自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

地域間連系線の整備プロセスに関する分析

新規投資を促す制度設計への示唆

2026年11月



謝辞

本報告書の作成にあたっては、一般送配電事業者、発電事業者、送電線整備に関係する政策関係者など、関連分野の専門家から多くの示唆をいただきました。ここに感謝の意を表します。

執筆担当者

木村 誠一郎　　自然エネルギー財団 主席研究員
工藤 美香　　自然エネルギー財団 主席研究員

免責事項

本報告書に記載した情報の正確性については万全を期しておりますが、自然エネルギー財団は本報告書の情報の利用によって利用者等に何らかの損害が発生したとしても、かかる損害について一切の責任を負うものではありません。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、2011 年 8 月に設立されました。自然エネルギーを基盤とした安全・安心な社会を構築すること、気候危機を回避する持続可能なエネルギーシステムと経済を実現することを目的として活動しています。

目次

要約 1

はじめに 2

１章　地域間連系線の新規整備に関する現状 3
1.1　OCCTO による地域間連系線整備プロセス 3
1.2　地域間連系線増強の費用負担スキーム 9
1.3　地域間連系線増強における課題 12

２章　これまでの地域間連系線整備プロセス 14
2.1　中央電力協議会時代の整備プロセス 14
2.2　ESCJ 時代の整備プロセス 18

３章　新たな地域間連系線整備における論点 22
3.1　かつての連系線整備と広域系統連系のマスタープランとの違い 22
3.2　海外における送電線整備を促す取り組み 23
3.2.1　英国 24
3.2.2　ドイツ 27
3.2.3　米国 29

４章　地域間連系線整備を促すための提言 35

おわりに 39

補論：広域運用体制と電力融通契約の変遷 40

参考文献 44

図一覧

図 1　広域連系系統のマスタープランの概念図 3
図 2　広域系統整備計画の策定プロセス 4
図 3　東京～中部間の広域系統整備計画における経済性評価 7
図 4　北海道～東北間の広域系統整備計画における経済性評価 8
図 5　中部～関西間の広域系統整備計画における費用便益評価 8
図 6　東北～東京間連系線増強における増強区間と費用負担イメージ 10
図 7　九州～中国間連系線増強における増強区間と費用負担イメージ 11
図 8　北海道～東北～東京間連系設備の新設計画 12
図 9　北海道～東北～東京間連系設備の新設案を提出する有資格事業者による検討項目の提示 13
図 10　大規模投資に対する OCCTO と民間金融機関が連携する融資スキーム 13
図 11　中央電力協議会時代において連系線増強を判断した評価項目（非電源対応） 16
図 12　ESCJ のルール策定委員会体制 18
図 13　ESCJ において行われた地域間連系線整備計画の調整プロセス 19
図 14　FC 増強の連系ルートの検討 19
図 15　中部関西間第二連系線増強計画 20
図 16　新北本連系設備増強計画 20
図 17　ESCJ 設立以降の緊急的電力融通実績 21
図 18　英国 Cap and Floor 制度の下で整備される国際連系線 24
図 19　ドイツの南北 HVDC プロジェクト 27
図 20　Transmission Facilitation Program で選定された送電線プロジェクト 31
図 21　NIETC 候補エリア（2024 年 12 月現在） 32
図 22　TSED プログラムの採択案件 33
図 23　中央電力協議会以降の電力融通スキームの変遷 42

表一覧

表 1　OCCTO において実施された広域系統整備計画策定プロセスの一覧とその概要 5
表 2　地域間連系線の増強に係る対象費用とその負担者の整理 9
表 3　ESCJ が提案した連系線増強計画 19
表 4　中央電力協議会時代～ESCJ 時代に整備された地域間連系線の整備理由サマリ 22
表 5　英国、ドイツ、米国における送電線整備を促す取り組みまとめ 23
表 6　ASTI の対象となっている送電線プロジェクトの例 26
表 7　GRIP が対象とする 3 つの補助類型（制度創設時） 29
表 8　TFP で選定されたプロジェクト 31
表 9　TSED プログラムによるサポートの例 33
表 10　1970 年と 2005 年の電力融通種別の整理 43

要約

日本のカーボンニュートラル実現には、北海道、東北、九州などに偏在する自然エネルギーを大需要地へ届ける地域間連系線の整備が不可欠である。本報告書は、国内の連系線整備の歴史と海外における送電線整備促進策を分析し、今後の整備を促す制度設計を検討したものである。北海道～東北～東京間の日本海ルートは、送電容量 2GW の工事費に 1.5～1.8 兆円が必要と見込まれ、民間事業者の信用力だけでは資金調達が難しく、計画具体化と事業リスクへの対応が課題となっている。現行制度では、全国調整スキームと呼ばれる、再エネ賦課金や卸電力市場の値差収入、託送料金の全国負担を通じて費用を負担する仕組みがあり、費用回収の枠組みは整えられている。一方、巨額の投資を実行する仕組みが必要となっている。

そのヒントを探るべく、本研究では、過去に行われた地域間連系線の整備プロセスを整理した。中央電力協議会時代に行われた事業者間協議、電力系統利用協議会による調整スキーム、電力広域的運営推進機関による広域連系系統のマスタープランへの発展を整理した。その際、電源開発、経済的な電力融通、予備力の共有、供給信頼度の向上、災害時の相互応援などが地域間連系線の整備を行うトリガーとして共通していたことがわかった。また、経済効果だけにより地域間連系線整備を行えなかった区間も、安定供給の観点から整備が行われ、その後発生した災害時に重要な役割を果たしてきたことも確認した。

現在の広域連系系統のマスタープランで定められた地域間連系線は、カーボンニュートラルの実現という国家的視点から将来の電源投資を可能にする送電網を先行的に整備する役割を持つ。しかし、発電と送電の投資主体が異なるため、連系線整備のみで期待される便益の確保はできない。従い、自然エネルギー開発の明確な見通しを示し、それと地域間連系線投資が連動することが重要である。

一方で、海外の大規模送電線投資においては、英国の収入下限保証や投資回収・認可の迅速化、ドイツの重要送電線の法的位置づけや送電事業者への公的出資、米国の補助金・送電容量購入など、様々な支援が行われている。さらに英国では、国営エネルギー会社を通じた送電線投資の促進方針も示された。これら事例は、送電線投資における、投資回収の予見性の確保、資金調達や許認可リスクの軽減の重要性を示唆した。

これらの分析を踏まえて、本報告書では四つの提言を行った。

提言①：社会情勢の変化を考慮した広域連系系統のマスタープランのアップデート
提言②：国が地域間連系線整備の先頭に立つ
提言③：長距離直流送変電技術などのショーケース化と関連産業の基盤づくり
提言④：ステークホルダーの理解促進プログラムの整備

地域間連系線は、電力の安定供給、日本経済の成長、カーボンニュートラルを支える重要な社会基盤である。だからこそ、公的関与を強めながら整備を加速することが求められる。

はじめに

2020 年 10 月、当時の菅政権は、2050 年までに温室効果ガスの排出を実質的にゼロとするカーボンニュートラルを目指すことを宣言した。同時期に経済産業省によって議論されていた第 6 次エネルギー基本計画において、カーボンニュートラルの実現に国内に広く賦存する自然エネルギーを活用することが示され、参考値として 2050 年時点において電力供給の 5〜6 割を自然エネルギーが賄う世界観が示された[1]。

日本において、太陽光、風力、地熱などの自然エネルギー資源の多くは北海道、東北、九州などに賦存する。そのため、自然エネルギー資源を最大限活用するためには、電力を送るための送電線が必要である。そこで、送電線整備に関する議論が電力広域的運営推進機関（以下、OCCTO）において開始された[2]。OCCTO は、2017 年に策定された広域系統長期方針を見直し、2023 年 3 月に広域連系系統のマスタープランを公表する[3]。同時に、個別の地域間連系線を増強するプロセスを進めてきた。現在、広域連系系統のマスタープランにおいて示された多くの地域間連系線について広域系統整備計画の策定が完了し、その整備が開始している。

しかしながら、一部の地域間連系線は、その計画策定プロセス自体に困難が伴っている。その一つが北海道〜東北〜東京間の日本海ルートであり、亘長 800km のほとんどを海底直流送電ケーブルによって敷設することが想定されている。工事費は少なくとも 1.5 兆円を超えると見積もられ、昨今のインフレによってさらに費用が増える可能性もある。このような状況から、広域系統整備計画を策定する資格のある事業者から、いくつかの要検討事項が示された。

それらの課題は当該連系線だけに限った問題ではない。今後、日本が自然エネルギーを最大限活用してカーボンニュートラルを実現する社会を構築する上で避けて通れない問題を含む。とりわけ重要な点が、送電線のような社会基盤への投資回収をどのように実施するのか、という点である。とりわけ、自己資本だけでは到底賄えないような大規模な社会基盤投資を民間事業者がどのように実施するべきかは重要な論点である。

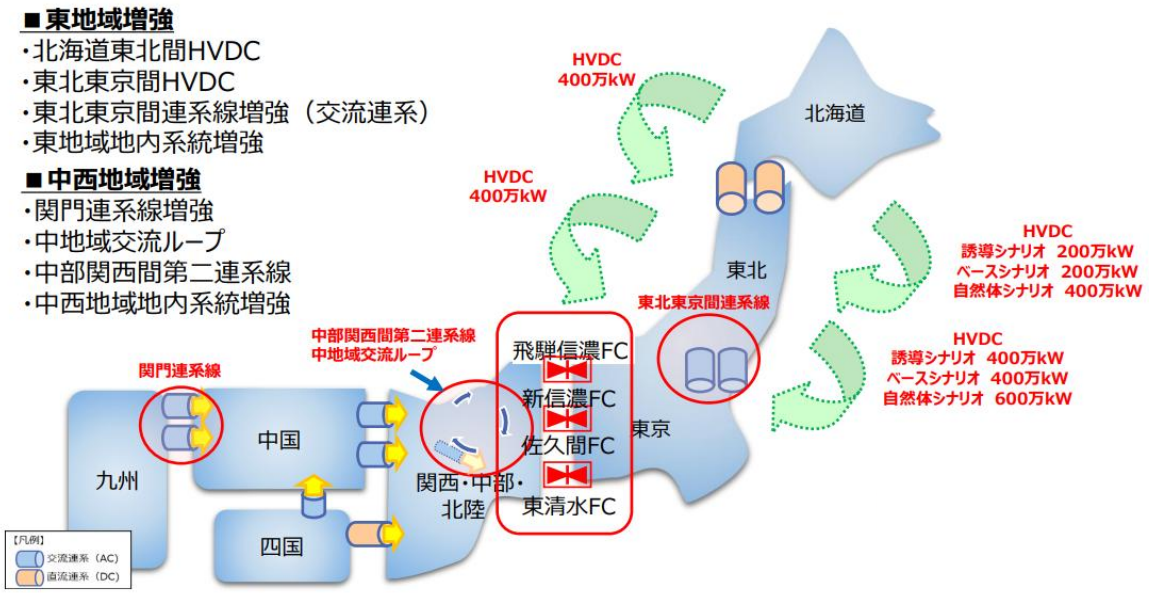
そこで本報告書では、これまで日本において地域間連系線へ新規投資が行われてきた要因を分析することで、地域間連系線への新たな投資における必要条件を明らかにすることを目指す。具体的には、1951 年の 9 電力体制発足以降、1958 年に設置された中央電力協議会において検討された地域間連系線の整備プロセス、2000 年に開始した電力自由化に基づいて 2004 年に設置された電力系統利用協議会（以下、ESCJ）において実施された地域間連系線増強プロセスを分析する。また、海外における大規模送電線投資における投資を促す手段を整理する。その上で、現行制度下において、地域間連系線の増強を進めるための手立てを提言する。

1章　地域間連系線の新規整備に関する現状

1.1　OCCTO による地域間連系線整備プロセス

2021 年 10 月に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画において、2050 年のカーボンニュートラルを見据え、自然エネルギーを主力電源とするための環境整備を進めることが定められた[1]。国のエネルギー政策に関する一連の動きを受け、OCCTO は 2020 年 8 月より「広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会」を組成し、自然エネルギーの活用を行うために必要な地域間連系線ならびに地内送電線増強に関する議論を開始した[2]。その後、2023 年 3 月に広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）が策定され、現在、これに基づき地域間連系線整備が進められている（図 1）。

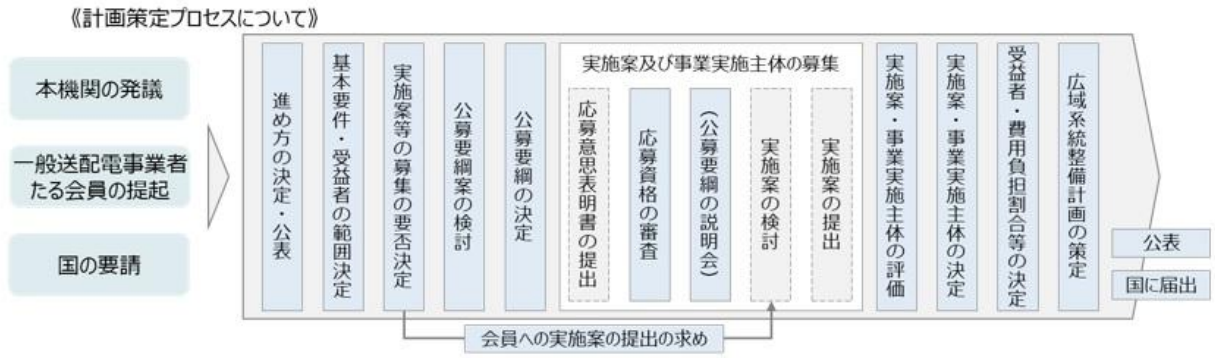
図 1　広域連系系統のマスタープランの概念図



（出典）OCCTO 広域連系系統のマスタープラン資料[4]より抜粋

連系線増強を行うには、OCCTO の広域系統整備委員会において個別連系線の増強に対する議論を開始し、「広域系統整備計画」を策定する必要がある。図 2 に広域系統整備計画の策定プロセスを示すが、プロセスを開始するには、①OCCTO による発議、②一般送配電事業者（以下、一送）による提起、③国の要請のいずれかが必要となる[5]。計画策定プロセスにおいては、受益者の範囲決定、連系線増強事業の実施主体の募集と決定、受益者の費用負担割合の決定、などが行われ、通常 1～4 年程度で広域系統整備計画の策定に至る。

図 2　広域系統整備計画の策定プロセス



（出典）OCCTO ウェブサイト[5]より抜粋

表 1 に OCCTO の広域系統整備委員会において広域系統整備計画の策定プロセスが行われた地域間連系線一覧を示す。

2015 年に策定プロセスを開始した東京～中部間は、東日本大震災に伴う西日本エリアから東日本エリアへの電力融通を契機に、2012 年 4 月にとりまとめられた地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会中間報告[6]に基づく計画である。東京～中部間の周波数変換所は 2020 年度末までに 2.1GW に増強することが決まっていたが、2015 年に 3.0GW まで増強する必要性を国の審議会（総合資源エネルギー調査会基本分科会下の電力需給検証小委員会）において確認された。それに基づき、国の審議会からの要請に応じて、策定プロセスが開始された[7]。

同じく 2015 年に策定プロセスを開始した東北～東京間はそれとは異なり、電気供給事業者から広域系統整備の必要性についての提起が行われ、それに賛同する事業者、すなわち特定負担を行う事業者を募集し、計画策定に入った事業である。計画策定後、特定負担に応募した事業者（特定負担者）からの辞退があったものの、費用に対して便益が上回ることが確認されたことから、特定負担者ならびに辞退者による特定負担に加え、広域系統整備交付金[1]、系統設置交付金[2]ならびに東北電力ネットワーク（以下、東北電力 NW）および東京電力パワーグリッド（以下、東電 PG）の特定負担によって送電線増強が行われることとなった[8]。

2018 年 12 月に策定プロセスを開始した北海道～東北間は、同年 9 月に発生した北海道エリアの大規模ブラックアウトを踏まえた国の審議会（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および産業構造審議会保安・消費生活用製品安全分科会電力安全小委員会合同電力レジリエンスワーキンググループ）からの要請を受けて実施されたものである。主眼は北海道エリアにおいて再び大規模ブラックアウトが生じるリスクを低減することであったが、それに加え、北海道エリアの自然エネルギー導入拡大と中長期的な供給力及び調整力の安定的な確保も含めて北斗今別直流幹線（以下、新々北本連系線）の増強が行われることとなった[9]。

---

[1] 広域系統整備交付金とは、強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律(令和 2 年法律第 49 号)第 1 条による改正後の電気事業法(昭和 39 年法律第 170 号)第 28 条の 40 第 1 項第 5 号の 2 に規定する交付金（令和 3 年 4 月 1 日施行）であり、日本卸電力取引所の値差収入を充当するもの。

[2] 系統設置交付金とは、強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律(令和 2 年法律第 49 号)第 3 条による改正後の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(平成 23 年法律第 108 号)第 28 条第 1 項に規定する交付金（令和 4 年 4 月 1 日施行）であり、再生可能エネルギー発電促進賦課金の一部を系統増強のために交付するもの。

その後、上述の第 6 次エネルギー基本計画を受けて、国の審議会（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）が 2022 年 7 月に OCCTO に対し、東地域（北海道～東北～東京間）および中西地域（関門連系線、中地域）の地域間連系線増強に向けた策定プロセス開始を要請したことで、中部～関西間、九州～中国間、北海道～東北～東京間の検討が開始する。OCCTO マスタープランはその後、2023 年 3 月に取りまとめられ公表されたが、これら 3 区間はいずれも重要なプロジェクトとして位置づけられる。

表 1　OCCTO において実施された広域系統整備計画策定プロセスの一覧とその概要

増強区間	策定プロセス開始日	策定プロセス開始理由	整備計画策定日[3]	増強容量	運転開始予定	概算工事費[3]
東京～中部間	2015 年 4 月 22 日	国の審議会からの要請	2016 年 6 月 29 日	2.1→3.0 GW	2028 年 3 月	1,837 億円
東北～東京間	2015 年 4 月 15 日	電気供給事業者からの広域系統整備に関する提起	2017 年 2 月 3 日	5.7→10.3 GW	2027 年 11 月	1,533 億円
北海道～東北間	2018 年 12 月 4 日	国の審議会からの要請	2021 年 5 月 19 日	0.9→1.2 GW	2028 年 3 月	479 億円
中部～関西間	2022 年 7 月 20 日	国の審議会からの要請	2024 年 6 月 28 日	3.0→6.0 GW 程度（推定）	2030 年 6 月	590 億円
九州～中国間	2022 年 7 月 20 日	国の審議会からの要請	2025 年 10 月 15 日	2.8→3.8GW	2039 年 3 月[4]	4,412 億円
北海道～東北～東京間	2022 年 7 月 20 日	国の審議会からの要請	策定中	新規 2GW	未定	1.5～1.8 兆円

（出典）OCCTO 資料等から自然エネルギー財団作成

ここで、OCCTO において広域系統整備計画策定プロセスが開始する要件についてあらためて見ていきたい。OCCTO 業務規程の第 51 条から 51 条の 4 に計画策定プロセスの開始について定められている[10]。

[3] 広域系統整備計画は計画策定後、改訂されている場合があるが、ここでは当初計画が策定された日ならびにその概算工事費を示した。

[4] 工期を最大 2.5 年短縮するための検討を別途実施中。

第５１条 本機関は、次の各号のいずれかの検討開始要件に該当すると認める場合には、計画策定プロセスを開始する。

一 次のア又はイのいずれかの要件に該当する場合

ア 複数の発電設備等の計画外停止が発生し、一般送配電事業者たる会員の供給区域の予備力を超える大幅な供給力が喪失した際に、連系線が運用容量まで使用されたにもかかわらず電気の供給の支障（電路が自動的に再閉路されることにより電気の供給の支障が解消した場合を除く。）が発生した場合

イ 発生し得る大規模事故、災害等の影響分析等により、大規模停電等が懸念され電気の安定供給を確保する必要があると認められる場合

二 本機関が、次のアからウまでのいずれかの要件に該当し、広域的な電力取引の環境の整備が必要と認める場合

ア 将来の電源の開発動向を基に広域連系系統の混雑を把握し、その系統の混雑を緩和することによる社会的な便益及び系統整備に要する費用の評価の結果、便益が費用を上回ることが見込まれる場合

イ 次条第１項の評価の結果、アの要件に相当する場合

ウ ア及びイの他広域連系系統の整備を行う必要性が認められる蓋然性が高く、広域系統整備を検討すべき合理性がある場合

第５１条の２ 本機関は、送配電等業務指針の定めるところにより電気供給事業者から広域連系系統を増強するよう申出があった場合には、次の各号に掲げる事項を確認した上で、その増強を検討する必要性について前条第２号アに規定する評価に相当する評価を行う。

一 申出を行った電気供給事業者の発電設備等の出力制限量

二 計画策定プロセスにより既に検討を行っている又は検討を行おうとしている他の案件において、申出のあった広域連系系統の増強の計画がないこと

２ 本機関は、前項第１号の確認に際し、災害による流通設備の故障、流通設備の作業停止その他申出を行った電気供給事業者の発電設備等の出力制限が生じた期間に偶発的に発生した事象であって、当該期間以降に継続的に発生することが見込まれないものの影響が認められる場合は、当該影響を除外するものとする。

３ 本機関は、申出を行った電気供給事業者に対し、第１項の評価の結果を書面又は電磁的方法で通知するものとする。

４ 本機関は、電気供給事業者からの申出があった場合は、第１項の評価結果を取りまとめ、設備形成に係る委員会に報告する。

第５１条の３ 本機関は、一般送配電事業者たる会員から、大規模災害等により、複数の発電設備等の計画外停止その他一般送配電事業者たる会員の供給区域の供給力が大幅に喪失する事態が発生した場合において、電力の融通により電気の安定供給を確保する観点に基づく広域系統整備に関する提起があり、第５１条第１号のいずれかの検討開始要件に該当する場合には、計画策定プロセスを開始する。

第５１条の４ 本機関は、国から広域系統整備に関する検討の要請を受けた場合には、計画策定プロセスを開始する。

ここで重要な点が、第 51 条第 1 号ならびに第 2 号の規定である。なぜなら、表 1 で示されたいずれの整備計画も、以下 3 つの要件のいずれかに合致することで整備計画プロセスが開始しているためである。

要件①：系統の混雑を緩和することによる社会的な便益及び系統整備に要する費用の評価の結果、便益が費用を上回ることが見込まれる場合

要件②：複数の発電設備等の計画外停止が発生し、一送エリアの大幅な供給力が喪失した際、連系線が運用容量まで使用されたにもかかわらず電気の供給支障が発生した場合

要件③：発生し得る大規模事故、災害等の影響分析等により、大規模停電等が懸念され電気の安定供給を確保する必要があると認められる場合

例えば、東京～中部間は主に要件③に、北海道～東北は要件②および要件③に該当している。そして、東京～中部間、北海道～東北間を含むすべての連系線増強計画はいずれも要件①が満たされるかが、実質的な必要条件となっている。図 3 に東京～中部間の広域系統整備計画において検討された経済性評価、図 4 に北海道～東北間の費用便益分析の評価結果、図 5 に中部～関西間の同様の評価結果を示す。

東京～中部間の場合は、電源を新たに設置することに比べ、FC（周波数変換所）を設置する方が経済性に優れると分析されている。北海道～東北間については、青函トンネルを経由するルートが最も工事費が少なく、同時に、燃料費等の削減効果として得られる便益が一定程度得られることと評価された。東京～中部間については、燃料費の振れ幅や、投資する送電線の割引率、停電コストなども考慮し、費用便益分析が行われた。このように、日本の地域間連系線の整備プロセスでは、一定の経済性を有することが必要条件となっていることがわかる。

図 3　東京～中部間の広域系統整備計画における経済性評価

（FC 増強と電源設置との経済性比較）

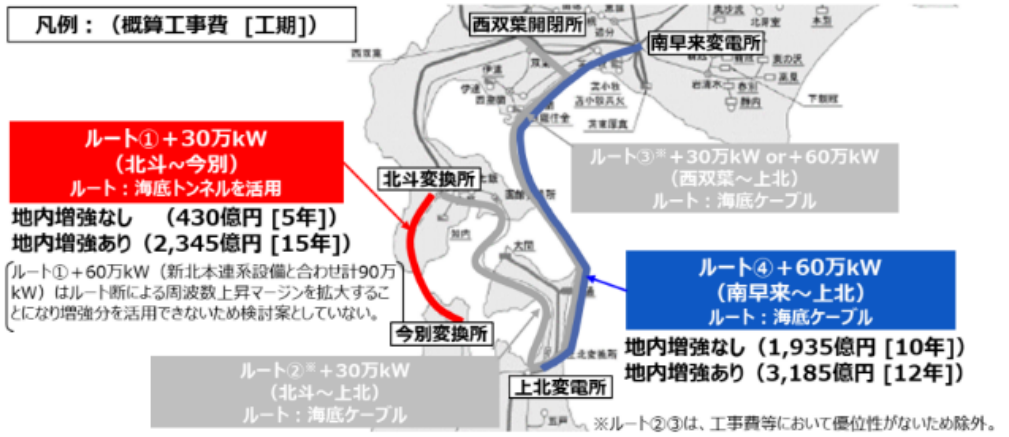
経済性	FC 増強案	電源設置案
建設コスト（年経費）※2	132～144 億円/年※1	211 億円/年

※1　「3.流通設備の増強方法」に示す基本要件検討時の配分案をもとに算出。

※2　年経費＝初期投資に伴う年経費（法定耐用年数）＋運転維持費用（燃料費等を除く）

（出典）OCCTO 資料[11]より抜粋

図 4　北海道～東北間の広域系統整備計画における経済性評価

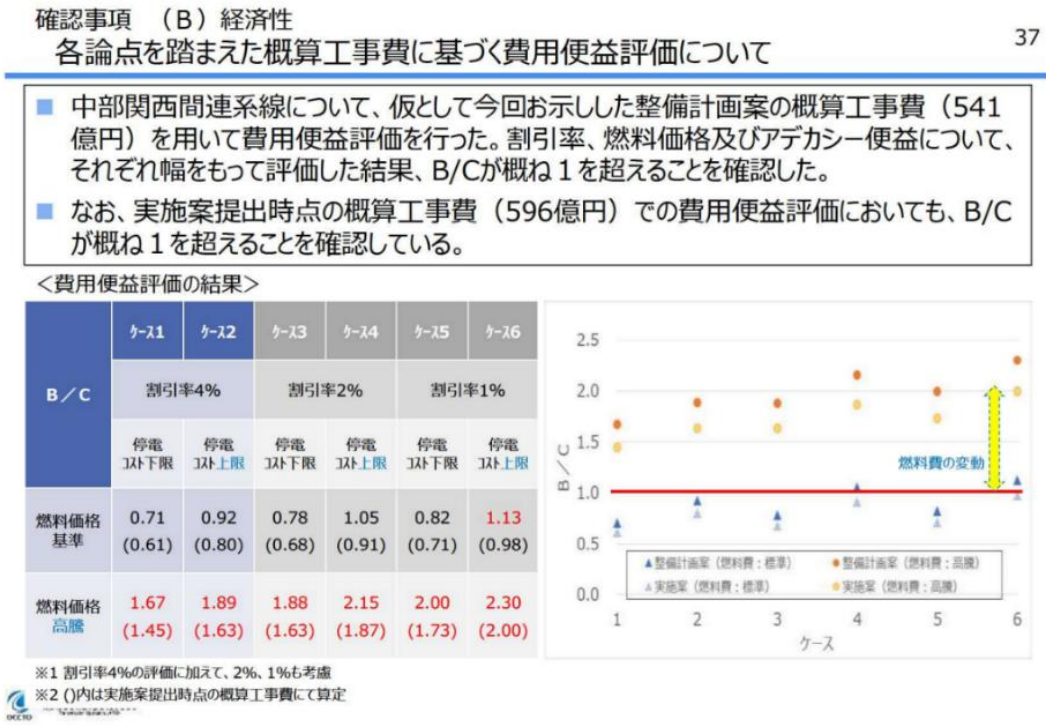


	ルート①＋30万kW（北斗～今別）地内増強なし	ルート①＋30万kW（北斗～今別）地内増強あり	ルート④＋60万kW（南早来～上北）地内増強なし	ルート④＋60万kW（南早来～上北）地内増強あり
便益(B)※	967億円	1,323億円	1,584億円	1,951億円
費用(C)※	617億円	3,595億円	2,804億円	4,913億円
(B/C) ベースケース	**1.57**	0.37	0.56	0.40

※ 評価期間における費用および便益(現在価値換算値)の合計。

（出典）OCCTO 資料[12]より抜粋

図 5　中部～関西間の広域系統整備計画における費用便益評価



（出典）OCCTO 資料[13]より抜粋

1.2　地域間連系線増強の費用負担スキーム

地域間連系線の増強費用は国の審議会（脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会、持続可能な電力システム構築小委員会、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）における議論および経済産業省告示第 36 号（広域系統整備計画の届出に係る費用の概算額の算定方法及びその負担の方法の基準を定める件：令和 3 年 3 月 10 日）によって、表 2 で示す通り、負担方法が定められている。全国調整スキームとは、地域間連系線の整備による便益が広域的に及ぶことを踏まえ、対象費用を再エネ賦課金（系統設置交付金）、卸電力市場の値差収益（広域系統整備交付金）、託送料金を通じて全国で負担する仕組みである。

全国調整スキームは、広域系統整備計画で定められた 250kV 以上の送電線路、交直変換設備およびそれに付随する設備の増強に適用され、工事費（減価償却費、固定資産除却費）、運転維持費の一部（修繕費、補償費、賃借料、共有設備費等分担額、固定資産税、事業税など）が対象となる。このうち、再エネ寄与分は区分 II として系統設置交付金が充てられ、残りを区分III として広域系統整備交付金と 9 社一送の託送料金が投資回収原資となる。また、地域間連系線の整備によって特定の者が利益を享受する場合、その部分は区分 I として、全国調整スキームの対象外となる。事業報酬や人件費等もまた区分IVに区分けされ、全国調整スキーム対象外である。

表 2　地域間連系線の増強に係る対象費用とその負担者の整理

区分	対象費用	費用負担者
I	広域系統整備計画に定める整備又は更新をしようとする電気工作物のうち、整備し、又は更新することにより特定の者が利益を受けるものに係る費用であり、かつ当該特定の者が当該電気工作物の整備又は更新に要する費用を負担することが合理的であると認められるもの	当該特定者
II	全国調整スキームの対象となる費用に再エネ寄与率を乗じた額	系統設置交付金
III	全国調整スキームの対象となる費用から区分 II に掲げる費用を控除した費用	広域系統整備交付金、9 社一送*及び特定会社**
IV	広域系統整備計画に基づきその届出に係る費用から区分 I ～III に掲げる費用を控除した費用	9 社一送*及び特定会社**

*　9 社一送負担は各エリアの需要家が一律に負担することとし、9 社一送の需要電力量（kWh）比率に応じて分担する。

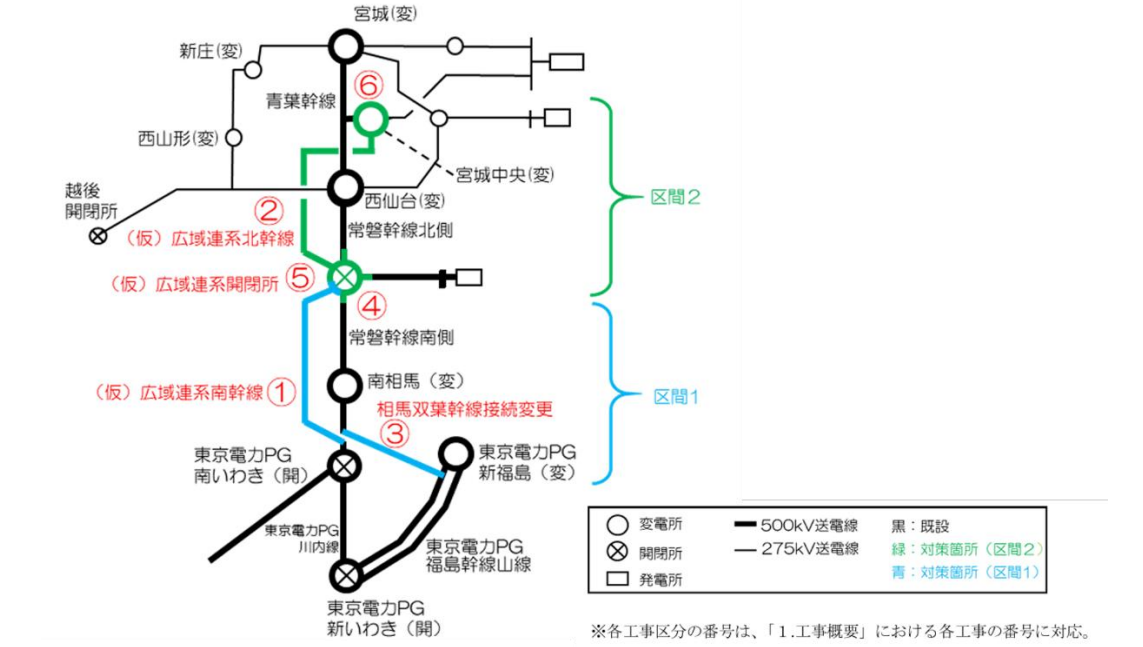
**　特定会社は両端 2 社を指し、工事費に応じて分担する。ただし、広域系統整備計画の適用時期により特定会社負担は 9 社一送負担となる。

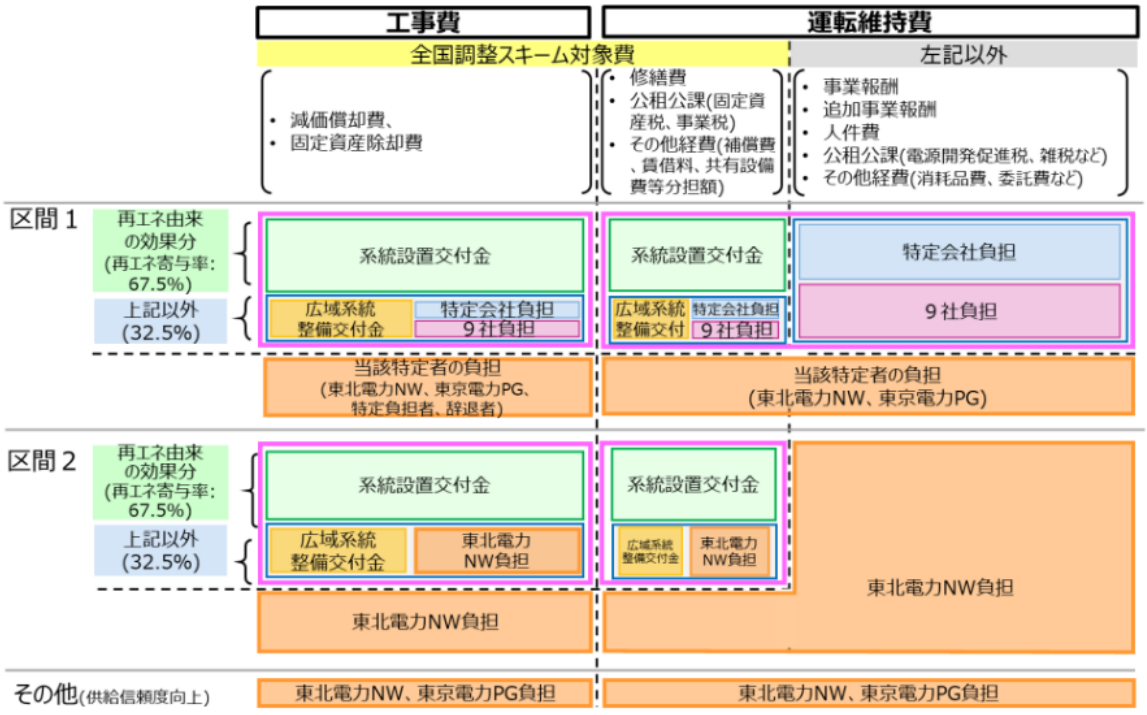
（出典）経済産業省告示[14]より自然エネルギー財団作成

具体的な地域間連系線を参考に、その具体的な費用負担区分の例を見ていく。図 6 に東北～東京間の増強区間および費用負担イメージを示す。東北～東京間は、区間 1（東北東京間連系線）と区間 2（東北東京間連系線に係る一体送電線等）に分けて費用負担が決められている。区間 1 における工事費のうち区分 I（382 億円）に相当する部分は東電 PG、東北電力 NW に加えて、電気供給事業者および辞退者によって負担される。区分 I の運転維持費は東電 PG と東北電力 NW が負担する。

工事費のうち区分Ⅰを除いた部分については、再エネ寄与率 67.5%を系統設置交付金が賄い、残り 32.5%のうちの半分を広域系統整備交付金が賄うスキームとなっている。そして、さらにその残りを 9 社の一送と、東電 PG および東北電力 NW が半分ずつ負担する。また、区間 1 の運転維持費のうち、全国調整スキーム対象以外の部分は、9 社の一送と東電 PG および東北電力 NW が半々で負担する。区間 2 は東北エリアの地内増強の扱いになっているものの、地域間連系線の増強と一体的に整備される送電線であることから、全国調整スキーム対象外の部分は東北 NW 一社の負担となっている。

図 6　東北～東京間連系線増強における増強区間と費用負担イメージ



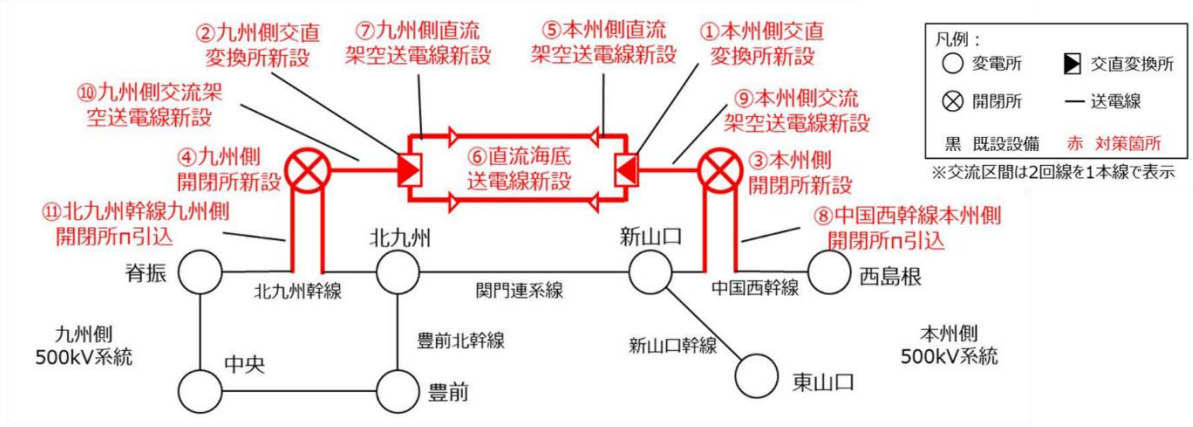


（出典）OCCTO 資料[15]より抜粋

一方、図 7 に九州～中国間連系線の増強区間および費用負担イメージを示す。九州～中国間は、九州電力送配電、中国電力ネットワーク（以下、中国電力 NW）に加え、電源開発送変電ネットワーク（以下、電発 NW）の 3 社によって事業が行われるが、このうち、①本州側交直変換所新設と⑤本州側直流架空送電線新設を電発 NW が担当する。工事費は 4,412 億円と見込まれ、そのうち区分 I は 392 億円と見積もられ、その分は両端の一送 2 社と一部を電発 NW が負担する。残りの工事費 4,020 億円は全国調整スキーム対象であり、自然エネ由来の効果 69.9%（2,811 億円）を系統設置交付金が賄い、残りの半分を広域系統整備交付金が、残りの半分を 9 社一送と両端の一送 2 社が按分して負担する仕組みとなっている。

ただし、特定会社負担にあたる両端の一送 2 社分については、再エネ導入拡大と需要家負担の公平性の確保や全国大でのコスト低減の観点から広域系統整備交付金等の交付期間中は全国託送方式とし、9 社一送負担と整理されている。すなわち、費用負担割合は 2,811 億円が系統設置交付金によって賄われ、1,209 億円のうち半額の約 605 億円を広域系統整備交付金が、残りを 9 社一送の託送料金が負担するスキームとなっている。なお、特定会社負担を 9 社一送負担とする仕組みは表 1 で示した中部～関西間以降から適用されており、2026 年現在、中部～関西間および九州～中国間に適用されている。

図 7　九州～中国間連系線増強における増強区間と費用負担イメージ



全国調整スキーム対象費（5,356億円）

概算工事費【4,412億円】	再エネ由来の効果【2,811億円】	69.9%※2	系統設置交付金（Ⅱ）		当該特定者の負担（設備更新受益等※3）（Ⅰ）【392億円】
	上記以外（その他電源由来の効果）【1,208億円】	30.1%	広域系統整備交付金（Ⅲ）	九社負担（Ⅲ）	
				特定会社負担（Ⅲ）	
概算運転維持費【5,384億円】	再エネ由来の効果…a【935億円】	69.9%※2	系統設置交付金（Ⅱ）		当該特定者の負担（設備更新受益等※3）（Ⅰ）…c【426億円】
	上記以外…b（その他電源由来の効果）【402億円】	30.1%	広域系統整備交付金（Ⅲ）	九社負担（Ⅲ）	
				特定会社負担（Ⅲ）	
	a~c 以外【3,622億円】		九社負担（Ⅳ）		
			特定会社負担（Ⅳ）		

注)四捨五入による端数処理の関係で合計値が一致しない場合がある
※1 広域系統整備交付金（Ⅲ）は再エネ便益に係る費用以外の費用の半分（1/2）を対象に交付すると仮定
※2 再エネ寄与率
※3 更新受益、土地代及び借地権（地上権・土地貸借権）に係る費用、アデカシー便益に係る費用

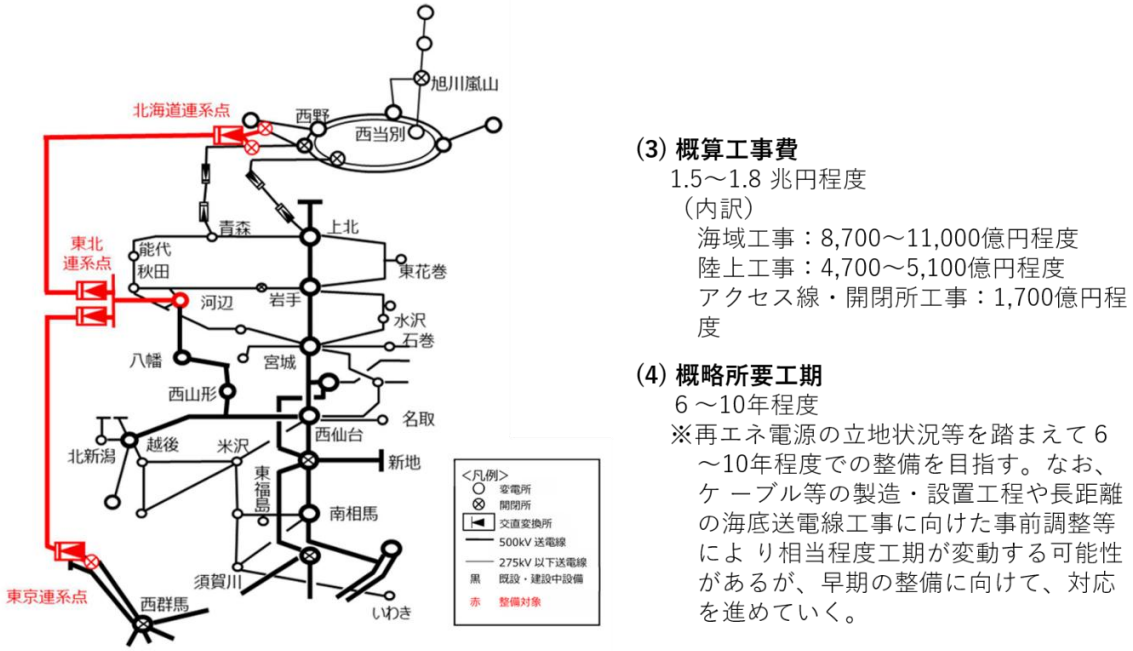
（出典）OCCTO 資料[16]より抜粋

1.3　地域間連系線増強における課題

ところで、マスタープランで定められ、また連系線増強計画策定プロセスが開始したにもかかわらず、計画策定プロセスが完了していない地域間連系線も存在する。表 1 に示した連系線増強計画のうち、北海道～東北～東京間（日本海ルート）の送電線増強計画は、第 6 次エネルギー基本計画に基づき北海道エリアに賦存する大量の自然エネルギーポテンシャルを活用すべく OCCTO において計画策定プロセスが開始した連系線増強計画である。しかし、2022 年 7 月に計画策定プロセスが始まったものの 2026 年 9 月現在、その策定は完了していない。その背景にはいくつかの理由が挙げられるが、大きな理由が投資金額の大きさと資金調達方法である。

工事費の規模を理解するために図 8 に当該送電線ルートを示す。北海道の後志周辺を起点として交直変換所が設置され、秋田周辺まで直流送電線が敷設され、秋田周辺に交直変換所が設置される。これは、秋田周辺に洋上風力プロジェクトが数多く検討されていることから、それら電力を首都圏まで送ることが想定されているためである。さらに直流送電線は南下し、新潟周辺で東京電力 PG の 500kV 送電線に接続することが想定されている。この北海道～東北～東京間は、広域連系系統のマスタープランで示された増強案のうち、初期 2GW の送電線敷設にかかる工事費だけで 1.5～1.8 兆円と見積もられている。

図 8　北海道～東北～東京間連系設備の新設計画



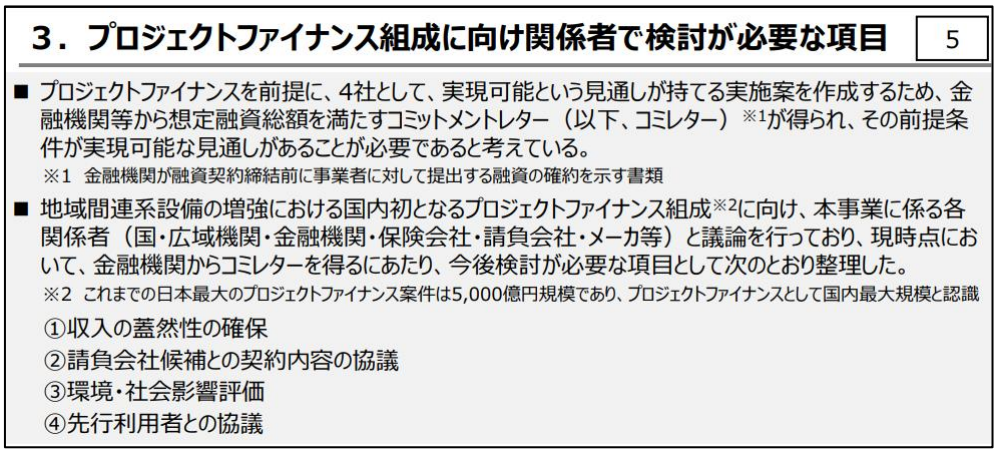
（出典）OCCTO 資料[17]より抜粋

資金調達方法については、北海道～東北～東京間連系設備はプロジェクトファイナンスによる資金調達が検討されている。2025 年 2 月、事業実施案を提出する資格のある事業者として選定された、北海道電力ネットワーク（以下、北電 NW）、東北電力 NW、東京電力 PG、電発 NW のコンソーシアムは、同年 10 月、プロジェクトファイナンスを組成するにあたって検討が必要な 4 項目を示した（図 9）[18]。具体的には、①収入の蓋然性の確保、②請負会社候補との契約内容の協議、③環境・社会影響評価、④先行利用者との協議、である。

プロジェクトファイナンスの場合、社債発行や資産を担保にした借入のような資金調達手段ではないため、個別プロジェクトの収入見込みが重要になる。昨今の急速なインフレおよび金利上昇を考慮すると、レベニューキャップ第一規制期間に一般送配電事業者に設定された事業収益率を上回る収益率が必要となる。つまり、資金調達金利を上回る収益性、高騰する建設費の両面に対応しつつ、同時に、設置する地域に受容される環境整備が必要であるという指摘である。

これを受け、広域系統整備計画の策定も当初より 1 年後ろ倒しされ、2026 年度末をめどに策定されることとなった[19]。なお、この間、政府においてもグリーントランスフォーメーション（以下、GX）の観点から大規模投資に対する議論を進め、OCCTO による既存貸付制度に加え大規模投資に対する資金調達支援が検討されている（図 10）。

図 9　北海道～東北～東京間連系設備の新設案を提出する有資格事業者による検討項目の提示



3．プロジェクトファイナンス組成に向け関係者で検討が必要な項目　5

■ プロジェクトファイナンスを前提に、4社として、実現可能という見通しが持てる実施案を作成するため、金融機関等から想定融資総額を満たすコミットメントレター（以下、コミレター）※1が得られ、その前提条件が実現可能な見通しがあることが必要であると考えている。

※1　金融機関が融資契約締結前に事業者に対して提出する融資の確約を示す書類

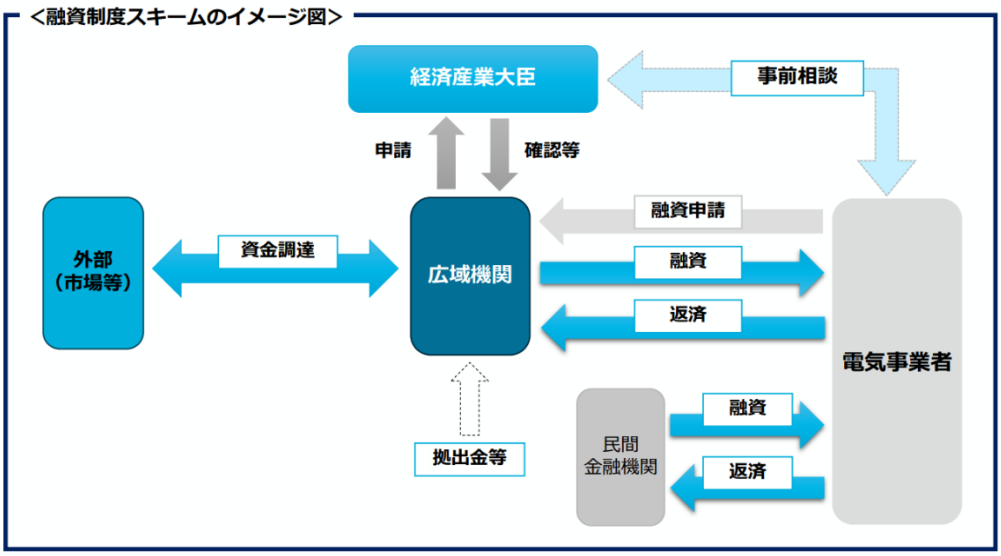
■ 地域間連系設備の増強における国内初となるプロジェクトファイナンス組成※2に向け、本事業に係る各関係者（国・広域機関・金融機関・保険会社・請負会社・メーカ等）と議論を行っており、現時点において、金融機関からコミレターを得るにあたり、今後検討が必要な項目として次のとおり整理した。

※2　これまでの日本最大のプロジェクトファイナンス案件は5,000億円規模であり、プロジェクトファイナンスとして国内最大規模と認識

①収入の蓋然性の確保
②請負会社候補との契約内容の協議
③環境・社会影響評価
④先行利用者との協議

（出典）広域機関 WEB サイト[18]より抜粋

図 10　大規模投資に対する OCCTO と民間金融機関が連携する融資スキーム



（出典）経済産業省資料[20]より抜粋

２章　これまでの地域間連系線整備プロセス

本章では、過去に行われた地域間連系線の整備プロセスを整理する。1950 年代に組織された中央電力協議会および 2004 年に設立され、2005 年に業務を開始した電力系統利用協議会（ESCJ）において、どのような観点で地域間連系線の整備が行われてきたかを概観する。

2.1　中央電力協議会時代の整備プロセス

日本の電力供給体制は、1950 年代以降、地域ごとに発電・送配電・小売各部門の一貫運営を行う電力会社と、電力需要の急増に対応するため電源開発を補完する政府出資の特殊会社として設立された電源開発株式会社（2004 年完全民営化）によって長らく維持されてきた。

1950 年代後半は、経済成長の加速から電力需要が急激に伸び、大規模な設備投資が必要となった時期だった。1958 年には、電力需給のひっ迫への対応策として電力会社間の広域協力体制が作られ、9 社の電力会社と電源開発株式会社で組織された「中央電力協議会」と、地域電力協議会（設立当初は北・東・中・西の 4 つ、1968 年から東・中・西の 3 つ）が設立された[5]。

1960 年代には、貿易自由化に伴う国際競争力の確保が重要なテーマとなり、供給力の確保と電力供給の低廉化の要請が高まった。1963 年に中央電力協議会が取りまとめた「広域運営の改善方策」では、電源開発計画について、地域総合の観点から単一計画（モノプラン）を立案し、これを各社の計画に落とし込む手法が採用された。1964 年に電気事業法が公布され、電力の広域運営が法律上明文化された。さらに、広域運営発足 10 年となる 1968 年には、中央電力協議会が、広域運営の強化を打ち出した国の審議会の提言を受けて、電力連系の強化、供給信頼度の向上、技術開発の推進などにつき協調体制の強化を進める新たな基本方針「広域運営の新展開について」を決定した。組織体制の変更も行われ、それまでの需給、開発両専門委員会を一本化し計画専門委員会とする、9 社の電力会社の副社長と電源開発の副総裁で構成する「企画会議」を発足させ、下部組織として「連系特別専門委員会」を新設する、などが行われた。このころの地域間連系線の検討には、北海道・本州間連系、50Hz・60Hz 間連系、中西地域間連系の強化策が含まれる。中央電力協議会は、広域運営の新方針の検討と並行して電力の超長期展望についても検討を行い、電源開発、電力系統の構成と運用に関する設備計画や諸課題の整理をまとめた将来計画をまとめた。

1960 年代後半になると、全国的に公害が問題となり、国の法的対策も進められ、環境規制の強化などにより電源立地が従来に比べて困難となっていった。1974 年、国はこうした状況を受け、発電用施設周辺地域整備法などのいわゆる「電源三法」を制定する。さらに、1973 年の第一次オイルショックの影響で電力需要の減少と、燃料費や物価高騰は電力各社の経営に影響を与えた。こうした中、1975 年には 9 社の電力会社と電源開発が中央電力協議会の場で協議し、新たな広域運営の拡大策を打ち出した。具体的には、①電源の共同立地、②原子力の共同開発、③電力融通強化のための連系線の拡充、④資源の広域運営、⑤機器の標準化を進めることとした。

[5] 本段落を含め、2.1 節の記述は、参考文献[21]20 ページ以降および参考文献[22][23]を参照した。

このころ、地域間連系線については、松島・松浦など大容量石炭火力電源の広域開発および西地域電力協議会による西地域連系線建設計画の決定（西地域内と中・西地域間 50 万 V 連系を関西電力、中国電力、九州電力、電源開発が共同で開発）、北海道・本州間の広域連系の着工などが実施された。さらに、電力融通につき経済性をいっそう追求した方式への改定や、超々高圧（Ultra High Voltage：UHV）送電の概念設計などの研究開発も進められた。

1970 年代後半からは経済成長が再び上向きになり、電力需要が伸びる中、将来の需給バランス確保や非石油電源開発が課題となり、「電源の多様化」が目指された。第二次オイルショックを受け、国際的にも 1979 年に国際エネルギー機関（IEA）の閣僚理事会が石油火力の新設の原則禁止に合意するなど、石油依存度の低減の方向性が打ち出される中、原子力開発の推進とともに、原子力以外の代替エネルギー開発、省エネルギー技術開発の機運も高まった。中央電力協議会においても、将来の電源の大型化・集中化・遠隔化を想定し、電力輸送に関する特別委員会を設置し、系統増強の方向性の検討などが行われた。

1980 年代に入り、日本の低成長経済の下での電力事業の対応として、電力経済融通の拡大が推進された。各社協調の下での合理的な設備形成や効率的運用の推進、全国大での電力融通の合理化、電源の広域開発の推進に伴う 2 社間融通の拡大が図られた。1980 年代後半は、電力需要が伸びる一方、需給や電源立地の地域間インバランスが顕在化したとし、新たに、応援融通拡大のための連携設備強化や新規広域電源開発の検討、応援融通の強化や中央給電連絡指令所の機能強化の検討なども行われた。

1990 年代からは電力自由化が推進され、1995 年の電気事業法改正における発電分野への入札制度の導入、2000 年の特別高圧分野の小売自由化が行われた。それに伴い、電力会社の供給区域をまたぐ振替供給制度や、全国大の卸電力取引市場も整備された。2004 年には電力系統利用協議会（ESCJ）が設立され、2005 年 4 月から活動が開始された。

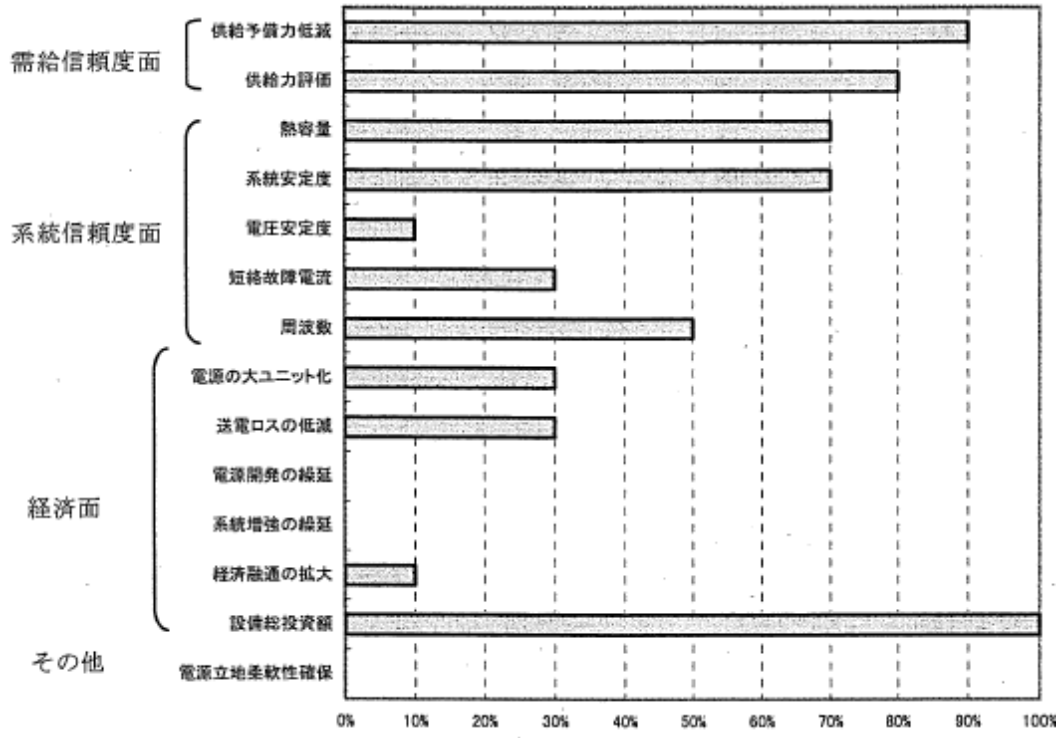
このように、系統の広域運営に必要な設備形成や広域運営のあり方は、当時の電力会社（一般電気事業者）がつくる中央電力協議会や地域電力協議会で協議・決定されてきた。整備プロセスや契機となる出来事は時代によって異なるが、取り組みや考え方は現在まで受け継がれている。

ここで、中央電力協議会時代において、地域間連系線増強のきっかけについてみていきたい。2004 年度に電力系統利用協議会（ESCJ）が実施したアンケート調査（13 設備を対象）[6]によると、地域関連系線の新増設のきっかけ（トリガー）は、特定の電源開発を主目的とするもの（3 設備）とそれ以外の目的（10 設備）があったとされる[24]。とりわけ、電源開発を伴わない場合の主なトリガーは「広域運営の委員会等」または「個別事業者間の将来構想協議」が挙げられた[7]。そして、連系線の新増設検討に当たって評価した項目としては、設備投資などの経済面に加え、需給信頼度や系統信頼度の面などさまざまな項目が挙げられている（図 11）。

[6]この連系線調査は、1980 年以降に新設・増設された 13 設備について、2004 年 10 月から 2005 年 2 月にかけて各設備に関係する電力会社を対象に実施されたアンケート調査である。調査項目は多岐にわたり、設備の所有・管理形態や費用負担のほか、新増設の目的、検討開始のトリガー、検討において評価された項目（メリット）などが含まれる。

[7] アンケート調査では、「政府の委員会等」「広域運営の委員会等」「個別事業者間の将来構想協議」「系統信頼度対策検討」「各社の長期需給計画」「その他」の 6 つの選択肢があり、アンケートの回答では複数項目の回答が多かったが、後の聞き取り調査であえて 1 つに絞り込むよう求めた場合、「広域運営の委員会等」「個別事業者間の将来構想協議」の 2 つが挙げられたとのことである。詳細は参考文献[24]2 ページから 46 ページを参照のこと。

図 11　中央電力協議会時代において連系線増強を判断した評価項目（非電源対応）



（出典）参考文献[24]図 3-6-1 を抜粋

ここで、上記アンケート結果を踏まえた ESCJ の分析結果の一部を抜粋する。

- 関係事業者における連系線増強メリットの評価

  連系線増強の必要性の緊急度が高い事業者が先行して、連系線増強のメリットについて自社内で検討を行うことになるが、増強の必要性がある程度明確になった時点で、関係会社との協議あるいは将来計画を広域的に協議する場に提議する。連系線増強の提議を受けた関係事業者は、それぞれの将来想定等を踏まえて自社における増強メリットを、上記と同様に、需給信頼度面、系統信頼度面、経済面、等から多面的に評価する。

- 関係事業者間における協議

  各事業者は、自社の評価に基づき、必要に応じて増強内容や増強時期等の見直し協議を実施する。また、関係事業者間において当面の増強内容の合意を図るだけでなく、数十年先を見て長期的観点から、将来形態が各社の将来構想と整合しているかについても合意を図ることが必要である。必要に応じて、各社の将来系統が整合するように、各事業者の長期構想の見直しを含めた調整が行われる。これらの個別事業者間においての将来構想の調整あるいは広域運用単位での長期構想の調整が合意に達した上で、当面の連系線増強の内容が決定される。

  この一連のプロセスにおいて、先行して検討を開始した必要性の緊急度が高い事業者から見ると、その緊急的必要理由が検討のトリガーであり、その他の事業者から見れば関係事業者間の将来構想協議あるいは広域大での将来構想協議が検討のトリガーとなる。また、各事業者においては、自社の将来予想を踏まえて、自社の立場で必要となるあるいはメリットを生む項目を連系線増強の目的として評価することになる。

● 非電源対応の場合

電源開発に伴わない場合の連系線増強の検討については、増強必要性の評価の段階から、連系線の増強という対策案が妥当なのかどうか等、経営的評価を含めた総合的な判断が求められる。この為、増強要否の評価ステップと増強内容の評価ステップとの間に明確な区別がなく、信頼度評価および経済性評価や経営的評価が一体的に実施されるものと考えられる。代表的なプロセスとしては以下に示すものと考えられる。

a) 問題点のチェックおよび対策の必要性評価

長期需要想定あるいは長期電源開発計画等に伴う、定期的な需給計画の検討プロセスの過程において、需要想定の見直しや電源立地計画の変化等の状況変化が生じた場合に、その都度必要に応じて、将来の需給信頼度面、系統信頼度面の評価が実施される。また同様に定期的な系統の長期計画等の検討プロセスにおいて、系統安定度や短絡電流想定のような系統信頼度面の評価が実施される。このように、各種の定期的将来評価のプロセスの過程で、将来において問題が発生しないかどうかの評価が行われる。

b) 対策案の評価と連系線増強要否の評価

この評価において問題が予想される場合には、自社内系統における増強等において対策できないかという検討と合わせて、他社からの受電計画の見直しや連系方法の見直し等、連系線に関連する対策案についても検討が実施される。例えば、他社からの融通受電を増加する案が含まれる場合には、その場合に想定される連系線潮流に基づいて系統信頼度評価が実施される。その結果、系統ネック発生等の問題が生じると評価された場合には、さらに自社内の系統増強等によってそれが対策できるかどうか、連系線の増強が必要か等も含めて、その系統ネックに係わる対策案の比較検討がなされる。ここでの各対策案の比較検討においては、系統信頼度面の評価はもちろん、(中略)、建設費等の経済性評価や各種の経営的評価項目（実現性、用地交渉の困難さ、および長期系統構想との整合性、あるいは将来に亘る投資想定や影響度、予想される将来の変化要素に対する柔軟性等）も合わせて、比較検討が実施される。考慮される経済性評価項目として、予備力低減効果、電源大ユニット化、送電ロス低減、自社系統増強の繰り延べ効果がアンケートにおいて回答されている。

（出典）参考文献[24]5-1-2、5-1-3、6-1-1(2)より抜粋。下線は自然エネルギー財団加筆

これらを見ると、中央電力協議会時代に電源開発を伴わない形で増強が検討された地域間連系線は、各電力会社おける需給信頼度もしくは系統信頼度について対応すべき緊急度の高い会社が、中長期的な視点でメリットのある他社を巻き込む形で連系線投資を促してきたことがわかる。その際、経済性評価も重要な要素であったことが示されており、この点は、現在の OCCTO における広域系統整備プロセスに通じるものがある。

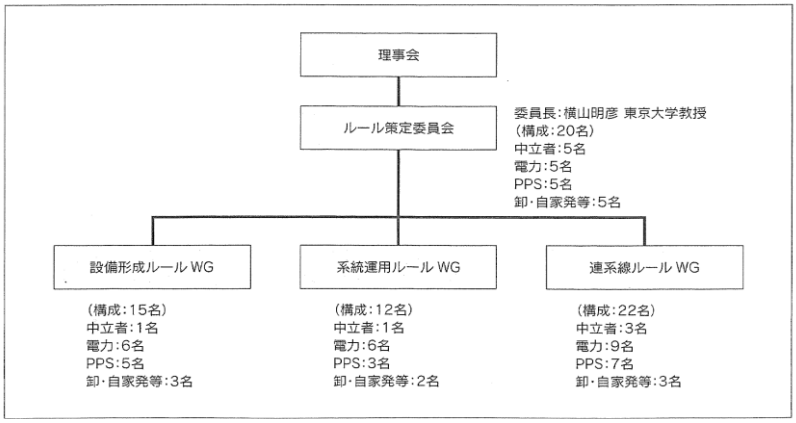
一方、現在の地域間連系線整備プロセスと根本的に異なるのは、中央電力協議会時代は連系線増強を検討する電力会社のメリットと、連系線を結ぶ先の電力会社とのメリットが一致した場合にのみ連系線増強プロセスが開始されることである。それに対し、OCCTO による広域系統整備計画策定プロセスは、カーボンニュートラル目標など、個々のエリア（現在の一送エリア）のメリット・デメリットを超えた国家的目標に対する全体最適の観点から地域間連系線増強の検討が行えるようになったことである。これこそが、2013 年以降の電力システム改革の成果の一つであると言えよう。

2.2　ESCJ 時代の整備プロセス

2.1 節で述べた通り、2000 年の特別高圧分野の小売自由化に際し、発電・小売部門の自由化拡大とともに、送配電部門の公平性・透明性を確保する目的で ESCJ が設立された。そして、2005 年 4 月に電気事業法上の中立的な送配電等業務支援機関（以下、中立機関）として ESCJ は業務を開始する。中立機関の業務範囲は幅広く、流通設備の形成や系統アクセス、系統運用、情報開示などに関するルールの策定、紛争のあっせん・調定、系統情報公開システムの運用、地域をまたがる広域取引などに関する中央給電連絡機能、供給信頼度評価、各種統計データの作成・公表や調査研究などであった。地域間連系線整備計画に係る調整のための場の提供も、ESCJ の役割の 1 つだった。[8]

ESCJ のルール策定は、利害関係者間での偏りを防ぐため、中立者、一般電気事業者、特定規模電気事業者、卸・自家発等の各グループからの委員で構成する委員会やワーキンググループで議論された（図 12)。一般電気事業者による従前のルールを土台にし、海外のルールも参照しながら、地域性にも配慮しつつ全国統一的・標準的なルールの策定が志向された。

図 12　ESCJ のルール策定委員会体制

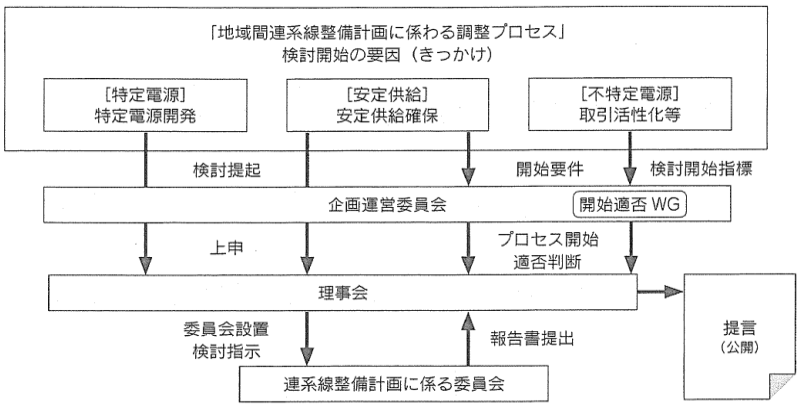


（出典）参考資料[25]図表 2-2 を抜粋

2.1 節で示した通り、ESCJ 発足前の地域間連系線の整備は、関係する電力会社間の協議によって決定されていたが、ESCJ 発足後は、「地域間連系線整備計画に係わる調整プロセス」として協議のルールが策定・明確化された。発足当初は、これまでの例に倣い、特定の電源開発に伴い連系設備の増強が必要となる場合（特定電源に係わる調整プロセス）と、連系設備をまたいだ取引の活性化などに伴い、原因となる電源は特定されないが検討が必要となる場合（不特定電源に係わる調整プロセス）の 2 種が想定された。これに加え、2008 年には、前年に発生した新潟県中越沖地震に伴う東京エリアの需給ひっ迫を契機とし、非常時も含めた安定供給の確保が課題として指摘されたことを受けて、「地域間連系線整備計画に係わる調整プロセス＜安定供給＞」が追加された（図 13)。なお、ESCJ 時代には、合計 5 つの検討提起が行われ、3 つの地域間連系線の増強について提言が行われた（表 3)。

[8] 本段落を含め、2.2 節の記述は参考資料[25]第 2 章、第 3 章、第 5 章を参照した。

図 13　ESCJ において行われた地域間連系線整備計画の調整プロセス



（出典）参考資料[25]図表 3-10 より抜粋

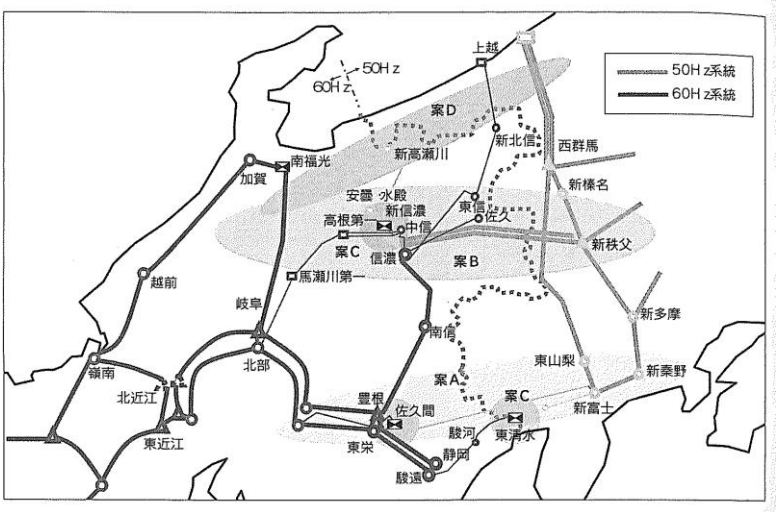
表 3　ESCJ が提案した連系線増強計画

	名称	提案者	検討開始	検討理由	ESCJ 提言
1	周波数変換所	ESCJ 理事会	2007 年 6 月	① 将来の取引活性化 ② 非常時も含めた広域流通による電力の安定供給	2009 年 3 月
2	中部関西間 第二連系線	関西電力、中部電力	2007 年 7 月	① 大規模原子力発電開発に伴う電力の中部電力の受電対策 ② 現行連系線の 2 回線ルート断故障対策	2008 年 3 月
3	新北本連系設備	北海道電力	2009 年 12 月	既存の北本連系設備の片極停止時の受電対策	2011 年 5 月

（出典）参考資料[25]p45-48 を基に自然エネルギー財団作成

ここで、表 3 に示した ESCJ 時代に提言された地域間連系線整備案をみていく。1 つ目は、東京中部間連系線設備（FC）増強である（図 14）。この計画は、2007 年に不特定電源に係わる調整プロセスで検討され、増強に伴う取引活性化のメリットが評価された。結果としては、取引活性化による直接的な経済性だけでは FC 増強コストを上回る経済効果がないとされた。その後、新たに追加された「安定供給」ルールに基づく安定供給確保に係わる調整プロセスが開始され、2009 年に増強が提言されるに至っている。

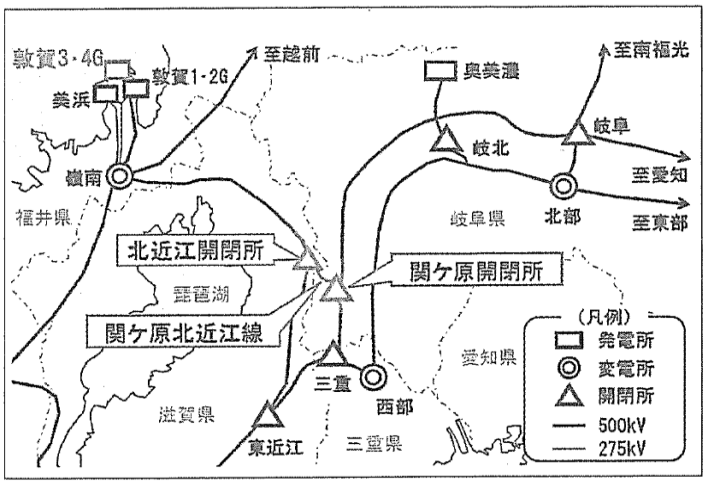
図 14　FC 増強の連系ルートの検討



（出典）参考文献[25]図表 5-12 より抜粋

2つ目は中部電力と関西電力による中部関西間第二連系線の増強である（図 15)。増強の提起のきっかけは、大規模原子力発電所の開発に伴う電力の一部を中部電力が受電するためであった。その後、設備増強案が別ルートでの連系線の新設に変更され、運用容量の増加と連系線が故障などにより停止するリスクの低減が可能となった。費用負担については、特定電源の電力を受電するメリットと電力系統の信頼性向上のメリットを評価し、原因者による負担（特定負担）とネットワーク利用者全員による負担（一般負担）が決められた。本計画では、中部・関西両系統の信頼度が向上するメリット（受益）が大きく、特定負担より一般負担の割合が大きくなったとされる。

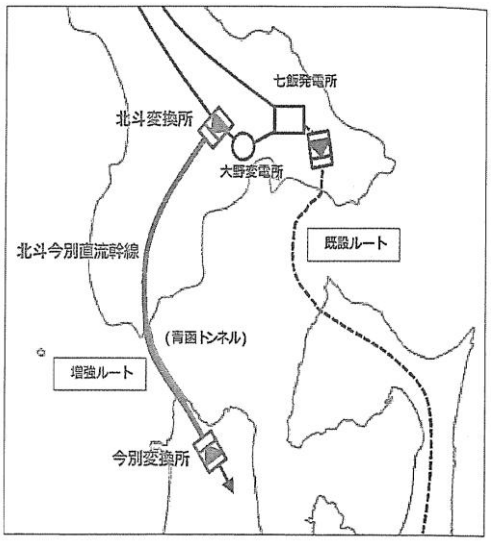
図 15　中部関西間第二連系線増強計画



（出典）参考文献[25]図表 3-8 より抜粋

3つ目は北海道本州間連系線設備（北本連系設備）の増強である（図 16)。この計画は、北海道電力の原子力発電所稼働に伴う北本連系設備の運用対策を契機に、不特定電源に係わる調整プロセスとして検討された。直接的な経済性の観点からは増強コストに比して優位な経済効果は見出されなかったが、その後、北海道電力から、あらためて安定供給の観点から増強の必要性が提起され、設備の定期点検時の運用や将来的なリプレースによる連系設備の長期停止の可能性を勘案し、増強が必要と提言された。本連系線は、特定電源に係わる調整プロセスによるものではないものの、北海道電力が自社の大規模電源開発を契機に提起しており、電源開発者のイニシアティブによる検討が行われたともいえる。

図 16　新北本連系設備増強計画



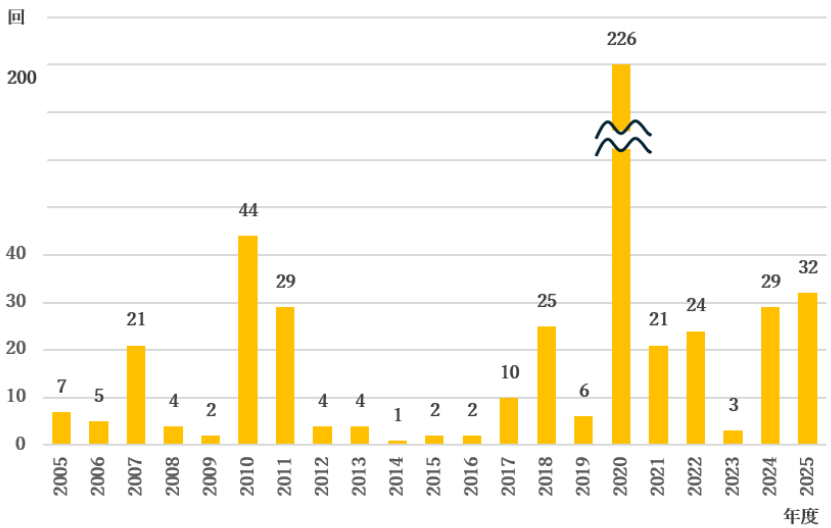
（出典）参考文献[25]図表 3-11 より抜粋

コラム：地域間連系線を用いた緊急融通の発動実績

需給調整のための全国融通は、電力システムの変化に応じてその種別の整理・変更が幾度か行われてきたが、エリアの供給力不足を補うために実施される融通は、広域運営に必要な電力融通として電力自由化後も引き続き行われた。ESCJ 設立後の 2005 年からは、運用の公平性・透明性を確保する観点から、ESCJ が電力会社 9 社からの委託に基づいて実施された。OCCTO が設立された 2015 年以降は、OCCTO がその役割を引き継いでいる。OCCTO は、需給状況が悪化し又は悪化するおそれがあり、状況を改善する必要がある場合は、需給状況改善指示を出すことができる（OCCTO 業務規程第 111 条以下）。

ここで、ESCJ 時代から OCCTO 時代に至る 2005 年度から 2025 年度までの緊急的な電力融通実績を見ていきたい（図 17）。2005 年度から 2014 年度までは ESCJ による全国融通（随時応援電力[9]）の発動回数を、2015 年度から 2025 年度までは OCCTO の需給状況改善指示の回数をカウントしている。ESCJ 時代の 2007 年度は新潟県中越沖地震の影響、2010 年度・2011 年度は東日本大震災や新潟・福島豪雨の影響などにより全国融通回数が二桁台になっているが、ESCJ 時代は概ね年間一桁台の融通回数であった。その後 OCCTO 時代に入り、2020 年度に初めて融通指示回数が三桁台になった。これは LNG 不足に伴って行われた措置である。その後、年度により緊急的電力融通の件数は変動するが、需給悪化時の融通が継続的に実施されていることがわかる。このように見ると、これまで整備された地域間連系線が、幅広い緊急的事象に対して使用されてきたことがわかる。

図 17　ESCJ 設立以降の緊急的電力融通実績



注：2014 年度は 10 月末日までの数。2015 年以降は供給力不足を理由とする指示の数であり、下げ代不足を理由とする指示（2023 年に 5 回、2024 年 5 回）は含んでいない。

（出典）参考資料[25]付録資料-6(3)（2005 年度～2014 年度）、参考資料[26]表 1-21（2015 年度～2024 年度）、参考資料[27][28]（2025 年度分）を基に自然エネルギー財団作成

[9] 随時応援電力は、需給相互応援融通電力の 1 類型で、「突発的な発電機故障等により、供給力確保が困難となる場合にこれを解消するために事前の申し出により需給する電力」である。他の類型に運転予備電力があり、これは「発電機脱落故障等を契機として不可避的に需給される電力」である。

3章　新たな地域間連系線整備における論点

3.1　かつての連系線整備と広域系統連系のマスタープランとの違い

2章で述べた中央電力協議会時代からESCJ時代に至る期間において、地域間連系線が整備された要因をあらためて表 4まとめる。これを見ると、1章で整理したOCCTOにおける広系統増強プロセスの3要件と概ね一致していることがわかる。

かつての地域間連系線投資においては、電源開発と同時に行われる連系線新増設、あるいは電源立地エリアの偏在に伴って発生する需給バランス不均衡を全国大で調整することなどが主な目的であった。さらに、故障などの系統信頼度向上、災害などに備えた相互応援体制の強化、供給予備力の削減なども整備目的として置かれた。

表 4　中央電力協議会時代～ESCJ時代に整備された地域間連系線の整備理由サマリ

区分	整備理由（対応すべき課題）	主な事例
電源付随投資	電源からの送電	阿南・紀北直流幹線
非電源投資	広域的な電力取引の拡大	多くの地域間連系線
	回線故障・ルート断事故	中部関西間第二連系線
	送電線メンテンナンス時対策	北斗今別直流幹線
	供給予備力削減	北海道・本州間電力連系設備
	相互応援体制の強化	周波数変換所

（出典）自然エネルギー財団作成

これに対して、今般の広域連系系統のマスタープランにおいて行われる地域間連系線整備では、地域間連系線の位置づけにカーボンニュートラル達成に向けた電力供給基盤としての性格が追加されている。これは、1.2節で述べた全国調整スキームの適用からも明らかである。過去に行われた地域間連系線の整備は、電源付随投資の場合、発送電一体の電力会社が、電源開発と合わせて送電線整備を行った。非電源投資の場合は、予備力の共有や相互応援体制の強化など、既存の電源を融通することで経済的価値とレジリエンス向上を実現しようとするものであった。今般の広域連系系統のマスタープランにおいてもそれら視点はもちろん踏襲されているが、それ以上に、地域間連系線を整備することで新たな自然エネルギー電源投資を可能とする（例えば、北海道や九州において洋上風力プロジェクトを可能にする）側面がある。言い換えるなら、カーボンニュートラル達成のために必要な地域間連系線投資を、全体最適の視点から示したものであり、この点は評価されるべきである。

しかしながらこの取り組みが難しいのは、過去の地域間連系線整備と違って、電源投資主体と送電線投資の主体、さらにそれぞれの意思決定プロセスが異なっているため、地域間連系線投資にあわせて着実に発電投資を実現できなければ地域間連系線整備の努力を水泡に帰してしまう可能性がある点である。九州のような一定程度自然エネルギー電源の立地が進んだ地域では、既に発電量を抑制する出力制御が行われているため、地域間連系線を増強することで、出力制御量が減ることによる社会全体の便益は得やすい。一方で、出力制御量がそれほど多くない地域におい

て、地域間連系線投資を今すぐ行うべきとするインセンティブが生じにくく、結果として新たな電源（例えば、大規模な洋上風力発電）への投資意欲が沈滞する可能性がある。だからこそ、新たな自然エネルギー電源の開発を促す青写真が明確に示し、地域間連系線整備の必要性を確認し続けることが重要となる。

3.2　海外における送電線整備を促す取り組み

3.1 節において日本において、過去に行われてきた地域間連系線整備と、今般の広域連系系統のマスタープランに基づく地域間連系線整備の違いについて整理した。一方で、自然エネルギー電源等の活用を広げるため送電線整備が必要であることは日本固有の事象ではない。そこで、電源投資を伴わない送電線整備をどのような取り組みによって促しているのか整理する。対象とする国は、英国（グレートブリテン島）[10]、ドイツ、米国とし、表 5 にまとめを記す。また、以下に各国の取り組みを紹介する。

表 5　英国、ドイツ、米国における送電線整備を促す取り組みまとめ

	概要	導入年
英国	1　**Cap and Floor 制度** 国際連系線のプロジェクトにおいて一定の収入（Floor）を保証し投資回収の予見性を確保。一定額（Cap）を超える収入を得た場合は超過分を払い戻し需要家に還元される仕組み。	2014
	2　**Accelerated Strategic Transmission Investment（ASTI）** 戦略的な大規模送電線プロジェクトの費用回収に関する規制上の手続・投資回収を加速する制度	2022
	3　**Community Funds for Transmission Infrastructure: Guidance** 送電事業者が供出（任意）する地域向け基金に関する国の指針	2025
	4　**Great British Grid の創設** 国が出資するエネルギー会社である Great British Energy（GBE）の中に、送電線投資を進める Great British Grid を創設し、国が送電線投資を主導	2026
ドイツ	1　**大規模送電プロジェクトへの個別支援** 関連法（BBPIG、NABEG 等）を制定し、大規模送電プロジェクトを国家プロジェクトして認定すると共に、許認可を迅速化	2011～
	2　**国が TSO へ出資**	
米国	1　**Grid Resilience and Innovation Partnerships** 「レジリエンス」「スマートグリッド」「イノベーション」に該当する投資に対する国の補助金制度	2021
	2　**Transmission Facilitation Program** 国による送電線の新設・増強の資金調達支援（送電線容量の購入または融資）	2023
	3　**Transmission Facility Financing Program** 送電線の建設・変更に対する国の直接融資	2022
	4　**Transmission Siting and Economic Development Grants Program** 送電線の立地・許認可支援及び地域への経済開発支援（補助金）	2022

（出典）各国資料等を基に自然エネルギー財団作成

[10] 本項における「英国」は、グレートブリテン島を指す。英国のうち北アイルランドは、別の制度枠組みの下、アイルランド共和国との間で統一の電力市場を運用し、系統運用も協働して行っている。連系線については、グレートブリテン島と北アイルランドの間の連系線も含む。

3.2.1　英国

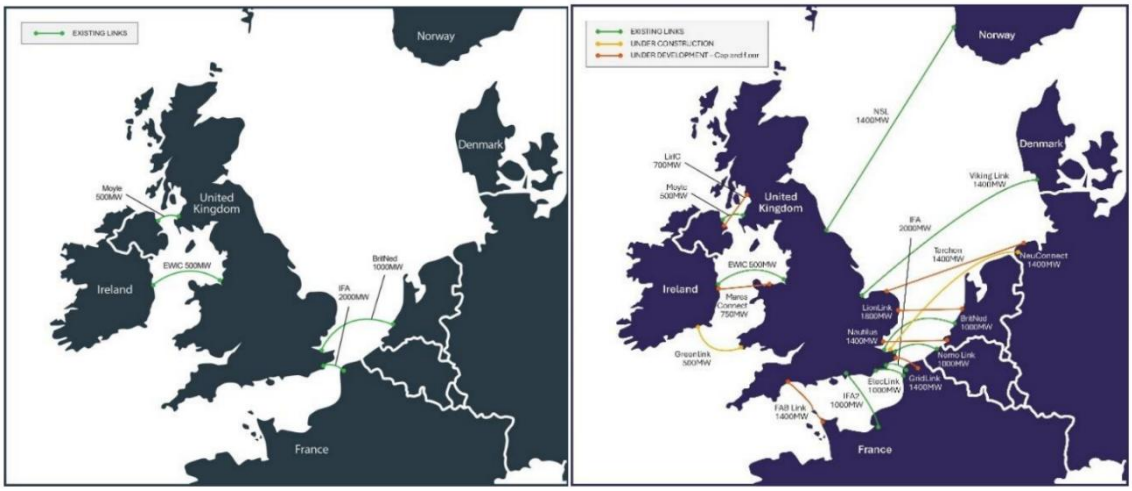
英国は、欧州大陸との連系を積極的に進めており、国際連系線について独自の投資スキームを設けて投資促進を図ってきた。また、北部の風力発電由来の電力を大規模需要地のある南部に運ぶため、島内の送電線の増強にも取り組んでいる。以下では、国際・国内それぞれの送電線投資に関する英国政府の施策について概観する[11]。

① Cap and Floor 制度

Cap and Floor 制度は、事業者が市場から得る収入で事業を行うことをベースとしつつ、一定の収入額（Floor）に満たない場合には最低稼働率等の条件を満たすことを前提にその額まで収入を保証し、一定額（Cap）を超える収入を得た場合は事業者が超過分を払い戻す制度である[12]。Floor までの収入額の保証によって投資の予見可能性を確保しつつ、払い戻された Cap 以上の収入は GB 側の系統料金を通じて需要家に還元される。Cap と Floor の額は規制機関 Ofgem が決定する。規制と市場メカニズムの双方を使った中間的な制度といえる。

2013 年、英国とベルギーを結ぶ国際連系線 Nemo Link への適用をパイロットプロジェクトとして制度設計を進め、2014 年に他の国際連系線にも制度を本格展開した。これまでに 3 回の事業募集が実施されている。Cap and Floor の適用が承認された合計 12 プロジェクトのうち、1 件は承認撤回となったが、5 件が運転開始済み、6 件が開発中で、合計 12.05GW の国際連系線の開発を支えている。英国の国際連系線の容量は同制度導入前のものと併せて 17.05GW となる（図 18）。

図 18　英国 Cap and Floor 制度の下で整備される国際連系線



（出典）参考文献[30] Figure1 より抜粋

[11] 英国政府は以下に紹介する施策のほか、送電線増強手続の長期化に対応するため、戦略的空間計画の策定や規制・承認手続、地域社会との協議などの課題に関する施策をまとめた「Transmission Acceleration Action Plan」を公表している（2023 年 11 月）[29]。英国政府は、これらの施策により手続に要する期間を 14 年から 7 年に半減させることを目指すとしており、これも送電線投資のリスク軽減に寄与するものといえる。

[12] 参考文献[30]参照。①の記述は同文献を参照した。

同制度では、年毎に最大（Cap）及び最小（Floor）の収入額が設定され、25 年間適用される。基本的に各年の収入と最大・最小額を 5 年ごとにまとめて比較評価し、補填または払戻しが行われる。Ofgem は、プロジェクトの選定段階で、費用便益分析や事業の成熟性、需要家への影響などを評価し（Initial Project Assessment：IPA）、当該プロジェクトに Cap and Floor 制度を原則適用するか否かを判断する。その後、事業費等に関する情報をもとに詳細な査定を行い、暫定的な Cap と Floor の水準を設定する。建設完了後には実際の効率的な事業費等を審査し最終的な Cap と Floor 水準を確定する。

事業者は、IPA 後、各事業の資金調達上の事情等に応じ、標準的な制度設計の変更（regime variations）を Ofgem に申請することができる。例えば、収入評価を 5 年ごとから毎年に変更することや、実際の借入れコスト・負債比率を Floor 等の算定に反映することなどが認められた例がある。Ofgem は、その変更が英国の需要家利益に資するかを審査した上で、変更の可否を決定する。

② Accelerated Strategic Transmission Investment（ASTI）

ASTI は、戦略的な大規模送電線プロジェクトの費用回収に関する規制上の手続・投資回収を迅速化する仕組みである[13]。2022 年に発表された英国政府のエネルギー安全保障戦略（British Energy Security Strategy）は、自然エネルギーの野心的な導入目標（2030 年までに 50GW の洋上風力導入など）を掲げた[32]。その実現には陸上送電線の早期増強が不可欠であり、その増強規模とスピードの拡大を企図して導入された。当時、陸上送電ネットワークへの投資主体について、規制事業を営む送電事業者（Transmission Owner：TO）以外の事業者の提案を含むプロジェクトの競争入札を実施する方向性が示されていたが[33]、入札の手続等に時間がかかり案件の着手が後ろ倒しになることを避けるため、ASTI 対象プロジェクトの実施主体には TO が指定された。ASTI は、TO に適用される託送料金制度（RIIO-II）の特例である。

Ofgem は、系統運用者である National Grid ESO（現 NESO）が策定した送電系統の将来像（Holistic Network Design や Network Options Assessment）を基に、26 の送電線プロジェクトを ASTI の対象に選定した。ASTI 対象プロジェクトでは、TO は、その申請により設計段階や建設の初期段階にかかる費用を当該送電線の運転開始に先立って回収できる。また、TO に要求される託送料金変更申請手続を一部簡略化・柔軟化し、TO の投資回収の予見性を高めている。プロジェクトの早期運転開始には報奨が、遅延にはペナルティが設定される。表 6 に対象プロジェクトの例をまとめた。

[13] 参考文献[31]参照。②の記述は同文献を参照した。

表 6　ASTI の対象となっている送電線プロジェクトの例

プロジェクト	主な設備	運転開始予定*[14]	特徴・選定理由
Eastern Green Link 1	2GW 海底 HVDC	2028.12	洋上風力開発が行われるスコットランドからイングランドへの送電容量を拡大。National Grid Electricity Transmission と SP Energy Networks の共同事業。
Eastern Green Link 2	2GW 海底 HVDC	2030.12	海底約 436km を含む長距離 HVDC。National Grid Electricity Transmission と Scottish and Southern Electricity Networks Transmission の共同事業。
Sea Link	2GW 海底 HVDC	2031.12	イングランド国内の混雑緩和を目的とする海底送電線。 Suffolk～Kent を海底で結び、ロンドン周辺を経由する既存送電網の混雑を回避。
Western Isles Connection	海底 HVDC	2031.12	Western Isles の豊富な風力資源を本土系統へ接続。
Bramford–Twinstead Reinforcement	新設 400kV AC	2029.12	陸上交流送電線（架空線と地下埋設）。新たな 400kV 送電ルートを整備。
Hackney–Tottenham–Waltham Cross Uprating	400kV 昇圧	2028.12	既設 275kV 設備を 400kV へ昇圧することで送電容量を増強。

（出典）参考文献[31] Appendix 1 を基に自然エネルギー財団作成

③ Community Funds for Transmission Infrastructure: Guidance

送電線建設の影響を受ける地域に対して送電事業者から供出される基金につき、英国政府は 2025 年 3 月、あるべき使途やその決定方法、管理運用体制に関するガイダンスを公表した[34]。基金の供出は送電事業者による自主的なものと位置付けられているが、適切に行われているものは託送料金で回収できることとされ、国として供出を推奨していると考えられる。同ガイダンスの対象は大規模な送電線や変電所等の建設に際しての基金で、供出金額の算定目安（送電線の長さや設備ごとに具体的な金額を設定）が示されている。その使途は当該地域のニーズに応じ住民等の意向に基づいて決められ、例えば Eastern Green Link 2 の場合、人材育成や雇用創出、地域インフラの整備などがみられる[35]。基金そのものだけでなく、基金に関する地域での活動に必要な資金（スタッフの雇用や育成、対話、広報などの費用）も託送料金での回収対象となる。基金の利用に関する検討過程を通じて、地域に送電インフラ建設による便益が分配されるとともに送電インフラの脱炭素における意義や必要性等の理解醸成が進み、送電インフラの受け入れと建設促進に寄与するものと期待される。

④　Great British Grid の創設

英国政府は 2026 年 9 月、国が出資するエネルギー会社である Great British Energy（GBE）の中に、送電線投資を進める Great British Grid を創設すると発表した[36]。GBE は、よりクリーンで安全かつ安定したエネルギーシステムを通じて社会的利益を実現することを目指し、2025 年から活動を開始した。活動の柱は、クリーンエネルギー（発電・蓄電）の開発加速、2030 年までに拠出・投資する GBE 基金を通じた 150 億ポンドの民間投資の誘発、地域によるク

[14] Transmission Owner ライセンス上の当初運転開始予定日。

リーンエネルギー事業所有の促進、国内での製造・技術開発や雇用の支援などである。GBE は、開発主体及び投資主体として市場に参加するとともに、これらの活動を通じて地域をはじめとするさまざまな関係者への支援や関係者間の調整を行うこととされている。[37]

ここで、Great British Grid は、GBE がサプライチェーンの構築や発電・蓄電プロジェクトを対象に行っている事業を、送電線分野で展開する。英国政府は、送電線の拡大や近代化をこれまでにないスピードで進める必要があり、民間投資に加え、国による主導と投資が求められているとしている。[36]

さらに英国政府は、送配電事業者ではなく系統接続を求める側が送電線を設置するための制度的な枠組みや、Great British Grid を含む幅広い事業者に送電線開発事業への参加機会を与える競争入札制度の導入などを進めている。こうした制度改革と Great British Grid の創設を併せて進めることで、送電インフラへの投資と開発を加速し、クリーンエネルギーの導入、エネルギー安全保障の強化、経済成長を実現するとしている。[36]

3.2.2　ドイツ

ドイツでは北部に風力発電が集積しており、需要地である南部に送電するための大規模な送電線の建設が進められている。以下では、同国内の近時の投資促進策を概観する。

① 大規模送電プロジェクトへの個別支援

現在、ドイツ国内では様々な送電線増強プロジェクトが進められているが、なかでもドイツ北部で開発される陸上・洋上風力由来の電力を南の需要地に送るための 4 つの南北送電プロジェクトが大規模なものである。具体的には、A-Nord（図 19 中 1）、Ultranet（同図中 2）、SuedLink（同図内 3 および 4）、SuedOstLink（同図内 5）を指す。

ドイツ連邦政府は、これら 4 つの大規模送電線プロジェクトを様々な仕組みを組み合わせて支援している。

図 19　ドイツの南北 HVDC プロジェクト



（出典）参考文献[38]より抜粋

まず、ドイツのエネルギー政策上必要性が高く、優先的に整備すべき送電プロジェクトは、連邦法である BBPlG（Bundesbedarfsplangesetz：連邦需要計画法）により法律上位置づけられる[39][40][41]。各事業の計画・許認可段階において「そもそも建設が必要か」という議論を繰り返す必要を減らし、事業推進の予見可能性を高める役割を持つ。

また、計画・許認可手続の迅速化を進めるべく、NABEG（Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz：送電網拡張加速法）により、BBPIG で対象とされた州境や国境をまたぐ重要な送電線については連邦レベルで計画・認可手続を進める枠組みを整備した[39]。加えて、こうした送電線の迅速な整備を利益衡量上の優越的な利益と位置づけている[41]。大規模送電線に特有の、長期にわたる計画・許認可リスクの低減を図るものといえる。

さらに、2015 年から、連邦経済エネルギー省の資金により「送電網に関する市民対話」（Bürgerdialog Stromnetz）と呼ばれる、地域の利害関係者や住民との対話を促進するイニシアティブが実施された（2015 年〜2023 年）[42][43]。送電線増強によって直接影響を受ける地域に「市民オフィス」が設置され、専門スタッフが常駐して送電線増強に関する情報提供を行うほか、対話やカンファレンス、議論のためのイベントの開催などを通じて、市民の懸念事項や市民が貢献できることなどを聴取し、意思決定者に伝える役割を担った。市民の送電線増強に対する理解を醸成し、送電線増強計画の許認可に求められる住民参加手続を補完した。

送電線投資費用は、連邦ネットワーク庁（Bundesnetzagentur、BNetzA）の規制下で、託送料金を通じて回収する仕組みとなっている。一期 5 年の規制期間の中で、市場金利の上昇をはじめとするインフレや巨額の新規投資が見込まれるようになり、期中の事情変化を迅速に反映する重要性が高まった。BNetzA は、こうした状況を考慮し、規制期間中のコスト変動等を収入に反映する仕組みや、収入算定の基礎となる金利やリスクプレミアムの算定方法の改定などの議論を進めた[41]。

② 国の TSO に対する出資

ドイツ国内には TSO が 4 社ある。これまでいずれも非国営企業であり、うち 2 社は、他国の国営 TSO が親会社であった。こうした中、ドイツ政府は TSO への資本参加を進めてきた。具体的には、ドイツ復興金融公庫（Kreditanstalt für Wiederaufbau、KfW）を通じて、3 つの TSO の株式を所有している（50 Hertz の株式の 20%、TransnetBW の株式の 24.95%、Tennet Germany の株式 25.1%）[44]。

このうち、近年実施されたのが Tennet Germany への資本参加である。Tennet Germany は、オランダの国営 TSO である Tennet の 100%子会社であったが、2025 年 9 月、オランダ政府は自国内で巨額の送電線投資が必要であることを背景に、海外ファンド等への株式売却を進める旨表明していた。ドイツ政府はこの機会を活用し、ドイツ復興金融公庫を通じて Tennet Germany の株式の 25.1%を取得することとした（2026 年 2 月契約、同年 7 月規制機関の承認手続完了）[44]。連邦経済・エネルギー大臣も、連邦政府による同社への出資が国のエネルギー目標達成に必要な将来の送電線投資を支えるものと評価している[45]。こうした動きは、TSO の資本基盤を公的資本によって強化する間接的な支援策と位置づけられる。

3.2.3　米国

米国において日本における地域間連系線に相当する送電線整備は、例えば州間をまたぐ送電線などに相当するが、州境を越えるプロジェクトは州以外に地方や部族、連邦が関与する。以下では、2020 年代以降、連邦エネルギー省（the U.S. Department of Energy, DOE）が中心となって実施した送電線整備のための取り組みを紹介する。

① Grid Resilience and Innovation Partnerships

Grid Resilience and Innovation Partnerships（GRIP）は、2021 年のインフラ投資雇用法（Infrastructure Investment and Jobs Act, IIJA）に基づいて創設された総額 105 億ドルの補助金プログラムである[46]。

送電インフラの老朽化、需要の増加、サイバーセキュリティの脅威、停電事例の増加などを背景に、系統柔軟性や電力システムのレジリエンスを高めることを目的としたプログラムで、「レジリエンス」「スマートグリッド」「イノベーション」の 3 類型がある（表 7）。

これまで、2023 年 10 月と 2024 年 10 月にそれぞれ最大 34.6 億ドル、約 42 億ドルの選定結果が公表された[15]。異常気象に対する送電線の強靭化や電力コストの低減に加え、第 2 回目では、製造業、データセンター、AI などによる電力需要の増加への対応を目的として、送電線の送電容量を拡大する案件が選定された。2026 年 3 月には、政権交代に伴う新しい送電線整備迅速化方針（Speed to Power Initiative）の一環として、SPARK（Speed to Power through Accelerated Reconductoring and other Key Advanced Transmission Technology Upgrades）という名称の下対象プロジェクトを募集することが公表された。早期の開発・改善が見込まれるインフラへの投資（既存インフラの更新や先進技術の利用による送電容量の増加など）が優先的に選ばれることとされ、同年 9 月には 26 州の 31 プロジェクトに総額 19 億ドルが支援されることが発表された[47]。

表 7　GRIP が対象とする 3 つの補助類型（制度創設時）

類型	補助金総額	概要
Grid Resilience Utility and Industry Grants	25 億 USD	異常気象や自然災害による影響を軽減する送電・配電事業者や発電事業者の取組が対象。広域にわたって複数のリスクを軽減する包括的かつ変革的な送電・配電技術に資金を提供。
Smart Grid Grants	30 億 USD	電力システムの柔軟性、効率性、信頼性の向上を目的とし、送電系統の容量拡大、送電・配電レベルでの新たな発電設備の統合、先進送電技術やスマートグリッド機器の導入促進などが対象。事業者のほか、高等教育機関、非営利団体や州政府および地方政府機関の事業も対象。
Grid Innovation Program	50 億 USD	州や地方政府・公益事業委員会と電力事業者等が協力して実施する取組で、送電・蓄電・配電インフラに関する「革新的な手法」を活用したものを支援。対象は幅広く送電・蓄電・配電インフラに関するもので、地域間送電、多様な発電設備の系統連系の加速、非常用電源の提供、送電設備への依存低減を目的とした配電系統資産の活用などが含まれる。「革新的な手法」には、先進技術の活用のほか、革新的なパートナーシップの構築や計画プロセスを通じて特定されたプロジェクトの実施なども含まれる。

（出典）参考文献[46]を基に自然エネルギー財団作成

[15] 参考文献[46]の内、”Funding Opportunities -First Funding Opportunity 及び Second Funding Opportunity”記載の数字。なお、”Selections”には、第 1 回・第 2 回を通じ 60 億ドルを超える出資を公表した、とあることに留意。

② Transmission Facilitation Program

Transmission Facilitation Program（TFP）は、DOE が送電線の新設・増強の資金調達を支援する予算規模 25 億ドルのプログラムである[48][49]。支援方法には DOE による送電権の購入と融資があり、前者の対象は、既に接続地点が決まっている原則 1,000MW 以上の大規模送電線の新設、あるいは 500MW 以上の既存線の更新または既存の送電・交通・通信回廊内の新設である[16]。

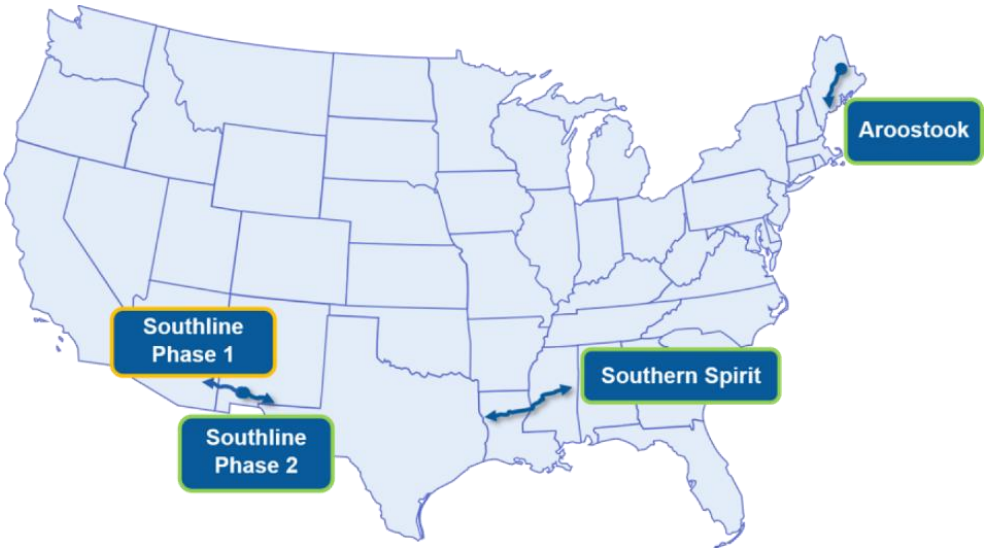
送電権の購入とは、発電場所から需要家に電気を届けるため、送電線利用者が送電容量、利用期間、価格を定め、送電線を利用する権利を確保する契約である。送電線プロジェクトの開発事業者は、送電線の一定容量を利用する権利を希望者に売り、投資回収に充てる。その際、DOE が一定の送電権を購入することにより、プロジェクト開発事業者は資金面のリスクを一部軽減できる。また、DOE が先んじて送電権を購入することで投資家の信頼が高まり、他の投資を呼び込む効果が期待できるほか、他の送電線利用者にとってもプロジェクト完工への安心材料となる。DOE は，プロジェクト開発事業者との契約により条件成就のタイミングで代金を支払うが、もし送電線の商業運転開始までに他に十分な送電線利用者が現れれば、基金は支出せずその段階でプロジェクトから退出する。なお、DOE が送電権代金を支払った場合には、実際の送電線利用者を探すか、短期の利用権を売り出して投資費用を回収する。

TFP における送電線容量購入の対象プロジェクトは、2 回に分けて審査・選定された（**図 20** および**表 8**）。選定に当たっては、同プログラムを利用する必要性に加え、経済的な事業実現性があること、すなわち DOE が支出分を回収できることが確認された。さらに、DOE の目標である自然エネルギーと地域間送電能力の増強に資することも審査された。

また、プロジェクト開発事業者から、送電線が建設される地域への投資や雇用創出に関する提案も行われている。DOE が建設期間中にこれらの提案が実行されているかを監視することとなっている。なお、選定されたプロジェクトのいくつかは支援を受けることを断念しており、現在 4 つのプロジェクトが支援対象となっている[50]。

[16] TFP の対象には、アラスカ州・ハワイ州ほか特定地域のマイクログリッドとの接続のための送電線計画も含まれる。当該マイクログリッド接続公募では、DOE が官民パートナーシップ（Public-Private Partnerships）に参加する形態も選択肢となっている。

図 20　Transmission Facilitation Program で選定された送電線プロジェクト



（出典）参考文献[50]より抜粋

表 8　TFP で選定されたプロジェクト

プロジェクト名	規模	場所	契約金額（億 USD）	進行状況等
第 1 回（2023 年 10 月選定）				
Southline (Phase 1)	約 280km 748MW	アリゾナ州、 ニューメキシコ州	4.77	2028 年運転開始予定
Cross-Tie	約 344km 1,500MW 500kV（AC）	ネヴァダ州、 ユタ州	—	投資額 10 億ドル DOE との契約を終了 （2025 年 11 月） 2030 年運転開始予定
Twin States Clean Energy Link	約 340km 1,200MW	ニューハンプシャー州、 ヴァーモント州	—	計画キャンセル DOE との交渉から離脱 （2024 年 3 月）
第 1 回追加（2024 年 4 月選定）				
Southwest Intertie Project- North (SWIP-N)	約 460km 500MW 500kV	アイダホ州、 ネヴァダ州	—	DOE との契約を終了 （2026 年 6 月） 2028 年中ごろ運転開始予定
第 2 回（2024 年 10 月選定）				
Aroostook Renewable Project	約 179km 1,200MW + 約 62km 345kV (AC)	メイン州	最大 4.25	州による自然エネルギー開発案件公募手続が別途進行中
Southern Spirit Transmission	約 515km 3,000MW 525kV (DC)	テキサス州、 ルイジアナ州、 ミシシッピ州	最大 3.60	2032 年運転開始予定
Cimarron Link	約 644km 1,900MW	オクラホマ州	—	DOE との契約を終了 （2026 年 1 月）
Southline (Phase 2)	約 174km 1,000MW 345kV (AC)	ニューメキシコ州	最大 3.52	2029 年運転開始予定

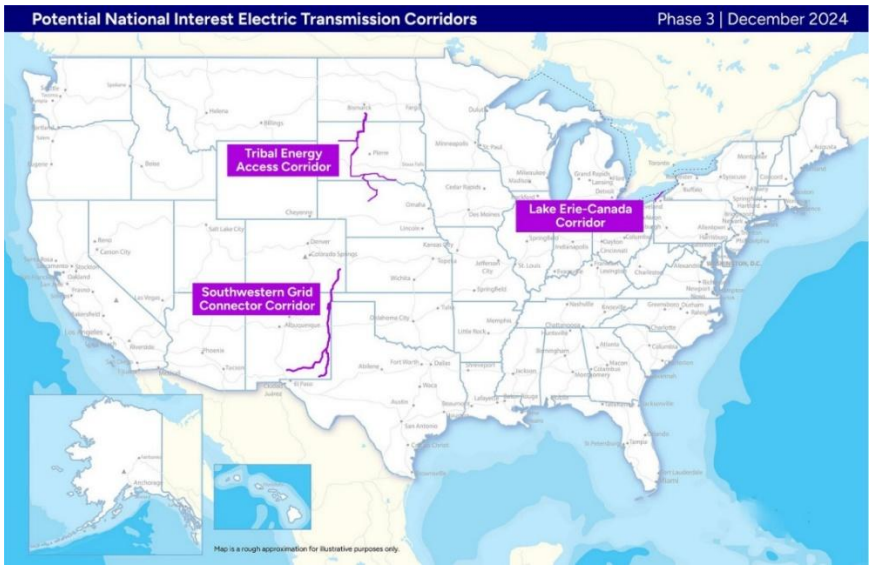
（出典）参考文献[50][51][52][53][54][55][56][57][58]を基に自然エネルギー財団作成

③ Transmission Facility Financing Program

Transmission Facility Financing（TFF）プログラムは、送電線の建設・変更に DOE が直接融資を行うプログラムである[59]。2022 年に成立したインフレ抑制法（Inflation Reduction Act：IRA）に基づくもので、対象となる送電線プロジェクトは、DOE が一定の要件の下で指定した地域（National Interest Electric Transmission Corridor：NIETC）内のプロジェクトから選定される。

NIETC は、当該地域に「送電インフラの欠如によって被害を受ける需要家が存在し、新規の送電インフラの開発が電力供給の信頼性向上や需要家のコスト削減などの重要な利益を向上させる可能性がある」場合に、DOE 長官が指定する。NIETC の指定は、情報収集（第 1 段階）、候補エリアリストの作成（第 2 段階）、地域社会との対話（第 3 段階）を経て選定（第 4 段階）される。2024 年 12 月に 3 地域が候補エリアとなった（図 21）が、政権交代後の 2026 年 8 月、DOE 長官は NIETC の指定は行わないことが発表された[60]。

図 21　NIETC 候補エリア（2024 年 12 月現在）



（出典）参考文献[61]より抜粋

④ Transmission Siting and Economic Development Grants Program

Transmission Siting and Economic Development Grants (TSED) Program は、インフレ抑制法（IRA）に基づく DOE の補助金制度である[62]。送電線投資への直接的な支援ではなく、送電線の立地・許認可を進めるための支援と、送電線建設・運用の影響を受ける地域への経済開発支援を行う。2024 年 7 月に公表された第 1 回の選定案件には、4 つの立地・許認可プロジェクトと 16 の経済開発プロジェクトが含まれ（図 22）、後者には学校など社会インフラの整備や産業振興事業（職業訓練や雇用機会の提供）が挙げられた（表 9）。補助額合計は 3.71 億ドルである[63]。ただし、連邦政府の政権交代に伴って TSED 制度の下の未義務化予算は廃止され[17]、支援を取り消された案件も多くあり、実際に補助を受ける案件は限定的とみられる。

[17] One Big Beautiful Bill Act、2025 年 7 月成立。

図 22　TSED プログラムの採択案件



（出典）参考資料[64]より抜粋

表 9　TSED プログラムによるサポートの例

選定・補助受給団体	補助額（当初額）（USD）	プロジェクトの内容
Pennsylvania Public Utility Commission	460 万	送電線拡張計画の実施に向けた地域とのコミュニケーションの拡充、現地視察の増加、職員の教育・研修など
Michigan Department of Labor and Economic Opportunity	3575 万	電力・EV インフラ分野の職業訓練、実習
Guymon Public Schools	5000 万	中学校の新設（野外環境科学に関する授業や理系実験設備の充実）、成人向け労働人材育成センターの設置など

（出典）参考文献[65][66][67]を基に自然エネルギー財団作成

コラム：欧州連合（EU）の送電線投資加速に向けた政策：European Grids Package

EU は、野心的な脱炭素目標に向け、各国の送電線投資促進に向けた政策を次々と打ち出している。

2023 年には、EU Green Deal の一環となる「EU Action Plan for Grids」を発表し、2030 年までに国際連系線を倍増し（93GW から 180GW へ）、また高経年化した配電網等を整備するために必要な資金を確保するため、便益が国を跨ぐ重要プロジェクト（Projects of Common Interest）の実施の加速化やファイナンスプログラムの改善、送電線整備への規制的インセンティブの導入など 7 項目を取組として掲げた[68][69]。規制的インセンティブの中には、将来の電源開発等を想定して行う先行的な投資に対する投資回収枠組み（anticipatory investments）の提案が含まれ、後に将来の需給予測につきまとう不確実性・リスクへの対応策を提案するなどしている[70]。

その後 2025 年 12 月に欧州委員会が公表した「European Grids Package」では、欧州大の便益と各地の便益のずれ、負担の分配の課題に対処するべく、これまでの各加盟国 TSO が主導してきた具体的な計画策定や実施の体制から、より EU レベルでの調整・取組を強める方向性が示されている[71]。同政策では、特に重点的に取り組むべきプロジェクトを特定し（Energy Highway）、期間を定めて関係国間の調整や取組を進めることとしている。

許認可手続の加速化に不可欠な地域の理解については、2023 年に EU Action Plan for Grids と同時期に「Pact for Engagement」を公表した[72][73]。エネルギー転換における送電線の役割を伝えるコミュニケーションの強化をはじめ、許認可手続の加速化に向けた取組、各種関係機関の継続的な対話、活動体制の適切な構築などを提起し、送電線増強に不可欠な地域の利害関係者の理解と計画の早期段階での関わりを進める方針を示した。その後も方針の具体化のための文書を公表しており、2024 年には、地域調整の取組に求められる原則集（「Ten Guiding Principles for early Public Engagement for the Development of Energy Infrastructure Projects」）を、2026 年には、欧州委員会、ACER と NGO が送電事業者団体や配電事業者団体とも協力して「ROADMAP towards Public Engagement Plans」を策定し、具体的な取組の指針を示している[74][75]。

送電線投資を支えるファイナンスの仕組みとして、Connecting Europe Facility（CEF）がある。EU 域内の国境を越える重要インフラに EU 予算を投入するための資金支援制度で、2013 年に制度化され、交通、エネルギー、デジタルの 3 部門があり、国際連系線への投資にも活用されている。2021 年から 2027 年までの期間にエネルギー部門で活用される金額は 58.4 億ユーロであり、事前の調査（study）または建設（work）への支援に応募が可能とされる[76]。なお、事前の調査を進める中では設置場所の確定に向けた地域や行政機関との調整も必要になることを考えると、EU からの事前調査への資金的な支援は、各地で地域との調整に用いる費用の確保を助けるものといえる（例：Celtic Interconnector 建設における Eirgrid の取組）[77][78]。

4章　地域間連系線整備を促すための提言

本章では、1章から3章の議論を受け、今後、日本において地域間連系線の整備を促し、それによって自然エネルギー電源が生む電力による便益（輸入する化石資源およびCO_2排出量を削減など）をいち早く享受する状況を生み出すための提言を行う。提言は大きく4つで構成する。

提言①：社会情勢の変化を考慮した広域連系系統のマスタープランのアップデート

- データセンター需要など、社会情勢の変化や技術進展を適宜取り込み、広域連系系統のマスタープランをアップデートすることにより、マスタープランで示された地域間連系線の整備必要性を確認する。
- 一案として、エネルギー基本計画の改訂に合わせ、少なくとも3年毎のアップデートを実施する。

現在の広域連系系統のマスタープランは2023年3月に策定されたが、その後、イラン情勢の緊迫化による化石資源価格の高騰、インフレによる資材価格の上昇、データセンターやGX産業団地の導入など、様々な変化があった。それらは広域連系系統のマスタープラン検討時に設定された前提条件を変化させることになる。一方、少なくとも3年ごとに検討することが法律で規定されているエネルギー基本計画は、2050年カーボンニュートラル実現という目標に向けて必要不可欠な施策を分析し、社会情勢の変化や技術進展を折り込みながらアップデートされている。広域連系系統のマスタープランはエネルギーの需給見通しなどと密接な関係があることからも、同様の機会にアップデートすべきである。

提言②：国が地域間連系線整備の先頭に立つ

- 広域連系系統のマスタープランに基づいて整備される地域間連系線について、広域系統整備計画策定開始後に必要な調査等費用を国もしくは広域機関が負担する。
- 具体的には、既に行われている海底地盤調査や揚陸地点調査およびルート選定などの調査に加え、用地確保のための事前準備やメーカーへの見積もり仕様検討など、広域系統整備計画をより具体化するための調査を、経済産業省やOCCTOが委託事業等を活用し実施する。委託先事業者としては、一般送配電事業者等も含むことができるとし、委託事業によって得られた情報を用いて、広域系統整備計画を策定する。

現在、OCCTOで行われている広域系統整備計画の策定プロセスでは、広域系統整備計画における事業実施主体の公募に応募し、公募要綱で定める応募資格を満たす事業者を有資格事業者として選定した上で、有資格事業者が実施案を作成し、OCCTO広域系統整備委員会の議論を経て広域系統整備計画が策定される仕組みとなっている。北海道～東北～東京の日本海ルートの場合、応募に際して必要な情報は、OCCTOと資源エネルギー庁が保有する情報が応募者に提供された。その情報には、海底ケーブル敷設ルート検討の考え方、ルート検討における埋設可否の判

定フロー、ケーブル仕様、揚陸点、海域実地調査、揚陸点調査結果などが含まれた[18]。しかしながら、北海道～東北～東京の日本海ルートの有資格事業者は、後に図 9 の検討が必要な項目を示した。これは、資源エネルギー庁や OCCTO が保有する情報だけで実施案を検討することが難しかったと推測される。

そこで、有資格事業者が示した検討が必要な項目に関する調査を、資源エネルギー庁や OCCTO が率先して実施することが考えられる。例えば、かつて整備された北海道本州直流連系設備（60 万 kW）では、当時の北海道開発庁と通産省が共同で「北海道・本州連系基本問題調査委員会」を発足させ、各種調査を委託すると共に、北海道開発庁は別途、津軽海峡の海底調査を実施したとされる[79]。また、他のインフラ整備事例となるが、整備新幹線建設における環境影響評価は建設主体である鉄道建設・運輸施設整備支援機構が実施することとなっており、それと同様に、詳細ルート検討やそれに伴う関係機関との調整を OCCTO が実施することも一案である[19]。請負会社候補との契約内容協議について、必要な船舶の確保、送変電設備メーカーへの見積もり仕様の事前すり合わせなども、有資格事業者に変わって、OCCTO 等が準備していくことも可能性としてあり得る。先行利用者との協議についても、かつて、北本連系線や阿南紀北直流幹線などの海底送電線敷設時などの経験を参考に、公平かつ広範囲にわたる先行利用者との協議を同時に実施できる仕組み作りも必要と考えられるだろう。

その上で、広域系統整備計画を策定した後、運転開始を早めるインセンティブ等を実施事業者に対して適用することも考えられる。英国が実施する ASTI では、広域系統整備のマスタープランに相当する National Energy System Operator（NESO）が策定する Holistic Network Design 等によって選定された送電線建設において、整備計画より早く運転開始した場合の報償と遅延した場合のペナルティが設定されている。1.2 節で述べた九州～中国間連系線の場合、広域系統整備計画では 2039 年 3 月の運転開始時期が設定されているが、同時に 2～3 年程度の工事期間短縮も検討され、最短 11 年での運転開始が目指されている。地域間連系線を整備する事業者は仮に工事期間を短縮しても、報酬的インセンティブは設定されていない。運転開始を早めることは地域間連系線が生みだす便益を日本全体でより早く享受することに相当するわけで、便益の一部を事業者に還元することは理にかなうものである。

提言③：長距離直流送変電技術などのショーケース化と関連産業の基盤づくり

- 新エネルギー・産業技術総合開発機構（以下、NEDO）等において研究開発が行われてきた送変電技術を新たに整備する地域間連系線に適用すると共に、それら技術をショーケース化することで、設備メーカーがその技術を海外展開するための足掛かりとする。
- 同時に、長距離直流送変電技術を含む系統運用技術や関係するノウハウを、一般送配電事業者もしくは関係事業者による海外展開に用いることができる仕組みを構築する。

[18] 例えば、令和 5 年度補正予算「再生可能エネルギー大量導入に向けた次世代型ネットワーク構築加速化事業」などによって関連調査が行われた。

[19] 送変電設備は原則、環境影響評価対象外であるが、国立公園、国定公園、都道府県条例で定められた範囲に送変電設備を設置する場合、環境への影響等に関して所管省庁や関係部署との協議が必要となる場合がある。

NEDO は 2015 年以降、直流送電線に関連する技術開発を 10 年以上にわたって行ってきた[80,81]。現在、日本国内で直流送電線の建設が行われているのは、表 1 で示した新々北本連系線のみであり、九州～中国間のプロジェクトもこれからの状況である。しかし、NEDO 技術開発では、様々な技術開発が行われており、例えば、ケーブル防護管取付等の工法開発や新型ケーブル敷設船等の基盤技術開発や直流深海ケーブルの開発なども行われている[81]。

それら技術開発は、今後の洋上風力発電向けに技術開発されたものある一方で、北海道～東北～東京間の日本海ルートなど、世界的に前例のない規模の海底直流送電線プロジェクトに適用可能なものもある。それら技術を具体的プロジェクトに適用することで、日本の送変電技術の優位性を高め、ひいては日本の設備メーカーが世界的競争力を養い、海外展開を進める足掛かりとすることを目指したい。

国内の設備メーカーの海外展開実績では、交直変換装置の開発と導入を行っていた東芝が欧州で直流送電プロジェクトの受注などを行った事例[82]や、日立による ABB 社（当時）のパワーグリッド事業の買収を通じた事業拡大、住友電工による欧州でのケーブル受注実績[83]などがあり、日本の関連設備メーカーが海外に事業展開する礎は十分にそろっていると言えよう。そこで、日本国内の地域間連系線整備プロジェクトをショーケース化することで、メーカーの海外展開を後押しすることが可能となる。なお、設備メーカーによる PR 活動を許容する代わりに、利益率を一定水準にとどめるなどの条件も場合によっては検討に値する。

また、長距離直流送変電設備を安定的に運用することも重要なノウハウである。日本国内では一送がそれを担うことになるが、そのノウハウを活用し海外の事業展開につなげる仕組みを構築することも重要である。例えば、フランスの電力大手 EDF はフランス国内において発電および小売事業を担い、系統運用は EDF 子会社の RTE が独立して実施している。その RTE 子会社の RTE International は、フランス国内で培った技術を海外向けコンサルティングとして展開している。この事例は、国内の送配電事業における中立性を保ったまま、仕組みさえ整備すれば、培ったノウハウを活かした海外展開が十分可能であることを意味する。一送が培った系統運用技術、系統計画技術などを、国際協力の枠組み以上のものとして活用することは、日本の産業基盤の裾野を広げることにつながる。そこで、一送の海外展開を後押しする仕組みを構築する。

提言④：ステークホルダーの理解促進プログラムの整備

- 送電線が通過する地域のステークホルダー（住民、事業者、都道府県や市町村）の理解を促進するプログラムを整備する。例えば、地域企業への事業発注や人材育成プログラムなどを、国の補助事業等を通じて実施する。

送電線建設に伴い影響を受けるステークホルダーについて、単なる補償による対応にとどまらず、当該送電線がどのように重要か、また、自分たちの生活をどのように変えるのかなどの理解を促すようなプログラムを整備する。これは、今回、参考に挙げた英国、ドイツ、米国のいずれでも何らかの形で実施されていた。米国の TSED の未義務化予算は 2025 年に取消されたが、当初の制度設計には地域の職業訓練を支援する例が含まれた。この事例は送電線建設に伴い地域に新しい雇用を生むという点で興味深い。

そこで、例えば、送電線建設に伴う事業に、ルート上にある企業が何らかの参入を行うための支援や、人材を育成プログラム等を、意欲のある都道府県・市町村等が実施できるような補助事業等の新設なども、送電線整備を前に進めるカギとなるのではないかと考えられる。

おわりに

本報告書は、2025 年 10 月 31 日に行われた第 94 回 OCCTO 広域系統整備委員会において、北海道～東北～東京間日本海ルートの広域系統整備計画の検討を行ってきた有資格事業者が、検討が必要な項目（図 9）を提示し、さらに計画とりまとめ期限が延長されたことを受け、広域連系系統のマスタープランで定められた地域間連系線整備が着実に行われるための仕組みをあらためて検討すべく、自然エネルギー財団において研究した成果をまとめたものである。

日本のエネルギー自給率を高め国富流出を防ぎ、また CO2 排出量を減らすことで気候変動による影響を緩和するためには、自然エネルギーの活用が何よりも有効である。そして自然エネルギーを最大限活用するには送電網整備が必要不可欠である。これは世界共通の認識であり、世界中で送電網へ投資が行われている。米国では、第二次トランプ政権下でも州間送電線への支援が行なわれている。英国では浮体式洋上風力などへの投資を行う国有エネルギー企業 GBE の一部門に送電網投資を担う Great British Grid が設置され、送電網への投資を促進する姿勢が示された。英国の事例を日本に置き換えるならば、GX 推進機構ないしは脱炭素化支援機構の一部門に、送電網投資部門が置かれたようなものである。

一方、日本では GX 戦略地域制度の下、自然エネルギー等非化石電源の豊富なエリアにデータセンターや GX 産業団地を集積させると共に、ワット・ビット連携などの施策が行われている[84]。昨今のデータセンター需要に対応するため、これらの取り組みは重要なものの、少なくとも第 7 次エネルギー基本計画で示されたエネルギー・電力供給構造を作っていくには、現時点で化石燃料への依存が大きい一送エリア（例えば、東京エリアや中部エリア）に、東北エリア、北海道エリアに多く賦存する陸上風力・洋上風力からの電力を届ける地域間連系線の整備は必須である。この点は、広域連系系統のマスタープランにおける一連の検討や、自然エネルギー財団における分析でも明らかである。

しかし、北海道～東北～東京間の日本海ルートなどは、その投資規模が大きすぎる故に、民間企業が自社の信用力だけで資金を調達し、建設・運用するということは容易ではない。だからこそ、それを可能とする仕組みが必要である。政府や OCCTO でも多くの検討が行われているが、今回、自然エネルギー財団では、過去に日本国内で行われた地域間連系線整備プロセスから学べることはないかと考え、それらを分析する試みを行った。なぜなら、現在の数兆円に相当するような費用が、電源および送変電設備開発に短期間で投資された時代がかつてあり、何らかの参考になるのではと考えたためである。

結論として、中央電力協議会時代から ESCJ 時代に至る地域間連系線の整備プロセスや共通する普遍的な視点が確認できた。また、これまで整備された地域間連系線が、自然災害などを機に重要な役割を果たした事例なども明らかにした。ここから得られた教訓は、地域間連系線は単なる送電線ではなく、日本経済を支え、日本列島に住む人々の生活を支える重要な社会インフラになっているということである。さらに今後は、カーボンニュートラル実現を支えるインフラとしての役割も担うことになる。地域間連系線への投資を行わないことは日本にとって大きな損失である。本報告書が、日本の地域間連系線整備加速に貢献することを期待する。

補論：広域運用体制と電力融通契約の変遷

2.1 節において、中央電力協議会時代の地域間連系線整備プロセスを整理した。中央電力協議会時代は、単に地域間連系線を整備するだけではなく、9 社の電力会社間の広域運用も同時に拡大している。これは、広域運用が電源開発コスト、系統運用コストの抑制の方策として位置付けられるようになってきたためである[20]。地域間連系線を使って供給区域外の電力を活用（融通）し、各社の保有する電源の効率的な利用を促進しようとしたのである。その目的の力点は、供給力の相互補完、安い電力の融通や、共同の大型電源開発など時期によって違いがあり、電力融通の形式もそれに合わせて変化する。図 23 に中央電力協議会時代からの電力融通契約を含む概念の変遷を、**表 10** に 1970 年および 2005 年の電源融通種別を整理する。

1951 年当初の電力融通は、送電連系のある本州・九州 7 社による「電力相互需給並びに融通契約」に始まる。戦後の設備不足や火力発電用石炭の入手難、電力再編成時の電源帰属の関係から、電力各社で電力需給に不均衡が生じていた。この不均衡を補うため、予想出水に応じて融通電力を契約したものである。国から電力使用制限が発令される事態も起こる中、全国の電力会社で協力体制を築き、電力融通の契約方式の追加や統一を通じて融通の強化が進められていった。

1958 年発足の中央電力協議会は、需給専門委員会を置き、融通契約の整備を実施した。日々の需給変動に応じて供給安定と経済運用を図る「全国融通」は、関係各社連名の協定により運用された。年度需給計画に基づく需給不均衡の是正や広域電源開発に伴う受給は、「2 社間融通」として関係会社間の融通契約によって運用された。

その後、1964 年公布の電気事業法において広域運営が法律上に明文化された。これを受けて、中央電力協議会は融通体系を見直し、電源構成や設備の変化に対応して制度を順次改定した。1970 年度には全国融通を「需給調整融通」「経済融通」「相互調整融通」の三種類に整理し、大型火力や水力などを会社間で合理的に運用する仕組みを整えた。融通は、単なる供給力不足への応援から、需要の時間差や電源構成の違いを活用して設備を効率的に使う制度へと発展する。

1970 年代後半からは、経済成長の鈍化やオイルショック等による需要低迷や電源多様化の要請に伴い、経済融通を中心にコスト低減のための運用が重視された。原子力や大型 LNG 火力などの大型電源の増加に伴い、深夜余力の有効活用に向けた計画的な経済融通の区分が設けられたほか、電源の広域開発による 2 社間融通（特定融通）も増加し、1980 年代後半からは融通量全体の半分を占めるようになる。

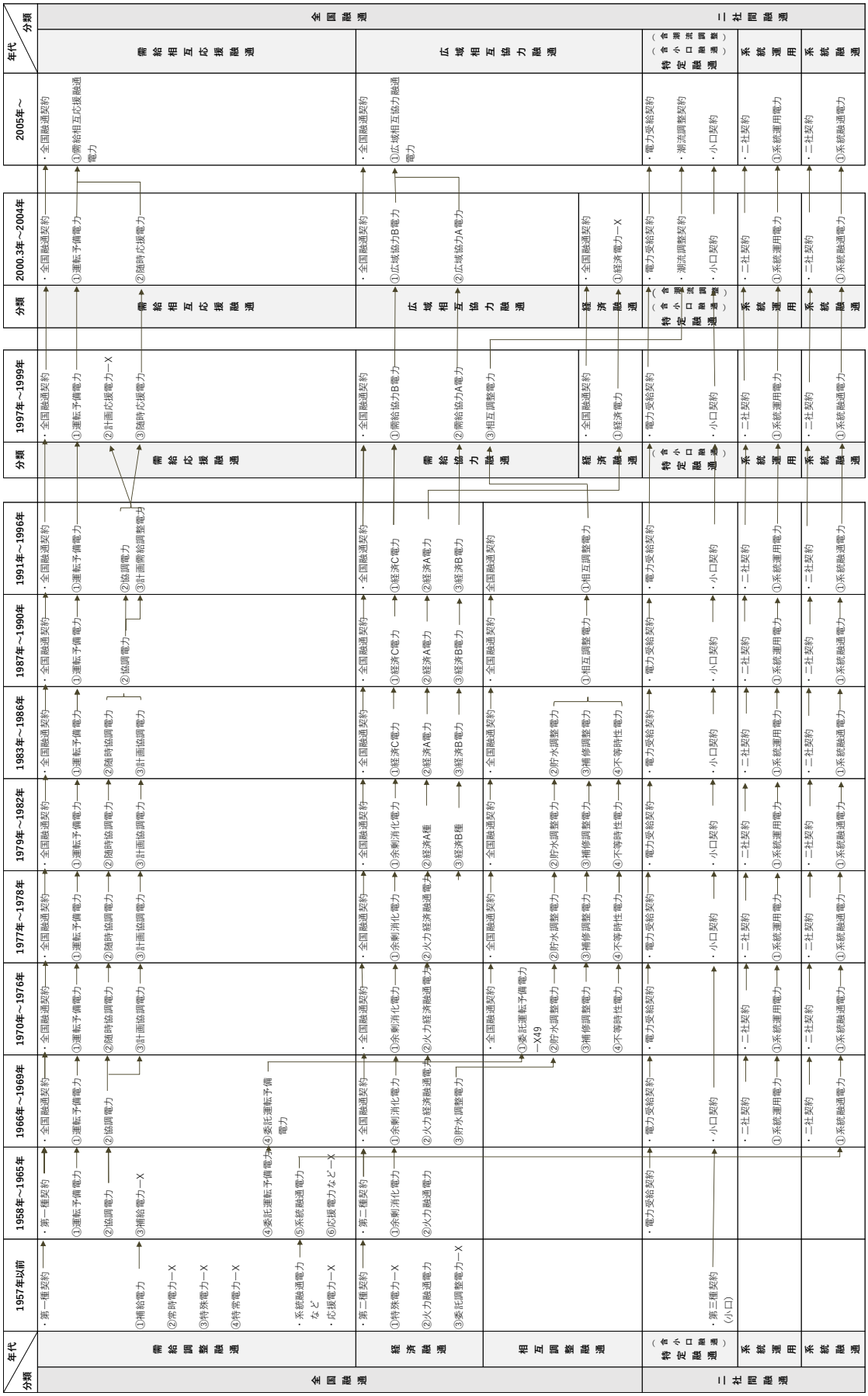
1990 年代に入ると、エネルギー需要の増加や地球環境問題、電源立地に関する課題が浮き彫りになった。こうした中で、需給ひっ迫への機動的な対応を可能とする全国融通の枠組みが新たに設定されたほか、広域的電源開発・連系系統強化がさらに進められ、これらを活用する特定融通は大きく増加した。

[20] 本段落を含め、2.2 節の記述は参考文献[21]56 ページ以降を参照した。

1995 年には電気事業法が改正され、発電部門の自由化が始まり、全国融通は国の認可制から非規制事項となった。この機に全国融通の体系が見直され、広域運営の観点からの協力に関する融通と、市場原理に基づいて行われる融通とに大別する再整理が行われた。

その後、1999 年及び 2004 年電気事業法改正による小売部門の部分自由化や発電部門のさらなる自由化、全国大の卸電力取引市場の整備などを踏まえ、電力融通も公平性や透明性が求められるようになった。全国融通は事前に卸電力取引所を活用し、全国融通以外に需給の不一致の解消すべき手段が残されていない場合に行うこととなり、2005 年 4 月以降の運用は送配電部門のルール策定・監視等を行う中立機関（ESCJ）で実施することとなった。また、経済融通は卸電力取引所の開設に伴い、2005 年 3 月末で廃止されている。

図 23　中央電力協議会以降の電力融通スキームの変遷



（出典）参考文献[21]p61 第 2-1-1 表を基に自然エネルギー財団作成

表 10　1970 年と 2005 年の電力融通種別の整理

	内容	種別名称（1970 年時点）	種別名称（2004 年時点）
全国融通	主に、日々の需給状況に応じて供給の安定と経済運用をはかるための融通 （1970 年度以降は、年度計画など計画的な需給不均衡の是正のための融通も全国融通となる。）	**需給調整融通** ・ 運転予備電力：各社の運転予備力を利用して事故や需要急増など突発的な供給力不足に対応する電力 ・ 随時協調電力：全国的な需給ひっ迫時対応電力 ・ 計画協調電力：計画的な需給不均衡を是正するための電力	**需給相互応援融通** ・ 運転予備電力：左同 ・ 随時応援電力：随時協調電力と同じ
		経済融通 ・ 余剰消化電力：水力発電所の余剰電力を広域で消化する電力 ・ 火力経済融通電力：火力発電所の燃料費や起動費の違いを考慮した融通電力	**経済融通** ・ 経済電力：発電所の経済性のみを考慮した融通電力
		相互調整融通 貯水調整電力、補修調整電力、不等時性電力、委託運転予備力	**広域相互協力融通** 広域協力電力
一社間融通	主に、広域的な電源開発、隣接会社の接じょう帯における融通	特定融通（電力受給契約など）	特定融通 （電力受給契約/潮流調整契約など）
		系統運用電力	左同
		系統融通電力	左同

（出典）参考文献[21]第 2-1-1 表、第 2-1-2 表、p56-73 を基に自然エネルギー財団作成

参考文献

[1] 資源エネルギー庁「第 6 次エネルギー基本計画（令和 3 年 10 月）」, 2021 年 10 月,
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/past.html （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[2] 電力広域的運営推進機関（OCCTO）広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会, https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/ （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[3] OCCTO「広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）の策定について」, 2023 年 3 月,
https://www.occto.or.jp/news/kouikikeitou_chokihoushin_230329_choukihoushin_sakutei.html
（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[4] OCCTO「広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）別冊（資料編）」, 2023 年 3 月, P75,
https://www.occto.or.jp/assets/kouikikeitou/chokihoushin/files/chokihoushin_23_01_02.pdf
（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[5] OCCTO「広域系統整備計画」, https://www.occto.or.jp/institution/kouikikeitou/seibikeikaku/
（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[6] 地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会「中間報告書」, 2012 年 4 月

[7] 経済産業省総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力需給検証小委員会（第 13 回）「東京中部間連系設備（FC）300 万 kW への増強に関する技術的検証結果について（電力広域的運営推進機関）」, 資料 6, 2015 年 10 月

[8] OCCTO「東北東京間連系線に係る計画策定プロセス」,
https://www.occto.or.jp/institution/kouikikeitou/seibikeikaku/tohokutokyo.html （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[9] 経済産業省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および産業構造審議会保安・消費生活用製品安全分科会電力安全小委員会合同電力レジリエンスワーキンググループ 「電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめ」, 2018 年 11 月,
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/resilience_wg/20181127_report.html
（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[10] OCCTO「業務規程（令和 8 年 8 月 1 日変更）」,
https://www.occto.or.jp/assets/occto/article/index/gyoumukitei2608.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[11] OCCTO「東京中部間連系設備に係る広域系統整備計画（2021 年 8 月変更）」, 2021 年 8 月, p6,
https://www.occto.or.jp/assets/kouikikeitou/seibikeikaku/tokyochubu/files/FC_20210804.pdf
（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[12] OCCTO「北海道本州間連系設備に係る広域系統整備計画（2024 年 2 月変更）」, 2024 年 2 月, p5,
https://www.occto.or.jp/assets/kouikikeitou/seibikeikaku/kitahon/files/hokkaidohonsyu_20240221.pdf
（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[13] OCCTO 広域系統整備委員会（第 77 回）「中西地域の広域連系系統に係る計画策定プロセス－中部関西間連系線に係る実施案及び事業実施主体の決定ほか－」, 資料 2, 2024 年 3 月, p37,
https://www.occto.or.jp/assets/kouikikeitou/seibikeikaku/chubukansai/files/20240628_seibikeikaku.pdf
（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[14] 経済産業省告示「広域系統整備計画の届出に係る費用の概算額の算定方法及びその負担の方法の基準を定める件の一部を改正する告示」, 令和 5 年 3 月 31 日経済産業省告示第 36 号, 2023 年 3 月

[15] OCCTO「東北東京間連系線に係る広域系統整備計画」, 2021 年 5 月 ,p7 および p11,
https://www.occto.or.jp/assets/kouikikeitou/seibikeikaku/tohokutokyo/files/210519_tohokutokyo_seibikeikaku.pdf
（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[16] OCCTO「中国九州間連系設備に係る広域系統整備計画」, 2025 年 10 月, p6 および p8, https://www.occto.or.jp/assets/kouikikeitou/seibikeikaku/kanmon/files/20251015_seibikeikaku.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[17] OCCTO「北海道本州間連系設備（日本海ルート）に係る広域系統整備計画基本要件及び受益者の範囲の決定について」, 2024 年 4 月, p6, https://www.occto.or.jp/assets/kouikikeitou/seibikeikaku/higashi-area/files/240403_kihounyouken.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[18] OCCTO 広域系統整備委員会（第 94 回）「中西地域の広域連系系統に係る計画策定プロセス－中部関西間連系線に係る実施案及び事業実施主体の決定ほか－」, 資料 1-2, 2025 年 10 月, https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/kouikikeitouseibi/2025/files/seibi_94_01_02.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[19] OCCTO「東地域の連系線増強に係る計画策定プロセスの進め方について（2025 年 12 月 24 日更新）」, https://www.occto.or.jp/news/kouikikeitou_seibikeikaku_higashi-area_sumekata.html （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[20] 経済産業省 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 電力システム改革の検証を踏まえた制度設計ワーキンググループ「電力システム改革の検証を踏まえた制度設計 WG とりまとめ」, 2026 年 3 月, p117, https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/jisedai_kiban/system_design_wg/pdf/20260317_1.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[21] 中央電力協議会「電力の広域運営 50 年のあゆみ」, 2009 年 2 月

[22] 電源開発３０年史編纂委員会「電発 30 年史」, 1984 年 4 月

[23] 電気事業連合会技術開発部「中央電力協議会 58 年の記録」, 2016 年 9 月

[24] 電力系統利用協議会「各電力会社間連系線に係わる調査結果」, 平成 16 年電力系統関連設備形成等調査　今後の我が国の連系系統の在り方に資する調査, 第 2 部第 3 章, 2005 年 3 月

[25] 一般社団法人電力系統利用協議会「電力系統利用協議会 11 年の軌跡」, 2015 年 3 月

[26] 電力広域的運営推進機関「電力需給及び電力系統に関する概況　2024 年度の実績」, 2025 年 9 月

[27] 電力広域的運営推進機関「新着情報」, https://www.occto.or.jp/（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[28] 電力広域的運営推進機関「系統情報サービス」, https://occtonet3.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[29] UK Government, “Electricity networks: transmission acceleration action plan”, November 2023, https://www.gov.uk/government/publications/electricity-networks-transmission-acceleration-action-plan （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[30] Office of Gas and Electricity Market (Ofgem), “Interconnector Cap and Floor Regime Handbook”, December 2024, https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-12/Interconnector_Cap_and_Floor_Regime_Handbook_Updated_Version.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[31] Ofgem, “Accelerated Strategic Transmission Investment Guidance And Submission Requirements Document”, August 2023, https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-08/Accelerated%20Strategic%20Transmission%20Investment%20Guidance%20And%20Submission%20Requirements%20Document.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[32] UK Government, “British energy security strategy”, April 2022, https://www.gov.uk/government/publications/british-energy-security-strategy/british-energy-security-strategy （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[33] Ofgem, “Decision on the development of early competition in onshore electricity transmission networks”, March 2022, https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2022-03/Early%20Competition%20Decision%20Final.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[34] Department for Energy Security and Net Zero, “Community Funds for Transmission Infrastructure: Guidance”, November 2025, https://assets.publishing.service.gov.uk/media/692826dace50d215cae960f2/community-funds-for-transmission-infrastructure-2025.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[35] Eastern Green Link 2, “First awards from Eastern Green Link 2 Peterhead Local Fund to deliver over £420,000 for local communities”, November 2025, https://www.easterngreenlink2.co.uk/article/first-awards-eastern-green-link-2-peterhead-local-fund-deliver-over-ps420000-local （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[36] Department for Energy Security and Net Zero and Great British Energy, “Great British Grid to speed up connections and cut bills,” 29 September 2026, accessed on 16 October 2026, https://www.gov.uk/government/news/great-british-grid-to-speed-up-connections-and-cut-bills

[37] Great British Energy, “Great British Energy Strategic Plan,” December 2025, accessed on 16 October 2026, https://www.gbe.gov.uk/strategic-plan-2025-html

[38] バーデン＝ヴュルテンベルク州環境・気候・エネルギー産業省、”Vorhaben in Deutchland“, https://um.baden-wuerttemberg.de/de/klima-energie/energiewende/versorgungssicherheit/netzausbau/netzausbauvorhaben-in-bw/vorhaben-in-deutschland （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[39] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, “Grid expansion”, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/electricity-grids-of-the-future-02.html （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[40] Bundesnetzagentur, “Bundesnetzagentur and grid expansion”, https://www.netzausbau.de/EN/Englisch-node.html （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[41] Bundesnetzagentur, “Bundesnetzagentur update for investors on the new regulations for electricity TSOs”, January 2026, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/21_01/Webcast-20260121-BNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=4 （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[42] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, “Public Dialogue”, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/public-dialogue.html （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[43] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, “The Energy of the Future 8th Monitoring Report on the Energy Transition – Reporting Years 2018 and 2019”, February 2021, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-energy-of-the-future-8th-monitoring-report.pdf?__blob=publicationFile&v=1 （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[44] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, “Contract signing for the federal government's entry into TenneT Germany”, February 2026, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2026/02/20260203-contract-signing-for-the-federal-government-s-entry-into-tenne-t-germany.html （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[45] KfW, “Contract signing for the Federal Government's entry into TenneT Germany”, February 2026, https://www.kfw.de/About-KfW/Newsroom/Latest-News/News-Details_879680.html （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[46] U.S. Department of Energy, “Grid Resilience and Innovation Partnerships (GRIP)“, https://www.energy.gov/oe/grid-resilience-and-innovation-partnerships-grip （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[47] U.S. Department of Energy, “Speed to Power through Accelerated Reconductoring and other Key Advanced Transmission Technology Upgrades (SPARK)”, https://www.energy.gov/oe/speed-power-through-accelerated-reconductoring-and-other-key-advanced-transmission-technology （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[48] U.S. Department of Energy, “Transmission Facilitation Program”, https://www.energy.gov/oe/transmission-facilitation-program （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[49] U.S. Department of Energy, “Transmission Facilitation Program”, https://www.energy.gov/edf/transmission-facilitation-program （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[50] U.S. Department of Energy, “Transmission Facilitation Program Selections”, https://www.energy.gov/edf/transmission-facilitation-program-selections （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[51] Southline Transmission Project, “Southline Transmission Project“, https://southlinetransmission.com/ （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[52] Transcanyon, “Cross-Tie Transmission Line", https://www.transcanyon.com/projects/Cross-Tie-Transmission-Line/default.aspx （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[53] John Dalton, “National Grid no longer pursuing the Twin States Clean Energy Link”, Power Advisory, March 2024, https://www.poweradvisoryllc.com/reports/national-grid-no-longer-pursuing-the-twin-states-clean-energy-link （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[54] Paula Tracy, “National Grid Pulls Plug On Twin States Energy Project Disappointing Sununu”, Institute for Nonprofit News, March 2024, https://indepthnh.org/2024/03/04/national-grid-pulls-plug-on-twin-states-energy-project-disappointing-sununu/ （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[55] Idaho Power, “SWIP-North - About the Project”, https://www.idahopower.com/about-us/energy/planning-and-electrical-projects/current-projects/swip-north/ （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[56] Avangrid, “Avangrid Awarded $425M Federal Capacity Contract for Maine Transmission Project”, October 2024, https://www.avangrid.com/w/avangrid-awarded-425m-federal-capacity-contract-for-maine-transmission-project （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[57] Maine Public Utilities Commission, “Request for Proposals for Renewable Energy Generation and Transmission Projects Pursuant to the Northern Maine Renewable Energy Development Program”, https://www.maine.gov/mpuc/regulated-utilities/electricity/rfp-awarded-contracts/2025-00361 （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[58] Pattern Energy, “Southern Spirit Transmission”, https://patternenergy.com/projects/southern-spirit-transmission/ （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[59] U.S. Department of Energy, “National Interest Electric Transmission Corridor Designation Process”, https://www.energy.gov/oe/national-interest-electric-transmission-corridor-designation-process （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[60] U.S. Department of Energy, “Energy Secretary Announces Cancellation of Three Proposed National Interest Electric Transmission Corridor”, August 2026, https://www.energy.gov/articles/energy-secretary-announces-cancellation-three-proposed-national-interest-electric （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[61] U.S. Department of Energy, “National Interest Electric Transmission Corridor Designation Process”, https://www.energy.gov/oe/national-interest-electric-transmission-corridor-designation-process （アクセス日：2026 年 6 月 9 日）

[62] U.S. Department of Energy, ”Frequently Asked Questions on the Transmission Siting and Economic Development Grants Program”, https://www.energy.gov/oe/frequently-asked-questions-transmission-siting-and-economic-development-grants-program （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[63] U.S. Department of Energy, “Grid and Transmission Program Conductor”, https://www.energy.gov/oe/grid-and-transmission-program-conductor （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[64] U.S. Department of Energy, Grid Deployment Office (GDO), “Grid Deployment Office: August Newsletter”, August 2024, https://www.linkedin.com/pulse/grid-deployment-office-august-newsletter-doe-grid-deployment-office-pdgme （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[65] David E. Hess, “PUC Awarded $4.6 Million DOE Grant To Improve Siting Process For High-Voltage Electric Transmission Lines”, PA Environment Digest, September 2024, http://www.paenvironmentdigest.com/newsletter/default.asp?NewsletterArticleID=61368&SubjectID=20 （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[66] Michigan Department of Labor & Economic Opportunity, “Lt. Gov. Gilchrist Announces Over $107 Million in Funding Commitments to Build Michigan’s Infrastructure Workforce”, https://www.michigan.gov/leo/news/2025/05/28/gilchrist-announces-funding-commitments-to-build-michigans-infrastructure-workforce （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[67] OK Energy Today, “Transmission line development leads to $60 million in federal grants to Guymon”, July 2024, https://okenergytoday.com/2024/07/transmission-line-development-leads-to-60-million-in-federal-grants-to-guymon/ （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[68] European Commission, “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Grids, the missing link - An EU Action Plan for Grids”, November 2023, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023DC0757 （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[69] European Commission, “EU Action Plan for Grids", November 2023, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/876888/Factsheet_EU%20Action%20Plan%20for%20Grids.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[70] European Commission, “Commission notice on a guidance on anticipatory investments for developing forward-looking electricity networks (C/2025/3179)”, June 2025, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:C_202503179 （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[71] European Commission, “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: 'European Grids Package'”, December 2025, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52025DC1005（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[72] European Commission, “A Pact for Engagement: Ensuring early, regular and meaningful stakeholder engagement in grid development”, November 2023, https://energy.ec.europa.eu/document/download/65ffb0ca-928e-4746-adac-74c8f918c7f3_en?filename=Pact%20for%20Engagement%202023.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[73] European Commission, “Public acceptance and stakeholder engagement”, https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/public-acceptance-and-stakeholder-engagement_en （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[74] European Commission, “Pact for Engagement: Ten Guiding Principles for early Public Engagement for the Development of Energy Infrastructure Projects”, November 2024, https://circabc.europa.eu/ui/group/8f5f9424-a7ef-4dbf-b914-1af1d12ff5d2/library/dc9c2172-1bc4-460d-b609-b1b5d4588a1a/details （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[75] European Commission, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) and Renewables Grid Initiative, “Roadmap towards Public Engagement Plans”, May 2026, https://webgate.ec.europa.eu/circabc-ewpp/d/d/workspace/SpacesStore/b06ed6aa-f79f-491d-a75f-dc1730e36e74/download （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[76] European Commission, “Connecting Europe Facility 2021-2027 adopted”, July 2021, https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/connecting-europe-facility-2021-2027-adopted-2021-07-20_en （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[77] Eirgrid, “Celtic Interconnector: TEN-E Regulation Pre-Application Notification”, December 2018, https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/Celtic-Interconnector-Project-Pre-Application-Notification-from-EirGrid-to-Competent-Authority.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[78] Eirgrid, “Celtic Interconnector: Volume 2B Public and Landowner Consultation Report Prepared in accordance with Article 9(4) of the TEN-E Regulation (No. 347/2013)”, July 2021, https://www.eirgridcelticinterconnector.ie/planning-and-environmental-documents/Volume-2B_Public-and-Landowner-Consultation-Report_Article-9%284%29-of-TEN-E-Regulation_Celtic-Interconnector_July-2021.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[79] 電源開発３０年史編纂委員会「電発 30 年史」p272，1984 年 4 月

[80] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構「次世代洋上直流送電システム開発事業」, https://www.nedo.go.jp/activities/ZZJP_100110.html（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[81] 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構「多用途多端子直流送電システムの基盤技術開発」, https://www.nedo.go.jp/activities/ZZJP_100183.html（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[82] 東芝ニュースリリース（2012 年 12 月 7 日）「イタリア送電会社テルナ社からの直流送電(HVDC)システム建設工事の受注について」，https://www.global.toshiba/jp/news/corporate/2012/12/pr0701.html（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[83] 住友電工プレスリリース（2025 年 12 月 11 日）「英国送電会社向け 525kV 直流 XLPE ケーブルプロジェクト『Sea Link』受注」，https://sumitomoelectric.com/jp/press/2025/12/prs158（アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

[84] 総務省・経済産業省「ワット・ビット連携官民懇談会取りまとめ 1.0」，2025 年 7 月, https://www.meti.go.jp/shingikai/economy/watt_bit/pdf/20250612_1.pdf （アクセス日：2026 年 9 月 30 日）

地域間連系線の整備プロセスに関する分析
新規投資を促す制度設計への示唆

2026年11月

公益財団法人 自然エネルギー財団
〒105-0001　東京都港区虎ノ門1-10-5　KDX虎ノ門一丁目ビル 11F　TEL：03-6866-1020（代表）

info@renewable-ei.org
www.renewable-ei.org