DOI:10.20776/S18814859-16-1-P369

【研究ノート】

洋上ウインドファーム促進区域の設定に関するシミュレーション

――発電コストと風速の視点から

千葉大学人文社会科学研究科公共研究専攻博士後期課程
明石　健吾

キーワード：洋上風力、再エネ海域利用法、発電コスト、促進区域、ウインドファーム

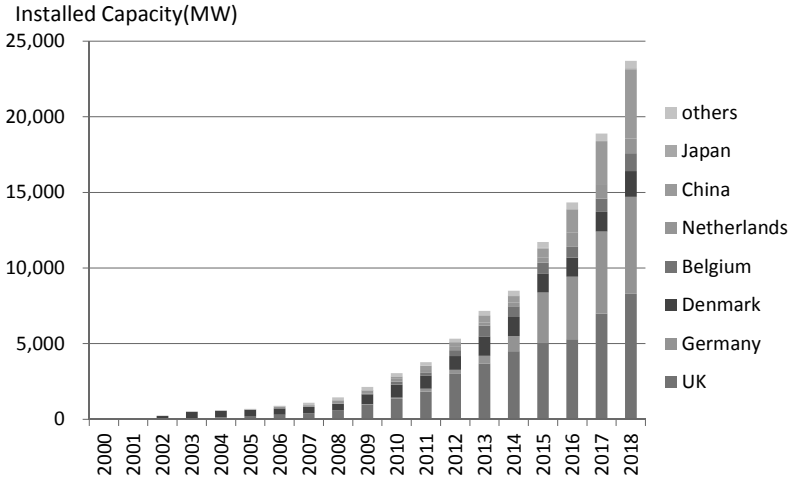
１．はじめに

世界では、欧州や米国、中国などを中心に風力発電の導入が進み、2018 年の新設導入量は 51.3GW、2018 年末の累積導入量は 591.1GW に達した。このうち、海域に設置するタイプである洋上風力発電については、欧州を中心に導入が進み、2018 年の新設導入量は 4.5GW、2018 年末の累積導入量は 23.1GW に達した。洋上風力発電については、長年、ドイツや英国など欧州を中心に導入が進められたが、近年、中国で導入が急激に拡大し、2018 年の新設導入量の 40％、2018 年末の累積導入量の 20％を占めるに至っている（GWEC、2019）、（IRENA、2019）（**図 1**）。

また、陸上風力発電の発電コストが普及に伴い急激に低下するとともに、洋上風力発電においても 2012 年以降、発電コストが急激に低下してきている（BloombergNEF、2018）。欧州では、近年、入札価格が 10 円 /kWh の案件が続出し、市場価格（補助金なし）の案件も出て来ている（石原孟、2019）、（経済産業省資源エネルギー庁、2018）。

この間、コスト削減に向けて洋上風車の大型化が進展し、ウインドファームの規模も拡大した。2019 年には英国ヨークシャー沿岸 120km 沖に世界最大の洋上風力発電所 Hornsea One（1,214MW、Siemens Gamesa 製、7MW×174 基）の運転が正式に開始された（offshorewind.biz、2019）[1]。

図 1　洋上風力発電国別導入量の推移（累積）



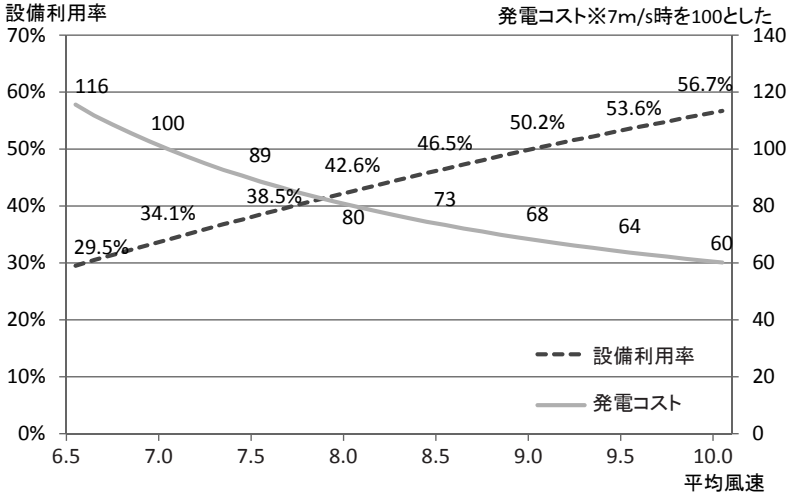
Source: *IRENA Renewable Energy Statistics 2019* より筆者作成

我が国に目を転じると、2017 年時点の洋上風力発電導入量（累積）はわずか 20MW（経済産業省資源エネルギー庁、国土交通省港湾局、2018）と欧州等と比較すると僅かなものに留まっていたが、ここに来て、ようやく、洋上風力発電の本格導入に向けた動きが加速化してきた。2018 年 7 月に策定された第 5 次エネルギー基本計画においては再生可能エネルギーの主力電源化が明記され、2018 年 11 月には「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」という）」が成立した。現在、政府において洋上風力発電設備の整備を促進する区域（以下「促進区域」という）の指定や事業者選定に向けた取組み等が進められているほか、2019 年 8 月末時点で合計約 13GW の案件が環境アセスメント手続中である（経済産業省資源エネルギー庁、2019b）。

一方、我が国の再生可能エネルギーに関しては、固定価格買取制度のもと再

[1] 記事の発表時点（2019 年 6 月 3 日）で 50 基以上が稼動しており、タービンの設置は夏の終わりまで続き、フル稼働は 2020 年の予定。

図 2　平均風速と設備利用率、発電コストの関係



出典：平成 27 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書表 3.1-21 をもとに著者作成

生可能エネルギー賦課金の額が増加しており、消費者負担を軽減しつつ如何に再生可能エネルギーを普及拡大していくかが課題となっている。

次式のとおり、風のエネルギーは風速の 3 乗に比例するので、

$P = 1/2 \times d \times S \times V^3$

（P：風力エネルギー、d：空気密度、S：受風面積、V：風速）

風速が高いほど発電量は大幅に増加（＝設備利用率が増加）し、発電コストは低下する（**図 2**）。**図 2** の例では、平均風速 7m/s の時の発電コストを 100 とした場合、平均風速 8m/s、9m/s の発電コストはそれぞれ 80、68 である。このように風力発電の場合、導入場所の風速が発電コストに多大な影響を与えるが、2019 年 6 月にまとめられた「海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域指定ガイドライン」（経済産業省資源エネルギー庁・国土交通省港湾局、2020）（以下「ガイドライン」という）では、促進区域の指定の基準について、事業性が確保できる目安として平均風速 7m/s が例示され、平均風速 7m/s 以上の海域

表１　風速区分別の設備容量ポテンシャル

風速区分（m/s）	7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-	合計
設備容量ポテンシャル（MW）	92,430	60,310	27,440	9,480	189,660
シェア	49％	32％	14％	5％	100％
歩留り 50％ケース（MW）	46,215	30,155	13,720	4,740	94,830
歩留り 25％ケース（MW）	23,108	15,078	6,860	2,370	47,415

出典：筆者作成（以下、注記のないものは筆者作成）

は全て同じ扱いとなっている。

本研究においては、我が国の着床式洋上風力発電のポテンシャルを踏まえつつ、消費者負担の軽減と洋上風力発電の導入拡大の観点から、導入海域の風速と導入順序、発電コストの関係性について分析を行い、促進区域の指定の方向性について検討を行ったものである。なお、以下では、特に言及がない限り、洋上風力とは着床式洋上風力を指すものとする。

２．発電コストの推計に係る各要素の算定方法

2.1　風速区分別ポテンシャル、年間導入量、導入方式の設定と風速区分別の各年導入量の試算

本研究で用いる風速区分別のポテンシャルについては、環境省作成の平成 27 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書（環境省、2015）（以下「報告書」という）の洋上風力発電の導入ポテンシャル推計結果の着床式部分を使用した。その際、報告書の平均風速 6.5-7.0m/s 区分のポテンシャルについては、ガイドラインの促進区域指定基準の記載において、「一般的に平均風速 7m/s が事業性の目安」とされていることから除外した。また、報告書のポテンシャルには、航路等の開発不能な海域が控除されておらず、実際には一定の歩留りが生じるものと想定され、歩留まりが 50％の場合と 25％の場合の 2 つを設定した（**表 1**）。

年間導入量については1GW及び2GWの2つの設定を用いた。これは、発電コスト低減の観点からは洋上風力産業の持続性が必要で、そのためには我が国全体として一定の年間導入量の確保が必要となるが、実際にコスト低減を実現した欧州において継続的に洋上風力発電の導入が開始された2000年代以降の年間平均導入量は約100万kWであったこと（経済産業省資源エネルギー庁・国土交通省港湾局、2019）、日本風力発電協会がまとめた提言において年間1～2GWの継続的導入により長期安定的な産業需要が生まれる（日本風力発電協会、2019）とあることから、年間導入量は1GW、2GWの2つを設定した。

また、高風速の海域から導入する場合とそうでない場合を比較するため、2つの導入方式（①各風速区分のポテンシャルシェアに応じて毎年均等に導入する方式（以下「均等導入方式」という）、②高風速区分から導入する方式（以下「高風速導入方式」という））を設定した。

これらの設定のもと、風速区分毎の各年導入量20年間分について下記の4ケースで試算を行った。試算の初年は、洋上風力の運転開始予定案件の状況（日本風力発電協会2019）から2024年とした（**表2～5**）。

ケース1：均等導入方式、ポテンシャル歩留り50%、年間導入量1GW

ケース2：均等導入方式、ポテンシャル歩留り25%、年間導入量2GW

ケース3：高風速導入方式、ポテンシャル歩留り50%、年間導入量1GW

ケース4：高風速導入方式、ポテンシャル歩留り25%、年間導入量2GW

表２　ケース１（均等導入、歩留り 50%・1GW）の風速区分別各年導入量［MW］

風速区分	7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-
2024 年	487	318	145	50
2025 年	487	318	145	50
2026 年	487	318	145	50
2027 年	487	318	145	50
2028 年	487	318	145	50
2029 年	487	318	145	50
2030 年	487	318	145	50
2031 年	487	318	145	50
2032 年	487	318	145	50
2033 年	487	318	145	50
2034 年	487	318	145	50
2035 年	487	318	145	50
2036 年	487	318	145	50
2037 年	487	318	145	50
2038 年	487	318	145	50
2039 年	487	318	145	50
2040 年	487	318	145	50
2041 年	487	318	145	50
2042 年	487	318	145	50
2043 年	487	318	145	50

表３　ケース２（均等導入、歩留り 25%・2GW）の風速区分別各年導入量［MW］

風速区分	7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-
2024 年	975	636	289	100
2025 年	975	636	289	100
2026 年	975	636	289	100
2027 年	975	636	289	100
2028 年	975	636	289	100
2029 年	975	636	289	100
2030 年	975	636	289	100
2031 年	975	636	289	100
2032 年	975	636	289	100
2033 年	975	636	289	100
2034 年	975	636	289	100
2035 年	975	636	289	100
2036 年	975	636	289	100
2037 年	975	636	289	100
2038 年	975	636	289	100
2039 年	975	636	289	100
2040 年	975	636	289	100
2041 年	975	636	289	100
2042 年	975	636	289	100
2043 年	975	636	289	100

表 4　ケース 3（高風速導入、歩留り 50%・1GW）の風速区分別各年導入量［MW］

風速区分	7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-
2024 年				1000
2025 年				1000
2026 年				1000
2027 年				1000
2028 年			260	740
2029 年			1000	
2030 年			1000	
2031 年			1000	
2032 年			1000	
2033 年			1000	
2034 年			1000	
2035 年			1000	
2036 年			1000	
2037 年			1000	
2038 年			1000	
2039 年			1000	
2040 年			1000	
2041 年			1000	
2042 年		540	460	
2043 年		1000		

表 5　ケース 4（高風速導入、歩留り 25%・2GW）の風速区分別各年導入量［MW］

風速区分	7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-
2024 年				2000
2025 年			1630	370
2026 年			2000	
2027 年			2000	
2028 年		770	1230	
2029 年		2000		
2030 年		2000		
2031 年		2000		
2032 年		2000		
2033 年		2000		
2034 年		2000		
2035 年		2000		
2036 年	1692	308		
2037 年	2000			
2038 年	2000			
2039 年	2000			
2040 年	2000			
2041 年	2000			
2042 年	2000			
2043 年	2000			

2.2　コスト低減シナリオに基づく風速区分別の発電コスト

発電コストの算出方法は、政府の発電コスト検証ワーキンググループが2015年5月にまとめた「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」（経済産業省、2015a）で用いた着床式洋上風力発電の算出方法を使用した。なお、本研究では、同報告で用いられた発電コストのうち、政策経費を除いた場合の発電コストを使用した。

2.2.1　風速区分別の設備利用率

風速区分別の設備利用率の設定については、各風速区分の中間値風速に係る設備利用率を当該風速区分の設備利用率とした。ただし、風速区分「8.5m/s以上」の設備利用率は平均風速8.75m/s時の設備利用率を用いた。

また、経済産業省資源エネルギー庁（2014）によれば、設備利用率は風車の理論値（パワーカーブ）に対し実際にはウエイク（風車風下の空気の流れで一般的に風車風上よりも風速が弱く乱流が強い。）等によるロスが発生し、国内洋上風力発電の場合、平均風速7m/sで実際の設備利用率は30％が目安であるので、この考え方に従って理論値を補正した。設備利用率の理論値については、報告書記載の5,000kW風車のパワーカーブデータを用いた。（**表6**）

2.2.2　コスト低減シナリオに基づく建設費、運転維持費

洋上風力発電の建設費、運転維持費については、量産効果、技術改善等により将来的な低下が見込まれる。本研究においては、2つのコスト低減シナリオを設定した。

1つ目は、政府の発電コスト検証（経済産業省（2015a））で用いられた、IEA（2013）の将来予測値の変化率を当てはめる「低コスト化シナリオ」の考え方をベースに推計を行ったシナリオ（コスト低減シナリオ1）。2つ目は、同じく経済産業省（2015a）において陸上風力での試算に用いられた「国際価格に収斂するケース」の考え方をベースに推計を行ったシナリオ（コスト低減シナリオ2）である。

表 6　風速区分別の設備利用率

風速区分（m/s）		7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-
中間値風速（m/s）	7	7.25	7.75	8.25	8.75
設備利用率（理論値）	34.10％	36.35％	40.60％	44.60％	48.40％
7m/s に対する比		1.07	1.19	1.31	1.42
設備利用率（補正後）	30.00％	31.98％	35.72％	39.24％	42.58％

表 7　シナリオ別建設費、運転維持費の低下率

	シナリオ 1		シナリオ 2	
期間	2024-2030	2030-2043	2024-2040	2040-2043
建設費低下率 / 年	2.34％	0.68％	5.75％	0.68％
運転維持費低下率 / 年	2.18％	0.66％	6.95％	0.66％

また、我が国においては、国の実証事業等を除き商用洋上風力発電の実績が未だ存在せず（日本風力発電協会 2019）、このため、初年（2024 年）の建設費、運転維持費については、上述の発電コスト検証に用いられた数値（建設費 51.5 万円 /kW、運転維持費 2.25 万円 /kw-yr）を用いた。

コスト低減シナリオ 1 における 2024 年－2043 年の建設費、運転維持費の低下率については、IEA（2013）の記述（建設費（国際価格）は 2010 年-2030 年に 37％減、2010 年-2050 年に 45％減、運転維持費（国際価格）は 2010 年-2030 年に 35％減、2010 年-2050 年に 43％減）をもとに、2010 年-2030 年、2030 年-2050 年の間でそれぞれ定率で低下するものとして、両期間における建設費（国際価格）、運転維持費（国際価格）の変動率を算出し、国内価格の低下率として使用した（**表 7**）。

次に、コスト低減シナリオ 2 である。シナリオ 2 は建設費及び運転維持費が徐々に国際的水準に収斂するシナリオであり、経済産業省（2015a）の陸上風力の試算では 2014 年から 2030 年の 16 年間をかけて国際価格に収斂していた。これをもとにコスト低減シナリオ 2 における収斂期間を 16 年間とし、国際価格に収斂する時期は 2040 年に設定した。

2040 年の建設費（国際価格）については、IEA（2013）Fig.13 [2] のグラフ

表 8　シナリオ別建設費（万円 /kw）、運転維持費（万円 /kw-yr）の推計

	シナリオ 1		シナリオ 2	
	建設費	運転維持費	建設費	運転維持費
2024 年	51.50	2.25	51.50	2.25
2025 年	50.32	2.20	48.70	2.10
2026 年	49.17	2.16	46.05	1.97
2027 年	48.05	2.11	43.55	1.84
2028 年	46.95	2.06	41.18	1.72
2029 年	45.88	2.02	38.95	1.61
2030 年	44.83	1.98	36.83	1.50
2031 年	44.53	1.96	34.83	1.41
2032 年	44.23	1.95	32.94	1.31
2033 年	43.93	1.94	31.15	1.23
2034 年	43.63	1.93	29.45	1.15
2035 年	43.34	1.91	27.85	1.07
2036 年	43.04	1.90	26.34	1.00
2037 年	42.75	1.89	24.91	0.94
2038 年	42.46	1.88	23.55	0.88
2039 年	42.18	1.86	22.27	0.82
2040 年	41.89	1.85	21.06	0.77
2041 年	41.61	1.84	20.92	0.76
2042 年	41.33	1.83	20.78	0.76
2043 年	41.05	1.82	20.64	0.75

（目視）から 2010 年の建設費（国際価格）を 3,400USD/kW として、定率（2010 年–2030 年は 2.34％ / 年、2030 年–2040 年は 0.68％ / 年）で低下するものとし計算し 2,001USD/kW とした。

2040 年の運転維持費（国際価格）については、IEA Wind Task 26（2016）Table 2 から 2014 年の運転維持費（国際価格）を 110USD/kW-yr として、定率（2014 年–2030 年は 2.18％ / 年、2030 年–2040 年は 0.66％ / 年）で低下するものとして計算し 72.98USD/kW-yr とした。

これをもとに 2024 年（建設費 51.5 万円 /kW、運転維持費 2.25 万円 /kw-yr）から 2040 年に国際価格に収斂するまで間の建設費、運転維持費の低下率につ

[2] IEA（2013）Fig.13 の凡例は、Offshore と Landbased が逆転しており誤植である。

表 9　シナリオ別、風速区分別の発電コスト（円 /kwh）

	シナリオ 1				シナリオ 2			
風速区分（m/s）	7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-	7.0-7.5	7.5-8.0	8.0-8.5	8.5-
2024 年	21.78	19.50	17.75	16.36	21.78	19.50	17.75	16.36
2025 年	21.30	19.07	17.36	16.00	20.51	18.37	16.72	15.41
2026 年	20.82	18.64	16.97	15.64	19.32	17.30	15.75	14.51
2027 年	20.36	18.23	16.59	15.29	18.20	16.29	14.83	13.67
2028 年	19.91	17.82	16.22	14.95	17.14	15.34	13.97	12.87
2029 年	19.46	17.43	15.86	14.62	16.14	14.45	13.15	12.12
2030 年	19.03	17.04	15.51	14.29	15.20	13.61	12.39	11.42
2031 年	18.90	16.92	15.41	14.20	14.32	12.82	11.67	10.75
2032 年	18.78	16.81	15.30	14.10	13.49	12.08	10.99	10.13
2033 年	18.65	16.70	15.20	14.01	12.70	11.37	10.35	9.54
2034 年	18.53	16.59	15.10	13.91	11.97	10.71	9.75	8.99
2035 年	18.40	16.48	15.00	13.82	11.27	10.09	9.19	8.47
2036 年	18.28	16.37	14.90	13.73	10.62	9.51	8.66	7.98
2037 年	18.16	16.26	14.80	13.64	10.00	8.96	8.15	7.51
2038 年	18.04	16.15	14.70	13.55	9.43	8.44	7.68	7.08
2039 年	17.92	16.04	14.60	13.46	8.88	7.95	7.24	6.67
2040 年	17.80	15.93	14.50	13.37	8.37	7.49	6.82	6.28
2041 年	17.68	15.83	14.41	13.28	8.31	7.44	6.77	6.24
2042 年	17.56	15.72	14.31	13.19	8.25	7.39	6.73	6.20
2043 年	17.44	15.62	14.21	13.10	8.20	7.34	6.68	6.16

いて定率で低下するものとして計算したところ、それぞれ 5.75％ / 年、6.95％ / 年であった（**表 7**）。為替レートは経済産業省（2015）の値（105.24 円 /USD）を使用した。

上述の低下率のもとにコスト低減シナリオ別の建設費、運転維持費の各年推計値を算出した（**表 8**）。

2.2.3　2024 年-2043 年の風速区分別発電コスト

発電コストの計算は、経済産業省（2015a）の着床式洋上風力発電での算出方法を用いた。具体には、経済産業省（2015b）の「発電コストレビューシート」のシート「風力（洋上）」を使用し、2.2.1 及び 2.2.2 で算出した風速区分別の設備利用率、2024 年－2043 年の建設費、運転維持費を当てはめ、2024 年-2043 年の風速区分別の発電コストを算出した（**表 9**）。

3．導入ケース別発電コストの推移

2つのコスト低減シナリオについて、それぞれ4つの導入ケースに係る2024年-2043年各年の発電コストを試算した（**表10**、**表11**）。

各年の発電コスト（新設）は、**表9**の当該年の各風速区分発電コストを、**表2～5**の各導入ケースにおける当該年の各風速区分導入量で加重平均し算出した。

また、各年の発電コスト（既設＋新設）は、前年の発電コスト（既設＋新設）と当該年の発電コスト（新設）をそれぞれの導入量で加重平均し算出した。

表10、**表11**をグラフ化したものが**図3**、**図4**である。なお、導入ケース1と導入ケース2は同じ結果であるので均等導入ケースとして1つにまとめた。

表 10　コスト低減シナリオ 1 における導入ケース別発電コスト（円 /kwh）

	新設				既設＋新設			
	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4
2024 年	20.20	20.20	16.36	16.36	20.20	20.20	16.36	16.36
2025 年	19.75	19.75	16.00	17.11	19.98	19.98	16.18	16.73
2026 年	19.31	19.31	15.64	16.97	19.76	19.76	16.00	16.81
2027 年	18.88	18.88	15.29	16.59	19.54	19.54	15.82	16.76
2028 年	18.46	18.46	15.28	16.84	19.32	19.32	15.71	16.77
2029 年	18.05	18.05	15.86	17.43	19.11	19.11	15.74	16.88
2030 年	17.65	17.65	15.51	17.04	18.90	18.90	15.71	16.91
2031 年	17.53	17.53	15.41	16.92	18.73	18.73	15.67	16.91
2032 年	17.42	17.42	15.30	16.81	18.59	18.59	15.63	16.90
2033 年	17.30	17.30	15.20	16.70	18.46	18.46	15.59	16.88
2034 年	17.18	17.18	15.10	16.59	18.34	18.34	15.54	16.85
2035 年	17.07	17.07	15.00	16.48	18.24	18.24	15.50	16.82
2036 年	16.95	16.95	14.90	17.98	18.14	18.14	15.45	16.91
2037 年	16.84	16.84	14.80	18.16	18.04	18.04	15.40	17.00
2038 年	16.73	16.73	14.70	18.04	17.96	17.96	15.36	17.07
2039 年	16.62	16.62	14.60	17.92	17.87	17.87	15.31	17.12
2040 年	16.51	16.51	14.50	17.80	17.79	17.79	15.26	17.16
2041 年	16.40	16.40	14.41	17.68	17.71	17.71	15.21	17.19
2042 年	16.29	16.29	15.07	17.56	17.64	17.64	15.21	17.21
2043 年	16.18	16.18	15.62	17.44	17.57	17.57	15.23	17.22

表 11　コスト低減シナリオ 2 における導入ケース別発電コスト（円 /kwh）

	新設				既設＋新設			
	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4
2024 年	20.20	20.20	16.36	16.36	20.20	20.20	16.36	16.36
2025 年	19.03	19.03	15.41	16.48	19.62	19.62	15.88	16.42
2026 年	17.92	17.92	14.51	15.75	19.05	19.05	15.43	16.19
2027 年	16.88	16.88	13.67	14.83	18.51	18.51	14.99	15.85
2028 年	15.89	15.89	13.16	14.50	17.98	17.98	14.62	15.58
2029 年	14.97	14.97	13.15	14.45	17.48	17.48	14.38	15.39
2030 年	14.10	14.10	12.39	13.61	17.00	17.00	14.09	15.14
2031 年	13.28	13.28	11.67	12.82	16.53	16.53	13.79	14.85
2032 年	12.51	12.51	10.99	12.08	16.09	16.09	13.48	14.54
2033 年	11.78	11.78	10.35	11.37	15.66	15.66	13.17	14.22
2034 年	11.10	11.10	9.75	10.71	15.24	15.24	12.86	13.91
2035 年	10.46	10.46	9.19	10.09	14.84	14.84	12.55	13.59
2036 年	9.85	9.85	8.66	10.45	14.46	14.46	12.25	13.35
2037 年	9.28	9.28	8.15	10.00	14.09	14.09	11.96	13.11
2038 年	8.74	8.74	7.68	9.43	13.73	13.73	11.67	12.86
2039 年	8.24	8.24	7.24	8.88	13.39	13.39	11.40	12.61
2040 年	7.76	7.76	6.82	8.37	13.06	13.06	11.13	12.36
2041 年	7.71	7.71	6.77	8.31	12.76	12.76	10.88	12.14
2042 年	7.66	7.66	7.09	8.25	12.49	12.49	10.68	11.93
2043 年	7.60	7.60	7.34	8.20	12.25	12.25	10.52	11.75

図３　コスト低減シナリオ１における導入ケース別発電コストの推移

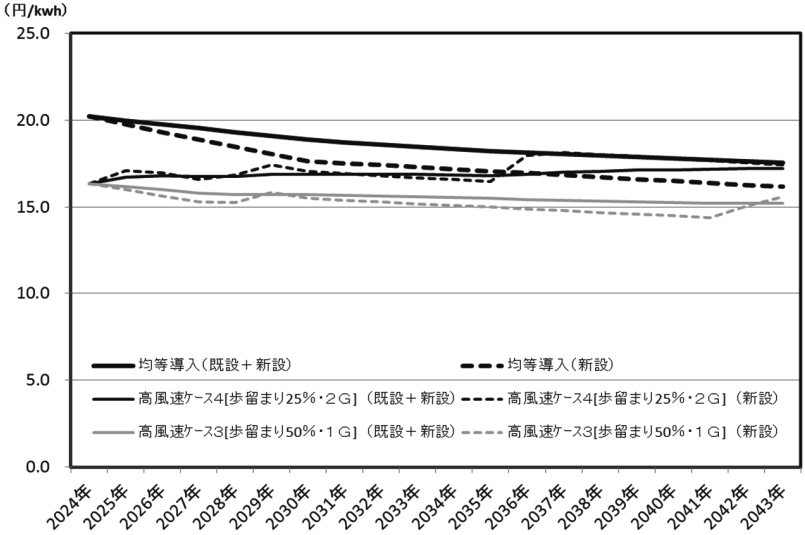
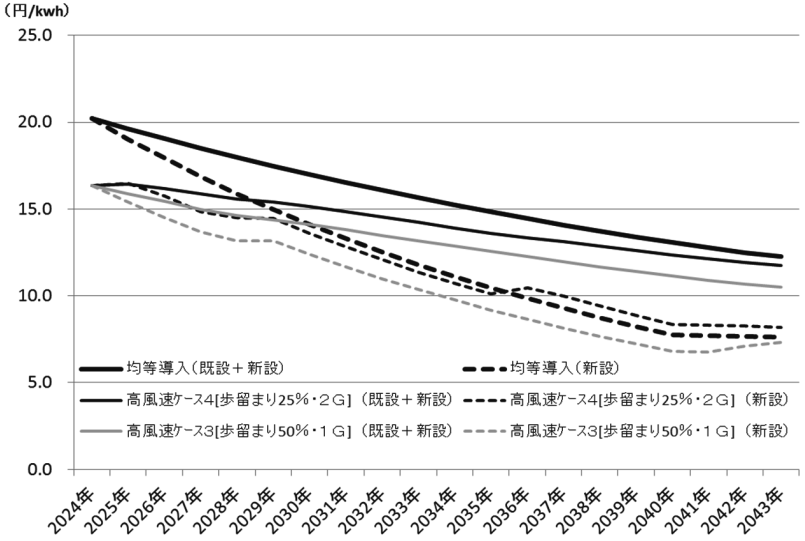


図４　コスト低減シナリオ２における導入ケース別発電コストの推移



４．均等導入方式、高速導入方式に係る発電コストの比較

コスト低減シナリオ１と２では、建設費、運転維持費のコスト低下率の違いを反映し、発電コストの低下度合には大きな差があるものの、傾向としては同じであった。

発電コスト（新設分）については、導入初期段階は、当然ながら均等導入方式よりも高風速導入方式の方が低くなっている。その後の推移については、均等導入方式の場合は、量産効果、技術改善等による建設費、運転維持費の経年変化を反映し、常に右肩下がりで低下している。一方、高風速導入方式では、導入海域の低風速区分への移行に伴う設備利用率の低下を反映し、発電コストの低下率の縮小や、逆に発電コストの上昇が起きている。特に、高風速区分での導入が早期に終了するケース４においては、2036年以降、均等導入方式との間で発電コストの逆転が生じている。

次に、発電コスト（既設＋新設）の推移である。均等導入方式の場合、時間の経過とともに年々低下する新設分発電コストを反映して常に右肩下がりで低下している。一方、高風速導入方式の場合、導入初期の発電コストは低いものの、新設分発電コストの低下率の縮小や発電コスト上昇により、既設＋新設分の発電コストも低下率が縮小したり、又は発電コストが上昇し、均等導入方式との差は年々縮小していっている。ただし、いずれのシナリオにおいても、2024年-43年までの全期間を通して、均等導入方式が高風速導入方式の発電コストを下回ることはなかった。

５．結論

風速の高い海域から導入を進める方式と各風速区分を均等に導入する方式とを比較すると、新設分の発電コストについては、年月の経過とともにコスト差は縮小又は逆転したが、既設と新設を合わせた発電コストについては、その差は年月の経過とともに縮小するものの、風速の高い海域から導入を進める方式の方が試算した20年間を通して常に安価であった。

消費者負担の観点から大切なのは、既設と新設を合わせた発電コストであり、また、最終年のコスト差ではなく全期間（20 年間）を通したトータルのコスト差である。

したがって、設備利用率の高い高風速海域から導入を進めた場合の方が消費者負担は少なくなるが、促進区域の指定にかかる現在の方針においては、こうした視点が欠けているように思われる。ガイドラインにおける促進区域の指定の基準では、事業性が確保できる目安として平均風速 7m/s が例示され、平均風速 7m/s 以上の海域は全て同列視されているように思われるが、発電コストを下げ、消費者負担を軽減する観点から、風速のより高い海域から先行して指定するといった視点を加える必要があると考える。

6．補足等

6.1　補足 1（洋上風力の発電電力量）

高風速海域から導入するケース 3 及びケース 4 に係る 2043 年の発電電力量は、それぞれ 697 億 kwh、1,234 億 kwh であった。これは我が国の 2017 年度発電電力量 10,602 億 kwh（経済産業省資源エネルギー庁（2019a））のそれぞれ 6.57％、11.65％に相当する量であり、長期エネルギー需給見通しで示された陸上風力を含む 2030 年度エネルギーミックスにおける風力シェア 1.7％程度（経済産業省 2015c）を大きく上回る規模である。気候変動対策の観点から、洋上風力発電の果たすべき役割には非常に大きなものがあると言えるであろう。

なお、国民負担の観点からは、年間導入量を抑え高風速海域でのみ導入した方が発電コストは下がるが、同時に発電電力量も下がることとなるため気候変動対策との兼ね合いが大切となる。

6.2　補足 2（浮体式洋上風力発電の可能性）

我が国は欧州に比べ着床式洋上風力に適した浅い海域が少なく、高風速の海域も限られている。そのような条件下にある我が国で着床式洋上風力発電を増やそうとすると、風速のより低い海域での開発が必要となり発電コストに跳ね

返る。

一方、我が国は深い海域に適した浮体式洋上風力発電のポテンシャルが高く、環境省（2016）の試算では平均風速7m/s以上のポテンシャルは浮体式は着床式の約3.5倍になる。特に高風速区分でのポテンシャルは高く、8.0～8.5m/s区分では3.9倍、8.5m/s以上の区分では4.7倍のポテンシャルがあると試算されている[3]。

大規模ウインドファームが世界で次々と計画、実行されている着床式洋上風量発電に比べ、浮体式洋上風力発電はまだまだ開発途上にある技術であるが、発電コストに及ぼす風速の影響の大きさに鑑み、浮体式洋上風力発電に係る技術改善や発電コスト等の動向にも注視しつつ、促進区域の指定の方向性に関する検討を進めるべきであると考える。

6.3　留意点

本研究では、風速の高い海域から導入を進める場合とそうでない場合の発電コストの違いを見るために、建設費、運転維持費、発電コストの将来推計を行ったものであるが、その扱いについては注意が必要である。同推計に用いた初年（2024年）の建設費及び維持管理費の値は、2015年に政府が各電源間の発電コスト比較を行った際に、洋上風力発電のコストシナリオの初年（2020年）[4]の数値として用いたもの（経済産業省、2015a）であるが、その出所を辿ると、2012年にまとめられた4つの洋上ウインドファームFS調査（NEDO、2012a、2012b、2012c、2012d）の中間値に行き着く。同FS調査の諸元は、風車規格2MW、ウインドファーム規模30～100MWと、世界の洋上ウインドファームの現状からは乖離が生じており、また、冒頭に記述したように近年の洋上風力発電産業の目覚ましい発展に鑑みると、これから更に乖離が広がっていくことが

[3] 環境省（2016）の試算の前提は水深200m以浅、離岸距離30km以内であり、実際はより大きなポテンシャルを秘めている可能性がある。

[4] 経済産業省（2015a）では、洋上風力発電（着床式）については実績に乏しいため、直近のモデルプラント（2012年のFS調査）の数値を初年（2020年）の数値として用いている。

十分に考えられる。本研究で推計した発電コスト等の値については、導入方式による発電コストの違いを見るために算出したものであり、洋上風力発電産業の現況をより反映した試算を行う場合には、風車規格やウインドファームの規模、商用発電の実績値など、洋上風力発電産業の実態を踏まえた推計が必要となる点に留意する必要がある。

参考文献

BloombergNEF（2018）*H2 2018 LCOE Update – Wind*

GWEC（2019）*Global Wind Report 2018*

IEA（2013）*Technology Roadmap Wind Energy 2013*

IEA Wind Task 26（2016）*FORECASTING WIND ENERGY COSTS & COST DRIVERS: The Views of the World's Leading Experts*

IRENA（2019）*Renewable Energy Statistics 2019*

石原孟（2019）「我が国の風力産業の振興と風力発電の主力電源化の実現に向けて」『風力エネルギー』Vol.43 No.1、2019 年 3 月

環境省（2016）「平成 27 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」、2016 年 3 月

経済産業省（2015a）「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」総合資源エネルギー調査会基本政策分科会発電コスト検証ワーキンググループ、2015 年 5 月

経済産業省（2015b）「発電コストレビューシート」総合資源エネルギー調査会基本政策分科会発電コスト検証ワーキンググループ、2015 年 7 月

経済産業省（2015c）「長期エネルギー需給見通し」、2015 年 7 月

経済産業省資源エネルギー庁（2014）「洋上風力の調達価格に係る研究会とりまとめ報告書参考資料」第 12 回調達価格等算定委員会資料、2014 年 1 月 10 日

経済産業省資源エネルギー庁（2018）「資料 1 風力発電・地熱発電・中小水力発電について」第 42 回調達価格等算定員会資料、2018 年 11 月 16 日

経済産業省資源エネルギー庁（2019a）「平成 29 年度（2017 年度）エネルギー需給実績（確報）詳細版」、2019 年 4 月 12 日

経済産業省資源エネルギー庁（2019b）「資料 1 太陽光発電・風力発電について（事務局資料）」第 49 回調達価格等算定委員会資料、2019 年 11 月 5 日

経済産業省資源エネルギー庁、国土交通省港湾局（2018）「資料3　再エネ海域利用法の運用開始に向けた論点整理」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 / 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会洋上風力促進ワーキンググループ・交通政策審議会港湾分科会環境部会洋上風力促進小委員会合同会議（第1回）、2018年12月25日

経済産業省資源エネルギー庁、国土交通省港湾局（2019）「海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域指定ガイドライン」、2019年6月

NEDO（2012a）「平成23年度成果報告書　風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 洋上ウィンドファーム・フィージビリティスタディ（FS）茨城県鹿島灘」2012年8月11日

NEDO（2012b）「平成23年度成果報告書　風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 洋上ウィンドファーム・フィージビリティスタディ（FS）秋田県秋田市沖」2012年8月11日

NEDO（2012c）「平成23年度成果報告書　風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 洋上ウィンドファーム・フィージビリティスタディ（FS）千葉県旭市沖」2012年8月11日

NEDO（2012d）「平成23年度成果報告書　風力等自然エネルギー技術研究開発 洋上風力発電等技術研究開発 洋上ウィンドファーム・フィージビリティスタディ（FS）岩手県洋野町沖」2012年8月18日

日本風力発電協会（2018）「洋上風力発電の導入推進に向けて（提言）」、2018年2月28日

offshorewind.biz（2019）、https://www.offshorewind.biz/2019/06/03/orsted-kicks-off-hornsea-one-operations/、2019年6月3日発表

日本風力発電協会（2019）「資料2 風力発電の調達価格等算定に関する意見（一般社団法人日本風力発電協会）」第47回調達価格等算定委員会提出資料、2019年10月29日

（あかし・けんご）

（2020年1月31日受理）