

NEDO調査事業

洋上風力等からの高圧直流送電システムの構築・運用 に関する調査支援業務

海外調査報告詳細版

MRI 三菱総合研究所

2022年4月

サステナビリティ本部

目次

● 調査対象プロジェクトの抽出	2
● 海外直流送電プロジェクトの概要	5
● 海外直流送電プロジェクトの保守・運用	102
● 海外直流送電プロジェクトに関連する諸制度	135

調査対象プロジェクトの抽出

- 調査対象とするプロジェクト

調査対象プロジェクトの抽出

- 本調査の実施に先立って国内外の洋上送電に関わるプロジェクトを集約した「4C offshore」のデータベースから、調査対象プロジェクトの抽出を行った。(プロジェクトリストは付属資料参照)
- 抽出に際しては、本プロジェクトで想定する北海道-本州の連系線プロジェクトに関連する情報として送電距離、送電容量、水深とプロジェクト実施時期(比較的至近年で採用する技術水準が同程度となるため)と、実際にF/Sを行うコンソーシアム参画企業の意見などを参考に運用中9、建設中2の合計11のプロジェクトの抽出を行った。

PROJECT IDENTIFICATION AND STATUS				KEY DATES		VOLTAGE & CONFIGURATION CABLE DETAILS								COST	
Project	Countries	Capacity (MW)	Cable Current	Submarine Cable Install Starts	Fully Commissioned	DC Voltage (kV)	Configuration	Num Submarine Cables	Route Total Length (km)	Route Submarine Length (km)	Route Land Length (km)	Total Submarine Cable Length (km)	Depth Submarine Max (m)	Project Cost Mill	Currency/d
Commissioned															
NordLink	Germany-Norway	1,400	HVDC	2017/8	2021/4	525	Bipolar	2	623.0	516.0	107.0	1,032.0	450.0	1,800.0	EUR
MONtenegro-ITALY (MONITA) First Module	Italy-Montenegro	600	HVDC	2015/2	2019/12	500	Bipolar	1	445.0	423.0	22.0	423.0	1,200.0	775.0	EUR
Sardegna Peninsula Italy (SA.PE.I)	Italy-Italy	1,000	HVDC	2007/12	2011/7	500	Bipolar	2	435.0	420.0	15.0	840.0	1,640.0	750.0	EUR
Western HVDC Link	United Kingdom-United Kingdom	2,200	HVDC	2014/10	2018/10	600	Bipolar	2	422.0	385.0	37.0	770.0	164.0	1,000.0	GBP
Basslink	Australia-Australia	500	HVDC	2002/11	2006/4	400	Monopolar with metallic return	1	374.7	290.0	76.1	290.0	75.0		
Balearic Islands: ROMULO	Spain-Spain	400	HVDC	2010/1	2012/8	250	Bipolar with metallic return	2	244.0	237.0	4.0	474.0	1,485.0	420.0	EUR
Maritime Link	Canada-Canada	500	HVDC	2017/4	2018/1	200	Bipolar	2	520.0	170.0	350.0	340.0	470.0	1,300.0	CAD
Nemo Link	United Kingdom-Belgium	1,000	HVDC	2017/7	2019/1	400	Symmetrical monopole	2	140.0	130.0	10.0	260.0	52.0	690.0	EUR
Caithness Moray	United Kingdom-United Kingdom	1,200	HVDC	2017/3	2019/1	320	Bipolar	2	161.0	113.0	48.0	226.0	93.0	1,100.0	GBP
Under construction															
North Sea Link (NSL)	Norway-United Kingdom	1,400	HVDC	2018/5	2021/12	500	Bipolar	2	724.0	714.0	10.0	1,428.0	600.0	2,000.0	EUR
Shetland HVDC Link	United Kingdom-United Kingdom	600	HVDC	2022/4	2024/4	320		1	267.0	257.0	10.0	257.0	138.0	300.0	GBP

調査対象プロジェクトの概要

- 調査を行ったプロジェクトの概要を以下に整理する。

Project	分類	規制スキーム	所有	運用・保守	備考
NordLink	国際連系	規制	Statnett/ DC Nordseekabel	Statnett/ Tennet	ノルウェー/ドイツで50:50の費用負担を託送料金で回収
MONTenegro-ITAlly (MONITA) First Module	国際連系	非規制	Terna international	Terna/ CGES AD Montenegro	非規制事業として国際間卸取引価格 値差で償却
Sardegna Peninsula Italy (SA.PE.I)	地域間連系	規制	Terna	Terna	託送料金で回収
Western HVDC Link	地域間連系	規制	National grid/ SP transmission	National grid/ SP transmission	レベニューキャップのRAVに算入の ためにCOAEメカニズムに認定
Basslink	地域間連系	非規制	Keppel Infrastructure Trust	Basslink pty	Hydro TasmaniaがBasslink ptyに使用料支払
Balearic Islands: ROMULO	地域間連系	規制	RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA	RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA	託送料金で回収
Maritime Link	地域間連系	規制	NSP Maritime Link	NSP Maritime Link	NSP Maritimeの親会社である ErmaがNalcor Energyから水力 電力調達する費用を託送料金で回収
Nemo Link	国際連系	規制 (Cap and Floor)	Nemo link	National grid/ Elia	イギリス側は規制料金スキームとして Cap and Floorを採用
Caithness Moray	地域間連系	規制	Scottish Hydro Electric Transmission	Scottish Hydro Electric Transmission	レベニューキャップのRAV参入のた めにSWWプロジェクト認定
North Sea Link (NSL)	国際連系	規制 (Cap and Floor)	Statnett/ National Grid	Statnett/ National Grid	イギリス側は規制料金スキームとして Cap and Floorを採用
Shetland HVDC Link	地域間連系	規制	Scottish Hydro Electric Transmission	Scottish Hydro Electric Transmission	Shetland島WFの開発を前提にレ ベニューキャップのRAVに算入

RAV : Regulated Asset Value
SWW : Strategic Wider Works

海外直流送電プロジェクトの概要

- プロジェクトの概要
- 主要ステークホルダ
- 主な構成技術
- 資金回収スキーム

各プロジェクトの整理項目

- プロジェクトの背景
 - 当該プロジェクト建設の背景
- 設備仕様(直流及びケーブル)
 - HVDCシステム: システムベンダーとプロジェクトの設備仕様を整理
 - ケーブル: ケーブルメーカーとケーブル仕様
- 主要ステークホルダー
 - プロジェクトパイプライン(計画／建設／運用)におけるステークホルダー
- 制度スキーム
 - 規制か非規制か
 - 規制は託送料金原価(Regulated Asset Base)と国際連系線の場合は英国キャップアンドフロアのスキームなどがある
- 投資回収
 - 規制スキームでは規制料金として回収する目論見のようなものを情報源
 - プロジェクトファイナンス等ファイナンススキームが開示されているものについてはこれも含める

Nord link

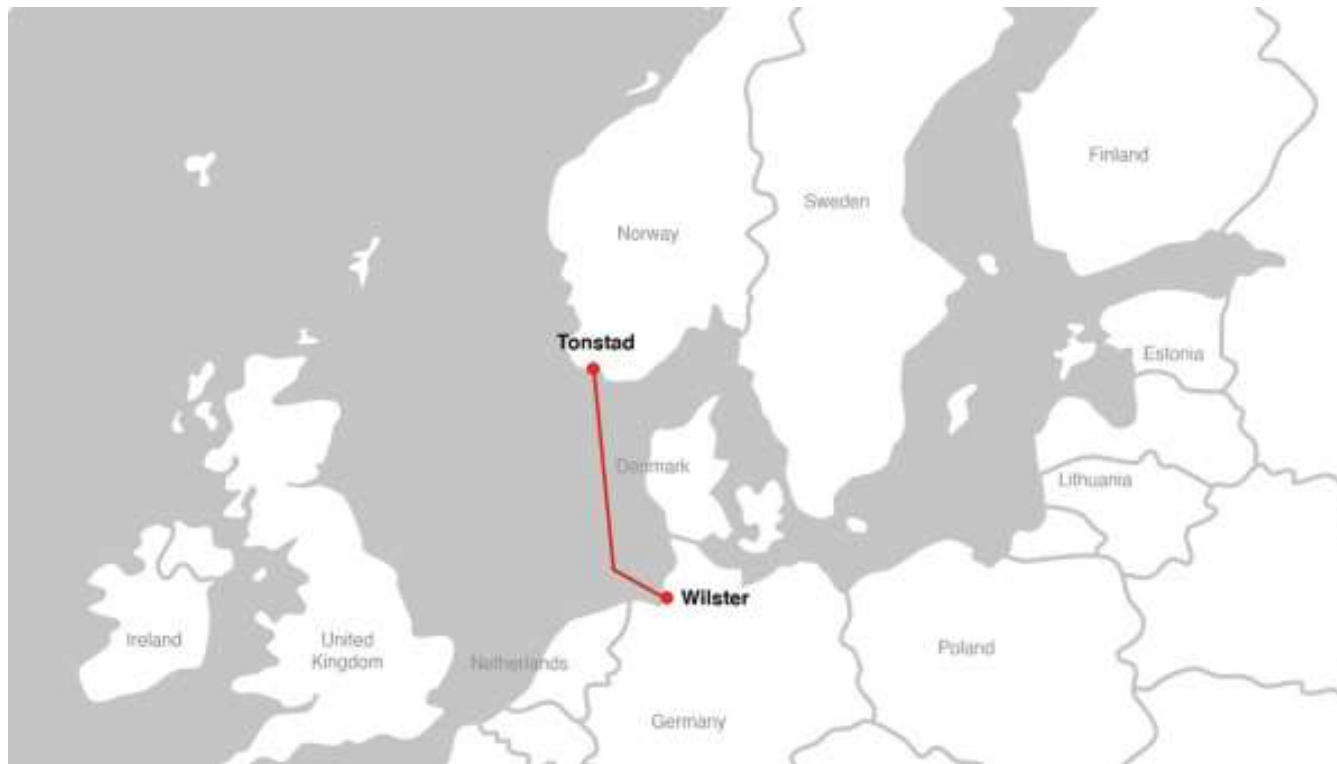


事業名	NordLink
国・地域	ドイツ(Büsum)⇄ノルウェー(Volledfjord)
事業主体	Statnett SF,DC Nordseekabel GmbH & Co. KG,KfW IPEX-Bank GmbH,Tennet Offshore GmbH
事業ステータス/Status	2021/4運転開始
設備容量/Capacity MW	1,400MW
直流電圧/DC Voltage	525kV Bipolar
連系線の長さ/Length of cable	623km(うち海底516Km)
予算/Project Cost	1,800(Million EUR) <約2,311億円*>
関連ウェブサイト	https://www.statnett.no/en/our-projects/interconnectors/nordlink/

*:2021年平均TTB 1EUR=128.39円

プロジェクト背景

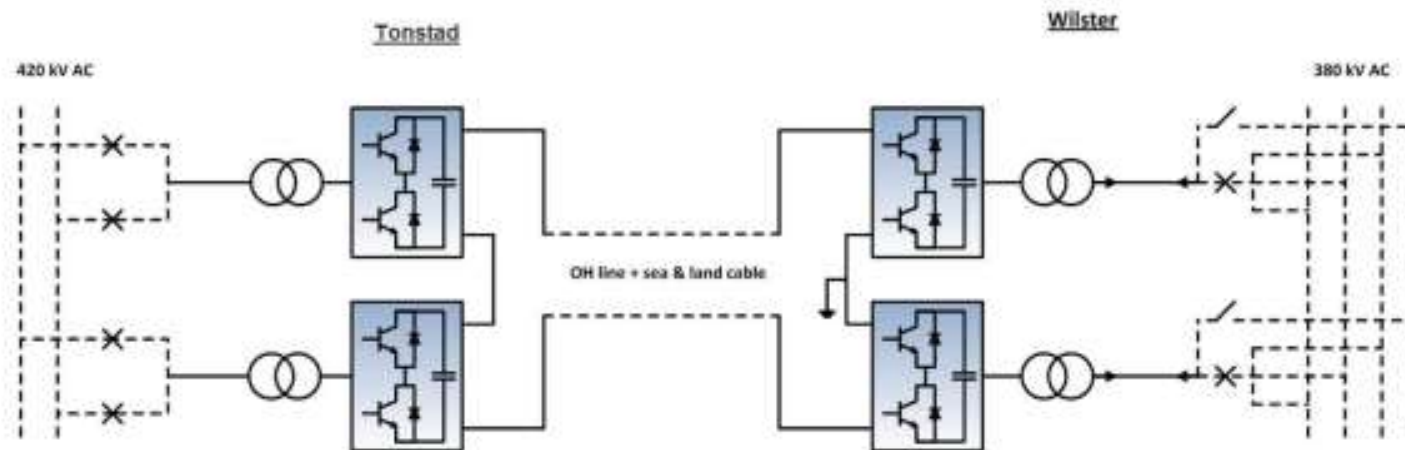
- 同プロジェクトは、ドイツ北部のウィルスターとノルウェー南部のトンスタを連系する連系線で、516kmの海底ケーブル長で、ドイツの風力や太陽光発電による余剰電力とノルウェーの水力発電による余剰電力を融通することで、両国の再生可能エネルギーによる安定供給を高めるために設置された。



出所) <https://www.hitachienergy.com/jp/ja/references/hvdc/nordlink>

設備仕様

- 同プロジェクトのHVDCはABB、ケーブルはNexansが供給する。
- 海底ケーブルは、Bipolarで、MIケーブル(Mass Impregnated cable)を使用。
- HVDCシステムの通常の動作モードの他、STATCOMとして無効電力補償が可能。
- コンバータはABBのHVDC Light技術を採用し、IGBTベースのコンバータセルを直列に配置して構築されたマルチレベル構成。

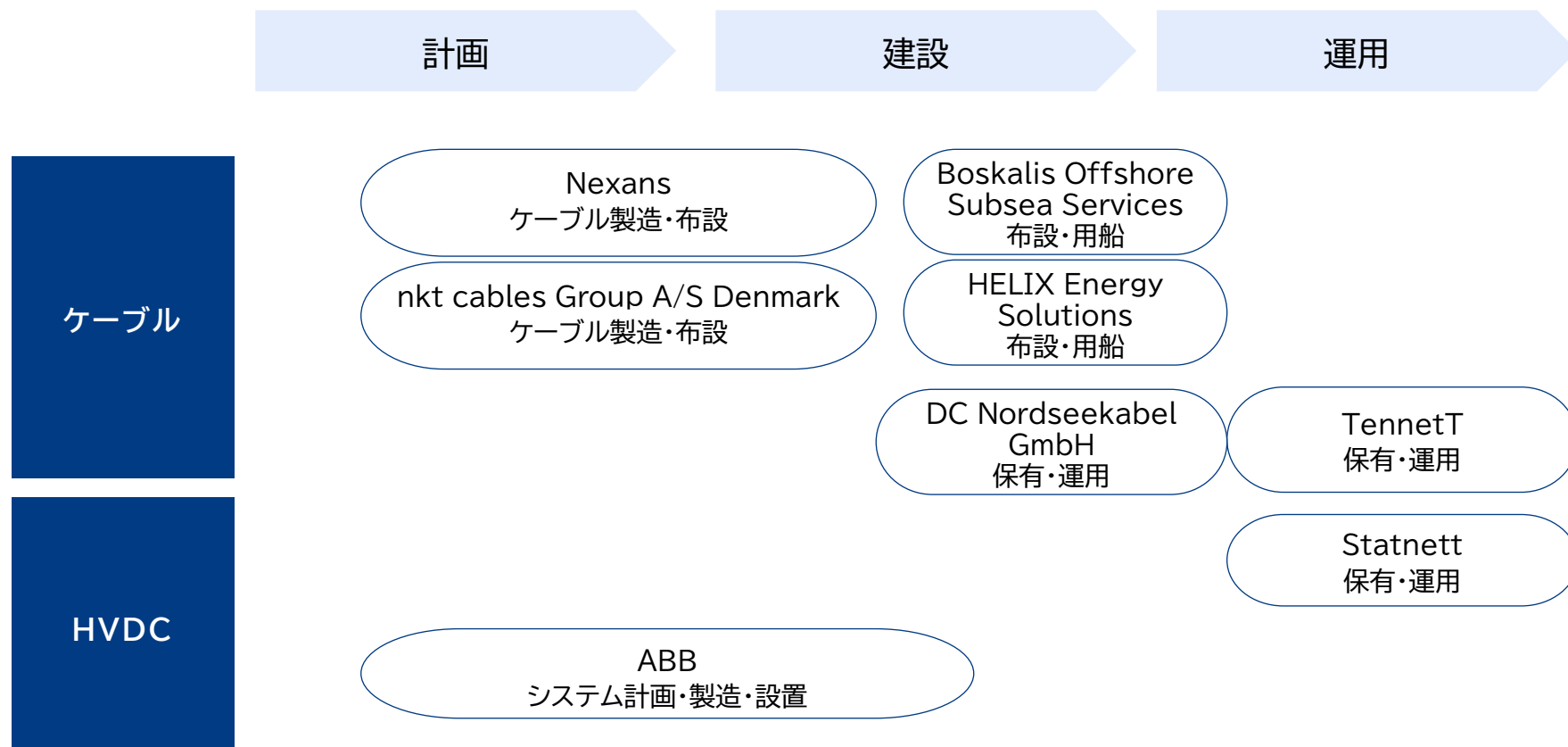


出所) ABB,

<https://library.e.abb.com/public/aaa99cf7067cd258c1257e0d002c9a7b/Nordlink%20White%20Paper%20from%20ABB.pdf>

主要ステークホルダー

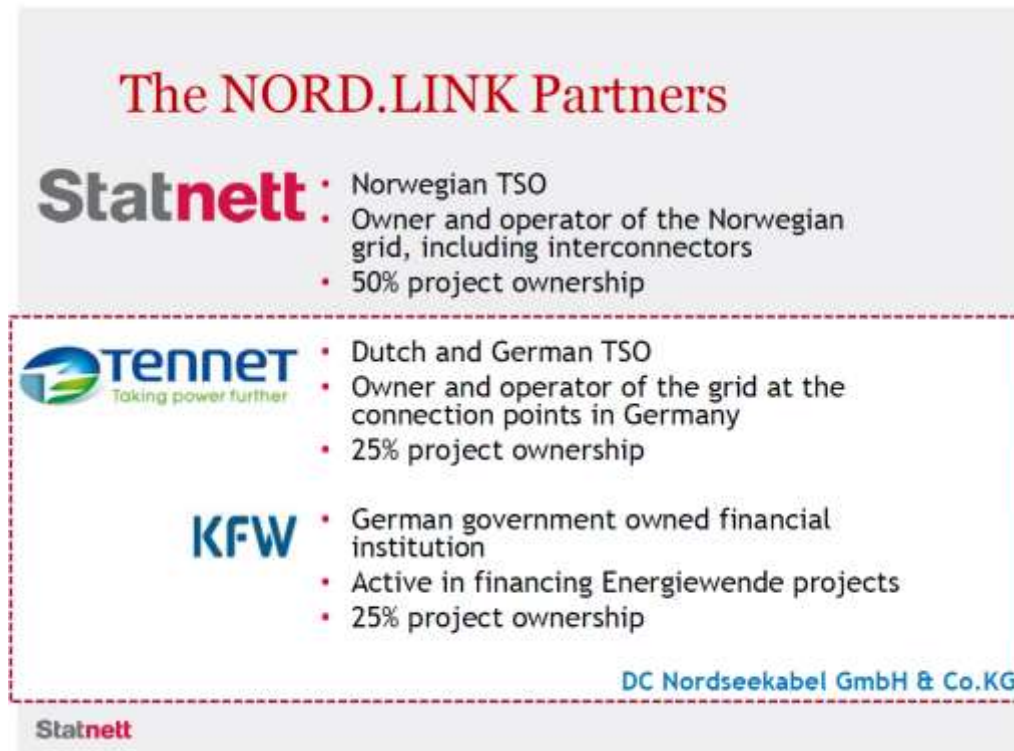
- 本プロジェクトは、2012年にドイツとノルウェーのTSOであるTenneTとStatnettとの間で合意が結ばれ、2021年5月に運開した。
- オーナーはStatnett（50%）およびDC Nordseekabel GmbH & Co.KG（50%）。DC Nordseekabel GmbH & Co.KGのオーナーの内訳はTenneT（25%）およびkfW（25%）。
- European Investment bankがStatnett(300million euro)、Tennet(350million euro)それぞれに融資。



制度スキーム

- 総プロジェクトコストは約18億ユーロ（約2,400億円）。
- ノルウェーのStatnettとドイツのDC Nordseekabelのコンソーシウムで出資がされ、両方で50%ずつ出資。
ドイツのDC Nordseekabelは、さらにTenneTとKfW（ドイツ復興銀行）が50:50で出資している。

コンソーシウム

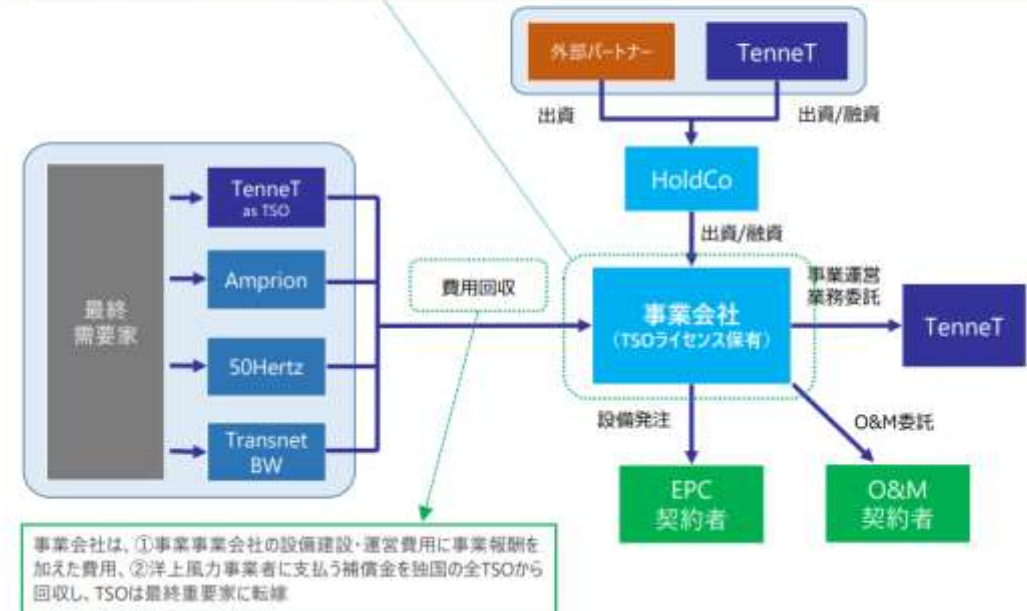


ドイツ側のスキーム(外部パートナー:KfW)

Mitsubishi Corporation

2 事業ストラクチャーの特徴：独国海底送電事業①

- 海底送電設備を建設・運営する事業会社が、親会社（TSO）から分離された別会社としてTSOライセンスを取得
- プロジェクトベースでパートナー招聘が可能となるストラクチャー



出所) <https://www.power-technology.com/news/germany-norway-nordlink/>

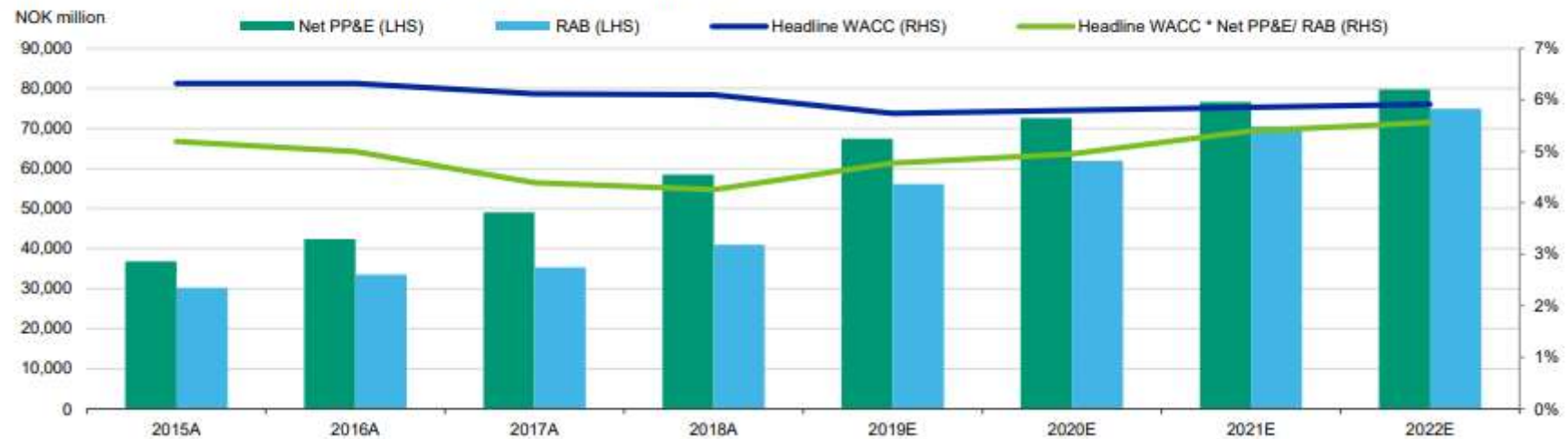
長距離海底直流送電の整備に向けた検討会、第五回、資料4

制度スキーム

- StatnetはRAB(Regulated asset base)と呼ばれる託送料金原価に算入されており、規制料金で回収する。

Exhibit 7

Statnett has only received the WACC on a declining proportion of its net PP&E in recent years; however, trend expected to reverse as subsea interconnectors enter RAB in 2019 and 2021 as planned



Source: Annual report; Moody's estimates

PP&E(Property, Plant and Equipment) 有形固定資産
 RAB(Regulated asset base) 規制対象資産ベース
 WACC(Weighted Average Cost of Capital) 加重平均資本コスト

出所) <https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/investorrelasjoner/rating/moodys-credit-opinion-may-2019.pdf>

投資回収スキーム

- FSでの費用便益評価では、投資額と変動費増加分に対する連系線による経済的利益を勘案すると2029年にペイする評価。

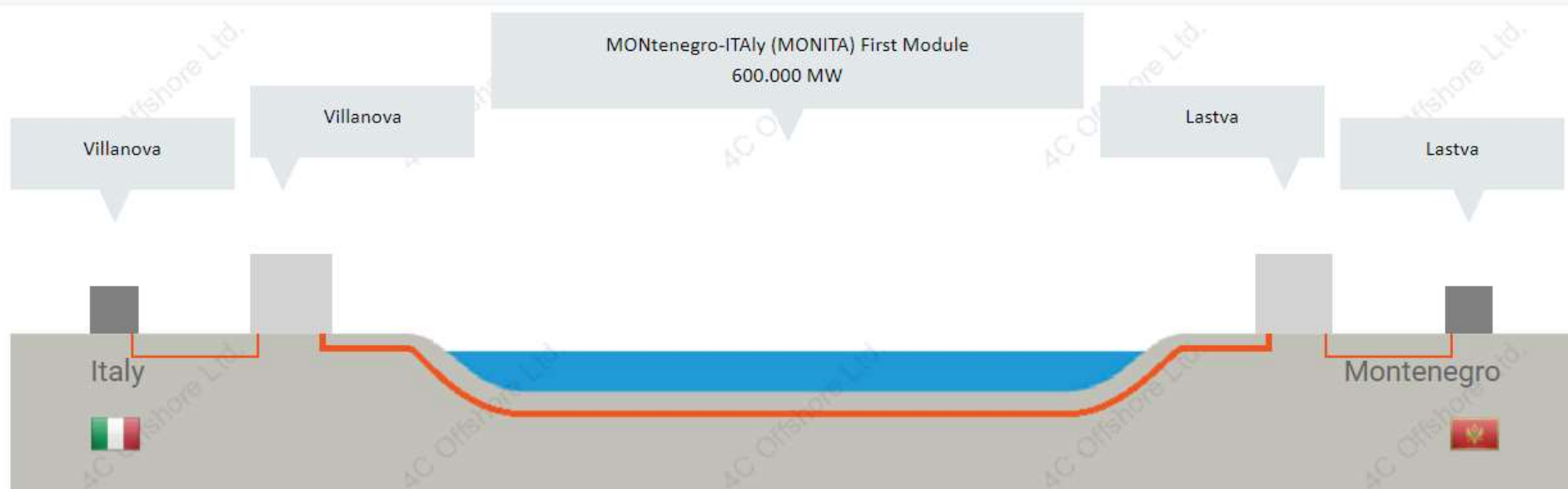
Socio-economic business case 		
Overall economic benefit > (Investment + increased variable cost) => Profitable		
NPV (2013 MEUR)		 
Congestion rent interconnector	1 325	
Revenue from trade with reserves	100	
Compensation from capacity mechanisms	240	
Investment cost cable and converter	700	
Operation- and maintenance costs	-40	
"interconnector" profitability	925	
Producer- and consumer surplus	1 350	} Wider benefits
Reduced congestion rent other interconnectors	-340	
Transit costs	-20	
System operations costs	-250	
Losses in the Norwegian grid	-200	
Norwegian grid reinforcements (net)	-220	
Residual value	20	
Socio-economic profitability, Norway	1 260	
IRR	11 %	10 %
Repaid in year	2029	2031

Statnett

Approximate numbers from the Norwegian Interconnector License application
Flat exchange rate 1 EUR = 8 NOK used for conversion

出所) Statnett, NORD.LINK Status of a transnational project, 2013/10

MONtenegro-ITAlly (MONITA) First Module



事業名	MONtenegro-ITAlly (MONITA) First Module
国・地域	イタリア(Pescara)⇄モンテネグロ(Budva)
事業主体	Terna S.p.A. - Rete Elettrica Nazionale,Crnogorski Elektroprenosni Sistem (CGES) AD
事業ステータス/Status	2019/12運転開始
設備容量/Capacity MW	600MW
直流電圧/DC Voltage	500kV Bipolar
連系線の長さ/Length of cable	445km(うち海底423Km)
予算/Project Cost	775(Million EUR)<約995億円*>
関連ウェブサイト	---

*:2021年平均TTB 1EUR=128.39円

プロジェクト背景

- 同プロジェクトは、イタリアのチェパガッティ市とモンテネグロのコトル市を連系する連系線で、423kmの海底ケーブル長で、エネルギー資源に乏しく電力の大部分を海外からの輸入に頼っているイタリアに向けて、モンテネグロ側から1GWの大電力を送電できるよう設置された。

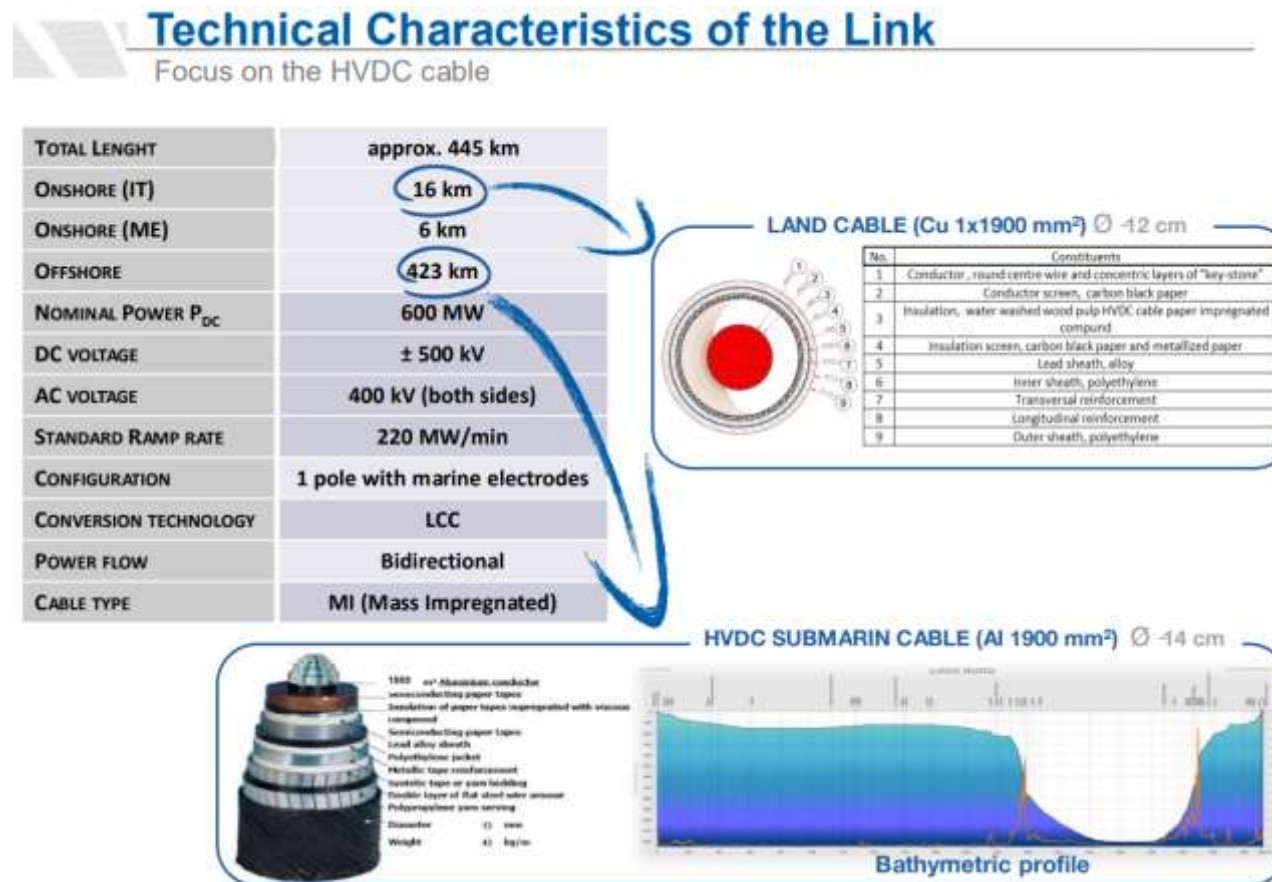


出所) <https://www.toshiba-energy.com/transmission/topics/italy-power-transmission.htm>

MONtenegro-ITAlly (MONITA) First Module

設備仕様(1/2)

- 同プロジェクトのHVDCは東芝、ケーブルはNexansが供給する。
- 海底ケーブルは、Bipolarで、アルミニウム導体のMIケーブル(Mass Impregnated cable)。



出所) Terna, "Undersea cable between Italy and Montenegro: Project and forthcoming market and power flow consequences", 3rd International Grid Service Markets Symposium, 2019/7

https://gsm450601838.files.wordpress.com/2019/07/g0702-is01-monita_gsm-2019_lucerne.02.pdf

設備仕様(2/2)

- HVDCシステムは直流双極一回線送電方式(中性点両端設置)。
- 二次機器のシステムでは、給電指令所とのやり取りを行う変換所監視制御システム(HCMS: HVDC Control and Monitoring System)を上位に、一次機器の監視・制御・保護を行う。

表1. HVDCシステムの一次機器定格諸元

Rated specifications of HVDC power transmission system

項目	仕様
他励式変換器構成	12相サイリスター変換器
定格容量	500 MW × 双極
連続過負荷 定格容量	600 MW × 双極
定格直流電圧	±500 kV
定格直流電流	1,000 A
連続過負荷 定格直流電流	1,200 A
定格交流電圧	400 kV
変換用変圧器(三相) 定格容量	690 MVA

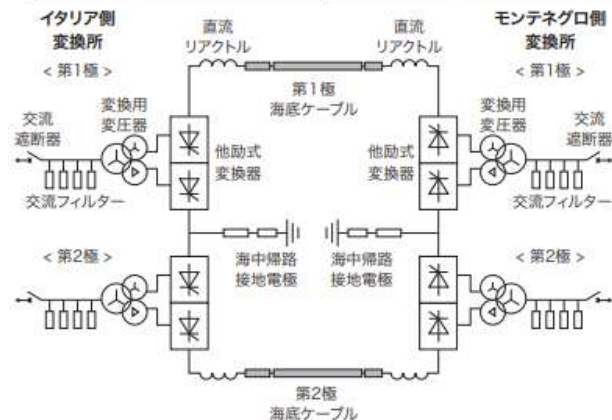


図1. HVDCシステムの全体構成

海外では一般的な直流双極一回線送電方式(中性点両端接地)である。

Overall configuration of HVDC power transmission system

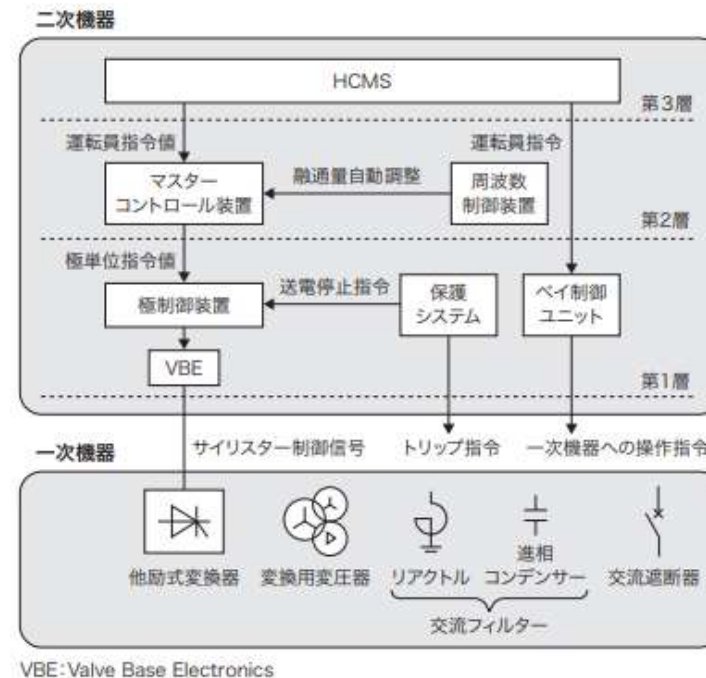


図2. 制御・保護システムの階層構造

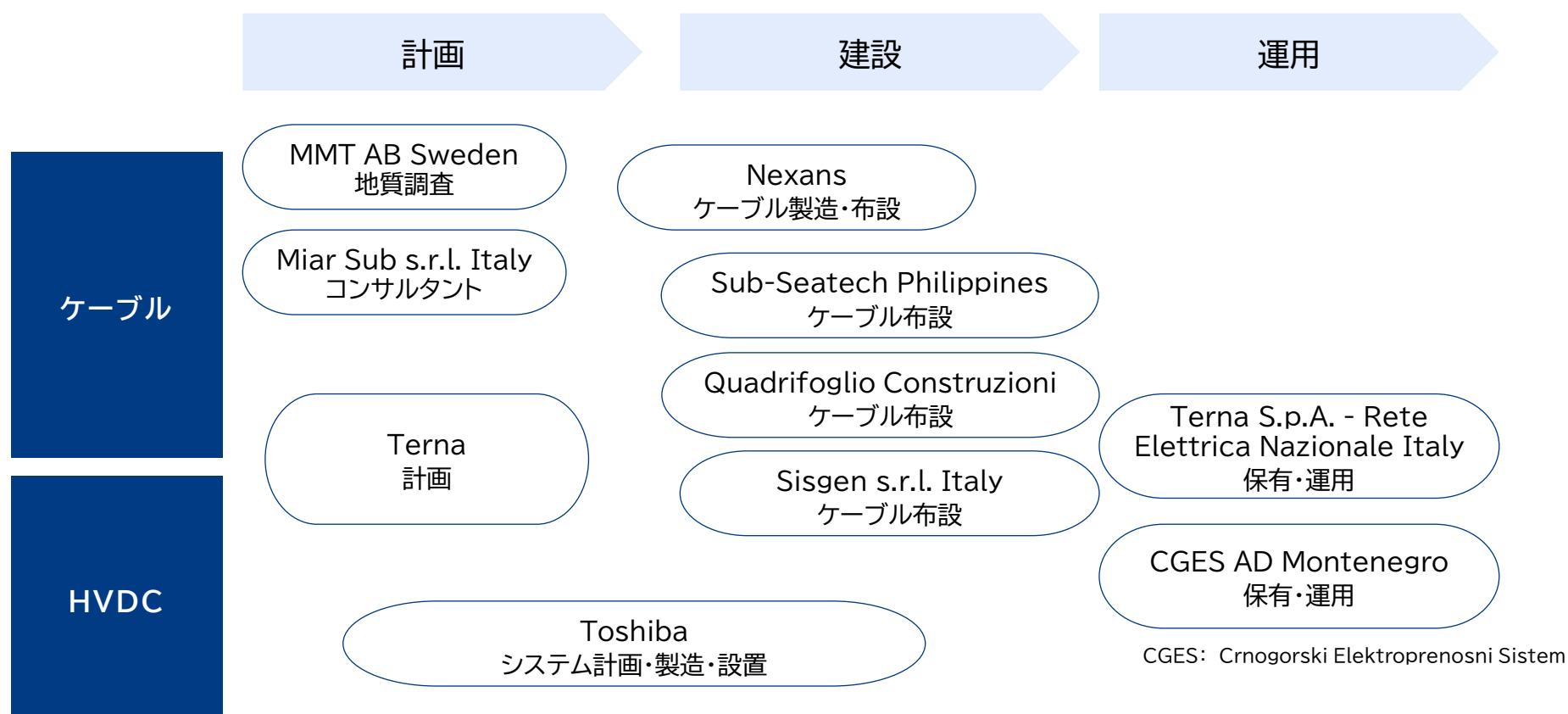
一次機器に近い階層ほど、高いリアルタイム応答性が要求される。

Hierarchical structure of control and protection system

出所) 東芝レビュー, "リアルタイムシミュレーターを用いたHVDC技術・保護システム試験技術", 2018/11
https://www.global.toshiba/content/dam/toshiba/migration/corp/techReviewAssets/tech/review/2018/06/73_06pdf/f03.pdf

主要ステークホルダー

- 本プロジェクトは、2010年にイタリアとモンテネグロのTSOであるTernaとCGESが主導となりイタリアとモンテネグロ間の政府間協定が行われ、2011年にプロジェクト実施契約が締結、両国で許可が下り、2012年から建設、2019年に運開した。



制度スキーム

- イタリアは電力需要が大きく電力の大規模な輸入国であり(年間需要の約17%が輸入)、電力コストが高い。対してモンテネグロは水力の発電構成が多く(年間発電量の59%)電力コストが安価である。この2つの特徴的な市場を統合することで、イタリアの電気料金の低下とモンテネグロの再エネ余剰を緩和し、値差に基づく収入をベースに投資回収を行うスキームで建設されている。

Table 1: Italian market data for 2016 year

Indicator	
Yearly demand	310,252 GWh
Yearly generation	275,649 GWh
- share of hydro	15.40%
- share of coal	61.50%
- share of nuclear	0%
- share of wind	6.30%
- share of photovoltaic	8.20%
- share of biomass	6.60%
Import	43,181 GWh
Export	6,154 GWh
Yearly average retail price (without taxes and fees)	23.40 EUR/MWh
Yearly average national single market price	42.78 EUR/MWh

Source: Adapted from Terna (2016); GME (2017); EUROSTAT (2017).

Table 2: Montenegrin market data for 2016

Indicator	
Yearly demand	3,440 GWh
Yearly generation	3,023 GWh
- share of hydro	59 %
- share of coal	40 %
- share of wind and photovoltaic	1 %
Import	1,096 MWh
Export	877 MWh
Yearly average retail price	9.70 EUR/MWh

Source: Adapted from EPCG (2017).

出所) <http://www.cek.ef.uni-lj.si/magister/vujacic2906-B.pdf>

投資回収スキーム

- 前述の通り、高価なイタリアの電力に対して、安価なモンテネグロ側の電力を供給する。
- MONITAが運用されると1200MWの電力がモンテネグロ側からイタリア側に供給され、イタリアの電力コストは低下し、モンテネグロ側の市場（ハンガリー電力取引所,HUPX）の価格は上昇する。
- CBA評価を行った論文によると、建設費用に対して収益性が大きくない分析結果であるものの、東南ヨーロッパの再生可能エネルギー有効活用などの観点で有意義であるとまとめている。

Table 21: Price projection

(Estimated price EUR/MWh)	2018 year	2019 year	2020 year
Italian average price	43.85	42.60	41.95
Hungarian average price	40.40	38.80	39.25
Spread	3.45	3.80	2.70

Source: Adapted from HUPX, (2017); GME, (2017).

Sardegna Penisola Italy (SA.PE.I)



事業名	Sardegna Penisola Italy (SA.PE.I)
国・地域	イタリア(Nettuno (mainland))⇔イタリア(Fiume Santo (Sardinia))
事業主体	Litgrid AB,Svenska Kraftnat
事業ステータス/Status	2011/7 運転開始
設備容量/Capacity MW	1, 000MW
直流電圧/DC Voltage	500kV Bipolar
連系線の長さ/Length of cable	435km(うち海底425Km)
予算/Project Cost	750(Million EUR)<約963億円*>
関連ウェブサイト	---

*:2021年平均TTB 1EUR=128.39円

プロジェクト背景

- 同プロジェクトは、イタリア本土中部のラティーナとサルデーニャ島のフィウメサントを連系する連系線で、425 kmの海底ケーブル長で、最大水深は1500mを超える。1GWと容量が大きく、サルディーニャ島の電力供給の安定性や周波数変動の改善に資する連系線。
- 最大水深は1,650mで世界でも最も深い海底送電線である。

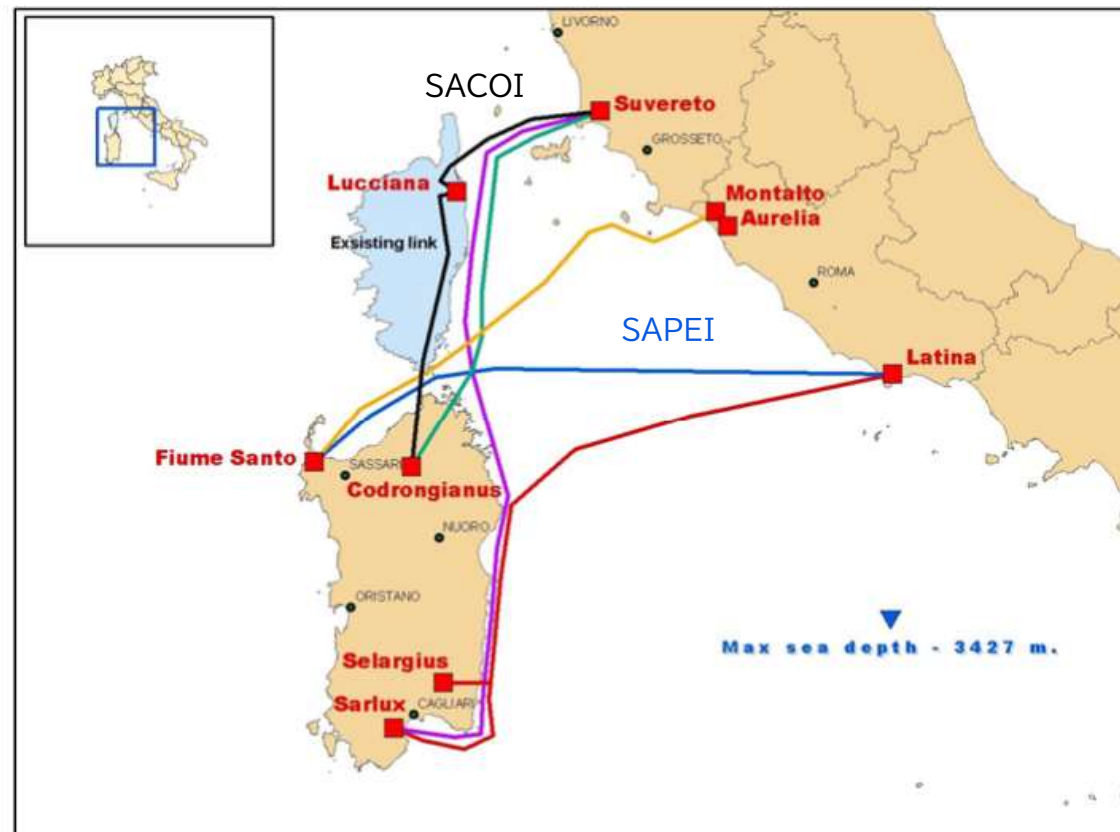


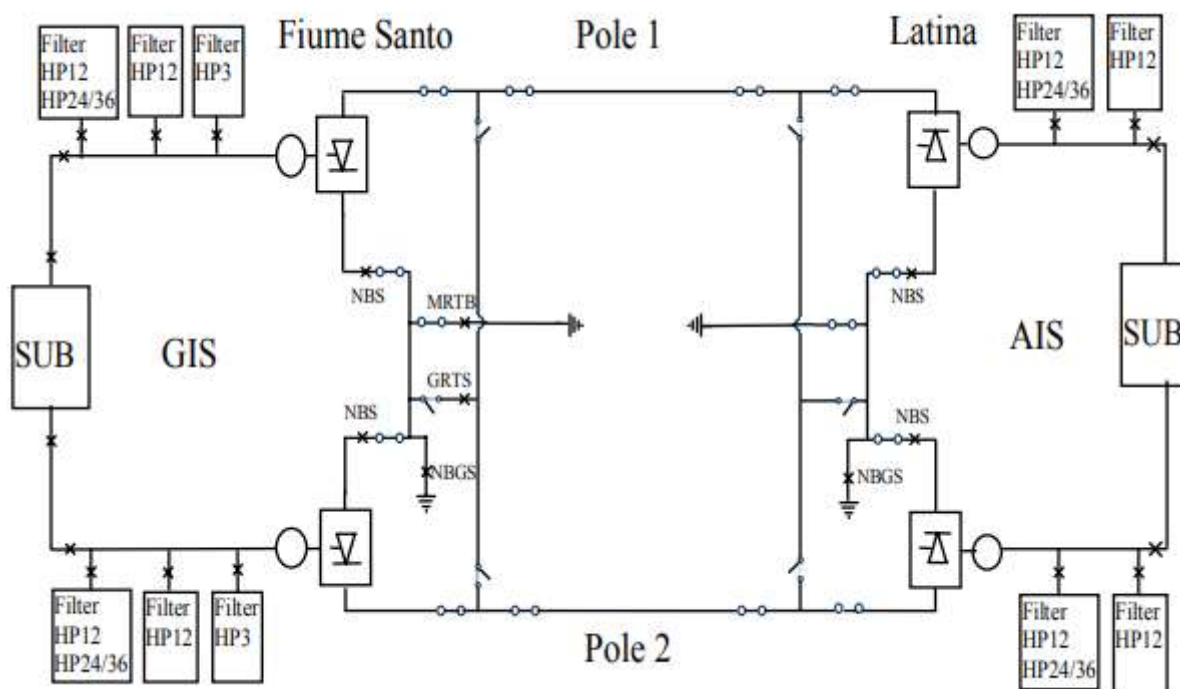
Figure 1: Converter station locations and routes considered for the submarine cables

出所)FEASIBILITY OF A NEW LONG DISTANCE SUBMARINE HVDC LINK BETWEEN SARDINIA ISLAND AND ITALIAN PENINSULA (SAPEI) ,CIGRE,2004

※図中、黒線(SACOI)および青線(SAPEI)以外については、本文献中のFSにおいて想定したルートおよび接続地点。

設備仕様(1/2)

- 同プロジェクトのHVDCはABB、ケーブルはPrysmianが供給する。
- 海底ケーブルは、Bipolarで、MIケーブルを使用。
- HVDCシステムはバイポーラとモノポーラの運用モードが存在。
- 本土(Latina)からサルディーニャ島(Fiume Santo)に向かう送電線のうち、単極が使用できない場合に対応するために両極をつなぐケーブルが設置されている。



出所) ABB,

<https://library.e.abb.com/public/ebf2e5ec67bd0285c1257539004c3877/SAPEI%20HVDC%20Converters%20Paper.pdf>

設備仕様(2/2)

- 世界的にも最も深い水深に布設される同プロジェクトのケーブルは、深度の浅い部分は銅、深度の深い部分はアルミを素材に用いるケーブルを選択し、施工上の制約を緩和している。

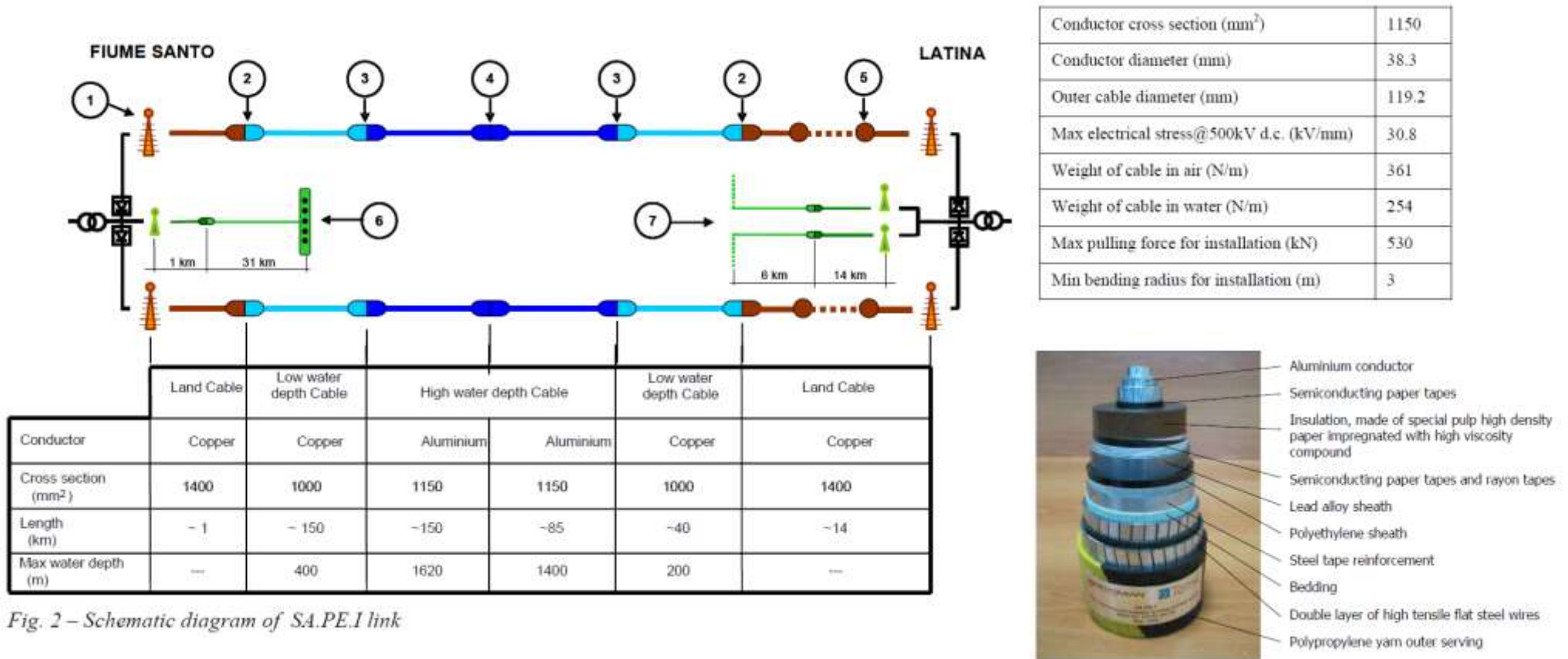
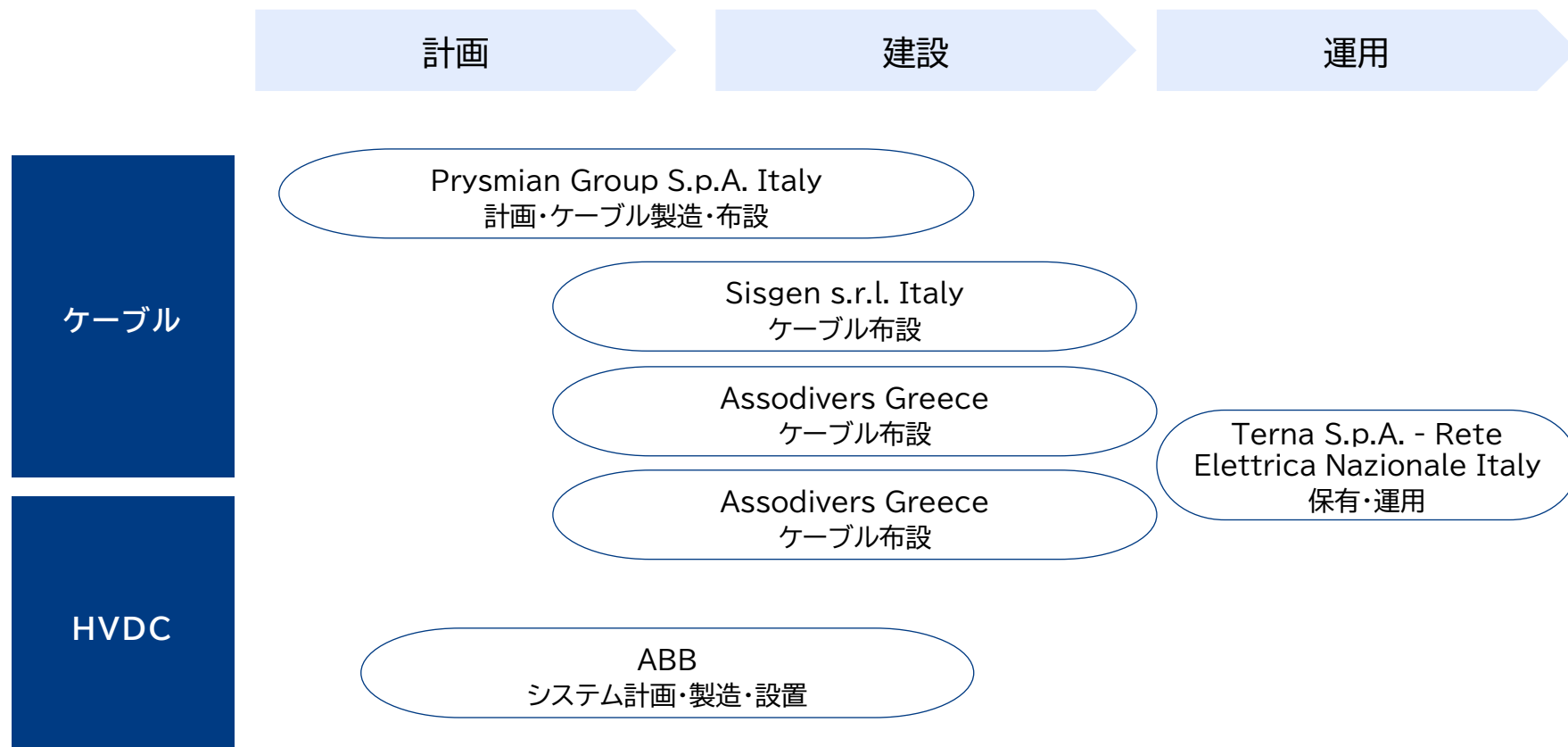


Fig. 2 – Schematic diagram of SA.PE.I link

主要ステークホルダー

- 本プロジェクトは、2006年にFSが始まり、2011年に運開した。

出所An Environmental Monitoring Plan related to the laying of marine power cables: the case study of SAPEI project, 2013/1



制度スキーム・投資回収スキーム

- TSO事業に要するコストは規制料金で回収される。
- 収入キャップとRoR規制のハイブリッドで運用される。イタリアでは、独立した規制機関であるARERAが電力・ガス・水道事業の競争促進を担っている。
 - RoR(Rate of Return): 許可されたリターン
 - ARERA(Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente): エネルギーネットワーク及び環境規制機関
- RAB(Regulated asset base, 規制対象資産ベース)で評価、Historical or Original Cost Approach (HC)の方法を採用。
- 運開前のCBA評価では、本土とサルディーニャ島の送電容量増加により年間で70百万ユーロ(約93億円)と評価。投資額7億50百万ユーロ(約1,000億円)を十分に投資回収可能と判断している。
- なお、SAPEIの運開により、サルディーニャ島の電力市場価格は本土の価格に近付き、運開前と比べて15%(10€/MWh)低下した。

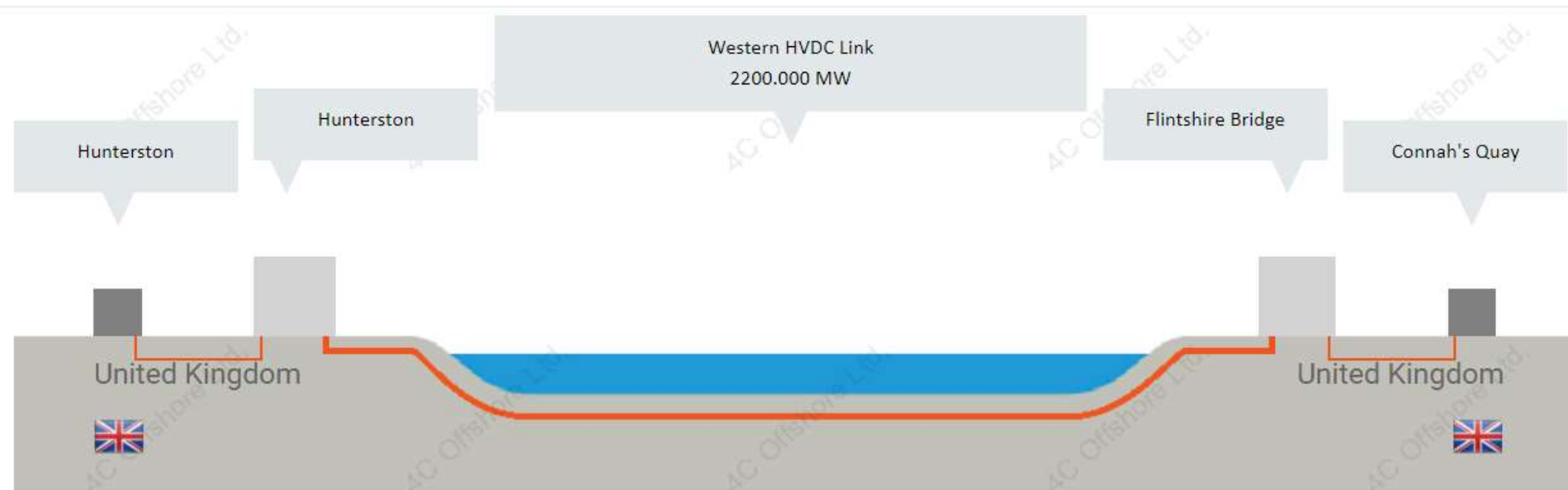
出所) https://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_11280834_po_000177.pdf?contentNo=1&alternativeNo=

https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H29FY/000098.pdf

Relazione dell' Autorità per l' energia elettrica e il gas sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (arera.it)

<https://download.terna.it/terna/0000/0020/04.pdf>

Western HVDC Link



事業名	Western HVDC Link
国・地域	イギリス(Ardneil Bay)⇄イギリス(Fiume Santo (Leasowe))
事業主体	National Grid Offshore, ScottishPower Transmission Ltd.
事業ステータス/Status	2018/10 運転開始
設備容量/Capacity MW	2,200MW
直流電圧/DC Voltage	600kV Bipolar
連系線の長さ/Length of cable	422km(うち海底375Km)
予算/Project Cost Million	1,000(Million GBP)<約1,470億円*>
関連ウェブサイト	http://www.westernhvdclink.co.uk/

*:2021年平均TTB 1GBP=147.07円

プロジェクト背景

- 同プロジェクトは、スコットランド西部のハンターストンとウェールズ北部でイングランドと隣接しているコノーズキーを連系する連系線で、海底ケーブル長は375km、容量は2.2GW。英国全体での電力需要の増加や気候変動対策のニーズの高まりに伴う再生可能エネルギーの拡大に対応するために設置、主に北部のスコットランドの再生可能エネルギーを送電する方向で活用されている。

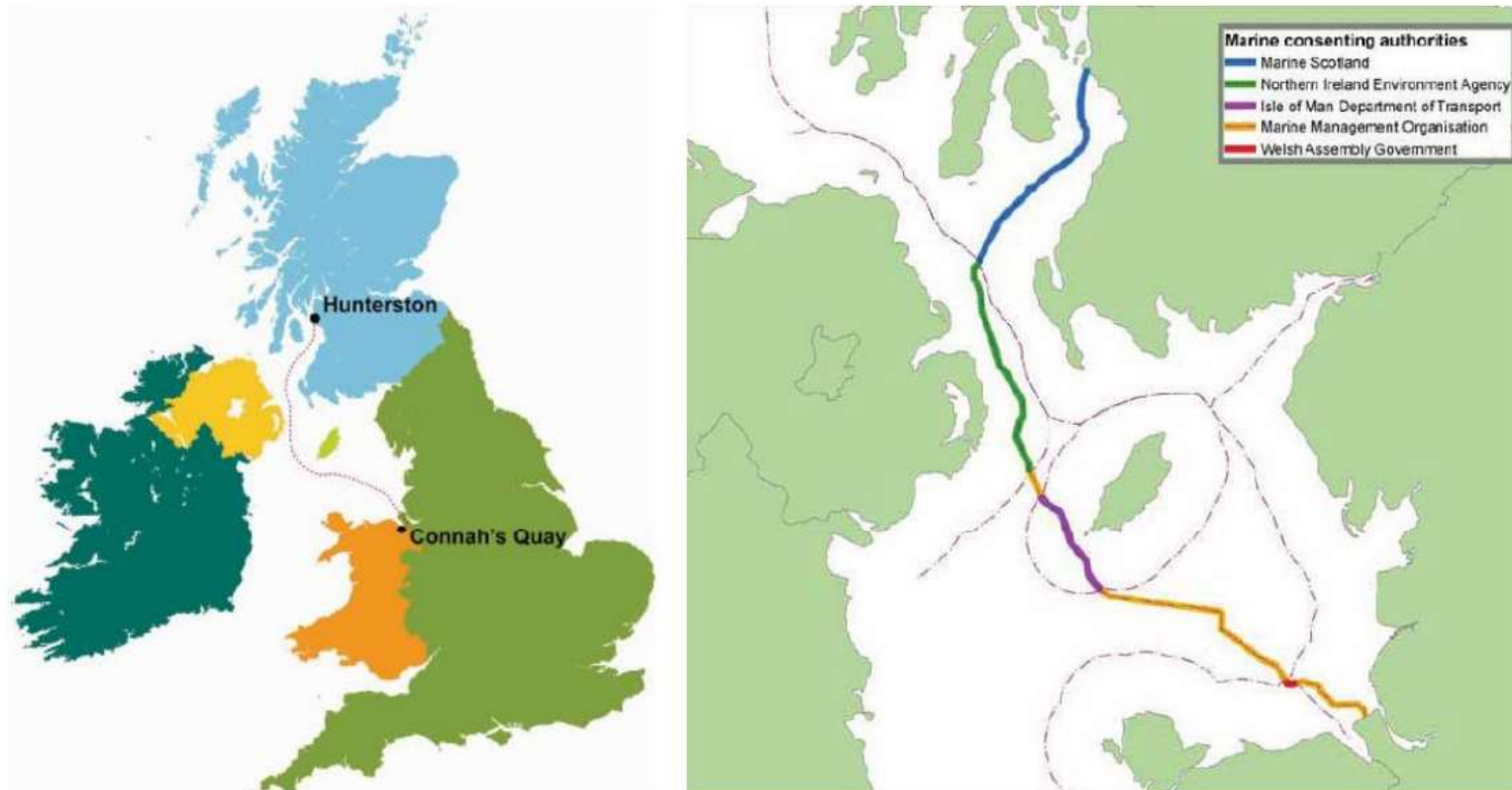


Figure 18: Location of the Western HVDC Link undersea cable [34]

出所)Independent study to examine the technical feasibility and cost of undergrounding the North-South Interconnector, 2018/4

<https://www.gov.ie/en/publication/eeb34-independent-studies-in-relation-to-the-north-south-interconnector-project/>

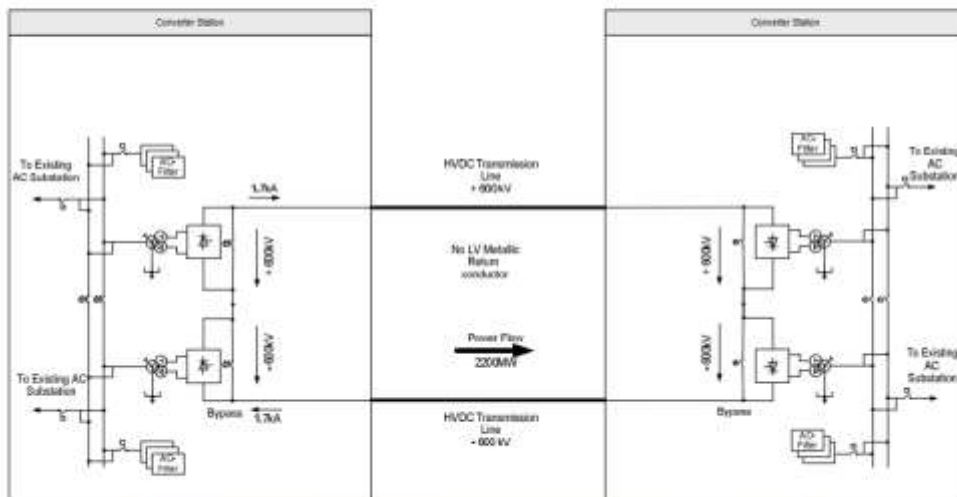
Western HVDC Link

設備仕様

- 同プロジェクトのHVDCはSiemens、ケーブルはPrysmianが供給する。
- 海底ケーブルは、Bipolarで、MIケーブルを使用。
- HVDCシステムには、400kVのACフィルタ、400kV-ACケーブル、 $\pm 250\text{Mvar}$ のSVC(無効電力補償装置)が設置されている。

Western HVDC Link Overall Link Design

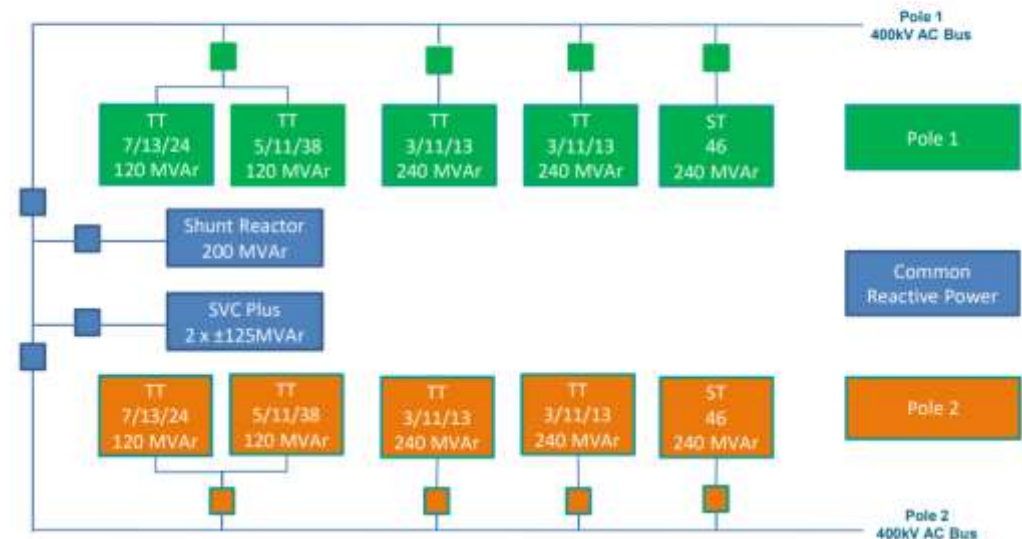
SIEMENS
Ingenuity for Life



Converter Bipole design / two dc cables

Western HVDC Link Reactive Power / AC Filter Design

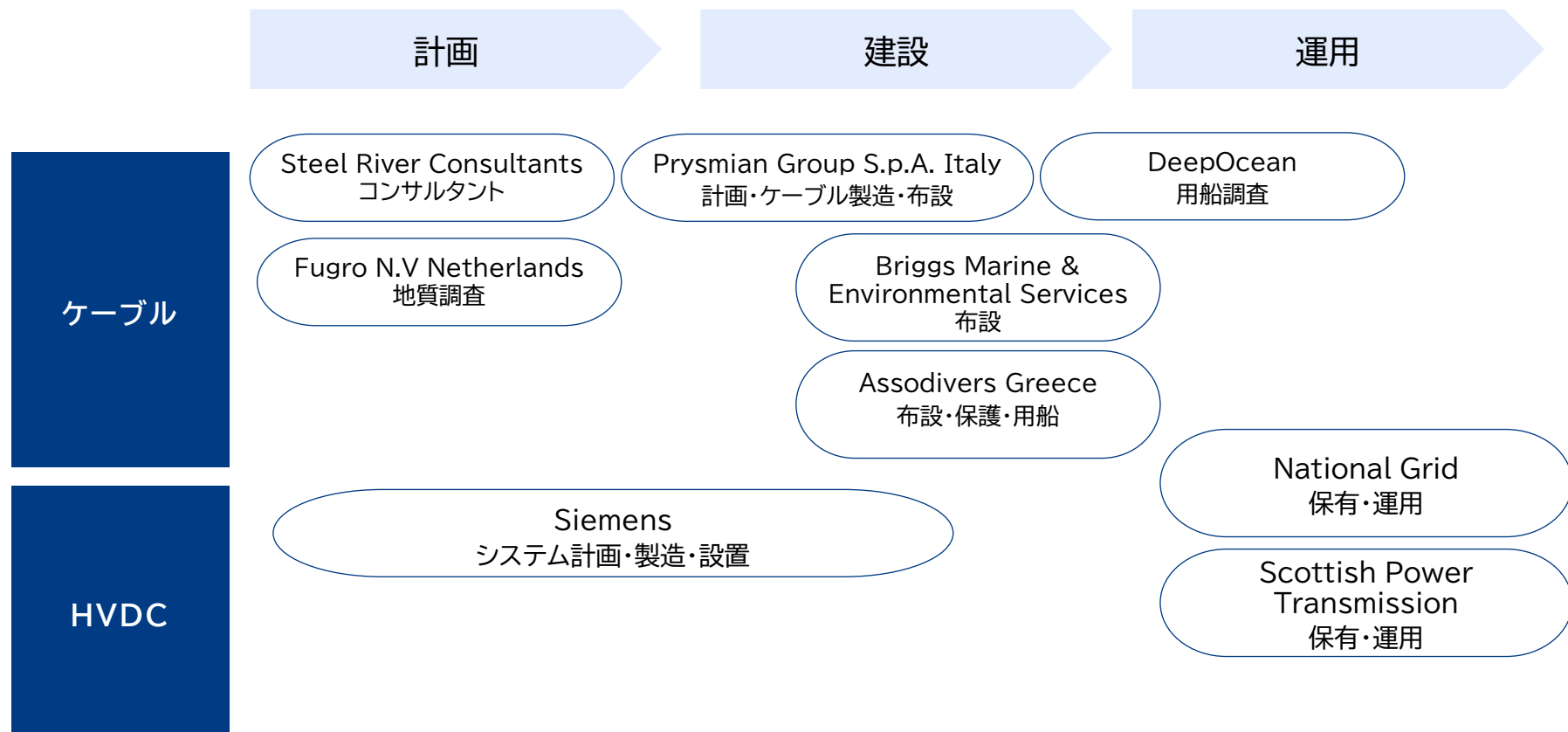
SIEMENS
Ingenuity for Life



出所) <http://site.ieee.org/pes-hvdcfacts/files/2019/02/2018WesternLink.pdf>

主要ステークホルダー

- 本プロジェクトは、2013年に建設が始まり、2018年10月に運開した。
- オーナーはNational GridおよびSP Transmission。



制度スキーム

- イギリスのレベニューキャップと呼ばれる規制料金制度であるRIIOが適用される。
- 将来的に必要なとされる投資がレベニューとして認められるSWW(Strategic Wider Works)に準用したCOAE(Cost and Output Adjusting Event)メカニズムに基づき評価される。
 - SWWに認められたプロジェクトは、後述のCaithness Moray、Shetland HVDC Link等。

投資回収スキーム(1/2)

- 投資回収は、基本的にレベニューキャップの託送料金制度の下で託送料金として回収される。
- 規制対象資産への算入は下表に示すようなスケジュールが想定されている。

Table 1: Proposed annual ex ante allowance for whole project and for each TO

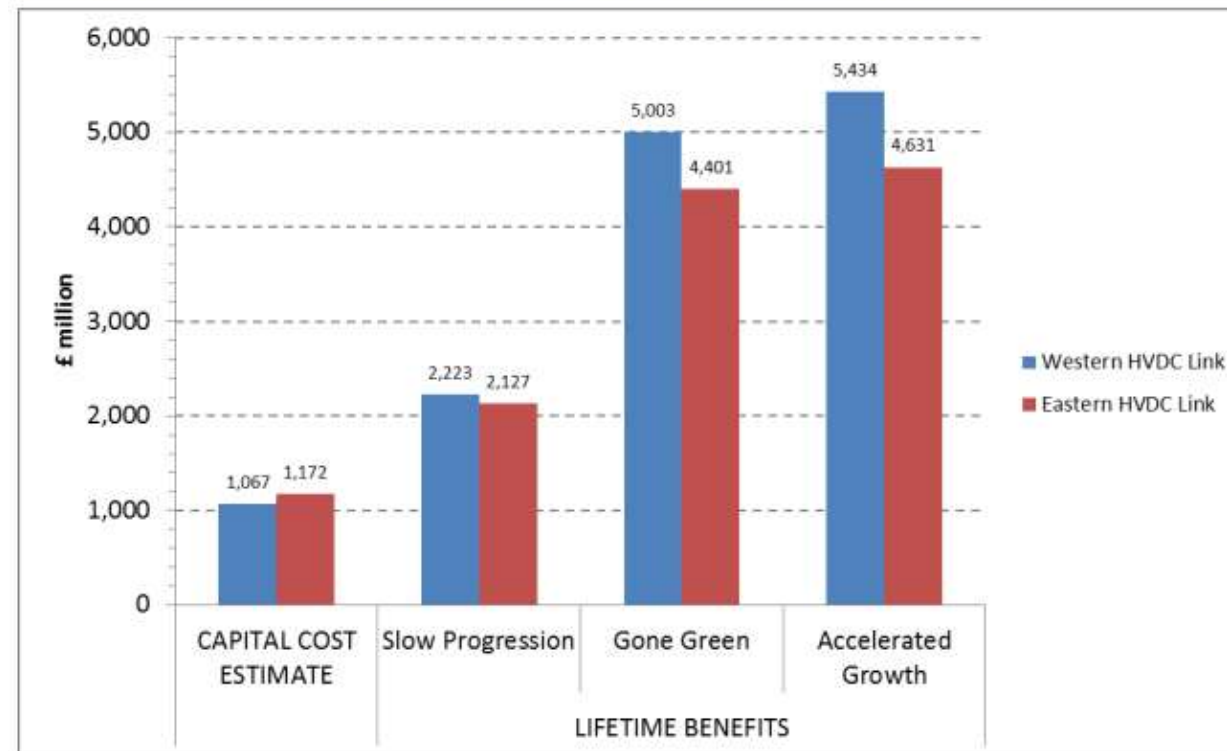
Ex ante allowance (£m)	TII		RIIO-T1				Total
	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	
NGET (70%)	15.9	84.8	165.2	235.5	213.5	20.6	735.5
SPTL (30%)	6.8	36.4	70.8	100.9	91.5	8.8	315.2
TOTAL	22.7	121.2	236.0	336.4	305.0	29.4	1050.7

出所) Consultation on proposed funding arrangements for the Western High Voltage Direct Current (HVDC) link ("Western Bootstrap"). OFGEM, 2012/5

投資回収スキーム(2/2)

- 計画時点でのCBA評価では、BAUに近い低位シナリオ(Slow Progression)、2020再エネ目標到達を想定した中位シナリオ(Gone Green)、再エネ高位シナリオ(Accelerated Growth)、どの評価においても、35年運用での利益は、資本コスト見通し約10億67百万ユーロ（約1,412億円）を上回る結果。

■ Figure 9 Lifetime CBA assessment of Western and Eastern HVDC link



出所)Independent Review of Funding Request for Western HVDC Link. OFGEM, 2011/8
<https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2011/08/westernhvdclinkskmstage1reviewreportfinalpublic.pdf>

Basslink



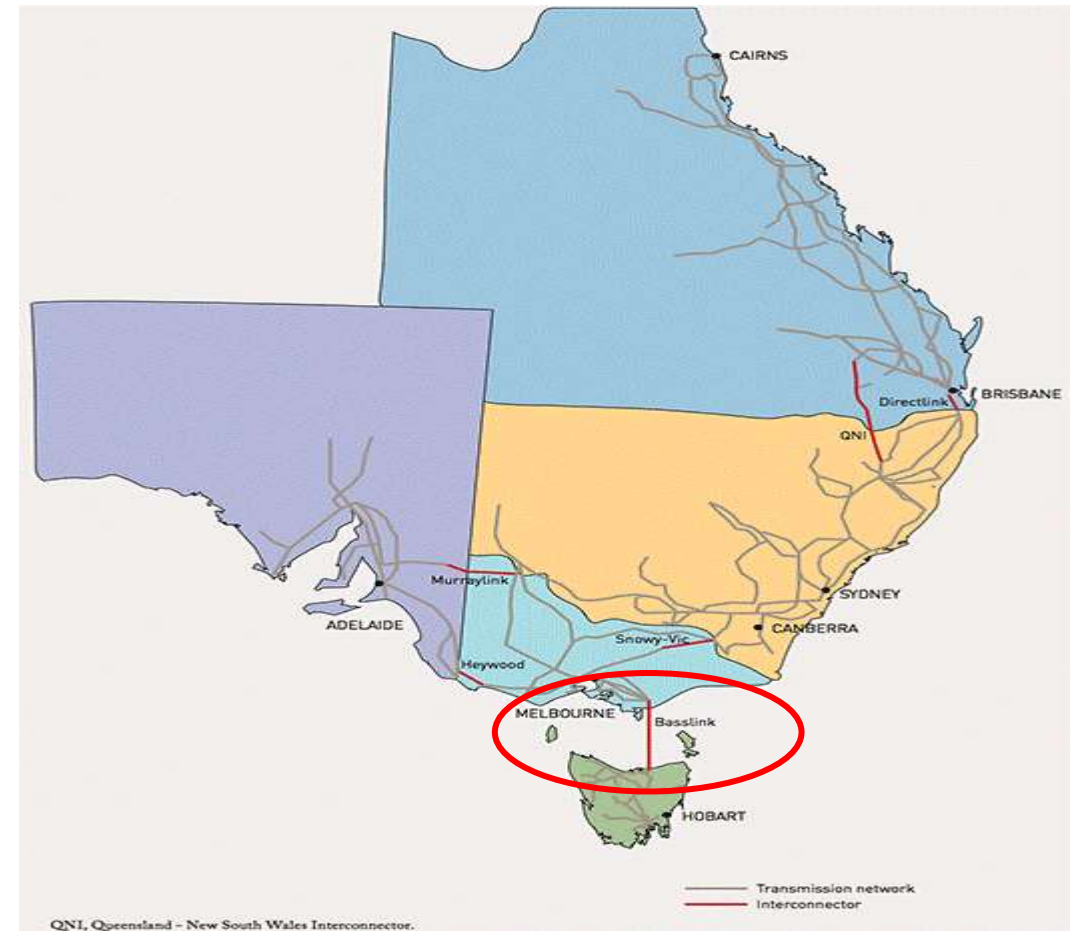
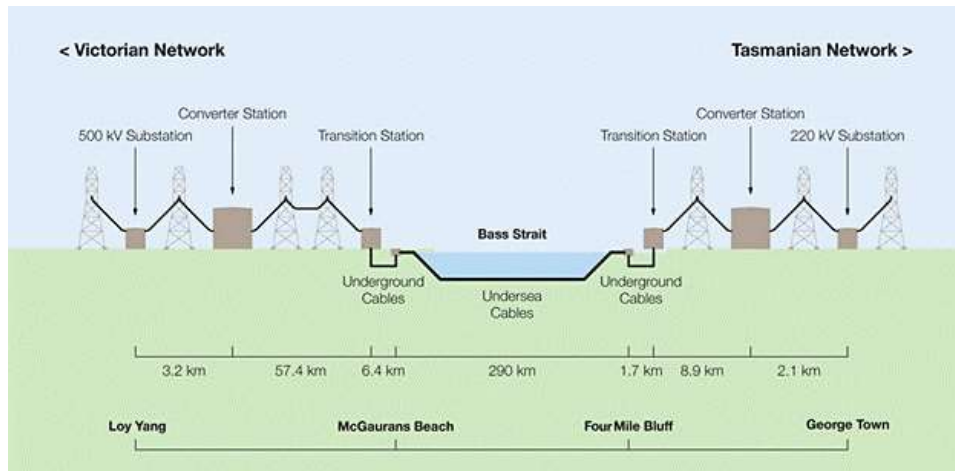
事業名	Basslink
国・地域	オーストラリア(Four Mile Bluff (Tasmania))⇄オーストラリア(McGaurans Beach (mainland))
事業主体	Keppel Infrastructure Trust
事業ステータス/Status	2006/4 運転開始
設備容量/Capacity MW	500MW
直流電圧/DC Voltage	400kV Monopolar with metallic return
連系線の長さ/Length of cable	374km(うち海底290Km)
予算/Project Cost	500(Million ASD) ⇒ 875(Million ASD) <約704億円*>
関連ウェブサイト	http://www.basslink.com.au/

出所)4C offshore(<https://www.4coffshore.com/>)

*:2021年平均TTB 1AUD=80.48円

プロジェクト背景(1/2)

- 同プロジェクトは、タスマニア島とオーストラリア本土を連系する連系線で、290kmの海底ケーブル長で、タスマニア島の水力発電をオーストラリア本土の電力卸取引市場(NEM: National Electricity Market)に市場参加させることを前提とした連系線として、費用回収を託送料金で行う規制連系線とは異なるスキームで構築している。

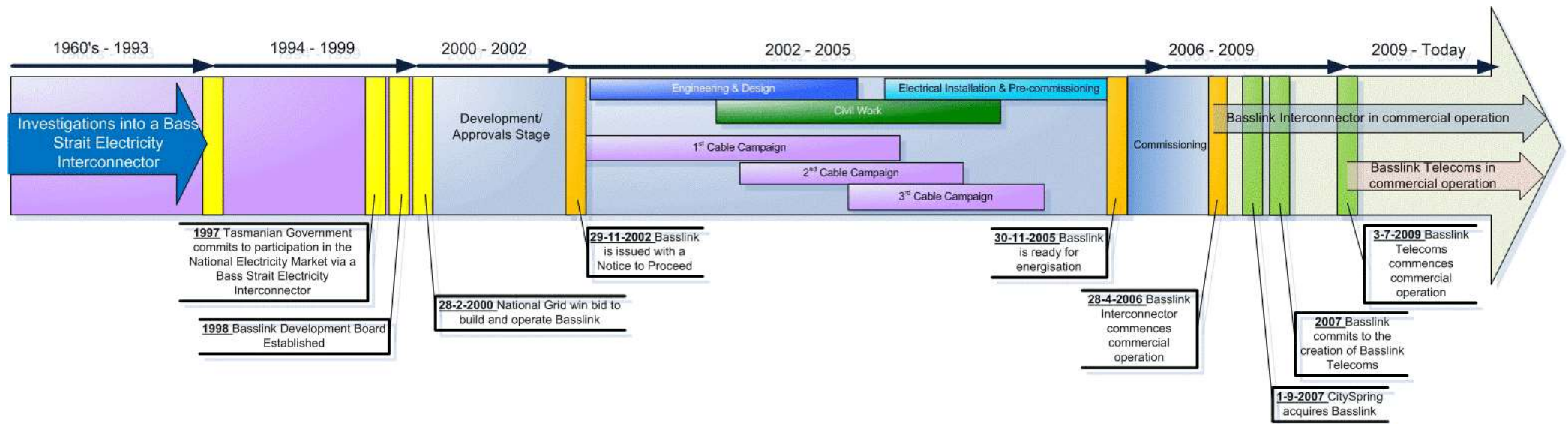


出所) <https://electrical-engineering-portal.com/three-awesome-hvdc-projects-in-australia>

出所) <https://electrical-engineering-portal.com/an-overview-of-australias-electricity-transmission-networks>

プロジェクト背景(2/2)

- 1991年から1993年にかけて、ビクトリア州電力公社とタスマニア水力発電公社は、タスマニアとオーストラリア本土を結ぶ地域間連系線の調査を実施。
- 1997年4月、タスマニア政府はビクトリアとの地域間連系線を介してNEMに参加することを決め、1997年後半、ビクトリア州政府はタスマニア政府と連邦政府と協調的な環境評価を開発することに合意した。
- 2000年2月、タスマニア州は、同プロジェクトの建設者、所有者、運営者としてNational Grid Australia Pty Ltdが選定され、2006年4月商業運転が開始された。



出所) <http://www.basslink.com.au/basslink-interconnector/history/>

設備仕様(1/2)

- 同プロジェクトのHVDCはSiemens、ケーブルはPrysmianが供給する。
- 海底ケーブルは、Monopolar with metallic returnで、通信ケーブルと併せて布設されている。

Project type	HVDC interconnector
Location	Bass Strait, between Victoria and Tasmania Converter stations at Loy Yang (Victoria) and Georgetown (Tasmania)
Capacity	- 400 kV DC transmission - 12 pulse bridge line commutated HVDC - 60 thyristors per valve, 720 total per station - 500 MW continuous rating. Dynamic facility for limited time of up to 6 hours for 630 MW
Year of commissioning	2006
Purpose	To connect the 500 kV transmission system in Victoria and the 220 kV transmission system in Tasmania, at 290 km in length, Basslink is the world's second longest submarine power cable

- 低損失が経済性、技術面から重要との考え方から変換所でのロスは1.4%に抑える設計としている。
- ケーブル損失は、DCケーブルと架空線でそれぞれ2.7%と1.0%となっている。
- Fault-tolerant control systemsによりシステムの冗長性と信頼性確保を図っている。
- 変換所には、建設当時最新のdirect-light-triggered thyristors (LTT) が採用され、高信頼性とコンパクト設計を実現。

出所) <https://electrical-engineering-portal.com/three-awesome-hvdc-projects-in-australia>

出所) "Basslink HVDC Interconnector - System Design Considerations", The 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission, 2006/6

設備仕様(2/2)

- 海底ケーブルの布設地点の詳細については、「Installation and operational effects of a HVDC submarine cable in a continental shelf setting: Bass Strait, Australia」が公表されている。
- 同報告では、対象となる海底ケーブル敷設を揚陸点片側2セクション(合わせて4セクション)と海底ケーブル6セクションに分けて、布設後の海底環境がビデオ調査されている。

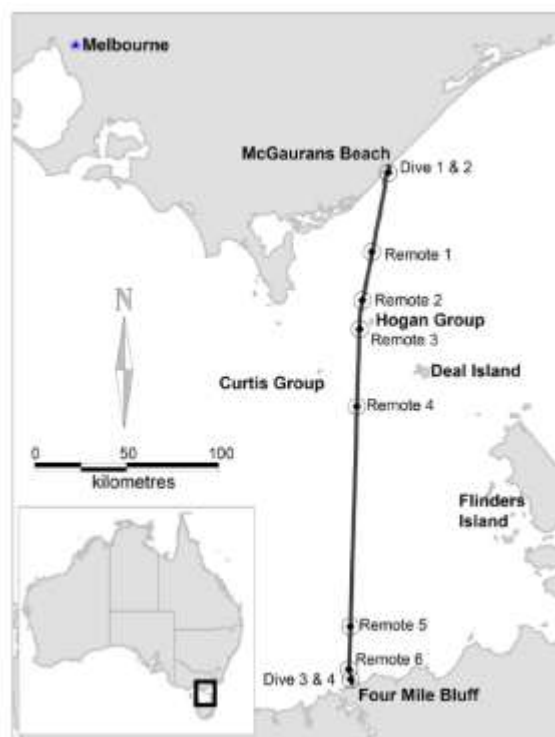


Table 1
Characteristics of sample locations along the cable path.

Site	Distance (km) ^a	Depth (m)	IMCRA Zone	Sediment	Time ^b (months)
Dive 1	1	10		Sand	11, 20
Dive 2	5	15		Cemented sediment, sand	11, 20
Remote 1	48–52	46–52	Twofold Shelf	Shell rubble, shell grit	19
Remote 2	74–78	55–58	Twofold Shelf	Coarse sand, shell rubble and shell grit	19
Remote 3	90–94	72	Flinders	Coarse sand, shell rubble	19
Remote 4	134–138	65–66	Flinders	Fine silt, sand, shell	12
Remote 5	252–256	46–52	Central Bass Strait	Silt and some shell	7
Remote 6	282–284	32–43	Boags	Medium to coarse sand	7
Dive 3 and 4	288–289	14–16		Bedrock, rubble, sand	7, 19, 45

^a Along the cable from the Victorian coast.

^b Time elapsed between cable section being laid and video survey(s).

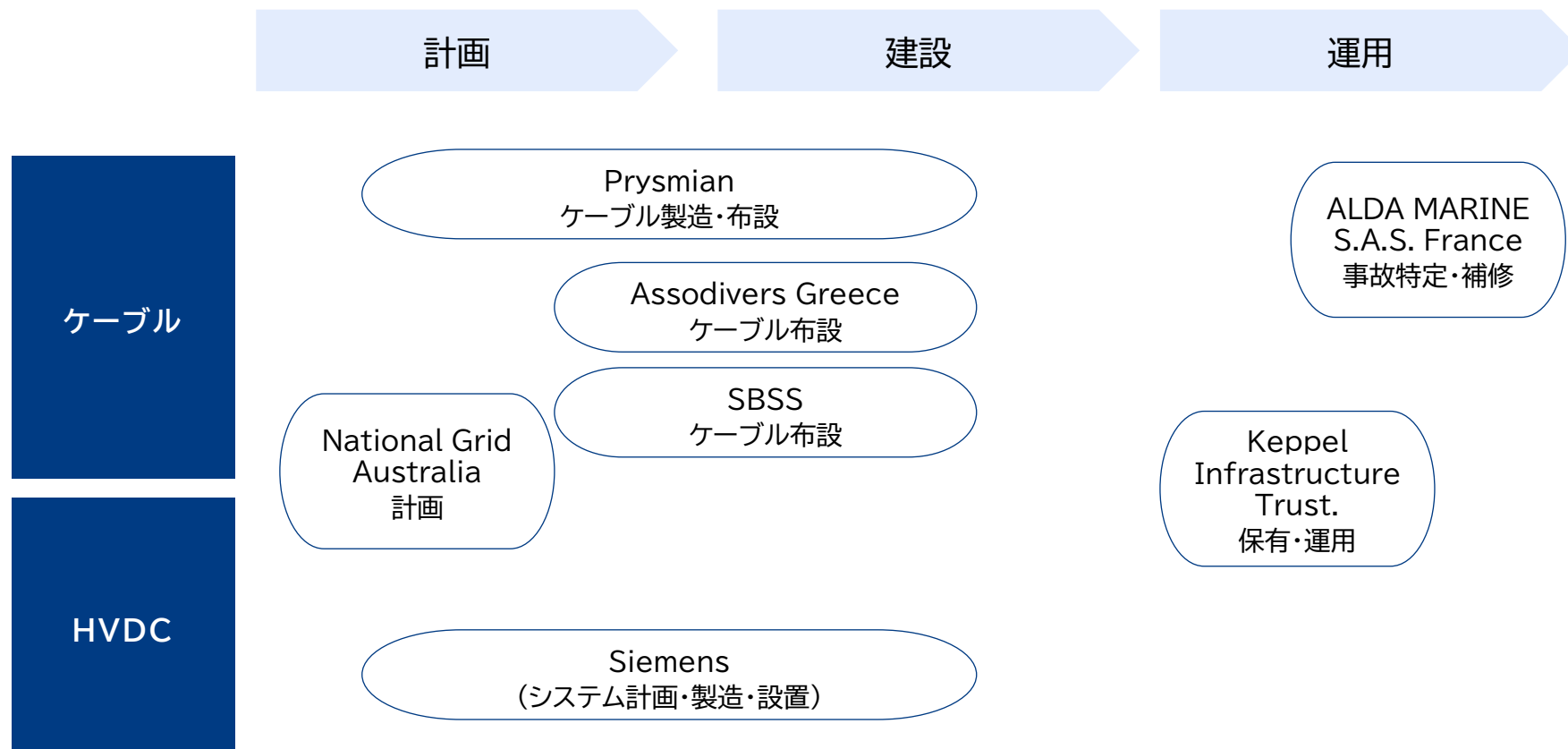
IMCRA: Interim Marine and Coastal Regionalisation classification

Time: 布設からビデオ調査までの期間(月)

出所) "Installation and operational effects of a HVDC submarine cable in a continental shelf setting: Bass Strait, Australia", Journal of Ocean Engineering and Science 1 (2016) 337–353

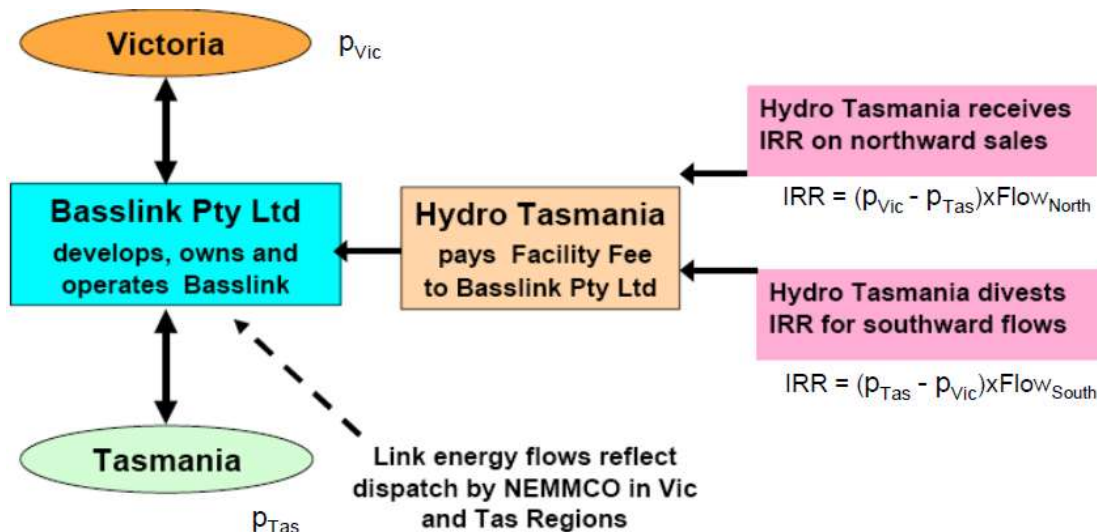
主要ステークホルダー

- 本プロジェクトは、開発時は多くの直流送電プロジェクト開発ノウハウを有する、National Grid Australia Pty LtdがBass linkを設立、運転開始直後の2007年にCitySpring Infrastructure Management Pte Ltd(2015年の現在のKeppel Infrastructure Trust.に改称)に 497(百万GBP)で売却している。
- Bass linkは、電力の地域間連系線とあわせて光ファイバーの通信網も併せて所有する。



制度スキーム(1/2)

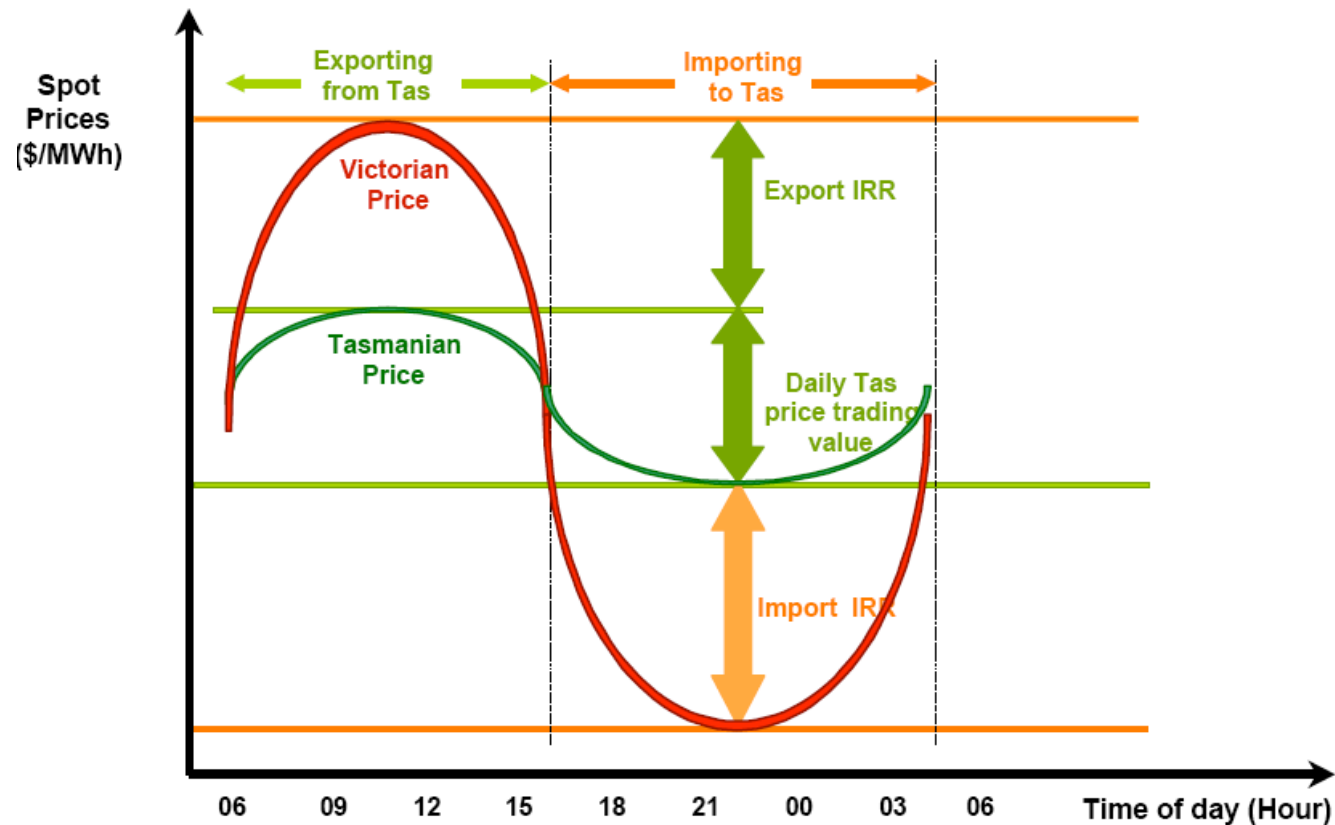
- 同時期に計画建設されたオーストラリアにおけるHVDC州間連系線のうち、他の2つ(Direct link: NSWとQLD間、Murray link: SAとVIC間)は、規制スキームであるのに対して、Bass linkはHydro Tasmaniaが島内の電力をNEMに販売する際の利用料に基づく収入をベースに投資回収を行うスキームで建設されている。



出所) Publicly owned hydro: Hydro Tasmania & Basslink; The Snowy Mountains Scheme, CEEM, 2007

制度スキーム(2/2)

- タスマニア州とビクトリア州の卸電力価格水準の値差を前提に、卸電力市場へのタスマニア島内の水力及び再生可能エネルギー電源の余剰期にはビクトリア州へ、渇水などによりタスマニア島内の電力価格高騰時にはビクトリア州からの電源調達を行う際の地域間連系線の通過に関わる料金を投資回収の原資とするスキームを採用している。

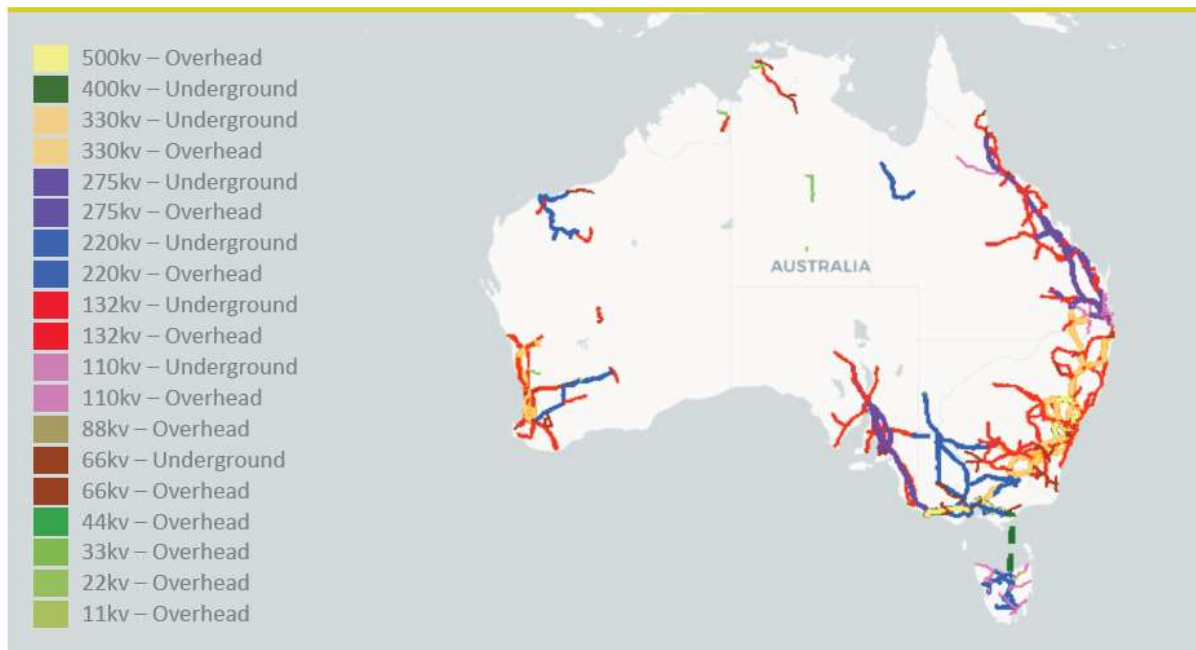


出所) Publicly owned hydro: Hydro Tasmania & Basslink; The Snowy Mountains Scheme, CEEM, 2007

《参考》オーストラリアの電気事業体制

● オーストラリアの送電ネットワークの概要

- オーストラリアの電力ネットワークは図に示すように、人口密度の高いエリアを中心の整備されており、さらに NEMエリアでは、州と州との間は地域間連系線で接続されている



出所) Guide to Australia's Energy Networks、Energy Networks Australia

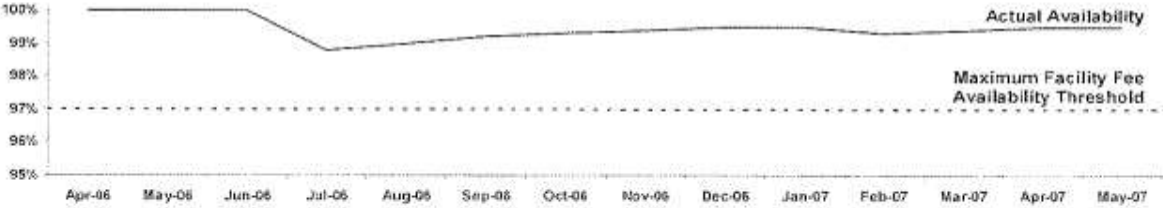
1: Direct link
2: Murray link
3: Bass link



出所) The Australian National Electricity Market, AusIMM Technical presentation, 2017/4

投資回収スキーム(1/5)

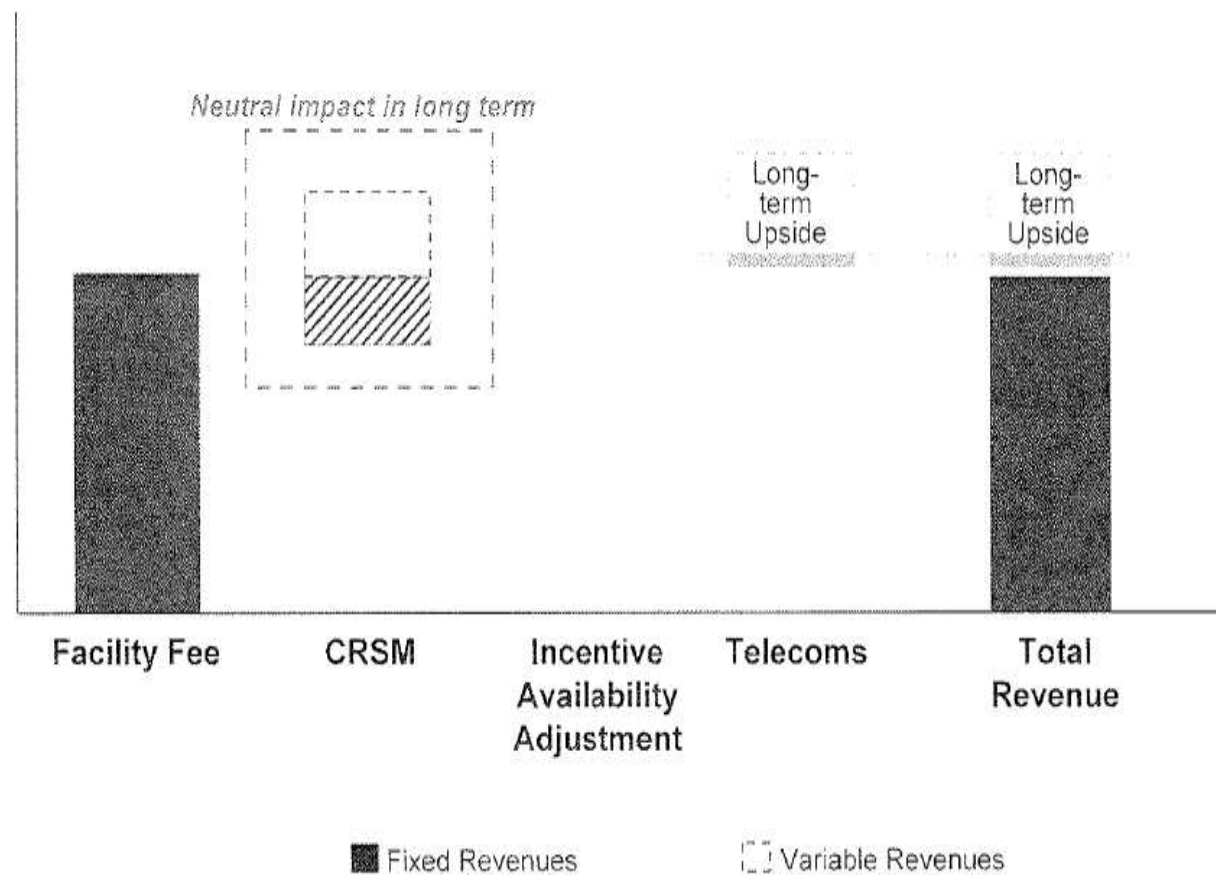
- Basslinkを保有するBasslink PtyとHydro Tasmaniaとの間に、“Basslink Services Agreement”と呼ばれる25年間の連系線利用に関わる契約が締結されている。
- 同契約では月額の利用料契約を締結する際に、Basslinkはその機能(送電容量を97%のAvailabilityで提供)を維持する責任を負う契約となっている。また、この送電利用料の他に、Commercial risk share mechanism(CRSM)と呼ばれる卸市場価格の変動に関わるリスクシェアのスキームに基づき、双方が双方がリスクを低減する項目を入れた契約を締結している。

Facility Fee	▪ The Facility Fee, which represents the principal source of revenue under the BSA, is a monthly payment from Hydro Tasmania for making the interconnector available. The Base Facility Fee is escalated to reflect inflation ▪ The Facility Fee is <u>based entirely on availability</u>, with 100% payable if Basslink's availability is greater than 97%. If availability is less than 97%, the Facility Fee is effectively reduced based on a sliding scale – Basslink has achieved average availability of 99.5% since commissioning 
Incentive Availability Adjustment	▪ Additional payments are made by Hydro Tasmania to Basslink if the interconnector is fully available during periods when Victorian electricity prices are at their highest
Floating Interest Rate Delta ("FIRD")	▪ The FIRD is effectively a 25-year interest rate hedge provided by Hydro Tasmania ▪ The notional principal under the FIRD is A\$624.5m, amortising to A\$318.8m over the initial term of the BSA
Commercial Risk Sharing Mechanism ("CRSM")	▪ The CRSM shares the market risk associated with operating in the NEM between Hydro Tasmania and Basslink. Payments under the CRSM are based on differences between high and low Victorian electricity pool prices ▪ Maximum payments under the CRSM are limited to +25% of the Facility Fee (i.e. a payment to Basslink) to -20% of the Facility Fee (i.e. a payment from Basslink) – The stated intention of the CRSM is to have a neutral impact on both parties

出所) "Acquisition of Basslink", CitySpring Infrastructure Management Pte Ltd 2007/9

投資回収スキーム(2/5)

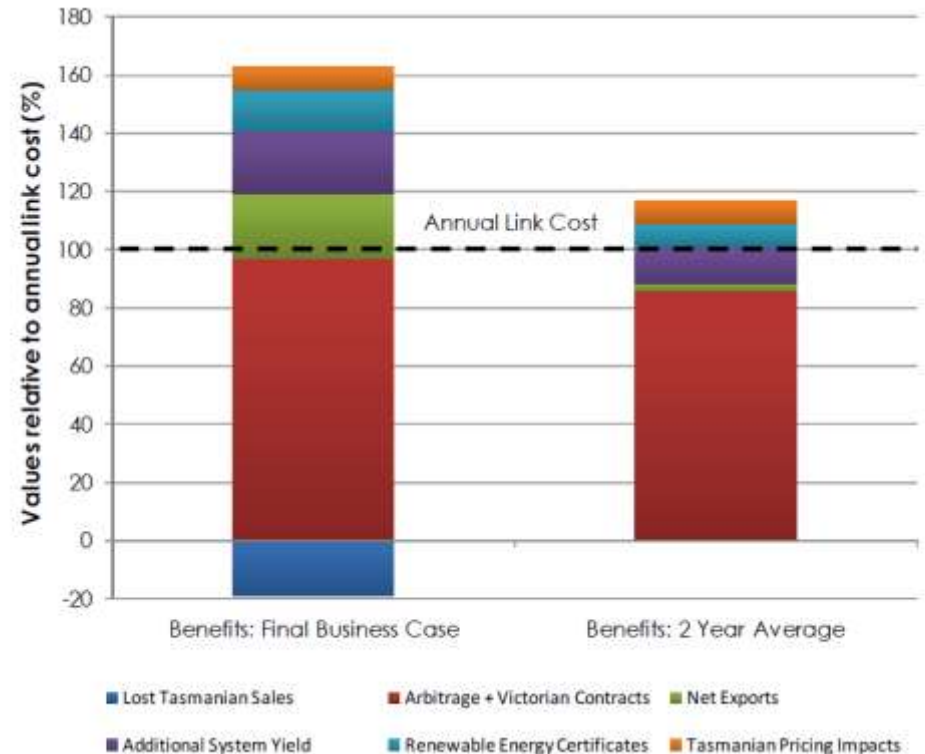
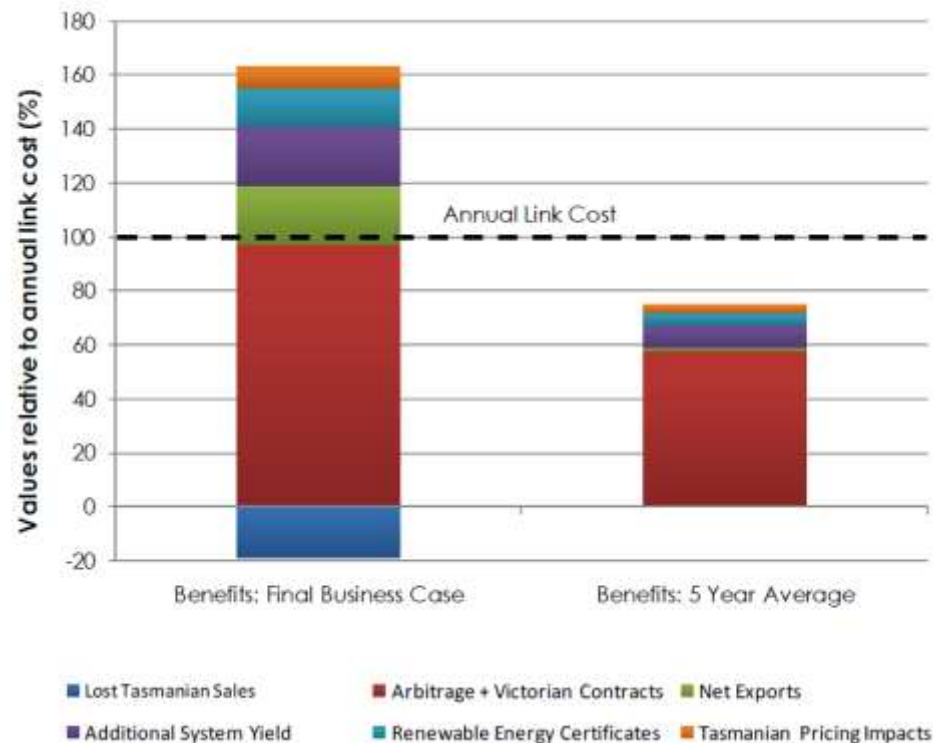
- Basslink は、電力の地域間連系線のほかに、通信の連系線(光ファイバ)の収入も含めて長期の収益確保を行うスキームとなっている。



出所) "Acquisition of Basslink", CitySpring Infrastructure Management Pte Ltd 2007/9

投資回収スキーム(3/5)

- Basslink の運用実績については、運転開始から5年を経過した2011年に”Basslink: Decision making, expectations and outcomes”(Electricity Supply Industry Expert Panel,2011/11)において公表されている。
- 同報告では、Hydro Tasmaniaには運用開始から5年平均ではTASの水力発電量の渇水や計画外停止などから当初想定した収益はもたらしていないものの、最終の2か年についてはVICからの安価な電源の調達を可能にすることなどにより収益確保はできるに至っている。



投資回収スキーム(4/5)

- Basslink が運用開始から5年間の電力潮流は、その過半をVICからTASへの潮流となっている。
- その主な要因としては、TASの主要電源である渇水等による水力発電量の低迷などが挙げられている。

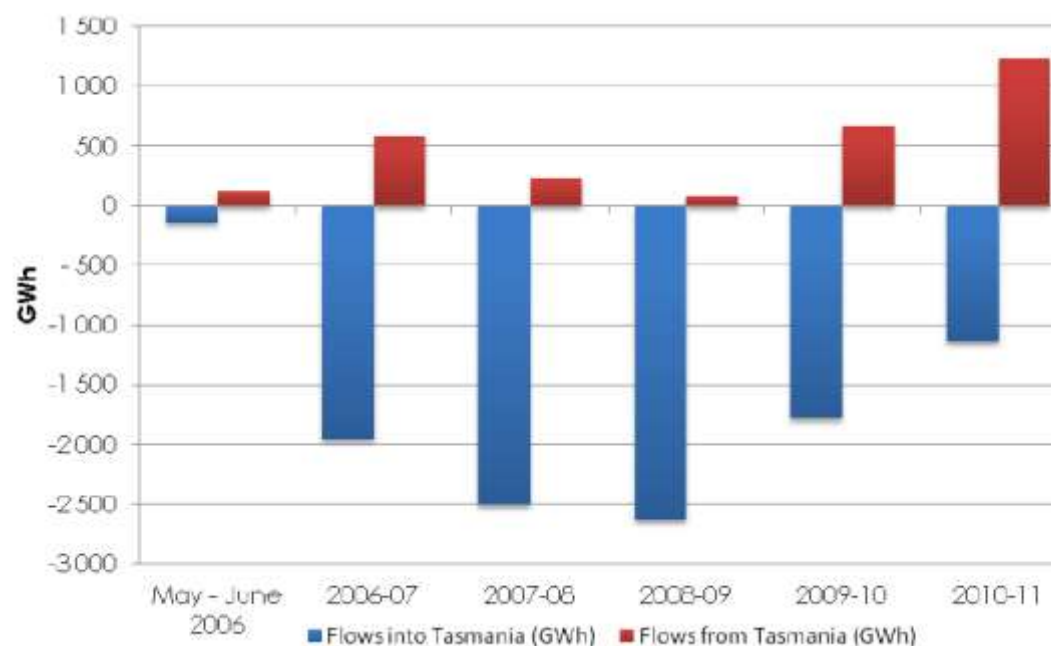


Table 2 - Annual Basslink Flows

	Flows to Tasmania (GWh)	Flows from Tasmania (GWh)	Net Flow (GWh)	Direction of net flows
May - June 2006	144	125	19	South
2006-07	1 954	584	1 371	South
2007-08	2 506	227	2 279	South
2008-09	2 632	72	2 560	South
2009-10	1 785	669	1 116	South
2010-11	1 132	1 232	100	North
Total	10 153	2 909	7 245	South

Source: Hydro Tasmania

投資回収スキーム(5/5)

- さらに、5か年の平均収益を押し下げた要因としては、2008年の計画外停止に伴うAvailabilityの低下も挙げられている。

Figure 5 - Basslink availability – calendar year basis

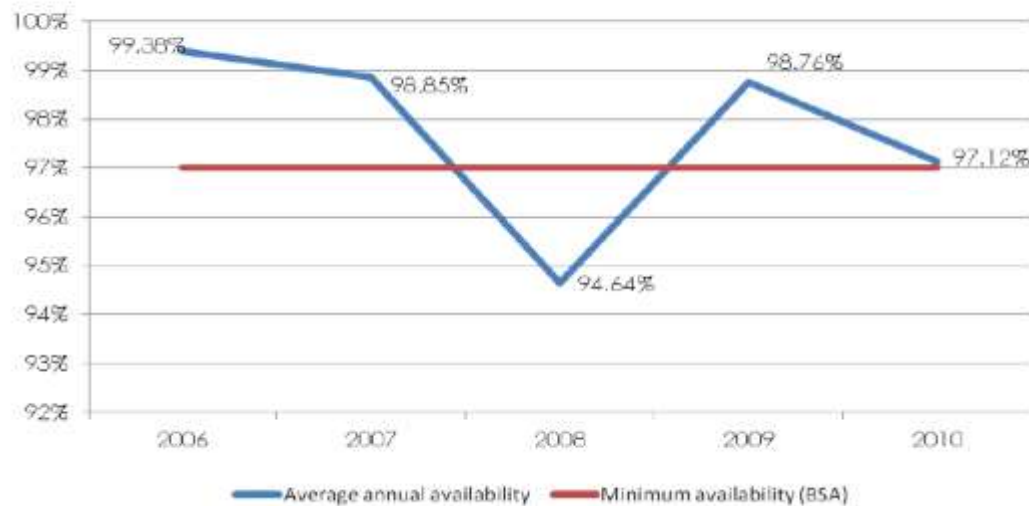
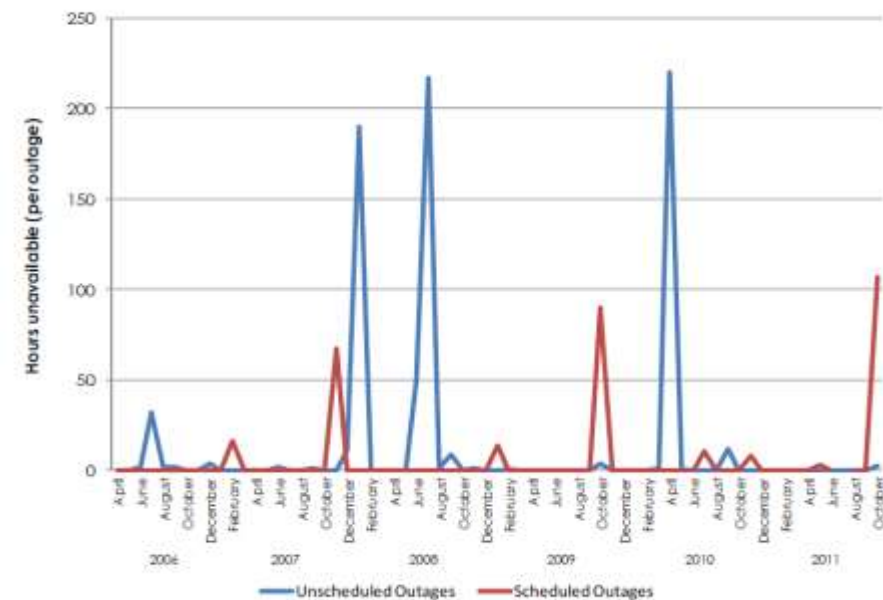


Figure 6 - Basslink outages



Balearic Islands: ROMULO



事業名	Balearic Islands: ROMULO
国・地域	スペイン(Sagunto (mainland))⇄スペイン(Santa Ponsa (Mallorca))
事業主体	RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA
事業ステータス/Status	2012/8 運転開始
設備容量/Capacity MW	400MW
直流電圧/DC Voltage	250kV Bipolar with metallic return
連系線の長さ/Length of cable	244km(うち海底237Km)
予算/Project Cost	420(Million EUR)<約539億円*>
関連ウェブサイト	http://www.ree.es/en/activities/unique-projects/romulo-project

*:2021年平均TTB 1EUR=128.39円

Balearic Islands: ROMULO

プロジェクト背景

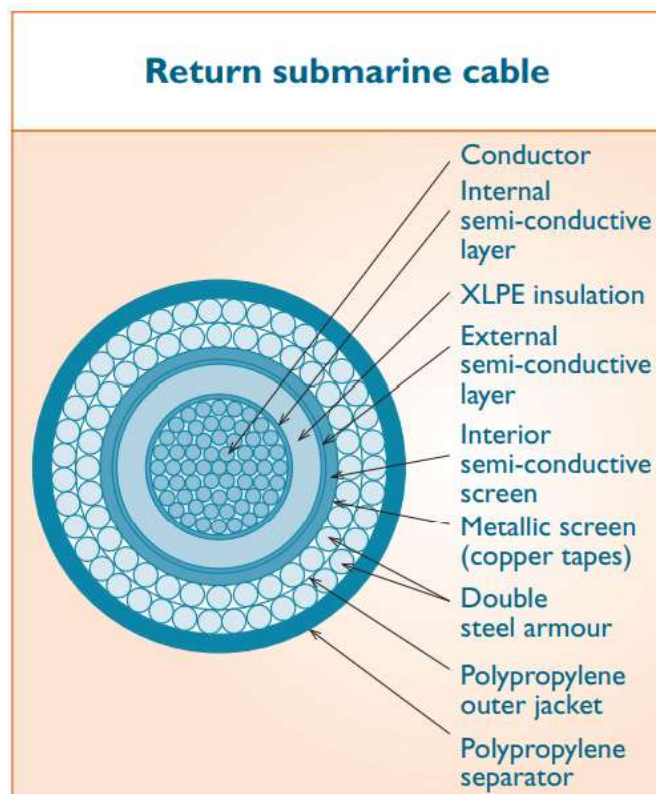
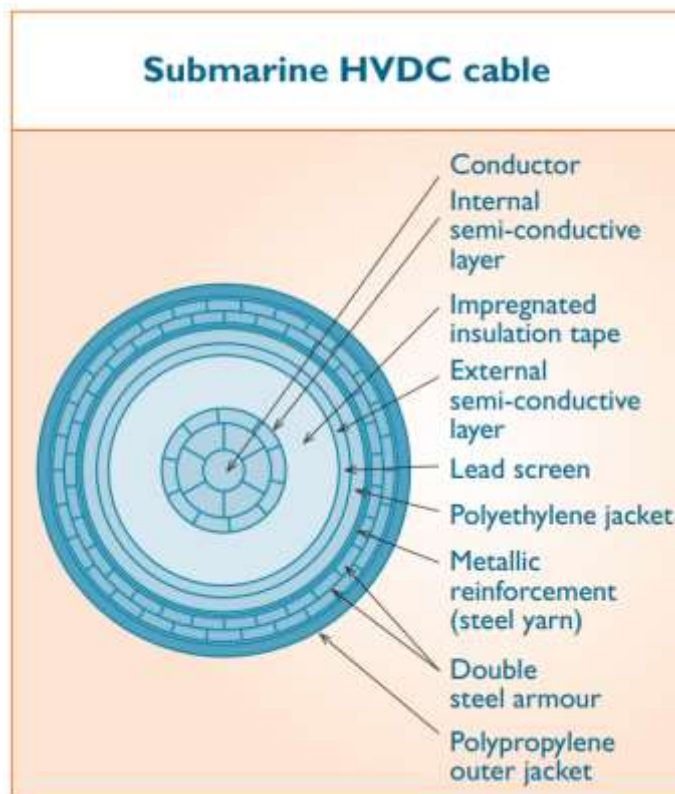
- 同プロジェクトは、スペイン・イベリア半島とバレアレス諸島を結ぶ総延長244km(海底ケーブル:237km)の連系線であり、バレアレス諸島の電力システムの信頼性向上と、イベリア電力市場への統合によって発電部門での競争を向上させる目的で敷設される。2012年に商用運転が開始され、400MW(200MW×2)の容量で接続されている。
- 最大水深1,485mの深海域を通過する世界でも2番目に深い海底送電線計画である。



出所) RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, Romulo peninsula-balearic islands electricity interconnection, < 出版日2012年8月 >

設備仕様(1/2)

- 本プロジェクトにおける本線及び帰線の構造は以下の通り。
- ケーブル仕様は定格電圧 $\pm 250\text{kV}$ 、送電容量 400MW (200×2)、回路構成は双極導体帰路方式であり本線:2、帰線:1から構成される。



定格電圧	$\pm 250\text{ kV}$
送電容量	400MW ($200\text{MW} \times 2$)
回路構成	双極導体帰路方式 (Bipolar link with metallic return cable)
電力ケーブル	本線:2、帰線:1
光ケーブル	2線(1線あたり48本)
総延長	244km 本土地中線:4k 海底部:237km 島しょ部地中線:3km

出所)RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, Romulo peninsula-balearic islands electricity interconnection, < 出版日2012年8月 >

ケーブル敷設方法(1/3)

- ケーブル布設方法
- Romuloプロジェクトのうち、マヨルカ島とイビザ島との間を結ぶ連系線(最大水深800m)の敷設工事では、遠隔操作ロボット(ROV)を用いてケーブル敷設位置の確認やケーブル埋設が実施された。(※砂地の海底面をJettingによってトレンチ・埋設)
- 沿岸部ではケーブル敷設による環境影響を抑制するため、ケーブル敷設用トンネルを海底面下4～5mに敷設し、その中にケーブルを敷設した。



ケーブル敷設方法(2/3)

- ケーブル布設船
- Romuloプロジェクトに用いられたケーブル敷設船の仕様は以下の通り。

Nexans保有:Skagerrakの仕様(Cable laying vessel)

Principle dimensions and capacities

Length oa incl. laying wheel :	118.25 m
Breadth moulded :	32.15 m
Depth moulded :	8.00 m
Draught at 9373 t :	5.40 m
incl. stern thrusters :	6.25 m
Deadweight :	9373 t
Ballast capacity :	5948 t
GT :	8460
NT :	2539
Vessel speed :	10 kts
Classification :	
DNV 1A1 Cable Laying Vessel E0 DYNPOS-AUTR SF SILENT E	
IMO No. :	7619458
Call Sign :	LCEK
Flag :	Norwegian (NOR)

Accommodation

Cabins :	60 single
Dayrooms:	2 off
Project offices/meeting rooms:	2 off

Dynamic Position system

NMD/IMO class :	2
Type :	Kongsberg SDP-521
Reference systems :	1 x DGPS

1 x LRTK
1 x HIPAP 500
Fanbeam
3 x Nav Gyros
MRU5,MRU2

Cable laying

Main turntable :	Outer diameter : 29 m Inner diameter : 12 m Load capacity : 7000 t
Cable capstan system :	Cable capstan with linear engine. Total pull/braking capacity : 50 t Maximum laying speed : 50 m/min
Laying wheel/chute :	1 x 10 m diameter stern wheel and chute
Laying instrumentation :	Computer based laying control system fully integrated with onboard navigation and survey systems.

Survey

Survey:	Full survey suite for subsea navigation and mapping
Positioning :	3 x LRTK from two independent sources
Heading / Attitude:	Seapath 330 GNSS heading and motion system, MRU5, 2 x Nav gyros
Subsea positioning:	HIPAP 500 (shared with DP), possibility to mount SPRINT INS

ROV

ROV System:	Merlin WR200 Electrical Work Class
TMS:	Tekmar top hat system with 300m tether
Handling System:	SEPRO LARS with 2000m lifting umbilical
Optional	Second WROV, OBS ROV or Captrack system

Trenching

Trenching units:	Nexans Capjet trenching/dredging units
Handling System:	SEPRO LARS with AHC winch

ケーブル敷設方法(3/3)

- ケーブル布設船
- Romuloプロジェクトに用いられたケーブル敷設船の仕様は以下の通り。

Prysmian保有:Giulio Verneの仕様(Cable laying vessel)

PRINCIPLE DIMENSIONS

Length overall	133.18 m
Breadth moulded	30.48 m
Depth moulded	7.62 m
Summer draught moulded	5.37 m
Deadweight	9.366 MT
Gross Tonnage	10.674 MT
Bollard Pull	100 tons

CABLE OPERATIONS KEY FEATURES

CAROUSEL	
Capacity	7,000 Te
Core Diameter	6 m
Outer Diameter	25 m
Tank Height	4 m (extendable to 6 m)
Product MBR	3.5 m minimum

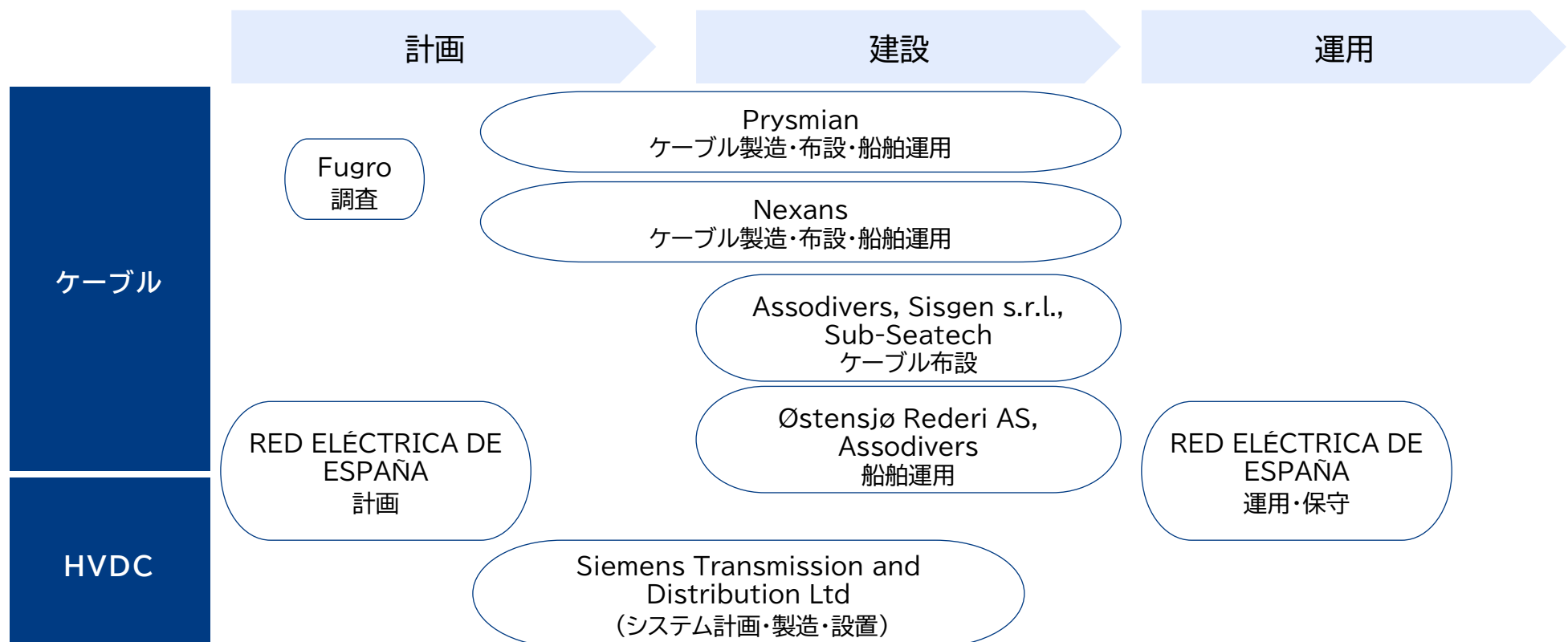
BURIAL TOOLS

Giulio Verne can be equipped with Prysmian's Hydroplow to carry out simultaneous lay and burial to 3 m depth, dependent upon project requirements. The vessel can also be a platform for state-of-the-art jet trenching ROVs and Mass Flow Excavator tools.

出所)Prysmian, Giulio Verne (https://www.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Giulio%20Verne%20-%20Datasheet_DEF_0.pdf)、<閲覧日:2021年11月1日>

主要ステークホルダー

- スペインのTSOであるRED ELÉCTRICA DE ESPAÑAが本プロジェクトを主導。
- HVDCケーブルのEPCはPrysmian、Nexansのコンソーシアムが受注。HVDCケーブルが2社それぞれ本線を1本ずつ、帰線は半分ずつ製造。ケーブル敷設はPrysmian、Nexansが中心となって、トレンチ・ケーブル引込・埋設を担当。
- HVDCコンバーターのEPCはSiemens T&Dが担当。



出所)RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, Romulo peninsula-balearic islands electricity interconnection, < 出版日2012年8月 >
 4C Offshore, ForeSEE webappより三菱総研作成

制度スキーム

- スペインの電力市場では、送配電事業は政府規制の下で運営されることとされており、TSO事業については REEの1社のみが認められている。
- TSO事業に要するコストは規制料金で回収されることとなっており、政府関連機関によって認可された料金で回収することと定められている。

, Practical Law: Transmission charges(一部抜粋)

The regulated costs of the electricity system are financed through:

- Access tolls to transmission and distribution grids paid by consumers, generators and traders. **Access tolls must be approved by the Ministry of Energy** using methodology approved by the National Markets and Competition Commission (CNMC).
- **Other charges that may be established by the government** to cover other costs of the electricity system.
- **Any other financial mechanism established by regulations.**
- Any provision included in the state annual budget to cover renewable energy generation costs and non-peninsular costs.
- Any other proceeds allocated for these purposes by Spanish regulations.

出所) Thomson Reuters, Practical Law

([https://content.next.westlaw.com/Document/Ieb49d7bd1cb511e38578f7ccc38dcbee/View/FullText.html?contextData=\(sc.Default\)&transitionType=Default&firstPage=true](https://content.next.westlaw.com/Document/Ieb49d7bd1cb511e38578f7ccc38dcbee/View/FullText.html?contextData=(sc.Default)&transitionType=Default&firstPage=true)), <閲覧日:2021年11月1日>

投資回収スキーム

- 総プロジェクトコストは約14億35百万ユーロ(約1,865億円)と推定され、そのうち約40%に相当する資金を欧州投資銀行(European Investment Bank)より3回に分けて調達された。
 - 2010年12月17日:1.5億ユーロ
 - 2010年10月28日:2億ユーロ
 - 2012年3月28日:2.5億ユーロ

Maritime Link



事業名	Maritime Link
国・地域	カナダ(Point Aconi)⇄カナダ(Cape Ray)
事業主体	NSP Maritime Link Inc
事業ステータス/Status	2018/1 運転開始
設備容量/Capacity MW	500MW
直流電圧/DC Voltage	250kV Bipolar
連系線の長さ/Length of cable	520km(うち海底170Km)
予算/Project Cost Million	1,300 (Million CAD)<約1,118億円*>
関連ウェブサイト	http://www.emeranl.com/en/home/themaritimelink/overview.aspx

*:2021年平均TTB 1CAD=86.02円

プロジェクト背景(1/2)

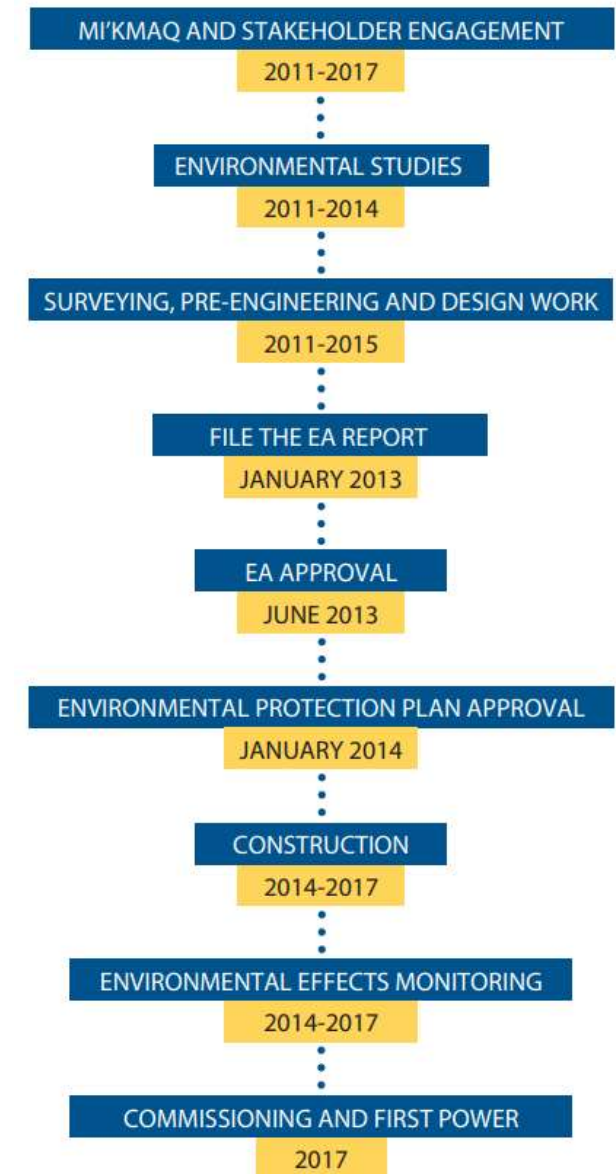
- 同プロジェクトは、カナダ・ニューファンドランド島とノバスコシア半島を結ぶ総延長520km(うち海底170km)の連系線であり、北アメリカ大陸の送電系統に接続される。
- カナダ北西・ラブラドル州に立地するMuskrat水力発電所(824MW)の再生電力をノバスコシア半島に供給することで、火力発電所への依存度を低減し、2020年までに再生比率40%を掲げる政府規制を達成するために建設される。



出所) Emera Newfoundland & Labrador, Regional Energy Development (https://www.emeranl.com/docs/librariesprovider13/maritime-link-documents/regional-energy-development170.pdf?sfvrsn=91a88bba_2), <閲覧日: 2021年10月1日>

プロジェクト背景(2/2)

- 2011年よりMaritime Linkの検討が開始。
 - 関係者合意形成:2011～2017年
 - 環境調査:2011～2014年
 - 調査、エンジニアリング・設計:2011～2015年
- 2013～2014年にかけて環境影響評価(EA)レポートの取りまとめ、承認を受けて、2014年より建設工事が開始。
- 2017年に連系線の商用運用が開始した。



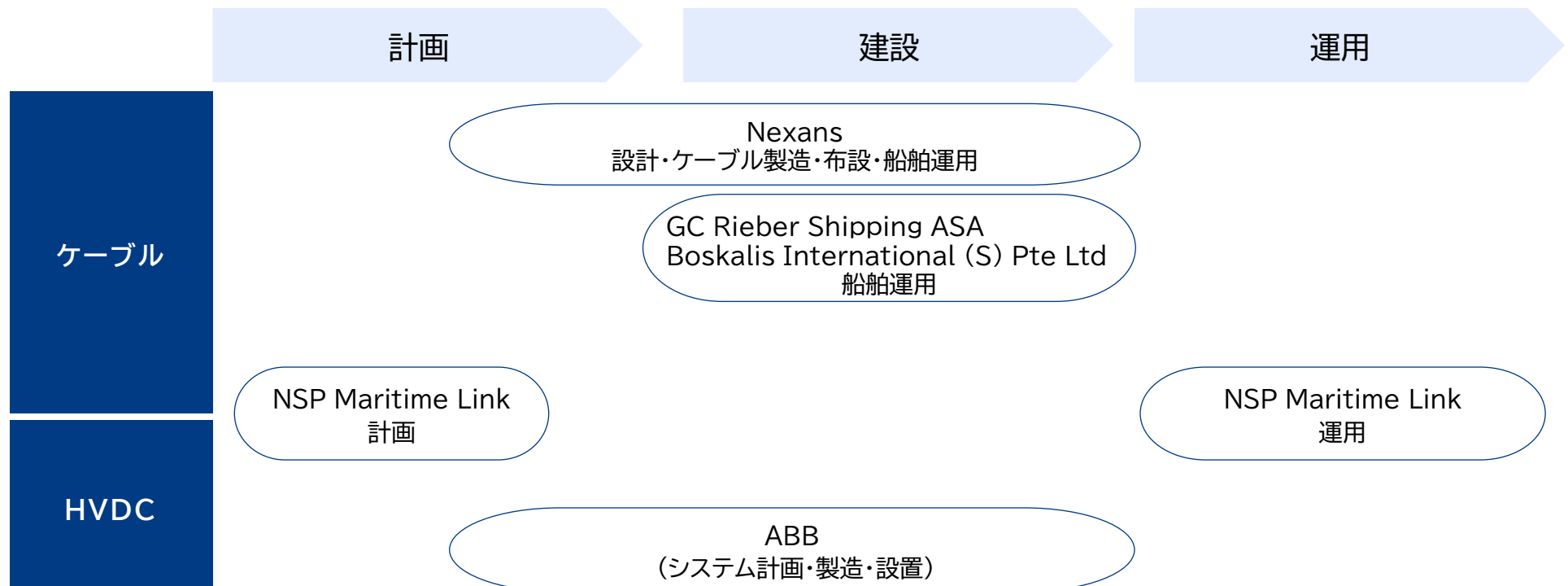
設備仕様

- 海底ケーブルはNexansがEPCIを担当し、HVDCシステムはABBがEPCIを担当する。
- 海底ケーブルについては $\pm 200\text{kV}$ 、500MWのHVDCケーブルが採用されているが、詳細設計は不明。

The Maritime Link involves the construction and operation of a new 500 megawatt (MW) (+/- 200 kilovolt) HVdc (high-voltage direct current) line, as well as a 230 kV HVac (high-voltage alternating current) transmission line and associated infrastructure, between Granite Canal, Newfoundland and Labrador, and Woodbine, Nova Scotia. HVdc is the most efficient way to transmit electricity over long distances. The Project will also include two 170 kilometre (km) subsea cables across the Cabot Strait, approximately 50 km of overland transmission in Nova Scotia and 300 km of overland transmission on the island of Newfoundland.

主要ステークホルダー

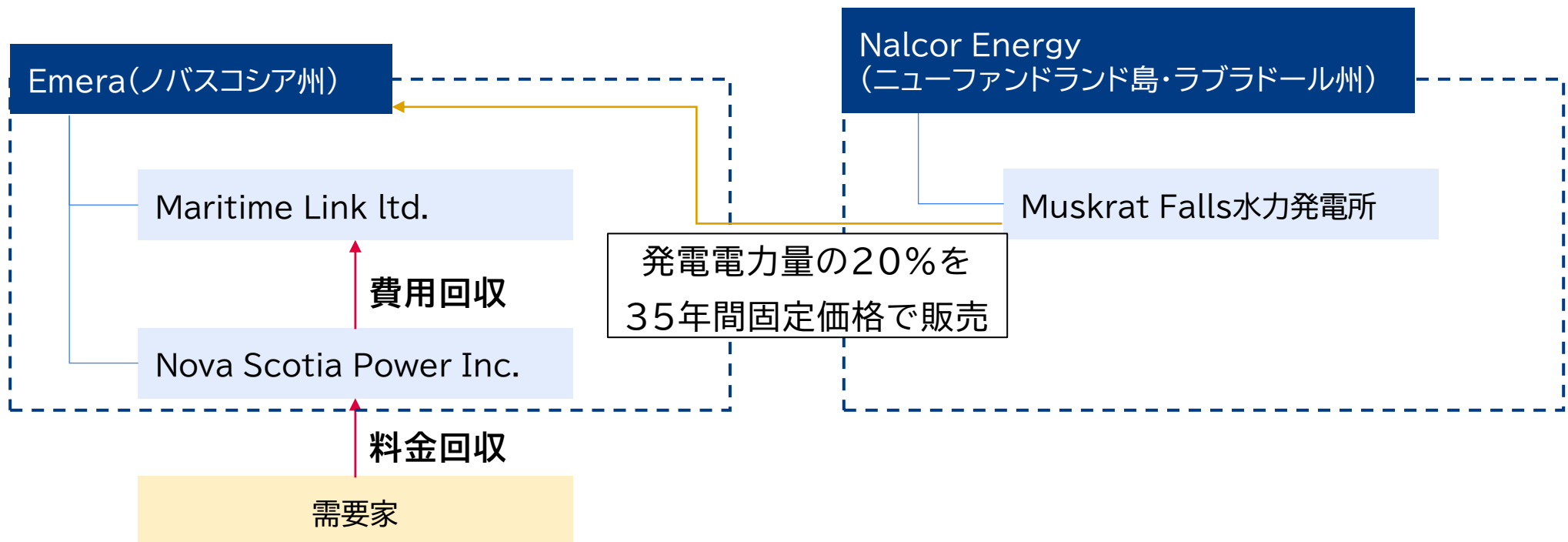
- プロジェクトオーナーは、NSP Maritime Link Inc.であり、アセット運用を行う。
- HVDCケーブルについてはNexansがEPCIを担当し、欧州及びカナダのマリコンと協力体制を構築。
- HVDCコンバーターはABBがEPCIを担当。



出所)RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, Romulo peninsula-balearic islands electricity interconnection, <出版日2012年8月>
4C Offshore, ForeSEE webappより三菱総研作成

制度スキーム(1/2)

- 2010年に、Emera社とNalcorエナジー社が協定を交わし、Emera社がMaritime Link社への支払い・管理を行うとともに、Nova Scotia電力(Emera社子会社)はMuskrat Falls水力発電の発電電力の20%を、35年間固定料金で買い取る契約を締結した。
- Maritime Linkのプロジェクトコストは、Nova Scotia電力を通じて需要家から回収される。
- なお、運用開始から35年後にMaritime Linkの権益はNalcor Energyに譲渡される予定。



出所) Emera Newfoundland & Labrador, Project Overview,
ノバスコシア州、Maritime Link Cost Recovery Process Regulations made under Section 6 of the Maritime Link Act
(<https://novascotia.ca/just/Regulations/regs/mlcostrecovery.htm>)、<閲覧日: 2021年10月1日> より

制度スキーム(2/2)

- 2012年に発行された” Maritime Link Cost Recovery Process Regulations”により、Maritime Linkの開発・運用に係る全ての費用は規制料金の下で回収される。
- プロジェクト費用は、ノバスコシア公益監視委員会のアセスメントを受けて承認を受けることで、ノバスコシア電力(Emera社の子会社・垂直統合型)から費用を回収することが認められる。さらに、ノバスコシア電力はノバスコシア公益監視委員会の承認の下で、需要家から費用を回収することが認められている。

Maritime Link Cost Recovery Process Regulations(一部抜粋)

Requirement for Review Board approval

4 (2) Once approved under Section 5, an applicant is entitled to recover Project costs through a rate, toll, charge or other compensation from Nova Scotia Power Incorporated in accordance with Section 8.

Assessment and costing approval

8 (1) Before receiving energy under the Nalcor Transactions, an applicant must set an assessment against Nova Scotia Power Incorporated for the recovery of the all approved Project costs, and must apply to the Review Board for an approval of the assessment under Section 64 of the Public Utilities Act.

(2) Nova Scotia Power Incorporated is entitled to recover through its rates any assessment approved by the Review Board in respect of the Maritime Link Project.

出所)ノバスコシア州、Maritime Link Cost Recovery Process Regulations made under Section 6 of the Maritime Link Act (<https://novascotia.ca/just/Regulations/regs/mlcostrecovery.htm>)、<閲覧日:2021年10月1日>

投資回収スキーム(1/2)

- オーナーであるNSP Maritime Link Inc.は、ノバスコシア公益監視委員会(Nova Scotia Utility and Review Board)に毎年のコスト見通し分析(O&M費、CAPEX減価償却費、ファイナンスコスト等)を提出し、監視委員会の承認を得ることで費用を回収する。

2021年のコスト見通し(2020年6月提出)

Description	\$M	Section #
Operating & Maintenance Costs	\$21.5	5.1.1
Depreciation *	55.6	5.1.2
Debt Financing Costs		5.1.3
- Annual Net Interest Costs	44.5	5.1.3.1
- Amortization of Deferred Financing Charges	1.6	5.1.3.2
Equity Financing Costs	49.0	5.1.4
Total Interim Assessment	\$172.2	

** Subject to reduction through deferrals from and after January 1, 2021 to a maximum reduction of \$22.75 million.*

出所)ノバスコシア公益監視委員会、NSPML 2021 Interim Assessment Application,p.18、<出版日:2020年7月31日>

投資回収スキーム(2/2)

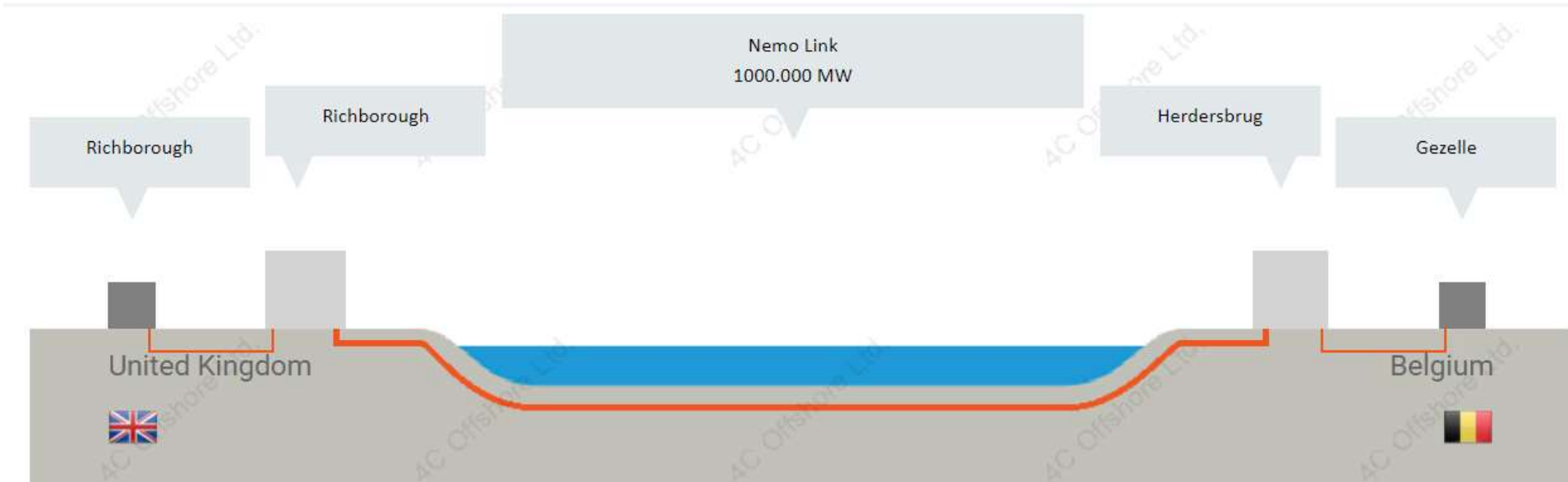
- 2011年度以降に発生したMaritime Linkの実績コストは以下の通り。

単位:カナダドル

description	actual costs								total project to date	estimate to completion	total project estimate at completion
	2011-2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 Q1			
Emera NL Project Management Costs	44,389	42,315	24,599	25,639	32,721	15,779	6,809	940	193,191	1,584	194,774
Nalcor Projects Support Cost	0	15,232	425	438	257	-136	-1	-	16,215	-1	16,214
Construction and Engineering Initiatives	14,975	167,980	259,750	403,871	478,216	-630	21,412	-108	1,345,466	7,271	1,352,737
- Environmental Approval	2,651	4,378	1,082	1,623	7,090	1,415	158	-	18,397	39	18,436
- Submarine and related	3,359	83,797	74,439	54,213	115,511	-5,897	18,304	-648	343,078	648	343,726
- Converters, structures, and other ancillary equipment	1,517	48,747	106,195	227,643	157,614	5,397	1,147	50	548,310	2,508	550,818
- AC and DC Transmission	7,448	31,057	78,035	120,392	198,001	-1,545	1,803	490	435,681	4,076	439,757
Total	59,364	225,527	284,774	429,948	511,194	15,013	28,220	832	1,554,872	8,854	1,563,725
Contingency										0	0
Escalation										13,629	13,629
Grand Total	59,364	225,527	284,774	429,948	511,194	15,013	28,220	832	1,554,872	22,483	1,577,354

出所)ノバスコシア公益監視委員会、NSPML Quarterly Report Q1 2019,p.18、<出版日:2019年4月15日>
ノバスコシア公益監視委員会、NSPML Quarterly Report Q2 2020,p.16、<出版日:2020年6月15日>より

Nemo Link

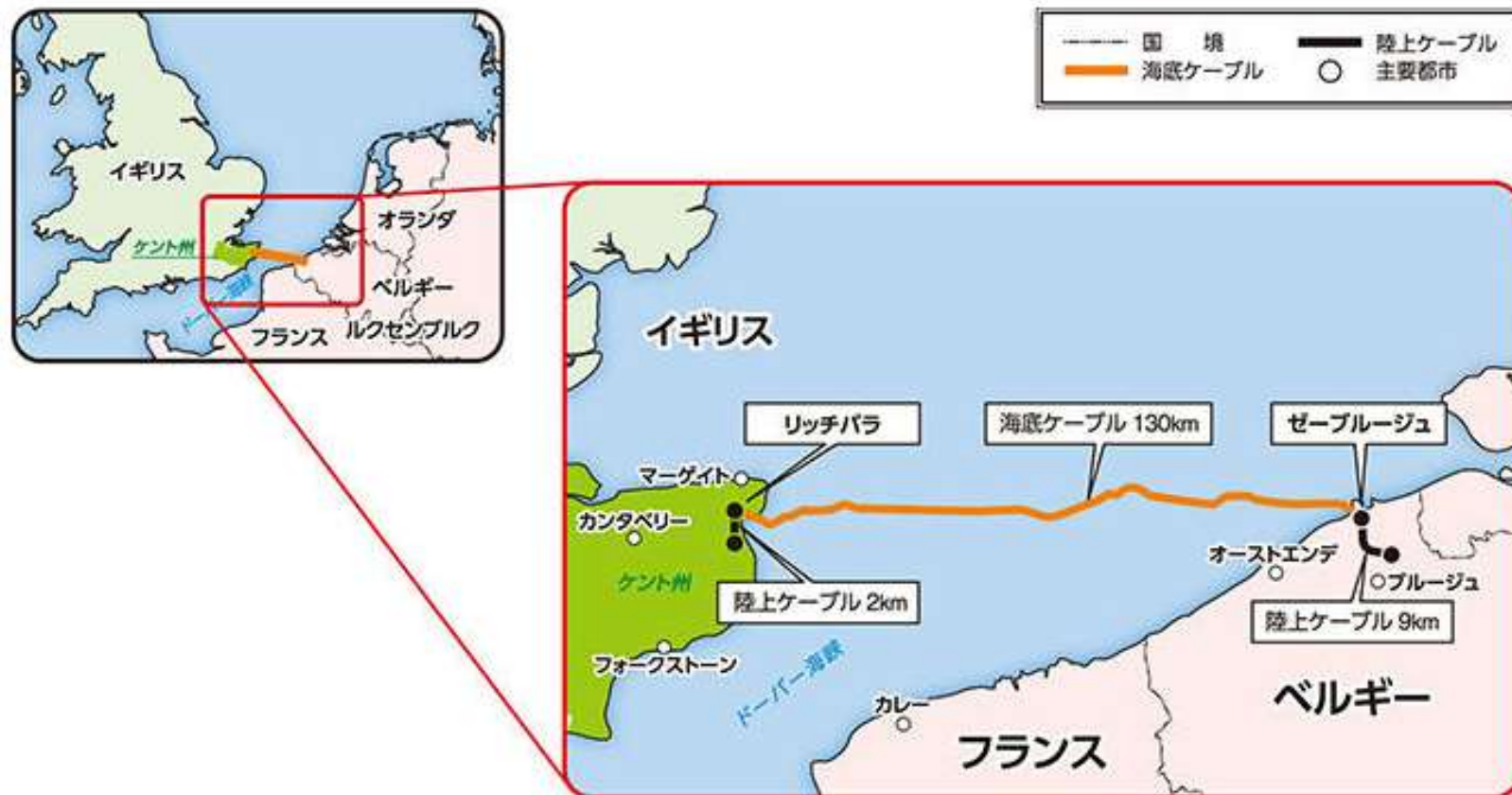


事業名	Nemo Link
国・地域	イギリス(Pegwell Bay)⇔ベルギー(Zeebrugge)
事業主体	Elia System Operator SA,National Grid NEMO Link Ltd
事業ステータス/Status	2019/1 運転開始
設備容量/Capacity MW	1,000MW
直流電圧/DC Voltage	400kV Symmetrical monopole
連系線の長さ/Length of cable	140km(うち海底130Km)
予算/Project Cost	690(Million EUR)<約885億円*>
関連ウェブサイト	http://www.nemo-link.com/

*:2021年平均TTB 1EUR=128.39円

プロジェクト背景(1/2)

- Nemo Linkは、英・National Grid Interconnector社及びベルギー・Elia社のJVによって開発・運用されている。連系線の接続によって系統信頼性の向上と再性可能エネルギーへのアクセスを容易とすることを目的とされている。



設備仕様

- ジェイ・パワーシステムズの親会社である住友電工が製作を担当。
- 直流XLPEケーブルで世界最高電圧となる $\pm 400\text{kV}$ のケーブルシステムを生産。

表2 NEMOプロジェクト向け納入対象品

品目	仕様
海底ケーブル	導体サイズ 1100mm^2 、光複合、一重鉄線外装
陸上ケーブル	導体サイズ 1600mm^2 、光複合
陸上ジョイント	RBJ
渚ジョイント	PJ
洋上ジョイント	ゴムブロック式
気中終端接続部	ゴムブロック式、ポリマー碍管

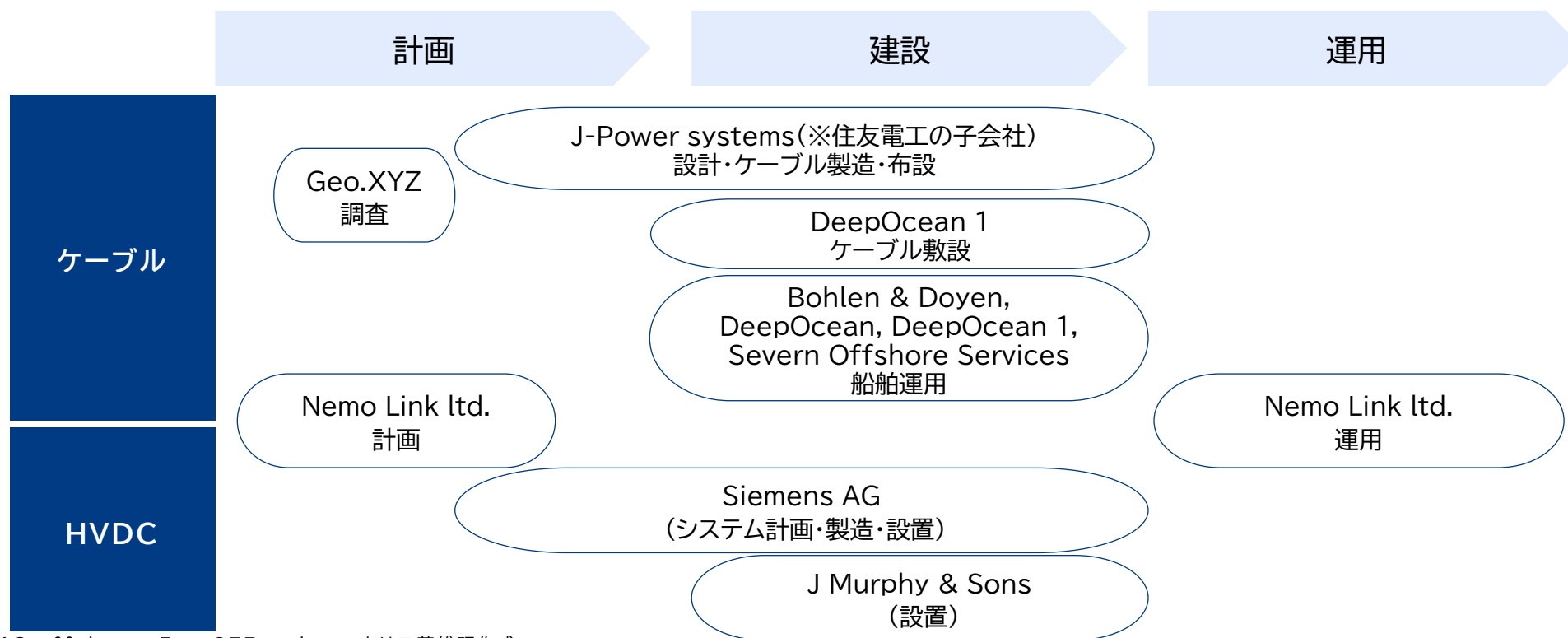
定格電圧	$\pm 400\text{kV}$
送電容量	1,000MW
送電線路	全区間ケーブル
回路	Symmetrical Monopole
交直変換方式	自励式(VSC)
総延長	141.5km 海底部:130km 陸上部:11.5km

出所)住友電工、SEIテクニカルレビュー・第190号、p.55、<出版日:2017年1月>

住友電工、高圧直流ケーブル事業の推進(<https://sei.co.jp/company/press/2019/05/prs040.html>)、<閲覧日:2021年10月1日>

主要ステークホルダー

- デベロッパーはNemo Link(※National Grid及びElia社のJV)。
- HVDCケーブルのEPCIは、ジェイ・パワーシステムズ(※親会社は住友電工)が受注し、HVDCケーブルの製造を担当。現地での敷設工事については欧州のマリコンへ委託しつつ、敷設体制を構築。
- HVDCコンバーターのEPCIはSiemens社が担当。

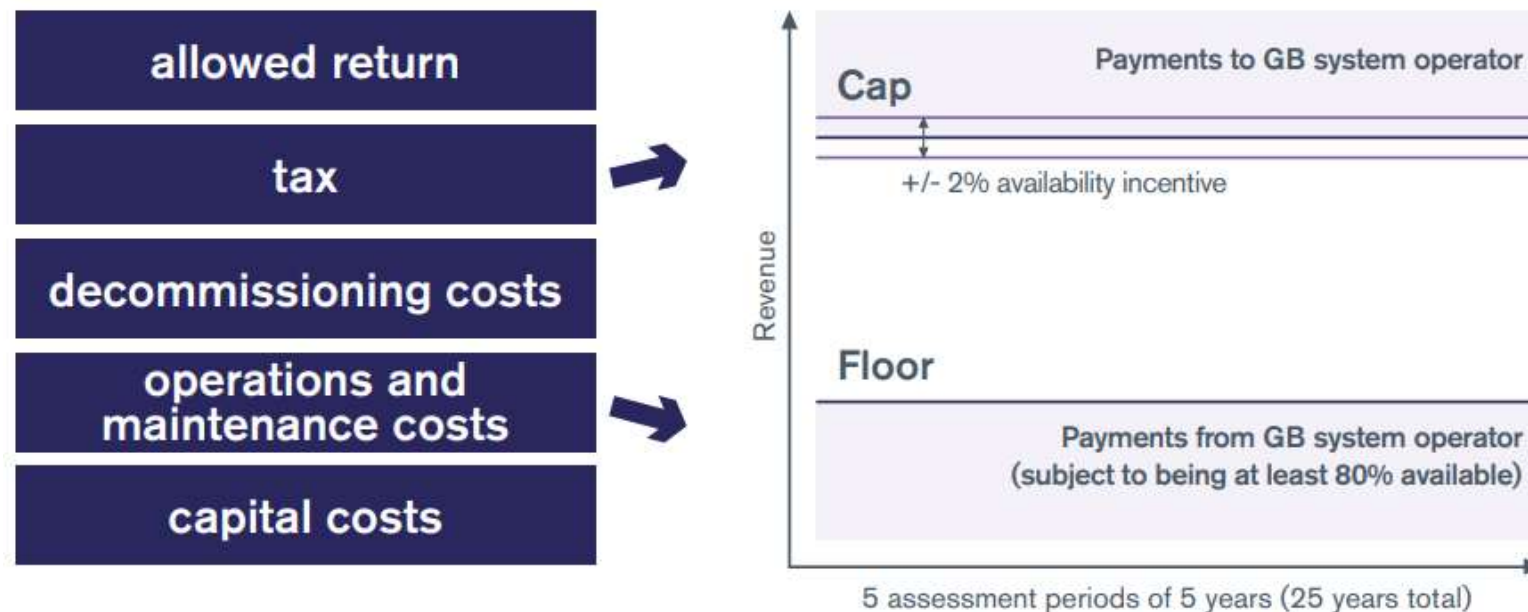


出所) 4C offshore, ForeSEE webappより三菱総研作成

制度スキーム

- 英国ではInterconnectorの投資費用回収制度として、Cap and Floor制度が整備されている。
- 送電線運用会社は連系線による容量割当を希望するユーザーから費用を回収するが、十分な収益が得られなかった場合、Ofgemが定める最高補償価格(Floor)まで英国の系統運用者が補填する。また送電線運用会社がOfgemが定める上限収益(Cap)を超えた場合は、超過収益を英国の系統運用者に還元する必要がある。
- Nemo LinkのCap及びFloorは以下の通り。
 - Cap: 77.0百万ポンド(約115億円)
 - Floor: 43.9百万ポンド(約65億円)

Cap and floor building blocks



出所)Ofgem, Decision on Post Construction Review of the Nemo Link interconnector to Belgium, p.7, <出版日:2019年9月12日>

投資回収スキーム

- Nemo Linkの開発費用はプロジェクトファイナンスにて調達されている。
- 詳細費目は公表されていないが、DEVEXで約18百万£（約27億円）、CAPEXで約5.8億ポンド（約875億円）、OPEXで6.4億ポンド（約1,000億円）と見込まれている。
- Opexコストについて、Ofgemの想定コストとNemo Link社提出資料との間に乖離があったが、2019年12月にCap and Floorに適用されるコスト(Ofgem final position)が決定された。

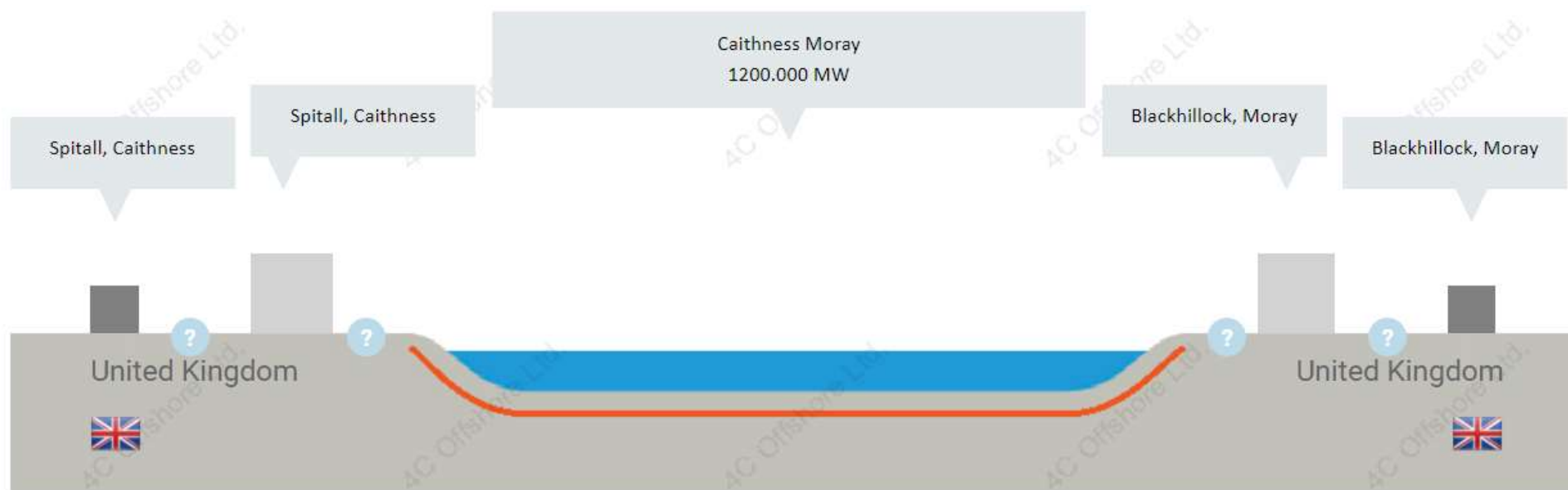
Nemo Linkの開発費用内訳

		2014/4-FPAフェーズ		2019/9-PCR検討フェーズ		2019/12-PCR確定版
費目		2014 Nemo Link submission	2014 Ofgem position	Nemo Link PCR submission	Ofgem Minded-to position	Ofgem final position
		Nemo Link 提出資料	Ofgem 査定コスト案	Nemo Link PCR提出資料	Ofgem 査定コスト案 (2019/9)	Ofgem 最終認可コスト (2019/12)
Devex		17.0 m£	17.3 m£	18.5 m£	18.5 m£	18.5 m£
Capex	Firm costs	591.8 m£	577.9 m£	583.6 m£	579.5 m£	579.5 m£
	Risks	31.9 m£	31.9 m£	0.0 m£	0.0 m£	0.0 m£
Opex		645.7 m£	610.9 m£	664.7 m£	605.9 m£	638.4 m£

※PCR:Post Construction Reviewの略。事業会社はofgemに対して、建設・完工後にコストレビューを提出して、Cap and Floorの査定を受ける必要がある。

出所)Ofgem, Decision on Post Construction Review of the Nemo Link interconnector to Belgium, p.16, <出版日:2019年9月12日>

Caithness Moray

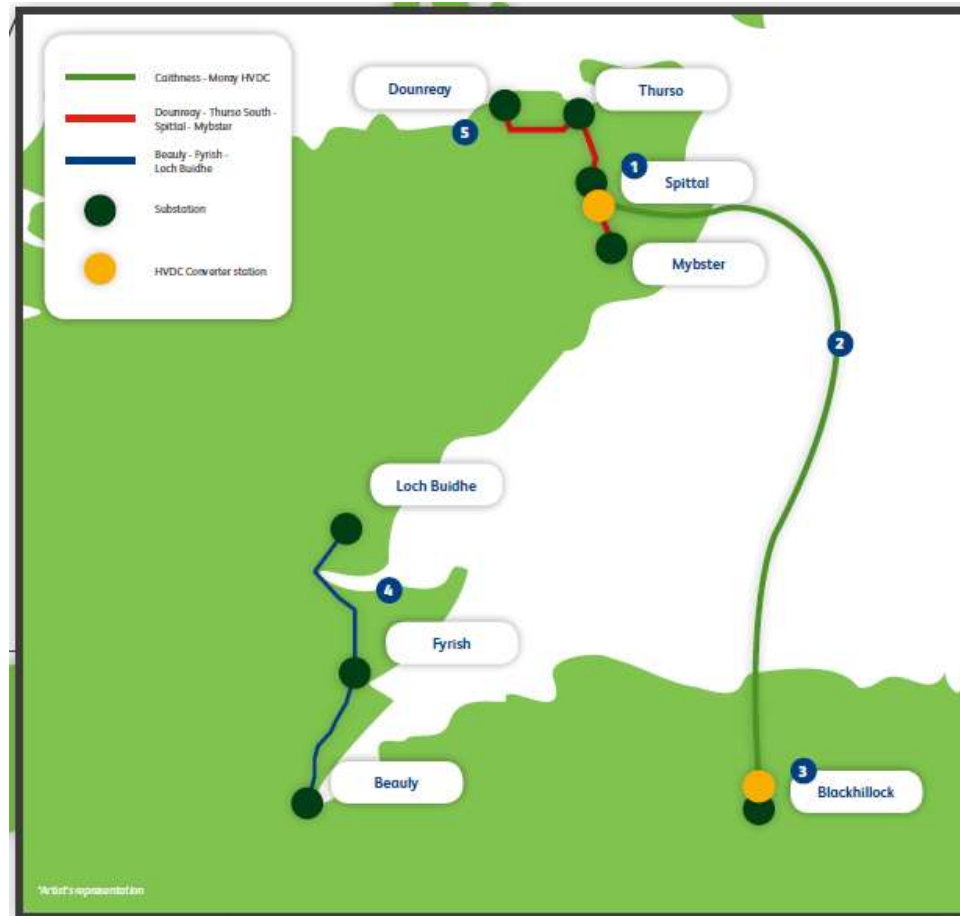


事業名	Caithness Moray
国・地域	イギリス(Noss Head, north of Wick)⇔イギリス(Tannachy, Portgordon)
事業主体	Scottish Hydro Electric Transmission plc (SHE Transmission)
事業ステータス/Status	2019/1 運転開始
設備容量/Capacity MW	1,200MW
直流電圧/DC Voltage	320kV Bipolar
連系線の長さ/Length of cable	161km(うち海底113Km)
予算/Project Cost Million	1,100(Million GBP)<約1,617億円*>
関連ウェブサイト	http://www.ssen-transmission.co.uk/projects/caithness-moray/

*:2021年平均TTB 1GBP=147.07円

プロジェクト背景(1/5)

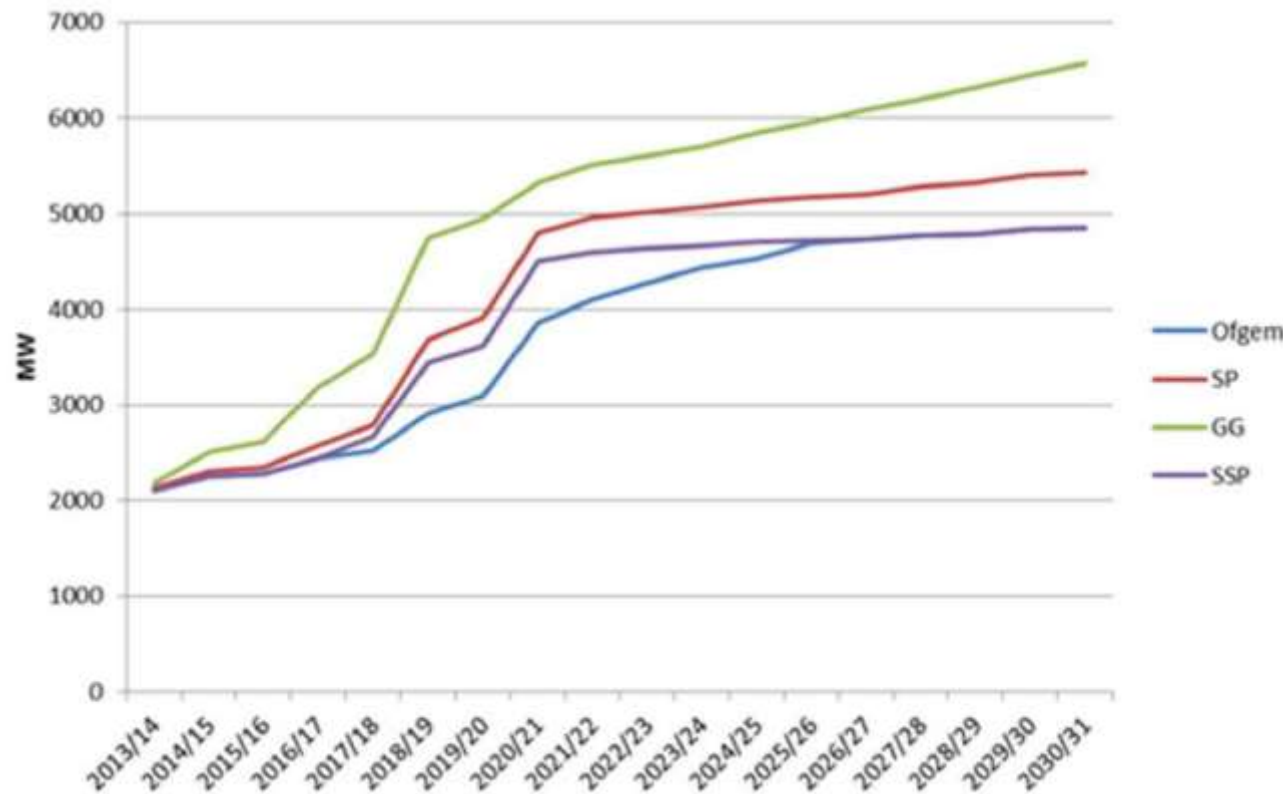
- スコットランド北部の再生可能エネルギー(風力)の導入拡大に伴う系統増強を目的に、陸上と海底2つのルートを選択肢の比較検討に基づき海底ケーブルの方がより低コストで実現できることが確認され建設が決定される。
- 1950年代以降の北部スコットランドにおける単一プロジェクトで最大の投資規模で、イギリス国内では前掲の Western Link に次いで2番目のHVDC連系線である。



出所) CAITHNESS-MORAY TRANSMISSION PROJECT, Scottish Hydro Electric Transmission's

プロジェクト背景(2/5)

- 系統増強に先立っては、いくつかのケースでスコットランド北部における再生可能エネルギー(風力)の導入拡大に関わる見込みが示され、同導入拡大に対応するための系統増強であることが確認されている。
- 建設計画には、後述するShetland linkとの多端子接続を前提にした、変電所の設備計画も含まれている。



Slow Progression (SP): 顕在化している再生エネプロジェクトが開発されるケース

Gone Green (GG): 英国の低炭素化政策の推進により再生エネ開発が加速化するケース

Slower Slow Progression (SSP): 再生エネ開発の一部が停滞するケース

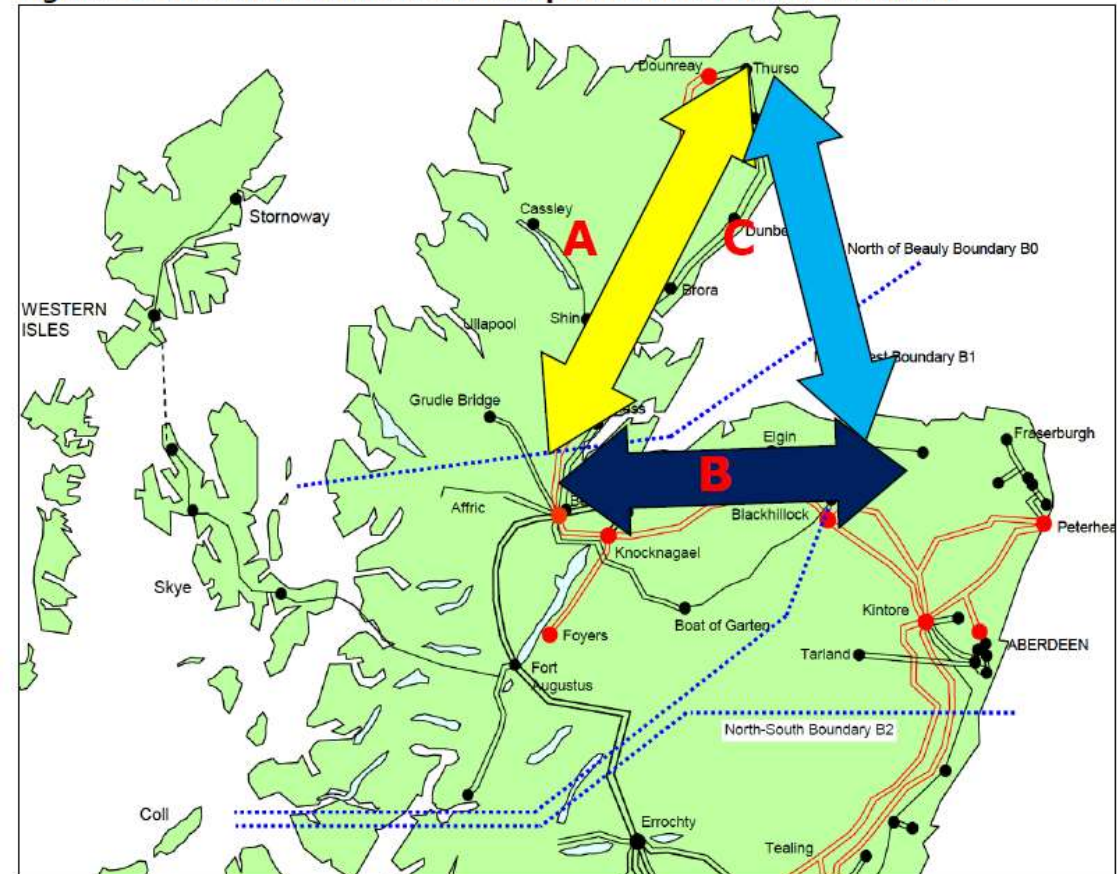
プロジェクト背景(3/5)

- 系統増強に先立っては、図に示すような複数のルートに基づく増強費用の概算から海底直流送電のルートが選定されている。(最終的な設備仕様、設備投資額については、その後変更あり)

Table 1 – Proposed reinforcement and other possible options

Option	Technology	Capital cost (£m, 2013 prices)	Timing	Additional boundary capability	Shown in figure 2
1a	HVDC subsea cable link between Caithness and Morayshire + onshore works (SHE Transmission's proposed option)	1,236	2018	B0: 800MW B1: 850MW	C (see figure 1 also)
1b	1a + downstream reinforcement (onshore rebuild of double circuit line between Beauly and Blackhillock to 400kV)	1,588	2018 and 2024	B0: 800MW B1: 1,720MW	C + B
2b	Onshore rebuild of 132kV double circuit line between Dounreay to Beauly to 275kV + downstream reinforcement	1,609	2026 and 2024	B0: 1,095MW B1: 1,480MW	A + B

Figure 2 – Possible reinforcement options in northern Scotland

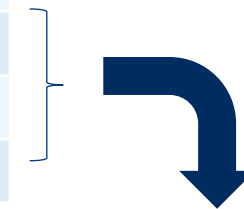


出所) Decision on the Needs Case assessment for the proposed Caithness Moray electricity transmission project under Strategic Wider Works, OFGEM, 2014/7

プロジェクト背景(4/5)

- プロジェクトのコンセプトは2010年に固まり、後述するように制度スキーム上、2014年に建設計画が託送料金原価に参入するプロジェクトとして承認されたことを受け、2015年から建設開始、2018年に建設終了し系統運用の制御下に入った。

Timeline	Activity
2010	Project concept
2014 August	Contract Award
2014 onwards	Detailed Design and FAT of HVDC plant
2015	Construction Starts
2016 November	FST of Control & Protection System
2017	Electrical & Mechanical Plant Installation
2018 April	Stage 1 Commissioning
2018 November	Stage 2 Commissioning
2018 December	Hand over to National Grid



SHET Terminology
Stage 1

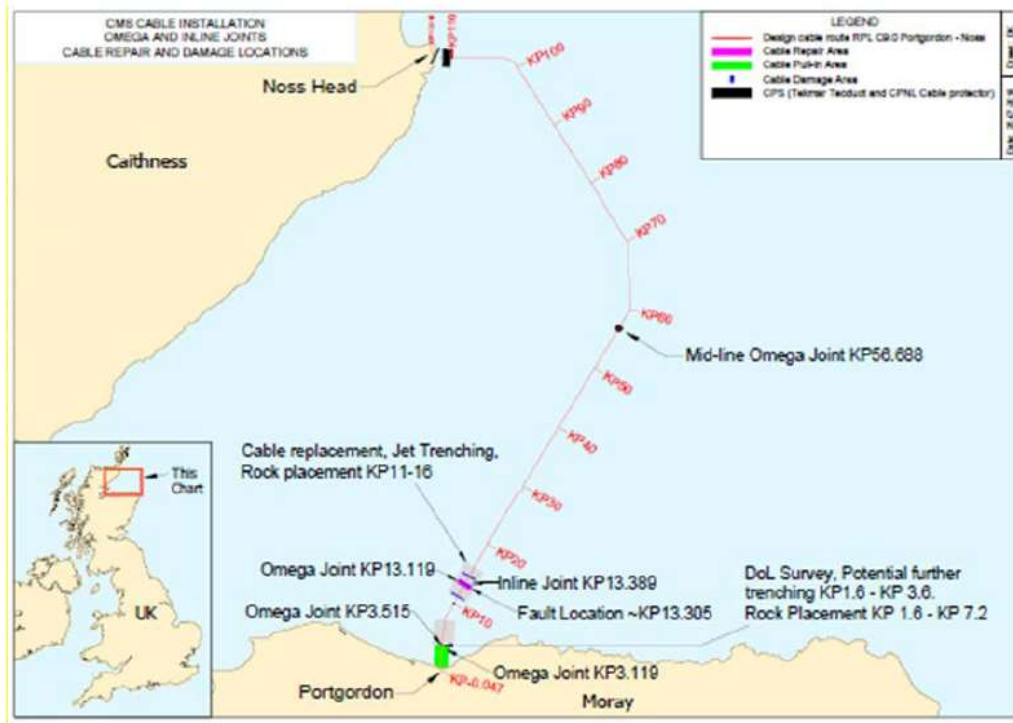
Stage 2

ABB Terminology Timeline

Equipment Testing	April 2018
Subsystem Testing	August 2018
System Testing	November 2018
Trial Operation	December 2018

プロジェクト背景(5/5)

- 布設海域に関わる調査は、2008年から始められており、本格的な布設まえのルート of 海底調査は2016年に実施している。
- 海域ルート調査は図に示すようないくつかの区間に分けて実施されている。



Contractor / Year	Report Ref.	Route	Relevance to Caithness-Moray Circuit
MMT (2008)	100364	Shetland to Moray	Nearshore section at Portgordon
MMT (2010)	100711	Hub Platform to Caithness (Noss Head)	Survey Route from Hub to Noss Head
MMT (2012)	101044	Hub Platform to Moray (Portgordon)	Survey Route from Hub to Portgordon
MMT (2016)	101594	Caithness (Noss Head) to Moray (Portgordon)	Pre-lay and UXO survey
iSurvey (2018)	13194	Portgordon to Noss Head	Post-lay Pangeo / MBES survey

注: UXO:Unexploded Ordnance

設備仕様(1/2)

- 陸上系統のAC容量から、北側のSpittal、Caithnessは、800MW(陸上AC側275kV)、南側のBlackhillock、Morayが1,200MW(陸上AC側400kV)の変電所という仕様となっている。
- Blackhillockの変電所は、2019年に運転を開始したBeatrice Wind Farm(588MW)も接続している。

- Voltage Source Converter technology (ABB HVDC Light)
- Symmetrical monopole configuration
- +/- 320 kV DC Voltage
- Spittal Converter
 - 800 MW Rectifier / -720 MW Inverter
 - +/- 263 MVar
- Blackhillock Converter
 - 1179 MW Inverter / 1080 MW Rectifier
 - +/- 394 MVar
- Future rated for multi-terminal operation

Main data:

Commissioning year:	2018
Power rating:	1,200 MW
No. of poles:	2
AC voltage:	Spittal side 275 kV, Blackhillock side 400 kV
DC voltage:	±320 kV
Main reason for choosing HVDC:	Length of subsea cable, reinforcing AC network, connecting renewables
Application:	Interconnecting grids

出所) Caithness Moray HVDC Link Interconnecting grids、ABB

出所) CMS HVDC System、SSEN、2019/6

設備仕様(2/2)

- 同プロジェクトのケーブルの仕様と構造は以下のとおり。

Cable Parameter	Cable Property
Conductor Material	Copper
Conductor Cross-Sectional Area	2,200mm ²
Conductor Diameter	54.6mm
Single Cable Outside Diameter	132mm
Single Cable Minimum Bend Radius (MBR)	3m
Combined Cable Bundle Outside Diameter	270mm
Combined Cable Bundle MBR	3m
Weight of Cable Bundle	100kg/m (air) 75kg/m (water)

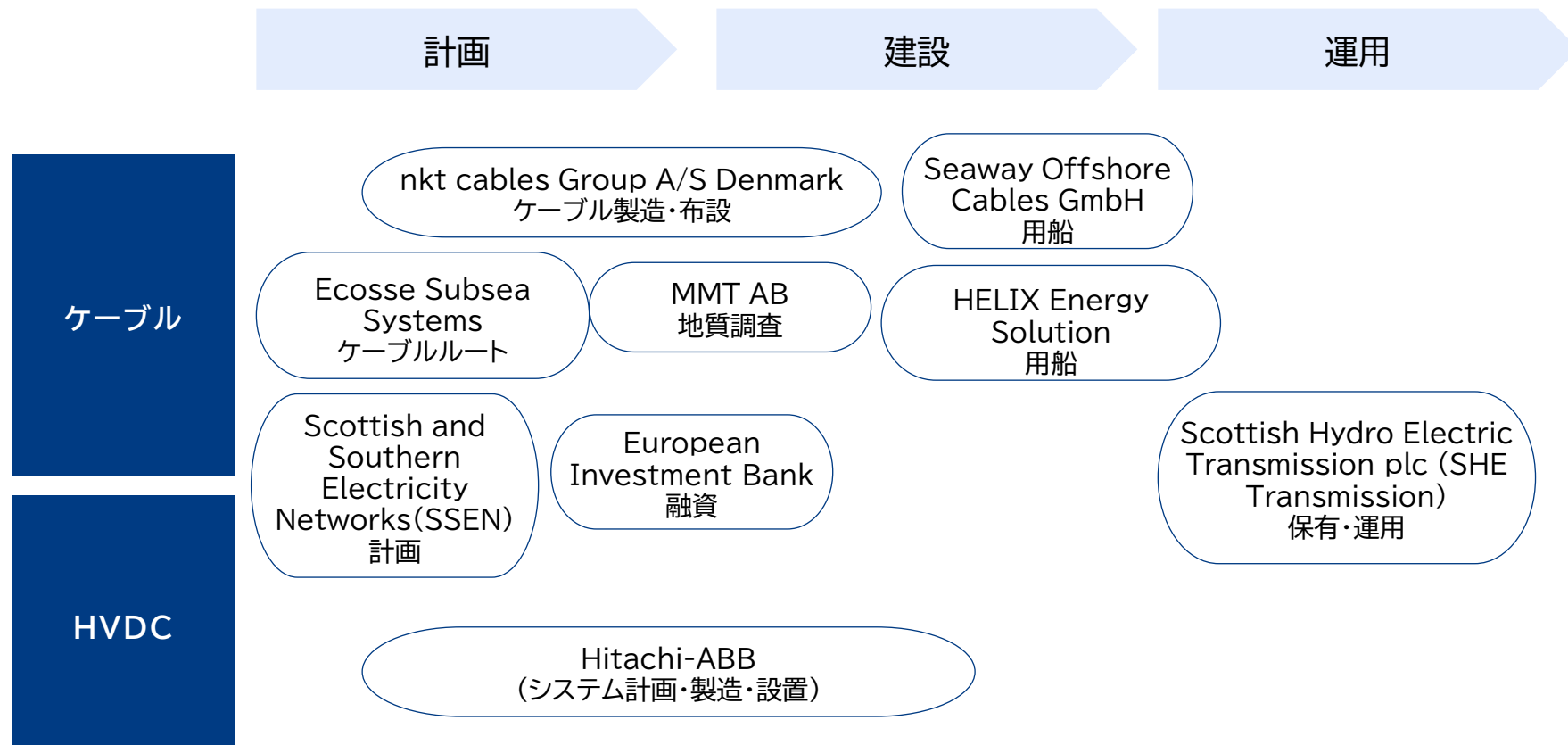
Table 1 : Nominal HVDC Cable Properties



Conductor	
Type / material	profiled strands / copper
Cross-section	2200 mm ²
Diameter	54.6 mm
Conductor screen	
Material	semi-conductive polymer
Thickness / Diameter	1.5 mm / 58.7 mm
Insulation	
Material	cross-linked DC polymer
Thickness / Diameter	20.0 mm / 98.7 mm
Insulation screen	
Material	semi-conductive polymer
Thickness / Diameter	1.4 mm / 101.5 mm
Longitudinal water barrier	
Material	swelling tape
Thickness / Diameter	0.6 mm / 102.7 mm
Metal sheath	
Type / material	extruded / lead alloy
Thickness / Diameter	2.9 mm / 108.5 mm
Inner sheath	
Type / material	extruded / HDPE
Thickness / Diameter	2.5 mm / 113.5 mm
Tensile armour	
Type / material	wire / galvanized steel
Thickness (wire diameter)	5 mm
Number of wires	69 pcs
Diameter	124.0 mm
Outer serving	
Type	polypropylene yarn, 2 layers
Thickness	4 mm
Complete cable	
Diameter	132 mm
Weight in air	49.4 kg/m
Weight in water	35.7 kg/m
<i>All values are nominal</i>	

主要ステークホルダー

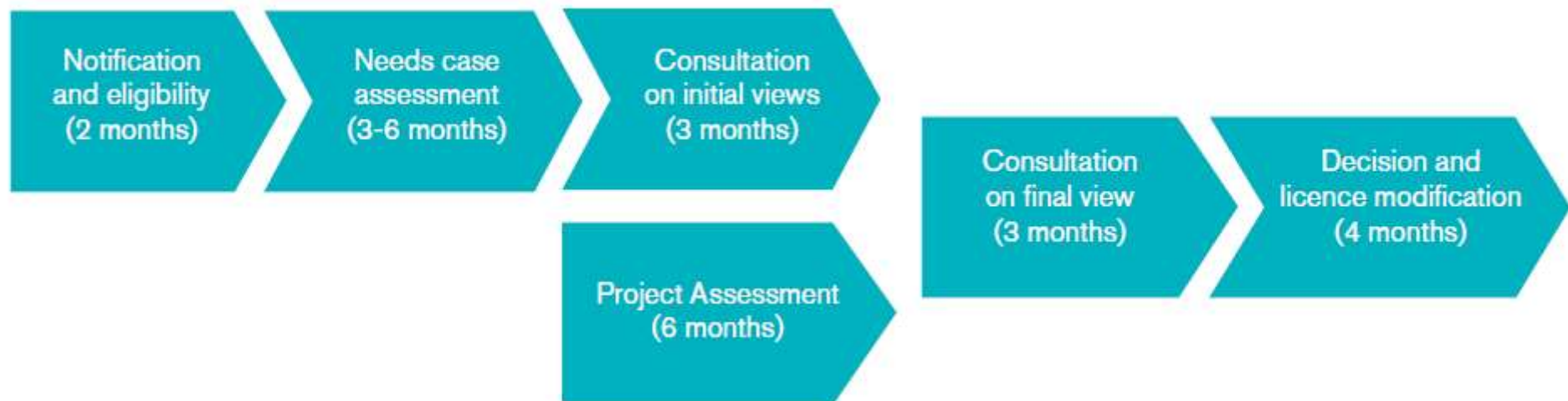
- Scottish and Southern Electricity Networks (SSEN)が計画し、実際の保有運用はSSENの100%子会社であるScottish Hydro Electric Transmissionが行う。
- European Investment Bankが開発費の一部を融資する。



出所) 4C offshore, ForeSEE webappより三菱総研作成

制度スキーム

- イギリスのレベニューキャップと呼ばれる規制料金制度であるRIIOの下で、「将来的に必要とされる投資がレベニューとして認められるSWW(Strategic Wider Works)Processに認められたプロジェクトの一つである。
- 後述するShetland linkとあわせて、北部スコットランド地域の風力発電設備の系統連系と、需要地への電力輸送が、将来的に必要とされる投資として認められている。
- 同プロセスにより再三にわたり開発者であるScottish Hydro Electric Transmission plcと規制当局であるOFGEMとの間でプロジェクトの必要性と投資額の妥当性に関わる検証が繰り返され、評価プロセスの開始から決定まで約6～9ヶ月を要し、複雑なプロジェクトや、機密性の高いプロジェクトに時間がかかる場合もある中で、最終的にレベニューキャップの下で回収可能なコスト水準が決定されている。



制度スキーム

- SWWに認められた主なプロジェクト

Transmission Owner	Proposed project	Key driver for investment
NGET	Hinkley-Seabank	Proposed new nuclear generation at Hinkley Point
NGET; SHE Transmission; SPTL (joint project)	Eastern subsea HVDC link	Increase in the north-south transfer capacity; new offshore generation in Firth of Forth
SHE Transmission	Caithness-Moray	Onshore and offshore renewable generation
SHE Transmission	400kV East Coast	Increase capability to export renewable energy to central Scotland and North England
SHE Transmission	Kintyre-Hunterston	Renewable generation around Kintyre, Argyll and Bute area
SHE Transmission	Western Isles link and onshore works	New generation on Lewis
SHE Transmission	Shetland HVDC link	Generation around Shetland
SHE Transmission	Orkney Isles link	Renewable generation around the Orkney Isles and Pentland Firth
SHE Transmission	Beaully-Mossford overhead line	Renewable generation projects in the Strathconon and Mossford areas
SHE Transmission	Second East Coast subsea HVDC link	Wind generation including Moray Firth and marine generation from Pentland Firth and the Orkney Waters
SPTL	Dumfries and Galloway	To facilitate renewables in SW Scotland and to provide a secure link to the Moyle interconnector
SPTL	East Coast (Kincardine – Harburn) 400kV	Enables increased levels of renewable energy to be transferred from SHETL to SPTL network areas.

出所) Strategic Wider Works (SWW), OFGEM

制度スキーム

- 前掲のSWWプロセスのスキームにおいて、事業開発主体であるScottish Hydro Electric Transmissionが提出したコスト試算を査定した結果を示す。
- 最終的に、託送料金原価(RAV:Regulatory Asset Value)に算入可能なコストとして、SHETが£1,236 millionを提出したのに対して、OFGEMは£1,062 millionを認める判断をしている。(最終段階の前の査定では、-9%削減であったものが最終的に-14%まで削減された。)

Cost category	Ofgem's cost reductions	
	Latest view	Proposed in Oct consultation ⁵
Onshore construction	-4%	-6%
HVDC construction	-2%	-4%
Risk	-34%	-62%
Resources	-34%	-38%
Operations, regulatory and consent	0%	0%
Total	-9%	-14%

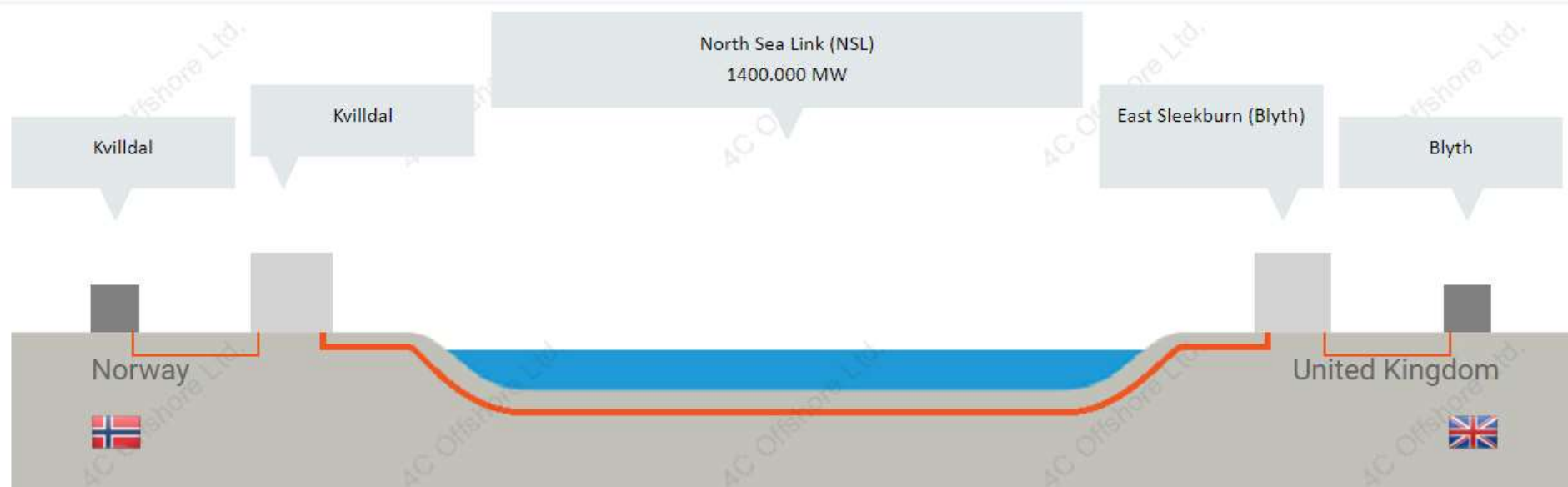
※Risk:プロジェクトリスクに関わる引当金
Resources:プロジェクト管理コスト等

投資回収スキーム

- 投資回収は、基本的にレベニューキャップの託送料金制度の下で託送料金として回収され、個別のプロジェクト単位ではなくSHET社のRAVの一部として回収対象となる。
- RAVへの算入は下表に示すようなスケジュールが想定されている。
- 総投資額約11億GBP(最終的には10.6億GBP)のうちの5.25億GBPをEuropean Investment Bank(EIB:欧州投資銀行)が融資しており、この融資額はスコットランド地域のローカルサプライチェーン構築や、最低賃金保証などにも活用できるものとして決定されている。

2013/14 prices	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	Total
	£m	£m	£m	£m	£m	£m	£m	£m	£m
Costs proposed by SHE Transmission	£9.380	£151.972	£382.336	£397.063	£200.292	£75.917	£9.691	£9.575	£1,236.226
Total reductions	-£1.052	-£20.244	-£53.443	-£56.102	-£30.222	-£10.179	-£1.347	-£1.335	-£173.923
Efficient costs proposed by Ofgem	£8.328	£131.728	£328.893	£340.961	£170.070	£65.738	£8.344	£8.240	£1,062.303

North Sea Link (NSL)

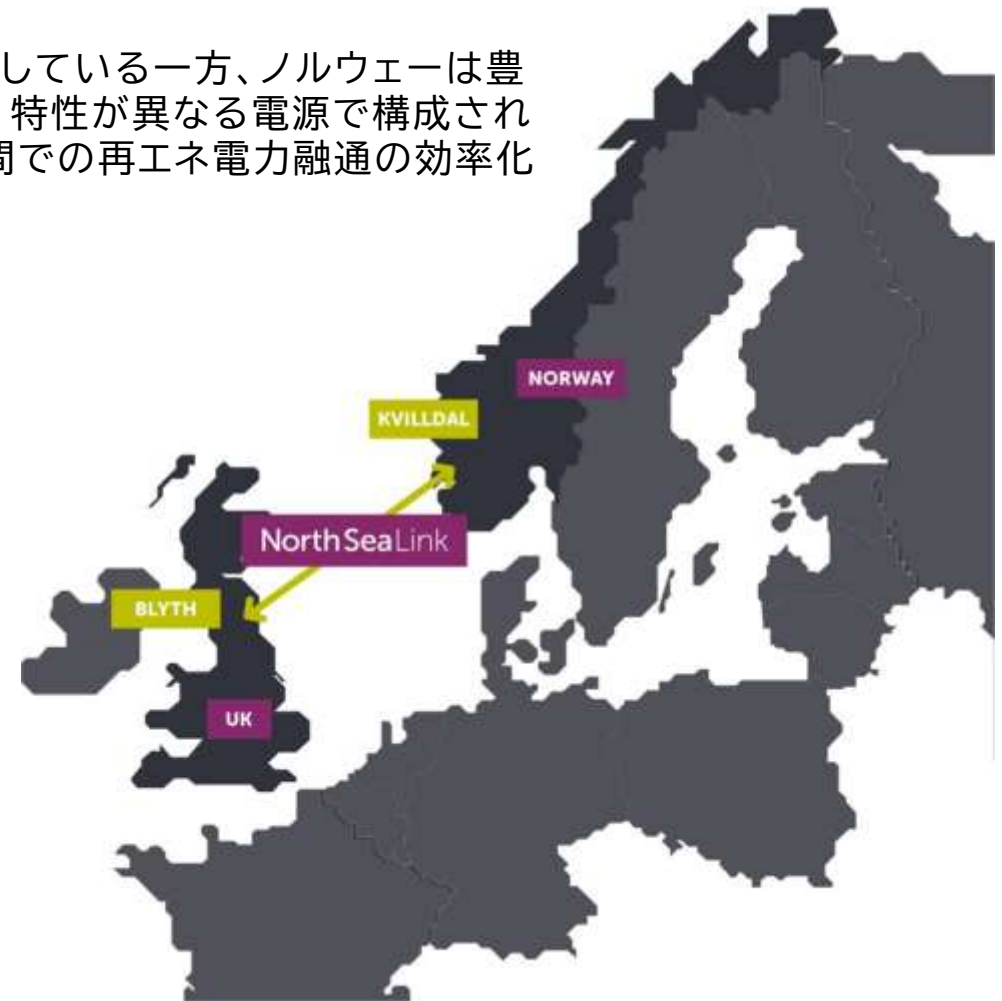


事業名	North Sea Link (NSL)
国・地域	ノルウェー (Hylsfjorden) ⇄ イギリス (Cambois Beach Slipway)
事業主体	Statnett SF, National Grid NSN Link Ltd
事業ステータス/Status	2021/12 運転開始予定
設備容量/Capacity MW	1,400MW
直流電圧/DC Voltage	500kV Bipolar
連系線の長さ/Length of cable	724km(うち海底714Km)
予算/Project Cost	2,000(Million EUR) <約2,567億円*>
関連ウェブサイト	http://northsealink.com/

*:2021年平均TTB 1EUR=128.39円

プロジェクト背景(1/2)

- NorthSea Linkは英・National Gridとノルウェー・Statnett社が共同で開発する世界最長の国際連系線であり、全長720km、容量1.4GWのHVDCケーブルにて英国とノルウェーの電力市場を接続する。
- 英国は洋上風力を始めとする変動型再エネの導入が増加している一方、ノルウェーは豊富な水力ポテンシャルを活かした水力発電が盛んである。特性が異なる電源で構成される市場を接続することで、卸電力市場の価格低下と2国間での再エネ電力融通の効率化を目的としている。



出所)Northsea Link、Location (<https://northsealink.com/en/locations/locations/>)、<閲覧日:2021年10月1日>

Northsea Link、Why connect Norway and the UK? (<https://northsealink.com/en/the-project/why-connect-norway-and-the-uk/>)、
<閲覧日:2021年10月1日>

プロジェクト背景(2/2)

- 英・Ofgemに対して2013年にライセンス申請を行い、2015年に最終投資判断(FID)が決定された。
- 2015年以降、両国側での建設準備が始まり、2018年に交直変換器と海底ケーブルの敷設工事が開始し、2021年10月より試験運転が開始された。
- 2021年中に本格的な運用が開始される見込み。



出所)National Grid NSN Link Ltd., Timeline North Sea Link (<https://www.northsealink.com/en/the-project/project-timeline/>), <閲覧日: 2021年10月1日>

(参考)欧州における連系線開発目標(1/2)

- 欧州で陸上を含む国際連系線の開発計画が推進された背景として、2002年にEU議会にて、全加盟国に発電容量に対する転送容量の比率として最低10%以上の連系線を、2005年までに開発する目標が提示されたことまで遡る。しかし、多くの加盟国では2005年までに10%以上の連系線を開発することができなかった。
- 2015年2月、欧州議会は”Achieving the 10% electricity interconnection target Making Europe’s electricity grid fit for 2020”を公表し、2020年までに10%以上の連系線容量を開発するための措置を講じた。

連系線容量の見通し(2014年時点)

➤12加盟国で、10%の目標未達

Member States below 10% interconnection	
IE	9%
IT	7%
RO	7%
PT	7%
EE ⁴	4%
LT ⁴	4%
LV ⁴	4%
UK	6%
ES	3%
PL	2%
CY	0%
MT	0%

Source: ENTSO-E, Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014

EUにおける措置内容

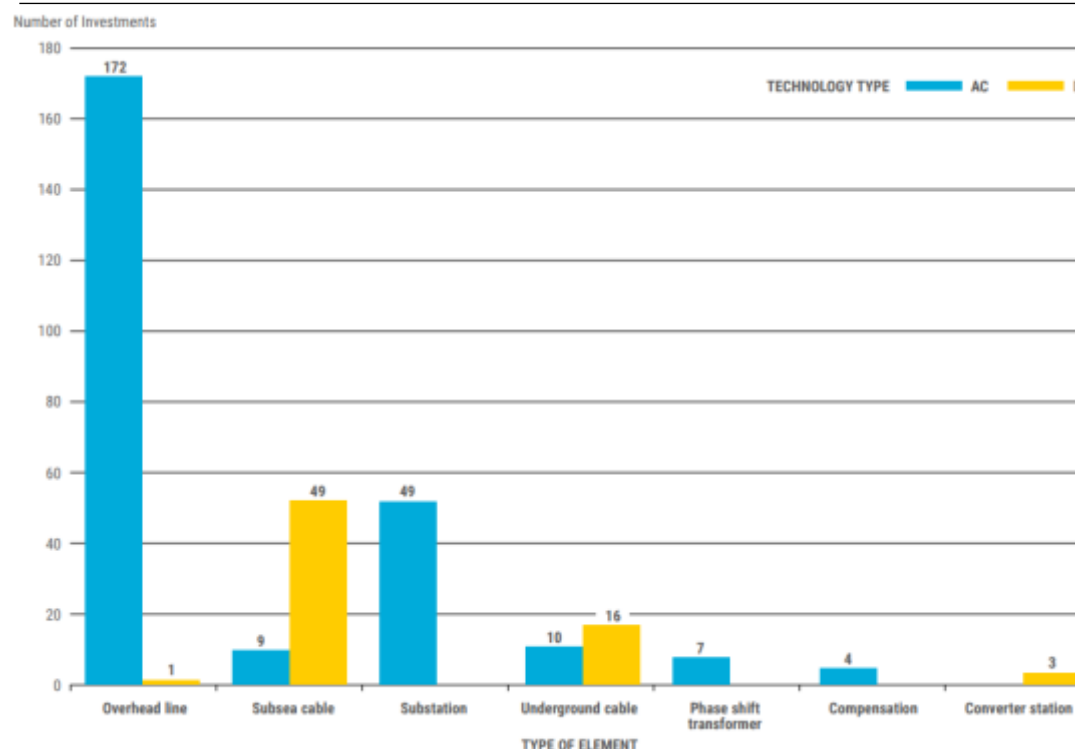
- EUにおける予算措置例
 - the Connecting Europe Facility (CEF):総額300億ユーロのうち、エネルギー分野に53.5億ユーロの予算を配分。(2014-2020年)

出所) Interreg North Sea Region, Future Interconnector demand (<https://northsearegion.eu/northsee/e-energy/future-interconnector-demand/>)
 EC, ENERGY UNION PACKAGE COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL Achieving the 10% electricity interconnection target Making Europe’s electricity grid fit for 2020 (https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a5bfdc21-bdd7-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0003.01/DOC_1&format=PDF)、<閲覧日:2021年10月1日>

(参考)欧州における連系線開発目標(2/2)

- 2017年、欧州議会の連系線目標に関する専門グループ(Expert Group on Interconnection Targets)は、2030年までに全加盟国における連系線容量を15%以上とする目標を提案しており、更なる相互接続の拡大が見込まれる。
- 2020年11月、ENTSO-EよりTYNDP(ENTSO-E's 10-year network development plan)が公表され、34か国154か所の送電線開発計画が公表された。うち、海底ケーブルについては、その多くが直流送電(DC)である。

採用技術別のプロジェクト内訳(TYNDP2020)

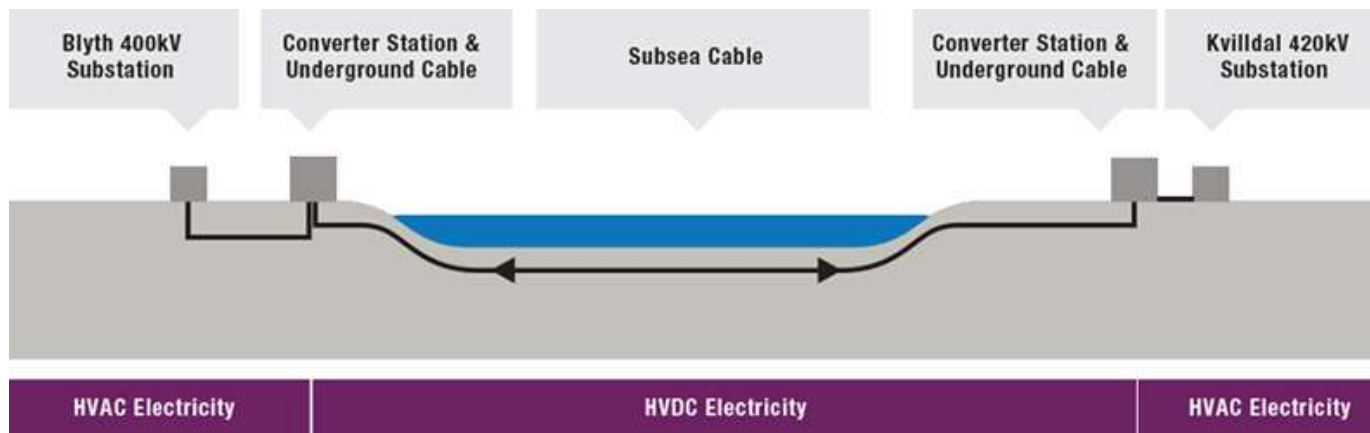


出所)ENTSO-E, TYNDP 2020 Main Report (https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Forconsultation/TYNDP2020_Report_forconsultation.pdf)、<閲覧日:2021年11月1日>

North Sea Link (NSL)

設備仕様

- NexansがHVDCケーブル製作を担当し、550kVのソリッドケーブル(MI Cable)が採用されている。
- HVDCケーブルで送電された電力は英国・ノルウェーの沿岸に建設される交直変換器にて変換し、その後変電所を通じて両国の系統に接続される。

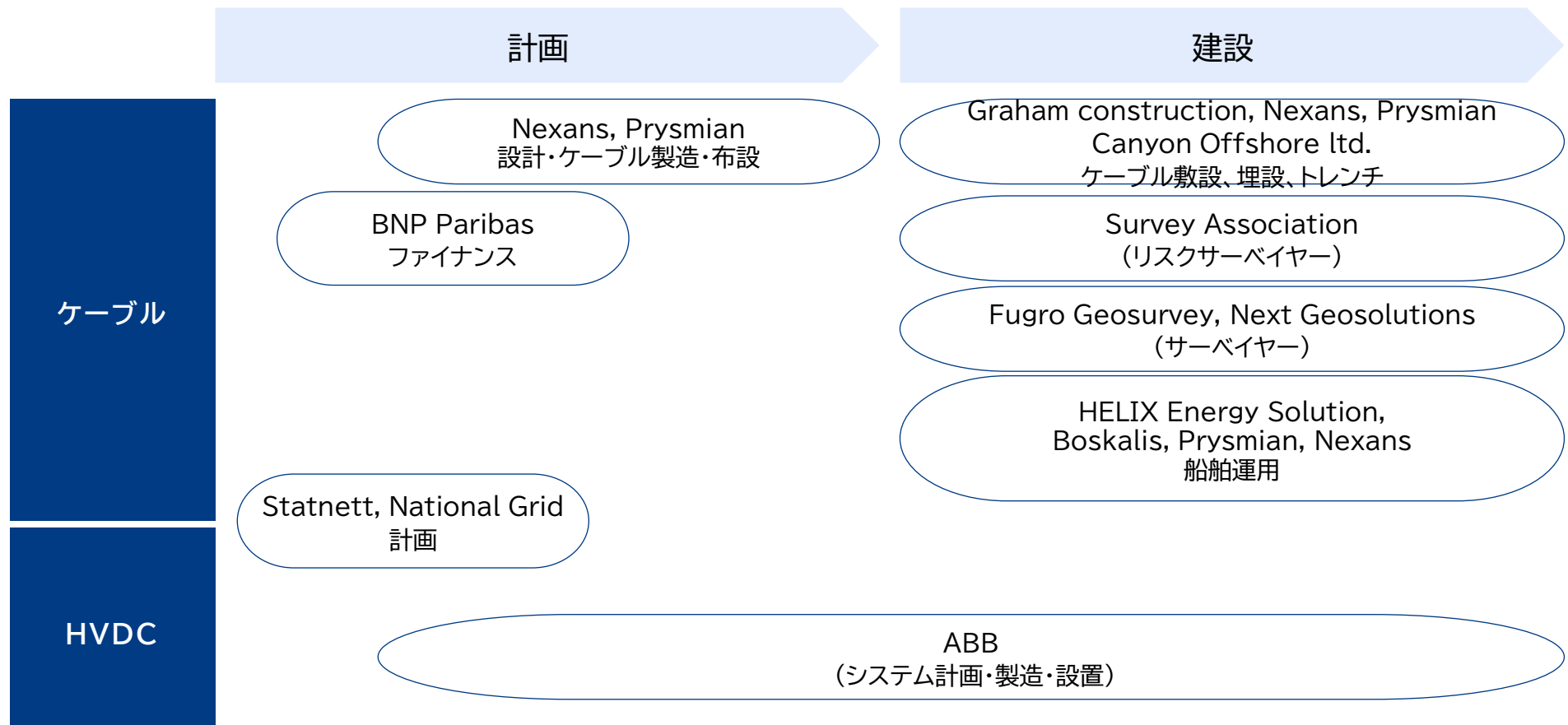


定格電圧	±550kV
送電容量	1,400MW
ケーブル仕様	直径150mm 重量:60kg/m
回路	双極方式
総延長	724km 海底部:714Km 陸上部:10km

North Sea Link (NSL)

主要ステークホルダー

- Nexans及びPrysmianがEPCIコントラクターとなり、うち500kmのHVDCの製造・敷設をNexansが、950km分のHVDCの製造・敷設をPrysmianが担当した。
- HVDCコンバーターのEPCIはABB社が担当。
- 敷設工事には技術サーバイヤーやリスクサーバイヤーへの監査を委託している。



出所) 4C offshore, ForeSEE webappより三菱総研作成

制度スキーム

- 英国・ノルウェーの二国間の国際連系線であるため、プロジェクトコスト及び収益は50:50で折半される。このうち、英国側の費用はCap and Floor制度が適用される。
- 送電線運用会社は連系線による容量割当を希望するユーザーから費用を回収するが、十分な収益が得られなかった場合、Ofgemが定める最高補償価格(Floor)まで英国の系統運用者が補填する。また送電線運用会社がOfgemが定める上限収益(Cap)を超えた場合は、超過収益を英国の系統運用者に還元する必要がある。
- North Sea LinkのCap及びFloorは以下の通り。
 - Cap : 89.85 百万ポンド/年(約135億円)
 - Floor: 50.90 百万ポンド/年(約75億円)

North Sea Link (NSL)

投資回収スキーム

- OfgemにおけるCap and Floorのコスト査定スキームの第2段階(FPA)が終了し、National Grid負担分のコストとしてディヴェロッパー側の開発コスト:約1.3億ポンド(約200億円)、コントラクター側の設置コスト:約4.3億ポンド(約650億円)がCap and Floorの算定コストと決定された。
- Statnett社負担分と合算すると、総プロジェクトコストは11.2億ポンド(約1,680億円)と推測される。
- また初期エンジニアリング調査の支援として、EUから31百万ユーロ(約40億円)が拠出された。

※1ポンド=150円で換算した場合

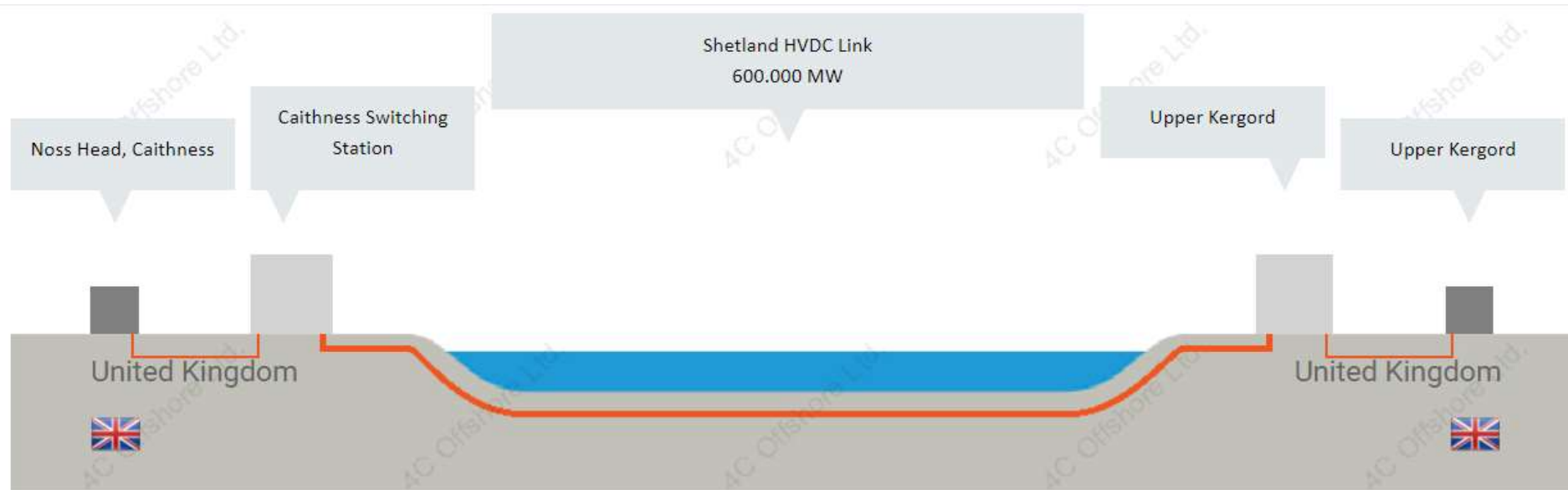
費目		Submitted costs at IPA	Submitted costs at FPA	Ofgem FPA Consultation position	Revised submitted costs at FPA	Ofgem Final FPA decision on allowance※
		IPA段階におけるNSL提出資料	FPA段階におけるNSL提出資料	FPA段階におけるOfgem査定コスト	FPA段階におけるNSL提出資料(修正版)	FPA段階におけるOfgem査定コスト(最終案)
NSL	Risk/contingency	84	116	58	117	59
	Project management	59	42	42	43	43
	Other costs		31	30	30	29
Contracts	Firm prices and provisional sums	757	474	474	429	429
	Variation orders, options and additional provisions		34	0	31	0
Total cost		900	697	604	650	560

※最終的なCap and Floorのコスト査定は、NSL完工後のPost Construction Reviewにて決定される。

出所)Ofgem, Decision on the Final Project Assessment of the NSL interconnector, <出版日:2017年6月>

Power Technology, North Sea Link (NSL) (<https://www.power-technology.com/projects/north-sea-link-nsl/>) <閲覧日:2021年10月1日>

Shetland HVDC Link



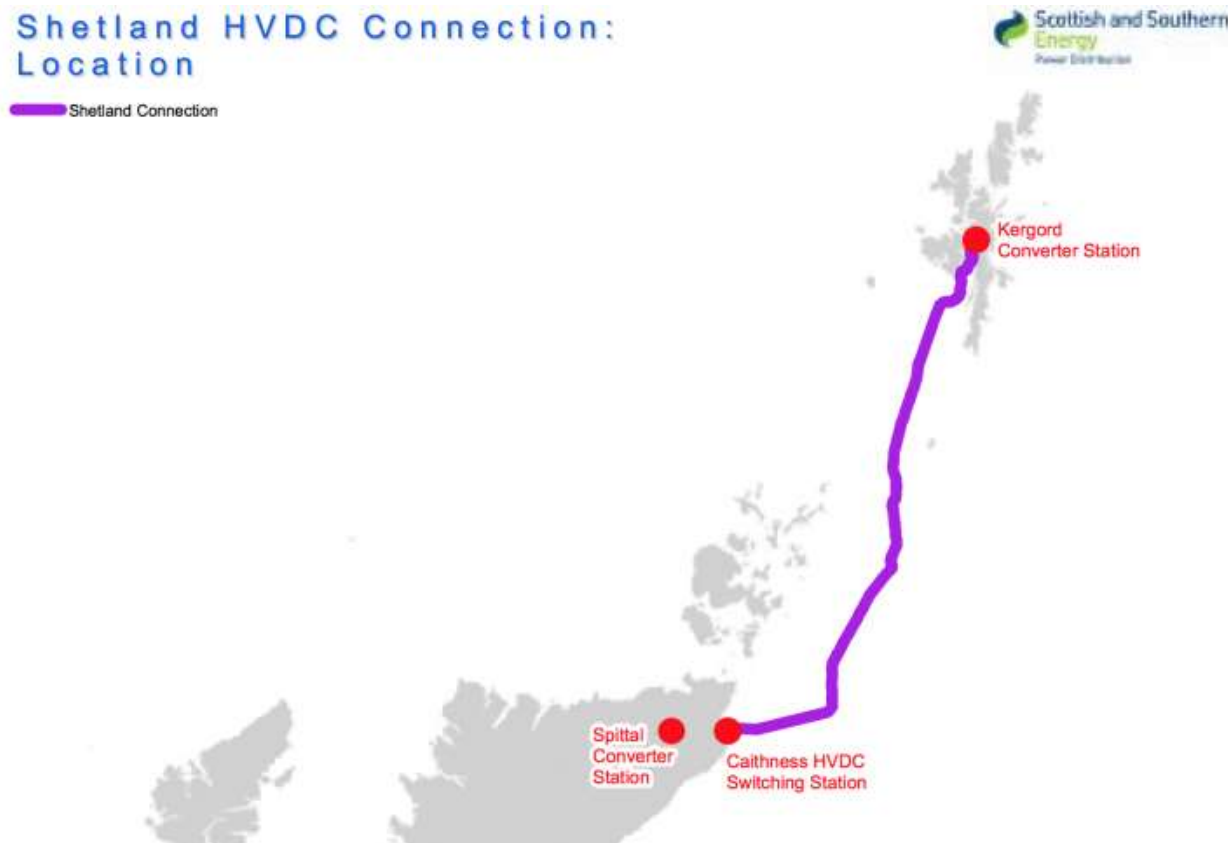
事業名	Shetland HVDC Link
国・地域	イギリス(Hylsfjorden)⇄イギリス(Cambois Beach Slipway)
事業主体	Scottish Hydro Electric Transmission plc (SHE Transmission)
事業ステータス/Status	2024/4 運転開始予定
設備容量/Capacity MW	600MW
直流電圧/DC Voltage	320kV Bipolar
連系線の長さ/Length of cable	267km(うち海底257Km)
予算/Project Cost	600(Million GBP)<約882億円*>
関連ウェブサイト	https://www.ssen-transmission.co.uk/projects/shetland

*:2021年平均TTB 1GBP=147.07円

Shetland HVDC Link

プロジェクト背景(1/2)

- スコットランド北部シェトランド諸島とスコットランド本土を接続するHVDCプロジェクトで、既存の Caithness Moray HVDC Linkが、5端子HVDCシステム用(図中実践)に設計されており、ここに連系する形で多端子HDC接続を実現しようとするもの。2024年に完成すれば、600MWの風力発電の連系を可能とする。

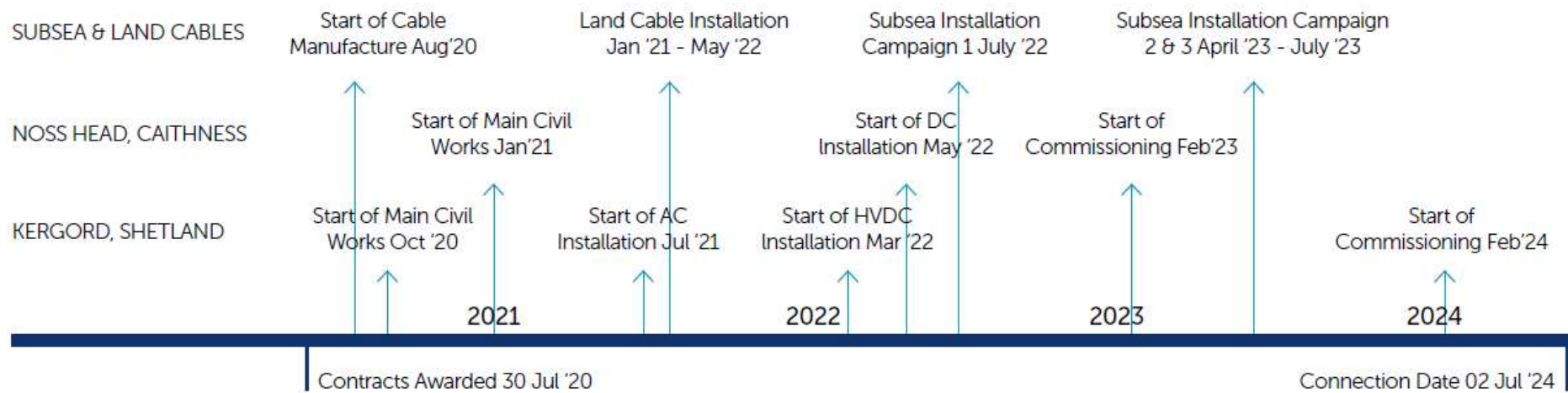


出所) <https://www.shetnews.co.uk/2020/07/09/cable-decision-to-be-published-within-the-next-couple-of-months/> 2021/10/15閲覧

プロジェクト背景(2/2)

- シェトランド諸島の風力発電(VIKING WF)の系統連系を前提とした連系線の開発スケジュールが立案され、2024年に運転開始を目指している。

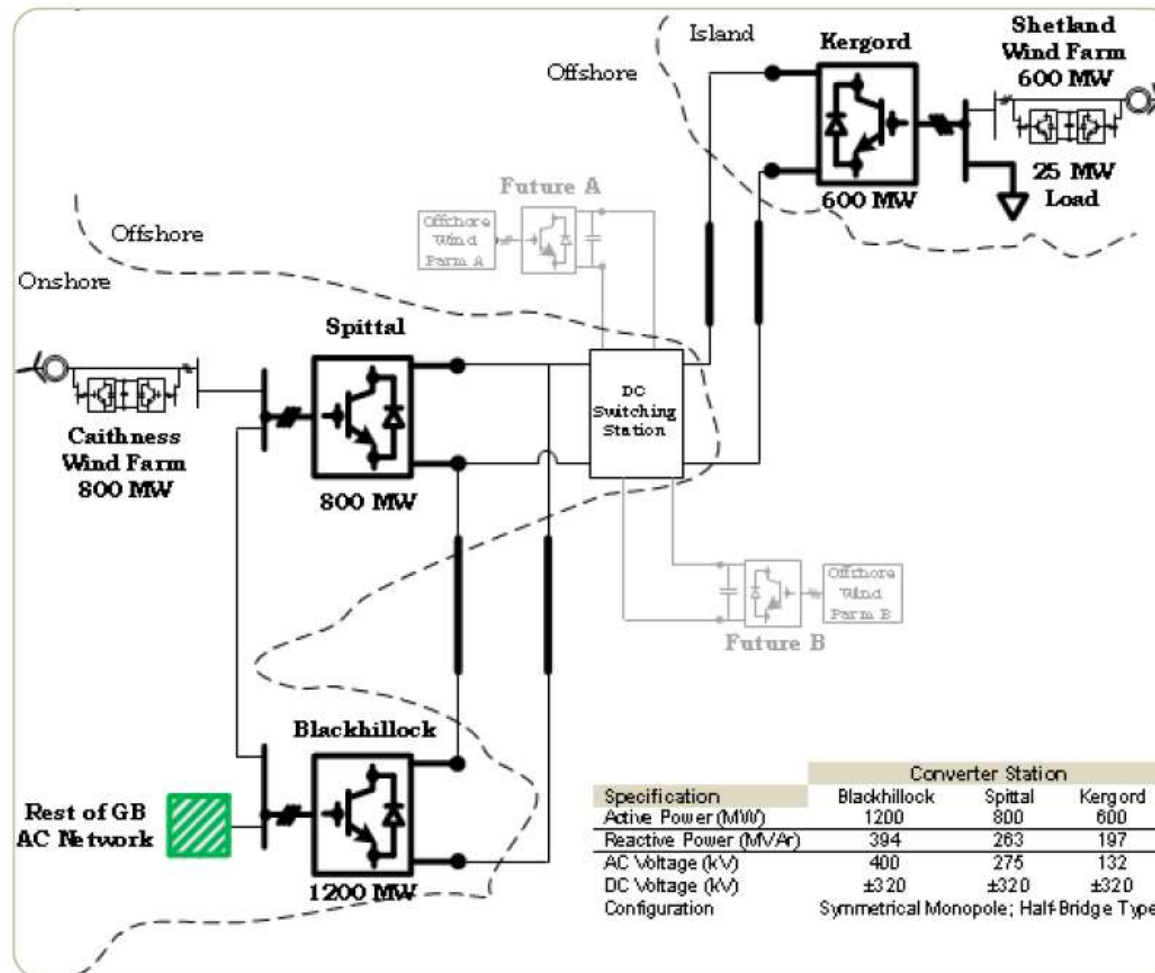
Project time line



Shetland HVDC Link

設備仕様(1/2)

- Caithness Morayと多端子接続を前提にした設備構成で、Spittalに所在するDC Switching stationにより2つのHVDC連系線が接続される構成となっている。



5-terminal design for Caithness-Moray-Shetland HVDC Project

出所) Use of Real-Time Simulation in the Caithness-Moray HVDC Transmission Project, National HVDC Centre, 2019/4

Shetland HVDC Link

設備仕様(2/2)

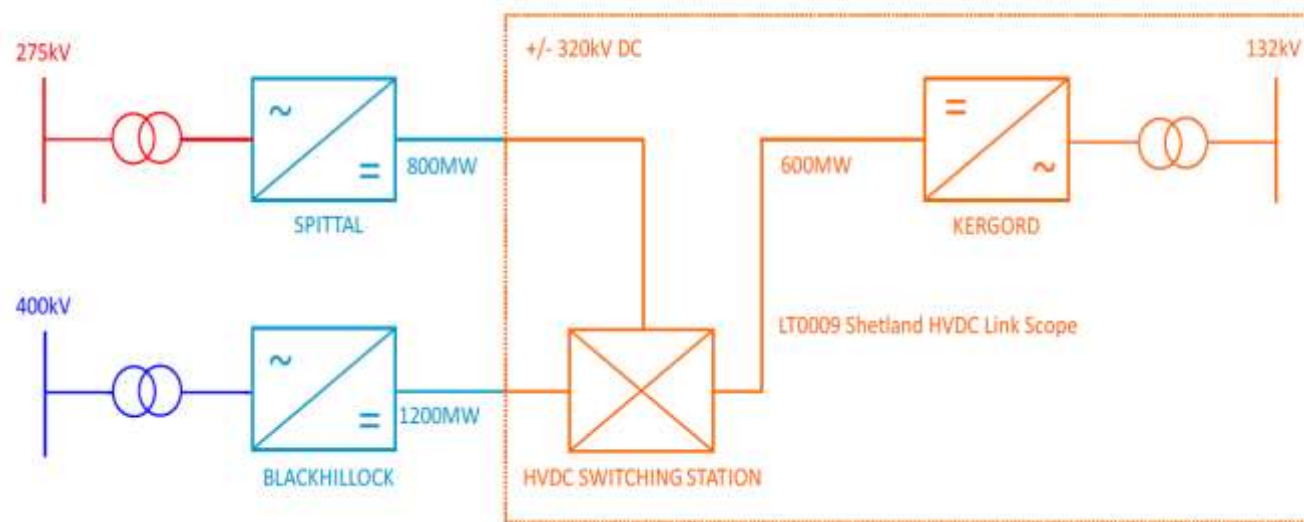
- 主要設備(オレンジの破線枠内)の概要は以下の通り。

HVDC Converter Station

600MW HVDC変換所は、新たに設置されたKergord変電所に接続する

132kV Kergord AC Substation

2020年9月にAC132kV GIS変圧器とHVDC変電所の建設開始



HVDC Switching Station

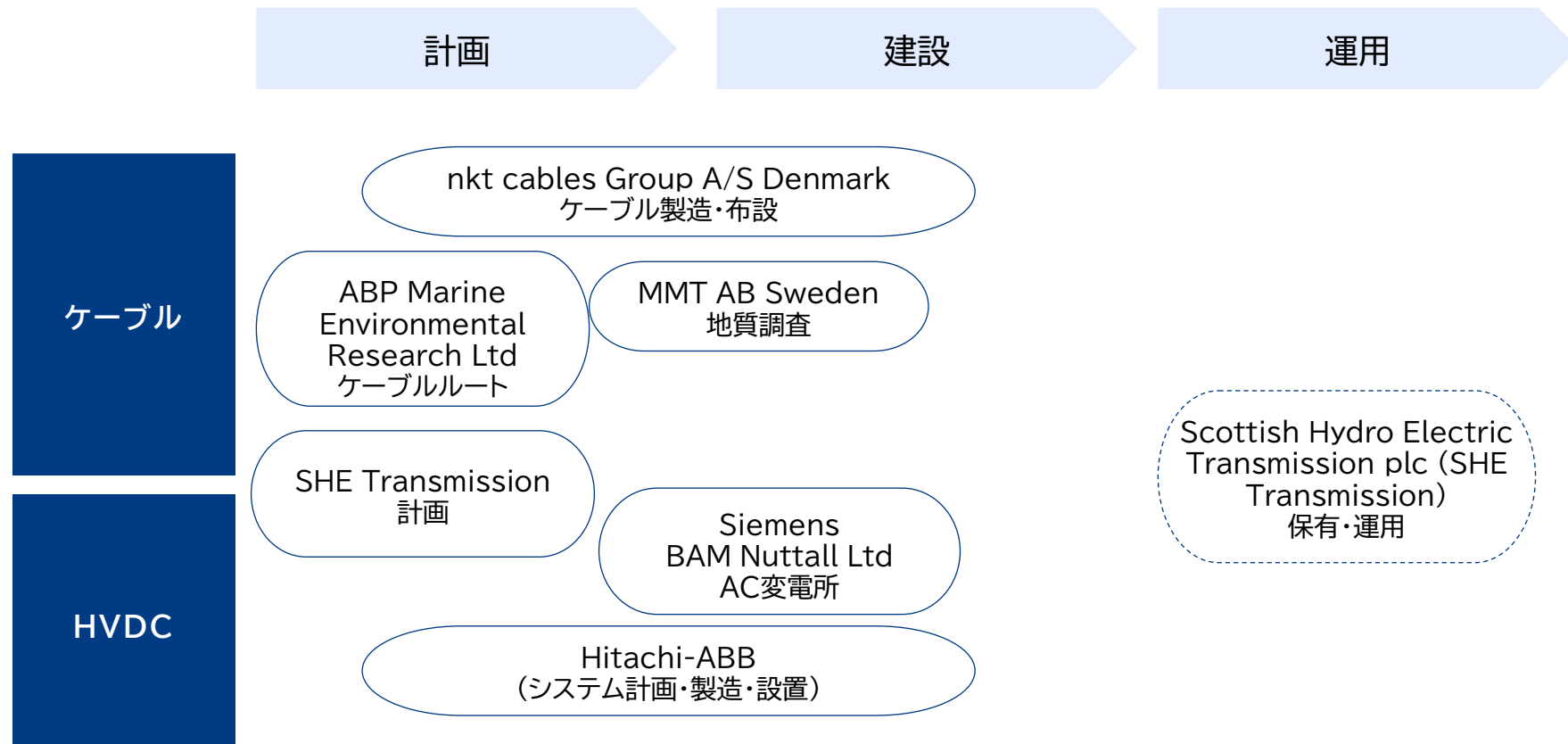
Nossに設置されるHVDCスイッチングステーション

HVDC Land/Subsea Cable

600MW HVDC cable 海底部分は25km.

主要ステークホルダー

- Scottish Hydro Electric Transmission plc (SHE Transmission)が計画策定を行い、規制の下で各種手続きや調達を中心に行う。
- 一部にAC変電所の改修が含まれていることから、AC変電所をSiemens、HVDCをABBが担うという体制。

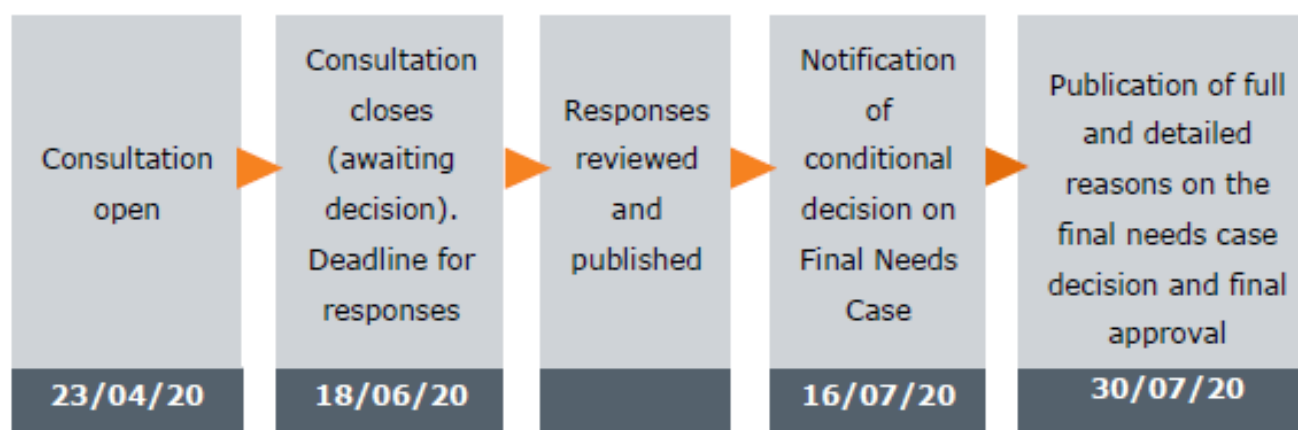


出所) 4C offshore, ForeSEE webappより三菱総研作成

制度スキーム

- 規制料金制度(RIIO)の下で託送料金として回収されることを前提に、前掲のCaithness Morayと同様にSSWプロセスの対象プロジェクトとして位置付けられている。
- Shetland linkのSSWプロセスにおけるNeeds caseの認定は、Shetland島で開発予定のViking WF(443MWの陸上風力発電所)の進捗が大きく影響している。同WFは、2020年のCfDの公募に外れてしまい、開発遅延が危ぶまれたものの開発主体(SSE renewables)は開発を継続しながら2024年の運転開始に向けた投資を開始したことから、同プロジェクトの実現可能性は高いとの判断から、2020年7月に”Shetland transmission project: Decision on Final Needs Case and Delivery Model”にてプロジェクトの必要性は承認されている。

Figure 1: Decision-making stages for the revised Final Needs Case



出所) ”Shetland transmission project: Decision on Final Needs Case and Delivery Model”, OFGEM, 2020/7

投資回収スキーム

- 投資回収は、基本的にレベニューキャップの託送料金制度の下で託送料金として回収され、個別のプロジェクト単位ではなくSHET社のRAVの一部として回収対象となる。
- 最終的に、託送料金原価(RAV:Regulatory Asset Value)に算入可能なコストは確定していないが、中間段階での評価結果として、SHETが提出した見積コスト675.4million GBPに対して、OFGEMの査定水準は、628.6million GBPという水準となっている。

Cost Category	Submitted Cost (£m)	Proposed Adjustment (£m)	Proposed Allowance (£m)
Project Management	45.4	0.0	45.4
Regulation and Consent	8.3	-0.6	7.7
Engineering	6.3	-0.3	6.0
Construction	519.4	-15.0	504.4
Commissioning	3.2	0.0	3.2
Operations	13.4	0.0	13.4
Insurance	1.0	0.0	1.0
Non-LOTI	-6.3	0.0	-6.3
Other	16.2	-0.5	15.7
Risk	68.6	-30.3	38.3
Total	675.4⁹	-46.8	628.6

出所) "Shetland HVDC Link - Project Assessment", OFGEM 2021/9

海外直流送電プロジェクトの保守・運用

- 公表情報からの調査
- 海外調査

保守運用に関わる公開情報

- 保守運用に関わる情報収集
- 定常の保守・運用情報については開示情報が少ないが、ケーブル事故等により計画外停止した場合、同計画外停止の復旧や補償(マーチャントスキームの場合)について公表されている情報が、前掲の調査対象プロジェクトの情報を収集。
- 海外調査機関における調査を通じて得られる知見を収集。

検討対象プロジェクトの計画外停止事例(Western HVDC Link)

● Western HVDC Linkの運用課題

- 建設時より、使用するケーブルの製造上の問題などから当初運用開始予定は2015年であったものが2017年に延長され、さらに布設海域に沈没潜水艦が発見され、さらに1年の運用開始の延期により2018年によりやうく完成したものの、最終的な引き渡しは2019年にまでずれ込んだ。
- 2019年から運用開始したものの2020年1月までに3度のケーブル故障による計画外停止により、規制当局であるOfgemの調査が開始され、2021年11月に当該ケーブルが引き起こした問題に対する最終的な結論が公表された*。
- Ofgemは、当該問題は遅延の原因は、主にプロジェクトの請負業者とサプライチェーンの結果として、製造プロセス、ケーブル設置および試運転テストの問題であり、開発運用主体であるNational Grid Electricity Transmission (NGET) と、Scottish Power Transmission (SPT)の故意による過失は認められなかったものの、開発遅延及び計画外停止により、本来、送電されるべき風力発電の出力抑制などにより発生した損失を補填するものとして、£158 million(1億5,800万ポンド)の補償パッケージで合意した。
- 補償パッケージのうち£15m(1,500万ポンド)は、Ofgem's Redress Fundと呼ばれる弱者救済のための基金に、残りの£143m(1億4,300万ポンド)は、託送料金の低減に使用され消費者に還元される。

*: "Decision of the Gas and Electricity Markets Authority to close its investigation into National Grid Electricity Transmission plc and SP Transmission plc and their compliance with obligations relating to the Western HVDC subsea link", Ofgem, 2021/11/30

検討対象プロジェクトの計画外停止事例(Basslink)

● Basslinkの運用課題

- 2015年6月から2016年1月に6カ月強にわたりBasslink のケーブル破損に伴う計画外運用停止は、同時期のタスマニア島における渾水に伴う水力発電出力低下とも重なり、タスマニア州における電力供給危機をもたらした。(損傷部位の修理のために船上でのケーブルジョイントを行うために好天確保困難に伴い、破損個所の修理に想定以上の時間を要したことも理由の一つに挙げられている)
- Basslinkの運用主体であるBasslink ptyは、深海ケーブルコンサルタントのCable Consulting Internationalに調査を依頼し、6カ月の調査の結果、その原因は特定できず「不可抗力」の判定を提示した。他方、タスマニア州及びBasslinkの利用権を有するハイドロタスマニアは、海洋コンサルのDNV GLに調査を依頼し、熱モデルの解析から運用限界を超えた運用によるケーブル破損の可能性を示した。
- 両社の主張の食い違いにより仲裁に持ち込まれ、計画外停止は不可抗力とは認められず、2020年12月に仲裁人はBasslink ptyに対して、タスマニア州及びハイドロタスマニアに対して3,300万豪ドルの違約金と2,530万豪ドルの仲裁費用を支払うように命じたが、この仲裁にもBasslink ptyは異議を唱えた。
- 当該係争により、Basslink ptyのオーナーであるKeppel Infrastructureは資金調達困難に陥っており、係争債務を含めた買収提案をオーストラリアのインフラアセット企業であるAPA group(<https://www.apa.com.au/>)から受けたものの不調におわり、2021年11月21日にVoluntary Administration(任意管理手続き:会社が破産または破産状態にあると取締役会が判断した場合、任意管理人(voluntary administrator)を任命し、会社の再生または清算に向けた手続きを一任する手続き)に入ったことを宣言。タスマニア州及びハイドロタスマニアは、引き続き、同連系線運用のための規制スキームへの変更なども含めて検討を行っている(APAは任意管理手続き宣言後に再び買収に意欲を示すとの報道もあり)。
- Basslinkは、上記計画外停止とは別に2018年の定期点検時の機器損傷に伴い、約3か月の計画外停止(2015年のケーブル損傷とは無関係)があり、同時期はタスマニアの水力出力は十分に確保されていたため2015年ほどの需給ひっ迫には至らなかったものの、同期間の連系線利用料の支払をハイドロタスマニアが拒否した。
- その結果、保険会社から利用料を補填する保険金を受領できたものの、Basslinkのプロジェクトファイナンス上のDSCR(Debt Service Coverage Ratio:元利金返済カバー率)が、最小水準が満たされずデフォルトになったものの、その後の運転再開後の利用料金の支払再開により、再び最低DSCRは満たす水準に回復している。

故障要因と改善策 ENTSO-E報告(1/2)

- HVDCケーブルの平均故障率は低いものの検知が困難であり、修理にリソースと時間とコストが必要。海底ケーブルの平均修理期間が60日(CIGRE SC B1 cable fault statistics)と長い。★
 - HVDC架空送電線の障害率は1.4trips/年、0.83faults/100km・年。
 - 海底ケーブルの故障率は0.10trips/100km・年
- ケーブル故障のタイプごとの要因、および各要因への改善策は以下。

Type of incident	Type of cable	TSOの trip報告数	要因および改善策
Cable faults	海底	2ケース	・ 内部: ケーブルの製造または設計が不適切(根本原因は不明確)、定格電流を超える動作 → 業界規格に基づく設計と建設、業界規格の随時アップデート、運用境界の明確な定義と監視 ・ 外部: アンカー・トロール船・流氷の接触、不適切な地図による保護されていない箇所の掘削 → 適切なアセスメント調査、ルートや設置保護をカバーした適切なインストール
Joint faults	海底・陸上	数ケース	・ 海底: 陸上変電所の接続箇所の焼損(原因不明の火災) → 変電所の電極の保護設計をより厳しく見積もる、熱抵抗等の現場測定 ・ 陸上: 楽観的な設計、SF6ガス封入内での内部放電、不適切な接合作業 → 適切なジョイント設計と熱状態の監視、アース線を防水仕様を採用して十分にテストする
Cable end-termination faults	海底・陸上	少なくとも3以上	・ 海底・陸上: DC回路のフラッシュオーバー(霧、雨、霜による塩の堆積、絶縁体の沿面距離が不十分) → 適切な周辺環境想定と監視、現実的な設計、高価となるが屋外でない施工の検討
Cable laying	海底	少なくとも1以上	・ ケーブルの外部損傷により埋設深度が設計値よりも浅い、ケーブル間に岩が詰まり外部損傷 → 適切な敷設、海路調査、ケーブルへの影響の少ない設置、敷設中の監視
J-Tube challenges	海底	ゼロ(リスク報告あり)	・ 機械的摩耗(電源ケーブルの洗掘効果や予期しない動き)、直射日光による中部内温度上昇 → 適切な洗掘モデリング・分析と保護設計、サンシールドと温度監視
Cable crossings	海底	少なくとも1以上	・ 海底・陸上: 不適切な設計(ケーブルが交差する周辺環境・保護・緩和策の想定甘さ) → 適切な設計(事前調査、電流量計算と熱抵抗の現場測定、保護)

出所)ENTSO-E and EUROPACABLE, Recommendations to improve HVDC cable systems reliability, 2019年6月13日

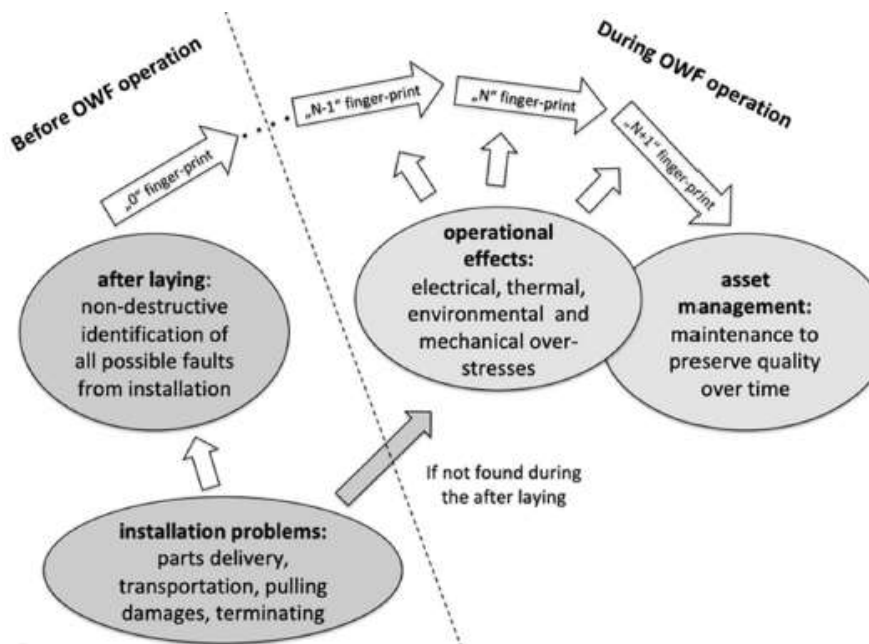
故障要因と改善策 ENTSO-E報告(2/2)

- HVDCシステムの具体的なAvailability向上策として、ENTSO-EとEuropacableの共同で、具体的な推奨対策方法を提示。

項目		対策
障害箇所 の特定		・リアルタイム監視・警告、予防メンテナンスプログラムの長期契約、障害箇所検出の機器の導入と保守、障害発生時の訓練
	海底ケーブル	・海底ケーブル:ケーブルが長くTDR(Time Domain Reflectometry method,時間領域反射率測定法)の精度が低下するため、ケーブル長に沿った信号の速度と正確な波の速度形状把握。海底断層の迅速な事前位置特定
	陸上ケーブル	・陸上ケーブル:シースブレイクジョイントの衝撃を回避する方法の特定
分析		・再発防止のため、ケーブル障害の適切な根本原因分析(所有者および製造元による)を遅滞なく実施。 ・分析はFMECA(Failure Mode, Effects and Criticality Analysis,故障モード・影響及び致命度解析)またはメーカーが品質保証プロセスで使用する方法を参考にレビューする。 ・修理や交換を迅速に対応するため、必要に応じて第三者を含めて分析する。
修理		・修理の際に必要な手順(公共/民間地の許可取得、変電所でのテスト)の明確化 ・修理に係る第三者が立ち入る際に迅速に対応するためにメーカーとケーブル所有者間の契約レベルでの協力体制の構築
	調達	・修理の際に必要な機器・船・工具等の調達ルートの構築、長期サービス契約
	スペア	・HVDCシステムはリードタイムが長くなるカスタムメイドの部材が多いため、保管寿命を考慮してスペアを確保しておく
	ケーブルルート	・海底の状況が竣工時と変化する可能性があるため、設計段階で適切な調査を実施、ルート変更可能性の調査、ケーブル埋設状況の測定方法の調査
予防		・機械的損傷のリスクを最小限に抑えるために、周辺の負荷ケーブルに適切な警告
	測定	・リスクと定期的なメンテナンスを削減するための測定の実施、保守計画に従って定期的なオフラインチェックの実施、オンライン監視システムの構築

Availabilityの向上手法例

- 過去数年間の様々なプロジェクトから収集された国際的な経験と国際的な参考文献に基づいて、故障のリスクを軽減し、供給信頼性を高める観点で書かれた論文において、Availability向上に係る手法が提案されている。
- 洋上風力プロジェクトのケーブル投資は総資本コストの10%未満であるものの、直近10年の洋上風力案件では、海底ケーブル障害が総経済的損失の最大80%の原因となっている。
 - ケーブル障害の事例のいくつかは不十分な設計手法によるもの。陸上設備には存在しないさまざまなインターフェースの計算の適切な処理を含む、健全な海底ケーブルの設計基準を確立する必要がある。
 - 海底電力ケーブルは、巻き、曲げ、ねじり力を受けながら敷設されるため、この損傷が長期的に影響される。設計時点で、設置中にケーブルが損傷しないかどうかを確認するための特別なツールと技術が必要。
- ケーブル設置後の品質管理に関する現在の国際規制は不十分として、当該論文では品質管理手法を提案。
 - 筆者が提案する「フィンガープリント」アプローチでは、部分放電、誘電正接などの診断パラメータの評価により、全寿命にわたるケーブルシステムの品質を決定する。



出所)E. Gulski他, "Discussion of electrical and thermal aspects of offshore wind farms' power cables reliability." Renewable and Sustainable Energy Reviews 151 (2021)

運用基準(Availability評価モデル)

- Calculating Target Availability Figures for HVDC Interconnector
- OFGEMでは、連系線のプロジェクト計画時に当該プロジェクトのAvailabilityを事前に算定可能なモデルを提供し、同モデルに基づいて試算されるAvailabilityをベースに料金水準の査定や計画主体のファイナンス条件設定に利用可能な運用基準を提供している。
- 最初のモデルは、2012年に”Calculating Target Availability Figures for HVDC Interconnector”として公表され、その後、2016年、2018年に改訂版が公開され、各種パラメータの最新情報がアップデートされている。
- 同モデルは、イギリスで後述するCap and floorの規制スキームのプロジェクト開発(対象はNEMO project)に伴い、規制サイドで料金査定のための運用基準が必要になり、既存のプロジェクトや研究機関が公表するMTTR (Mean Time To Repair:平均修復時間)、MTBF(Mean Time Between Failure:平均故障間隔)などの情報を基に、プロジェクトのAvailabilityを算出するものとして作成されている。2016年のモデル改定では、対象プロジェクトとしてNSL(North see link)を対象として同時の最新の知見の情報によりモデルの参照情報を改訂している。
- 最初のモデルはOFGEMの委託の下、Sinclair Knight Merz (SKM:欧州のエンジニアリングコンサルティング企業、2013年にJacobs Engineering Group Inc.に買収)が開発し、その後の改訂版についてはGHD(グローバルエンジニアリング企業、日本にも拠点あり)が受託実施している。

《参考》Calculating Target Availability Figures for HVDC Interconnector(1/2)

- OFGEMで構築されたモデルの概要

Input (NEMO project)

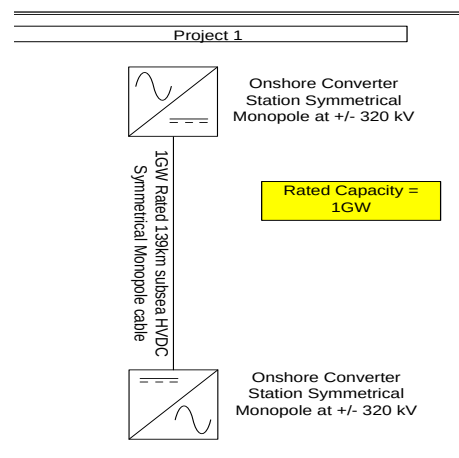
Weather Sensitivity	
Average	Typical North Sea Weather around UK - Average 65 days MTTR for cable
Restricted access	Average 90 days MTTR for cable

Maintenance Sensitivity	
Less frequent	Fewer Maintenance requirements equating to 24 hours per year
Average	Typical expected maintenance of 48 hours per year
More frequent	Higher Maintenance requirements equating to 72 hours per year

Sensitivities	
Weather	<i>Average</i>
Maintenance	<i>Average</i>
Converter Outages	Medium Case

To vary converter MTBF, change sensitivity in New Project

Project 1 – 1000 MW Symmetrical Monopole, 139 km connection with 110km offshore and 29 km onshore. This is similar to that envisaged for the NEMO project.



Asset Classes
Converter
Cables
Other

Output (Availability calculation)

Availability Calculation - Unplanned Outages									
Units	Circuit Length (km)	Class	Equipment	Failure Rate	MTBF Years	MTTR Days	Unavailability	% Tot	Available Capacity %
1	110	Converter	Symmetrical Monopole (Onshore)	2	0.50	0.6	0.0033	13	0%
1		Cables	Project 1 Offshore Cable Section	0.0572	17.48	65.0	0.0102	41	0%
1		Cables	Project 1 Onshore Cable Section	0.02552	39.18	40.0	0.0028	11	0%
1		Converter	Symmetrical Monopole (Onshore)	2	0.50	0.6	0.0033	13	0%
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
				#N/A	-	#N/A	0.0000	0	#N/A
Availability Calculation - Scheduled Maintenance									
Units		Class	Maintenance Case (H/M/L)	Maintenance Rate/year	Maintenance Period (years)	Maintenance Duration (Days)	Unavailability	% Tot	Available Capacity %
1		Other	Scheduled Maintenance Medium Case (1)	1	1	2	0.0055	22	0%

出所)” skm-model---target-availability-model-for-hvdc-interconnectors 0.xlsx”

Total unavailability	0.0250
----------------------	--------

Overall availability	97.50%
----------------------	--------

《参考》Calculating Target Availability Figures for HVDC Interconnector(2/2)

- OFGEMで構築されたモデルの概要
 - モデルに用いられている主な参照情報

ケーブル情報

Base Availability Data

Cable Type	External Failures (No/km/year)			MTTR (Days)		Internal Failures (No/km/year)			MTTR (Days)	
	High	Low	Average	Average	High	High	Low	Average	Average	High
AC subsea XLPE Cable	0.000375	0.0001875	0.00025	65	90	0.000405	0.000203	0.00027	65	90
AC Onshore XLPE Cable	0.00087	0.000435	0.00058	20	30	0.00045	0.000225	0.0003	20	30
HVDC subsea XLPE Cable	0.000375	0.0001875	0.00025	65	90	0.000405	0.000203	0.00027	65	90
HVDC Onshore XLPE Cable	0.00087	0.000435	0.00058	20	30	0.00045	0.000225	0.0003	20	30
HVDC subsea MIND Cable	0.000375	0.0001875	0.00025	65	90	0.000405	0.000203	0.00027	65	90
HVDC Onshore MIND Cable	0.00087	0.000435	0.00058	40	65	0.00045	0.000225	0.0003	40	65

Base Converter Component Availability Data

Component	Unplanned Outage	
	MTBF (years)	MTTR (Days)
Monopole (Onshore)	0.5	0.59375
Monopole (Offshore)	0.5	1.1875
Symmetrical Monopole (Onshore)	0.5	0.59375
Symmetrical Monopole (Offshore)	0.5	1.1875
Bipole with earth return (Onshore)	0.5	0.59375
Bipole with earth return (Offshore)	0.5	1.1875
Bipole no earth return (onshore)	0.5	0.59375
Bipole no earth return (offshore)	0.5	1.1875
Symmetrical Monopole (Onshore) 3-2	0.5	0.59375
User Defined 1 (Offshore)	0.5	1.1875
User Defined 2 (Onshore)	0.5	0.59375
User Defined 2 (Offshore)	0.5	1.1875
User Defined 3 (Onshore)	0.5	0.59375
User Defined 3 (Offshore)	0.5	1.1875
AC Filter		
Energisation Resistor/Short Switch		
DC Converter		
DC Reactor		
DC Filter		

変換器情報

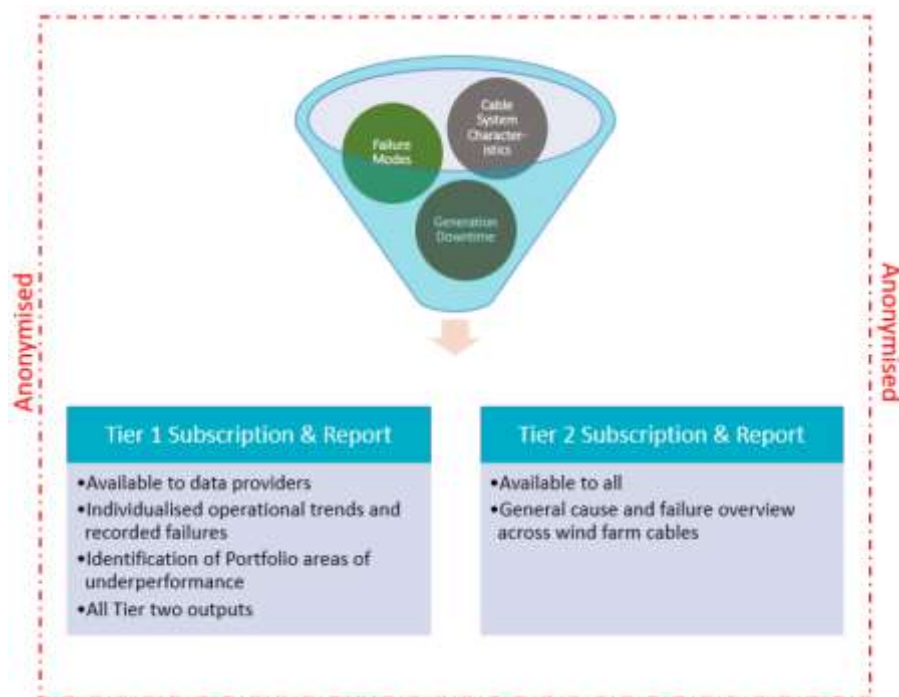
出所) "skm-model---target-availability-model-for-hvdc-interconnectors_0.xlsx"

《参考》直流送電システムに関わる故障事例の分析プラットフォーム

● ELECTRODEプロジェクト

- 直流送電システムの運用時に最も懸念される事象の一つが計画外停止であり、運用上の故障事例などをデータベース化・分析し、運用性の向上を図ろうとする取り組みが英国でなされている。
- ELectrical Cable failure Trending for Operational DEvelopments (ELECTRODE)プロジェクトでは、洋上風力用の海底直流送電の事故情報などを集約・分析するプラットフォームを構築し、今後、同プラットフォームに情報蓄積されたのち、個別の事故事例の情報を匿名化し、その要因などを分析した結果を共有することで、後発事業の運用性向上や、事故時の保険に関わる評価への活用を目的としている。
- 同プラットフォームは、洋上WFの故障事例などを集約するSPARTA (System performance, Availability and Reliability Trend Analysis) のプラットフォームのコンセプトを踏襲している。

プラットフォームのコンセプト



プロジェクト参画団体



海外調査

- 海底直流送電プロジェクトの運用及び保全に関わる実態
- 海底直流送電プロジェクトの資金調達等スキームの実態

海外調査(1/2)

- 計画時、建設時に比較して保守運用に関わる情報は、公開情報でも限られた範囲(計画外停止とその後の対応など)以外の情報収集が困難であることから、海外調査機関を活用した現地事業者にも調査委託。
- 調査レポートとして「Technical Advisory on HVDC – Mitsubishi Research Institute」を受領、また、同レポートの内容をもとに2022年2月14日にWorkshopも実施

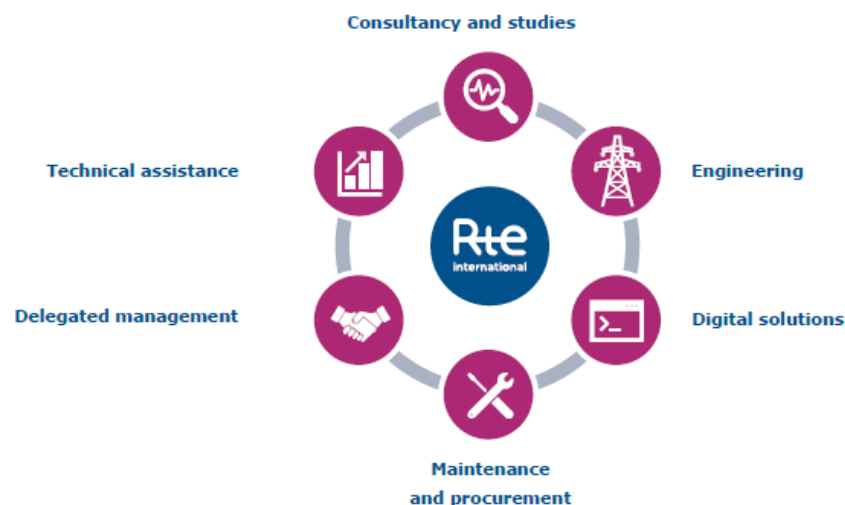
《調査協力先》

- Warwick HVDC(<http://warwickhvdc.co.uk/index.html>)

- 元ナショナルグリッドのエンジニアが主宰する直流送電の専門コンサルタントで、欧州の主要プロジェクトへの参画経験と当該分野への定点観測の実績から、主要ステークホルダーへのコンタクトチャンネルも多数ある。

- RTE international(<https://www.rte-international.com/?lang=en>)

- フランスの送電事業者であるRTEの海外展開を図る際のエンジニアリングサービスを提供する会社で、海底送電プロジェクトの検討に関わる実績を有する。



海外調査(2/2)

《委託内容》

- 海底直流送電プロジェクトの運用及び保全に関わる実態

- a) Operating a HVDC Link – TSO perspective
 - control modes and various features of HVDC links;
 - with reference to specific questions raised by Mitsubishi Research Institute: operation of point to point interconnectors VS HVDC links operated in a meshed grid;
 - future developments, for example the grid forming role that could be carried out by converter systems.
- b) Introduction to Maintenance Principles of a HVDC Converter Station
 - Introduction to the maintenance principles of HVDC-VSC systems
 - O&M Team Structure, Roles and Responsibilities, and Required Infrastructure, Facilities and Systems to Support O&M Activities
 - Maintenance of HVDC-VSC converter stations, focus on HVDC specifics: Power electronics, auxiliary systems (cooling, climate) and controls
 - Maintenance specifications
 - Maintenance experiences and recommendations
- c) Introduction to Maintenance Principles of DC Cable Systems
 - Preventive maintenance of DC cables (both onshore and offshore) and spare parts philosophy will be developed, even though it shall be noted that the requirements and activities are much reduced compared to the HVDC converter station;
 - Elements will also be given regarding potential hazards that could be faced in operation (due to the equipment or to damages caused by third parties) and the way they could be repaired (for example: mobilization of vessels, etc.)

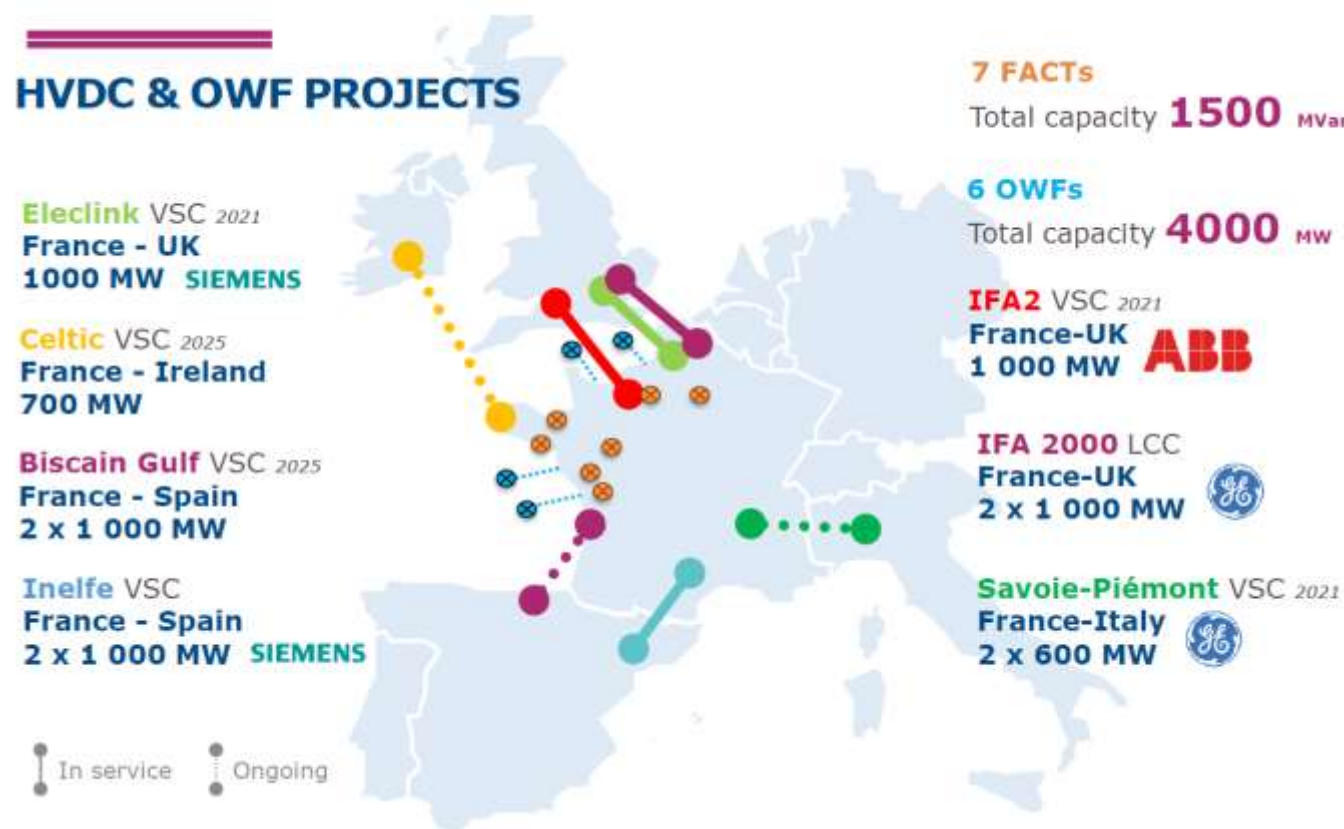
- 海底直流送電プロジェクトの資金調達等スキームの実態

- the mode of financing of each project: corporate finance, project finance, EIB grants, subsidies
- the shareholders
- the expected rates of return
- specific measures to limit market risks when there is exposure to price variations

運用及び保全に関わる実態

- 公開情報で把握が困難な海底直流送電の連系線に関わる運用・保全に関わる情報収集を実施。
- 調査対象プロジェクトをメインに、RTE社が保有・運用する海底直流送電網における同社の運用・保全の実態などについて情報収集。

RTE社が保有する直流送電プロジェクト



出所) Technical Advisory on HVDC – Mitsubishi Research Institute、RTE international

運用時のポイント

- RTE社が運用するHVDC連系線の運用時にポイントとして、RTEの連系線運用センターが制御する主な項目として以下のようなものを挙げている。

• Operation of HVDC systems

- Active power control
 - Fixed active power control mode $P_{HVDC} = P_{order}$
 - AC emulation mode $P_{HVDC} = P_{ref} + K * \Delta\theta$
- Reactive power control (voltage control for VSCs)
- Frequency control
 - Frequency sensitive mode (FSM)
 - Limited frequency sensitive mode (LFSM)
- Network restoration and black-start control
 - Rapid response after black-out (a few minutes)
 - Soft voltage restoration (from 0.25 pu to 0.9 pu)
 - Stepwise load restoration (50 MW to 100 MW)
 - Ability to re-synchronize with the operating network
- Offshore specific control mode
 - Little to no inertia → Voltage and frequency disturbances
 - Grid forming control (U/f control)

Supplementary control modes:

- Power oscillations damping control (POD)
- Sub-synchronous damping control (SSDC)
- Run-up/run-back functions
- Interconnection/link control
- Automatic power transfer control

保守体制(変電所)

- RTE社はインハウスのメンテナンスチームを保有し、自社のHVDCプロジェクトのメンテナンスに対応し、変電所のメンテナンス業務を5つのレベルに分類し、対象となるシステム構成要素毎に、それぞれの対応を開発事業者やメーカーと連携しつつ実施している。

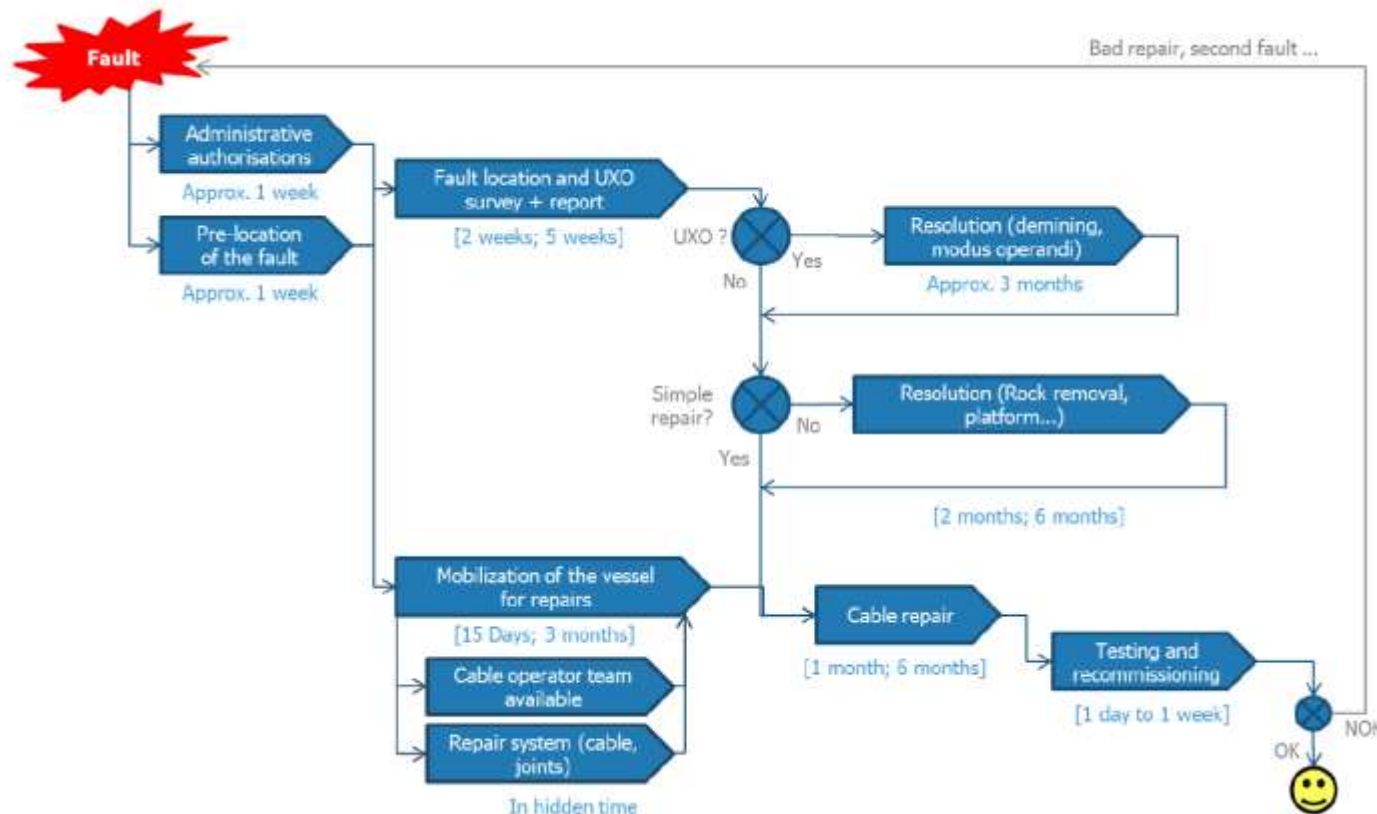
《RTE社のメンテナンス階層》

- レベル1:容易にアクセス可能な要素で、完全な安全性の中で、アイテムに統合されたサポート機器(点検訪問、作業者の消耗品交換等。)の助けを借りて、操作に必要な簡単なアクション。
- レベル2:簡単な操作方法または簡単に使用または実装できるサポート機器(点検、部品交換の容易化など。)を必要とするアクション。
- レベル3:複雑な操作方法を必要とするプロセスまたは使用または実装が複雑な装置をサポートするプロセス(一般調整、交換モジュールによる修理等)。
- レベル4:操作方法が特定の技術又は技能に関する専門知識又は専門家支援機器(改修等以外の保全専門工事)の使用を含むプロセス。
- レベル5:技術または技能、産業試験支援機器またはプロセス(製造業者等による改修)の専門知識を必要とする業務。

System Component	L1-L2	L3-L4	L5
AC Switch Yard	On-site Op Team	On-site Op Team	Manufacturer
Valves	On-site Op Team	National Experts	
C&P System	On-site Op Team	National Experts	
Cooling System	On-site Op Team	Subcontractor(s)	
HVAC System	On-site Op Team	Subcontractor(s)	
DC Yard	On-site Op Team	On-site Op Team	

保守体制(ケーブル)

- ケーブルの損傷は、①修理実装の複雑さ、②非常に高い修理費用:通常、③非常に高いダウンタイム・コストにより、重大な損失につながる可能性がある。
- そこで、その損害を最小化するためのRTEでは事故発生時の対応として、以下に示すようなフローに基づき対策を実施している。ただし、事故の要因は複雑であり、不確定な要因が複数関連することから、必ずしも想定通りにその対応が進む場合ばかりではない。



事故事例

- ケーブル事故は、前掲の理由からプロジェクト成否に大きく影響することから、Cigreなどさまざまな機関でその情報を収集しているが、集約されている情報はないことから、今回、RTEiが本検討に関連する事故事例をピックアップし、その関連情報が収集できた内容を表にまとめた。

プロジェクト概要					システム概要					事故報告事例		
名称	場所	容量 (MW)	運開	オーナー	電圧 (kV)	システム	ルート長 (km)	海底ケーブル長 (km)	最大深度 (m)	事故概要	事故後の対応	復旧に要した期間
NorNed	Norway-Netherlands	700	2008/9	Statkraft Energi AS, Tennet Offshore GmbH	450	Bipolar	580.0	578.4	410.0	オランダ側の陸上ケーブルの障害	欠陥ケーブルを切断、新たなケーブルを接続。	2〜3か月間(2021/1/22事故発生、2021/4稼働)
Baltic Cable	Germany-Sweden	600	1994/12	Statkraft	450	Monopolar	262.0	250.0	50.0	海底ケーブルの外部からの衝撃による外部損傷	NKT社により、障害箇所の特定、切断、シール処理を実施後、スペアケーブル敷設により補修	29日間(2020/4/E事故発生、2020/5/E稼働)
BritNed	United Kingdom-Netherlands	1,000	2011/4	National Grid International Ltd, NLink International B.V.	450	Bipolar	259.0	250.0	150.0	ケーブル障害(詳細不明)	NKT社により補修(詳細不明)	90日間(2021/3/9事故発生、2021/6/7稼働)
SwePol	Sweden-Poland	600	2000/1	Svenska Kraftnat, Vattenfall AB, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	450	Monopolar with metallic return	254.0	239.0	50.0	オイル漏れおよびバルブ冷却システムの故障(2019/8) ポーランド側のACフィルタでの火災(2020/1)	(詳細不明)	29日間(2019/8事故発生、稼働) 19日間(2020/1事故発生、2020/2稼働)
Skagerrak 1 and 2	Norway-Denmark	500	1977/1	Statnett SF, Energinet.dk	250	Bipolar	240.0	127.0	526.0	海底ケーブルの外部損傷(Skagerrak 2、2017/9)	オーナーであるStatnett社が切断とシール処理を行った後、ケーブル修理を担当するNKT社が、スペアケーブル敷設により補修	3か月間(2017/9事故発生、2017/12稼働)
Konti-Skan 1 Replacement Cable	Denmark-Sweden	380	2014/7	Svenska Kraftnat, Energinet.dk	285	Monopolar	150.0	87.0	N/A	スウェーデン側の陸上ケーブルの外部からの衝撃による外部損傷	(詳細不明)	1.5か月間(2021/2/15事故発生、2021/3/E稼働)
Interconnexion France-Angleterre 2000 (IFA2000)	France-United Kingdom	2,000	1986/10	National Grid Offshore, Réseau de Transport d'Electricité (RTE)	270	Bipolar	73.0	46.0	60.0	海底ケーブルの外部損傷(アンカーまたはトロール船)による強制停止(2016/11) 英国側のコンバータでの火災(2020/1)	ケーブル修理を担当するLouis Dreyfus Travocean社が、①マルチビーム、ソナー、TSS調査を実施、②修理器具およびスペアケーブルにより補修(2016/11) 英国と他のHVDCの計画停止を最適化。1回線分を10月に稼働。2回線の再開は翌3月予定。(詳細不明)(2020/1)	97日間(2016/11/25事故発生、2017/3/2稼働) 35日間(2021/9/15事故発生、2021/10/20部分稼働、2022/3/27全稼働予定)

出所) Technical Advisory on HVDC - Mitsubishi Research Institute、RTE international

資金調達等スキームの実態

- 調査対象プロジェクトの資金調達、投資回収に関わるスキームについて公開情報を基に調査は行っている(前掲)が、RTEiでも同様の調査を行い、2つのプロジェクト(MONITAとBasslink)以外については規制スキームで実施されていることが確認された。

Project	type	Countries	Directly owned by TSO	SPV / JV	Shareholders SPV	IEB loan financing	Other financing	PCI	Rate of return	Limitation market risk
Nordlink	interconnection	Germany-Norway	DC Nordseekabel GmbH & Co. KG (filiale à 50% de Tennet et à 50% de KfW) 50%, Statnett 50%			IEB loan €430m for Statnett. IEB loan €452.372m for Tennet. https://www.eib.org/fr/projects/loans/ol/20150921	Shareholder corporate (>€1.2billion)	Y	regulated	regulated
Monita Interconnector	interconnection	Italy-Montenegro		Monita Interconnector s.r.l	Interconnector Energy Italia s.c.p.a 100%, Terna 100% before 2019		corporate	N	regulated for 400 MW, unregulated for 200 MW	regulated
SAPEI	domestic infrastructure	Italy-Italy (Sardinia)	Terna			IEB loan €373m https://www.eib.org/fr/projects/loans/ol/20070085	corporate (~€400m)	N	regulated	regulated
Western HVDC Link	interconnection (England-Scotland)	UK (England) - UK (Scotland)	Scottish Power Transmission Ltd & National Grid	JV during construction only - assets paid for and transferred to relevant TSO according to geography	50/50	N/A	corporate (€1.3billion)		regulated	regulated
Basslink	domestic infrastructure	Australia-Australia (Tasmania)		Basslink Pty Ltd	Keppel Infrastructure Trust (KIT), fully owned by Keppel Capital, owned by Temasek (33%), and institutional investors Basslink placed into receivership in November 2021, after A\$538 million dispute with Tasmania government consecutive to a 6 months outage in 2015-16, and failed sale to APA company.	non European company	Corporate loans by shareholder (KIT) Syndicate credit to cover dispute risks.	-	unregulated	regulated
ROMULO	domestic infrastructure	Spain-Spain (Balearic Islands)	Red Eléctrica de España			IEB loan €600m https://www.eib.org/en/projects/loans/ol/20090178	corporate (>€800m)	N	regulated	regulated
Maritime Link	domestic infrastructure	Canada-Canada			Emera Newfoundland & Labrador holdings 100%	non European company	Shareholder corporate C\$1.3 billion bond financing by Scotiabank C\$1.3 billion loan guarantee by Canada government	-		
Nemo Link	interconnection	UK-Belgium		JV, Nemolink Ltd	National Grid 50%, E.ON 50%, JV		corporate (€600m)	N	DFGEM cap&floor regulation +/-2% availability incentive floor: €43.871.700/year (cost of debt A/BBB) cap: €77.002.297/year (equity remuneration power generator)	cap&floor regulation
Calthness Moray	domestic infrastructure	UK-UK	SSEN Transmission			IEB loan €671m https://www.eib.org/fr/projects/pipelines/ol/20150580	corporate (~€900m)	N	regulated	regulated
North Sea Link	interconnection	Norway-UK	Statnett (Norway side)	National Grid North Sea Link Ltd (UK side)	NG 100% (UK side)		corporate	N	regulated Norway side / cap&floor UK side	regulated Norway side / cap&floor UK side
Shetland	domestic infrastructure	UK-UK	SSEN Transmission				corporate	N	regulated	regulated

公的機関からの資金調達(PCI)

- 欧州のプロジェクトの資金調達面で重要な論点の一つとして、Projects of Common Interest or Projects of Mutual Interest(PCI or PMI)に認定されることで、欧州の様々な助成措置が受けられることが挙げられる。
- EUの政策執行機関である欧州委員会は、人・物・サービス・資本の自由な移動を可能とする単一市場の効率的な運用基盤となる物理的ネットワークとして、エネルギー、交通、そして通信インフラの整備を進めており、2013年から広域エネルギー網の構築がPCIに認定され、優先的な支援を受けている。
- EUのEnergy Infrastructure Regulation(EU Regulation No347/2013)では、PCIの認定基準としてEU加盟国のうち最低でも2カ国以上に便益をもたらすこと、環境性(CO2排出削減)、経済性(市場統合と競争活性化)、そして安定性(供給安定性の改善)に寄与する開発事業であることを挙げている。
- 欧州委員会は客観的にPCI認定の妥当性を評価するために、費用対便益分析(Cost Benefit Analysis: CBA)を用いており、プロジェクトコスト(費用)に対して、環境性、経済性、安定性を含む社会的便益を定量的に評価し、プロジェクトの合理性を判断するとしている。
- 透明性確保のため、各プロジェクトのCBAの結果は欧州系統運用者ネットワーク(ENTSO-E)が2年ごとに策定する系統開発10カ年計画(Ten Year Network Development Plan)で公表されており、最新の対象プロジェクトは2021年11月*に公表されている。

*: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/fifth_pci_list_19_november_2021_annex.pdf

公的機関からの資金調達(CEF)

- 前掲のPCIに認定されれば、欧州のさまざまな助成システムの適用を受け易くなる。
- 欧州委員会は2013年にEUのエネルギー、交通、そして通信インフラのプロジェクトを財政面で支援する Connecting Europe Facility (CEF)を創設し、事業性の成立が困難なPCIに公的な財政支援を行う。PCI適格プロジェクトが、自動的にCEFの支援が受けられるのではなく、毎年実施されるCEFの公募に申し込む必要はある。
- 2021年3月12日付欧州委員会(EC)の発表によれば、2021～2027年の次期欧州連合(EU)長期予算の一環としての、337億ユーロ相当のコネクティング・ヨーロッパ・ファシリティー(CEF)提案に関して、欧州議会(EP)と欧州理事会はこのほど合意に達し、CEFプログラムは、欧州の輸送、エネルギー、デジタルのインフラ・ネットワークへの投資を支援する、としている。
- CEF以外に、PCIの適格を受けることで受託可能な支援スキームとしては以下のようなものがある。
 - European Fund for Strategic Investment (EFSI): 欧州連合(EU)の長期的な経済成長と競争力を高めることを目的とした欧州投資計画の中核で、この基金は、EU予算からの資金を含む公的資金を利用して、インフラ、研究とイノベーション、教育、健康、情報通信技術、その他の分野をカバー
 - European Structural & Investment Funds (ESIF): 欧州委員会とEU諸国によって管理されており、雇用創出と持続可能で健全な欧州経済環境に投資として、主に5つの分野(研究とイノベーション、デジタル技術、低炭素経済を支える、天然資源の持続可能な管理、中小企業)に焦点を当てている。
 - European Regional Development Fund (ERDF): 地域間の不均衡を是正することで、欧州連合(EU)における経済的、社会的、領土的結束を強化することを目指し、2021-2027年には、市民に近い、よりスマートで環境に優しく、よりつながりのある、より社会的なヨーロッパへの投資を可能とする。

公的機関からの資金調達(EIB)

- 本調査対象の欧州におけるプロジェクトについては、そのほとんどが規制スキームにより投資回収を行うものであり、それらのプロジェクトは主に次のような資金調達を行う。
 - Corporate finance at TSO level (debt and equity),
 - EC grants for work (from European CEF fund), for PCI or PMI (Projects of Common Interest or Projects of Mutual Interest)
 - Loans from EIB (European Investment Bank)
- 欧州投資銀行(European Investment Bank:EIB)は1958年に設立され、ルクセンブルクに本部を持つ欧州委員会の国際開発金融機関であり、環境・サステナビリティの観点から、欧州内のプロジェクトに融資を提供している。
- EIBの融資条件については、さまざまな要素*が考慮されるが、送配電設備については以下のような要件が挙げられている。

技術要件:

 - ネットワークインフラストラクチャの計画は、業界のベストプラクティスに従って実施する必要がある。信頼性と安全性を確保するために、ネットワークの設計は健全でなければならない。
 - 運用経験が限られている、あるいは全くない技術については、認定試験が成功し、業界標準に従って実施されなければならない。
 - 資産の入替及び耐用年数の延長は、業績及び残存経済寿命を考慮して行われなければならない。

経済的評価:

 - すべてのプロジェクトは、EIBの方法論に基づいて経済的に正当化される必要がある。この目的のために、システムコスト、ネットワーク損失、供給される需要、接続された自然エネルギー容量、CO₂排出量の削減に対するプロジェクトの効果を評価するのに十分な定量的情報を提供する必要がある。
 - さらにいくつかの実行可能な代替案が存在する場合、プロモーターは、保持された代替案が最も費用対効果が高いという証拠を提供する必要がある。

*: https://www.eib.org/attachments/strategies/eib_energy_lending_policy_en.pdf

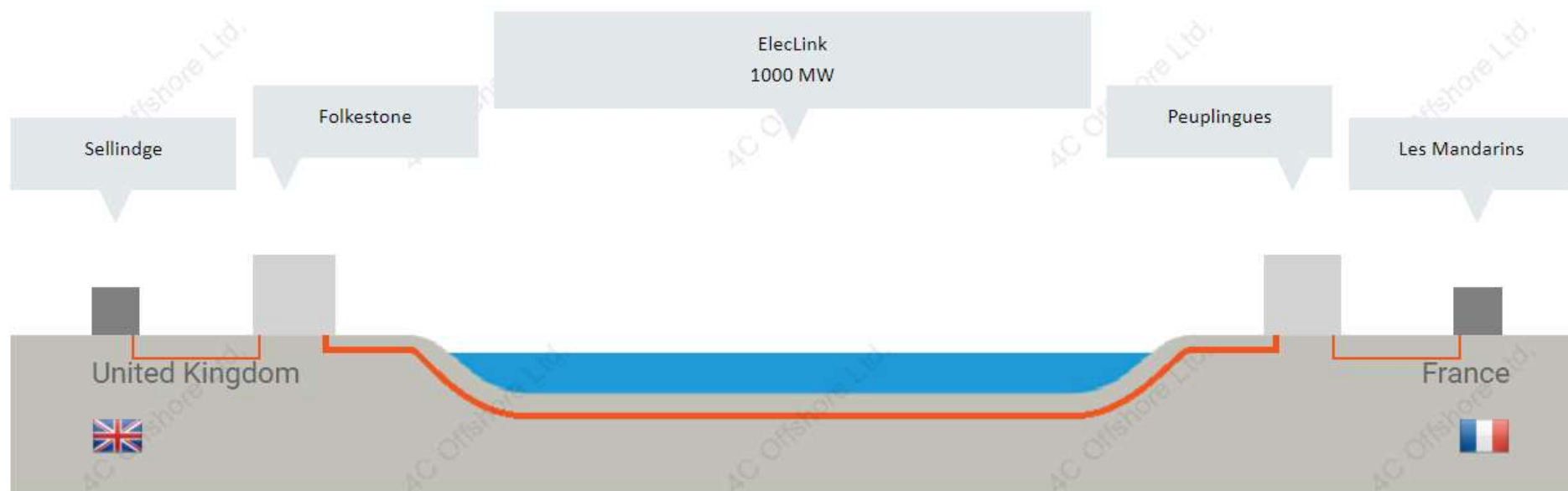
事業体制

- 調査対象プロジェクトの資金調達、投資回収に関わるスキームについて公開情報を基に調査は行っている(前掲)が、RTEiでも同様の調査を行い、2つのプロジェクト(MONITAとBasslink)以外については規制スキームで実施されていることが確認された。
- 欧州において、規制スキームでTSOが資産を保有するプロジェクトでは、プロジェクトファイナンスで資金調達を行う事例はほとんどない。
- ただし、国際連系線として異なる国の異なる規制下でプロジェクトが行われる場合には、それぞれの国の規制にもとづく事業体制が組成される。
 - 例えば、RTEが開発者であるフランスでは、Interconnector資産は通常の規制資産ベースの一部として扱われるため、RTEは、開発、建設、運用中に他のTSO(例:National Grid)と完全に協力するが、資産がTSOの通常の資産ベースと貸借対照表に明確に存在するプロジェクト構造を優先します。
 - これとは対照的に、ナショナル・グリッドの規制当局であるOfgemは、ナショナル・グリッドの相互接続資産を通常の規制資産とは別個に扱っており(法的および財務的な分離を必要とする)、そのため、このような取り扱いは一般的にナショナル・グリッドが資産を保有し建設するためにSPVまたはJVを使用することを奨励する。
 - 具体的には、Britned(UK-Belgium)は2つのTSOが関わっており、完全に法人化された50/50のJVで建設と長期所有・運営を行っている。対照的に、North Sea Link(UK-Norway)にはまだ2つのTSO(National GridとStatnet)が関与していますが、このプロジェクトは、各TSOが独自の資産を保有し、SPVを使用して資産の保有と資金調達を行うという異なる構造をとっている。

非規制スキームによる投資回収

- 調査対象プロジェクトの資金調達、投資回収に関わるスキームについて公開情報を基に調査は行っている(前掲)が、RTEiでも同様の調査を行い、2つのプロジェクト(MONITAとBasslink)以外については規制スキームで実施されていることが確認された。
- RTEiより非規制による投資回収スキームで開発されたプロジェクトとして以下の2つのプロジェクトが紹介されている。
 - ElecLink: 英国・sellindgeとフランス・Mandarinsを接続するHVDCプロジェクトであり、IFA 1 Interconnectorと並列する形で敷設
 - AQUIND: 英国・Lovedeanとフランス・Barnabosを接続するHVDCプロジェクトであり、AQUINDの運用によって年間16 TWh(英国の電力消費量の5%、フランスの同3%)に相当する電力を融通することが可能となる

ElecLink

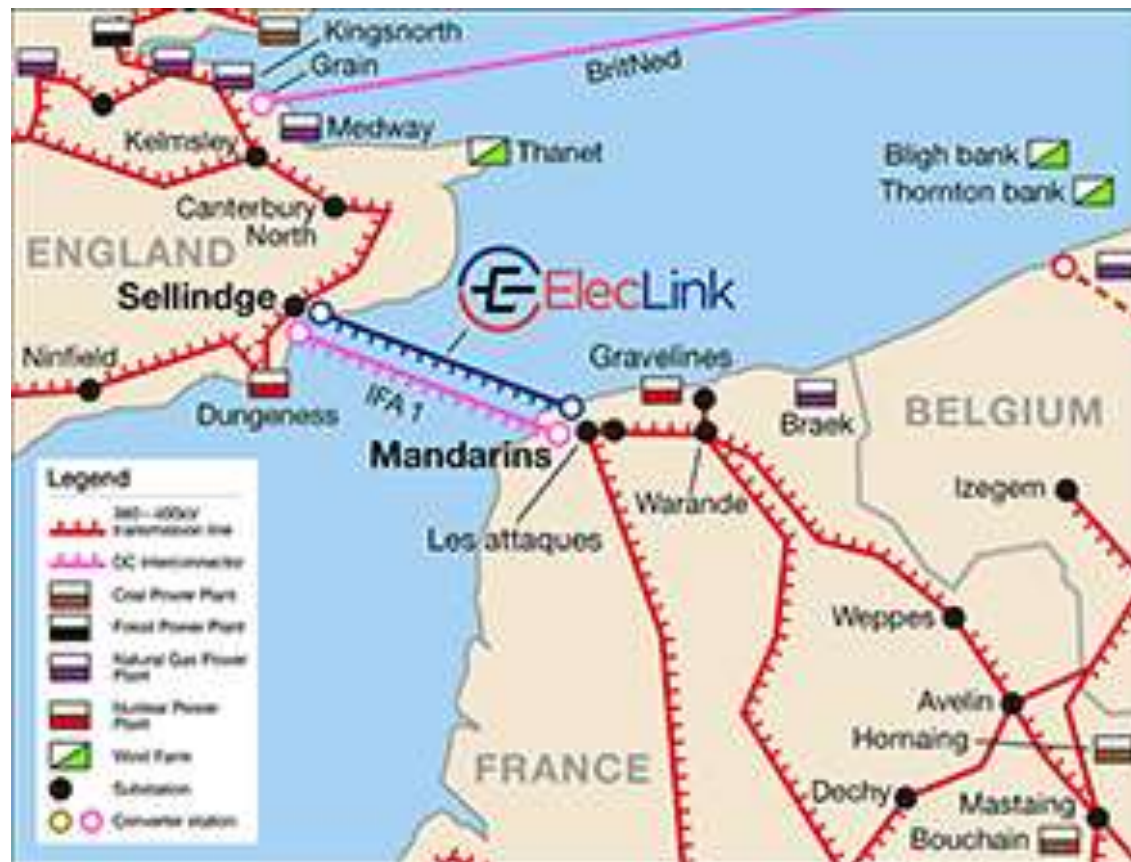


事業名	ElecLink
国・地域	英国(Sellindge)⇄フランス(Les Mandarins)
事業主体	ElecLink Limited(Getlink社の100%子会社)
事業ステータス/Status	建設中、2022年 Q3運開予定
設備容量/Capacity MW	1,000MW
直流電圧/DC Voltage	320kV
連系線の長さ/Length of cable	65km(うち海底51Km)※但し、海底部はユーロトンネル内に敷設
予算/Project Cost	490 (Million GBP)<約720億円*>
関連ウェブサイト	https://www.eleclink.co.uk/

*:2021年平均TTB 1GBP=147.07円

ElecLink: プロジェクト背景

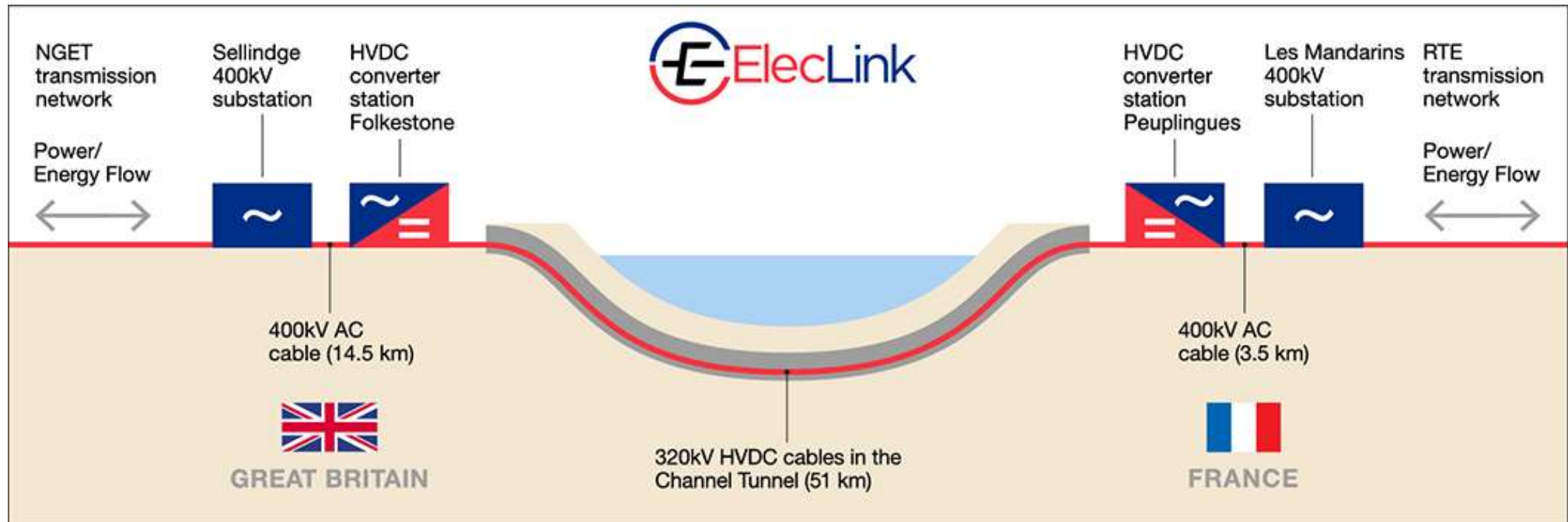
- 英国・sellindgeとフランス・Mandarinsを接続するHVDCプロジェクトであり、IFA 1 Interconnectorと並列する形で敷設される。
- ElecLinkの敷設による連系線容量の拡大により、再エネの利用促進、ピーク電力需要の地域間需給調整、欧州の電力市場の統合による競争環境のあるエネルギー価格の実現を目的としている。



出所) ElecLink, <https://www.eleclink.co.uk/what-we-do.php>, 2022/1/31閲覧

ElecLink: 設備仕様

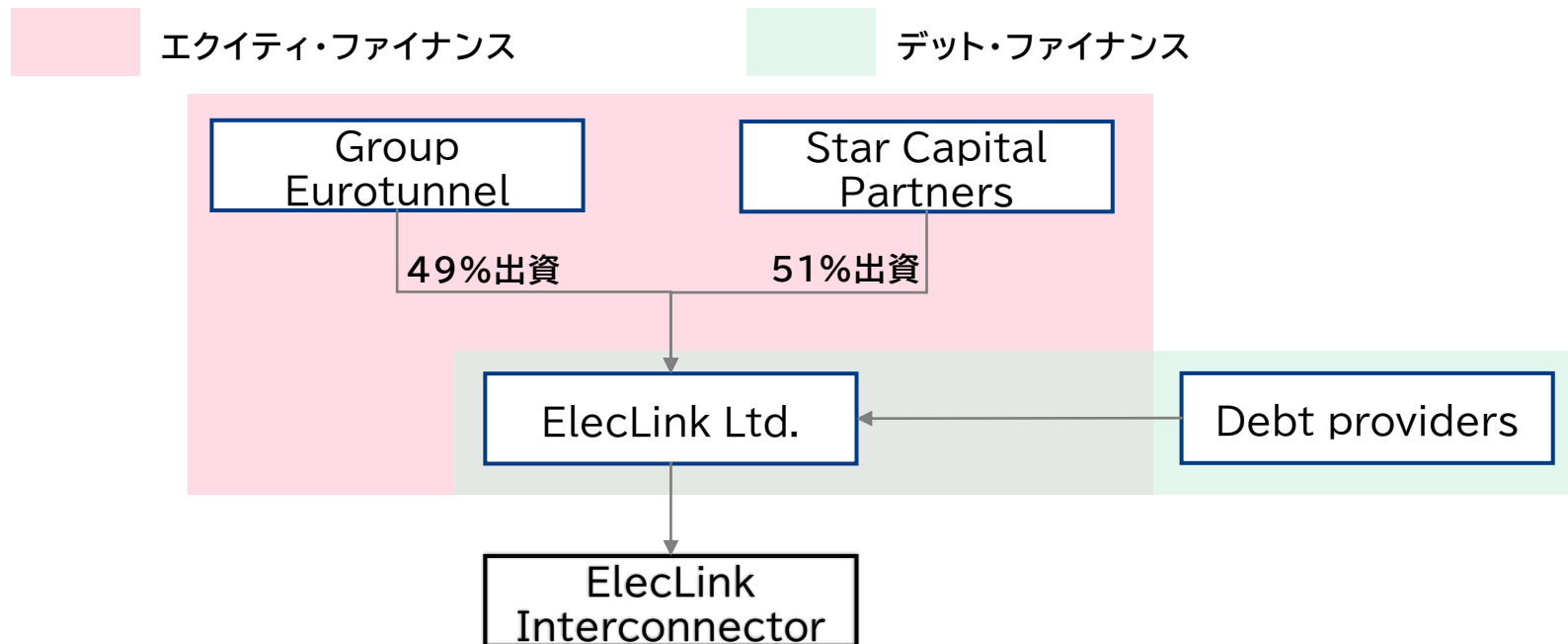
- 英側では、400 kV AC変電所と接続する形で交直変換所が設置され、仏側にも同様に400kV AC変電所と接続する形で交直変換所が設置される。
- ドーバー海峡を結ぶユーロトンネル(Channel Tunnel)内に320kV HVDCケーブルが敷設される。従って、他の海底送電線プロジェクトと比較して、設備規模に対する投資額が比較的小さい点が特徴である。



出所) ElecLink, <https://www.eleclink.co.uk/what-we-do.php>, 2022/1/31閲覧

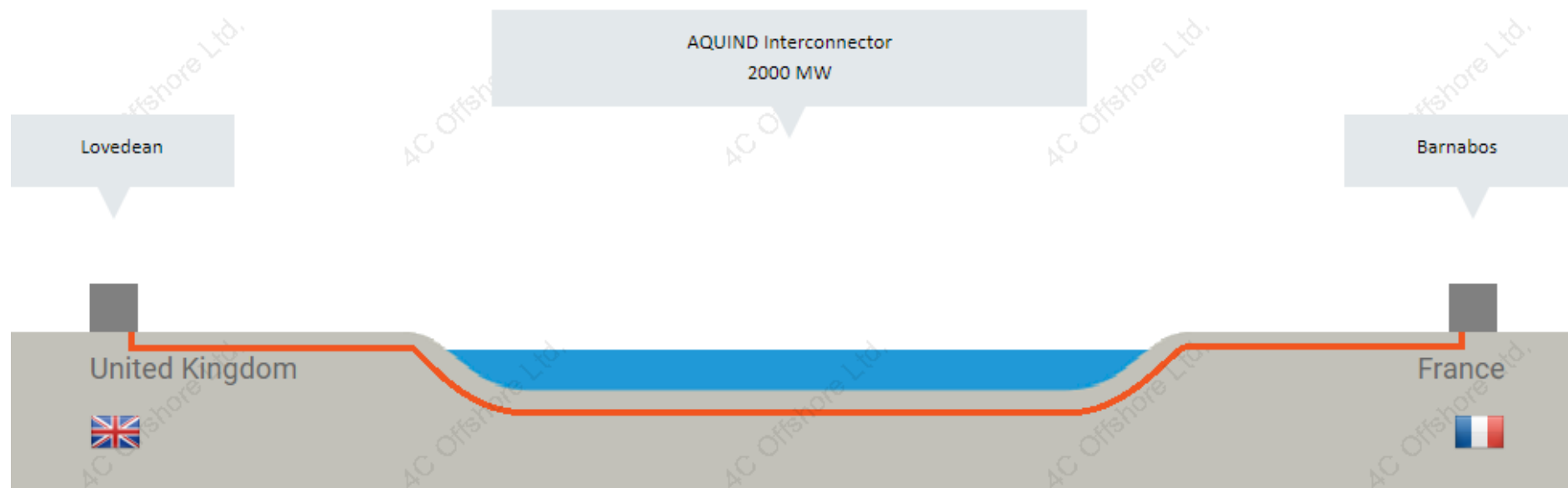
ElecLink: 投資回収・ファイナンススキーム

- OfgemによるCap & Floor制度の適用は受けず、100%民間資金でファイナンスし、投資リスクを負う形で運営されている。当該プロジェクトは株主によるエクイティ・ファイナンスと、複数年度にまたがる収益を担保としたノンリコース・プロジェクトファイナンス(デットファイナンス)を組み合わせられる。
- Ofgem及びRTEによる規制適用が25年間免除され、さらに欧州委員会の承認を受けて、総容量の8割(800MW)を上限として複数年度契約による長期間の容量貸付が認められており、複数年度に渡って安定的な収入が見込まれ、プロジェクトファイナンスを組成しやすい点が特徴である。
- ただし、ElecLinkの運営によって得られた利益が予め定められた閾値を超えた場合に、利益の50%を各国の電力会社(英・ナショナルグリッド、仏・RTE)に還元することが義務付けられている。



出所)Eurotunnel, The ElecLink Project, 2019年11月
ElecLink, Expression of Interest Notice,

AQUIND

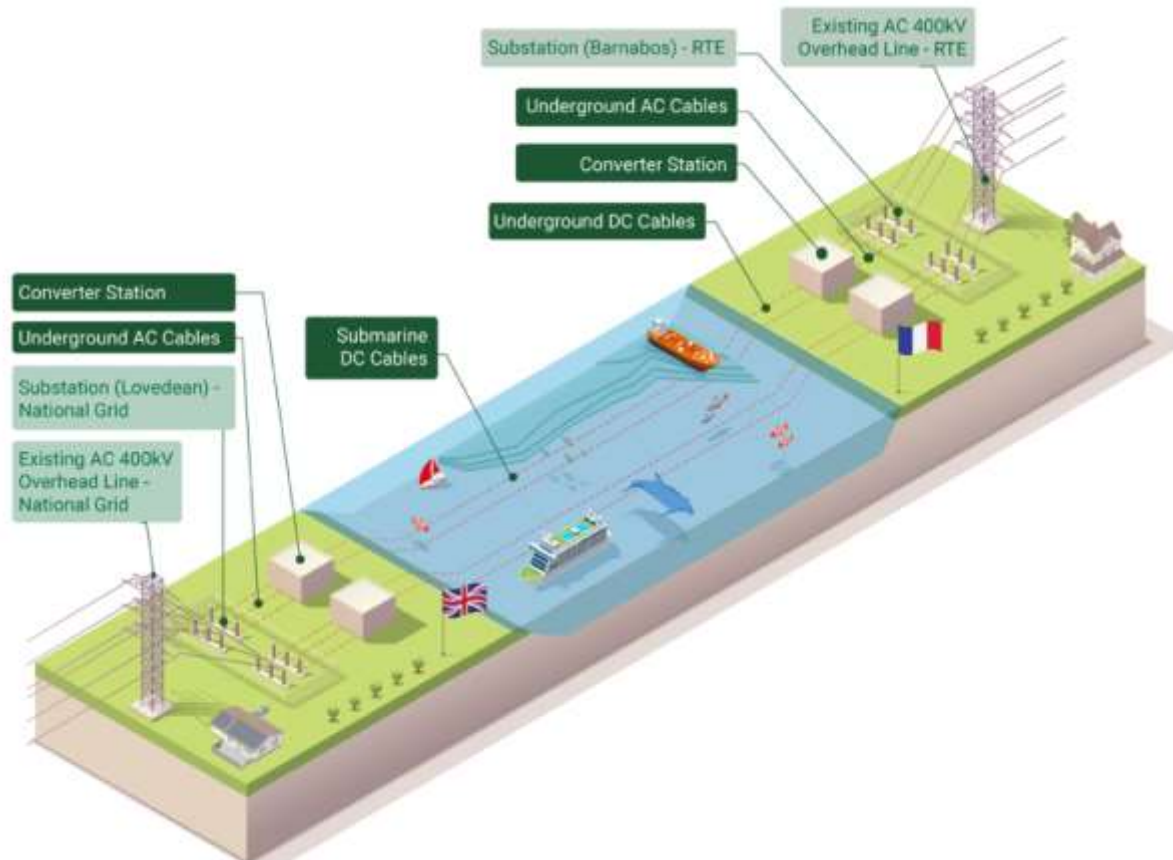


事業名	AQUIND
国・地域	英国(Lovedean)⇄フランス(Barnabos)
事業主体	Aquind Limited
事業ステータス/Status	許認可・合意形成に関する手続き中
設備容量/Capacity MW	2,000MW(1,000MW×2)
直流電圧/DC Voltage	320kV
連系線の長さ/Length of cable	240km(うち海底182Km)
予算/Project Cost	1,527 (Million EUR)<約1,960億円*>
関連ウェブサイト	http://aquind.co.uk/

*:2021年平均TTB 1EUR=128.39円

AQUIND: プロジェクト背景

- 英国・Lovedeanとフランス・Barnabosを接続するHVDCプロジェクトであり、AQUINDの運開によって年間16 TWh(英国の電力消費量の5%、フランスの同3%)に相当する電力を融通することが可能となる。
- AQUINDは政府補助なしで開発される国際連系線である。

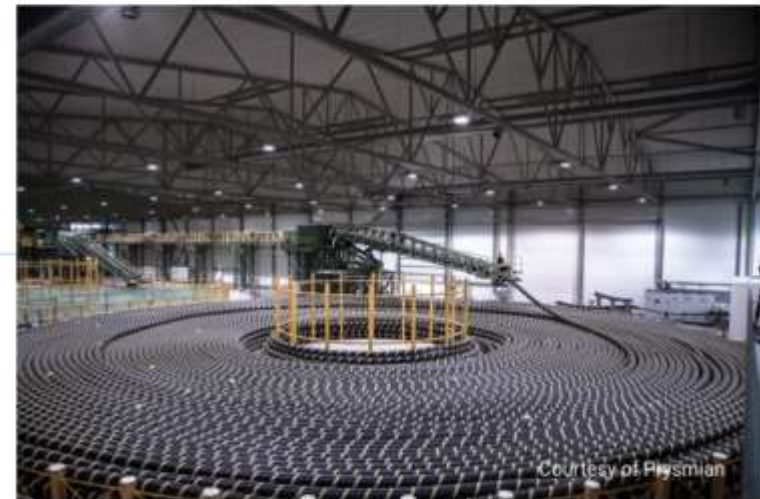
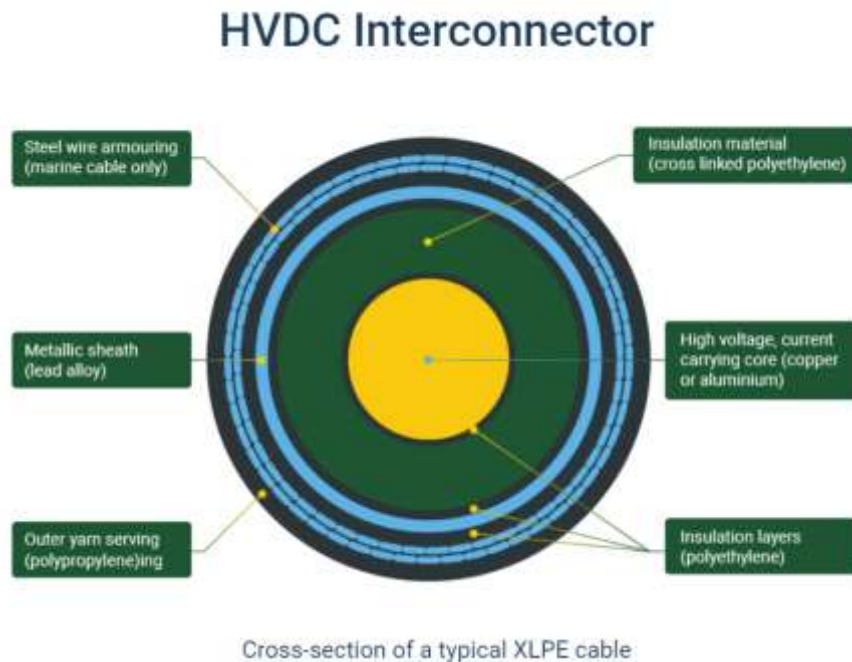


出所) Aquind, <http://aquind.co.uk/#interconnector>, 2022/1/31閲覧

AQUIND: 設備仕様

- 英国側ではナショナルグリッドの400kV AC変電所、フランス側ではRTEの400kV AC変電所があり、その間を交直変換装置と海底送電線で結ぶ構成となっている。
- HVDCケーブルはXLPEケーブルが採用され、中心のアルミニウムコア(もしくは銅)が包まれている。ケーブル電圧は ± 320 kV。

HVDC Interconnector



The cables consist of a central aluminium (or copper) core surrounded by plastic extruded insulation known as Cross-linked Polyethylene (XLPE), which allows the cable to operate at ± 320 kV.

AQUIND: 投資回収スキーム

- Aquindプロジェクトでは、プロジェクトファイナンスの組成を前提として検討されている。
- 初期の開発検討段階では主にシェアホルダーが出資し、建設段階ではノンリスコース・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。
- 地域間連系線の収入源として、混雑料金、容量市場収入及びアンシラリーサービスからの収入に加え、併設される光ファイバーケーブルの利用料収入が、総収入の増加(5%程度)に貢献する可能性があると考えられている。
- 地域間連系線のO&Mコストは、資本費の1~2%程度を想定されており、プロジェクトファイナンス組成に十分な毎年のキャッシュフローが見込まれると考えられている。

ファイナンスストラクチャーの検討状況

- ✓ 出資者: 守秘義務により非開示(専門投資ファンド、企業投資家、EPCIコントラクター、個人富裕層などと交渉中)
- ✓ 契約期間: 15~25年
- ✓ D/E比率: 約70%をデットファイナンスで、残りを株式で調達

地域間連系線の典型的な収入モデル

収入源	比率	概要
混雑料金	~75%	別の国へ送電する際に、当事者から徴収する料金収入
容量市場収入	~20%	2018年より、英国の容量市場に地域間連系線も応札可能。 需要造もしくは供給減の際に、供給量保障の対価として支払われる容量収入
アンシラリーサービス	~5%	英・ナショナルグリッド及び仏・RTEに対して、アンシラリーサービスを提供することによる収入

出所) Aquind Ltd., Request for Exemption: AQUIND Interconnector, 2020年
 Aquind Ltd., AQUIND INTERCONNECTOR Funding Statement, 2020年12月

海外直流送電プロジェクトに関連する諸制度

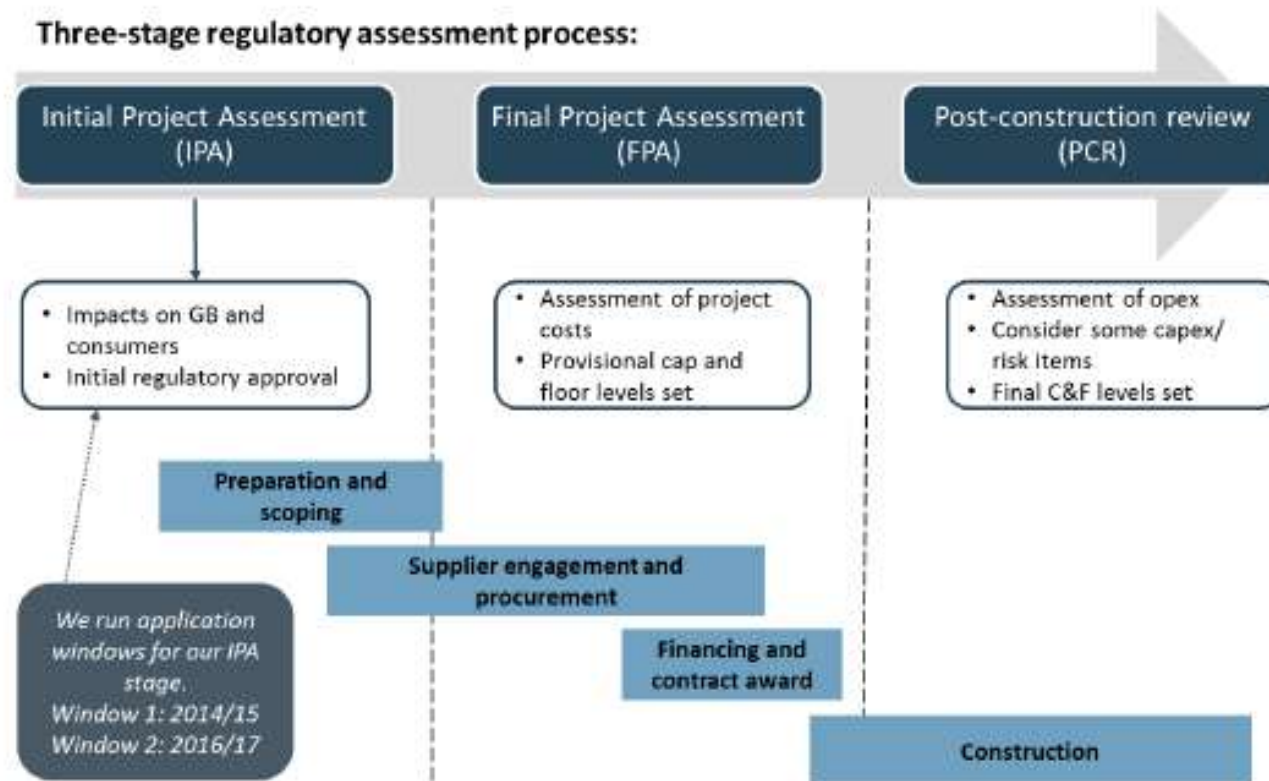
- 地域間連系線の制度スキーム
- 設備運用に関わるルール

海外直流送電プロジェクトに関連する諸制度

- 調査対象となる主な諸制度
- OFGEMにおけるInterconnector関連制度(RIIIOの下での査定プロセス)
- “Offshore System Operation”(ENTSO-e)の動向
- ”Offshore Transmission Network”(英国)関連での整備状況
- “Multiple-purpose Interconnectors”(英国)関連の動向
- 国際連系線運用におけるEU指令(Electricity market regulation (EU) 2019/943)の適用除外

Ofgemにおけるコスト査定プロセス(1/3)

- Ofgemによるコスト査定プロセスは大きく3段階(IPA、FPA、PCR)に分けられ、これらの査定プロセスとプロジェクトの進捗状況との関係は以下のようになっている。



出所)Ofgem, Electricity Interconnectors Cost Assessment Guidance Document

(https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/03/electricity_interconnectors_cost_assessment_guidance_march2021.pdf).

<閲覧日:2021年11月1日>より、MRI作成

Ofgemにおけるコスト査定プロセス(2/3)

- 査定における3段階(IPA、FPA、PCR)において行われる査定内容は以下のとおり。
 - IPAでは、当該PJのコストの効率性や利害関係者における利益を検証する。
 - FPAでは、デベロッパーから提出されたコスト見通しを評価し、Cap and Floorの適用可否や暫定的な水準を判断する。
 - PCRでは、最終的なCap and Floorの水準を判断する。

Ofgemにおけるコスト査定プロセスとその概要

事業 フェーズ	Developing phase		Construction	Post- Construction	Commercial operation
査定 プロセス	IPA	FPA	Annual Reporting	PCR	Operational Reporting
概要	- プロジェクトがUKやその他の利害関係者にもたらす利益を検討・評価する。 - デベロッパーの初期見積について、簡単な評価を実施。	- デベロッパーから提示されたコストの効率性を評価し、暫定的なCap and Floorの水準及び、Cap and Floorの適用可否を判断 - 主にDEVEX、CAPEXの検証に焦点	開発・工事期間中における、工事の進捗状況とコストをまとめたレポートを毎年提出する必要がある。	- 最終的なCap and Floorの水準を判断するフェーズ。 - FPA以降の実績コストとFPA段階で考慮できなかった費目等を考慮して決定される。	商用運転後、毎年のOPEXデータをOfgemに報告する必要がある。

IPA:Initial Project Assessmentの略。

FPA:Final Project Assessmentの略。

PCR:Post Construction Reviewの略。

出所)Ofgem, Electricity Interconnectors Cost Assessment Guidance Document

(https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/03/electricity_interconnectors_cost_assessment_guidance_march2021.pdf

)、<閲覧日:2021年11月1日>より、MRI作成

Ofgemにおけるコスト査定プロセス(3/3)

● Ofgemにおける報告書テンプレート

- Ofgemが公開するテンプレートに基づいて、デベロッパーは費目別・フェーズ別にコストデータを提出する必要がある。
- 特に費目別コストデータ(Subsea cable, Land cable, Substation, Overhead lines, Converter stations, others, Operating costs, Replacement costs等)については、さらに細分化したコストデータを提出する必要がある。

報告様式例(Subsea cableの報告様式を一部抜粋)

Cost type	Activity	Activity Breakdown	Currency	Total Cost (£m, nominal)	GB Share (£m, nominal)	Exchange rate	Date of exchange rate used	Total Cost (£m, nominal)	GB Share (£m, nominal)
Devex	Planning and Development	Total						0.000	0.000
		Land acquisition and land rights						0.000	0.000
		Consenting						0.000	0.000
		Risk and assessments						0.000	0.000
		Reviews						0.000	0.000
		Category-specific procurement						0.000	0.000
		Engineering and safety						0.000	0.000
		Other project management						0.000	0.000
		Other - to agree with Ofgem						0.000	0.000
								0.000	0.000
Capex	Engineering	Total						0.000	0.000
		Design and engineering						0.000	0.000
Capex	Installation	Total						0.000	0.000
		Site preparation (excavation)						0.000	0.000
		Cable installation and Protection						0.000	0.000
		Mobilisation costs						0.000	0.000
		Insurance						0.000	0.000
		Geared Lease & Licences						0.000	0.000
		Monitoring System						0.000	0.000
		Fibre, Cable, Cables						0.000	0.000
		Pre-Commissioning Runways						0.000	0.000
		Other - to agree with Ofgem						0.000	0.000
Capex	Plant and Materials	Total						0.000	0.000
		Cable materials and manufacture						0.000	0.000
		Splices						0.000	0.000
		Monitoring System						0.000	0.000
		Fibre, Cable, Cables						0.000	0.000
		Testing						0.000	0.000
		Other - to agree with Ofgem						0.000	0.000
Capex	Commissioning	Total						0.000	0.000
		Commissioning						0.000	0.000
Capex	Project Management	Total						0.000	0.000
		Contractor project management						0.000	0.000
		Developer project management						0.000	0.000
Total		Total						0.000	0.000

Summary Table	Total Cost (£m, nominal)	GB Share (£m, nominal)
Devex	0.000	0.000
Capex	0.000	0.000
Total	0.000	0.000

出所)Ofgem, Electricity Interconnectors Cost Assessment Guidance Document

(https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/03/electricity_interconnectors_cost_assessment_guidance_march2021.pdf)、<閲覧日:2021年11月1日>より、MRI作成

Ofgem, Cap and Floor RIGs Template (<https://www.ofgem.gov.uk/publications/electricity-interconnectors-cost-assessment-guidance-document>)よりダウンロード可能

“Offshore System Operation”(ENTSO-e)の動向(1/4)

- Offshore System Operationでは、以下の4原則に従って系統運用のガバナンスが構築されている。

Pillar 1: Local responsibility to coordinate and deliver secure system operation

- 各TSOは、陸上・洋上送電の双方において、効率的な需給調整とシステム運用を確保する責任を有する。
- TSOが広域運用に関与する動機と義務は、陸上・洋上問わず電力系統全体で等しく有効である。

Pillar 2: Market player are responsible for their own imbalances

- 市場参加者は、洋上・陸上を問わず、インバランスに対して責任を有する
- 市場参加者が自社のポジションを調整するために活用可能な陸上のフレキシビリティリソースにアクセスすることを認めるために、洋上・陸上における当日市場(Intraday market)は統合される必要がある。

Pillar 3: Market-based balancing

- メリットオーダーの順に、市場調達されたフレキシビリティを活用し、リアルタイムでの需給調整を実施
- TSOは調整力の調達を確実にする責任を有する。

Pillar 4: Offshore Bidding Zones(OBZ)

- TSOによるシステムオペレーション確保と市場でのインバランス調整の責任が明確とされたOBZの運用により、TSOによる市場介入の必要性が限定的となる。

出所)ENTSO-E, System Operation & Governance, p.6-7, 2021年6月2日

“Offshore System Operation”(ENTSO-e)の動向(2/4)

- Offshore System Operationでは、基本的には陸上送電で既に存在する規制・制度を活用することで同様のフレームワークを構築することが出来るとされており、解決の方向性が以下のように整理されている。

System Definitions	Issues	Solution	Regulation/ Code
Definition of Bidding Zones offshore	- 陸上と洋上のアセットの効率的な競争と利用を確実にするために、洋上の混雑状況を反映させる - TSO管轄エリア、国境、排他的経済水域を尊重し、洋上でのリアルタイムSystem Operationの責任を明確化する - 統合型/メッシュ型システムへの段階的な移行を促進する	加盟者が洋上を含むBidding zoneを決定する	- CEP article 14 - CACM article 33(1)
Definition of Capacity Calculation Regions	- 段階的な開発と既存エリアのCapacity calculationにおける新規導入と新規システムを含める - Capacity Calculation Regions再評価頻度の評価 - 陸上のBidding zoneにおけるプロセスとの効率的な統合	- TSOsが提案 - Agency for the Cooperation of Energy Regulatorsが決定	CACM article 15
Definition of System Operation Regions	段階的な開発と、技術的アプローチに基づく既存System Operation Regionにおける新規システムを含める	- TSOは、グリッドトポロジー、インターコネクションの度合い、潮流の観点からの相互依存性を考慮して、修正したSystem Operation Regionの構成を提案する - Regional Coordination Centres/System Operation Region間のインターフェース調整を促す - Agency for the Cooperation of Energy Regulatorsが決定	CEP article 36
Definition of Standards and system requirements	- 相互運用と効率的なSystem operationを促進するシステム要件との調和・標準化の必要性 - Protection schemesのための発電機やその他システムの設定とともにデータ交換基準が必要	TSOが要件を定義する	HVDC connection codeでは十分にカバーできていない

“Offshore System Operation”(ENTSO-e)の動向(3/4)

- Offshore System Operationのタスクは、基本的には(陸上での)System Operationと同様であるが、洋上特有の技術的性質を持っている点で異なっている。
- これらの洋上特有の技術的課題に対して、現行のプロセスを当てはめることで解決の方向性が示されている。

System Operation Tasks	Issues	Solutions	Regulation/ Code
Outage Planning Coordination	• Outage Coordination Region内及びOCR間での調整が必要 • タスクの幅が広がりより複雑となったが、陸上での調整タスクと比較して変わりはない • 新しい洋上連系線は、新しい陸上連系線と同様の方法でプロセスに加えられる。	• TSOが収集・報告 • Regional Coordination CentresがRegional Outage Coordinationを実施し、関連するアセットの稼働状態のモニタリング及び運用セキュリティを確保するための稼働計画を調整する	• SO GL
Capacity Calculation Coordination	• 指定されたCapacity Calculation Regionにおける全ての陸上・洋上Bidding zoneにおける前日・当日容量を計算する	• Regional Coordination CentresがBidding zoneにおける容量を計算 • TSOがSecurity limitsをチェックし、結果を検証する • Capacity calculationは、近傍の交流系統とともにHVDC容量の最適化のために開発される。	• CACM
Coordinated Security Analyses	• Capacity Calculation Regions内及びCapacity Calculation Regions間における是正措置の調整 • 全てのBidding zoneはCapacity Calculation Regionsに所属する	• TSOは、トポロジーの変化、再給電及びカウンタートレードの運用により、混雑管理を行う • Regional Coordination CentresはSecurity Analysesを実施	• SO GL article 75-78 • Coordinated action recommendations in CEP
Forecasting (CSAm)	• 独立した制御エリアの存在に依存して、Capacity Calculation Regions間における風力予測の共通理解が必要となる可能性	• 各TSOは自社制御エリア内の予測に対して責任を有する • 短期間のアデカシー予測	• Forecasts defined in CSAm • Scheduling process defined in SOGL article 110

出所)ENTSO-E, System Operation & Governance, p.10-11, 2021年6月2日

“Offshore System Operation”(ENTSO-e)の動向(4/4)

- Offshore System Operationのタスクは、基本的には(陸上での)System Operationと同様であるが、洋上特有の技術的性質を持っている点で異なっている。
- これらの洋上特有の技術的課題に対して、現行のプロセスを当てはめることで解決の方向性が示されている。

System Operation Tasks	Issues	Solutions	Regulation/ Code
Market performance and input	・ 前日市場及びスポット市場がBidding zone及びOffshore Bidding zoneの運用のために、必要な情報を提供する	・ 市場参加者が、自社のインバランスに対して責任を有する	・ CACM ・ CEP ・ EBGL
Reserves Dimensioning	・ 調整力の必要性和責任を明確に定義する必要がある ・ SO GLにおける同期エリア及びLFCブロックの定義の明確化が必要 ・ 需要を持つ洋上Load-Frequency Controlエリア/ブロックの開発は、TSO間における責任分担の議論につながる	・ TSOは、陸上・洋上における自社制御エリアの調整力に対して責任を持つ ・ TSOは洋上を含むLCFブロック内の調整力計算を実施する ・ Regional Coordination Centresは地域間サイジングを調整 ・ SO GLの既存同期エリアに洋上システムを含めるために、定義を変更	・ SOGL LFC&R ・ CEP article 6 ・ Definition #18 in SOGL ・ EBGL
Real time System Operation	・ 洋上開発によって多くの相互作用が生じる ・ 異なる技術的ソリューションが開発され、将来的に異なるソリューションがリードする可能性有	・ TSOは自社の制御エリア内におけるリアルタイムシステム運用に対して責任を有する	・ SOGL art 38-39
Real time Balancing	・ 同期エリア(島)の対応方法は更に開発される必要がある	・ European balancing platformは、陸上及び洋上におけるマーケットベース指令制御における重要なツールである	・ EBGL
Coordinated Security Analyses – Cost Sharing	・ TSO及びCapacity Calculation Regions間におけるRemedial Actionのコスト分担	・ Regionalアプローチ ・ Inter-regional アプローチ	・ CACM

《参考》用語・略号解説

用語	解説
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulatorsの略。
bidding zone	Capacity allocation無しで卸電力取引が可能なエリアを指す。
CACM	Capacity Allocation and Congestion Managementの略。連系線の活用方法等を定めたガイドラインを指す。
CEP	Clean Energy Packageの略。
Capacity Calculation Regions	クロスボーダーの電力取引を実施するために、N-1電制や各TSOのレギュレーションを考慮し、卸電力取引市場で取引可能なクロスゾーナルな容量を算定・調整することをCapacity Calculationといい、Capacity Calculationが実施されるエリアを指す。
Coordinated Security Analysis	系統運用上のリスク・障害を特定し、各TSOにおいて推奨される対応措置を推奨するための分析を指す。
EB GL	Electricity Balancing Guidelinesの略。
Load-Frequency Control	同期エリアにおいて、システム周波数を安定的に維持するための周波数調整機能を指す。
Offshore Bidding Zone	洋上におけるbidding zoneを指す。
Outage Coordination Region	各TSOが監視するエリアを束ねた区域であり、全ての時間軸で関連するアセットの利用状況を必要に応じて調整される。
Regional Coordination Centres	地域間に関連する役割を実施することで、TSOの役割を補完する存在であり、想定される連系線利用率やシステム負荷の相互作用の可能性を考慮して、異なるゾーン間で利用可能な最大容量を算定する役割を担う。
RSC	Regional Security Centresの略。
SO GL	System Operation Guidelineの略
System Operation Region	System Operationに関連する事項に対する責任を割り振られたTSOエリアを指し、アデカシーアセスメントや供給停止時の調整、システムセキュリティを確保するための必要な対応措置のアセスメントが含まれる。

出所)ENTSO-E, System Operation & Governance, p.10-11, 2021年6月2日

”Offshore Transmission Network”(英国)関連での整備状況(1/2)

- これまでの洋上風力の送電線は、陸上の基幹系統と洋上風力発電所(以下、OWF)を直接接続するpoint-to-pointアプローチが取られていたが、今後洋上風力の急速な導入拡大及び2050年ネットゼロの実現に向け、既存の考え方は経済性及び環境負荷の観点から最適ではなくなる可能性があると考えられている。
- 上記を受けて、2050年ネットゼロの実現を掲げ、2030年までに40GWの洋上風力発電の導入を掲げる英国では、洋上送電ネットワークの在り方に関する見直し”Offshore Transmission Network Review(以下、OTNR)が実施されている。

<OTNR参加者>

Crown Estate、Crown Estate Scotland、Delfa、Marine Scotland、Marine Management Organisation、Ministry of Housing、Communities and Local Government、National Grid ESO、Ofgem、Welsh Government

これまでのOffshore Transmission Network

- ・ 洋上風力の黎明期(2000年初頭～2010年前半)
- ・ 2030年までに10GW以下の洋上風力導入を想定
- ・ 陸上基幹系統とOWFを個別に接続するpoint-to-pointアプローチの採用

将来のOffshore Transmission Network

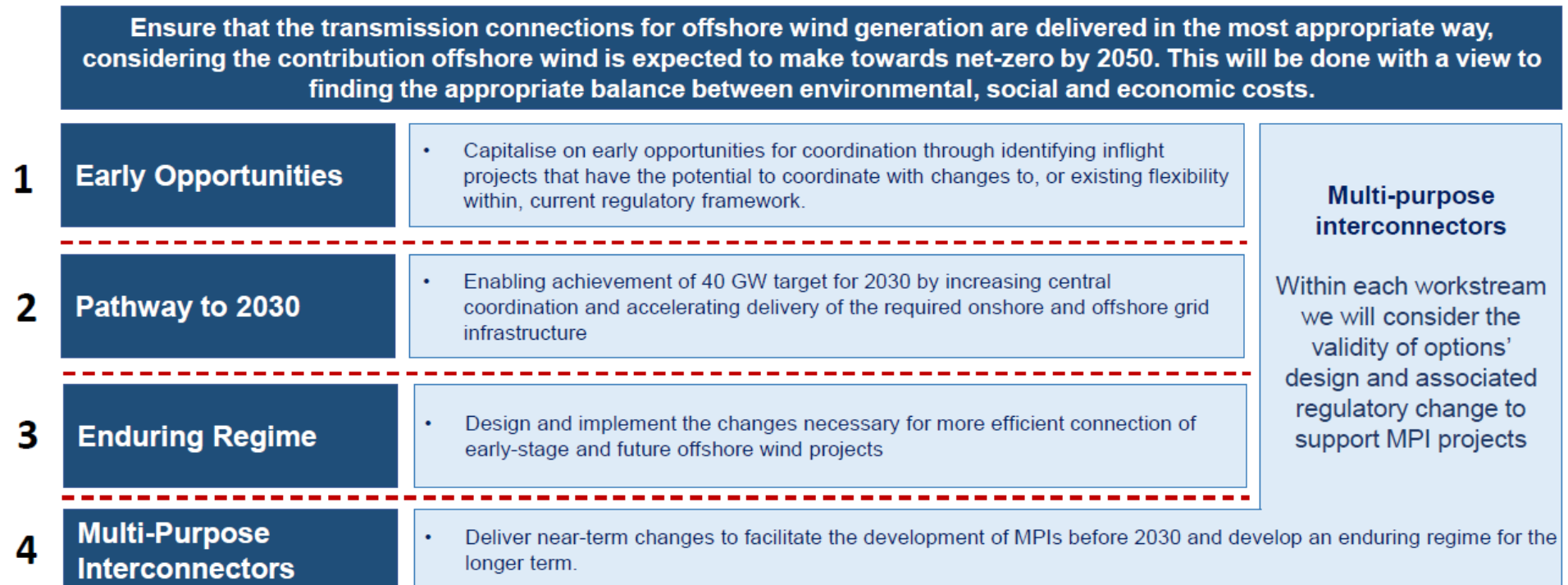
- ・ 2050年ネットゼロの実現
- ・ 2030年までに40GWの洋上風力発電の導入目標、年間平均3GW以上の導入が必要
- ・ 2030年までに18GWの連系線(Interconnector)の整備目標
- ・ 最短で2026年より余剰再生電力を輸出する可能性

背景

出所) UK Gov., Offshore transmission network review (<https://www.gov.uk/government/groups/offshore-transmission-network-review>)、< 閲覧日: 2021年12月10日 >
BEIS, UK hybrid Project Forum, p.8, 2021年3月10日

”Offshore Transmission Network”(英国)関連での整備状況(2/2)

- OTNRの目的は、2050年ネットゼロにおける洋上風力の貢献を考慮し、環境、社会・経済的コストの最適なバランスを取った洋上送電網の在り方を検討することとされる。
- OTRNでは4つのワークストリームを設定し、議論が進んでいる。
 - ①制度変更に伴う既存PJとの連携の在り方(Early Opportunities)
 - ②2030年40GWの実現に向けた洋上送電インフラの在り方(Pathway to 2030)
 - ③2030年以降を見据えたより効率的な接続に必要な変更の設計・実装(Enduring Regime)
 - ④2030年より早期に多用途連系線を実現し、長期的な制度の設計の検討(Multi-Purpose Interconnectors)



出所)BEIS, UK hybrid Project Forum,p.9 , 2021年3月10日

OTNR(英国)関連での検討状況

- OTNRに関し、2020年代中盤までの接続(Early Opportunities)、2030年までの中期的な接続(Pathway to 2030)、2030年以降の長期的な接続(Enduring Regime)の3つのWorkstreamでの検討が進んでいる。

Engagement throughout the year – newsletters, roundtables with MPs, discussions with local authorities, correspondence and more

Early Opportunities: Near term
connecting mid-late 2020s

What we've done

- Worked with developers on **initial pathfinder proposals**
- Launched consultation

What comes next

- More ambition from developers – discussions through the summer**
- Government action to support more ambition
- Draft energy National Policy Statements
- Further consultation in late 2021

Key challenges

- In the near-term, better coordinated outcomes may mean delays to connections
- Managing Anticipatory Investment

Pathway to 2030: Medium term
connecting by 2030

What we've done

- Set clear expectation of **coordination by default**
- Launched consultation
- Begun Holistic Network Design

What comes next

- Complete Holistic Network Design (Jan 22)**, a key prerequisite for connection offers
- Further consultation on delivery models

Key challenges

- Achieving speed in delivery
- The charging regime for coordinated infrastructure will be complex to resolve

Enduring Regime: Long term
Connecting post 2030

What we've done

- Established need for more upfront strategic planning of offshore wind and onshore join-up
- Extensive industry engagement

What comes next

- Policy consultation in late summer 2021
- Potential for a more detailed consultation, in early 2022
- If required and available, primary legislation

Key challenges

- Aligning long-term reform with wider policy and technology changes

出所) Offshore Transmission Network Review(OTNR) Summer Webinar、p.2021年6月22日

OTNR(英国)関連での検討状況: Early Opportunities(1/2)

- Early Opportunitiesでは、2020年代中盤での接続を想定していることから、具体的な事業者との対話による同意(opt-in方式)によって調整を図っており、2021年6月時点で16プロジェクトが何らかの調整に応じている。

Projects in scope

Primarily focuses on projects that are:

- Currently seeking a CION
- In pre-planning
- Currently applying for a DCO

Less likely to focus on projects that are:

- Pre-CION
- Have a DCO
- Have a CfD

- Early Opportunities focuses on facilitating coordination by **encouraging developers to opt-in**.
- Thus far, approximately **16 projects** across most major developers have volunteered some form of coordination.
- We are **continuing our assessment** of these proposals.
- Ofgem recently published their **consultation** on changes to facilitate pathfinder proposals.
- **Joint Ofgem/BEIS cover letter:**
*"We would strongly encourage developers to proactively consider opportunities for coordination **with others in the same region** where they have not already done so"*



OTNR(英国)関連での検討状況: Early Opportunities(2/2)

- Early Opportunitiesでは、6つのコンセプトについてステークホルダー間の議論が進められている。(うち、1,2,5,6の接続イメージは次項参照、3-4の接続イメージはMPIのページを参照)
 1. 洋上送電システムを複数のOWFで共有(Shared offshore transmission system)
 2. 異なる陸上変電所に接続される独立した洋上変電所の間に送電経路を設置(Quasi-bootstrap)
 3. OFTO及び連系線で構成される送電インフラにOWFを接続する多目的連系(OFTO-led MPI)
 4. 連系線に分類される送電設備にOWFを接続し、GB電力市場に統合(Interconnector-led MPI)
 5. Transmission operator(TO)が保有する海底送電線にOWFを接続(Connection to TO-owned bootstrap)
 6. 蓄電池又は需要家を洋上送電システムへ接続(Connection of electricity storage or a demand)

1. **Shared offshore transmission system**, where multiple offshore generators use a single offshore transmission system.
2. **Quasi-bootstrap**, which involves installation of a circuit between the offshore substations of two offshore generators, where those substations are not connected to a common onshore substation.
3. **OFTO-led multi-purpose interconnector (MPI)**, which involves the connection of an offshore generator to transmission infrastructure comprised of distinct OFTO and interconnector elements.
4. **Interconnector-led MPI**, which involves the connection of an offshore generator in the GB market to transmission infrastructure that is classified as an interconnector.
5. **Connection to a TO-owned bootstrap**, which involves the connection of an offshore generator to a subsea electricity link between two points in the onshore system, which is owned by a TO.
6. **Connection of electricity storage or a demand user to an offshore transmission system**, which may involve connections to the onshore or offshore elements of an offshore transmission system.

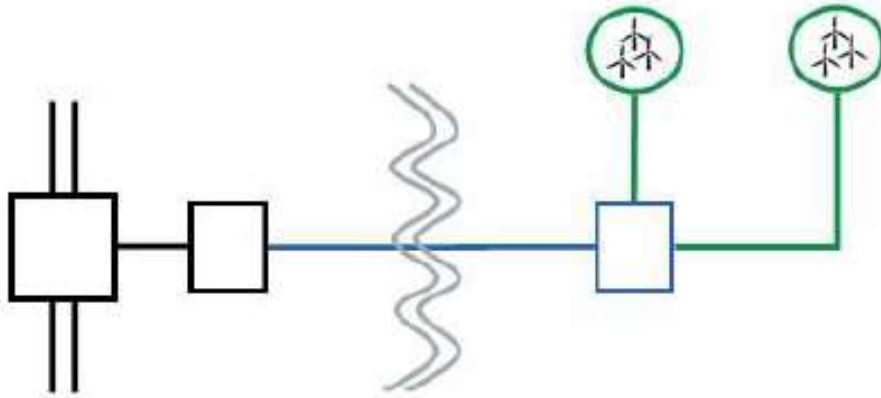
出所)Offshore Transmission Network Review(OTNR) Summer Webinar、2021年6月22日

《参考》各コンセプトの接続イメージ(1/2)

—— Onshore system
 —— Offshore system
 —— Offshore generator

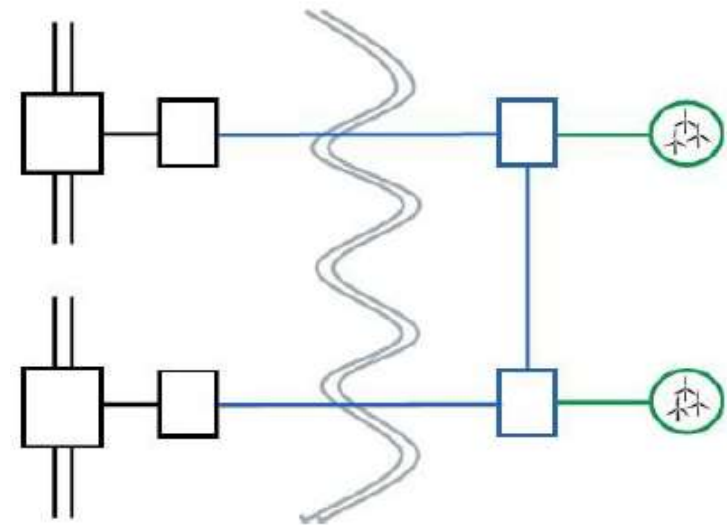
○Shared Offshore Transmission system

- 複数のOWFを一つの洋上変電所に接続
- 陸上連系箇所の削減及び変電所の削減メリット有



○Quasi bootstrap

- 異なる陸上変電所に単独接続されていた洋上変電所間を接続
- 陸上システムの補強・信頼性の観点から潜在的メリット有



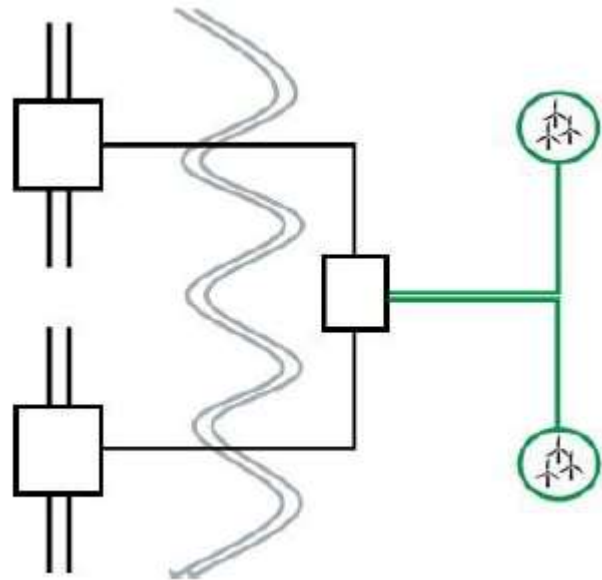
出所)Ofgem, Changes intended to bring about greater coordination in the development of offshore energy networks, p.19-20, 2021年6月14日

《参考》各コンセプトの接続イメージ(2/2)



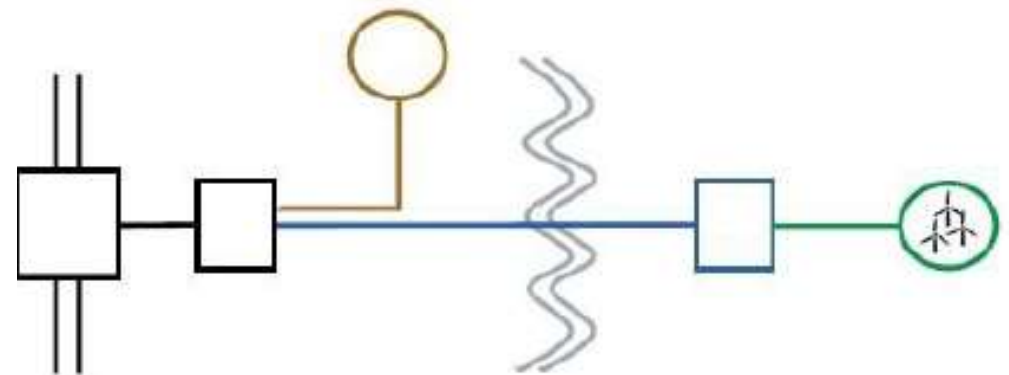
○Connection to a TO owned bootstrap

- ・ 陸上の2点間を接続する海底送電線に、複数のOWFを接続する方法であり、送電線部はTOが保有
- ・ 陸上連系点箇所を削減できるメリット有



○Connection of electricity storage or a demand user to an offshore transmission system

- ・ 蓄電池や需要(水素電解装置等)を送電システムに接続する方法
- ・ 送電インフラのみならず、エネルギーベクトルの調整の観点からもメリット有



出所)Ofgem, Changes intended to bring about greater coordination in the development of offshore energy networks, p.22-23, 2021年6月14日

OTNR(英国)関連での検討状況: Pathway to 2030(1/3)

- Pathway to 2030では、プロジェクトの詳細設計が進んでいない2030年までの接続を想定することから、事業者同意・提案によるopt-in方式ではなく、計画主導でのアプローチが採用されている。
- 初期段階で海底送電網の設計における、環境面及び地域の懸念事項を検討しており、これによってリスクの低減と接続の早期化が見込まれる。
- 2030年までの系統設計を行うために、2030年までに運開予定のOWFの位置と運開年度をマップ化する作業が進められ、“OTNR Generation Map”として公開された。

Challenge & setting:

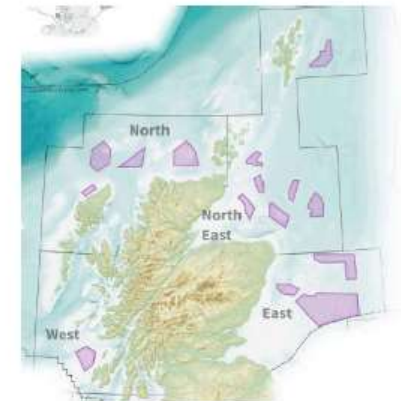
- Less advanced projects will be **required to coordinate** to overcome potential limitations of opt-in approach. This **plan-led approach** constitutes a major change from present.
- Consider **environmental and community** concerns early, i.e. in the network design.
- This will also **reduce risk** and **speed up connection** for projects.

Progress:

- Completed Generation Map
- Developed approach for Holistic Network Design
- Set up Central Design Group
- Developed a range of delivery models

Projects in scope

In particular, projects coming through **TCE Leasing Round 4** (below) and **ScotWind Leasing Round** (right).



Offshore Wind Leasing Round 4 projects	
■	RWE Renewables 1500 MW capacity
■	RWE Renewables 1500 MW capacity
■	Green Investment Group - Total 1500 MW capacity
■	Consortium of ENBW and BP 1500 MW capacity
■	Offshore Wind Limited, a joint venture between Cobra Infrastructure Services, S.A. and Fluorion Energy plc 480 MW capacity
■	Consortium of ENBW and BP 1500 MW capacity

OTNR(英国)関連での検討状況: Pathway to 2030(2/3)

- 現在、洋上送電インフラの導入モデルとして以下の6つが提案され、ステークホルダー間の協議が実施されている。それぞれのモデルでは事業者間の責任の範囲が異なっており、特に②～⑥についてはOFTOを決定する競争入札プロセスが組み込まれている。
- 現在National GridにてHolistic Network Designが進められている。

現在検討中の洋上送電インフラ導入モデル(案)とステークホルダー間の役割

ESO: National Grid ESO, TO: Transmission Operator, OFTO: Offshore Transmission Operator

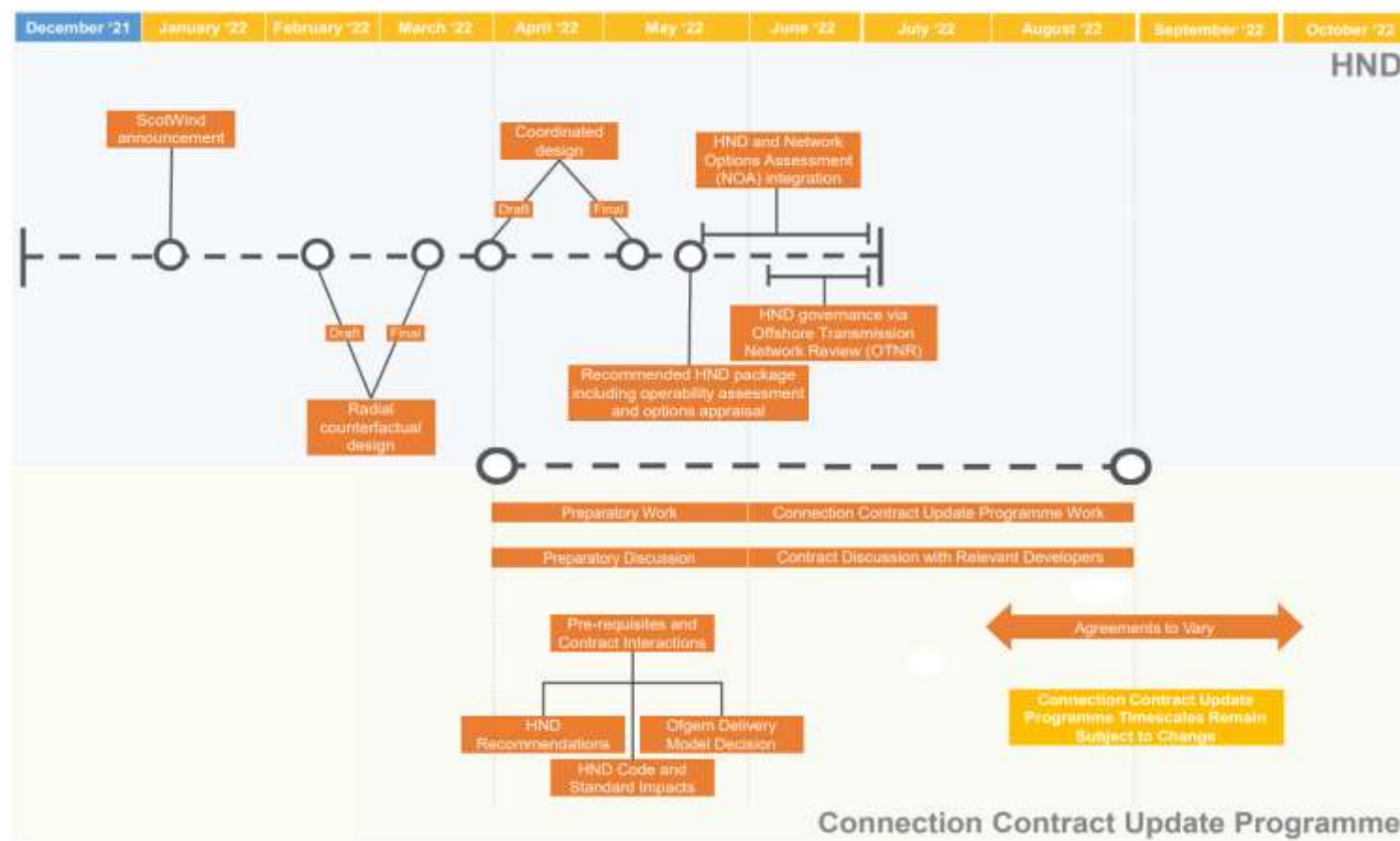
Delivery model	Holistic Network Design	Detailed Network Design	Pre-Construction	Construction	Operation
①TO build and Operate	ESO	TO	TO	TO	TO
②TO build > OFTO operate	ESO	TO	TO	TO	OFTO
③TO design > OFTO build and operation	ESO	TO	TO	OFTO	OFTO
④Early OFTO Competition	ESO	ESO or TO	OFTO	OFTO	OFTO
⑤Very Early OFTO Competition	ESO	OFTO	OFTO	OFTO	OFTO
⑥Developer design and built, OFTO operate	ESO	Offshore generator	Offshore generator	Offshore generator	OFTO
(参考)Current Approach-OFTO regime	N/A	Offshore generator	Offshore generator	Offshore generator	OFTO

出所) Offshore Transmission Network Review(OTNR) Summer Webinar, p.2021年6月22日

BEIS, Offshore Transmission Network Review: Enduring Regime and multi-purpose interconnector, p.21, 2021年11月23日

OTNR(英国)関連での検討状況: Pathway to 2030(3/3)

- 2022年1月17日、スコットランド沖で約25GWの洋上風力向け海域リース公募(ScotWind Leasing)の入札結果が公表。この結果を受け、ScotWindをOTNRに組み込むべく、2022年6月を目途にHolistic Network Designを見直す方針が示された。
- 2023年1Qに向けて、ScotWind選定事業者との系統接続契約が見直される予定。

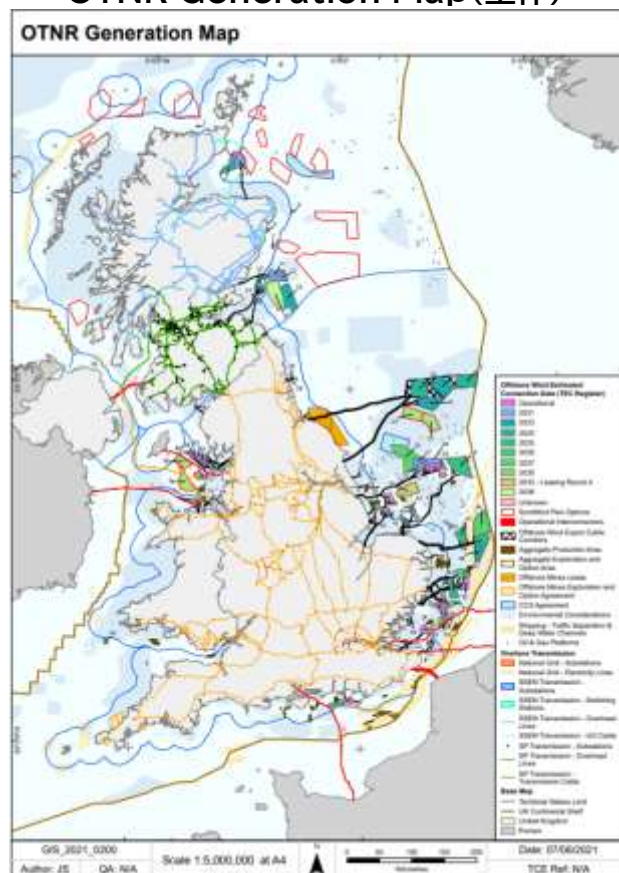


出所)National Grid ESO, Pathway to 2030 Connection Contract Update Programme
 (https://www.nationalgrideso.com/document/230851/download)、<閲覧日:2022年3月7日>

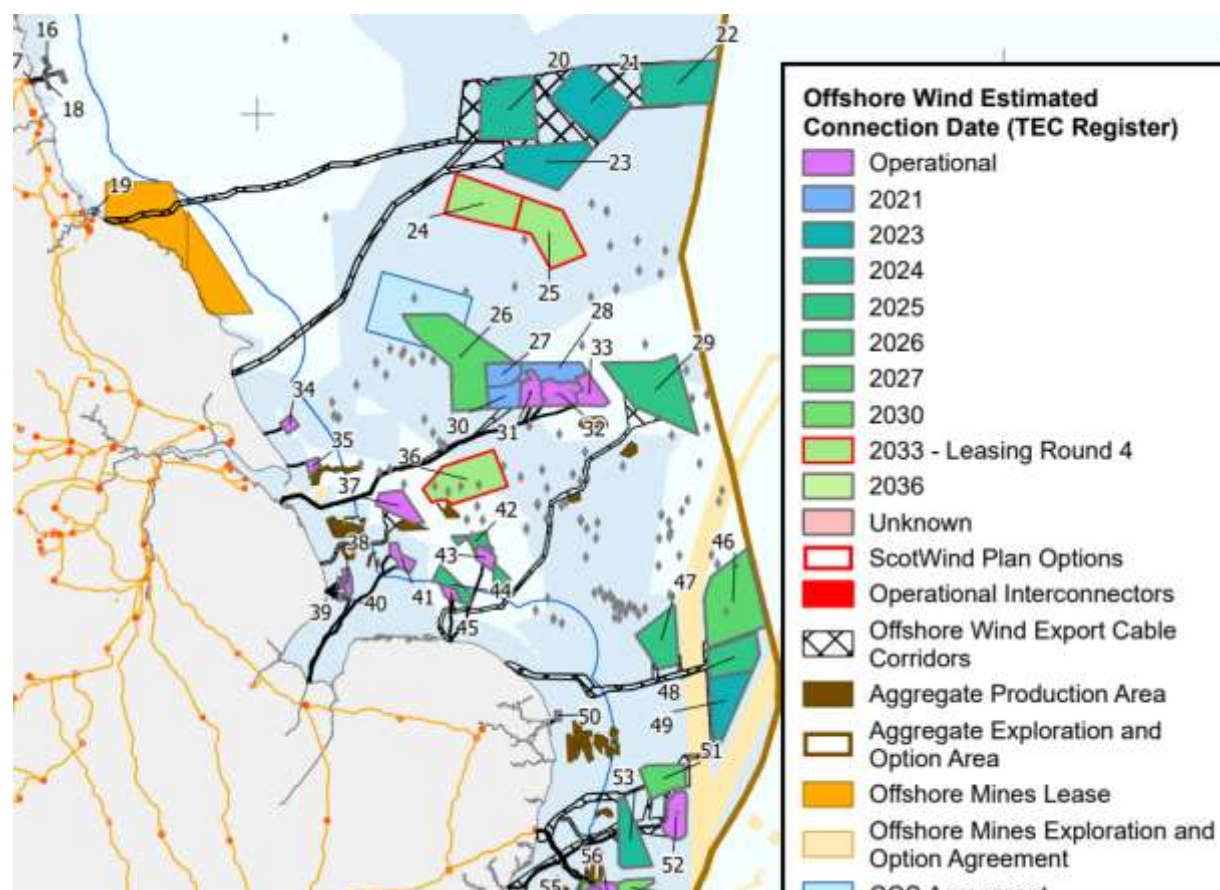
《参考》OTNR Generation Map

- Offshore Transmission Network Reviewでは、現在英国で運転済み、もしくは建設が予定されている洋上風力発電所及び陸上・洋上送電線がマップ化されている。

OTNR Generation Map(全体)



OTNR Generation Map(拡大版)



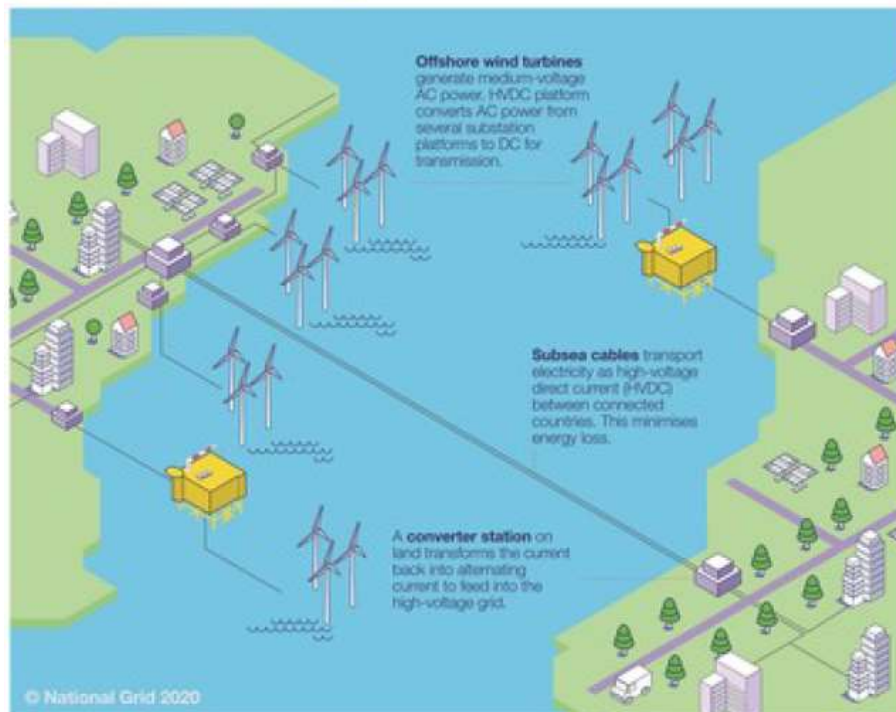
出所) Crown Estate, OTNR Generation Map

(https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1035655/otnr-generation-map.pdf)、<閲覧日: 2021年12月10日>

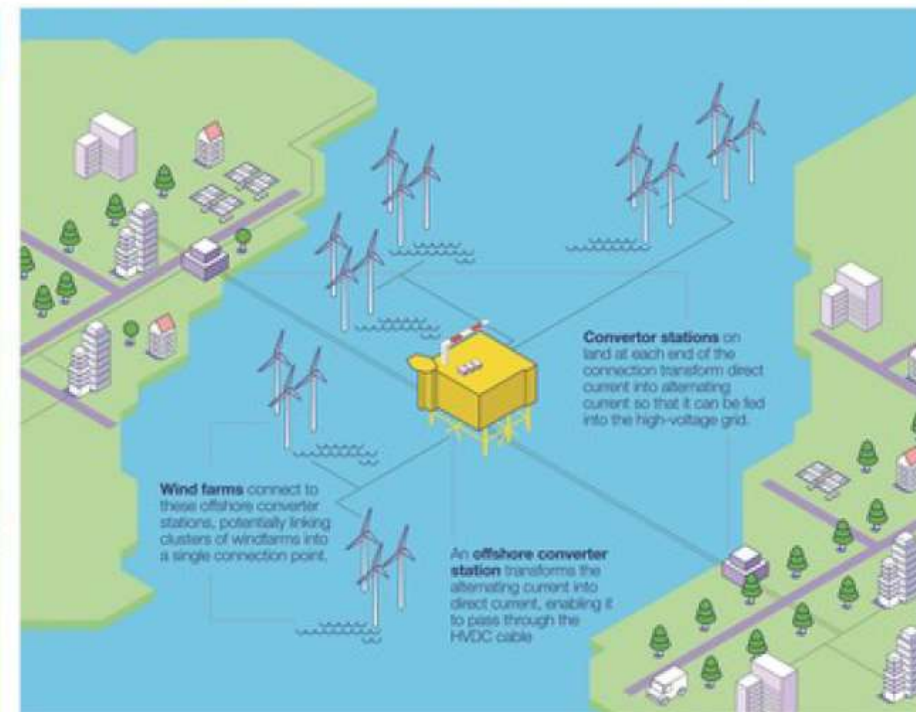
“Multiple-purpose Interconnectors” (英国)の検討背景

- 多目的連系線(MPI: Multiple-purpose Interconnectors)とは、地域間(bidding zone間)をつなぐ連系線とOWFとの送電線を役割を果たす送電ネットワークを指す。
- 従来のpoint-to-pointの送電ネットワークと比較して、コストが低減され、安価な余剰再生エネを融通することで需要家メリットが得られることが挙げられる。加えて、OWFの連系容量の増大、送電線敷設に伴う海洋空間・環境影響の低減等のメリットが得られるとされる。

Offshore wind and interconnectors today



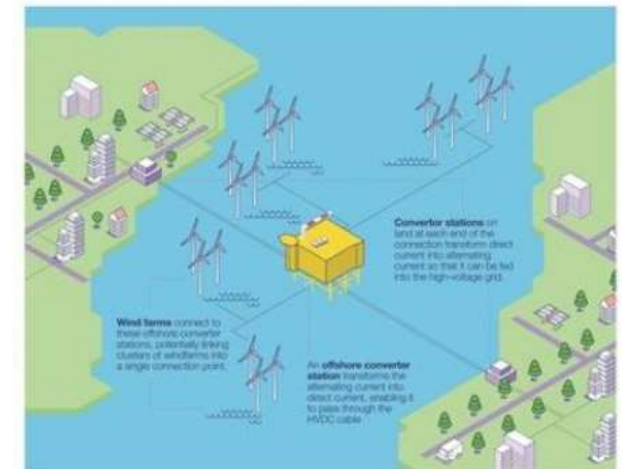
Tomorrow's solution:
Offshore wind and interconnectors in harmony



OTNR(英国)関連での検討状況: Multi-Purpose Interconnectors (MPIs)(1/2)

- 多目的連系線(MPIs)のWorkstreamでは、2021年6月の協議にて現行法制度内での多目的送電線に関する検討が実施されている。BEIS主導の協議では、現行法制度の変更が必要か、もしくは制度変更によるメリットが得られるかが検討される。
 - MPIの検討においてはノルウェーと共同するなど、国際的な取組として進められている。
-
- Interconnectors – 6 GW currently operational, 18 GW by 2030 ambition in Energy White Paper
 - Multi-Purpose Interconnection = combining interconnection and offshore transmission
 - July consultation – considering MPIs within current legislative framework
 - Later BEIS-led consultation – considering whether legislative change is necessary or beneficial
 - International engagement – UK Hybrid Project Forum in March, engagement with specific countries e.g., treaty with Norway, commitment to cooperation

Tomorrow's solution:
Offshore wind and interconnectors in harmony

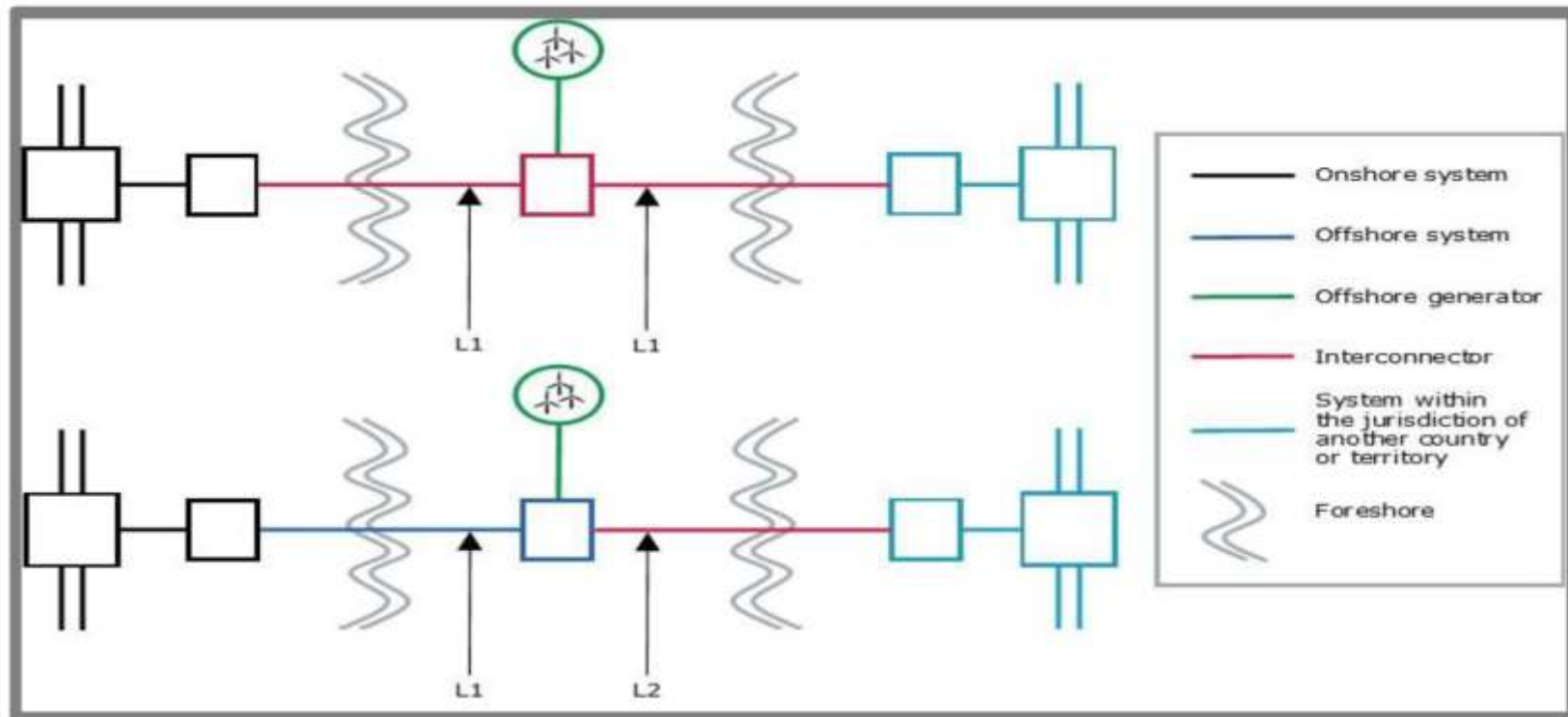


Source: National Grid

OTNR(英国)関連での検討状況: Multi-Purpose Interconnectors (MPIs)(2/2)

- Ofgemでは、MPI導入に向けて現行法制度の下でMPIを運用する方法が検討されている。
- 現在Ofgemでは、2つのMPI導入モデルが検討中。
 - (上図)地域間連系線に洋上風力発電所を接続するモデル:余剰電力は英国及び欧州大陸に送電
 - (下図)英国に送電されるOFTOと国際連系線からなる洋上送電インフラを接続し、さらに洋上風力発電所を接続するモデル

現在検討されているMPI導入モデル



出所)Offshore Transmission Network Review(OTNR) Summer Webinar、p.2021年6月22日

“Multiple-purpose Interconnectors”(英国)関連の動向 OfgemによるInterconnector Roundの募集

- 2021年12月13日、OfgemはCap and Floorスキームを活用したInterconnectorの募集を開始することを公表した。2030年までに18GWの連系線容量を確保する目標の実現に向け、今回の入札ラウンドでは2030年までに商用運転開始が見込まれるプロジェクトが選定される見込み。
- 加えて、今回の入札ラウンドからOWFと連系線を直接接続し、余剰電力を英国及び大陸側双方に融通可能なMultiple-Purpose Interconnectorの入札を試験的に募集することが明らかにされた。

<Ofgemプレスリリース(2021年12月13日)(抄)>

(中略)

The UK Government wants to **more than double existing interconnector capacity by 2030** to support its target of quadrupling offshore wind capacity by the same date. To help meet that target next year's investment round will **favour projects able to complete by 2030.**

(中略)

Ofgem will also run a **pilot cap and floor scheme for the first-time inviting bids for “Multiple-purpose Interconnectors” (MPIs)** which can link up clusters of offshore windfarms directly to an interconnector.

This means when the wind is blowing in the North Sea, these offshore wind farms can export surplus electricity to both Great Britain and Europe.

出所)Ofgem, Ofgem gives green light to investment in new interconnectors (<https://www.ofgem.gov.uk/publications/ofgem-gives-green-light-investment-new-interconnectors>)、<閲覧日:2021年12月15日>

国際連系線運用における EU指令(Electricity market regulation (EU) 2019/943)の適用除外(1/2)

- 2つのWF用連系線を洋上で相互接続することで、連系線として利用しようとする取組みとして、デンマークとドイツの間で2020年12月に運用を開始したKriegers Flak Combined Grid Solution(KF-CGS)のプロジェクトがある。
- プロジェクトの概要
 - Kriegers Flak Combined Grid Solution(KF-CGS)は、2020年12月に運用を開始
 - 当初は、ドイツ、デンマーク双方の洋上WFのための送電設備として計画されていたが、大陸間の相互運用のためにEuropean Energy Programme for Recovery (EPR)の150百万ユーロの補助金も活用し、沖合にてそれぞれの洋上送電を相互接続することで実現した。



出所) https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Medien/Pressemitteilungen/20201020xxx20_CGS_Infografik_20x30_EW_01.jpg?ver=2020-10-19-163248-537

国際連系線運用における

EU指令(Electricity market regulation (EU) 2019/943)の適用除外(2/2)

- KF-CGSは前掲の洋上送電網の多用途運用に関わる重要な事例であり、いくつかの現行のルール上では取扱いが難しい問題を提起するものとして関心が高い。
- 具体的には、KF-CGSの運用開始前の2020年11月に、EU指令(Electricity market regulation (EU) 2019/943)の適用除外*が認められ、既存ルールと異なる運用を暫定的に認められている点にある。
- 同裁定では、欧州諸国間のインターコネクタ容量の少なくとも70%を国境を越えた電力取引に利用できるようにしなければならないと定めている現在の規制(Article 16(8) of the Electricity Regulation)の下では、当初想定されたWFの連系線として運用が困難化することから、暫定的に10年間はWFの連系線としての運用を優先し、WFの稼働率が低い際に国際連系線として運用を行うことを許容したものである。
- 同プロジェクトのこの裁定は、前掲の欧州内における多用途洋上送電網のルール作りに影響を及ぼしている。

*:<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32020D2123&from=EN>

《参考》

Electricity market regulation (EU) 2019/943: 発行以降、幾度かの改訂がなされた、EU クロスボーダー電力取引規則(Regulation (EC) No. 714/2009)の改正版として2019年に発行。

全てのエネルギー資源プロバイダーと消費者が、電力の市場およびセクターベースの統合と市場ベースの報酬を可能にする、十分に機能する統合された電力市場の基本原則を定めたもの

未来を問い続け、変革を先駆ける

MRI 三菱総合研究所