

抄訳レポート

■ 抄訳対象

- System Needs Study, Identification of offshore hybrid needs in the TYNDP's identification of system needs phase – methodology (Jan 2023)



Adobe Acrobat
Document

■ 抄訳者（所属名前順）

はじめに

- 本レポートは、これまでの過去の経緯や詳細な説明を含んでおらず、本レポートのみからの情報を元に抄訳したものであり、抄訳者の推測を多く含むことに留意されたい。以下、全体概要を記載。
- 欧州内で掲げられた目標（欧州気候法、脱炭素化）を達成するためには、洋上風力の導入拡大が重要視されている。洋上風力電源を連系する方法としては、単独で大陸へ電源線接続する方法だけではなく、同時に計画されている地点間の連系線の開発ニーズとあわせて実施する方法も考えられる。【4スラ】
- これまでに実施されたTYNDP（各国の送電網開発計画を連携・支援・補完するためのENTSO-Eによる10年送電網開発計画）では、後者であるオフショアハイブリッド（連系線＋洋上風力）の対策についての検討を実施していない。【5スラ】
- このため、本レポートでは、オフショアハイブリッド（連系線＋洋上風力）が、単独での地点間連系線や洋上風力電源線の系統接続と比較して、経済性があるかどうかについて検討する際の方法論（詳細な手順などの内容は本レポートにはなし【8スラ他】）および一部の地域で適用した結果についてまとめたもの。
- 経済性の最適化の基準は、CAPEXとOPEXの合計（エリア全体での発電コスト）が安価となることとしており、シミュレーションにはツールとして、AntaresとPLEXOSを利用。【13スラ】検討時に必要となる入力データの要求事項に関しての記載もされている。【15スラ】
- なお、本レポート内においては、直流系統連系を前提としているが（CAPEXコストをコンバータとしてい）洋上風力の多端子直流連系など技術的な課題に関する記載はなく、仮にコストが変動した場合の感度が結果に大きな影響を与えないような方法論となっている結果のみが記されている。【14スラ】
- 本方法論は、TYNDP2024での実施を見込んでおり、さらに詳しく説明される予定。【5スラ】

目次

エグゼクティブサマリー	
1. スタディの狙い	
1.1 背景	
1.2 アプローチ	
2. 例題地域を題材とした方法論のテスト	
3. 方法論の検証	
3.1 モデル	
3.2 対策候補	
3.3 コスト	
4. ツール	
4.1 テストに用いたツール	
4.2 最適化	
5. 結果と感度テスト	
6. 入力データの要求事項	
付録	
謝辞	

1. スタディの狙い

■ 背景

- 2030・2040年までに欧州内の目標達成をするために必要なActionを示すことが求められている。
- EU気候目標・脱炭素化目標達成に洋上風力開発は重要。ハイブリッド、P2P連系線が重要な役割を担う。

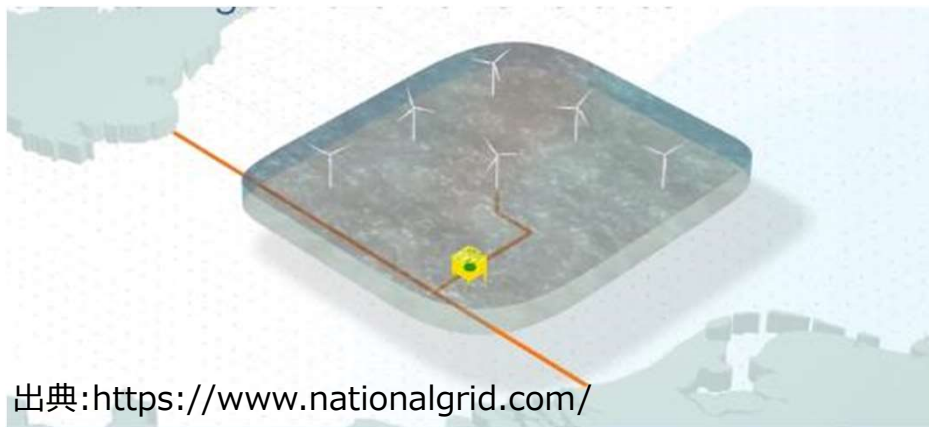
■ アプローチ

- これまでのSystem Needs Studyでは、電気を送電するための新設ルート（電源線）や既存系統増強が有益かどうかを調査、経済分析の観点から検証。連系線+洋上風力の統合を検討する必要性が高まる。

■ 本論文の扱い

- System Needs Studyの過程で、オフショアハイブリッドの検討をおこなう際に、必要となる入力情報や検討（経済性評価）の方法論を示したものの。

ハイブリッド構成（連系線+洋上風力）イメージ



出典:<https://www.nationalgrid.com/>

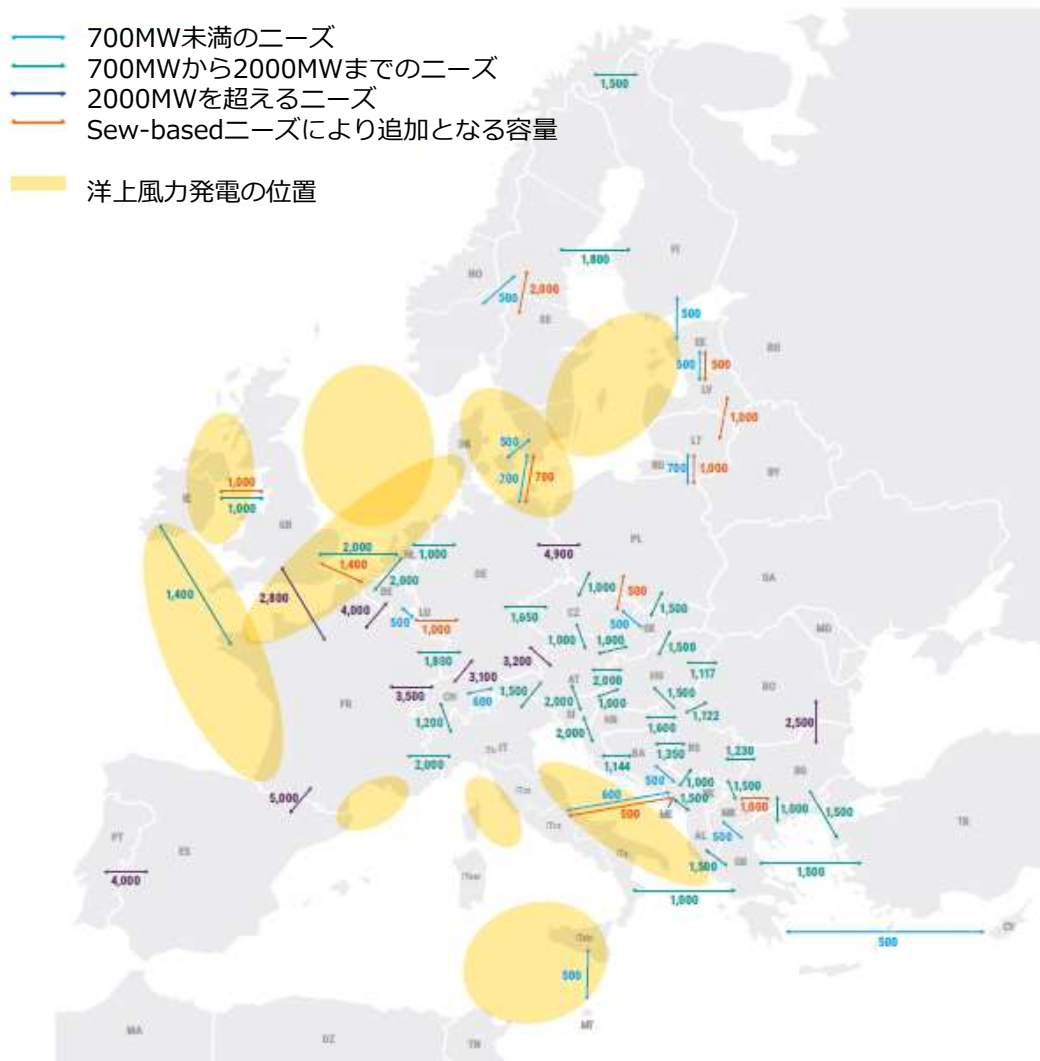
<ハイブリッドプロジェクト>

複数の目的※を果たす解決策として考えられている

- 洋上風力電源の需要地への接続機能
- 各国または入札ゾーンを連系し、電力取引促進、市場価格差の乖離を少なくする機能

※*multi-purpose*とも呼ばれる

1. スタディの狙い



- TYNDP 2020では、2025年から2040年の間に93GWの連系線ルート（電力融通）ニーズあり。
- ハイブリッド構成（連系線＋洋上風力）は、2020年・2022年のシステムニーズ調査対象外であった。連系線＋洋上風力の統合を検討するニーズが高まっている。
- 本方法論は、今回は一例のみ、TYNDP2024で実施を見込んでおり、さらに詳しく説明される予定

【調査すべき内容】

- 必要な価格収束、CO2目標、RES統合レベル、供給安定性基準を達成するために、ハイブリッドやその他のソリューションにシステム的なニーズがあるかどうか
- オフショアハイブリッドプロジェクト（連系線＋洋上風力）は、ダイレクトインターコネクター（P2P）や独立したオフショアRES接続などの単一目的のソリューションと比較して、高い利益をもたらす可能性があるかどうか

図 ポテンシャルがあるハイブリッド洋上風力の位置と連系ニーズ（TYNDP2020のニーズ調査）

2. 方法論と前提条件

■ 方法論

- 入札ゾーン/各国間の既存送電線増強または新設送電線の必要性を確認すること。
本論文での検討は一例であり、北海とバルト海の市場ゾーンが今回の評価対象区域
- TSOに連系している洋上風力があることを前提に、P2Pかハイブリッド構成どちらが有益かを検証
- 最適化の基準は、CAPEXとOPEXの合計（エリア全体での発電コスト）、コストが低くなること
- インプット情報
ゾーン間の接続の可能性は、増強計画検討のインプットになる、
オフショアの位置も入力情報、入力すべき情報のリストは、レポート後半6章参照
- 方法論の安定性
対策候補の数が結果に与える影響は、サンプルスタディでゾーンごとに1組の場合と複数組の場合におけるCAPEX変動の感度テストを実行

3. 方法論の検証

■ モデル

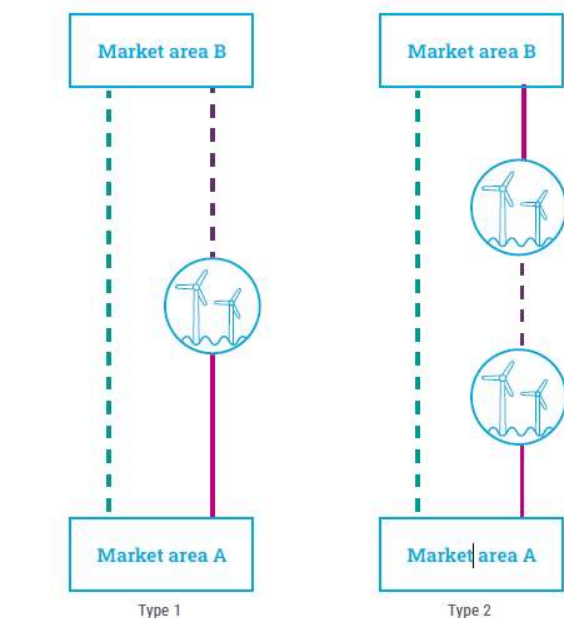
- NTCモデル（National Trends 2040 シナリオでのTYNDP 2020 System Needs Studyで使用）
- 電源 北海とバルト海に接する市場エリアに、将来分の197GW 洋上風力を考慮
 - ・ 洋上風力の発電容量をPEMMDB（Pan-European Market Modelling Database）のTYNDP 2022の値で更新し、将来分を加味
- 系統 2040年までの大陸側の系統増強を考慮
 - ・ MAF2025 の系統にTYNDP2020で検討された大陸側の送電可能容量を反映

3.方法論の検証

■ 3.1 モデル

➤ NTCモデル（National Trends 2040 シナリオでのTYNDP 2020システムニーズ検討で使用）

- ・ 電源 北海とバルト海に接する市場エリアに、将来分の197GW 洋上風力を考慮
- ・ 系統 2040年までの大陸側の系統増強を考慮



最適化検討における選択できる対策候補と定義

- ・ 既存の市場に放射状に連系されている洋上風力発電があると仮定し、ハイブリッド（紫点線）と、P2P連系線（緑点線）を比較し利点を評価すること

Type1 既に連系されている洋上風力発電を別の市場エリアに連系するケース

Type2 既に連系されている別々の洋上風力発電の間を連系するケース

基本、洋上風力発電容量は2 GW想定、ケーブル・交直変換設備などの容量も2 GW 想定

- シナリオ上、既存の電源線
- - - ハイブリッド接続 既存の洋上風力地点と別の市場を連系（Type1）
- ... 地点間連系線 2つの市場を連系（Type2）

図 対策の例

3.方法論の検証

■ 3.2 対策候補

- 洋上風力発電容量が、十分に大きい場合（例：4GW以上）異なる市場ノードへの追加接続を検討することも可能な条件に設定（TYNDP 2022 シナリオ）

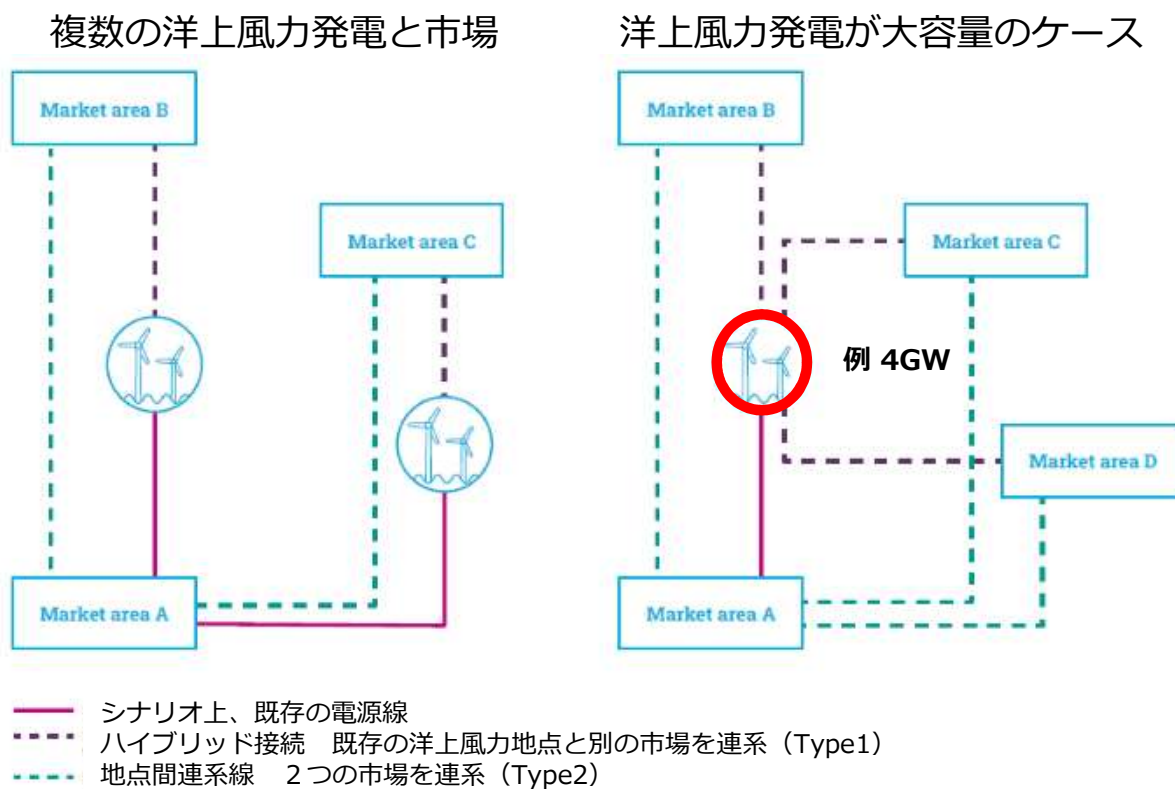


図 複数の洋上風力と市場

図 1か所の洋上風力と複数市場

最適化シミュレーションのために必要な情報

- プロジェクトの固有名称
- 2つの既存市場エリア（例：IC_A_B）
- 年間コスト /MW
- ユニットサイズ MW
- 最大ユニット数

(参考) 方法論の検証

■ 例 洋上風力がハブとして他の市場エリアと放射状接続として構築される場合のモデリング方法

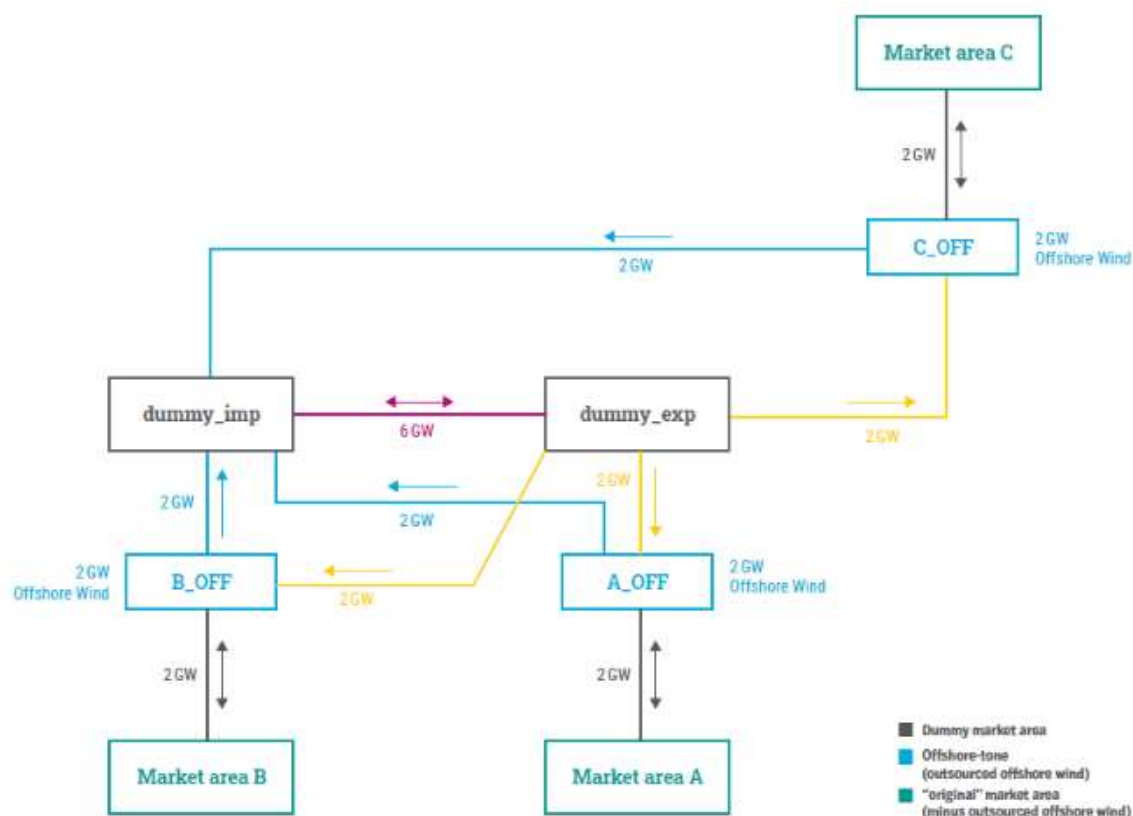


図 ハブを追加する際の構成イメージ

- ダミーのマーケットノードエリアを2つ作成：「dummy_imp」と「dummy_exp」で、負荷と発電容量がゼロである。これらのダミーエリアとの間の流れは、一方向のみ可能（青線とオレンジ線は単方向）
- 2つのダミーエリアを結ぶ双方向の赤線は、プロジェクト全体の単一の候補を表しています。赤線を加えることで、3つのマーケットエリアA、B、C間のフローが可能となる。
- 赤線がない場合、各オフショアゾーンはそれぞれの「母国」でしかフィードできず、異なるマーケットエリア間のフローは不可能。図の例では、オフショアハブの全体容量は6GW（3×2GW）。

(参考) 方法論の検証

11

■ 3.2 対策例

- TSOからの対策の情報を収集し、その一部を例示したものが下図

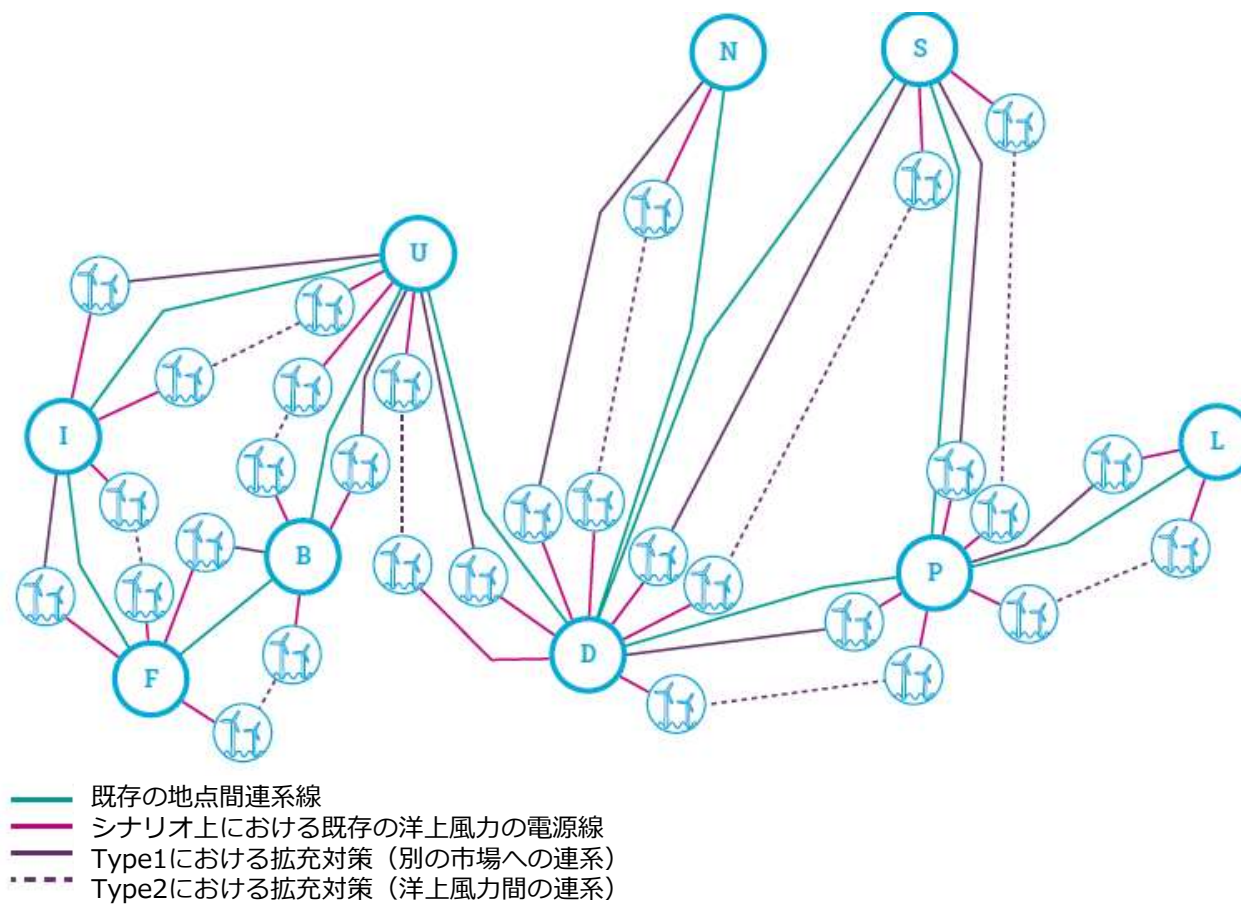


図 対策例

3.方法論の検証

■ 3.3 コスト

- 陸上・海底の電力ケーブル線、陸上・洋上のHVDC変換所、ケーブルの追加接続による洋上変電所の拡張に伴うコストを考慮

Components of CAPEX	value
Sea cable line [M€/km]	4
Land cable line [M€/km]	4
Offshore AC/DC converter station [M€]	1000
Onshore AC/DC converter station [M€]	600
Expanding the platform per single new cable connection [M€]	100

図7 コスト（CAPEXの構成）

内容	対策
ダイレクトP2Pの連系線（IC）	海底ケーブル 陸上ケーブル 陸上コンバーター2基
ハイブリッド Type1 Option A	海底ケーブル 陸上ケーブル 陸上コンバーター1基 洋上変電所の拡充
ハイブリッド Type1 Option B	海底ケーブル 陸上ケーブル 陸上コンバーター1基 洋上コンバーター1基
ハイブリッド Type2	海底ケーブル 洋上変電所の拡充

※ Type1,Type2については、8スライド 参照

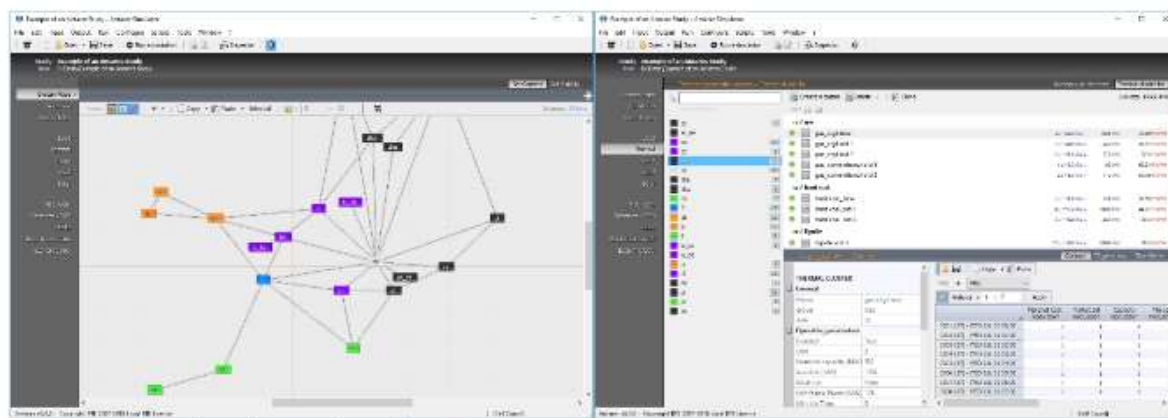
4. ツール

■ シミュレーション

AntaresとPLEXOSを用いて、同じ条件の元で実施

■ 最適化

- ハイブリッドの潜在的な可能性は、系統増強の分析を実施して検証
- 需要をカバーするために必要な系統構成が最小コストとなるような最適解を探索
- 最適化は2040年まで各年毎に8760時間で分析



Antares-Simulator's user interface

出典 : [Software Presentation \(antares-simulator.org\)](http://Software Presentation (antares-simulator.org))

- Antaresシミュレータは、RTEが発行する「French Generation Adequacy Report」やENTSO-Eの「Ten Years Network Development Plan (TYNDP)」といった参考研究の主要ツールの1つ。
- RTE（フランス電力会社）は、独自の目的で本ツールを開発し、その機能の改善と向上を続けている。
- 一般的に、電力システムの経済的パフォーマンス、生態系への影響、供給の安全性、およびこれらの3つの軸に対する資産（発電ユニット、インターコネクター、蓄電池など）の影響度を評価するために非常に有用であるとされているツール。
- Antares-Simulatorの実行ファイルは無償で提供される。また、ユーザーズクラブに加入することで、ソフトウェアの保守やトレーニングなどのサービスを受けることが可能。

5.結果と感度テスト

■ CAPEX感度

- ケース4、ケース2、ケース2aはベースケースに対し、コストが増加した場合を示す。CAPEX10%増加、コンバーターコストの増加は結果に影響はないことを意味する。
- ケース3とケース1は、ベースケースに対し、コストが低下した場合を示す。結果、プロジェクト 1 つ増加のみ。たとえコストの変動が結果に与える影響は、大きくないことを意味する。

Components of CAPEX	CAPEX sensitivity					
Scenario	base	sens1	sens2	sens2a	sens3	sens4
Sea cable line [M€/km]	4	1.8	4	4	-10 %	+10 %
Land cable line [M€/km]	4	1.8	4	4		
Offshore AC/DC converter station [M€]	1000	1000	1000	1000		
Onshore AC/DC converter station [M€]	600	600	600	600		
Expanding the platform per single new cable connection [M€]	100	100	200	300		

CAPEXの感度

Built candidate	Type	Sensitivity scenario						Number of occurrences
		base	sens1	sens2	sens2a	sens3	sens4	
OFF_Doff - S_Off	HA.3	1	1	1	1	1	1	6
OFF_Doff - U_Off	HA.3	1	1	1	1	1	1	6
OFF_D-N	HA.1	1	1	1	1	1	1	6
OFF_I-U	HA.1	1	0	1	1	1	1	5
OFF_K-N	HA.1	0	1	0	0	0	0	1
OFF_F-S	HA.1	0	1	0	0	1	0	2

感度テストの結果（1が対策が有利であることを示す）

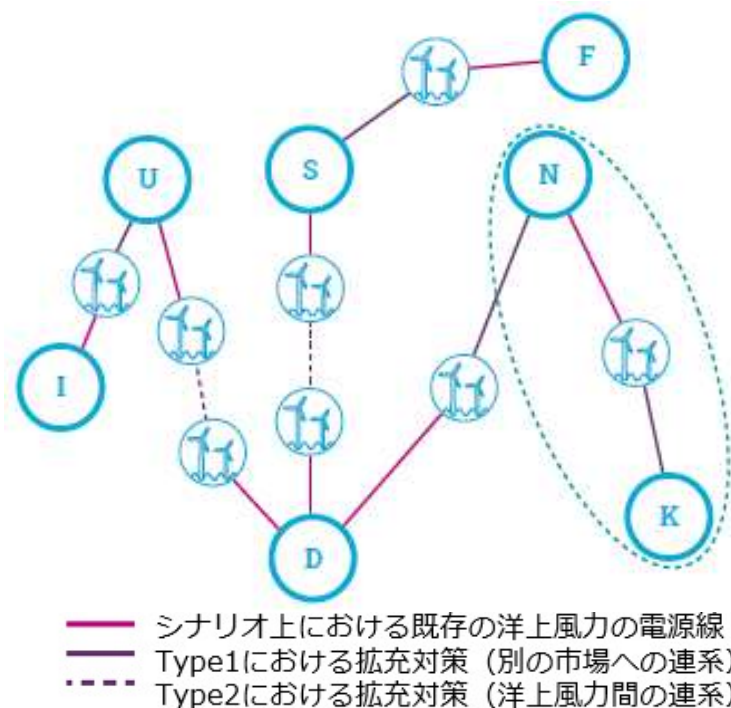


図 感度テストの結果

6.入力データの要求事項

■ 入力データ

解析において、洋上風力ハイブリッド検討時に必要となる入力データは下記のとおり。

Project location	Name	
	Type (HA/IC)	
	Interzone	
	start node	
	end node	
Offshore RES	Capacity	[MW]
Transmission Cables	Technology (AC/DC)	
	Capacity	[MW]
	length offshore	[km]
	CAPEX offshore	[MEUR/km]
	length onshore	[km]
	CAPEX onshore	[MEUR/km]
	Total cables CAPEX	[MEUR]
On/Offshore substations	Technology (AC/DC)	
	Capacity	[MW]
	CAPEX onshore substation (without converter if DC)	[MEUR]
	CAPEX onshore AC/DC converter	[MEUR]
	CAPEX offshore substation (without converter if DC)	[MEUR]
	CAPEX offshore AC/DC converter	[MEUR]
	Total substations CAPEX	[MEUR]
Project costs	Total CAPEX	[MEUR]
	OPEX	[MEUR/a]

■ TYNDP2022 における設置済みの洋上風力の容量とその接続される市場Node

Assumptions on model region

Market node	Installed offshore wind capacity TYNDP 2022 [MW]
BE00	6,000
DE00	39,680
DEKF	330
DKE1	3,490
DKKF	600
DKW1	7,487
FI00	5,000
FR00	26,900
IE00	4,700
LT00	1,400
LV00	1,000
NL00	30,000
NOS0	400
PL00	9,590
SE03	0
SE04	3,031
UK00	56,370
UKNI	500

Table 2 – Installed offshore capacities in the example region

日本とのギャップ、得られた洞察

気づき	地点間連系線の役割を備えた洋上風力電源のハイブリッドプロジェクト評価に関する方法論
日本の実情	日本も洋上風力の開発は今後進む。北海道-東京間など地点間連系線の中に洋上風力を連系するような構想もあるものの、大陸間の途中に陸地がある場合などは地理的条件が大きく異なるため適用には留意が必要。
得られた洞察	本レポートは経済性の評価方法を示したものの。評価には、技術面・運用面にも課題があるため別の角度からの情報収集も考慮に入れる必要あり。
解説	本レポートは、オフショアハイブリッドプロジェクト（地点間連系線＋洋上風力）が、単独での地点間連系線や洋上風力電源線の系統接続と比較して、経済性があるかどうかについての方法論の一例を示したものの。最適化の基準は、CAPEXとOPEXの合計（エリア全体での発電コスト）が安価となること。シミュレーションにはAntaresとPLEXOSを利用。検討時に必要となる入力データの要求事項についての記載もあり。本方法論は、TYNDP2024での実施を見込んでおり、さらに詳しく説明される予定。

大項目	中項目	小項目	5	4	3	2	1	N/A
価値	日本にとって取り込む価値はあるか			○				
前提条件	前提条件（以下）が明確になっているか						○	
	日本と前提条件が合っているか	国土や地理					○	
		地政学					○	
		需要動向						○
		電源ポートフォリオ			○			
		各種インフラ状況						○
		電力制度						○
		電力市場						○
整理学	課題と解決策が明確に定義されているか						○	
	解決策は課題を解消できているか						○	

大項目	中項目	小項目	該当
関係者	日本におけるステークホルダーはだれか	政府	
		規制機関	○
		広域機関	○
		発電事業者	
		送配電事業者	○
		小売電気事業者	
		最終需要家	
		メーカー	○
		金融機関	○
		アカデミア・研究機関	○
		その他	