

洋上風力発電の系統連系とコスト

Grid Integration and cost of Offshore Wind Power

安田 陽*

1. はじめに

洋上風力発電というと、海の上に風車が整然と並ぶ写真や動画などが紹介されることが多く、海の上に出ている目に見える構造物、すなわち風車に多くの人が着目しがちである。もちろん、エネルギー変換装置としての風車は風力発電システムの根幹を成すものであり、この装置の発展と改良なしには洋上風力の歴史や未来は語れない。

しかし同時に、海の下や見えないところ・気が付きにくいところに設置されている縁の下の力持ち的存在も忘れてはならない。すなわちそれが、電力ケーブル、変電設備、保護装置、(場合によっては)交直変換装置、そしてそれらを効率的に制御する発電所制御システムなどの電気システムである。

本稿では、この縁の下の力持ち的存在である電気システムに関わる技術的動向やグリッドコードなどの制度設計、さらには系統連系に関するコスト問題について解説する。

2. 洋上風力発電所 (OWPP) の電気システム

洋上風力発電は、通常、風車数十基からなる洋上風力発電所 (OWPP: Offshore Wind Power Plant) で構成される。英語圏の諸文献でも洋上ウィンドファーム (offshore wind farm) という従来の言葉ももちろん使われるが、近年では風車 100 基以上の巨大プロジェクトももはや珍しいものではなく、そのような巨大設備には従来の牧歌的な印象を与える「ファーム」ではなく「発電所」の名称が優先して使われる傾向にあり、OWPP と略称されることも多い。

風車間隔はブレード直径の 10 倍以上必要であるとされるため、OWPP は数～十数 km 四方の範囲に広がることも多く、構内のケーブル長は 100 km

以上になる場合も多い。図 1 に OWPP のケーブル敷設レイアウト事例を示す。この発電所は風車 175 基総定格容量 630 MW に対して、構内ケーブルの総延長距離は約 200 km、陸上輸送用の電源線ケーブルの総延長距離は約 240 km となり、さらに 2 基の洋上変電所を備えている。このような広範囲に亘る「発電所」は、従来の火力発電所や原子力発電所にはない、新しい形態の発電設備であるという認識が改めて必要である。

2.1 OWPP のケーブル構成

多数の風車を集電システム (collection system) に接続する際、1 条の母線に複数 (通常 10 基程度) の風車がカスケード接続される。なお、集電システムとは、設備的には配電システム (distribution system) と同様であるが、電気を配る (distribute) のではなく集める (collect) 役割を担うため、「集電」という用語が用いられている。英語文献では比較的よく登場する用語であり、日本産業規格 JIS C 1400-

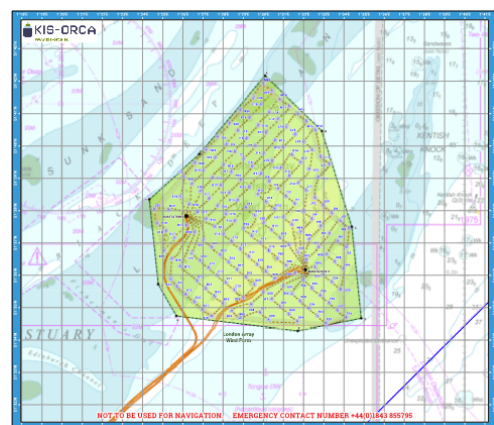


図 1 OWPP のケーブル構成例¹⁾
(英国・ロンドンアレイ発電所)

* 京都大学大学院経済学研究科再生可能エネルギー経済学講座
特任教授

00：2023「風力発電システム－第0部：用語」²⁾でも定義されるが、日本では大規模な集電システムを擁する大規模風力発電所はまだ数多くないため、一般的にあまり使われていない。欧州のOWPPの集電システムは33 kVの電圧階級で構成されるのが一般である。

風車を集電システムに接続する際、母線同士を接続するハブ（陸側）とカスケード先端（海側）のケーブル容量を同一にするのは経済的でなく、図2のように母線の先端側に行くにつれ容量およびケーブル半径を小さくする措置が取られることが多い（図2では母線は1本の線で繋がれており風車同士は直列接続のように見えるが、実際は三相交流のため3本の導体で1条のケーブルが構成されており、風車同士は並列接続されている）。

一方、単純なカスケード接続の場合、万一ハブの近くでケーブル損傷があると、それよりも先端（海）側のケーブルや風車が健全であったとしても一連の風車からの電力が送電不能となってしまう、ケーブル損傷が解消されるまで多大な逸失電力量ひいては逸失利益を発生させてしまう可能性がある。そのため、カスケード接続の先端側を他のカスケードと接

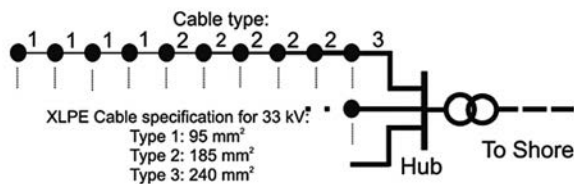


図2 OWPPのケーブル容量の例³⁾

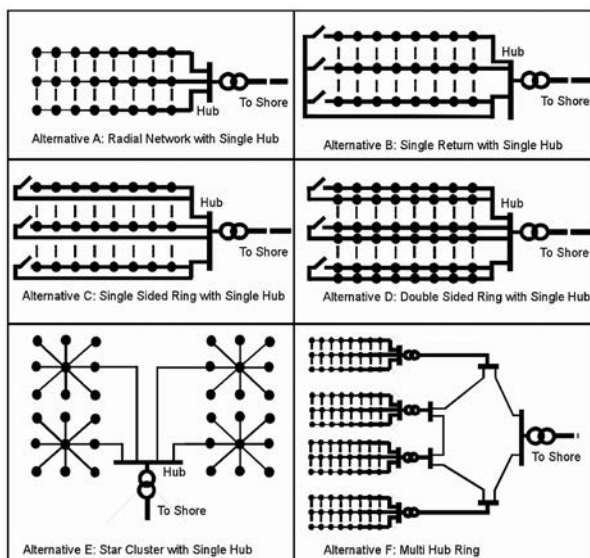


図3 OWPPのケーブルレイアウト例³⁾

続させ（通常時は開放）、ループ状の集電システムを構成することも考えられる（図3B～D）。

このような冗長システムは建設コストを上昇させるが、万一の際の逸失利益を大幅に低減させることができる。すなわち、OWPPの電気システムの設計にあたっては、単純に建設コストを最小化させるのではなく、建設コストと逸失利益の期待値も含めた保守運用（O&M）コスト等とのトレードオフが必要であり、費用便益分析（CBA）やリスクマネジメントなど経済学的手法も考慮することが重要となる³⁾。欧州の洋上風力発電所のケーブルも含めた電気事故に関する日本語の情報は、文献4)も参照のこと。

2.2 洋上変電所

OWPPが大規模になるに従って、あるいは離岸距離が長くなるに従って、個々の風車がカスケード接続されたケーブル母線を直接陸まで敷設すると効率が悪くなる可能性がある。そのため、OWPP構内に変電所を設け、一旦そこで昇圧（例えば、33 kVから330 kVへ変換）する方法が考えられる。すなわち、洋上変電所（offshore substation）である。図4に洋上変電所の外観の例を示す。

世界初のOWPP専用洋上変電所は2002年に運開したデンマークのHorns Rev I発電所（2 MW風車×80基）に設置された定格容量160 MWであり、実に今から20年以上前のことである。その後2012年までの10年間で約30基の洋上変電所が欧州で次々と運開し⁶⁾、本稿執筆時点（2023年8月）で欧州では96基、アジアで71基の洋上変電所が既に運開済みである（表1）。現在建設中で数年内に運開予定のものも合わせると欧州・アジアでそれぞれ100基前後、計画中也含めると全世界で370基以上がリストアップされている⁷⁾。

日本でのOWPP専用の洋上変電所は、経済産業



図4 洋上変電所の例⁵⁾
（英国・ガンフリートサンズ発電所）

表1 世界の洋上変電所数
(文献7)より筆者まとめ

Area	Country/Region	Commi- ssioned	Under Construction
Europe	Belgium	3	0
	Germany	23	3
	Denmark	8	0
	France	0	4
	The Netherlands	10	3
	United Kingdom	51	1
Europe total		96	11
Asia	China	69	24
	Taiwan	2	2
Asia total		71	26
Total		167	37

省の福島浮体式洋上ウインドファーム実証研究事業において世界初の浮体式洋上変電所が建設され、2013年から運用されたが⁸⁾、実証事業の終了に伴い、2022年に撤去・解体されている⁹⁾。着床式かつ商用洋上風力発電所用の洋上変電所は現在、日本では1基も存在しない。

洋上変電所を必要とするか否か、あるいは何基必要かについては、前述のケーブル構成と同じく、万一の際の事故時の逸失電力量期待値と建設コスト等のトレードオフとなる。

図5に大規模OWPPの洋上変電所構成例を示す。図(A)は陸上への送電が1ルートで洋上変電所が3基ある構成であり、図(B)は洋上変電所が2基で済む一方、陸上へのケーブルが2ルートある構成例となる。ケーブルルートが少ない方が建設コストが安く済むが、1ルートしかない場合万一のケーブル損傷の際、発電所の全ての風車が健全であったとしても全ての出力が輸送できず、ケーブル故障箇所が特定され原因が解明され修復するまでに(通常数ヶ月要する)長期供給支障となり逸失電力量および逸

失利益は膨大なものになる。

一方、陸上へのケーブルが2ルートの場合、万一1ルートが供給支障を起こしたとしても発電所定格容量の半分は輸送することができ、通常、風況のよい月でも設備利用率は5~7程度であるため、逸失電力量は軽微なものとなる。このように、洋上変電所やケーブル構成は、単にやみくもに建設コストの低廉化を目指すものではなく、発電所運用期間の総発電電力量や逸失電力量の期待値を勘案しながら最適化を図るのが、先行する欧州の洋上風力発電の設計方針であるといえることができる。

洋上変電所に要求される電気的性能としては、(i) 省スペース性、(ii) 難燃性、(iii) 耐汚損性、(iv) 冗長性・保守性などが挙げられる。

変電所は単に電圧を「変電」するだけでなく、避雷器、遮断器、断路器、開閉器など保護システムに関わる機器も多く、一般に陸上変電所ではそれらの機器の設置スペースや離隔距離の方が本来の変電のための装置(すなわち変圧器)よりも大きい。陸上設備では広い敷地を必要とする設備を海の上に設置するとなると(i)のような省スペース性は建設コストに直接的に影響するため、非常に重要となる。

また、(ii)の難燃性も、作業員の安全はもとより、万一の事故の際の修復は陸上以上に困難を極め、逸失発電量による売電収入の低下という観点から重要となる。

(i)、(ii)に関わるソリューションとしては、学術的にはガス絶縁変圧器(GIT)やガス絶縁遮断器(GIS)が有望視されているが、実際に欧州で建設される洋上変電所ではGITは高コストのため、現在でも油入変圧器を用いる洋上変電所が一般である。なお、GISについては、後述の洋上変換所(ベルギーのModular Offshore Gridやドイツで建設中のDolWin6)における直流遮断器への導入が進みつつある^{10), 11)}。

3. 陸上系統への接続

本章では、OWPPから陸上の変電所へと電力を輸送する送電路について論じる。この線路は通常、発電所構内の集電ケーブルと区別され電源線と呼ばれることもある。送電系統運用者(TSO)(日本では一般送配電事業者)との責任分解点は、以下の3.1節で述べる技術方式や3.3節の各国の法令によってさまざまである(後述の6.2で述べるコスト分担にも関係する)。

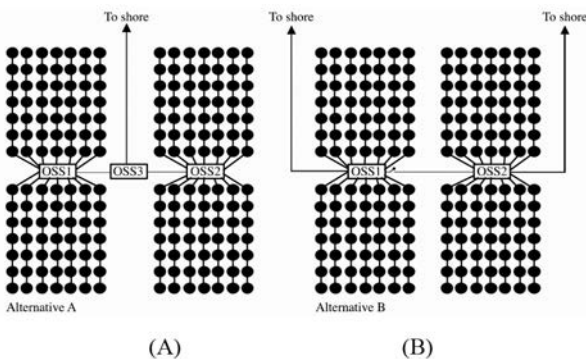


図5 OWPPのケーブル容量の例³⁾

3.1 HVAC対HVDC

OWPP から陸上の変電所へと電力を輸送するためには、高圧交流（HVAC）送電方式と高圧直流（HVDC）送電方式の二通りがある。AC方式はOWPP構内に洋上変電所を持ち（風車基数が少ない場合や離岸距離が短い場合は洋上変電所を持たないケースもある）、変電所にて昇圧した後、交流にて陸上変電所まで接続するケースである。このHVAC方式は後に述べるHVDC方式に比べ交直変換所がないため建設コストが安く済むが、ケーブル亘長が長くなるにつれ、図6に示すように無効電力による送電容量の低下（損失）が大きくなるという問題点を有している。

図では陸上に無効電力補償装置を設置した場合が点線で、陸上および洋上の両者に無効電力補償装置を設置した場合が実線で描かれているが、無効電力補償を行ったとしてもHVACでの長距離輸送は限界があることがわかる。そこで、離岸距離が長いOWPPの場合、HVDCによって陸上系統へ接続する方式が取られることが多い。

一般に、HVACとHVDCの送電コストは図7で

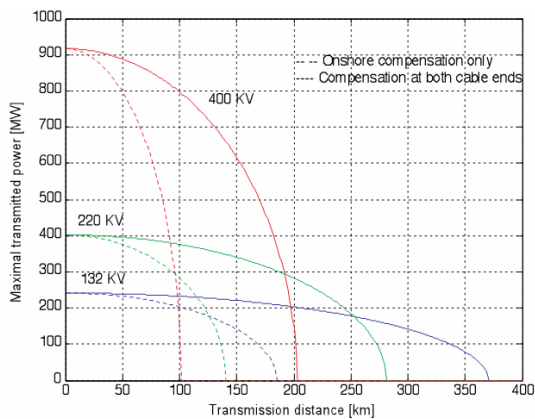


図6 HVACの送電距離に対する送電容量³⁾
 (点線：陸上に無効電力補償装置を設置した場合、実線：陸上および洋上に無効電力補償装置を設置した場合)

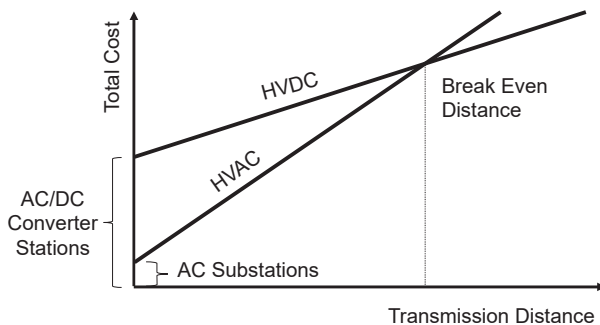


図7 HVACおよびHVDCの送電コスト比較
 (筆者作成)

示されるようにある距離で損益分界点があり、陸上架空線の場合は概ね800 km、海底ケーブルの場合は概ね50 kmという値が多く電力工学の教科書で紹介されている。この損益分界点よりも送電距離が短い場合はHVAC、長い場合はHVDCが選択されることが多い。

但し、上記の値は従来の陸対陸の長距離送電での経験則であり、OWPPと陸上変電所を結ぶケーブルの場合、次節で紹介する通り、片方の変電所もしくは変換所を洋上に設置する場合には従来の陸対陸とは異なるコスト構造になり、サイトごとに詳細設計が必要となる。

3.2 他励式対自励式

交直変換器（AC/DCコンバータ）には他励式と自励式があり、前者は自己消弧（ターンオフ）できないサイリスタなどの従来型スイッチング素子、後者は自己消弧可能なゲートターンオフサイリスタ（GTO）やパワートランジスタなどの近年の高性能高耐圧スイッチング素子が採用されている。

他励式（line commutated）HVDCは日本でも北本連系線や阿南紀北線などの陸対陸の直流送電に採用され、世界中で数多くの実績があるが、洋上風力への応用例はない。なぜなら、他励式HVDCの場合、図8に示す通り洋上側にフィルタや無効電力補償装置などの多くの補器が必要となり、相対的に高コストになるからである。

一方、自励式（voltage source）HVDCは自己消弧可能なスイッチング阻止による電圧源コンバータ（VSC：voltage source converter）で構成されるため、無効電力補償装置が不要で、寧ろコンバータ自体が無効電力補償の能力を持つ。したがって、図9に示すように洋上側の機器構成点数が少なくコンパクトで低設置面積となり、結果的に建設コストの低下に寄与することとなる。

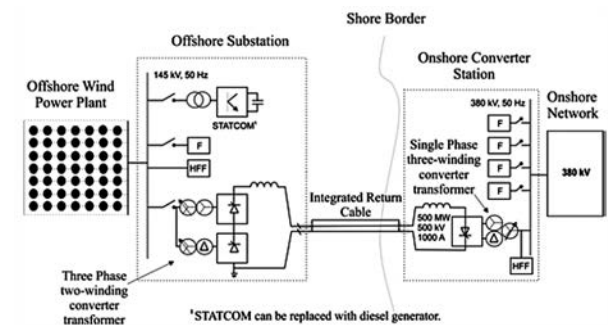


図8 他励式HVDCによるOWPPの陸上への送電例³⁾
 (STATCOM：静止型無効電力補償装置、F：フィルタ、HFF：高周波フィルタ)

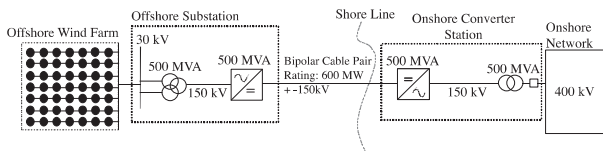


図9 自励式HVDCによるOWPPの陸上への送電例³⁾

3.3 洋上変換所

HVDC送電に必要な交直変換所を洋上に設置したものは、洋上変換所 (offshore converter station) と呼ばれる。図10に洋上変換所の外観例を示す。

外観は洋上変電所と似ているが、電気的な動作・性能が全く異なるという点だけでなく、その設備の所有者・運用者が誰かという点でも洋上変電所とは



図10 洋上変電所の例¹²⁾
(ドイツ・ヘルウィン1変換所)

大きく異なる。何故ならば、洋上変電所の多くはOWPPの構内もしくは近傍に設置され、OWPPの所有者が所有するものだが、洋上変換所の多くはTSOが所有し、複数の異なる所有者・運用者のOWPPが接続されるのが一般的だからである。この点は後述の4.2節のオフショアグリッドのコンセプトや6.2節の接続コスト分担問題も関連することになる。

洋上変換所は表2に示す通りほぼドイツの独壇場であり、本稿執筆時点(2023年8月)で11基の洋上変換所が運開済みとなっている。このほか、ドイツ、英国、オランダ、フランス、スウェーデン、米国、中国で合計50基近くの洋上変換所の計画が立ち上がっている⁷⁾。

何故ドイツで洋上変換所の建設が進んでいるかというと、これはドイツ特有の洋上風力の政策に大きく起因すると言われている。歴史的に洋上風力を先行して導入してきたデンマークや英国では離岸距離が短い近海から洋上風力のプロジェクトをスタートさせたのに対し、ドイツは図11に見る通り初期の段階から離岸距離100km前後の遠浅の北海EEZ(排他的経済水域)内に洋上風力の候補となる海域を設定して開発をしてきた。ドイツの海岸線は北にわずかに開かれているに過ぎず、沿岸部やドイ

表2 世界の洋上変換所(文献7), 10)より筆者まとめ

Converter Station	Country	Capacity rating [MW]	AC voltage rating [kV]	DC voltage rating [kV]	Cable length [km]	Weight [t]	Connected OWPPs	Manufacture	Commissioned
BorWin 1	DE	800		320	75	3,200	Bard Offshore I (400 MW)	ABB	2010
BorWin 2	DE	800	155/300	300	125	11,900	Global Tech I (400 MW), Deutsche Buchet (252 MW), Beja Mate (402 MW)	Siemens	2015
HelWin 1	DE	576	155/250	250	90	12,000	Nordsee Ost (295.2 MW), Meerwind Ost/Sud (299 MW)	Siemens	2015
SylWin 1	DE	864	155/300/380	320	160	14,000	DanTysk (288 MW), Butendiek (288 MW), Sandbank (288 MW)	Siemens	2015
DolWin 1	DE	800	155	320	75	10,306	Borkum Riffgrund I (312 MW), Trianel Windpark Borkum 1 (200 MW), Borkum 2 (200 MW)	ABB	2015
HelWin 2	DE	690	155/300/380	320	85	10,300	Amrumbank West (302 MW)	Siemens	2015
DolWin 2	DE	916	155	320	45	—	Gode Wind 1&2 (582 MW), Nordsee One (332.1 MW)	ABB	2016
DolWin 3	DE	900	—	320	83	18,450	Merkur Offshore (400 MW), Borkum Riffgrund II (448 MW)	GE	2017
Modular Offshore Grid	BE	1,030	220	380	40	2,094	Rentel (309 MW), SeaStar (252 MW), Mermaid (235 MW), Nothweter 2 (219 MW)	—	2018
BorWin 3	DE	900	320	—	160	18,500	Global Tech (400 MW), Hohe See (497 MW)	Siemens	2020
Rudong	CN	1,004	400	220	35	20,000	Rudong H6 (400 MW), H10 (400 MW), H8 (300 MW)	Zhenhua Heavy Industry	2022

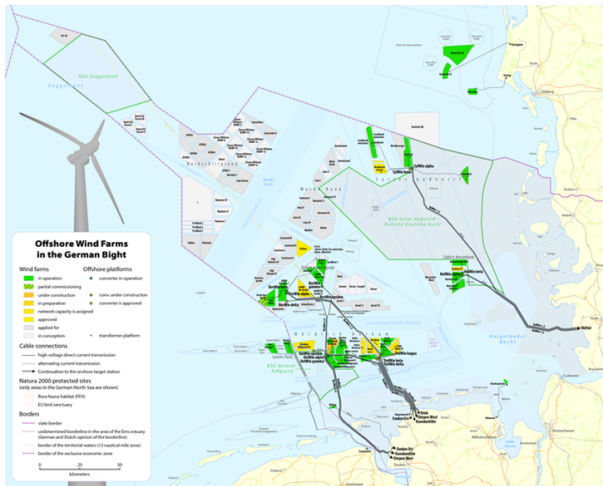


図 11 ドイツの洋上変電所のマップ¹³⁾

ドイツ国内では数少ない漁業や海水浴場が集中しているため、地元住民や従来産業との摩擦を避けた戦略的な国土利用計画だと捉えることができる。

離岸距離 100 km 前後に多数の OWPP が建設されるため、必然的に HVDC 送電が採用され、洋上変換所も必要となる。また、陸上への電力輸送は各 OWPP 事業者が個々に行うのではなく、陸側の変電所から洋上変換所までは TSO が管轄・運用し、直流送電ケーブルと洋上変換所は公共財に近い性格を持つことになる。OWPP 事業者にとっては OWPP からわずか数 km 離れた洋上変換所まで接続する交流ケーブルが電源線となる。これによって、離岸距離が長い海域でも発電事業者側が長距離輸送のコストを負担することなく、発電コストが低減されることになる。一方、長距離 HVDC 送電の建設や維持管理は TSO が負担するが、社会コストが最適化され社会的便益も大きい。この点については 4.2 節のオフショアグリッドおよび 6.2 節の接続コスト分担問題にも関連するため、それらの節で再度言及する。

このように、同じ欧州の洋上風力先行国でもデンマークや英国とドイツでは大きく状況や戦略が異なり、ドイツ特有の国土利用計画が HVDC 長距離送電および洋上変換所という技術の発展を促したと言える。

4. オフショアグリッド

前章で紹介した HVDC 送電と自励式 (VSC) コンバータを備えた洋上変換所の組み合わせは、直流多端子 (multi-terminal) 技術として、これまでと異なる全く新しい電力システムの構成を実現することができる。本章ではこの直流多端子技術とそれの

技術の延長線上にあるオフショアグリッド (offshore grid) と呼ばれる欧州の電力システム構想について概観する。

4.1 直流多端子技術

自励式コンバータは他励式と異なり自己消弧可能なスイッチング阻止で電圧源として動作するため、単純な 2 端子だけではなく 3 端子やそれ以上の多端子接続が可能で、潮流を比較的自由に制御することが可能である。

直流多端子技術自体は特段新しい技術ではなく、既に 1990 年代から開発が進んでいたが、欧州では洋上風力発電と組み合わせる形で 2010 年代前半に研究開発が進められた。

図 12 は TWENTIES という名称の欧州のプロジェクトの一部として行われた多端子型コンバータの実証試験の構成図である。TWENTIES とは、正式名称を「革新的方法とエネルギー統合ソリューションを用いた風力発電およびその他の再生可能エネルギー電源が大量導入された送電システムの運用」というプロジェクトであり、欧州委員会から出資された総額 5680 万ユーロ (当時のレートで約 70 億円) の予算規模を持ち、欧州各国からの系統運用者、発電事業者、風車メーカー、重電メーカー、研究機関が結集して、将来のオフショアグリッドを実現させるための要素技術の実証試験を含む大規模研究プロジェクトである。

今からちょうど 10 年前に行われたこの TWENTIES の実証試験では、HVDC ケーブル、多端子形コンバータ、直流遮断器の実設備を用い、残りの既存交流系統や大規模洋上風力発電所をリアルタイムシミュレータで模擬して、潮流制御や系統事故時の挙動などの実証実験が行われた。

日本でも 2010 年代後半から国立研究開発法人 新

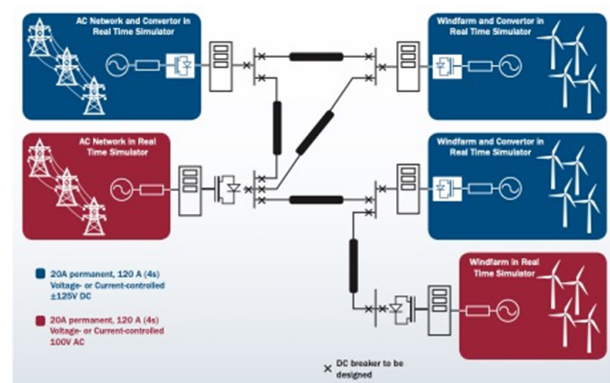


図 12 TWENTIES プロジェクトの 5 端子メッシュ系統の構成図¹⁴⁾

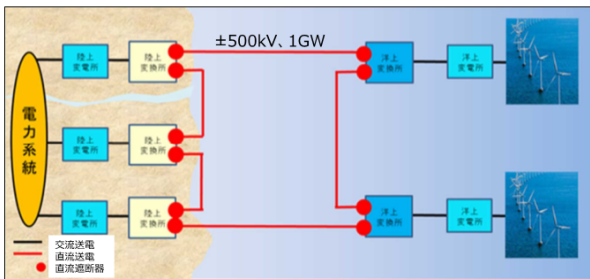


図 13 NEDO プロジェクトの多端子系統の概念図¹⁵⁾

エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）において5年間で総額約47億円のプロジェクトが設置され、東京電力ホールディングス、住友電気工業、電力中央研究所、東京大学、日立製作所などが参加して図13のようなコンセプトで実証実験が行われた¹⁵⁾。このプロジェクトは2020年度から基盤技術開発と形を変えて継続している¹⁶⁾。

4.2 オフショアグリッド

直流多端子技術が実用化されると、潮流の管理や制御が容易になり、単にある地点からある地点へ再生可能エネルギーの電力を輸送するだけでなく、2つの市場間を接続することで双方向の市場取引をしながら両エリアの市場価格差を解消（すなわち社会厚生増加による社会的便益の発生）に貢献することになる。このような観点から考案された欧州の北海・バルト海を中心とした広域系統は「オフショアグリッド（offshore grid）構想」と呼ばれ、2000年代前半から提唱され発展を遂げてきた。

図14にオフショアグリッドの基本概念図を示す。図(a)のラジアル型は現在開発が進んでいる多くのOWPPの状況を示しており、ここのOWPPが陸上へ輸送するケーブルを持っており、また、複数の

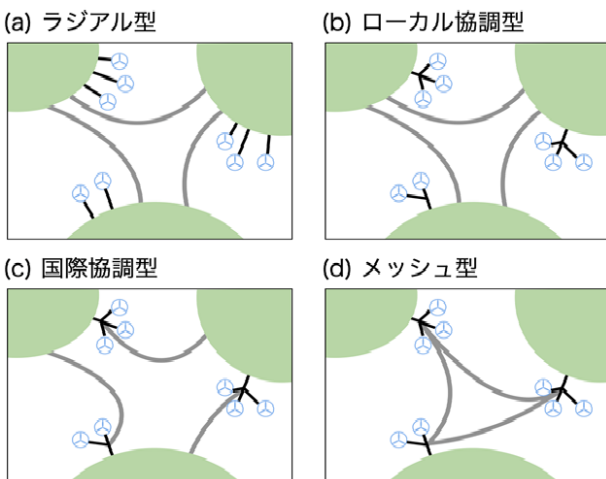


図 14 オフショアグリッドの基本概念図（文献17）の図を元に筆者作成）

エリア（陸）同士で海底ケーブルによる連系線が敷設されている状態を示す。

また、図(b)のローカル協調型は、3.3節で既示したドイツの事例のように複数のOWPPをまとめる形で洋上変換所が建設され、そこから陸に対して直流送電で電力が輸送される。図(c)の国際協調型は、複数の風車群が複数の陸上エリアに電力輸送を行うケースであり、2020年12月に試運転が開始されたKriegers Flak発電所¹⁸⁾がそのコンセプトを先取りしている（但しKriegers Flakは直流多端子ではなくHVAC接続）。

図(d)は最終発展形態として複数の洋上変換所がハブとして複数のルートで複数の陸上エリアに電力を輸送するメッシュ型を示しており、これがオフショアグリッドの最終形態と言いき、これがオフショアグリッドは欧州で2000年代後半から実現可能性研究(FS)や費用便益分析(CBA)が進み、単なる洋上風力の発展系ではなく、汎欧州的なエネルギーネットワークとして、欧州の2050年までの脱炭素政策の一翼と位置付けられている^{12), 17)}。

このようなオフショアグリッドの基本概念のうち、既に(b)および(c)がドイツやデンマークで実現され、現在建設・計画されているプロジェクトでも進んでいるという点は興味深い。オフショアグリッドに関して日本語で読める資料としては文献6), 19), 20)も参照のこと。

5. グリッドコード

系統連系を考える上でグリッドコード(grid codes)もしくはネットワークコード(network codes)は重要である。何故なら、これらは単に要素技術の要件という「ものづくり」「工学」の側面だけでなく、電力・エネルギー全体の政策との調和という点で政策や規制といった「しくみづくり」「制度設計」にも密接に関連するからである。

5.1 グリッドコードの定義

グリッドコードもしくはネットワークコードは通常、たった一つの文書で示されるものではなく、複数の法令や民間規程などのセットからなる一連のルールである。各国によって名称や定義、運用実態がさまざま異なるが、国際再生可能エネルギー機関(IRENA)が2016年に発行した報告書において、以下のように包括的に用語の定義が示されている。

- 広い意味でのグリッドコードは、電力システムおよび電力市場の運用ルールを定めるものであり、これによってネットワーク事業者、発電事

業者、電力供給者、電力消費者が市場全体でより効果的に機能できるようになる。グリッドコードは運用の安定性と供給の安定性を確保し、卸市場が十分に機能することに貢献する。接続コード、運用コード、計画コード、市場コードなどがグリッドコードの一例である。(文献 21) より筆者仮訳)

5.2 欧州のネットワークコード

欧州の法体系では、グリッドコードは欧州連合(EU)の規則(regulation)で定められており、Regulation (EC) No 714/2009²²⁾では下記のようにコードの制定が法的に要求されている。なお、EUではグリッドコードでなくネットワークコードという名称が専ら用いられている。

- 序文(6)特に、国境を越えた送電網への効果的で透明性のあるアクセスを提供・管理するためのネットワークコードを作成することが要求される。(文献 22) より筆者仮訳)

EUの規則は各国の法律の上に立つ強制力のある法律文書であるため、EU加盟国はこの規則に基づき各国の法令や民間規格を整備しなければならない。また上記のEU規則に従い、欧州のTSO連盟である欧州送電系統運用事業者ネットワーク(ENTSO-E)では、2017年の段階で表3のように3

表3 ENTSO-Eのネットワークコード
(文献 22)の図を元に筆者作成)

3 Connection Codes	3 Market Codes	2 Operational Codes
Requirements for Generators (RfG)	Capacity Allocation & Congestion Management	System Operation Guideline
Demand Connection	Forward Capacity Allocation	Emergency & Restoration
HVDC	Balancing	

つの接続コード、3つの市場コード、2つの運用コードを制定している(表3)。

また、2016年に施行されたRegulation (EC) 2016/631²⁴⁾では発電設備の技術要件(RfG)として発電設備を表4のように適用要件によってType A~Dに分類し、さらに表5のように同期設備、非同期設備、洋上非同期設備の3つのカテゴリーの定義も行なっている。例えば総容量75 MWの洋上風力発電はType Dの洋上非同期設備に分類される。

同規則では、第1条「目的」において

- この規則は、域内電力市場における公正な競争条件を確保し、系統セキュリティと再生可能エネルギー電源の統合を確保し、欧州連合全体の電力取引を促進させる。
- この規則はまた、系統運用者が発電施設的能力を透明かつ非差別的に適切に利用し、域内全域で公平な競争条件を提供するための義務も定めている。(文献 24) より筆者仮訳)

と明示しており、「透明かつ非差別」が謳われている。このように、欧州の発電設備に対する技術要件は、

表5 EU規則 in Regulation (EU) 2016/631における各種発電設備の定義(文献 24)を元に筆者まとめ

term	definition
power-generating module	either a synchronous power-generating module or a power park module
power park module	a unit or ensemble of units generating electricity, which is either non-synchronously connected to the network or connected through power electronics, and that also has a single connection point to a transmission system, distribution system including closed distribution system or HVDC system
offshore power park module	a power park module located offshore with an offshore connection point

表4 EU規則 in Regulation (EU) 2016/631における発電設備の分類(文献 24)の表を元に筆者作成)

分類	説明	連系電圧	設備容量(大陸欧州)*
Type A	• 運用範囲における基本的な機能 • 系統運用に関する最小限の制御性と自動応答機能	110 kV 未満	0.8 kW 以上 1 MW 未満
Type B	• より広範囲の自動応答、特定の系統イベントに対する系統回復力に寄与する機能		1 MW 以上 50 MW 未満
Type C	• 供給信頼度を確保するための主要なアンシラリーサービスを提供することを目的とした、高度に制御可能なリアルタイムの自動応答機能		50 MW 以上 70 MW 未満
Type D	• 系統全体の制御と運用に影響を持つ高圧接続発電設備に特化した規定 • 国際連系系統の安定運用を確実にし、電源からのアンシラリーサービスの利用を欧州大で行うことを可能にする機能	110 kV 以上	75 MW 以上

* 北欧、アイルランド島、バルトエリアでは異なる。

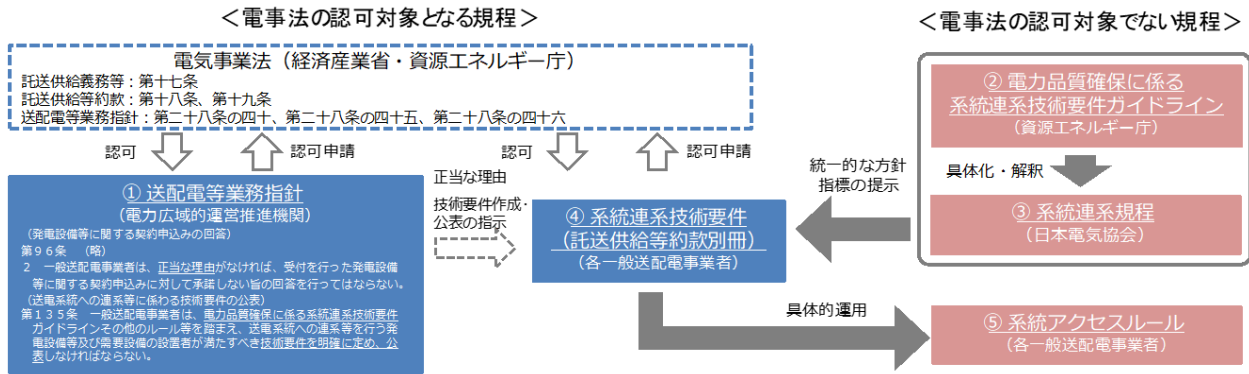


図15 日本における系統連系に係る現行の規程²⁷⁾

法的な立て付けとしても技術中立的に設計されている。

グリッドコードまたはネットワークコードに関して日本語で読める資料としては、文献25)、26)も参照のこと。

5.3 日本におけるグリッドコードの議論

日本では図15に示す通り既に送配電等業務指針、系統連系技術要件、系統連系技術要件ガイドライン、系統連系規程などの既存のルールが存在するが、2018年3月の経済産業省 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会傘下の系統ワーキンググループ(以下、系統WG)において、「新規に系統に接続される電源が従うべきルール」の議論を今後電力広域的運営推進機関(以下、広域機関)で進めることが提案され²⁷⁾、これを受けて広域機関にグリッドコード検討会²⁸⁾が設置された。この「新規に系統に接続される電源が従うべきルール」は表3のRfGに相当する。

本稿執筆時点(2023年8月)までに13回の会合が開催され、2023年4月から実施された要件化(フェーズ1)が終了し、系統連系技術要件、系統連系技術要件ガイドライン、系統連系規程の改定案がまとめられた^{29)、30)}。改定案で取り上げられた新たに制定される技術要件を表6に示す。この評価は2023年後半以降に行われ、系統連系技術要件の認可申請が一般送配電事業者から行われる予定である³³⁾。

現在は、2025年前後に要件化を検討する中期(フェーズ2)、2030年前後の長期(フェーズ3)あるいはそれ以降の検討が進んでいる^{29)、31)}。風車および風力発電所が持つ系統連系制御機能に関しては文献32)も参照のこと。

なお、前述のEU規則では「透明かつ非差別」が法律文書の第1条に明示されているが、日本にお

表6 広域機関による各種要件・規程の改定案(文献31)の情報を元に筆者まとめ

<p>【適切な出力制御】</p> <ul style="list-style-type: none"> • 発電出力の抑制 • 発電出力の遠隔制御 <p>【需給変動・周波数変動への対応】</p> <ul style="list-style-type: none"> • 発電設備の制御応答性 • 自動負荷制限・発電制御 • (蓄電設備制御(充電停止)) • 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度 • 発電設備の運転可能周波数(下限) • 発電設備の並列時許容周波数 * 高圧は2025年4月 • 単独運転防止対策 • 事故時運転継続(Phase Angle Ride Through 含む) • 発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転) <p>【電圧変動への対策】</p> <ul style="list-style-type: none"> • 電圧・無効電力制御(運転制御): 特高(インバーター電源の電圧一定制御を除く) • 電圧変動対策(力率設定) *2025年4月 • 運転可能電圧範囲と継続時間 • 電圧フリッカの防止 <p>【同期安定度への対応】</p> <ul style="list-style-type: none"> • 事故除去対策(保護継電器動作時間) <p>【その他】</p> <ul style="list-style-type: none"> • 系統安定化に関する情報提供 • 事故電流に関する情報提供 • 慣性力に関する情報提供

るこれまでの議論ではこれらの用語は殆ど議論に上っていないという点は留意しなければならない。「透明かつ非差別」は欧州および北米の電力システムないし電力市場の法律文書に数多く登場する言葉

であるが、日本では電気事業法や関連省令、規定等でも登場頻度はあまり多くない。これらの規程が新規技術である再生可能エネルギーに対して過度な規制や要求事項にならず、ネットワークインフラや市場の「透明かつ非差別」な利用が妨げられないよう注視が必要である。

6. 洋上風力発電のコスト

本稿の最後に、洋上風力の系統連系に関連するコストについて紹介する（系統連系以外の洋上風力全体のコスト動向やコスト低減化のための要素技術に関しては文献 33)–36) を参照のこと）。

6.1 洋上風力発電のコスト動向とコスト構造

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）の調査によると、世界の洋上風力発電プロジェクトの建設コストおよび均等化発電原価（LCOE：Levelised cost of energy）の分布および加重平均は図 16 のようになり、年によって若干の増減はあるものの、近年大きく低減傾向にある。

また、OWPP の建設コストのうち、電気設備や

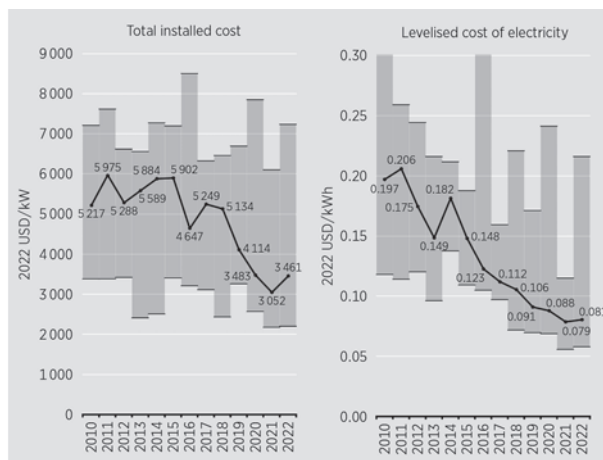


図 16 洋上風力発電の建設コストおよび LCOE 動向³⁷⁾

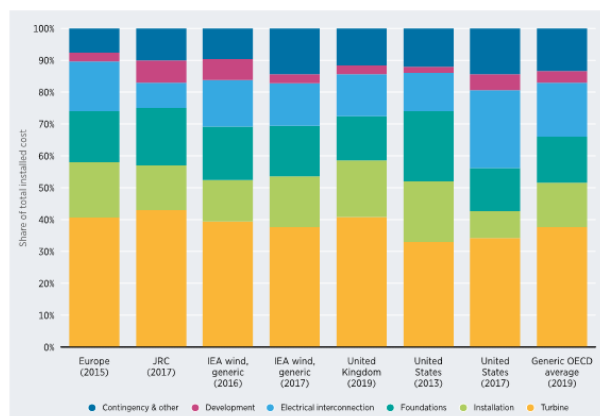


図 17 OWPP の建設コスト内訳³⁷⁾

系統連系に関わるコストは、同じく IRENA の調査によると図 17 に見るように 10～25% の範囲と推定され、陸上風力よりも比較的大きな比率を占めるようになっている。

6.2 新規電源の接続コスト分担問題

OWPP にとっては、特に発電所と陸上系統を結ぶ送電線の所有やコスト分担（cost allocation）が連系コストに大きく関連することとなる。図 18 は洋上風力に限らず全ての発電所に共通する系統接続コストの分担の考え方を表した図である。

特に再生可能エネルギー電源の導入が先行する欧州ではこのコスト分担の考え方は 2000 年代より議論が進み、誰がコスト負担をするかによって主にシャロー（shallow）方式とディープ（deep）方式という名称でコスト分担の方式が分類がされている^{6), 38)}。前者のシャロー方式は、新規の発電所のために新しい送電線の建設が必要な場合に既存の送配電網の増強分を送電系統運用者（欧州では TSO、日本では一般送配電事業者）が負担する方式であり、後者のディープ方式は発電事業者が負担する方式である。

その他、新規の送電線も含め全てのコストを系統運用者が負担するスーパーシャロー方式や、既存送配電網の一部を発電事業者が負担するというシャローとディープの中間のようなシャロー／ディープ方式も存在する。例えば日本の水力発電や原子力発電は（建設当時は発送電分離がされておらず発電事業と系統運用が渾然一体となっていたが）、新規送電線の建設コストが発電コストに計上されていないという点で、スーパーシャローに分類することができる。

欧州の洋上風力発電の文脈で上記の系統接続コストを考えた場合、ドイツは離岸距離 100 km 前後の OWPP 建設海域のすぐ近くに洋上変換所が建設され、その変換所および陸上から変換所までの長距離 HVDC ケーブルの建設コストはドイツの TSO が負担している。ベルギーでも離岸距離は短いが洋上変

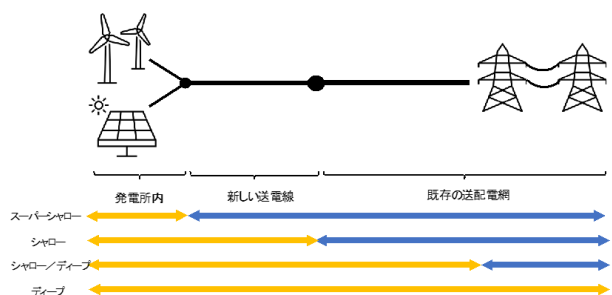


図 18 発電所の系統接続コストの分担の考え方³⁹⁾

換所に複数の事業者の OWPP が接続し(表 2 参照)、陸上へは TSO が所有・運用する HVDC で接続されているという点で同様である。したがって、これらの接続方式はスーパーシャローの一形態といえる(ただし、OWPP から洋上変換所までの数～十数 km は電源線として発電事業者が負担する)。

このようなコスト負担は一見、風力発電事業者に有利で系統運用者に不利なように見え、託送料金(欧州ではネットワークコスト)を押し上げ「国民負担」が増えるかのように日本では解釈されがちである。しかし、欧州委員会が出資する BEST PATHS という名の研究開発プロジェクトの費用便益分析(CBA)によると比較的大きな社会的便益が生み出されることが明らかになっており⁴⁰⁾、結果として社会コスト(発電コスト+系統コスト)を最小化できることになる。つまり、系統接続コストの分担の考え方は社会コスト最適化や社会的便益最大化の観点から考えなければならず、CBA のような定量評価が必要となる。その結果、ドイツでは洋上風力発電にスーパーシャロー方式(あるいはそれに限りな

く近い形態)が採用され、離岸距離が非常に長いという特徴を持ちながら発電コストの低減が実現できたと考えることができる。送電網の費用便益分析に関しては文献 43) も参照のこと。

6.3 洋上風力発電所のリードタイムと手続きコスト

また、発電所建設にあたってのリードタイム(系統接続手続きおよび許認可のための手続き時間)をできるだけ短くすることも発電コストの低減を考える上で重要である。例えば欧州風力発電協会(EWEA, 現・Wind Europe) が 2010 年に発行した風力発電の障壁研究の報告書では、図 19 のような調査結果が示されており、そこでは 2008 年時点で系統接続手続きに要する時間は欧州平均で 14 ヶ月(1.17 年)、系統接続手続きのコストは総コストの約 6% であることが明らかになっている⁴²⁾。

同報告書では陸上風力発電の系統接続手続きに要する時間も 25.8 ヶ月(2.15 年)と報告されており、陸上風力に比べむしろ洋上風力の方がリードタイム短いという点は、注目に値する。系統接続手続きおよび許認可手続きを含む洋上風力発電のリードタイムは、その後、OWPP の規模が大きくなるにつれ長くなる傾向にあるが³⁷⁾、2022 年 2 月のロシアによるウクライナ侵略を受けて IEA は『欧州連合の天然ガスのロシア依存度を減らすための 10 項目の計画』を 2022 年 3 月に公表し、「再生可能エネルギーの設備容量の追加を更に迅速に進めるための協調的な政策努力」を打ち出している⁴³⁾。その内容は、「許認可の遅延に対処することで完成時期を早めることができる系統規模の風力発電や太陽光発電のプロジェクトである。これには、各種許認可機関の責任の明確化と簡素化、行政能力の向上、許認可プロセスの明確な期限設定、申請書の電子化などが含まれる」⁴³⁾。

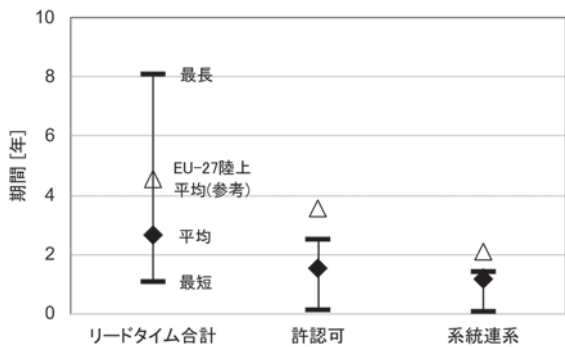


図 19 欧州の洋上風力発電のリードタイムと系統接続協議および許認可コスト(2008 年当時)(文献 42)の情報を元に筆者作成)

表 7 セントラル方式とオランダの事例(文献 36)の表を筆者再構成)

政策	オランダの事例
1. 長期の明確な導入計画	オランダ政府が大規模(3.5 GW)な洋上風力を 2023 年までに導入することを発表
2. 系統接続に政府が責任を持つ	系統接続とその設備は TSO が供給
3. 政府がプロジェクトを開発	国が開発に責任を持ち、環境アセスなどを行う。
4. 建設許可と補助金助成の一元化	建設許可と補助金の助成のプロセスが一体化している。
5. 巨大なプロジェクト規模	各入札 350 MW×2 のプロジェクト規模。規模の利益が得られやすい。
6. プロジェクトの標準化	個々のプロジェクトが類似な条件のため、標準化しやすい。
7. 恵まれたプロジェクト条件	水深 16～38 m、離岸距離 22 km と現在の技術で十分対応できる条件。

このようなリードタイムの短縮は、エネルギー危機や気候危機への迅速な対応という側面だけでなく、再生可能エネルギーの発電コストの低廉化に確実に貢献する。

6.4 セントラル方式

前節の障壁研究の報告書では風力発電の導入を妨げる「障壁」を如何に緩和するかが提言されており、特に上記のような制度上のコスト上昇要因に着眼点が置かれている。このような欧州全体での障壁研究の成果は、後にオランダなどが採用した「セントラル方式」に反映されることになる。

セントラル方式は、表7のように調和の取れた一連の政策パッケージとなっており、事業者にとって最も好ましい条件を政府が周到かつ入念に用意したものである。これによって産業界も健全な競争が促され、低価格での落札が2016年以降多く見られている(6.1節の図16参照)。このセントラル方式の中で特に「系統接続に政府が責任を持つ」ことが盛り込まれている点は重要である。

日本でも「日本版セントラル方式」が政府主導で開始され⁴⁴⁾、そこには「系統接続の確保」は盛り込まれたが、現時点では「系統確保スキームの在り方を検討していく」段階に留まり、事業者のリスク低減やひいては発電コストの低廉化を促す制度設計になり得ていないのが現状である。

一方で、日本では、「2030年までというショートタームで対応可能な再エネは太陽光しかない」⁴⁵⁾という発言が政府審議会でも委員から発言されるなど、先行する欧州の情報を十分に調査しないまま誤った認識が広く流布されている。しかし本来、風力発電のリードタイムは適切な政策や制度設計によって十分短縮化できることが図19などの先行事例からも明らかになっており、それが日本において実現できていないとしたら、それは政策や制度設計の不備や不作為を意味することにはほかならない。

同様にコストに関しても、日本では規模の経済や要素技術での解決ばかりが着目されがちであるが、リードタイムの短縮化など適切な政策や制度設計によって産業界のリスクを低減させ投資やイノベーションを惹起し、不自然な外部不経済を生まない適切な競争を促し、社会コストを最小化しながら社会的便益を最大化する方法論は、欧州をはじめとする洋上風力発電の先行国で多くの学術研究や実績が蓄積されている。

7. おわりに

本稿では、洋上風力発電の系統連系に関して、ケーブル構成や洋上変電所(第2章)、高圧交流(HVAC)や高圧直流(HVDC)ならびに自励式コンバータや洋上変換所(第3章)、直流多端子技術やオフショアグリッド構想(第4章)について技術的な解説を行なった。また、第5章では系統連系に必要なグリッドコードについて欧州の事例と日本において進行する議論について紹介し、第6章では系統連系に関連するコスト問題とその低減策に関して論じた。

欧州では洋上風力発電は既に20年以上の歴史を持つが、日本では本格的な洋上風力発電所が運開したのは2023年1月とつい最近のことであり、洋上風力発電の歴史は緒に着いたばかりである。先行する欧州の洋上風力発電の歴史は事故やトラブルなどの失敗を繰り返しながらも産業を成長させてきた積み重ねの上に成り立っている。後発者の日本は、先行国の経験に真摯に学び、いたずらに独自路線を歩まず、先行者が失敗した点を巧妙に回避しつつ、地道に後発者利益をとりながら世界の趨勢に追い付かなければならない。本稿の情報がその一助となれば幸いである。

8. 参考文献

- 1) KIS-ORCA (Offshore Renewable & Cable Awareness): 'London Array offshore wind farm, Kingfisher wind farms chart', January 2021. (accessed Aug.21 2023)
<https://kis-orca.org/wp-content/uploads/2020/12/Chart-13-London-Array-2021.pdf>
- 2) 日本産業規格 JIS C 1400-00:2023, 風力発電システム 第0部 - 風力発電用語 (2023).
- 3) T. Ackermann: Widfarm Power connection, Chapt. 6 in "OFFSHORE WIND POWER", ed. by J. Twidell and G. Gaudiosi, Multi-Science Publishing, Essex, UK (2020)
【日本語訳】日本エネルギー学会訳: 洋上風力発電, 鹿島出版会 (2011)
- 4) 電気学会 風力発電大量導入時の系統計画・運用・制御技術調査専門委員会: 風力発電大量導入時の系統計画・運用・制御技術, 電気学会技術報告, No.1496 (2021)
- 5) Wikimedia Commons: Gunfleet Sands 1 & 2 offshore substation UK 2017.png. (CC-BY-SA-2.0)

- (accessed Aug.21 2023) https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Gunfleet_Sands_1_%26_2_offshore_substation_UK_2017.png.
- 6) T. Ackermann ed.: Wind Power in Power Systems, Wiley & Sons (2012)
【日本語訳】日本エネルギー学会訳：風力発電導入のための電力系統工学，オーム社 (2013)
 - 7) 4C Offshore: Offshore Substation Database (subscription version) (accessed Aug.21 2023) <https://www.4c offshore.com/transmission/substations.aspx>
 - 8) 北小路結衣花：福島復興・浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業 (3) – 洋上サブステーション浮体の建造と曳航・設置について，日本マリンエンジニアリング学会誌，Vol.50, No.1, pp.24-29 (2015)
 - 9) 福島沖での浮体式洋上風力発電システム実証研究事業 総括委員会：福島沖での浮体式洋上風力発電システム実証研究事業 総括委員会最終報告書，令和4年8月 (2022) https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/new/information/220824a/report_2022_0.pdf
 - 10) NS Energy: Elia Modular Offshore Grid Project, North Sea, (accessed Aug.21 2023) <https://www.nsenergybusiness.com/projects/elia-modular-offshore-grid-project-north-sea/>
 - 11) Siemens Energy: Gas-insulated DC Switchgear (DC GIS) <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio/gas-insulated-switchgear/dc-gis.html>
 - 12) Wikimedia Commons: HGÜ Offshore Plattform Helwin 1+2.jpg (CC-BY-SA-4.0) (accessed Aug.21 2023) https://commons.wikimedia.org/wiki/File:HGÜ_Offshore_Plattform_Helwin_1%2B2.jpg
 - 13) Wikimedia Commons: Map of the offshore wind power farms in the German Bight.png (CC-BY-SA-2.0) (accessed Aug.21 2023) https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Map_of_the_offshore_wind_power_farms_in_the_German_Bight.png
 - 14) TWENTIES project: Final report (2013) (accessed Aug.21 2023) <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Twenties.pdf>
 - 15) NEDO: 「次世代洋上直流送電システム開発事業」事後評価報告書 (案) 概要, 第63回研究評価委員会資料3-5 (2021) (accessed Aug.21 2023) <https://www.nedo.go.jp/content/100927310.pdf>
 - 16) NEDO: 多用途多端子直流送電システムの基盤技術開発 (2020) (accessed Aug.21 2023) https://www.nedo.go.jp/activities/ZZJP_100183.html
 - 17) NSCOGI: The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative –Initial Findings, Final Report (2012). (accessed Aug.21 2023) https://www.benelux.int/files/1414/0923/4478/North_Seas_Grid_Study.pdf
 - 18) 50hertz: Kriegers Flak – Combined Grid Solution (accessed Aug.21 2023) <https://www.50hertz.com/en/Grid/Griddevelopment/Concludedprojects/CombinedGridSolution>
 - 19) 安田陽：欧州のオフショアグリッド構想～電力系統は海を目指す～，風力エネルギー，Vol.37, No.3, pp.300-305 (2013)
 - 20) 安田陽：欧州の洋上風力を中心とした電力広域ネットワーク，風力エネルギー，Vol.42, No.4, pp.482-485 (2018)
 - 21) International Renewable Energy Agency (IRENA): Scaling up variable renewable power: the role of grid codes (2016)
 - 22) European Union: REGULATION (EC) No 714/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003
 - 23) ENTSO-E: Network Codes (accessed Aug.21 2023) <https://annualreport2016.entsoe.eu/network-codes/>
 - 24) European Union: COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators
 - 25) 東京海上日動リスクコンサルティング：経済産業省委託 平成30年度 新興国におけるエネルギー

- ギー使用 合理化等に資する事業（海外における再生可能エネルギー等動向調査）調査報告書（公表用）（2019）（accessed Aug.21 2023）
https://www.meti.go.jp/medi_lib/report/H30FY/000766.pdf
- 26) International Energy Agency (IEA) : System Integration of Renewables, An update on Best Practice (2018)
 【日本語訳】 荻本和彦他監訳：再生可能エネルギーのシステム統合 - ベストプラクティスの最新技術 (2018)
<https://www.nedo.go.jp/content/100879811.pdf>
- 27) 資源エネルギー庁：グリッドコードの体系及び検討の進め方について，第20回系統ワーキンググループ資料1（2019, 12）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/020_01_00.pdf
- 28) 電力広域的運営推進機関：グリッドコード検討会ウェブサイト（accessed Aug.21 2023）
<https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/>
- 29) 電力広域的運営推進機関：再エネ大量導入のために必要となるグリッドコードの検討，第36回系統ワーキンググループ資料5（2022, 3）
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/036_05_00.pdf
- 30) 電力広域的運営推進機関：第10回検討会，第10回グリッドコード検討会資料3（2022, 6）
https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2022/files/gridcode_10_03.pdf
- 31) 電力広域的運営推進機関：第13回検討会の位置づけと資料内容，第13回グリッドコード検討会資料3（2023, 6）
https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2023/files/gridcode_13_03.pdf
- 32) 鈴木和夫：風車の系統連系制御機能活用推進，風力エネルギー，Vol.42, No.4, pp.446-451（2018）
- 33) 木村啓二：世界の風力発電の発電コストと経済性，風力エネルギー，Vol.44, No.1, pp.3-6（2020）
- 34) 菊池由香：IEA Task26：風力発電コストの国際比較，風力エネルギー，Vol.44, No.1, pp.7-10（2020）
- 35) NEDOによる洋上風力発電の低コスト化技術開発に関する取組み，風力エネルギー，Vol.44, No.1, pp.25-28（2020）
- 36) 山田正人：欧州洋上風力発電事業入札価格の動向・背景とそこから日本かが学べること，経済産業省 第3回再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題に関する研究会，資料2（2017, 6）
https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/saisei_dounyu/pdf/003_02_00.pdf
- 37) International Renewable Energy Agency (IRENA) : Renewable Power Generation Cost in 2021 (2022)
- 38) 安田陽：FIT 制度導入後の風力発電と電力システムの現状と課題，太陽エネルギー，Vol.48, No.4, pp.18-35（2022）
- 39) 内閣府：参考資料（構成員提供資料），第3回再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース，資料3-2（2021, 1）
<https://www8.cao.go.jp/kisei-kaikaku/kisei/conference/energy/20210108/210108energy05.pdf>
- 40) BEST PATHS : Cost Benefit Analysis, BEST PATHS deliverable fact sheet 13.4 (2018) (accessed Aug.21 2023)
http://www.bestpaths-project.eu/contents/publications/bestpaths_d134-cost-benefit-analysis-v4.pdf
- 41) 安田：風力発電が社会にもたらす便益，風力エネルギー，Vol.44, No.1, pp.32-35（2020）
- 42) European Wind Energy Association (EWEA) : WindBarriers -Administrative and grid access barriers to wind power (2010) (accessed Aug.21 2023)
http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/WindBarriers_report.pdf
- 43) IEA : A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas (2022) (accessed Aug.21 2023)
<https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas>
- 44) 経済産業省資源エネルギー庁，国土交通省港湾局：洋上風力発電に係るセントラル方式の運用方針 [骨子]（2023）
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/yojo_furyoku/dl/legal/central_unyou_kosshi.pdf

- 45) 経済産業省：第42回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会議事録(2021, 4)

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/042/042_007.pdf

著者略歴



安田 陽 (ヤスダ ヨウ)

1989年3月, 横浜国立大学工学部卒業.

1994年3月, 同大学大学院博士課程後期課程修了. 博士(工学). 同年4月, 関西大学工学部(現システム理工学部)

助手, 専任講師, 准教授を経て2016年9月より現職. 専門分野は風力発電の耐雷設計および系統連系問題. 現在, 日本風力エネルギー学会理事, 日本太陽エネルギー学会理事およびフェロー, IEC/TC88/MT24(国際電気標準会議 風力発電システム第24作業部会(風車耐雷))議長など, 各種国際委員会専門委員. 主な著作として「世界の再生可能エネルギーと電力システム」シリーズ(インプレスR&D), 翻訳書(共訳)として「風力発電導入のための電力系統工学」(オーム社)など