変圧器の容量不足による過負荷回避などにより発生

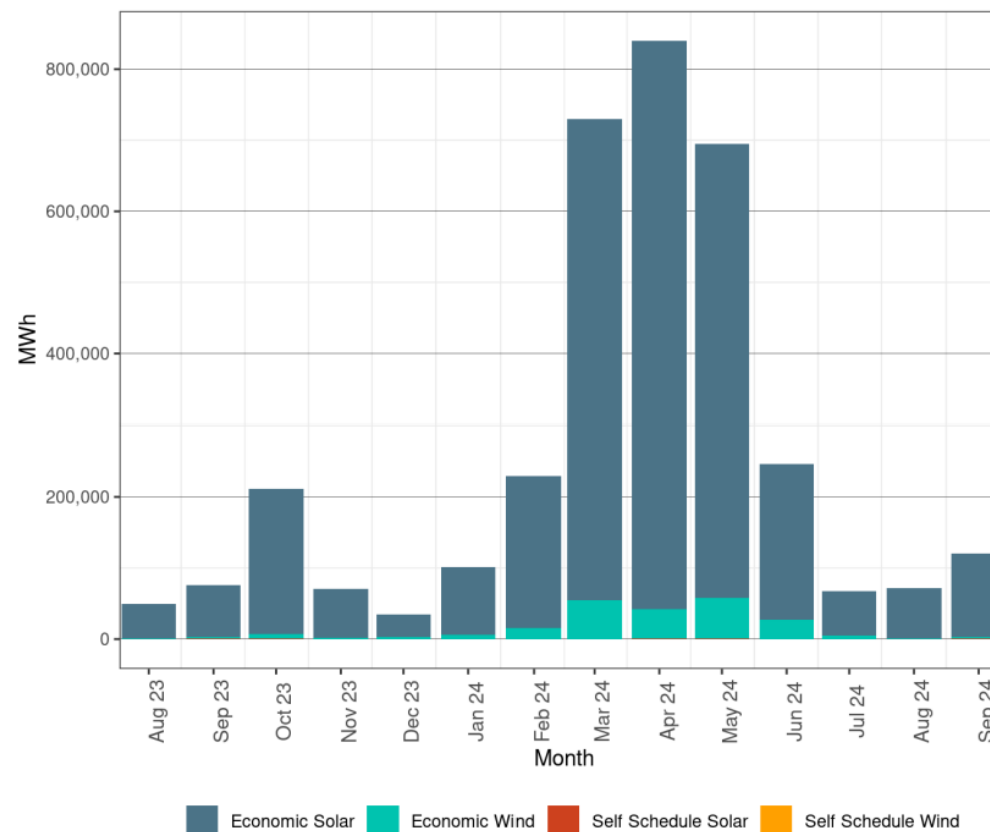


アイルランド 全島風力		量 (MWh)											率									
		全発電可能量	全発電量	出力抑制量	Constraints	Transmission Constraints	試運転	Curtailments	High Freq / Min Gen	ROCOF / Inertia	SNSP Issue	他の要因での抑制	全発電量	出力抑制量	Constraints	Transmission Constraints	試運転	Curtailments	High Freq / Min Gen	ROCOF / Inertia	SNSP Issue	他の要因での抑制
2024	1月	1,520,929	1,381,034	130,984	66,953	66,953	-	64,031	61,870	-	2,161	610	90.8%	8.6%	4.4%	4.4%	0.0%	4.2%	4.1%	0.0%	0.1%	0.0%
	2月	1,585,377	1,415,201	161,651	97,405	97,402	3	64,247	55,378	199	8,670	377	89.3%	10.2%	6.1%	6.1%	0.0%	4.1%	3.5%	0.0%	0.5%	0.0%
	3月	1,720,472	1,542,804	168,400	108,484	108,476	8	59,917	50,701	21	9,195	1,202	89.7%	9.8%	6.3%	6.3%	0.0%	3.5%	2.9%	0.0%	0.5%	0.1%
	Qtr1	4,826,778	4,339,039	461,035	272,842	272,830	11	188,195	167,950	220	20,026	2,189	89.9%	9.6%	5.7%	5.7%	0.0%	3.9%	3.5%	0.0%	0.4%	0.0%
	4月	1,353,635	1,079,536	264,577	113,811	113,811	-	150,767	145,331	-	5,437	949	79.8%	19.5%	8.4%	8.4%	0.0%	11.1%	10.7%	0.0%	0.4%	0.1%
	5月	729,148	667,586	58,262	38,340	38,072	268	19,922	19,922	-	-	103	91.6%	8.0%	5.3%	5.2%	0.0%	2.7%	2.7%	0.0%	0.0%	0.0%
	6月	914,773	773,314	134,280	106,064	106,064	-	28,217	28,217	-	-	388	84.5%	14.7%	11.6%	11.6%	0.0%	3.1%	3.1%	0.0%	0.0%	0.0%
	Qtr2	2,997,555	2,520,436	457,120	258,215	257,947	268	198,906	193,470	-	5,437	1,440	84.1%	15.2%	8.6%	8.6%	0.0%	6.6%	6.5%	0.0%	0.2%	0.0%
	7月	760,621	658,970	97,458	90,452	90,452	-	7,006	7,006	-	-	261	86.6%	12.8%	11.9%	11.9%	0.0%	0.9%	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%
	8月	1,484,182	1,070,578	398,503	315,440	314,953	487	83,064	82,990	74	-	1,168	72.1%	26.9%	21.3%	21.2%	0.0%	5.6%	5.6%	0.0%	0.0%	0.1%
	9月	1,066,299	911,554	148,033	94,737	94,737	-	53,296	53,296	-	-	525	85.5%	13.9%	8.9%	8.9%	0.0%	5.0%	5.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Qtr3	3,311,102	2,641,102	643,994	500,629	500,142	487	143,366	143,292	74	-	1,955	79.8%	19.4%	15.1%	15.1%	0.0%	4.3%	4.3%	0.0%	0.0%	0.1%
	10月	1,419,199	1,221,364	189,441	140,315	140,315	-	49,126	49,119	8	-	1,016	86.1%	13.3%	9.9%	9.9%	0.0%	3.5%	3.5%	0.0%	0.0%	0.1%
	11月	1,178,422	1,046,719	124,509	75,907	75,907	-	48,603	48,603	-	-	528	88.8%	10.6%	6.4%	6.4%	0.0%	4.1%	4.1%	0.0%	0.0%	0.0%
	12月	1,836,773	1,519,534	305,316	207,630	207,630	-	97,687	96,939	557	191	726	82.7%	16.6%	11.3%	11.3%	0.0%	5.3%	5.3%	0.0%	0.0%	0.0%
	Qtr4	4,434,395	3,787,616	619,266	423,852	423,852	-	195,416	194,660	564	191	2,271	85.4%	14.0%	9.6%	9.6%	0.0%	4.4%	4.4%	0.0%	0.0%	0.1%
	計	15,569,830	13,288,194	2,181,415	1,455,538	1,454,772	766	725,883	699,372	858	25,654	7,855	85.3%	14.0%	9.3%	9.3%	0.0%	4.7%	4.5%	0.0%	0.2%	0.1%

2.2 出力制御の実績

出力制御の実績(米国CAISO参考)

- CAISOは月次の市場パフォーマンス報告書で再生可能エネルギーによる発電の出力制御に関する情報を公表。
- 情報は、出力制御の発生原因別や、電源(太陽光、風力)別で取りまとめ。



2023年8月から2024年9月にかけてのCAISO管内における
再生可能エネルギーによる発電の出力制御(電源別)

出所)CAISO “Market Performance Report September 2024”(2024年12月5日)

2.2 出力制御の実績

出力制御の実績(米国PJM)

● PJMの市場監視組織が報告書で、混雑事象に関する情報を公表

- 混雑事象: 監視された設備に対する偶発事象の潜在的な影響を制御するため、または実際の過負荷を制御するために、ユニットまたはユニットがメリットオーダーから外れてディスパッチされなければならない場合に発生
- 混雑イベント時間: 特定の設備が1時間以内に1回以上、5分間隔で制約を受ける場合に発生

No.	Constraint	Type	Congestion Event Hours						Percent of Annual Hours					
			Day-Ahead			Real-Time			Day-Ahead			Real-Time		
			2022	2023	Change	2022	2023	Change	2022	2023	Change	2022	2023	Change
1	Nottingham	Other	4,646	6,211	1,565	3,066	3,929	863	53.0%	71%	18%	35%	45%	10%
2	Graceton - Safe Harbor	Line	500	3,334	2,834	253	1,654	1,401	6%	38%	32%	3%	19%	16%
3	Lenox - North Meshoppen	Line	1,152	1,907	755	1,145	2,018	873	13%	22%	9%	13%	23%	10%
4	Easton - Emuni	Line	1,677	2,501	824	0	0	0	19%	29%	9%	0%	0%	0%
5	Sayreville - Sayreville	Line	812	2,232	1,420	0	0	0	9%	25%	16%	0%	0%	0%
6	Mountain	Transformer	1,840	2,116	276	0	0	0	21%	24%	3%	0%	0%	0%
7	Turkey Hill - Hilgard	Flowgate	0	1,061	1,061	0	1,012	1,012	0%	12%	12%	0%	12%	12%
8	Conastone - Northwest	Line	565	1,097	532	194	583	389	6%	13%	6%	2%	7%	4%
9	Allen - R.P. Mone	Line	1,189	1,521	332	182	120	(62)	14%	17%	4%	2%	1%	(1%)
10	Gardners - Texas Eastern	Line	1,019	1,479	460	140	143	3	12%	17%	5%	2%	2%	0%
11	East Towanda - Hillside	Line	407	696	289	358	665	307	5%	8%	3%	4%	8%	4%
12	Big Pine - Kiski Valley	Line	5	943	938	0	357	357	0%	11%	11%	0%	4%	4%
13	Weedman - Mahomet	Flowgate	158	622	464	101	651	550	2%	7%	5%	1%	7%	6%
14	DoeX530	Transformer	836	1,242	406	0	0	0	10%	14%	5%	0%	0%	0%
15	Chicago Ave - Praxair	Flowgate	733	695	(38)	513	539	26	8%	8%	(0%)	6%	6%	0%
16	Collins	Transformer	98	1,205	1,107	0	0	0	1%	14%	13%	0%	0%	0%
17	Ramapo (ConEd) - S Mahwah (RECO)	Line	1,126	1,105	(21)	0	0	0	13%	13%	(0%)	0%	0%	0%
18	Prest - Tibb	Flowgate	1,589	442	(1,147)	1,341	628	(713)	18%	5%	(13%)	15%	7%	(8%)
19	Bergen - Hudson	Line	910	1,066	156	0	0	0	10%	12%	2%	0%	0%	0%
20	Mahomet - OCB	Flowgate	0	462	462	0	446	446	0%	5%	5%	0%	5%	5%
21	Boonetown - South Reading	Line	1,717	496	(1,221)	1,069	395	(674)	20%	6%	(14%)	12%	5%	(8%)
22	Fremont - Fremont	Line	420	880	460	0	0	0	5%	10%	5%	0%	0%	0%
23	Garrett - Garrett Tap	Line	327	872	545	0	0	0	4%	10%	6%	0%	0%	0%
24	Monroe - Vineland	Line	638	844	206	33	8	(25)	7%	10%	2%	0%	0%	(0%)
25	Quad Cities	Transformer	152	818	666	0	0	0	2%	9%	8%	0%	0%	0%

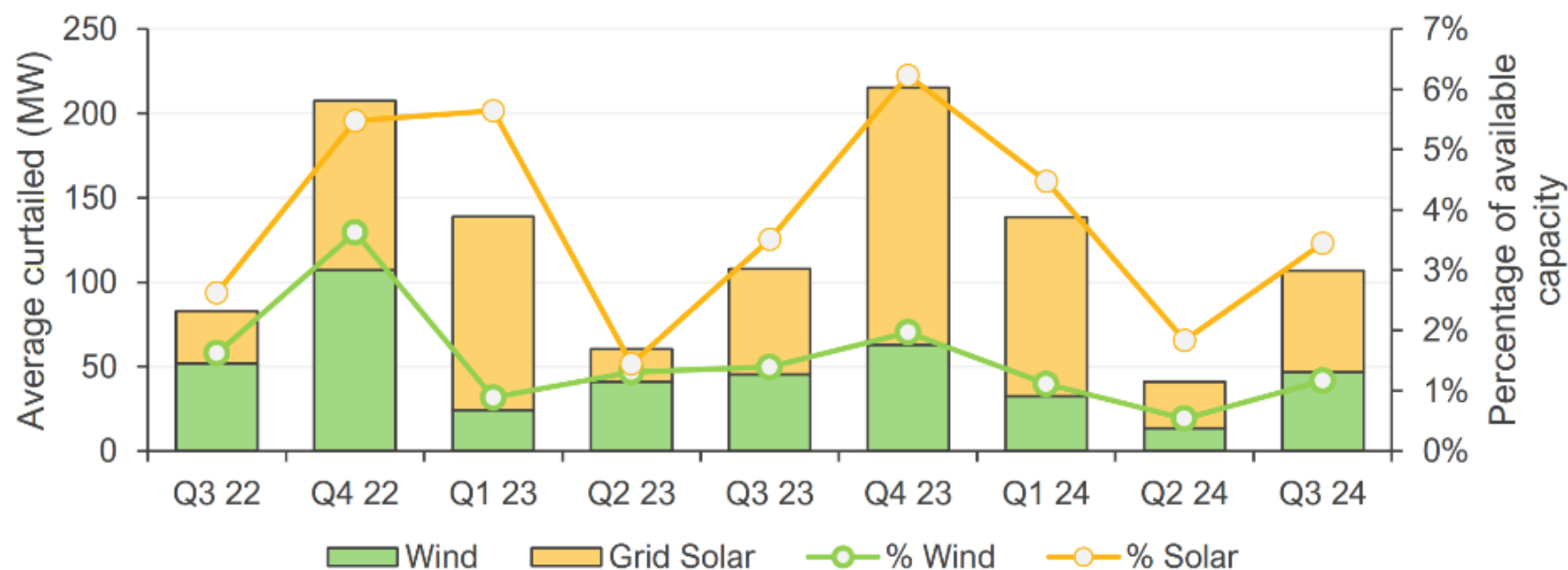
PJMの2022年及び2023年に最も混雑事象が多かった上位25施設

出所) モニタリング・アナリティクス “PJM State of the Market - 2023 Section 11 Congestion and Marginal Losses” (2024年3月14日)

2.2 出力制御の実績

出力制御の実績(オーストラリア)

- NEMにおける出力制御の実績は、設備容量単位で公表されている。
- 下図では、棒グラフは当該四半期に制御された容量の平均を、折れ線グラフは風力または太陽光の利用可能な容量に占める制御された容量の割合を図示。
- NEMでは例年、夏の第4四半期に出力制御が大きくなっている。



NEMにおける風力及び太陽光の出力制御の実績

出所)AEMO “Quarterly Energy Dynamics Q3 2024”(2024年10月)より引用

2.3 出力制御に伴う精算・補償制度

2.3 出力制御に伴う精算・補償制度

出力制御に伴う精算・補償制度①

- 欧州では実需前の計画段階における需給・混雑を市場的・技術的手段による調整にコストをかける国が多い傾向

	ドイツ	イギリス	スペイン
補償の有無	実需前の再給電指令:あり 実需フェーズの緊急措置:なし	あり	あり(下掲②ではファーム電源のみ)
概要・特徴	【TSOによる介入】 実需前の再給電指令で全電源に補償あり。ただし実需フェーズでの緊急措置の場合は全電源補償なし(従来は再エネのみ補償あり。現在は廃止)	【市場手段】 ①市場において「上げ」「下げ」容量を入札で調達 【ISOによる介入】 ②長期的に供給が上回る見通しの場合は、ISOが出力制御を公募	【市場手段】 ①市場(技術制約市場)において「上げ」「下げ」容量を入札で調達 【TSOによる介入】 ②不足分を直接制御
再エネ特例の有無 (金銭的補償)	一部あり	なし(再エネ優先給電もなし)	なし
補足	- 補償算定において、逸失利益と追加コストの全体が補償対象に(他電源では逸失利益保証に制限) - 再給電指令では再エネ出力制御の条件を従来型電源に比べて、数倍(5-15倍)効果が高い場合とする優先規定あり	送電事業者とCurtailed Connection Offers(接続のために系統増強が必要であり、増強までの間に出力制御の発生を前提として系統接続を行う契約)を締結した場合、出力制御に対して補償金が支払われる	②は再エネか否かではなく、ファーム接続(補償あり)かノンファーム接続(なし)による ②のファーム接続でも、系統安定目的の制御は補償を受けるが、再エネ大量流入時の制御は、個々の契約等の条件により、補償の有無や内容が異なる
補償実績(全電源)	2,837百万ユーロ(4,596億円)(2022年) 2,367百万ユーロ(3,835億円)(2023年)	約7.6億ポンド(1,467億円)(2024年4月～9月) 約5.8億ポンド(1,119億円)(2023年4月～9月) ※バランシングコストとしてまとめられており、市場での調達コストを含む	①191.6百万ユーロ(310億円)(2022年)/111.8百万ユーロ(181億円)(2023年) ②44.0百万ユーロ(71億円)(2022年)/20.8百万ユーロ(34億円)(2023年)

出所)各種情報より作成

2.3 出力制御に伴う精算・補償制度

出力制御に伴う精算・補償制度②

- アイルランドではファーム接続電源が補償対象、ノンファームは対象外。
 - アイルランドはConstraintとCurtailmentを区別しており、2018年以降Curtailmentはファーム電源であっても補償対象外。
- オーストラリアと米国では、出力制御に対する補償を行っていない。

	アイルランド	オーストラリア	米国
補償の有無	・ ファーム接続電源は補償有り、ノンファーム接続電源は補償無し ・ 2018年以降Curtailmentはファーム接続でも補償対象外	なし	なし
概要・特徴	Constraintの場合、ファーム接続の電源に対して補償(ノンファーム接続の場合補償なし)。イギリス本土のような市場手段による調整は確認されていない。	オーストラリアでは、風力、太陽光を中心とした再生可能エネルギー発電の拡大が急速に進められていることもあり、出力制御が大規模に行われる事態も生じているものの、他国のような補償・精算は導入されていない	米国の全ISO/RTOは、すべての送電線に対して混雑処理を行う準備を整えた上で混雑発生時には市場の入札情報などを元に混雑処理を行うノーダル制で運用されており、他国のような補償・精算は導入されていない
再エネ特例の有無(金銭的補償)	なし	なし	なし
補足	優先給電ルールに従い、再エネの出力制御は、従来電源の後。	—	—
補償実績	694.14百万ユーロ(1,125億円) (2022年10月～2023年9月) 539.98百万ユーロ(875億円) (2023年10月～2024年9月)	混雑緩和市場の導入などが検討されたものの、現状「補償」に相当する出力制御に対する金銭の支払いは行われていない	米国では、地域限界価格(LMP)の設定により市場ベースで送電混雑に対応しており、現状「補償」に相当する出力制御に対する金銭の支払いは行われていない

出所)各種情報より作成

未来を問い続け、変革を先駆ける

MRI エム・アール・アイリサーチアソシエイツ