

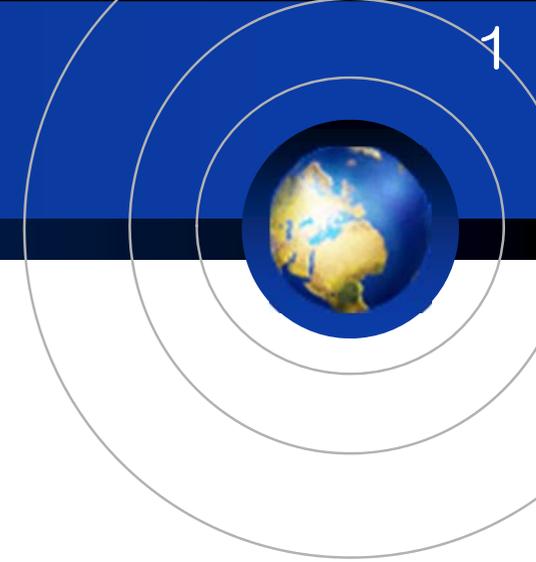
風力発電事業の現状と 買取価格等の今後の見通し



2017年12月14日

一般社団法人 日本風力発電協会

<http://jwpa.jp>



1. 風力発電事業の現状

- 環境アセスメントと系統接続

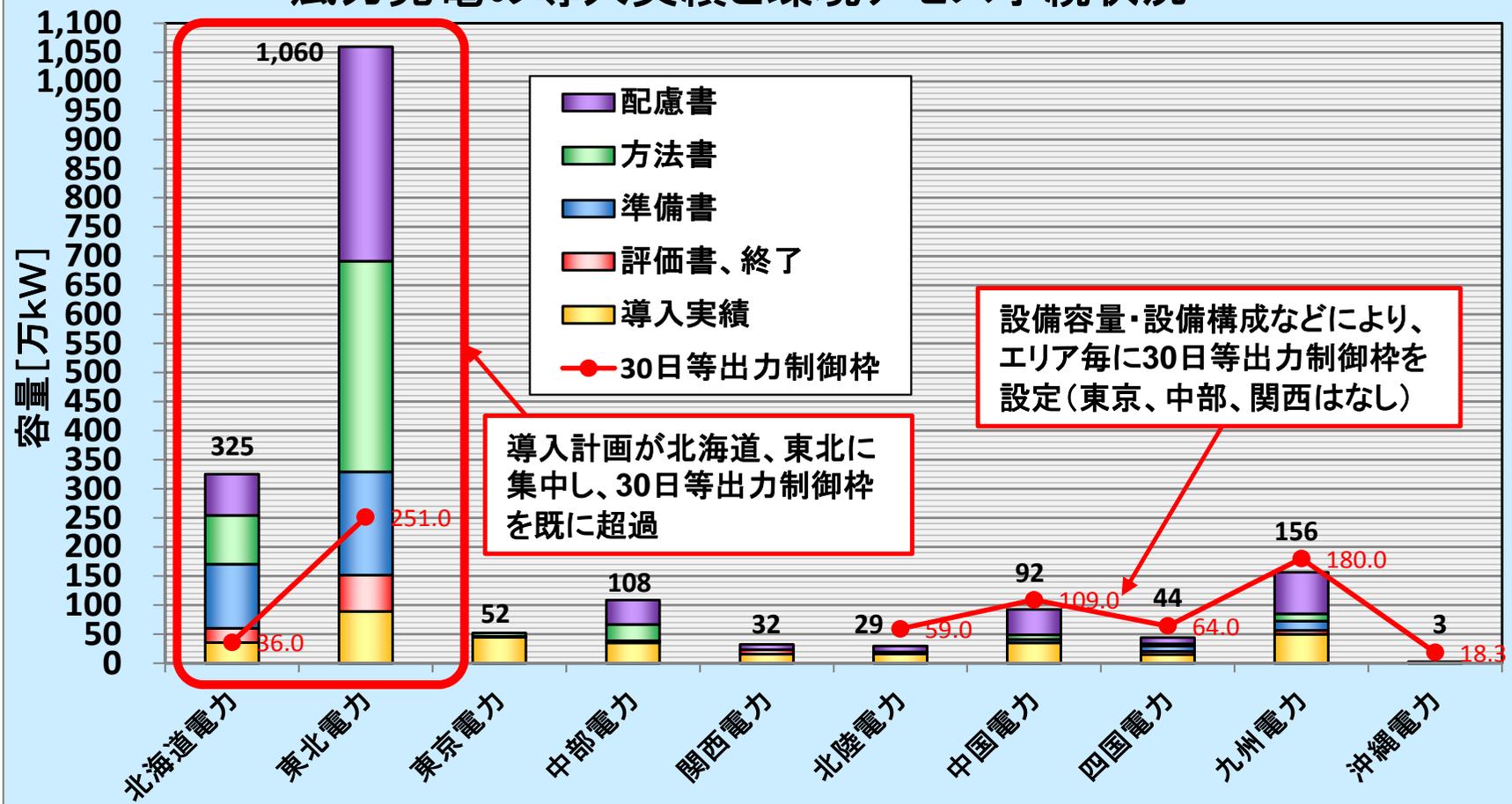
2. 買取価格等の今後の見通し

- 買取価格の適切且つ継続的な検証・見直し
- 中小規模事業の風力リプレースによる円滑な継続・継承

1. 風力発電事業の現状（1）

- 我が国における風力発電導入量・開発状況（環境アセスメントと系統接続）
 - ①運転開始済み： 337万kW
 - ②開発中の案件： 1,564万kW } **合計：1,901万kW** *「①運転開始済み」は今年3月末時点のJWPA調査値
 - ⇒ 政府の2030年度導入見通し（風力1,000万kW）には、2020年以降早期に到達する見込み
- 一方で、風況が良く開発が進んでいる北海道と東北北部では、系統接続の制約が厳しさを増しており、最大の課題（次ページ参照）

風力発電の導入実績と環境アセス手続状況



【環境アセス状況】
 (2017年11月末時点)
 ☆配慮書段階：626万kW
 ☆方法書段階：504万kW
 ☆準備書以降：434万kW
 (工事着手済含む)
 ☆環境アセス実施合計：
1,564万kW

【FIT認定】 : 685万kW
 (2017年3月末時点・新規認定分)
 ※運転開始済：79万kWを含み、
 小形(20kW未満)認定分：12万kW
 を除く

<参考> 北海道及び東北北部エリアの系統接続状況

■ 系統側蓄電池による風力発電募集（北海道エリア）

- 募集量：100万kW（Ⅰ期募集：60万kW、Ⅱ期募集：40万kW）に対して240万kW（116箇所）が申込み。北海道電力の検討により、78万kW（53箇所）がⅠ期対象（2022年までに連系可能）との結果
- しかしながら、道北（西名寄系）や道南（道南系）地域は送変電設備（275/187/100 kV）の空き容量がゼロ（66kV以下においてもゼロになっている系統あり）であり、これら地域における案件を連系するためには大規模な系統増強（西名寄で所要工期約20年）が必要

■ 電源接続案件募集プロセス（東北北部エリア）

- 東北北部エリアにおける地内送電線の空き容量がゼロとなったことを受け、基幹系統対策（増強）工事（秋田地区～西仙台変電所間の500kVルート構築）を対象に昨年10月プロセス開始
- 募集容量（約280万kW）に対して接続検討（第2段階）受付時点における容量は1,545万kW。その内、約8割が風力（陸上風力446万kW、洋上風力786万kW）
- 東北電力にて合理的な設備形成を考慮した上で熱容量評価及び同期安定性評価を行った結果、連系可能量は350万kW程度～450万kW程度（対策工事の所要工期は着工より約11～13年）

- 北海道及び東北北部エリアともに大規模な系統増強等の対策が必要なため、ポテンシャルの多くを実現するには長い時間をかける必要
- また、募集プロセス完了後の新規電源接続の具体的な考え方が示されていないため、後続案件の実現可能性が見通せない状況

1. 風力発電事業の現状（2）



■ 陸上風力

- 新規の開発案件（容量）は徐々に積み上がっているものの、開発のリードタイムの短縮化や系統制約の克服などは未だ不十分
- 特に、系統制約については現行の制度・ルールの下での緩和・解消が進められているが、多額の費用負担と長い期間が必要となる場合が多いため、中長期の価格目標に向けた将来的な風力コストの低減（コスト競争力の向上）の足かせとなっている

■ 洋上風力

- 東北北部エリア電源接続案件募集プロセスの応募状況から洋上風力の導入ポテンシャルを類推することはできるが、陸上風力に比して開発の進捗度や熟度は低いと思料
- 他方、欧州の先例に倣えば、FIT制度による洋上風力市場の創出を前提としつつ、海域の利用ルールの明確化、事業者側のリスク（環境アセスメントや系統接続等）軽減や競争によるコスト低減を促す仕組み（いわゆる「セントラル方式」）等の適切な導入促進策を早期に講じることができれば、将来的には他電源に比して遜色ない価格水準となる可能性はある

2. 買取価格等の今後の見通し（1）

■ 買取価格の適切且つ継続的な検証・見直し

- 計画中的新規案件における想定コスト等の実態調査の結果から、今後の風力の発電コスト（LCOE）は、接続費を除けば2020年度以降は徐々に低減していく見通しが得られた。他方、接続費は増加傾向が見られることから、引続き精査・検証が必要
- 風力リプレースについては実績がない中、一定の前提条件（低い事業リスク及び接続費用が不要）を置き、想定するIRRを6%と設定。新規・リプレース共、風力発電事業は立地場所により大きく条件が異なるため、事業リスクや費用の定量化・一般化は容易ではなく、十分な評価・検討が必要

※ なお、送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討の中で、託送料金における発電側課金の導入を検討中。再エネ最大限導入と国民負担抑制の両立を踏まえた買取価格の在り方（想定コストの考え方、系統制約に伴う費用負担との関係等）の検討が本委員会でも必要と思料

- ⇒ 2020年度の価格は、現行の2019年度価格の維持が妥当
- ⇒ 算定時点の想定や前提条件の適切性を実績に照らして継続的に検証し、必要に応じて買取価格を見直すことが不可欠
- ⇒ また、見直しに際しては、導入促進に基づく適正な価格の設定（例えば、政府が意欲的な長期導入目標を設定の上、導入量に応じた価格を設定）を行うべき

〈参考〉 風力発電のコスト等に関する今後の見通し①

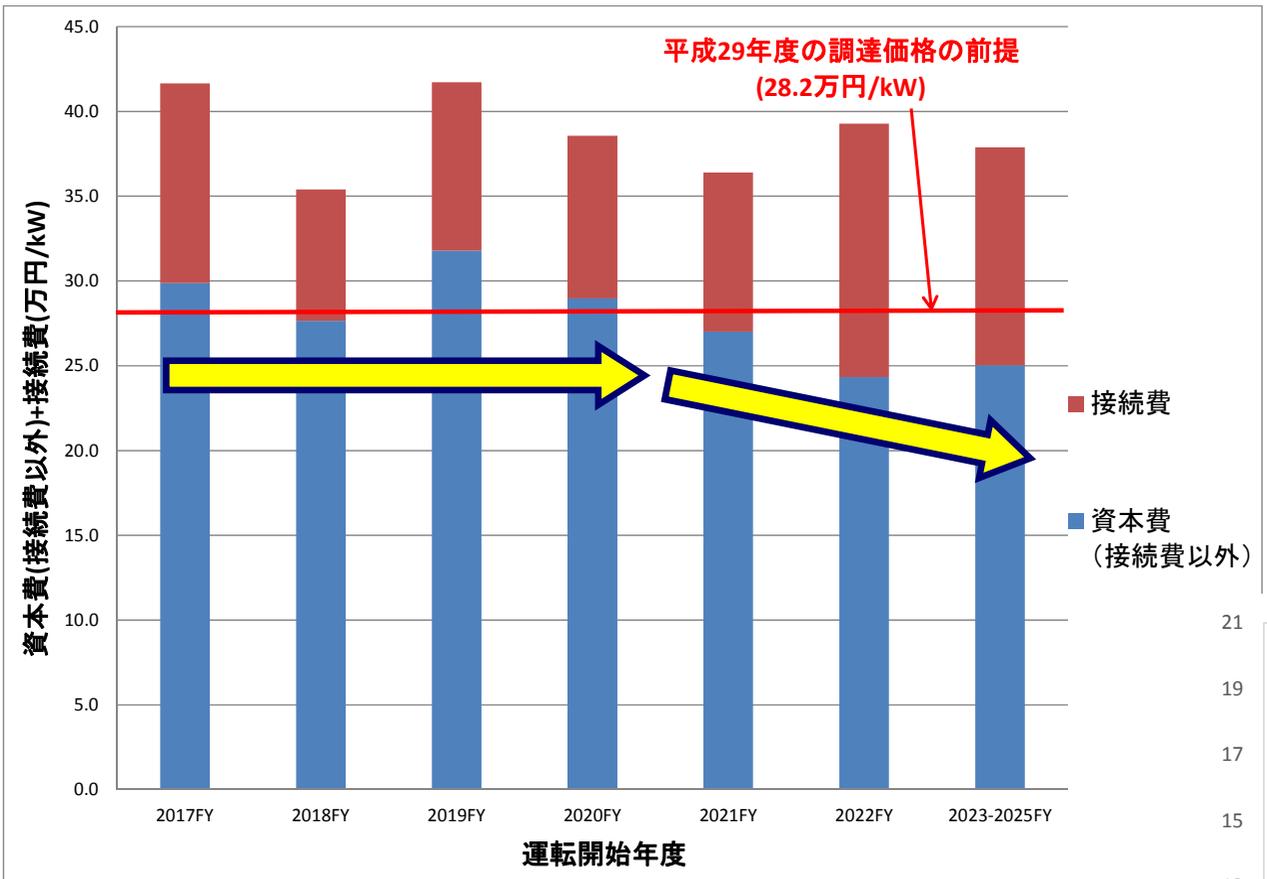
- JWPAの会員である風力発電事業者からの協力を得て、現在計画中の案件（一部工事中及び運転開始済を含む、2017～2025年度の間に運転開始予定の案件）における、資本費、運転維持費及び設備利用率の実態調査を実施（70件 / 239.7万kW）（北海道・東北：60件 / その他の地域：10件）
- 以下の実態であることが分かった（但し、計画中の案件については見積ベースであることに留意）
 - (1) 資本費（次ページ参照）
 - ✓ 運転開始年度別に見ると、**接続費（電力工事費負担金を含む）は昨年度調査と同様に増加傾向**を示している。これは、運転開始年度が将来へ進むにつれて、系統側の改修・増強等に伴う多額な工事費負担金が見積られている案件、系統接続要件として蓄電池設置が課されている案件、電源線（自営送電線）が長距離に亘る案件が増えていることが理由として考えられる
 - ✓ 他方、**接続費以外の資本費は2020年度以降、徐々に低減していく傾向**を示している
 - (2) 設備利用率
 - ✓ 回答全体では想定より高い設備利用率（平均値：25.4%）となった。また、昨年度の調査では風力適地である北海道・東北とその他の地域との設備利用率（平均値）に顕著な相違（北海道：24.9% / 東北：24.6% / その他地域：22.0%）が見られたが、今年度調査では北海道以外の地域において設備利用率向上の傾向が見られた（**北海道：24.7% / 東北：26.0% / その他地域：24.2%**）
 - (3) 運転維持費
 - ✓ 平成29年度以降調達価格の前提（0.93万円/kW/年）を上回る結果（平均値：1.34万円 / 中央値：1.15万円）となった
 - (4) その他
 - ✓ 撤去・廃棄費用（見積ベース、資本費には含まず）は、平均値で資本費の約10%であるとの結果が得られた

⇒ 以上より、**風力の発電コスト（＝発電原価）については、接続費を除けば2020年度以降は徐々に低減していくことが予想される**

<参考> 風力発電のコスト等に関する今後の見通し②



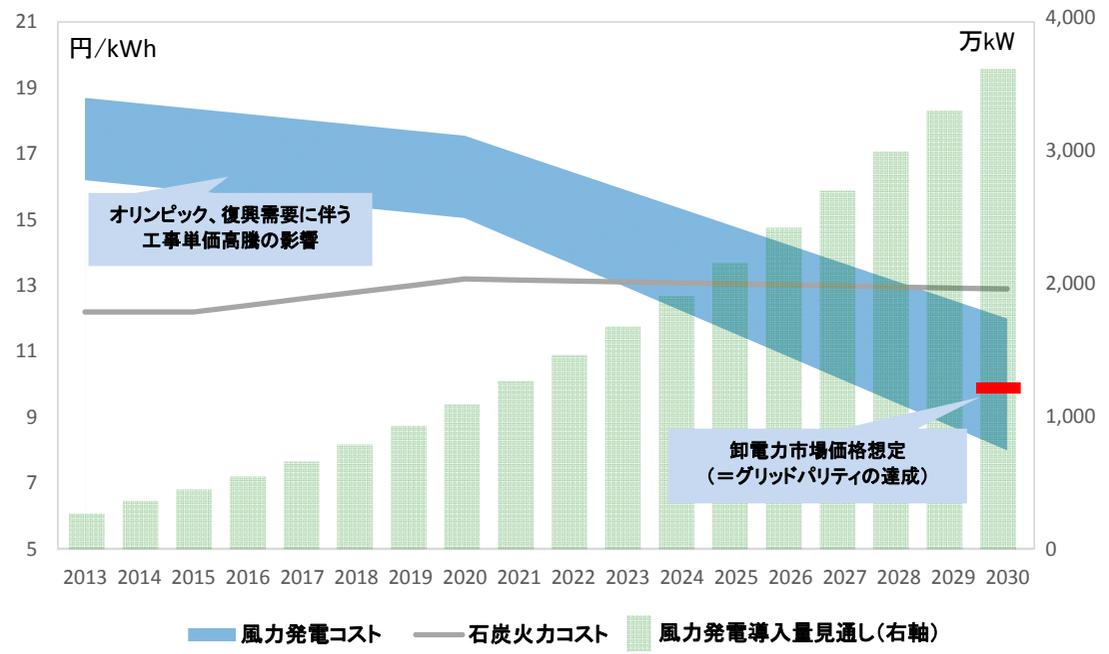
<今後の風力コスト等に関する実態調査結果> (2017年度JWPA実施)



資本費及び接続費の推移(平均値:n=61)
 ※接続費の詳細分析を現在継続中

- 注) 上図の接続費を構成する内容は下記の通り
- ①WF構内電源線 ②受変電設備 ③計量器 ④送電鉄塔
 - ⑤架空送電線(又は埋設送電線) ⑥接続工事費 ⑦その他(例:開閉設備)
 - ⑧電力会社工事費負担金 ⑨募プロに伴う所要費用のうち①~⑧を除く費用

【参考】
<陸上風力発電コストの低減見通しとグリッドパリティの達成>
 (JWPA Wind Vision Report より)



2. 買取価格等の今後の見通し（2）



■ 中小規模事業の風カリプレースによる円滑な継続・継承

- 想定するIRRを6%と設定されたことで、比較的事業採算性の低い中小規模事業の風カリプレースが極めて困難となっている状況
- 特に、（風カリプレースに係る実態調査結果から、）我が国風力発電の黎明期を支えた地方自治体が運営する風力発電所の多くがリプレース困難な局面に直面している状況

⇒ 地域に根ざして運営している地方自治体を始めとする中小規模事業が、リプレースにより事業を円滑に継続・継承できるような公的支援措置（例：大規模・商業目的と区別した買取価格の設定、ドイツFIT制度のような価格オプション（Repowering bonus）、建替え資金の手当への支援など）が不可欠

〈参考〉 地方自治体の風力リプレースに係る調査結果① (2017年4月：JWPA実施)



■ 概要

- 風力発電設備を有する地方自治体（全45自治体 / 64発電所）を対象として、リプレースの実施・検討状況、また、実施・検討に際しての課題等について、アンケート方式による調査を実施

■ 結果

(1) 回答件数（回答率）： 40自治体（88.9%） / 57発電所（89.1%）

(2) 回答内訳（発電所数ベース）：

回答項目	回答件数	回答率
1. リプレースを実施済み又は実施予定	10自治体	15.6%
2. リプレースを検討中	21自治体	32.8%
3. リプレースを実施しない	26自治体	40.6%
4. 未回答又は対象外	7自治体	10.9%

(3) 抽出された課題： リプレースを実施しない・できない主な理由は以下の通り

- ① 既存発電所の解体費用が高額であり、費用捻出が困難
- ② リプレース事業の建替え資金が拠出できない
- ③ 維持費が高額であり、現状のリプレース買取価格では事業採算が確保できない
- ④ 稼働率が低く、当初見込んでいた発電量が得られていない
- ⑤ そもそも、風況や事業採算性が良くない

〈参考〉 地方自治体の風力リプレースに係る調査結果② (2017年4月実施：JWPA実施)



■ 課題に対する対応案

- 仮にリプレース事業の採算性に問題が無いとしても、既存発電所の解体費用及び建替え資金の拠出に目途が立たない可能性が高いことが浮き彫り ⇒ 対応案としては下記提示あり
 - 建替え資金の手当てについては、地方債の起債、各種基金の活用等が必要
 - 既存発電所の解体費用については建替え資金と切り分けて考えた方がよい
- なお、アンケートによる回答データに基づき、事業採算性（IRR）のケーススタディを試算した結果は下表の通り。調達価格等算定委員会が設定したIRR6%を達成するためには買取価格18円の場合では資本費2割相当、買取価格16円では3割相当の助成が必要

	助成なし			資本費の2割助成			資本費の3割助成		
	18円	17円	16円	18円	17円	16円	18円	17円	16円
A	3.9	—	—	6.8	5.7	4.6	8.6	7.5	6.3
B	4.3	3.3	—	7.1	6.0	4.9	9.0	7.8	6.6
C	—	—	—	4.9	3.6	—	6.6	5.2	3.6

※黄色着色部：IRR6%以上となるケースを示す。「—」の記載は採算が成り立たないことを示す

※試算緒言は下記の通り

自治体A：設備利用率22.56%、建設費単価34.36万円/kW、O&M費単価0.93万円/kW

自治体B：設備利用率23.18%、建設費単価33.50万円/kW、O&M費単価1.02万円/kW

自治体C：設備利用率22.95%、建設費単価30.15万円/kW、O&M費単価1.61万円/kW

※公租公課なし、廃止措置費用：固定資産取得額の10%（注 実際はより高額となる見込み）