



低炭素社会の実現に向けた
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく
イノベーション政策立案のための提案書

技術開発編

風力発電システム (Vol.1)
ー陸上風力発電システムの経済性評価ー

平成 30 年 1 月

Wind Power Generation Systems (vol.1):
Economic Evaluation for Onshore Wind Power Generation Systems

Strategy for Technology Development

Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies

国立研究開発法人科学技術振興機構
低炭素社会戦略センター

LCS-FY2017-PP-01

概要

風力発電システムは大規模な普及が進んでおり、発電コストも低下してきている。一方で、変動性対策や系統設備強化のための追加費用が懸念されており、さらなるコスト低減が必要である。

本研究では、陸上大型風車の主流である 3 枚翼水平軸風車を対象に、風力発電システムのコスト構造および CO₂ 排出量を明らかにした。基準ケースとして、定格出力 2MW、ハブ高さ 80m の風車を設計し、風力発電システムの導入原価、CO₂ 排出量を算出した。その結果、システム導入原価は 140 円/W であり、風車の製造コストは約 60% であった。風車の製造コストのうち、変動費が大きく、特に原材料費が 79% と大半を占める。固定費は風車製造コストの 18% であるが、そのうち約 4 割が人件費であり、人件費の割合は高い。部品区分では、タワー、ロータ、ナセルのコスト比率がそれぞれ 30%、30%、40% であった。CO₂ 排出量は 690g-CO₂/W であり、80% 以上が原材料・部材起源であった。

次に、コスト低減技術を整理し、風車の部品の選択とその組み合わせを考慮した設計変更による発電コストを評価した。本稿では、ハブ高さの増加、発電機種別に対してそれぞれの経済性を評価した。ハブ高さの増加により、風車コストは増加するが設備利用率が向上するため、発電コストは 1~5% 低下した。また、発電機種別によって、増速機を必要としないダイレクトドライブを用いた風車では、風車コストは増加するが発電コストは約 2% 低下した。このように、風車技術に対しコスト構造を評価する手法を構築した。

Summary

The dissemination of wind power generation systems is progressing on a large scale, while the cost of power generation is simultaneously decreasing. However, there is concern over the additional costs of addressing variability of wind and strengthening measures for system equipment, so further cost reduction is necessary. In this study, the cost structure of the wind power generation system and the amount of CO₂ emission were clarified for the three-wing horizontal axis wind turbine, which is the mainstream of large-scale onshore wind turbines. As a reference case, we designed a 2 MW-wind turbine with hub height of 80 meters and calculated the introduction cost and CO₂ emission of the wind power generation system. The results indicated that the cost of introducing the system was 140 yen/W, with the cost of the wind turbine making up about 60%. Raw material costs accounted for 79% of the manufacturing costs of the wind turbine. The ratios of costs of tower, rotor and nacelle were 30%, 30% and 40%, respectively. Fixed costs were 18% of the wind turbine manufacturing cost, of which about 40% was labor. CO₂ emissions were 690 g-CO₂/W. CO₂ emissions originating from raw materials and turbine components were more than 80%.

We summarized the issues of the cost reduction technologies and evaluated the power generation cost by design, considering the selection of turbine components. In this paper, we evaluated the economics of wind power generation systems considering hub height and generator type. As the height of the hub increased, the cost of the wind turbine increased. However, the power generation cost decreased by 1 to 5% because of increasing utility rate of capacity. In addition, the wind turbine manufacturing cost increased depending on the type of generator, but the power generation cost decreased by about 2% when using direct-drive. In this way, a method for evaluating the cost structure for wind turbine technology was constructed.

目次

概要

1. はじめに	1
1.1 日本の風力発電の現状と課題	1
2. 風力発電システムの経済性評価	1
2.1 手法	1
2.2 基準ケース	2
2.3 計算結果	3
3. 技術課題	5
3.1 コスト低減技術	5
3.2 ハブ高さによる経済性評価	6
3.3 発電機種別による経済性評価	7
4. 政策立案のための提案	8
参考文献	9

1. はじめに

1.1 日本の風力発電の現状と課題

世界の風力発電が拡大する一方で、日本の風力発電は停滞傾向にある。市場の規模や事業者への支援の不足から、日本の風車の製造コストは世界平均より 1.5~2 倍程度に高いことも指摘されている[1],[2]。また、固定価格買取制度により、風力発電導入が促進されている一方で、その賦存量は北海道、東北、九州などに偏っており、これらの地域では、電力需要に対する導入割合が増加することによる系統連系の制約などの問題が懸念され、導入拡大を抑制している。低炭素電源システムの構築には、変動性対策や系統強化の費用も考慮すると、さらなる風力発電システムのコスト低減が必要である。

風力発電システムのコスト低減に関しては、IEA Wind[2]、Wind Europe (旧 EWEA) [3]、DOE の NREL[4]などにより、コスト構造が分析されており、技術課題や経済性について評価されてきた。風力発電システムは部品の組立てと建設が主な工程であり、それぞれのコストは部品別に評価されてきている。これらの手法は、大型化や軽量化、各部品の仕様に伴う設計変更等など、現在導入可能な技術評価が主となる。一方で、2030 年、2050 年といった長期展望を評価するには、設備利用率、資本的経費と運用費用に対して習熟曲線などにより外挿して推計される[5]。このような手法は、将来の技術開発と市場の方向性を検討することを可能にするが、具体的な技術開発を特定することはできない。このため、個々の技術評価と、将来必要な技術とを総合的に評価することが求められる。

本研究では、現状の LCS のコスト構造分析の手法を基に、将来の技術開発を特定するための定量的技術シナリオに資する手法を開発することを目的とする。本稿では、第一に、現状のコスト構造を算出する手法を開発した。原材料、用役、設備、人員の区分と、各部品の区分を共に評価することが特徴である。本手法を用いることにより、製造技術、生産性を含めて、将来の技術も評価することが可能になる。第二に、コスト低減技術を技術開発の観点から整理した。さらに、ハブ高さの増加と発電機種別の変更に伴う経済性を評価し、本手法の有用性を示した。

2. 風力発電システムの経済性評価

2.1 手法

陸上大型風車の主流である 3 枚翼水平軸風車を対象に、風力発電システムの要素技術ごとのコスト構造を分析する。まず、基準ケースとなる風力発電システムを設計し、その製造工程から製造コストを算出する。図 1 に、風力発電システムの名称と、主な製造工程を示す。分析対象とする範囲において、個々の部品を分類し、それぞれのコストを積算して製造コストとする。機械部品が多く、組立工程が多いのが特徴である。各部品は設計により異なるため、分析対象外の部品製造工程は含まず、部品の価格、サイズ、重量、性能について、文献、企業へのヒアリングによりデータベースを構築する。年間生産規模を 1GW として製造設備費を推計した。

風車はタワー、ナセル（発電機・増速機を含むボックス）、ロータ（3 枚翼）に区分され、発電した電力を転換する電気機器も含めて設置する現地で組立・設置される。タワーは鉄鋼のモノパイル方式を想定する。鉄板を圧延加工により 3~5m の円柱を溶接し、20m 程度の円柱を製造し、現場でボルト締結により組立てる。ナセルは誘導発電機、主軸、台枠、ナセルカバー、軸受、増速機、ヨー制御システム¹⁾の歯車機器を含む。発電機、軸受、増速機、歯車機器については部品デ

¹⁾ タワー最上部の駆動機により、ナセル方位を風向きに追従させる制御システム。

データベースから風車仕様に適した部品を選択する。台枠、ナセルカバーについては、ナセルの重量と大きさから計算する。ロータはブレード、ハブ、軸受、ピッチ制御システム²⁾からなる。ブレードはブレード本体の型にガラス繊維を積層し真空含浸成形 (VaTRM 工法) により液状樹脂を注入・含浸して硬化させて2分割製造し、スパー、ルートとを組立て製造する。以上の製造工程における原料、部材、投入エネルギー、人員、設備の費用を推計し、製造コストを積算する。

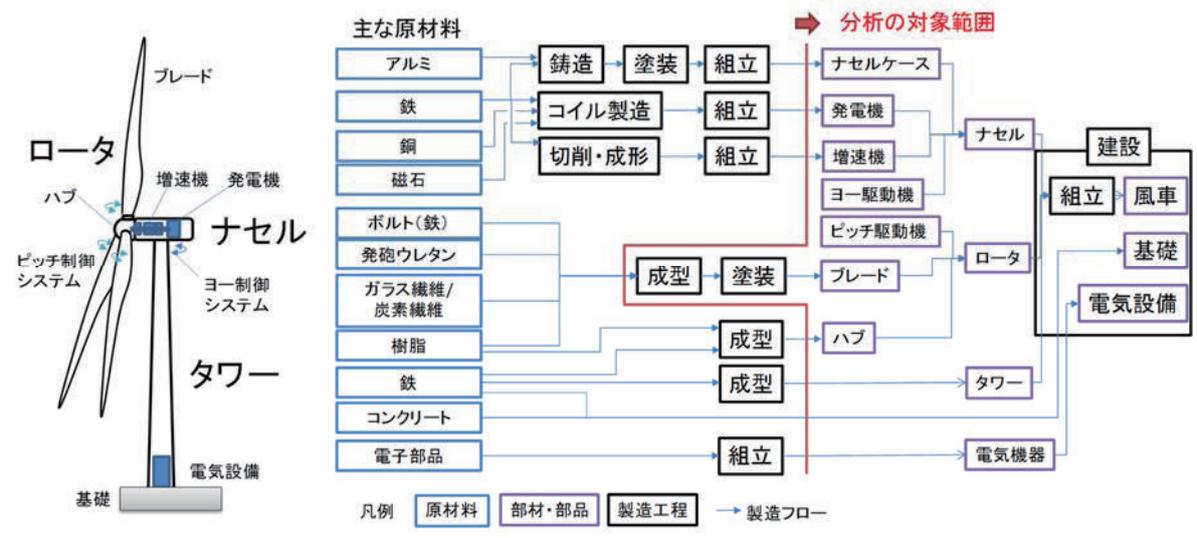


図1 風力発電システムの名称と製造工程および分析対象の範囲

2.2 基準ケース

基準風車の仕様を表1に示す。

表1 基準風力発電システムの仕様

定格出力	C	2000 kW
ハブ高さ	h	80.0 m
定格風速	v	12 m/s
空気密度	ρ	1.205
エネルギー量	ε	1041 W/m ²
出力係数(定格風速)	C _p	0.36
ロータ直径	D	82.4 m

²⁾ 発電量を最適に運用するため、風速の変化に合わせてブレード角度 (ピッチ角) を制御するシステム。

現在、陸上風車の定格出力は3MWを超えており、洋上風車は10MW風車の開発も進んでいる。一方で、日本では立地条件や普及規模などの影響から、1~2MWが主流であり、基準ケースの定格出力は2MWとした。定格風速の出力係数を0.36として設計すると、ロータ直径は82.4mとなる。本稿では標準的な立地条件として、ハブ高さの平均風速6m/s、設備利用率を23%とした。日本の風況は、東北、北海道に好条件の場所が多く、これらの地域の平均設備利用率は26%であり、他の地域の平均設備利用率は21%である[6]。日本の稼働率は世界に比べて低い[6]、運用の最適化、立地における特徴評価による向上が見込まれる。

2.3 計算結果

(1) システム導入原価

基準ケースの計算の結果、風車の製造コストは89円/Wであった。図2に、風車の製造コスト構造の内訳を示す。部品区分(左図)では、タワーが30%、ロータが30%であり、発電機・増速機等を含むナセルが40%であった。固定費・変動費区分(右図)では、原材料費が80%と大半を占める。固定費は17%であるが、そのうち約4割が人件費であり、人件費の割合は高い。本分析では、工場の生産規模は1GW/yとしており、2MW風車を年間500基生産する規模である。世界の年間生産量は2016年に55GW[7]で、2MW級風車が約30,000基導入されていることとなり、本分析の生産規模は世界市場では妥当な規模である。一方、日本の年間導入量は0.2GW[7]と少なく、国内生産では生産規模が小さく、固定費が割高となることが懸念される。

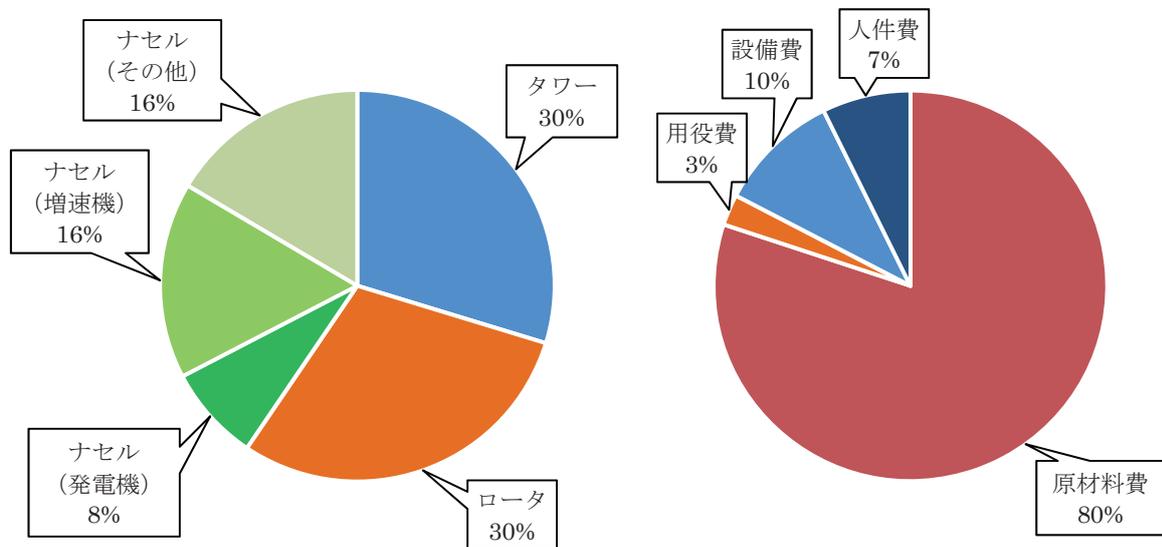


図2 風車の製造コスト構造

(左図：部品区分、右図：固定費・変動費区分)

図3に、基準ケースの風力発電システムの重量と、システム導入原価の内訳を示す。重量構成では、基礎工事の鉄筋コンクリートの重量が82%と大半を占め、次にタワーの重量が大きい。システム導入原価は、風車の製造コスト（タワー、ロータ、ナセル）は62%、基礎・工事費が25%であり、システム全体では140円/W（有効桁数2桁）であった。設備利用率23%、企業利益率を20%とすると、8.5円/kWhとなる。中国を除く世界の平均的な導入価格は約185円/Wであり[1]、さらに低下の傾向にある。日本の平均的な導入価格は282円/Wであり[1]、日本では導入規模が小さく、建設費なども高いことから、1.5～2倍程度の価格となっているのが現状である。

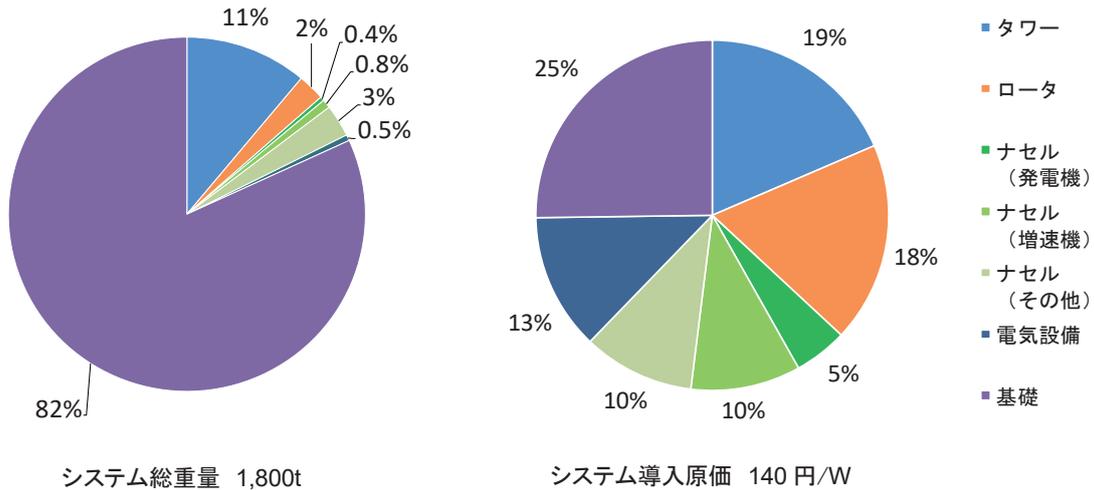


図3 基準ケースの風力発電システムの重量と原価

(2) CO₂ 排出量

図4にCO₂排出量を示す。CO₂排出量には、原材料毎のCO₂原単位のデータベース[8]を用いた。有効桁数は2桁とすると、CO₂排出量は690g-CO₂/Wであった。部品区分では、タワーのCO₂排出量が41%と最も多く、ロータ、ナセル、基礎・電気設備がそれぞれ12%,23%,24%であった。原材料・エネルギー・設備を区分とした排出起源区分では、80%以上が原材料・部材起源であった。設備利用率23%とすると、17g-CO₂/kWhとなる。

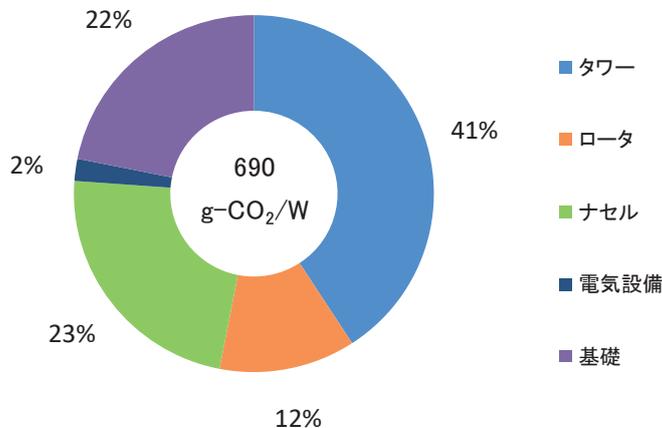


図4 基準ケースの風力発電システムのCO₂排出量

3. 技術課題

3.1 コスト低減技術

風力発電の発電コスト低減の要因として、市場の拡大に伴う量産効果、ウィンドファームのスケールメリット、コスト低減技術の開発などが考えられる。その中で、本稿では技術開発によるコスト低減について整理する。

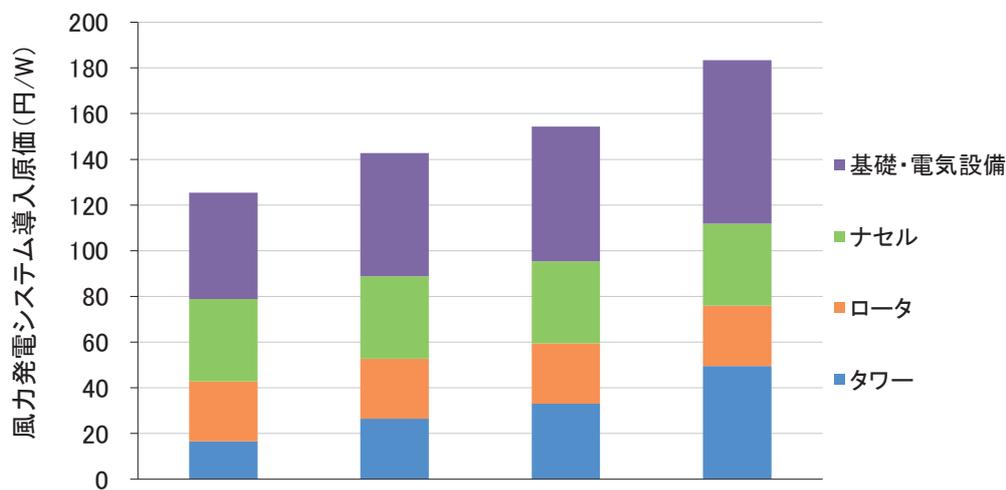
設備利用率の向上のためには、より安定した強い風をつかむことであり、大型化やハブ高さを高くすることがある。一方で強度を上げるため、重量が増える。このため、技術開発による軽量化がコスト低減の要となる。エネルギーロスを軽減するため、発電機・ギアボックスの改善が必要となる。また、日本には台風や複雑地形による乱流、冬期雷などの特有気象条件があり、日本に普及させる風車は独自の設計が必要となることもあり、日本型風車の開発も促されている。風力産業が未発達であり、故障発生を防止するための日本の気象条件に適した運用技術も成熟していない。以上の技術を整理すると、以下のような技術開発が必要である。

- ・ 風車の大型化、軽量化のための材料開発
- ・ ハブ高さの増加などの低コスト建設技術の開発
- ・ 日本の立地や気象条件に適した風車技術・運用技術の開発

次に、具体的に、ハブ高さによる設備利用率の向上と、発電機の種別によるコスト低減の影響について検討する。

3.2 ハブ高さによる経済性評価

ハブ高さが増加すると、より上空の風をつかむことができる。風は地表との摩擦をうけて、地表に近いほど風速が小さくなる。一般に高さの $1/n$ 乗則に従って上空ほど風速が速く、平地では $n=4$ 程度である。特に日本では乱流が生じやすい地形もあり、より上空の風を捉えることが効率的である。ハブ高さを 50m、80m (基準)、100m、150m とし、風車の導入原価および発電コストを計算した結果を図 5 に示す。平地を想定し、べき乗則の $n=4$ とした。ハブ高さが増加することによりタワーのコストは上がり導入原価が高くなるが、設備利用率が向上することにより発電コストは 1~5%低下する。日本では大型風車のハブ高さは 60~80m であり、欧米では 80~100m と、より高く大型な風車が導入される傾向にある。本分析の結果から、現状技術によってハブ高さを変更した設計とするだけでも、コスト低減が可能であることがわかる。風況や立地条件によっても結果が異なるため、設備利用率向上のための要素技術について今後詳細に検討する。また、大型化については運送などの条件も考慮した分析や、コンクリート製タワーや建設手法、部材の強度化、軽量化などの技術開発による影響も、本分析手法を用いて今後検討していく。



ハブ高さ(m)	50	80	100	150
ハブ高さ平均風速 (m/s)	5.5	6.0	6.3	6.8
設備利用率	19%	23%	26%	30%
発電コスト(¥/kWh)	9.0	8.5	8.1	8.4

図 5 ハブ高さの増加による発電コスト比較

3.3 発電機種別による経済性評価

発電機の適した回転数が千～2千回/分に対して、ロータの回転数は5～15回/分程度であり、この回転を増速するために増速機が必要となる。一方で、増速機により機械的エネルギー損失(約4%)や故障リスクが生じる。このため、ダイレクトドライブと呼ばれる増速機を用いない低回転の発電機も注目されている。ダイレクトドライブでは回転数を下げるために、発電機の電極の数を60～80極程度にするため、発電機の重量とコストが増加する。そこで、3段増速機による風車(基準)とダイレクトドライブ発電機を用いた風車(図6)について、製造コストおよび発電コストを算出した。その比較結果を図7に示す。ダイレクトドライブは発電機を含むナセル全体が重くなり風車の製造コストは上がる。一方で、エネルギー損失が減少し、メンテナンス費用が削減されることから発電コストは2%削減した。発電コストは、基準ケースの立地条件である設備利用率23%で算出しており、風況や立地による条件の違いが発電コストに及ぼす効果については、今後検討を進めていく。また、中低速増速機、材料開発や発電機の開発の効果についても今後詳細に検討していく。

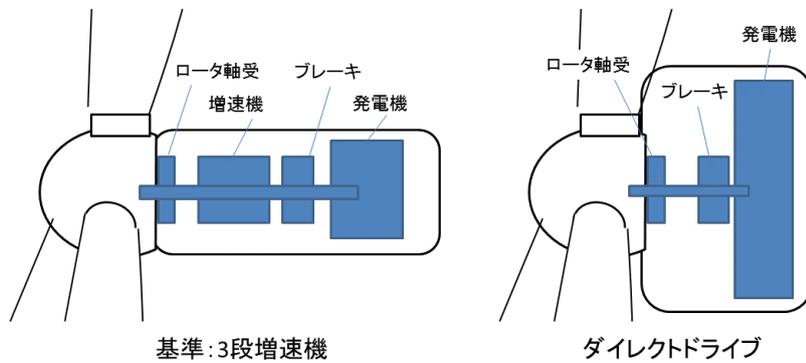
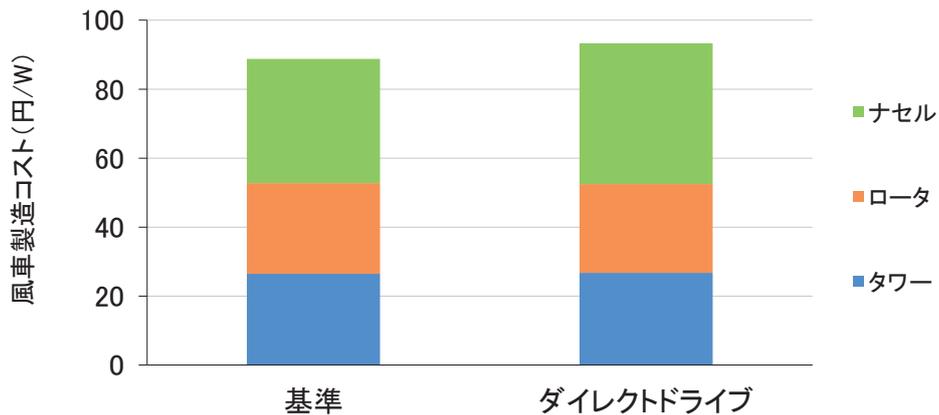


図6 発電機種別



発電コスト(¥/kWh)	8.5	8.3
--------------	-----	-----

図7 発電機種別と発電コスト比較

4. 政策立案のための提案

本研究では、3 枚翼水平軸大型陸上風車を対象にコスト構造を分析した。また、ハブ高さの増加や発電機種別によるコスト構造の違いを検討し、風車の製造コストは上がるが設備利用率の向上、運用費の低減により、発電コストが、ハブ高さの増加により 1~5%、ダイレクトドライブの導入により 2%低下することを示した。

次に、現状の日本の風力発電システム導入の課題から、風車のコスト低減技術のための技術開発要素を整理した。設備利用率の向上のためには、より安定した強い風をつかむことであり、大型化やハブ高さを増加することがある。一方で強度を上げるため、重量が増える。このため、技術開発による軽量化がコスト低減の要となる。エネルギーロスを軽減するためには、発電機・ギアボックスの改善が必要となる。また、日本には台風や複雑地形による乱流、冬期雷などの特有気象条件があり、日本に普及させる風車は独自の設計が必要となることもあり、日本型風車の開発も促されている。風力産業が未発達であり、故障発生を防止するための日本の気象条件に適した運用技術も成熟していない。以上の技術を整理すると、以下のような技術開発が必要である。

- (1) 風車の大型化、軽量化のための材料開発
- (2) ハブ高さの増加などの低コスト建設技術の開発
- (3) 日本の立地や気象条件に適した風車技術・運用技術の開発
- (4) 発電コスト低減のための総合的評価手法の開発

参考文献

- [1] 資源エネルギー庁, “風力発電競争力強化研究会報告書”, 2016 年 10 月,
http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/furyoku/report_01.html (アクセス日 2017 年 11 月 1 日).
- [2] P. Schwabe, S. Lensink and M. Hand, “Multi-National Case Study of the Financial Cost of Wind Energy”, IEA Wind Task 26, March 2011, <https://community.ieawind.org/task26/viewdocument/multi-national-case-study-of-the-fi?CommunityKey=f8c6c154-1c7b-4a23-89f6-f1ef6a99312c> (アクセス日 2017 年 11 月 1 日).
- [3] S. Krohn and I. Blanco, “The Economics of Wind Energy”, EWEA, March 2009,
https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf
(アクセス日 2017 年 11 月 1 日).
- [4] L. Fingersh, M. Hand and A. Laxson, “Wind Turbine Design Cost and Scaling Model”, Technical Report, NREL, December 2006, <https://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40566.pdf> (アクセス日 2017 年 11 月 1 日).
- [5] R. Wisser, K. Jenni, J. Seel, E. Baker, M. Hand, E. Lantz and A. Smith, “Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers: the Views of the World’s Leading Experts”, IEA-wind, June 2016,
<https://community.ieawind.org/task26/viewdocument/forecasting-wind-energy-costs-and-c?CommunityKey=f8c6c154-1c7b-4a23-89f6-f1ef6a99312c> (アクセス日 2017 年 11 月 1 日).
- [6] 木村啓二, 北風亮, “日本の風力発電コストに関する研究”, 自然エネルギー財団, 2017 年 6 月,
http://www.renewable-ei.org/activities/reports_20170614.php (アクセス日 2017 年 11 月 1 日).
- [7] GWEC, “Global wind report 2016 – Annual market update”, April 2017,
<http://gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2016/> (アクセス日 2017 年 11 月 1 日).
- [8] LCI データベース IDEA version 2.1.3
国立研究開発法人 産業技術総合研究所 安全科学研究部門 社会とLCA研究グループ
一般社団法人 産業環境管理協会.

低炭素社会の実現に向けた
技術および経済・社会の定量的シナリオに基づく
イノベーション政策立案のための提案書

技術開発編

風力発電システム (Vol.1)
ー陸上風力発電システムの経済性評価ー

平成 30 年 1 月

Wind Power Generation Systems (vol.1):
Economic Evaluation for Onshore Wind Power Generation Systems
Strategy for Technology Development,
Proposal Paper for Policy Making and Governmental Action
toward Low Carbon Societies,
Center for Low Carbon Society Strategy,
Japan Science and Technology Agency,
2018.1

国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター

本提案書に関するお問い合わせ先

- 提案内容について・・・低炭素社会戦略センター 研究員 井上 智弘 (Toshihiro INOUE)
- 低炭素社会戦略センターの取り組みについて・・・低炭素社会戦略センター 企画運営室

〒102-8666 東京都千代田区四番町5-3 サイエンスプラザ4階
TEL : 03-6272-9270 FAX : 03-6272-9273 E-mail : lcs@jst.go.jp

<https://www.jst.go.jp/lcs/>

© 2018 JST/LCS

許可無く複写・複製することを禁じます。
引用を行う際は、必ず出典を記述願います。
