

東京大学 公共政策大学院

ワーキング・ペーパーシリーズ

GraSPP Working Paper Series

The University of Tokyo

GraSPP-DP-J-21-001

風況の違いによる日本と欧州の洋上風力発電経済性の比較  
—洋上風力発電拡大に伴う国民負担の低減を如何に進めるか—

本部和彦 立花慶治

2021年1月

**GraSPP**  
THE UNIVERSITY OF TOKYO

GraSPP Discussion Paper J-21-001

GRADUATE SCHOOL OF PUBLIC POLICY  
THE UNIVERSITY OF TOKYO  
HONGO, BUNKYO-KU, JAPAN

**GraSPP**  
THE UNIVERSITY OF TOKYO

GraSPP-DP-J-21-001

**風況の違いによる日本と欧州の洋上風力発電経済性の比較  
—洋上風力発電拡大に伴う国民負担の低減を如何に進めるか—**

本部和彦 立花慶治

2021年 1月

東京大学公共政策大学院客員教授  
〒113-0033 東京都文京区本郷 7-3-1  
e-mail: hombu "at" pp.u-tokyo.ac.jp

注：著者の所属、連絡先はいずれも執筆当時のものです。

## 風況の違いによる日本と欧州の洋上風力発電経済性の比較 —洋上風力発電拡大に伴う国民負担の低減を如何に進めるか—

本部和彦<sup>1</sup>、立花慶治<sup>2</sup>

### 要旨

洋上風力発電については、パリ協定を背景に、今後の再生可能エネルギー供給拡大の切り札として、大幅拡大に官民双方から大きな期待が寄せられている。

このため、2018年には海域を民間事業者が発電事業に利用することを可能とする「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」（再エネ海域利用法）が制定され、事業者の公募手続きが進められている。

また2020年12月には大量導入、コスト低減、経済波及効果を目指す「洋上風力産業ビジョン（第一次）」とその内容を含む「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」が取りまとめられたところである。

本ペーパーでは、こうした洋上風力発電を取り巻く事情を背景に、日本の洋上風力発電の経済性と既に大量導入が開始されている欧州の洋上風力発電の風況の違いによって生じる経済性を比較、評価した。

日本には洋上風力発電の供給ポテンシャルは存在するものの、温帯モンスーン気候に属する自然条件から、風況の良い北海道、東北の日本海側に立地した場合の年平均設備利用率でも約35%と、約55%となる欧州の北海海域の年平均設備利用率を大きく下回るだけでなく、夏場には利用率が20%台にまで落ち込むことから、出力低下を補う電源が必要になるとの結果が得られた。

これは、日本の洋上風力発電事業の収益性は欧州に比べかなり低くなり、結果として国民や産業は欧州に比べ7～8円/kWh程度高い電気の買取価格を負担せざるを得ないことを意味する。更に、電源のゼロエミッション化を実現するには、夏場の低利用率を補うゼロエミッション電源が必要となることは、電力供給全体のコストアップの要因となる。

政府には、こうした自然条件の差が少しでも国民負担の増大や日本の経済力、産業競争力の格差につながらないように、発電事業者の初期投資削減、事業リスクの低減のための各種政策の立案実施が求められ、民間側も、高効率・メンテナンスフリー

---

<sup>1</sup> 東京大学公共政策大学院客員教授、大成建設（株）常務執行役員

<sup>2</sup> 東京大学公共政策大学院客員研究員 前東京電力（株）執行役員技術開発研究所長

型発電機の開発、建設技術、維持管理技術の高度化、向上などを進めることによって、収益性を維持しながら国民負担の低減に寄与することが求められる。これらの対応が全て実施、実現されれば、内部収益性（E-IRR）8%程度を確保しながら、発電コストで14～15円/kWh、買取価格が20円/kWhを切ることも可能となろう。

なお、欧米の政治状況を見ると、パリ協定に基づく2030年国別貢献の早期改訂が求められる可能性も高まっている。コストアップを抑えながら風力発電の夏場の出力低下をいかなる電源で補完するかについては、洋上風力発電の大量導入を開始する現時点で早急に検討開始しておく必要がある。

## 1. はじめに

再生可能エネルギーは、2015年に策定された第4次エネルギー基本計画、2018年に策定された第5次エネルギー基本計画において、国民負担の増大を抑えながら、2030年には電力供給の22～24%を担う主力電源として大幅な利用拡大を目指すとされている。その主力は太陽光発電と陸上風力発電だが、両者とも狭隘で平地に乏しい国土に1億を超える人口と産業を有する日本では限界があるとみられており、FIT支援の見直しを踏まえて開発スピードは減速している。

こうした中、2020年のパリ協定発効と同年12月の菅総理の2050年カーボンニュートラル宣言を背景に、洋上風力発電が今後の再生可能エネルギー供給拡大の切り札、主力電源として、大幅拡大に官民双方から大きな期待が寄せられている。

このため、2018年には海域を民間事業者が発電事業に利用することを可能とする「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」（再エネ海域利用法）が制定され、同法に基づく最初の公募（4か所、150万kW）が進められている。

また2020年12月には大量導入、コスト低減、経済波及効果を目指す「洋上風力産業ビジョン（第一次）」と、その内容を含む「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」が取りまとめられたところである。同成長戦略では、政府は2030年までに1000万kW、2040年までに浮体式を含む3000～4500万kWの開発案件を形成し、産業界は国内調達比率を2040年までに60%とし、着床式の洋上風力発電のコストを2030～2035年までに8～9円/kWhにするとの目標が示され、実現に向けて取り組むこととされている。

こうした洋上風力発電に対する期待を踏まえて、本ペーパーは、偏西風帯に位置し年間を通じて安定した風況にある欧州の北海海域と、温帯モンスーン気候帯に位置し年間で風況が大きく変化する日本の北海道・東北の日本海沖を比較することで、これがどのように洋上風力発電の収益性、経済性に影響するかを分析するとともに、生み出された電気の買取価格を少しでも低減し国民や産業への影響を抑える対策とは何かを示すことを目的としている。

そこで2. では世界気象データをベースに、世界各地に風力発電と太陽光発電を設置した場合、その設備利用率等を評価できる公開プログラムを使って、日本と欧州に洋上風力発電所が立地した場合の立地点の風況と設備利用率等を評価した。3. では、この結果を利用して、同一の洋上風力発電所が日本と欧州に立地した場合の収益性を比較し、4. では、それを踏まえて日本における電気の買取価格の上昇を抑える方策とその効果を検討した。

## 2. 日本と欧州の風況と立地する洋上風力発電所の設備利用率の比較

### 1) 評価のツール

洋上風力発電所（ウィンドファーム）の想定立地点における風況とウィンドファーム全体の発電量・設備利用率を評価するために、英国インペリアルカレッジの Iain Staffell 講師とスイスチューリッヒ工科大学の Stefan Pfenninger 博士が共同開発した“Renewables.ninja”と名付けられたソフトウェアを利用した<sup>[1]</sup>。

このソフトウェアは、NASAの提供する1時間毎の風速データと主要風力発電機メーカーの発電機単体出力特性データ（非公開）をベースとし、1時間内の風速変動ならびにウィンドファーム海域内の風速のバラツキを、欧州（ドイツ、スペイン、英国、フランス、イタリア、スウェーデン、デンマーク、アイルランド）のウィンドファーム発電実績値と照合して校正したものである<sup>3</sup>。

このような校正を施した結果、このRenewables.ninjaで用いられるウィンドファーム全体の出力特性曲線は、従来の風力発電予測手法で用いられてきたものと大きく異なっている。

例えば、筆者らも参加した研究会では、下図に示す発電機単体の理論的出力特性曲線がそのままウィンドファーム全体の出力特性曲線になると仮定し、ウィンドファームの発電出力を計算していた<sup>4</sup>。

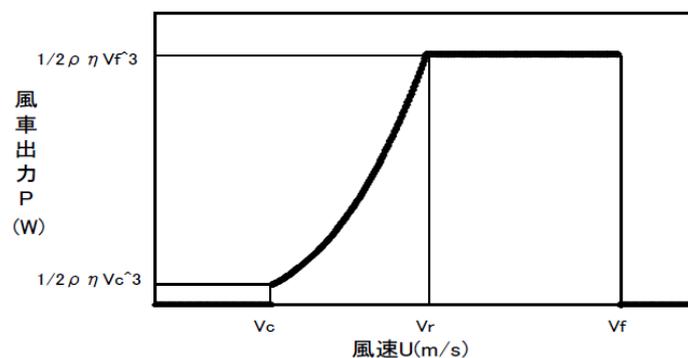


図1 筆者らがかつて使用した風力発電機の性能曲線

<sup>3</sup> その後、世界 70 カ国の実績値と照合され、その有用性が認められた[2]。

<sup>4</sup> 1ZF-1201 東日本大震災を踏まえた電源構成の転換を実現するためのシナリオと方策に関する研究（平成 24 年～25 年度）の図(2)-8 想定した性能曲線、ならびにその説明文参照 [https://www.env.go.jp/policy/kenkyu/special/houkoku/data\\_h25/1ZF-1201.html](https://www.env.go.jp/policy/kenkyu/special/houkoku/data_h25/1ZF-1201.html)

ここで、 $V_c$ はカットイン風速、 $V_r$ は定格風速、 $V_f$ はカットアウト風速である。風車はある一定の風速になって初めて回り始める。その時の風速が $V_c$ である。風車が回る円盤状の平面を通過する風のエネルギーは空気密度  $\rho$  と風速 $V$ の3乗に比例するので、それに風車効率  $\eta$  を乗じたものが風力発電機の出力となる。風速が $V_r$ となり発電機の出力が定格に達した後は、風車の羽の角度を変えて風を逃がし、出力を一定に保つ。風速がさらに高くなり一定値以上になると風車の破損を防ぐために完全に風を逃がして出力をゼロにする。この時の風速が $V_f$ である（多くの場合25m/s）。

これに対し、Renewable.ninja では、次のような曲線を用いている<sup>5</sup>。

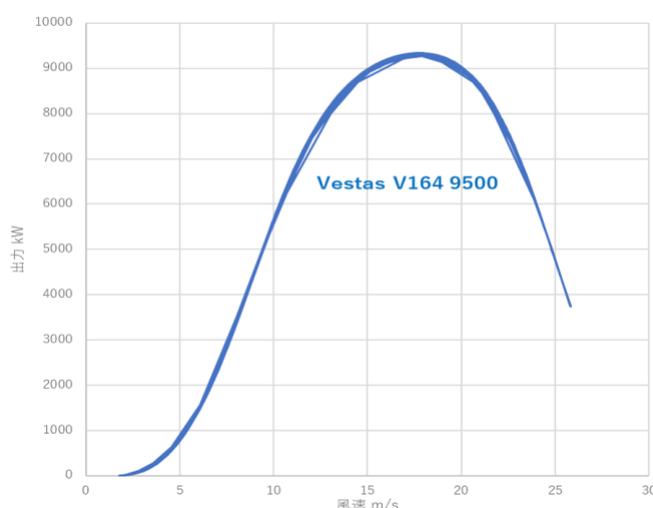


図2 StaffelらがRenewables.ninja で使用している風力発電機の性能曲線

図2に示す理論曲線を均したような性能曲線となるのは、以下の二つ理由による。

- ① 時間軸の均し効果：NASAの提供する風速データは1時間おきの瞬時値だが、実際の風速は1時間の間に変動する。
- ② 空間軸の均し効果：ウィンドファームは空間的広がりがあるので、ウィンドファーム中央の風速と同じ風速を全ての風車が受けるわけではない。

<sup>5</sup> 出力曲線はメーカーからは公開されていない。この曲線は Renewables.ninja の計算結果から逆算して求めたものである。

このように風速が時間的・空間的に変動する結果、例えばウィンドファーム中央地点の風速がある時刻に $V_r$ であったとしても、ウィンドファーム全体を見ると、 $V_r$ 以下の風速の風しか受けず定格出力を出せない風力発電機が多数存在することがある。あるいは、ウィンドファーム中央地点の風速がある時刻に $V_f$ 以下であったとしても、ウィンドファーム全体を見ると $V_f$ 以上の風を受けて出力をゼロに制御される風力発電機が多数存在することがある。このような効果の結果、1時間の平均発電出力は定格よりも低くなる。

以上の考え方に基づいて実績値と照合・校正されたRenewables.ninjaの予測手法と比べると、従来の予測手法は過大な、あるいは楽観的な、発電見通しを示していたことになる。

Renewables.ninjaは、このように、立地が想定される世界中の任意の地点における風況と設備利用率を高い確度で時系列計算可能な極めて有用なソフトである。公開され誰もが利用することが可能となっている<sup>6</sup>。

なおRenewables.ninjaは、IEAの"Offshore Wind Outlook 2019"<sup>[2]</sup>で多用されている。国内の洋上風力論議においてこのIEA報告書を参照する場合、このソフトの優れた特徴と同時にその限界もよくわきまえた上で、評価・引用することが肝要である。

## 2) 評価地点

風力発電所の立地するどの地点にも当該地点固有の特性があると想定されることから、立地が想定される複数の地点を選定しその評価結果を平均することで、日本と欧州それぞれの代表値とすることとした。また年間を通じて変化する日本については評価値が異常値でないことを示すために、日本と同様にモンスーン気候帯に属し洋上風力発電を推進している台湾の風況等を評価した。

欧州については、北海に面する英国、オランダ、デンマーク、ドイツ、ノルウェーの海域から稼働中、計画中の7地点を、日本については、現在発電事業者の公募手続きが進められている2海域に加えて、風況の良いとされる北海道、北東北から今後公募の第2ラウンド、第3ラウンドで対象となりそうな2海域の計4地点を、台湾については台湾海峡側の建設中と計画段階の5地点を選定した。

これらの地点を取りまとめたのが表1、地図が図3～5である。

---

<sup>6</sup> 但し、このソフトを用いて論文作成する場合には、文献[2]を参考文献として示すことが条件となっている。

表1：洋上風力発電評価地点一覧

地点	国	段階
Morey East	英国	建設中
Hornsea One	英国	稼働中
East Anglia One	英国	稼働中
Hollandse Kust Noord	オランダ	建設中
EnBW He Dreiht	デンマーク	計画段階
Horns Rev 3	ドイツ	稼働中
Solige Nordsjo II Phase 3	ノルウェー	計画段階
石狩湾	日本	計画段階
津軽半島沖	日本	計画段階
能代沖	日本	計画段階
由利本荘	日本	計画段階
Yunlin	台湾	建設中
Xidao Phase 2	台湾	計画段階
Greater Changhua 1 South East	台湾	建設中
Formosa II	台湾	建設中
Guanyin	台湾	計画段階



図3 欧州の風力発電所立地点

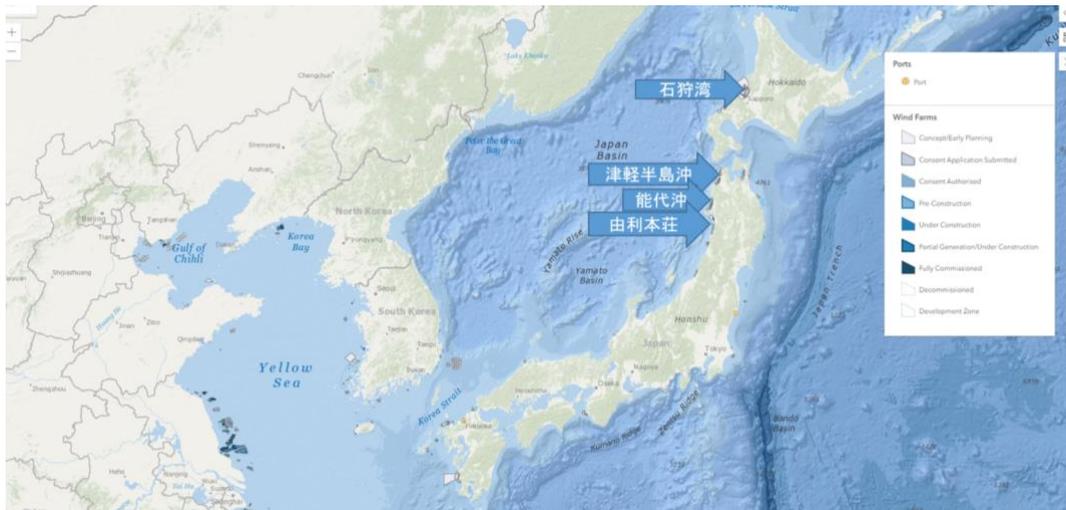


図4 日本の風力発電所立地点



図5 台湾の風力発電所立地点

### 3) 評価結果

#### ① 欧州7地点、日本4地点、台湾5地点の月間平均風速と月間平均設備利用率

欧州7地点、日本4地点、台湾5地点の月間平均風速を取りまとめた結果が図6、表2、月間平均設備利用率を取りまとめた結果が図7、表3である。

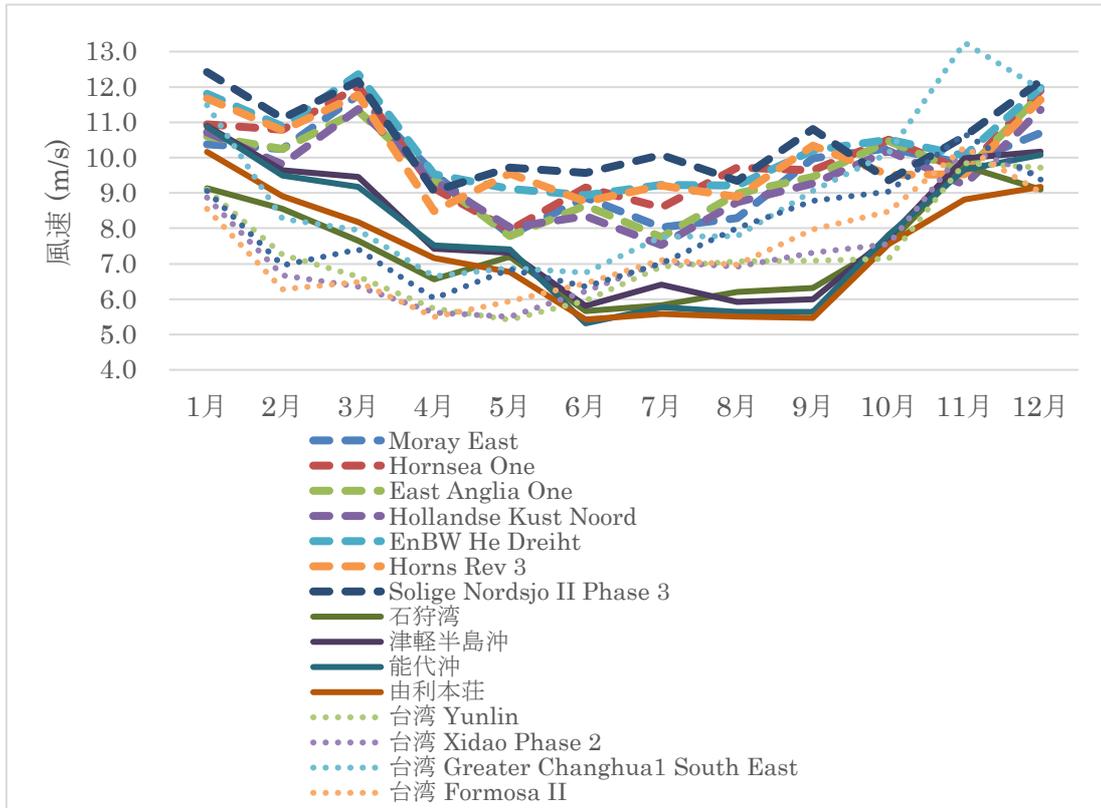


図6 欧州7地点、日本4地点、台湾5地点の月間平均風速

表2 欧州7地点・日本4地点・台湾5地点の月間平均風速

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
---Moray East	10.4	10.3	11.8	9.5	7.8	8.9	8.0	8.3	10.0	10.3	9.8	10.7
---Hornsea One	10.9	10.8	12.0	9.1	7.9	9.1	8.6	9.7	9.6	10.5	9.6	11.9
---East Anglia One	10.6	10.3	11.3	9.4	7.8	8.7	7.8	9.0	9.5	10.5	9.6	11.8
---Hollandse Kust Noord	10.7	9.8	11.4	9.4	8.0	8.3	7.5	8.7	9.3	10.2	9.2	11.4
---EnBW He Dreiht	11.8	10.9	12.4	9.5	9.1	8.9	9.2	9.2	10.2	10.5	10.1	12.0
---Horns Rev 3	11.7	10.8	11.8	8.5	9.6	8.8	9.2	8.9	10.3	9.5	9.5	11.6
---Solige Nordsjo II Phase 3	12.4	11.1	12.2	9.1	9.7	9.6	10.1	9.3	10.8	9.4	10.6	12.2
—石狩湾	9.1	8.6	7.7	6.6	7.2	5.7	5.8	6.2	6.3	7.6	9.8	9.1
—津軽半島沖	10.9	9.6	9.5	7.4	7.3	5.8	6.4	5.9	6.0	7.7	10.0	10.2
—能代沖	10.9	9.5	9.2	7.5	7.4	5.3	5.8	5.6	5.6	7.8	9.7	10.1
—由利本荘	10.2	8.9	8.2	7.2	6.8	5.4	5.6	5.5	5.5	7.6	8.8	9.2
.....台湾 Yunlin	9.1	7.2	6.6	5.7	5.4	6.0	6.9	7.1	7.1	7.1	9.8	9.7
.....台湾 Xidao Phase 2	8.9	6.7	6.3	5.6	5.5	6.2	7.0	6.9	7.3	7.6	10.3	9.5
.....台湾 Greater Changhua1 South East	11.5	8.3	7.9	6.6	6.9	6.8	7.8	7.8	9.1	10.1	13.3	11.9
.....台湾 Formosa II	8.5	6.3	6.5	5.5	5.9	6.5	7.1	7.0	8.0	8.5	10.3	9.0
.....台湾 Guanyin	9.1	7.0	7.4	6.0	6.8	6.3	7.0	8.0	8.8	9.0	10.7	9.4

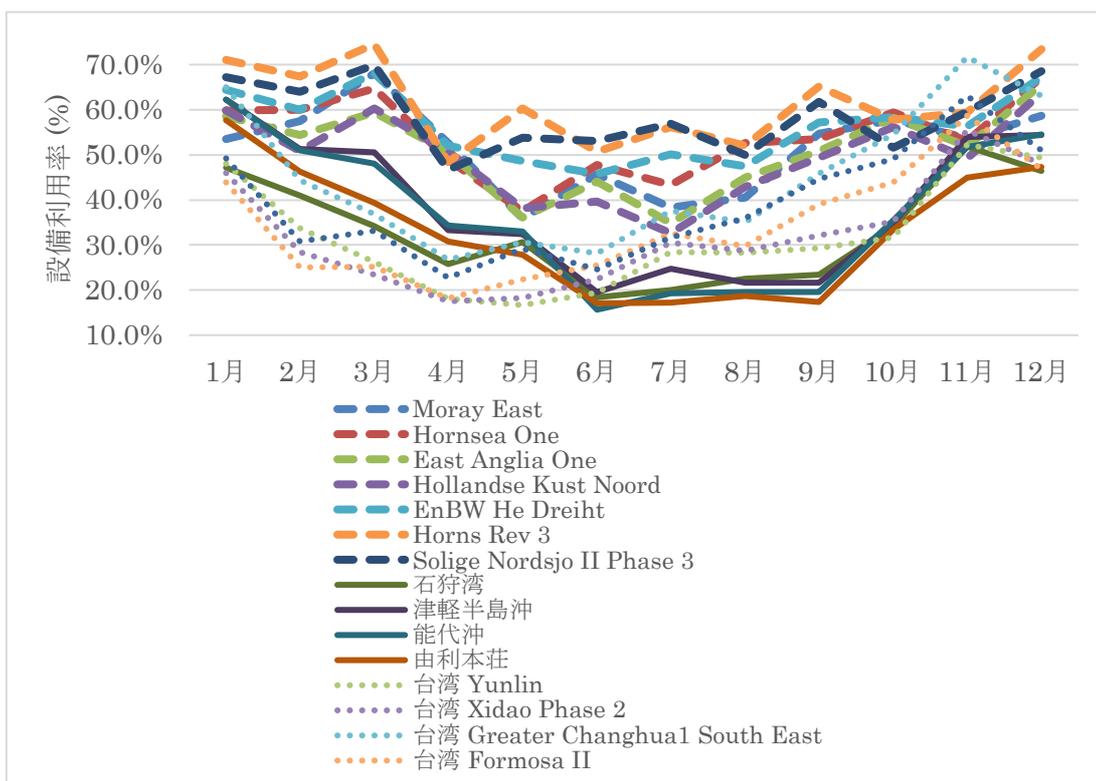


図7 欧州7地点・日本4地点・台湾5地点の月間平均設備利用率

表3 欧州7地点・日本4地点・台湾5地点の月間平均設備利用率

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
---Moray East	53.5%	57.6%	68.1%	52.5%	35.9%	45.7%	38.3%	40.6%	54.7%	57.7%	53.7%	58.7%
---Hornsea One	59.8%	60.0%	64.7%	48.9%	37.5%	47.8%	43.3%	52.6%	53.5%	59.5%	53.0%	67.2%
---East Anglia One	58.5%	54.5%	59.4%	50.6%	36.2%	44.0%	34.9%	45.0%	50.9%	58.2%	51.9%	65.6%
---Hollandse Kust Noord	59.8%	50.9%	60.2%	50.7%	38.2%	39.6%	32.6%	42.9%	49.4%	56.1%	49.3%	63.7%
---EnBW He Dreiht	64.5%	60.0%	68.2%	52.1%	48.7%	45.8%	50.1%	47.4%	57.1%	58.4%	56.3%	67.3%
---Horns Rev 3	71.1%	67.4%	74.5%	48.4%	60.3%	50.8%	56.1%	52.0%	65.2%	57.8%	59.4%	73.4%
---Solige Nordsjo II Phase 3	67.3%	64.0%	69.9%	46.7%	53.8%	53.0%	56.8%	49.9%	61.7%	51.6%	59.5%	68.5%
—石狩湾	47.1%	41.0%	34.1%	25.8%	30.6%	18.4%	20.1%	22.6%	23.4%	34.1%	51.8%	46.5%
—津軽半島沖	62.3%	51.3%	50.5%	33.3%	32.5%	19.5%	24.7%	21.6%	21.6%	34.9%	54.0%	54.5%
—能代沖	62.2%	50.9%	48.0%	34.3%	33.1%	15.7%	19.2%	19.5%	19.5%	35.4%	51.7%	54.6%
—由利本荘	57.7%	46.2%	39.3%	30.8%	27.9%	17.1%	17.2%	18.6%	17.3%	33.4%	45.0%	47.4%
.....台湾 Yunlin	48.0%	33.8%	26.3%	18.1%	16.7%	19.5%	28.4%	28.3%	29.3%	31.7%	52.2%	49.4%
.....台湾 Xidao Phase 2	46.0%	28.5%	23.4%	17.5%	18.3%	22.4%	30.5%	28.7%	32.2%	35.3%	55.5%	47.9%
.....台湾 Greater Changhua1 South East	65.0%	44.4%	36.8%	26.8%	30.6%	28.2%	37.6%	35.0%	45.8%	54.6%	71.7%	63.0%
.....台湾 Formosa II	43.9%	25.0%	25.2%	18.2%	22.3%	25.5%	32.6%	29.8%	39.1%	43.9%	58.7%	46.8%
.....台湾 Guanyin	49.2%	30.9%	33.2%	22.7%	29.2%	24.6%	31.7%	35.9%	44.7%	49.0%	63.1%	51.0%

欧州は、年間を通じて高い平均風速が得られている。さらに12月～3月に風況が良く、中には月間平均風速が12m/secを超え、月間設備利用率が60%から70%台になる地点もある。加えて風況の良くない12月～3月でも多くの地点で8

～9m/secの平均風速を記録しており、広大な海域が洋上風力発電に適していることが分かる。

日本と台湾の立地点は、冬場の一時期は欧州並みだが、夏場の風況低下が大きいというモンスーン気候帯の風況となっている。日本は6～9月が、より南に位置する台湾は4～6月の風況低下が著しい。

## ② 平均化した欧州・日本・台湾の月間及び年間風速と設備利用率

欧州7地点、日本4地点、台湾5地点の月間平均風速を平均化した結果とこれに基づいて年間平均風速を計算した結果が図8、表4、さらにこの結果を使って1年間の月間平均設備利用率と年間設備利用率を計算した結果が図9、表5である。

図8 欧州、日本、台湾の仮想立地点の月間平均風速

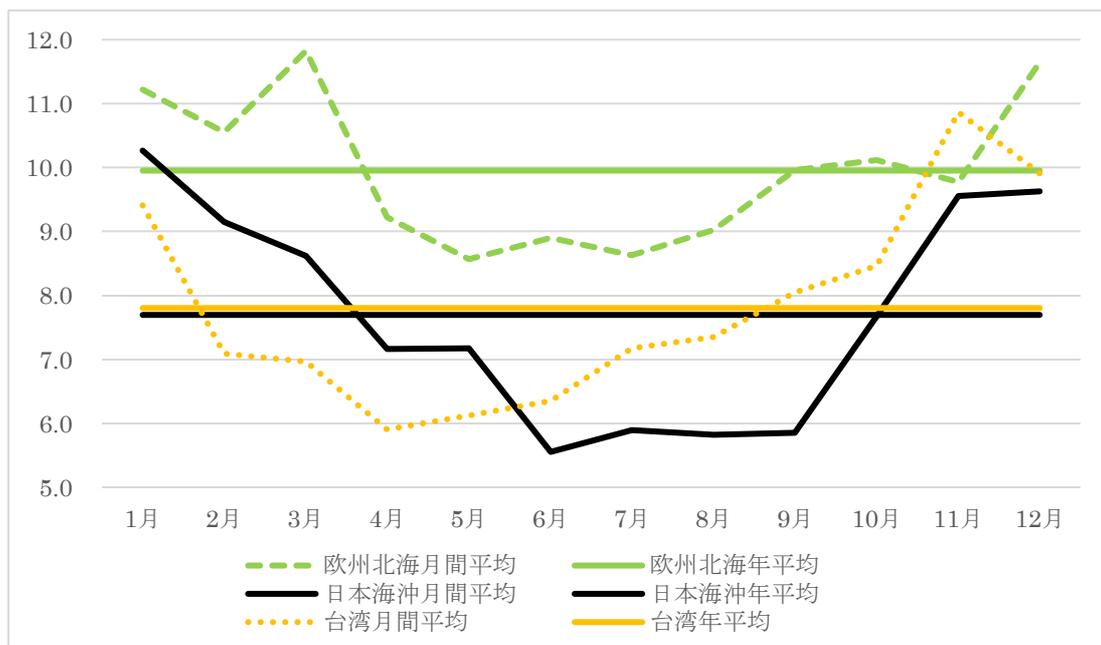


表4 仮想立地点の月間平均風速

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
--- 欧州北海平均	11.2	10.6	11.8	9.2	8.6	8.9	8.6	9.0	10.0	10.1	9.8	11.6
— 日本海沖平均	10.3	9.2	8.6	7.2	7.2	5.6	5.9	5.8	5.9	7.7	9.6	9.6
..... 台湾平均	9.4	7.1	7.0	5.9	6.1	6.3	7.2	7.4	8.0	8.5	10.9	9.9

図9 欧州、日本、台湾の仮想立地点の月間平均設備利用率

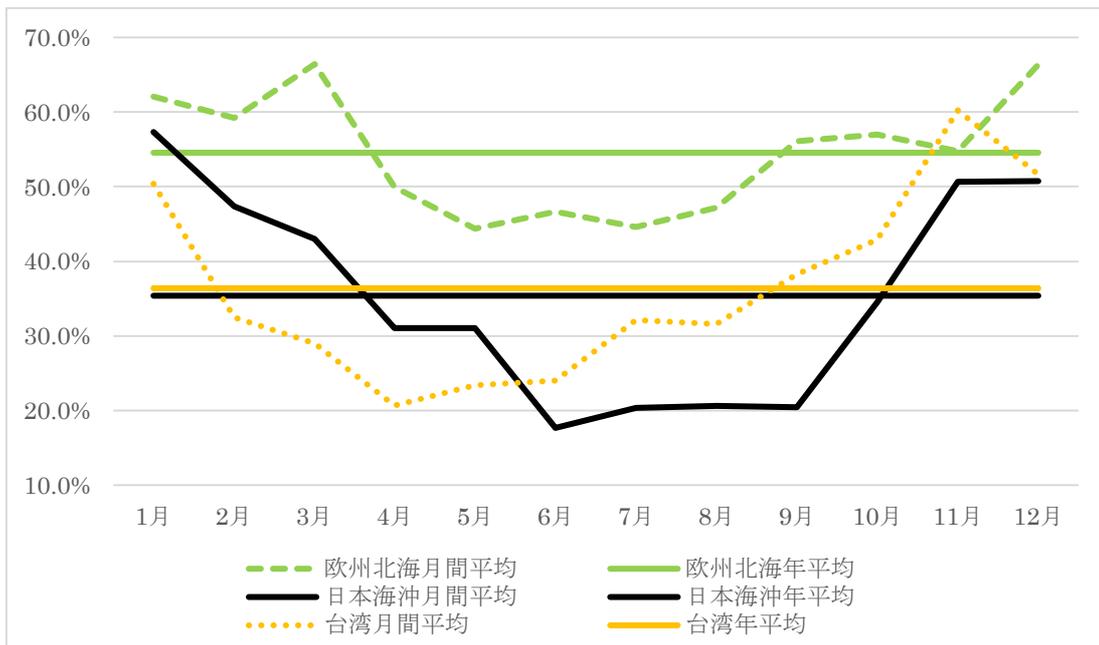


表5 仮想立地点の月間平均設備利用率

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
--- 欧州北海平均	62.1%	59.2%	66.4%	50.0%	44.4%	46.7%	44.6%	47.2%	56.1%	57.0%	54.7%	66.3%
— 日本海沖平均	57.3%	47.4%	43.0%	31.0%	31.0%	17.7%	20.3%	20.6%	20.5%	34.5%	50.6%	50.7%
..... 台湾平均	50.4%	32.5%	29.0%	20.7%	23.4%	24.0%	32.1%	31.6%	38.2%	42.9%	60.2%	51.6%

日本と台湾の年間平均風速はそれぞれ7.7m/sec、8.0m/secとほぼ同水準であり、月間平均風速については日本が6月～9月の4ヶ月間、台湾が4月～6月の3ヶ月間7m/secを下回り、採算性のある発電が期待できない状態が続くことを示している。

これに対して欧州は、年平均風速が10m/secに達しており、風況の悪い4月～8月の4ヶ月間ですら日本の年平均風速を上回る風況にある。

この結果、日本の年間設備利用率は35.4%であるのに対し、欧州は54.6%に達しており、同一の発電機から日本の5割増の電気が生み出されることが分かる。また、日本の6月～9月の4ヶ月間の月間設備利用率は20%台にとどまっており、この期間は発電量が大きく低下することが分かる。

### ③ 欧州と日本の代表地点の毎時出力

Renewables.ninjaでは、画面地図上の任意の点にカーソルをおいてクリックすることにより、任意の年の毎時風速と毎時出力をダウンロードすることが出来る。欧州7地点からは、日本と同じ島国である英国のHornsea Oneを、日本からは、最も北に位置して偏西風帯に最も近い石狩湾を代表地点として選び、そこに定格出力9500kWの風力発電機を置いた場合の2019年1年間の毎時出力を図10に示した。風力発電所の発電コスト計算には月間平均設備利用率があれば十分だが、平均値の背景にある毎時の出力変動のイメージを持つておくことは重要である。

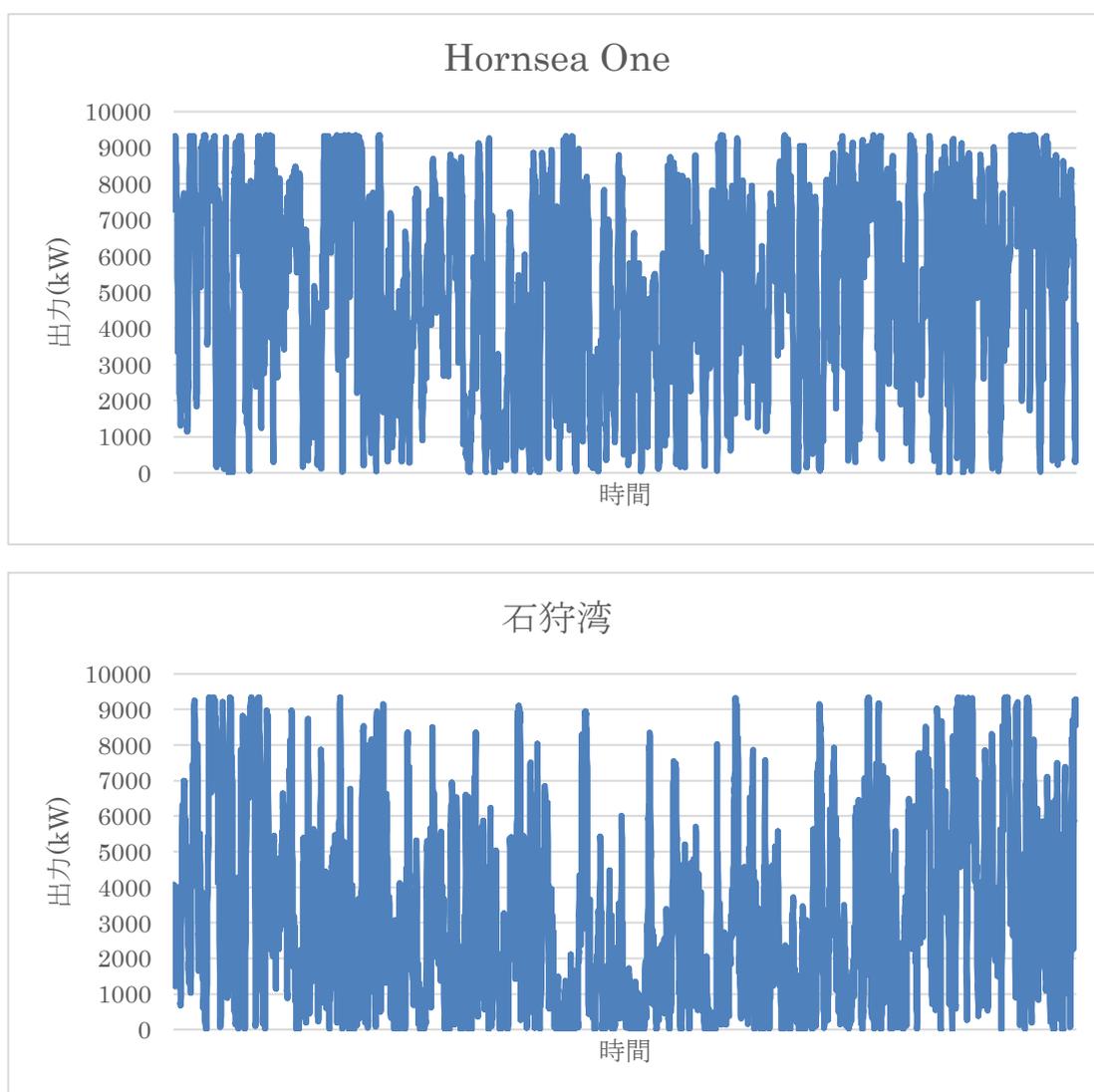


図10 英国 Hornsea Oneと石狩湾に9500kW機を設置した場合の  
2019年1年間の毎時出力変化

次に、月間平均設備利用率が最も高い月と最も低い月を抜き出したものを図11に示す。

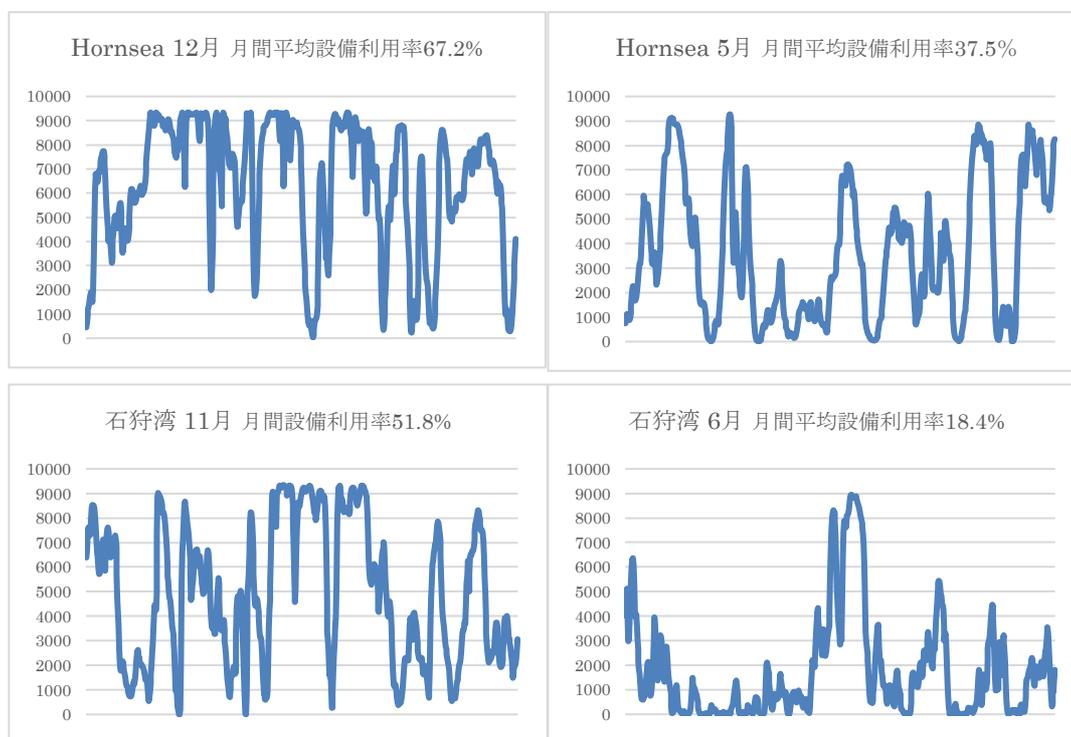


図11 英国 Hornsea Oneと石狩湾に9500kW機を設置した場合の2019年1年間で最も利用率が高い月と低い月の毎時出力変化

Hornsea Oneと石狩湾を比較すると、石狩湾は設備利用率が10%を下回る時間帯が圧倒的に多いだけでなく、上記の6月のようにそれが数日に及ぶ状況が観察される。このことは、たとえ10%を下回ってもその継続時間が短かいため対応が容易な欧州と比べ、日本の電力系統はより高い柔軟性（ゼロエミッション調整電力・電力貯蔵・需要家応答・広域連系）が求められる、言い換えると、日本は欧州よりも電力系統柔軟性付与コストが高くなる、ということを示唆する。

柔軟性コスト付与が高ければ、たとえ洋上風力発電のコストが欧州並みになったとしても、電力コストは欧州より高くなる。あるいは、電力コストを欧州並みにするためには、欧州以上に洋上風力コストを引き下げる必要がある、ということを示唆する。

柔軟性付与コストの議論は本論考の守備範囲を超える。しかし再エネ電源導入戦略全体を議論するに当たって極めて重要な問題なので、参考までに全ての月のグラフを末尾に示した。

### 3. 日本と欧州に立地する洋上風力発電所の採算性比較

#### 1) 試算の前提とした仮想洋上風力発電所

日本と欧州に立地する洋上風力発電所の経済性、採算性比較は両地域で実際に建設、運転されている洋上風力発電所のデータをもとに行うべきであるが、このようなデータの開示は困難な上、そもそも日本ではまだ大型の洋上風力発電所は建設開始前の段階にある。

そこで、2.で評価した平均風況の地点に仮想の洋上風力発電所が立地したとして、その採算性を評価し、これを比較することとした。つまり、風況以外の諸項目については全て同じ条件と仮定するため、風況の差によって生じる採算性の差のみを評価することになる。この意味で評価には限界があるものの、建設費や運転維持費等の各項目の積算精度や日欧間での積算精度の差による影響を受けにくいという利点もある。

採算性評価のために設定した仮想洋上風力発電所については、日本国内で計画されているプランをベースに、風車・発電機、建設費、運転維持費、借入資金の規模・金利等の各項目については、できる限り経済産業省、OECD/IEA・NEA、Staffell & Phenningerの研究成果の中で公開されているデータを使って、以下の内容で設定した。

- 発電規模：約350MW
- 風車メーカー基数：Vestas社製 9.5MW<sup>7</sup> 37基
- 初期投資額：約1700億円<sup>8</sup>
  - うち設備設計建設費：約1440億円
  - 系統連系費等：約260億円
  - 借入金：初期投資額の75%、金利 年率2%<sup>9</sup>
- 運転維持費：約70億円/年
- 運転期間：20年
- 電力買取価格：運転期間中買取価格を固定
- 年間発電量：Renewable ninjaの評価量（20年間変化せず）
- 年間売電量：発電量の約78%

#### 2) 採算性の評価結果

---

<sup>7</sup> Renewable ninja から引用可能な洋上風力用大型機を選定

<sup>8</sup> OECD/IEA Projected Cost of Generating Electricity, 2020edition を使って設定

<sup>9</sup> 平成 31 年 1 月の経産省調達価格等選定委員会の「平成 31 年度以降の調達価格等に関する意見」の内容をもとに設定。ただし、金利は最近の長期金利をベースに 2.0%とした。

### ① 日本に立地した場合の採算性

買取価格が再エネ海域利用法における事業者公募において上限とされている29円/kWhから19円/kWhまで変化した場合の、借入金なしの内部収益率<sup>10</sup>（P-IRR）、借入金ありの場合の内部収益率（E-IRR）と初期投資回収年数を計算した。

また、経済産業省の調達価格算定委員会が2017、2018年度に示した翌年度以降の調達価格に関する意見に示されている20kW以上の新設及びリプレイス陸上風力の買取価格設定のための想定IRR、8%及び6%を参考に、これより投資リスクの高い洋上風力についてE-IRRが10%となる買取価格を評価した。

更に、本来であれば、建設から運転終了までに要した費用を実発電量で除することによって計算される発電コストについては、調達価格算定委員会の例に習ってE-IRRが3%の場合の買取価格を便宜的に発電コストとした。

計算結果を表6に示す。

表6 仮想洋上風力発電所が日本に立地した場合の買取価格と収益性

買取価格	P-IRR	E-IRR	投資回収年数
29円	9.9%	15.0%	9年
28円	9.2%	14.0%	10年
27円	8.5%	12.9%	10年
26円	7.8%	11.9%	11年
25円	7.0%	10.8%	12年
24円	6.3%	9.6%	12年
23円	5.5%	8.3%	13年
22円	4.7%	7.0%	14年
21円	3.8%	5.6%	15年
20円	2.9%	3.9%	16年
19円	2.0%	2.0%	18年

得られた結果は以下の通りである。

<sup>10</sup> 内部収益率（Internal Rate of Return, IRR）とは投資によって得られると見込まれる利回りのこと。IRR は、投資プロジェクトの正味現在価値（NPV）がゼロとなる割引率である。

- 事業者公募時に上限買取価格とされた29円/kWhの場合、E-IRRは15.0%、投資回収年数は9年となる。
- E-IRRが10%となる買取価格は、概ね24円/kWh。
- 2018年の調達価格算定委員会で新設の陸上風力発電について示されたE-IRRが8%となる買取価格は、概ね23円/kWh。
- 発電コスト<sup>11</sup>は約19.5円/kWh。

## ② 欧州に立地した場合の採算性

欧州については、買取価格が29円/kWhと22円から12円/kWhまで変化した場合のP-IRR、E-IRRと初期投資回収年数を計算した。計算結果を表7に示す。

表7 仮想洋上風力発電所が欧州に立地した場合の買取価格と収益性

買取価格	P-IRR	E-IRR	投資回収年数
29円	19.7%	29.5%	6年
22円	13.2%	19.7%	8年
21円	12.2%	18.3%	8年
20円	11.2%	16.8%	9年
19円	10.1%	15.3%	9年
18円	9.0%	13.7%	10年
17円	7.9%	12.1%	11年
16円	6.8%	10.4%	12年
15円	5.6%	8.5%	13年
14円	4.3%	6.4%	14年
13円	3.0%	4.0%	16年
12円	1.5%	0.9%	20年

得られた結果は以下の通りである。

<sup>11</sup> 今後稼働を開始するプラントの発電コストを評価する方法として、一定の運転年数にわたって毎年発生する費用を評価時点（運転開始時点）の価格に換算して合計した総費用を、当該運転期間中に想定される総発電量を同時点の価値に換算して合計した総便益で除して求めるOECDの「運転年数均等化発電原価計算法」（Levelized Cost Of Electricity (LCOE) 法）がある。本ペーパーでは、ほぼ同じ手法でIRRを計算していることから、簡便なやり方としてE-IRRが3%の値を発電コストとして使うこととした。

- 日本の事業者公募時上限買取価格29円/kWhの場合、E-IRRは29.5%に達し、投資回収年数は6年となる。
- E-IRRが10%となる買取価格は、概ね16円/kWh。
- 2018年の調達価格算定委員会で新設陸上風力発電について示されたE-IRRが8%となる買取価格は、概ね15円/kWh。
- 発電コストは約12.6円/kWh。

### 3) 日本立地と欧州立地の採算性比較

#### <年間を通した風況に基づく評価>

- ① 日本の北海道、北東北の日本海沖に立地する洋上風力発電所の年間設備利用率は35.4%で、欧州の北海海域に設置される洋上風力発電所の年間設備利用率54.6%の65%程度にとどまる。この結果、日本で欧州と同じ内部収益率を達成するためには8円/kWh程度高い買取価格が必要になる。
- ② 同様に、E-IRRが3%の場合の買取価格として計算した発電コストも、日本の約19.5円/kWhに対し欧州は約12.6円/kWhと7円/kWhの差が生じている。
- ③ この採算性や発電コストの差は、風況（自然条件）の差によって生じるものであり技術開発や建設運転の習熟度では埋めることができない。
- ④ 設定した仮想洋上風力発電所の初期投資等については、現在の日本の習熟度で達成可能なレベルからするとやや低めに設定していることから、当面国民負担低減のために目指せる買取価格は25～26円/kWhであろう。
- ⑤ なお、日本の陸上風力発電設備には原子力発電所並みの500年に一度の地震に耐える設計基準<sup>12</sup>が適用されていることから、この耐震基準がそのまま洋上風力発電設備にも適用されれば実際の建設費は欧州に比較してより高くなることが想定される。

#### <風況変化の差による影響>

- ⑥ 日本は電力需要が高まる夏場（6～9月）に長期間月間設備利用率が大きく低下し、設備利用率が10%を下回る時間帯も長くなることから、この出力低下を補うゼロエミッション電源等が必要となる。このために要するコストは電力供給システム全体のコスト増をもたらす。

<sup>12</sup> 風力発電支持構造物設計指針・同解説 2010年版 土木学会

- ⑦ 設備利用率が10%を下回る時間帯が数日間に及ぶ場合も発生していること  
夏場には電力需要が高まることも考慮すると、この期間に必要なゼロエミッション電気を供給するには、蓄電だけでは十分ではなく、CCS付き化石燃料火力発電、水素燃料発電、原子力発電の利用が必要となろう。なお、本ペーパーは、その比較優位性は検討の対象としていない。
- ⑧ 一方、欧州は設備利用率の低下する夏場でも日本の冬場並みの設備利用率となっており、夏場の発電量を前提にした設備を建設できれば、冬場の余剰電力をゼロエミッションエネルギー源として期待されている水素製造に回すことも可能となる。

#### 4. 日本の洋上風力発電の買取価格を抑える方策

欧州並みの電力買取価格の実現は困難であるにせよ、国民生活にとって不可欠であり、産業競争力にも影響を与える電気料金については、できる限り諸外国に遜色ないレベルに維持することが求められる。そこで、風況の差によって生じる電力買取価格差を補うための方策について、想定されるものを以下に示した。

- ① 建設技術開発や建設経験の蓄積によって初期投資を下げる。また、風況の良い北海道から北東北の日本海側など洋上風力発電立地が想定される海域に、接続先となる送電線を公的資金で整備し、接続費を低減することで初期投資を下げる。  
⇒初期投資を10%、約170億円下げると、発電コストは約1.2円/kWh低下する。
- ② 技術開発や習熟度の向上によって運転管理、維持費を低減する。  
⇒運転管理、維持費を10%、20年間で約170億円下げると、発電コストは約0.2円/kWh低下する。
- ③ 技術開発によって発電効率を高める。  
⇒風車発電機の大型化等により発電効率を5%高めると、発電コストは約1円/kWh低下する。
- ④ 洋上風力発電事業のリスク低減策を講じつつ、発電事業者選定に際して想定するIRRを陸上風力発電並みの8%に抑える。リスク低減策の例は、以下の通り。
- 初期投資に対する低利融資制度
  - 大規模自然災害に起因する損傷や長期運転停止に対する公的保険制度
- ⇒IRRを10%から8%に下げると買取価格を約2円下げたことに相当する。

- ⑤ 現在は 30 年にとされている海域の利用可能期間を延長し、運転期間を 30 年保証する。  
⇒風車のリプレイスなしで運転できる期間が 30 年になれば、運転期間を 20 年と想定した場合に比べ発電コストは約 2 円低下する。
- ⑥ 東アジアにおける建設工事との共用を図ることで備船費を低減する。  
⇒着床式洋上風力発電の建設段階でのコストアップ要因である備船費を、2 月～6 月に平均風速が小さくなる台湾工事との共用を図ることで低減できる可能性がある。

買取価格が 20 円/kWh を切り 19 円/kWh となるには、①風力発電事業者の想定 E-IRR を 8% とし、②モデル風車より 15% 高効率な風車を開発・採用し、③初期投資と運転維持費をそれぞれ 10% 程度引き下げることが必要となる。加えて、運転期間 30 年が実現すれば、下表 8 に示すように発電コストは約 14 円/kWh となり買取価格を 17 円/kWh 程度まで下げることが可能となる。

表8 想定した価格低減策を全て実行した場合の買取価格と収益性

買取価格	P-IRR	E-IRR	投資回収年数
20円	8.8%	12.7%	12年
19円	8.0%	11.5%	13年
18円	7.1%	10.1%	14年
17円	6.3%	8.6%	15年
16円	5.3%	6.9%	16年
15円	4.4%	5.1%	18年
14円	3.4%	3.4%	20年超

## 5. おわりに

再生可能エネルギー供給拡大の切り札として期待が寄せられている洋上風力発電については、浮体式洋上風力発電まで含めれば供給ポテンシャルとしては十分存在するものの、温帯モンスーン気候に属する日本の自然条件から、風況の良い北海道、東北の日本海側に立地した場合の年平均設備利用率でも約 35% と、約 55% となる欧州の北海海域の年平均設備利用率を大きく下回るとの結果が得られた。これは

日本の洋上風力発電事業の収益性は欧州に比べかなり低くなり、国民や産業は欧州に比べ7～8円/kWh程度高い電気の買取価格を負担せざるを得ないことを意味する。

更に、月間平均利用率の推移をみると、欧州では利用率が低下する夏場でも40%台を維持しているのに対し、日本では夏場には利用率が20%前後にまで落ち込み、供給力が大きく低下するとの結果が得られた。また、日本では複数日に亘って発電出力が10%未満にとどまる状況も複数回生じている。電源のゼロエミッション化を実現するには、こうした夏場の低利用率を補うゼロエミッション電源が必要となる。

政府には、こうした自然条件の差が少しでも国民負担の増大や日本の経済力、産業競争力の低下につながらないように、発電事業者の初期投資削減、事業リスクの低減のための各種政策の立案実施が求められる。また、民間側も、高効率・メンテナンスフリー型発電機の開発、建設技術、維持管理技術の高度化、向上などを進めることによって、収益性を維持しながら国民負担の低減に寄与することが求められる。これらの対応が全て実施、実現されれば、内部収益性（E-IRR）8%程度を確保しながら、発電コストで14～15円/kWh、買取価格が20円/kWhを切ることも可能となる。

なお、欧米の政治状況をみると、パリ協定に基づく2030年国別貢献の早期改訂が求められる可能性も高まっている。コストアップを抑えながら風力発電の夏場の出力低下をいかなる電源で補完するかについては、洋上風力発電の大量導入を開始する現時点で早急に検討開始しておく必要がある。

## 参考文献

- [1] Staffell, Iain and Pfenninger, Stefan (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. Energy 114, pp. 1224-1239. doi: [10.1016/j.energy.2016.08.068](https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068)
- [2] International Energy Agency (IEA), Offshore Wind Outlook 2019
- [3] International Energy Agency (IEA) and Nuclear Energy Agency (NEA) : Projected Cost of Generating Electricity, 2020 Edition
- [4] 経済産業省 調達価格等算定委員会：「平成30年度以降の調達価格等に関する意見」、2018年2月7日  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20180207001\\_1.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20180207001_1.pdf)
- [5] 経済産業省 調達価格等算定委員会：「平成31年度以降の調達価格等に関する意見」、2019年1月9日

[https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20190109001\\_01.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20190109001_01.pdf)

- [6] 経済産業省 調達価格等算定委員会:「令和2年度以降の調達価格等に関する意見」、2020年2月4日

[https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20200204001\\_1.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20200204001_1.pdf)

・参考資料：英国 Honesea One と石狩湾に 9500kW 機を設置した場合の 2019 年  
1 年間の月別毎時出力変化

