

海底直流送電の導入に向けて メーカーヒアリング等を踏まえた課題の整理

2021年5月17日

資源エネルギー庁

1. 第1回、第2回の振り返り
2. 検討会等で挙げられた課題

第1回、第2回の振り返り

- 第1回の本検討会では、直流送電に関する基本事項や技術動向のほか、日本の海底環境の特徴について議論を行った。
- 第2回の本検討会では、日本国内にて実績があるメーカーに対して、整備の実現に向けた見通しや課題についてヒアリングを行った。

(参考) 第1回と第2回の議論事項

- 海底直流送電の導入に向けて（事務局）
- 直流送電の基本事項（事務局）
- 国内の海底直流送電による地域間連系（電発送変電NW）
- 日本の海底環境の特徴（産総研）
- 直流送電に関する技術動向（NEDO）
- 関連メーカーへのヒアリング
 - ・ 三菱電機株式会社
 - ・ 東芝エネルギーシステムズ株式会社
 - ・ 株式会社日立製作所
 - ・ 古河電気工業株式会社
 - ・ 住友電気工業株式会社

1. 概要
2. 長距離海底直流送電の整備に向けた課題整理

長距離海底直流送電の整備に向けた課題

- これまでの本検討会での議論やヒアリング等を踏まえ、長距離海底直流送電の整備に向けて、大きく分けて以下の5つの課題があると考えられる。
 - ① 製造設備等への投資の必要性
 - ② 海域の先行利用者との関係
 - ③ 占用等に係る許認可
 - ④ 技術開発の必要性
 - ⑤ 整備事業者のファイナンス
- 漁業協調の考え方については本日の議題として、海洋産業研究会へのヒアリングを通じて、さらに理解を深めていく。

整備に向けた課題①：製造設備等への投資の必要性

- 早期に長距離海底直流送電を整備するためには、国内での製造には、大規模な製造設備や試験設備、大型の敷設船が必要である。
- 特に試験設備や敷設船については、現在想定される国内案件の規模に対しては、実稼働期間が限定的であるため、メーカーが個社毎に保有することは非効率となることが想定される。
- メーカー各社からは、早期かつ効率的に整備するための対策の必要性が示された。
 - ①前もった投資を判断するための長期見通しの提示
 - ②設備投資に向けた支援措置
 - ③試験設備や船舶等の共同利用、共同保有
 - ④複数メーカーの設備の協調（マルチベンダー化）のための技術開発

第2回 長距離海底直流送電の整備に向けた検討会 資料5 (2021年4月30日)

弊社からのお願い

- 計画の早期実現と諸課題の解決に向け、ユーザとメーカーが協働したプロジェクト体制の構築
- 個社で保有・維持が困難な大型試験設備の整備と、検証（認証）の専門機関創立に向けた産学官一体の検討推進
- コンパクト化、コスト低減、工期短縮を実現するための開発・設備投資へのご支援

第2回本検討会 資料8

欧州ケーブルメーカーの大型敷設船



欧州メーカーは大型布設船を複数隻保有運用。欧州市場の拡大を見据え、各社とも積載量10,000クラスの新鋭大型敷設船を建造。

(参考) 欧州の市場規模

- 今後も直流送電の整備が多く予定され、欧州メーカーは製造設備の増強が可能となる。

イギリス国内連系

Western HVDC Link

(スコットランドウェールズ間)

- ・容量：2200MW
- ・海底ケーブル：385km

HVDC Moyle

(スコットランド北アイルランド間)

- ・容量：500MW
- ・海底ケーブル：55km

イギリス国際連系

HVDC Cross-Channel

(フランス間)

- ・容量：2000MW
- ・海底ケーブル：46km

Nemo Link

(ベルギー間)

- ・容量：1000MW
- ・海底ケーブル：130km

BritNed

(オランダ間)

- ・容量：1000MW
- ・海底ケーブル：250km

Viking link

(デンマーク間2024年運用開始予定)

- ・容量：1400MW
- ・海底ケーブル：630km

ノルウェー国際連系

NorthConnect

(イギリス間、2022年運用開始予定)

- ・容量：1400MW
- ・海底ケーブル：650km

North Sea Link

(イギリス間、2021年運用開始予定)

- ・容量：1400MW
- ・海底ケーブル：720km

NorNed

(オランダ間)

- ・容量：700MW
- ・海底ケーブル：580km

Nord Link

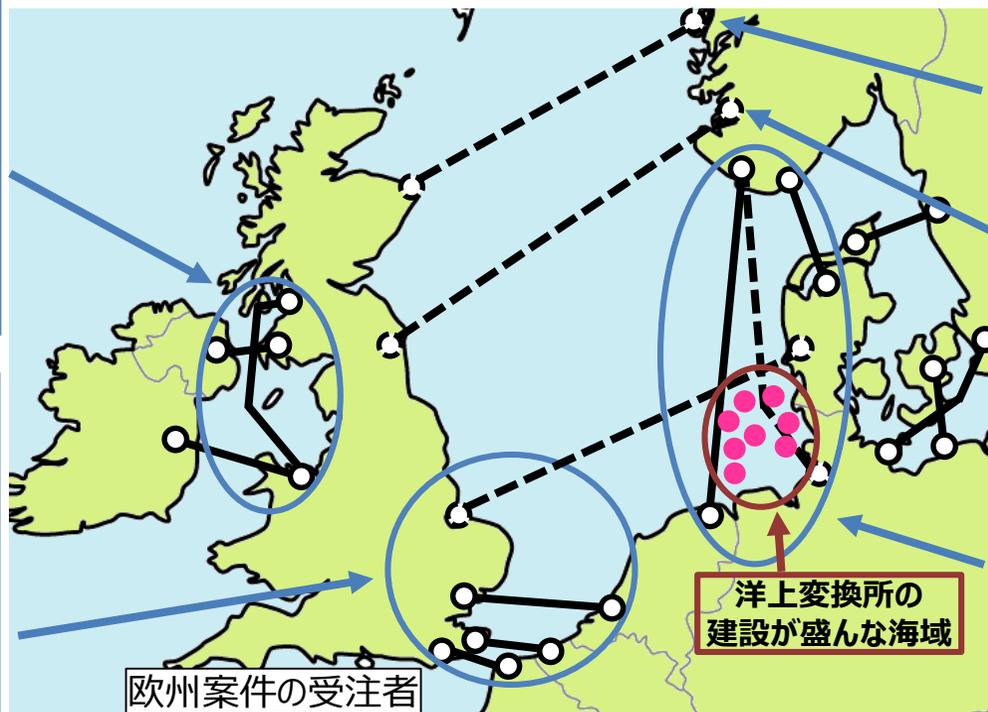
(ドイツ間、2021年運用開始予定)

- ・容量：1400MW
- ・海底ケーブル：516km

Skagerrak

(デンマーク間)

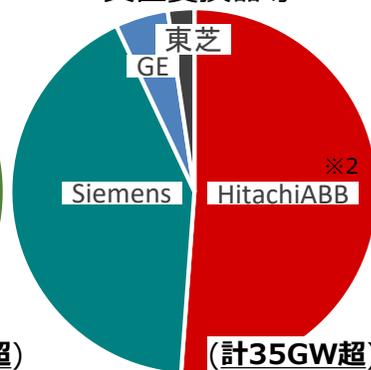
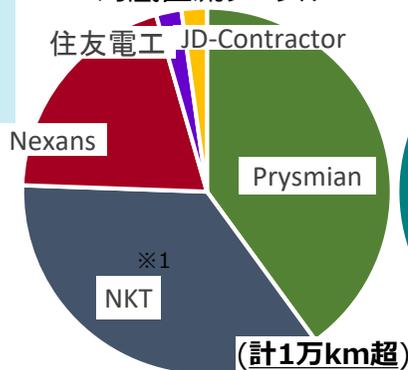
- ・容量：1632MW
- ・海底ケーブル：127km



欧州案件の受注者

海底直流ケーブル

交直変換器等



欧州において2000年以降に使用開始又は建設中の海底直流送電による連系設備及び洋上変換所の設備約40案件を調査

※1 ABB及びNKTの合計

※2 ABB及びHitachiABBの合計

(参考) 洋上変電所との連系

- 北海を中心に整備が進んでいる洋上の変換所から陸上の連系においても、海底直流送電が利用されており、今後も数多くの建設が進む。

Dolwin3 (運転開始済)

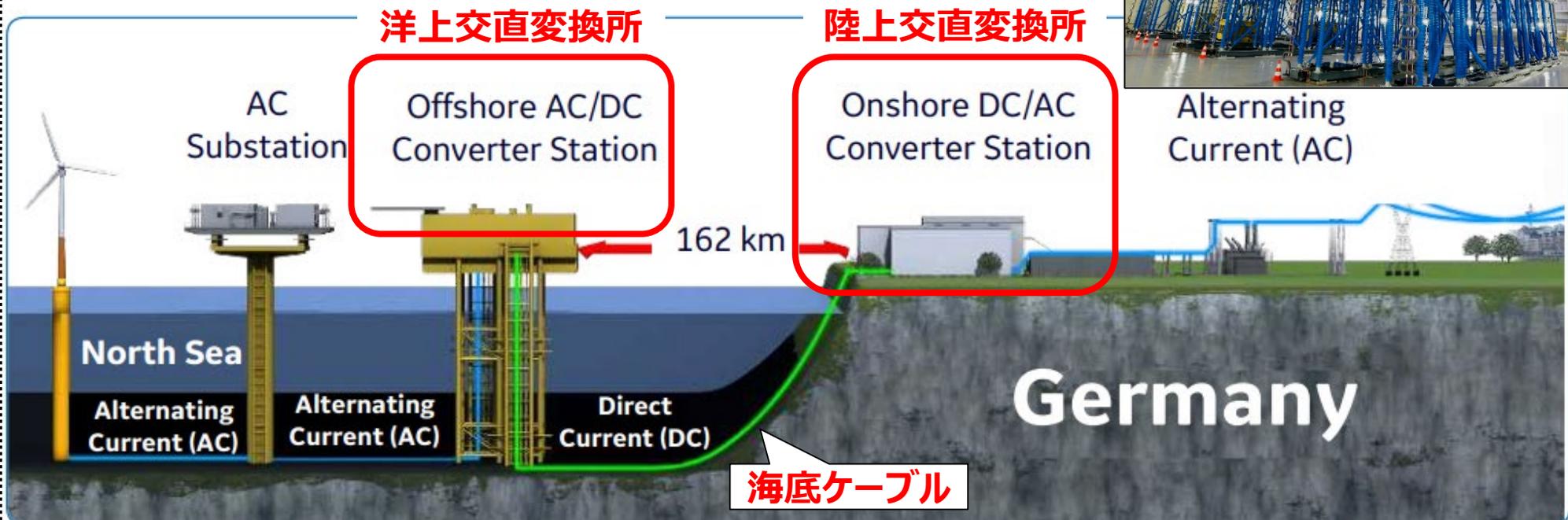
交直変換器等：

GE社 320kV 900MW

ケーブル等：

Prysmian社 約160km

洋上交直変換所内の
GE社の交直変換器



<https://www.gegridsolutions.com/products/applications/hvdc/hvdc-vsc-dolwin3-case-study-en-2018-11-grid-pea-0578.pdf>

<https://www.ewind.es/2020/11/18/high-voltage-on-the-high-seas-huge-north-sea-station-will-allow-germany-to-capture-more-wind-power/78187>

(参考) 国内市場規模

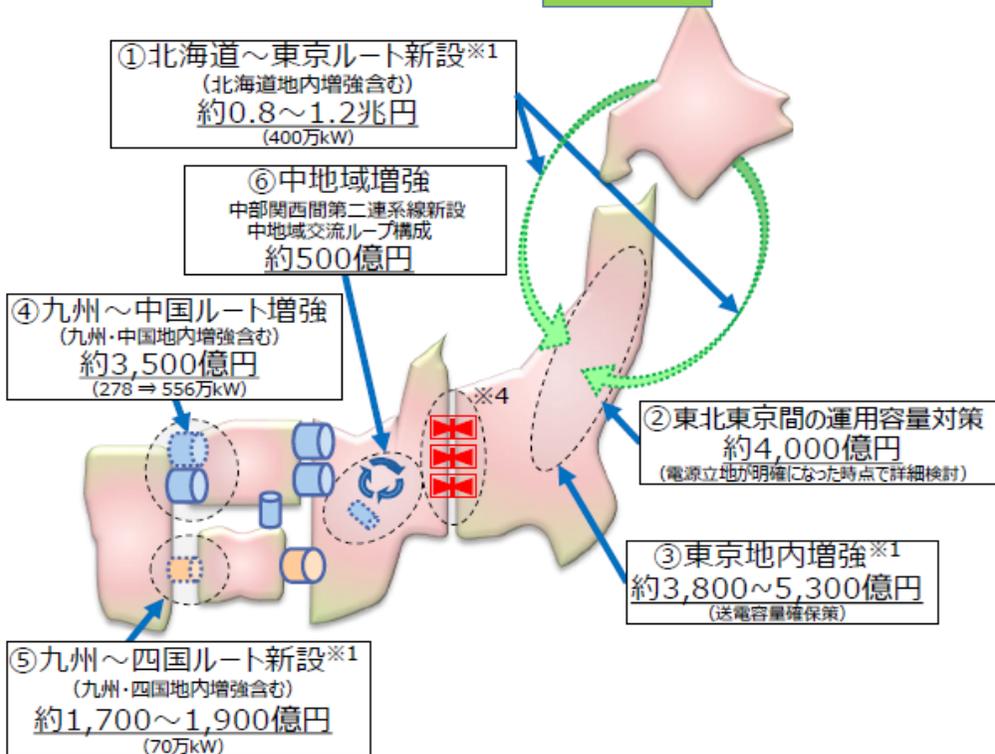
- 日本では、洋上風力の導入規模に応じて、北海道から本州へのルートや四国から九州へのルートの海底直流送電の整備の可能性がある。
- 加えて、将来的には浮体式洋上変電所の導入によって、洋上変電所から陸上の連系においても、海底直流送電によって整備されることが期待される。

マスタープランの中間整理案

第9回 広域連系システム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 資料 (2021年4月28日)

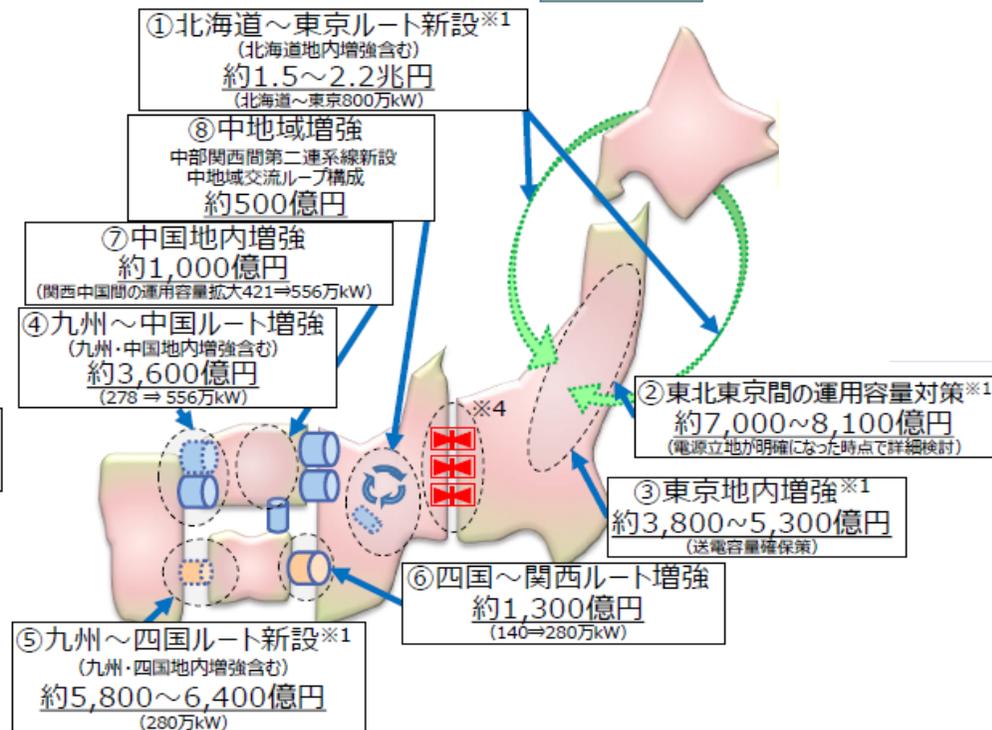
電源偏在シナリオ (30GW)

再エネ比率
37%



電源偏在シナリオ (45GW)

再エネ比率
42%



(参考) 海外との仕様等の違い

- 海外と比較して、土地や輸送の制約のほか、日本固有の台風や地震等といった系統信頼性を背景とした仕様等の違いがある。
- さらに、海外では洋上風力等の導入拡大に伴い、直流送電の案件数が多いため、製造コストの低減が進んでいる。

日本特有の環境・条件に対応した製品・システム提供

第2回本検討会 資料5

日本特有の環境・条件

- ✓ 世界有数の地震国であり、過去の災害経験に基づいた規格だけによらない様々な配慮事項が求められる
(この配慮により東日本大震災や北海道胆振東部地震においてもHVDC機器は耐えられた)
- ✓ 用地確保が容易ではなく、コンパクトな設備形成が求められる。建屋も必要最低限に抑えられる傾向にあり、屋外仕様機器が多い。また、輸送制約への配慮が必要
- ✓ 気候変化に富んでおり、台風や落雷、降雪など厳しい気象条件にさらされる
- ✓ 大規模停電やその長期化の回避に寄与するシステムやサービス体制を提供する必要がある

飛騨信濃周波数変換設備：東日本大震災など緊急時の50-60Hz間の電力融通確保
24時間オンコール体制：設備停止時間を極小化するための24時間オンコール体制の構築・維持

第2回本検討会 資料6

国内でプロジェクト費用が上昇する要因

※これらは純粋な比較であり、優劣等を意味しない。

HITACHI
Inspire the Next

HVDC プロジェクト(送電ケーブルのスコープ除く)において、国内プロジェクトの費用が海外と比較して増加する主要因を以下に挙げる

- ✓ 考え方の違い:
例えば海外では国際標準規格(IEC etc.)の適用と機器設計の標準化が進んでおり、標準化された機器を組み合わせることでシステム設計(電気設計、ハード設計)を行うことでプロジェクト期間の短縮、コストダウンを図っている。国内仕様が特殊になる要因として狭い国土、台風、豪雪、耐震仕様など避けられない要因もあるが、極力特殊仕様を排除することがコストダウンに繋がると考えられる。
また国内では、サプライヤには非常に詳細なレベルの技術的説明とエビデンスが求められ、また他のオプションとの比較検討等によりこの設計がベストだという検証も求められる(そのため何種類かの試設計を行う)。実績等による説明は認められない。
- ✓ プロジェクト期間:
様々な要因により、エンジニアリング期間、試運転期間等が長く、トータルプロジェクト期間が長くなる。
- ✓ 規格:
海外規格もある程度受け入れられてきているが、基本的に国内規格が優先であり、法規(電技)でも国内規格遵守規定がある。
- ✓ 特殊仕様:
国内独特の仕様(制御保護のB402、変圧器の分解輸送や特別三相など多岐)があり、海外で標準的に使われている仕様は適用できない。
- ✓ 土木・建築
国内特有の耐震要求等を考慮しても、海外プロジェクトより相当高コストと思われる。

第2回本検討会 資料4



サマリー

- ✓ 海外メーカーとの導入時の製品単価水準に差が生じる要因には、2つの理由があると想定

品質水準の差

- ✓ 国内メーカーは、電力品質を重要視する国内において、適切な製品単価を維持しつつ、品質を向上させることで、製品ライフサイクルを通じた全体(停電時の経済損失含)でのコスト低減を実現してきた。
- ✓ 国内電力系統に求められる高信頼度と、メンテナンスの際に性能維持にコスト低減が図れる機器を提供してきた結果、国内外メーカーにおいて導入時の製品単価水準に差が生じていると想定。
- ✓ 今後も、国内の産業活動を維持していくためには、電力品質維持は必須であると考え。

物量の差

- ✓ 欧米市場は多国間連携、洋上風力接続等のニーズから長距離直流送電の需要が継続的に多い。
- ✓ それにより、海外メーカーは購入物量をベースとした安価なサプライチェーン構築(自国内外)、計画的な設備投資が可能となり、製品コスト低減を図っていると想定。

以降の slides で国内外における「品質水準の差」「物量差」について説明する。

(参考) 規格や輸送の制約

- 海外メーカー製の日本への交直変換器の導入は、国内規格への対応や保守体制の構築が必要となる。
- また、道路等の制約により、大型設備を分解して輸送する必要がある。

日本特有の環境・条件に対応した製品・システム提供

第2回本検討会 資料5

日本特有の環境・条件

- ✓ 世界有数の地震国であり、過去の災害経験に基づいた規格だけによらない様々な配慮事項が求められる
(この配慮により東日本大震災や北海道胆振東部地震においてもHVDC機器は耐えられた)
- ✓ 用地確保が容易ではなく、コンパクトな設備形成が求められる。建屋も必要最低限に抑えられる傾向にあり、屋外仕様機器が多い。また、輸送制約への配慮が必要

(参考) 海外での変圧器輸送事例

HITACHI
Inspire the Next

NordLink プロジェクトにおける変圧器輸送(225t、ノルウェー側)



<https://www.youtube.com/watch?v=JTKlxvp40Qc>

国内では道路の輸送制限により、HVDC サイトへの 200 t クラスの輸送はほぼ不可能。
橋の補強等も相当困難。(海外では橋の補強は変圧器のコストアップと比較し相当低コスト)

整備に向けた課題②：海域の先行利用者との関係

- 海底直流送電の実現に向けては、海域の先行利用者との協調が必要となる。
- 長距離となれば、関係する先行利用者が多くなることから、地域との合意形成が長期化すると想定される。



第1回本検討会 資料6 (2021年3月15日)

7) 工事の留意事項 (続き)

[海底ケーブル布設] ②

項目	内容
許認可	<ul style="list-style-type: none">・ 施工、設置にあたり許認可申請・届出が必要 工事計画申請（経済産業省）、海上工事届出（海上保安庁）、国有財産法等による占用申請（都道府県）、海岸法（都道府県）等
漁業関係者協議	<ul style="list-style-type: none">・ 布設ルート近傍で操業する漁業者（漁協）に対し工事計画（調査工事も同様）を説明し合意を得たのち、操業への影響について協議を実施、工事实施の合意を得る・ 協議期間は一定程度の裕度を考慮
ケーブル布設	<ul style="list-style-type: none">・ 試航により作業計画、作業行程、海底地質及び作業・警戒体制を確認・ 布設開始日は布設期間中の天候を予測し決定・ 布設中は適切な張力でケーブルを布設するため、流速を考慮のうえ船速、ケーブル張力、送り出し速度及び入水角等を総合的に管理
ケーブル防護	<ul style="list-style-type: none">・ ケーブルの外傷防止及び移動等による損傷防止のため、水深、海底地質、堆積厚、漁業形態、船舶運航などを考慮し、適切なケーブル防護方法・工法を選定・ 埋設を基本として、岩盤部ではプレトレンチ掘削や防護管設置・ 通信線との交差箇所の施工については通信事業者と協議
保守・点検	<ul style="list-style-type: none">・ ROVや潜水士による目視点検を実施。特に非埋設部についてはケーブル布設状況を確認し、必要によりケーブル保護対策等を実施

(参考) 漁業関係者協議の期間

- 北本連系設備と阿南紀北連系設備では、約3～5年程度を要している。

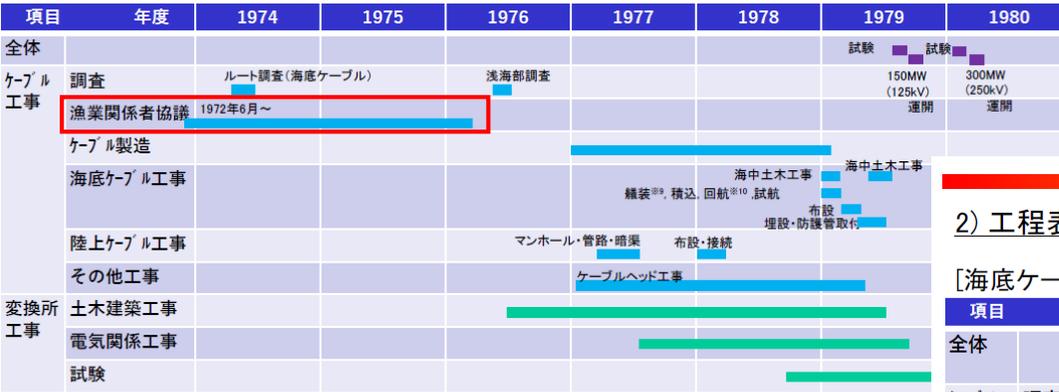
第1回本検討会 資料6



2) 工程表

北本直流連系設備

[海底ケーブル(Aケーブル)・変換所(第1極)]



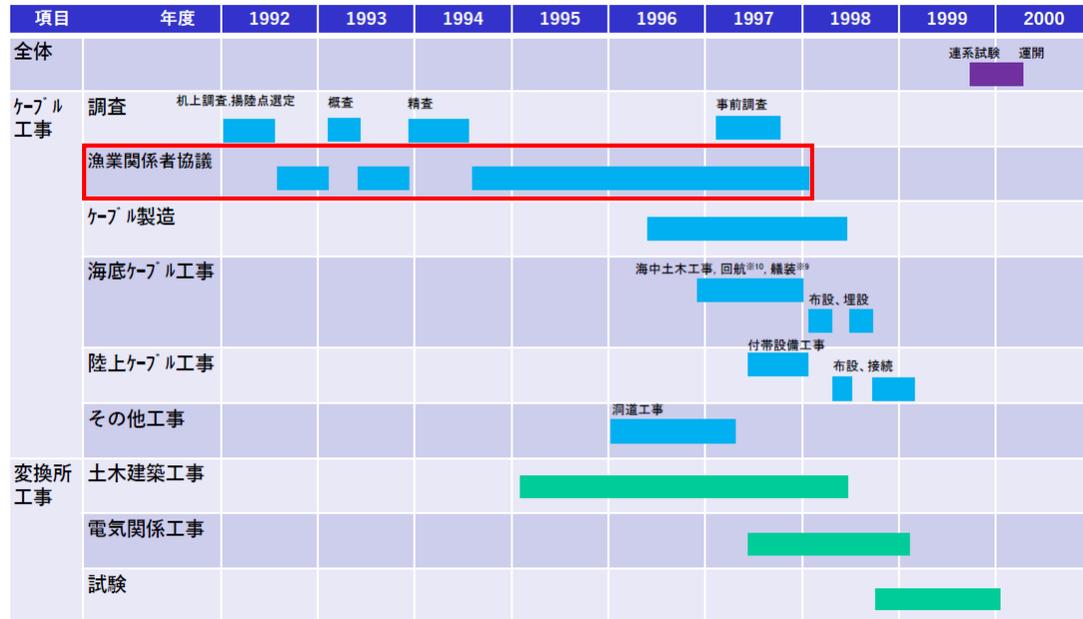
第1回本検討会 資料6



2) 工程表 (続き)

阿南紀北直流連系設備

[海底ケーブル・阿南変換所]



[海底ケーブル(Cケーブル)]



※9, ※10 スライド17参照

※9 艀装: 布設船上に、当該布設工事に必要な設備や装置を設置すること
 ※10 回航: 布設船を工事地付近の港まで輸送すること

(参考) 事前の現地調査の必要性

- ケーブルの布設ルート選定や整備に要する費用の想定のため、揚陸部及び海底面の地形や地質、周辺海域の漁業状況、障害物等についての現地調査が必要である。
- 長距離となれば、調査が必要な海域等も多くなり、調査費用や所要時間が増大することが考えられる。

第1回本検討会 資料7

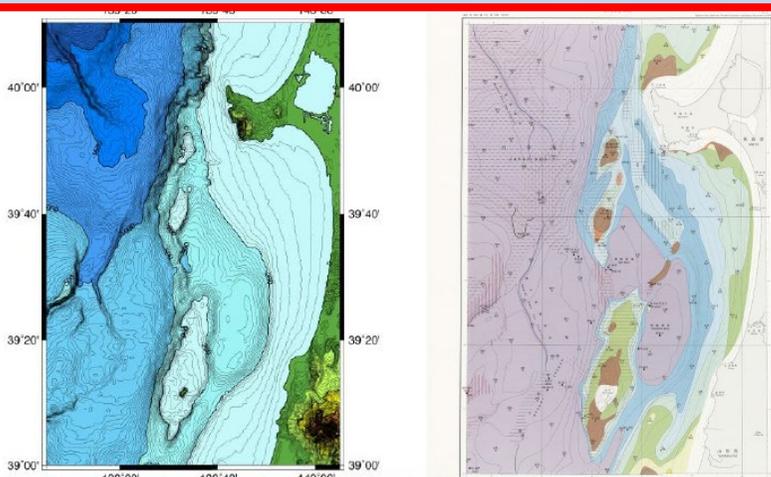
産総研

海底堆積物の分布

地質調査
総合センター

- 波浪や海流などの粒子を動かす営力の大きさに対応した分布
- 一般的には浅い海域ほど営力が大きく粗い堆積物が分布し、深い海域には細かい堆積物が分布する

※実際の堆積物分布には、島や半島などの影響、海底の起伏、海流の流路、土砂供給量などが関与しており、現場で調査を行う必要がある



秋田沖の海底地形と堆積物分布の例

第1回本検討会 資料6

J-POWER 送变电

3) 主な調査項目(海底ケーブル工事) (続き①)



海底面調査・水深調査・堆積層厚調査のイメージ



サイドスキャンソナー (音波を発信し、海底で反射した強度を色の濃淡として描画する)



サイドスキャンソナーによる海底面調査



マルチビーム測深機 (音波を発信し、海底で反射した音波から水深を測定する)

整備に向けた課題③：占有等に係る許認可

- 海底ケーブルによる占有の許可については、**法令毎に、ケーブルの敷設海域・揚陸部等の対象となる全ての自治体に対して行うことが定められており、敷設時の申請及び更新手続き（1～5年毎）、占有料（数十円～数百円/m）の支払いが必要**となる。
- **早期の整備を実現する上では、占有許可の申請が必要となる自治体の数も多数とり、また、長期的に安定供給を維持する観点からも、許認可の円滑化等が課題**となる。

第1回本検討会 資料6



7) 工事の留意事項（続き）

[海底ケーブル布設] ②

項目	内容
許認可	<ul style="list-style-type: none"> ● 施工、設置にあたり許認可申請・届出が必要 工事計画申請（経済産業省）、海上工事届出（海上保安庁）、国有財産法等による占有申請（都道府県）、海岸法（都道府県）等
漁業関係者協議	<ul style="list-style-type: none"> ● 布設ルート近傍で操業する漁業者（漁協）に対し工事計画（調査工事も同様）を説明し合意を得たのち、操業への影響について協議を実施、工事实施の合意を得る ● 協議期間は一定程度の裕度を考慮
ケーブル布設	<ul style="list-style-type: none"> ● 試航により作業計画、作業行程、海底地質及び作業・警戒体制を確認 ● 布設開始日は布設期間中の天候を予測し決定 ● 布設中は適切な張力でケーブルを布設するため、流速を考慮のうえ船速、ケーブル張力、送り出し速度及び入水角等を総合的に管理

【占有許可の例】

- 海底ケーブル（一般海域）
国有財産法第18条第6項
- 海底ケーブル（港湾海域内）
港湾法第37条第4項
- 海底ケーブル（漁港区域内）
漁港漁場整備法第39条第1項
- ケーブル揚陸部（一般公共海岸区域内）
海岸法第37条の4

(参考) 重要送電設備等の指定

- 送電設備等の整備の円滑化のため、地域間連系線等を国が重要送電線等へ指定する規程が設けられている。
- 地元合意の形成の促進や関係省庁における許認可手続の円滑化、アナウンスメント効果等を目的とし、関係省庁との協議会や都道府県知事への意見照会を経て、経済産業大臣が指定する。

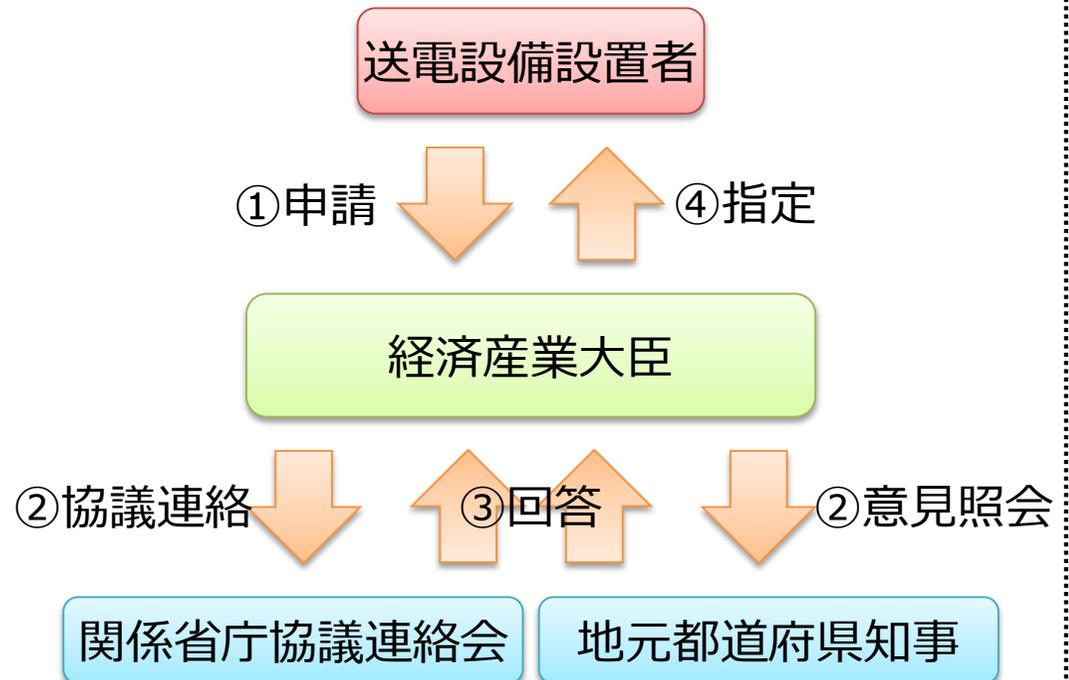
○指定までの流れ

- ①送電設備設置者より指定申請
- ②地元都道府県知事に意見照会
関係省庁との協議連絡
- ③重要送電設備等の指定
指定後は官報やHPにより公表
(指定期間は当該設備の使用開始まで)

○指定による効果

当該送電設備等の整備円滑化

※各省庁の所管する関係法令等の
手続きが省略されるものではない



整備に向けた課題④：技術開発の必要性

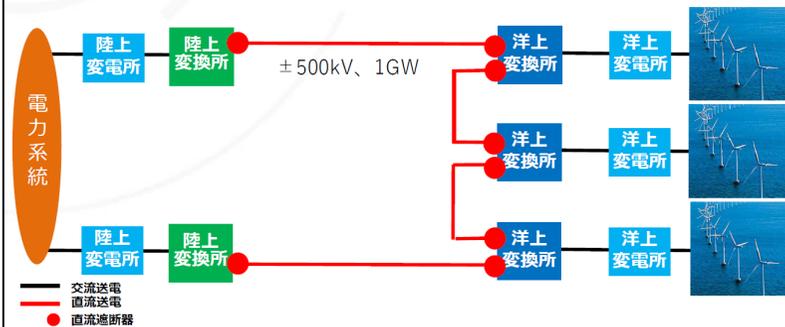
- 交直変換器やケーブルについては、
 - ①日本特有の急峻な海底地形への対応
 - ②浮体式洋上風力の導入を見越した洋上変電設備の開発
 - ③複数地点の洋上風力や既存系統を効率的に結ぶ多用途多端子化
 - ④高効率化
 - ⑤ケーブルの長尺化、交直変換器の大電圧・大容量化等の**技術開発要素**が挙げられる。
- また、現在NEDOを通じて行っている**多用途多端子直流送電**や**大水深対応ケーブル**の技術開発を継続して進め、**効率的な設備形成を後押しすることが重要**である。

第1回本検討会 資料8

NEDO「次世代洋上直流送電技術開発事業」(2015～2019) ～事業目的～



- 高い信頼性を備え、かつ低コストで実現する世界トップクラスの送電容量（電圧±500kV、容量1GW）を有し、マルチベンダ化にも対応した多端子直流送電システムと必要な要素技術を開発
- 今後の大規模洋上風力の連系拡大・導入拡大・加速に向けた基盤技術の確立が目的



第1回本検討会 資料8

NEDO「多用途多端子直流送電システムの基盤技術開発」 (2020～2023) ～各開発の最終目標～



研究開発要素	目標値
多用途多端子直流送電システム 一部実機を用いた風力送電なら びに地域間連系に貢献可能な 多端子直流システムの開発	上位制御ユニットと変換器制御ユニットと保護装置の実機をデジタルシミュレーション内で構築した多端子高圧直流送電システムに接続し、実機の挙動（通信等）を踏まえたシステムを構築して検証を行う。また、異社間インターフェースの指針を整理する。 実機の挙動（通信等）を踏まえ、モデルケースにおいて適切に異社間で潮流制御が可能となる上位制御の要求仕様をまとめる。
多端子直流送電用保護装置 （事故検出装置） 高速遮断可能な実機の開発	実機の挙動（通信等）を踏まえ、モデルケースにおいて必要な時間内（事故電流が直流遮断器の遮断可能電流に収まるような時間内）に遮断できる保護装置を開発し、その要求仕様をまとめる。
直流深海ケーブル 低コストで安全な深海ケーブル及 びその敷設工法等の開発	モデルケースにおいて従来の海底ケーブル（水深300m級）とほぼ同じコストで生産及び敷設可能な深海ケーブル（水深500～1500m級）を開発する。

(参考) 研究開発の状況

- NEDOを通じた技術開発のほか、各社で独自に技術開発を進めている。

第2回本検討会 資料7



将来に向けた開発

- 次世代素子を適用した高効率/コンパクトな交直変換器
- 多端子直流送電システム適用の制御保護、直流遮断器



第2回本検討会 資料4

直流送電システム事業 ご紹介

大水深への適用(2020年～、NEDO殿事業)

FURUKAWA
ELECTRIC

研究開発の目標

- 1500m級大水深に布設可能な直流深海ケーブルの開発
- 離岸距離が長くなると大水深化する日本の近海において、大水深の海域を避けることなく布設可能とするために、水深1500m級の深海に布設可能な直流深海ケーブルの開発を実施

⇒大水深対応により布設ルートの短縮化を実現

第2回本検討会 資料6

日立ABBパワーグリッドの自励式HVDC(HVDC Light®)の発展

HITACHI
Inspire the Next

日立ABBパワーグリッドのHVDC Light® は、30以上の自励式HVDCプロジェクトの経験と、世界のユーザーのフィードバックなどから、

- ✓ より低い損失 (2.8% ⇒ 0.8%)
- ✓ より大きな送電容量 (50 MW ⇒ 4,800 MW)
- ✓ より高い送電電圧(より遠くへの送電) (80 kV ⇒ 800 kV, 50 km ⇒ 2000km)
- ✓ より小さな変換設備面積
- ✓ 様々な系統の課題への対応(弱い系統のサポート、DCグリッド etc)
- ✓ 作業安全性の改善
- ✓ トータルコスト最適化
- ✓ より高い稼働率(長期停止不要なシステム)
- ✓ 高調波の低減



などを目的に、日々技術開発を継続し進歩しております。

1,200 MW、±320 kV HVDCステーションの例

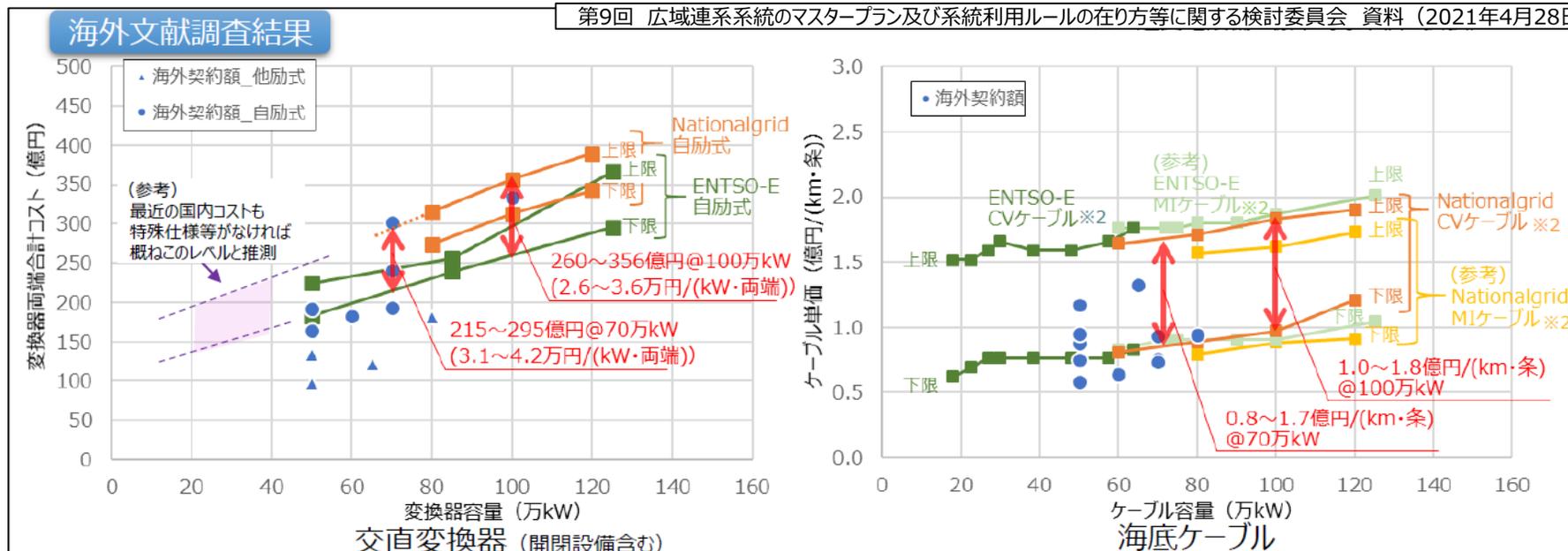
整備に向けた課題⑤：整備事業者のファイナンス

- 海底直流送電の整備に必要な費用は1兆円超となる可能性があり、1社でその整備を担うことは容易でない。
- 早期の整備に向け、公的ファイナンス等による後押しが必要となる可能性がある。

(参考) 費用の試算

電力広域機関の試算では、400万kW・900kmの場合 約0.8~1.2兆円 となる

第9回 広域連系システム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 資料 (2021年4月28日)



【参考文献】 ENTSO-E, [Offshore Transmission Technology](#) P36, National Grid, [Electricity Ten Year Statement 2015 Appendix E](#) P80

- ・ 海外プロットは契約金額ベースであり、運開までに増額となっている可能性がある。
- ・ 為替は2020年平均値 (TTM) を使用 (107円/\$, 122円/€, 137円/£)
- ・ 交直変換器については、双極の場合、1極あたりの変換器容量、コストをプロットしており、土木・建築コストは含まれていない。

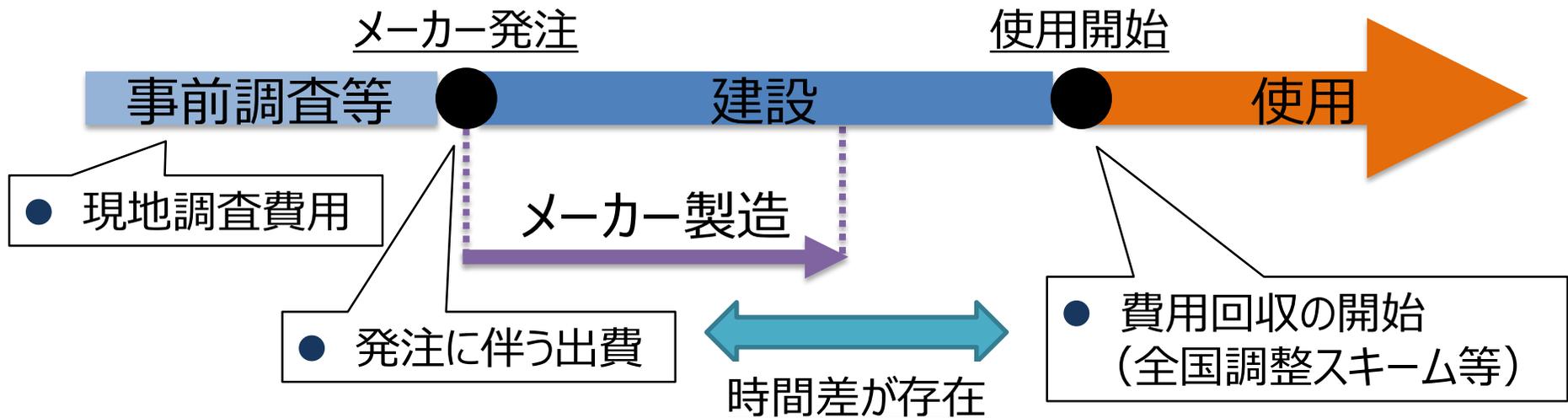
※2 CVケーブル：架橋ポリエチレンで絶縁されたビニルシース付のケーブル (別名：XLPEケーブル)
MIケーブル：絶縁紙に高粘度の絶縁油を含ませたケーブル

(注) ケーブル単価は材料である銅の市場価格と連動することに留意が必要

(参考) 整備費用と全国調整スキームの関係

- 地域間連系線等の増強費用を全国で負担する仕組みとして、再エネ特措法上の賦課金方式や全国託送方式等による全国調整スキームを整備した。
- 一方で、全国調整スキームによって、実際の増強に要する費用の回収が始まるのは、設備の使用開始後となるため、初期投資分の資金は別途必要となる。

(参考) 整備事業者の動き



※その費用の負担について全国調整スキームの適用が確定しているわけではない点に留意が必要である。

(参考) 欧州における助成等の例

- 欧州においては、重要インフラの整備を支援し、促進するための措置としてConnecting Europe Facilityを設立している。
- 海底直流送電プロジェクトに対しては、海底調査や、許可及び同意の取得、技術仕様の決定等の建設を開始するためのプロセスへの助成事例が存在する。

(参考) Vikink Linkに対するCEF助成

- 英国とデンマークを結ぶViking Linkに対しては、調査等の事業に要する費用約40億円の50%を上限として助成
- 海底の調査により、不発弾リスクがあることが判明したため、さらに追加で2回、最大約7億円の助成を実施

➤ Viking Link Final Project Development

<https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/1.14-0015-ukdk-s-m-16>

➤ Viking Link Unexploded Ordnance Risk Mitigation Stage 1

<https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/1.14-0002-ukdk-s-m-17>

➤ Viking Link Unexploded Ordnance Risk Mitigation Stage 2

<https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/1.14-0025-dkuk-s-m-18>

➤ その他の電力インフラに対するCEF助成の一覧

<https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-sector/electricity>

European Commission

Connecting Europe Facility ENERGY

Viking Link Final Project Development
1.14-0015-UKDK-S-M-16
Part of Project of Common Interest 1.14

Member States involved:
Denmark, United Kingdom

Implementation schedule
Start date: April 2016
End date: August 2018

Budget:
Estimated total cost of the action: €29,648,358
Maximum EU contribution: €14,824,179
Percentage of EU support: 50%

Beneficiaries:
National Grid Interconnector Holdings Limited (National Grid)
www2.nationalgrid.com/
Energinet Danmark (Energinet.dk)
www.energinet.dk/

Affiliated Entity:
National Grid Viking Link Limited

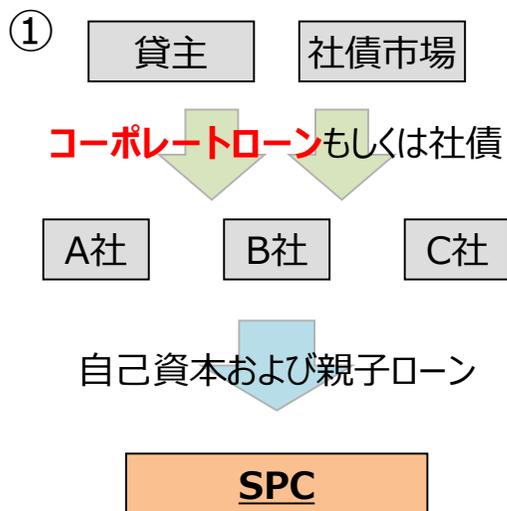
Existing power grid
Action: 1.14-0015-UKDK-S-M-16 © PLATTS for the underlying grid, Source: INEA

(参考) ファイナンスの組成

- 1社での資金調達や整備完工が難しい場合、特定目的会社（SPC） を設立し、整備を担うことが考えられる。
- 一般的な大規模インフラ事業におけるファイナンスの組成では、以下のようにコーポレートローンやプロジェクトファイナンスを活用し、資金を調達することが考えられる。

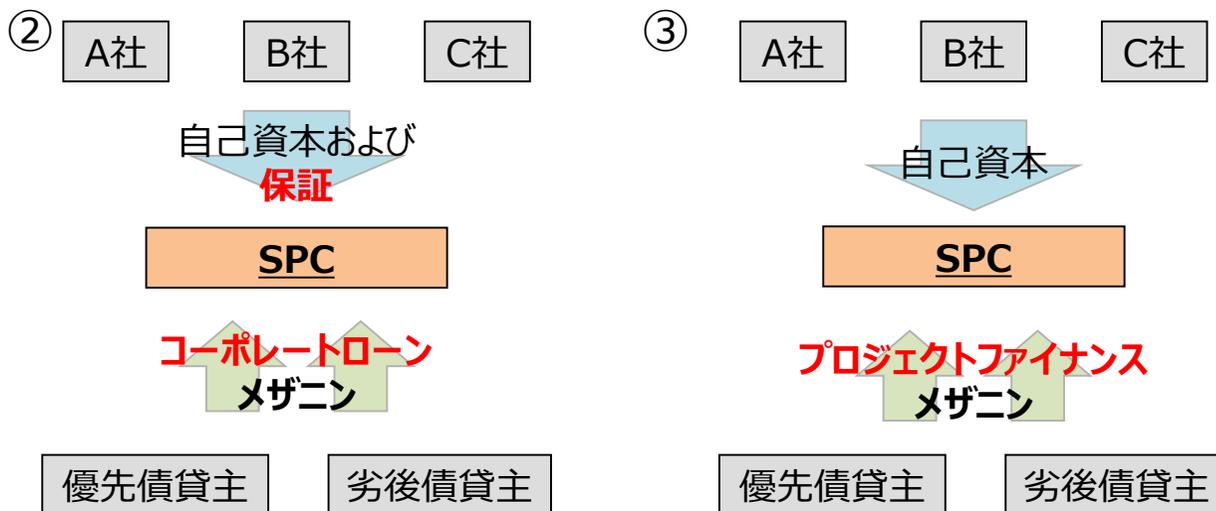
(例)

① 個社が資金調達者の場合

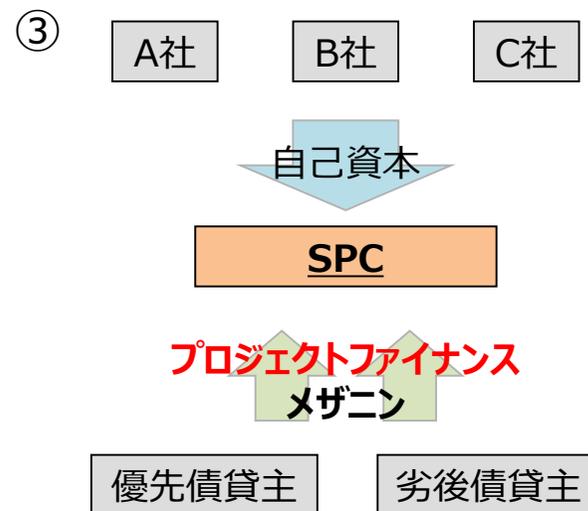


- ◆ 親会社が自社の信用力に依拠して資金調達を行う
- ◆ 多額のコーポレート・ローンにより、他事業に充てられる融資分が減少する可能性がある

② JVやSPCが資金調達者の場合



- ◆ 資金調達主体はSPCであるが、親会社の信用力に依拠する
- ◆ 多額のコーポレート・ローンにより、他事業に充てられる融資分が減少する可能性がある



- ◆ 資金調達主体はSPCであり、親会社の信用力や社債等に影響を受けない
- ◆ 資金調達を円滑に行うため、プロジェクトのキャッシュフローの確実性を高める必要がある