

**地域における再生可能エネルギー事業の
事業性評価等に関する手引き（金融機関向け）
Ver4.1**

～風力発電事業編～

2019年3月

環境省大臣官房

環境経済課

目次

1. 手引きの概要	1
1.1 本手引きの目的・作成背景.....	1
1.2 地域の金融機関に求められる役割と本手引きが対象とする事業規模.....	1
1.3 本手引きの構成.....	3
2. 再生可能エネルギーとは	4
2.1 再生可能エネルギーの概要.....	4
2.2 固定価格買取制度の概説.....	6
2.2.1 制度の概要.....	6
2.2.2 買取の対象.....	7
2.2.3 調達価格と調達期間.....	7
2.2.4 出力制御ルール.....	9
2.2.5 買取義務者.....	11
2.3 発電開始までの流れ.....	12
2.3.1 認定制度.....	13
2.3.2 事業計画策定ガイドライン.....	16
2.3.3 電力会社との特定契約、接続契約を締結する手続き.....	17
3. 風力発電技術と事業の概要	18
3.1 技術の概要.....	18
3.1.1 風力発電の原理.....	18
3.1.2 風力発電設備のサイズと形式.....	19
3.1.3 風力発電設備の構成要素.....	21
3.1.4 風力発電所の構成要素.....	22
3.2 風力発電設備メーカー・機器の選定.....	23
3.3 イニシャルコスト、ランニングコスト.....	34
3.3.1 イニシャルコスト.....	34
3.3.2 ランニングコスト.....	35
3.4 予想発電量.....	36
3.5 系統連系区分.....	38
3.6 風力発電事業の関係主体.....	40
4. 風力発電事業の融資の検討にあたっての基本的留意事項	41
4.1 基本的枠組み.....	41
4.1.1 事業主体.....	41
4.1.2 事業規模.....	41
4.1.3 資金構成.....	41
4.2 設備・施工に係る留意事項.....	42
4.2.1 用地の選定.....	42

4.2.2	用地の確保・契約	44
4.2.3	設備の選定	45
4.2.4	プラントの設計	47
4.2.5	系統連系	47
4.2.6	設計・調達・建設の実施	48
4.3	運営・管理に係る留意事項	48
4.3.1	製品保証・稼働率保証	48
4.3.2	O&M（運転／保守管理）サービス	49
4.4	法的対応事項に係る留意事項	52
4.4.1	電気事業法に関連する事項	52
4.4.2	土地の転用	53
4.4.3	その他の関連法令	55
4.5	環境影響に係る留意事項	56
4.5.1	環境アセスメントの実施	57
4.5.2	主な環境影響と対応策	61
4.6	風力発電事業特有のリスク	64
4.6.1	完工リスク	65
4.6.2	発電量リスク	66
4.6.3	天候・自然災害等による事故・故障リスク	67
4.6.4	性能リスク	72
4.6.5	メーカー倒産・事業撤退リスク	73
4.6.6	操業リスク	73
4.6.7	制度リスク	75
5.	事業性評価の評価項目及び評価手法等の解説	76
5.1	収支計画	76
5.1.1	収入	76
5.1.2	支出	76
5.2	ストレスケースの想定	78
5.3	事業性の評価	79
5.4	事業性の評価に用いる書類	80
6.	融資実施に向けた検討事項	81
6.1	キャッシュフロー管理	81
6.1.1	キャッシュウオーターフォールの構築	81
6.1.2	返済債務積立金勘定（Debt Service Reserve Account）の設定	81
6.1.3	配当制限	82
6.1.4	スポンサーの追加出資義務	82
6.1.5	配当金の戻し入れ（Clawback）	82
6.1.6	一部繰上償還	82
6.2	スポンサーの完工保証	83
6.3	コベナントの設定	83

6.4	ステップインのための保全策	84
6.4.1	株式・社員持分への質権設定	84
6.4.2	土地への担保権設定	85
6.4.3	風力発電設備への譲渡担保権の設定	85
6.4.4	売電債権の担保設定	86
6.4.5	プロジェクト関連債権への担保設定	87
6.4.6	電力受給契約等における契約上の地位の譲渡にかかる予約完結権の付与	87
6.5	その他	88
6.5.1	市民ファンド等との協調	88
6.5.2	信用保証協会や自治体等の制度の活用	89
	用語集	93
	参考資料	95

目次

図 2-1	再生可能エネルギーの概念図	4
図 2-2	固定価格買取制度の基本的な仕組み	6
図 2-3	改正 FIT 法における固定価格買取制度のスキーム	11
図 2-4	再生可能エネルギー発電設備を設置するまでの流れ（風力、水力、地熱、バイオマス発電の場合）	12
図 2-5	認定申請から発電事業終了までの流れ	13
図 2-6	旧制度で認定を取得している場合、新制度への移行に必要な条件・手続き	15
図 2-7	電源別事業計画策定ガイドラインの概要	16
図 3-1	風力発電の各種損失と効率	18
図 3-2	風力発電設備の定格出力階層別導入基数の推移	19
図 3-3	風力発電設備の形式（水平軸風車の例）	20
図 3-4	風力発電システムの主要な構成要素	21
図 3-5	陸上風力発電所の主要構成要素	22
図 3-6	風力発電システムの性能曲線の例	36
図 3-7	風力発電事業をとりまく関係主体と相関図	40
図 4-1	標準的な環境アセスメント等のフロー	57
図 4-2	風力発電事業の主なリスク	64
図 4-3	風力発電設備の故障要因と故障回数	67

表目次

表 2-1	風力発電の特長と課題.....	5
表 2-2	平成 31 年度以降の風力発電の調達価格及び調達期間.....	8
表 2-3	風力発電所の出力制御方法.....	9
表 2-4	風力発電所の出力上限の設定方法.....	10
表 2-5	日本風力発電協会から報告された出力制御対応機器の設置に必要な追加的な費用.....	10
表 3-1	定格出力から見た風力発電設備の分類基準.....	19
表 3-2	主要メーカーの概要.....	24
表 3-3	【参考】風力タービンメーカーの世界市場シェア（2017 年の販売設備容量上位 10 社）.....	26
表 3-4	風力発電の電気工事業務を取り扱う EPC 事業者一覧.....	28
表 3-5	風力発電の土木・建築業務を取り扱う事業者一覧.....	29
表 3-6	風力発電のコンサルタント一覧.....	31
表 3-7	風力発電設備の資本費（イニシャルコスト）.....	34
表 3-8	風力発電設備の運転維持費（ランニングコスト）.....	35
表 3-9	系統連系区分.....	38
表 3-10	風力発電事業の主要な関係主体.....	40
表 4-1	風力発電事業における資金調達方法.....	42
表 4-2	電圧階級毎の電源線コスト.....	44
表 4-3	風車の国際規格（IEC61400-1(2005)）に規定されている風条件.....	46
表 4-4	風車の国際規格（IEC61400-24(2010)）に規定される雷パラメータの最大値.....	46
表 4-5	O&M サービス契約に関する注意点.....	50
表 4-6	風力発電事業実施時の主な運営管理費用.....	51
表 4-7	風力発電システム設置にあたっての法手続き.....	52
表 4-8	風力発電事業の実施時に留意すべきその他の主な関連法令.....	55
表 4-9	環境影響評価法が定めている発電所における対象事業一覧.....	57
表 4-10	風力発電事業において発生すると考えられる主な環境影響の例.....	59
表 4-11	環境影響評価の項目・調査内容(1,000kW 以上を対象).....	60
表 4-12	風力発電設備の近年の落雷事故の発生状況（ブレードの破損を伴うもの）.....	67
表 4-13	風力発電設備の復旧に要する費用.....	68
表 5-1	支出の算定に必要な項目.....	77
表 5-2	風力発電事業におけるストレスケースの設定例.....	78
表 5-3	事業性評価における評価指標.....	79
表 5-4	事業性評価において確認する書類の例.....	80
表 6-1	土地・風力発電設備に対する担保権設定のオプションと特徴の整理.....	86
表 6-2	信用保証協会による融資支援制度（例）.....	89
表 6-3	地方自治体による保証料補給制度（例）.....	89
表 6-4	再生可能エネルギーに関する自治体の条例（例）.....	90

1. 手引きの概要

1.1 本手引きの目的・作成背景

再生可能エネルギーは、地球温暖化の主要因となっている CO2 を排出しないため、地球温暖化対策として期待されています。また、これらは分散型エネルギーとしての活用が可能であるため、東日本大震災以降、関心が高まっています。

再生可能エネルギー事業は、地域の事業者や NPO 等が身近に利用可能な自然資本を活用した取組を進めることができ、地域の活性化につながるものとして期待されています。

我が国でも、平成 24 年 7 月から再生可能エネルギーの固定価格買取制度（固定価格買取制度）が開始され、太陽光や風力等の再生可能エネルギー源を用いた発電事業（再生可能エネルギー事業）の事業化に向けた検討が各地で進んでいます。ただし、建設段階等における初期投資の費用については、事業者自らが調達する必要があり、とりわけ、地域の事業者や NPO 等による地域主導型の取組では、資金力に限界があるため、初期投資の負担が相対的に大きいという課題があります。そのため、地域金融機関等の融資のニーズが高まっており、再生可能エネルギー事業という新たな分野に対して、その事業性を見極める力が金融機関には一層求められています。

この課題に対して、環境省では太陽光、風力、小水力、及び木質バイオマス発電を対象に、現時点では十分な経験や実績が蓄積されていない地域金融機関や、今後一層再生可能エネルギー事業に対する融資促進に取り組む金融機関向けに、これら発電事業に対する融資の検討にあたっての基礎的情報と基本的な留意事項について説明する手引きを作成し、公開しています¹。

本手引きを活用することにより、金融機関の風力発電事業に対する理解を深め、地域における再生可能エネルギー事業を促進し、さらに事業の継続性を高めることが期待されます。また結果的に、CO2 排出削減や地域の活性化に貢献し、低炭素社会の構築に向けて、着実に前進していくことが期待されます。

1.2 地域の金融機関に求められる役割と本手引きが対象とする事業規模

一口に地域における再生可能エネルギー事業と言っても、事業主体が地域の事業者であるのか、立地点が（都市部ではない）地域であるのか、あるいは資金の出し手（投資家あるいは金融機関等）が地域の個人・事業者であるのか、様々な形態があり得ます。

その中でも、本手引きでは地域における重要な資金の出し手としての地域金融機関に着目し、その活躍の機会を拓けることを目的としています。元来、地域金融機関は、地域社会の振興やまちづくりのための地域金融の主導的な役割を担うものであり、地域金融機関による再生可能エネルギー事業への融資を通じて、地域経済の発展に寄与することが期待さ

¹ <http://www.env.go.jp/policy/kinyu/manual/index.html>

れます。

本手引きでは、地域金融機関がより主導的な立場で、その役割を果たすことが期待される事業規模として、売電事業を目的として設置される中型～大型風力発電設備 2～3 基程度（発電容量 2,000～7,500kW 程度）、おおよそ 5～20 億円程度の規模を主な対象とします。本手引きが活用されることで、融資先事業者の信用に依拠した通常のコーポレートファイナンスに加えて、再生可能エネルギー事業の事業性を積極的に評価して融資が実行されることを期待しています。

1.3 本手引きの構成

本手引きは、風力発電事業編として作成しています。

本手引きは、基礎編と実践編から構成されており、基礎編（2章、3章）では、再生可能エネルギーや風力発電事業の概要について整理されています。実践編（4章～7章）では、融資にあたり留意すべき事項について整理されるとともに、風力発電事業特有のリスクを紹介しています。また、事業性評価の評価項目や評価手法について、解説しています。

既に基本的な知識がある方は、4章の実践編からお読みください。

なお、本手引きでは、売電事業を目的として設置されている中型～大型の陸上風力発電設備のうち、現在主流である水平軸・3枚翼プロペラ式を対象に情報を取りまとめております（詳細は「3.1 技術の概要」を参照のこと）。

<本手引きの構成>

1章：本手引きの目的や趣旨、想定する対象読者について記載しています。

【基礎編】

2章：再生可能エネルギーの概要について整理しています。

3章：風力発電事業の概要について事業段階別に整理しています。

【実践編】

4章：融資にあたり、重要となる視点・留意点について整理しています。

また、留意すべき風力発電事業特有のリスクとその対応策を整理しています。

5章：事業性評価の際に必要な、収入項目・費用項目を整理しています。

また、事業性評価の際のストレステストの考え方の例を示しています。

6章：融資実施に向けた検討事項として、担保契約の考え方等を整理しています。

7章：4章～5章の重要な点をチェックリストとして整理しています。

【参考資料】

参考文献リスト

2. 再生可能エネルギーとは

本章では、再生可能エネルギーの概要と平成24年7月から開始された「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」の概要について説明します。

2.1 再生可能エネルギーの概要

再生可能エネルギーとは、エネルギー供給構造高度化法²で「エネルギー源として永続的に利用することができる」と認められるもの」として、太陽光、風力、水力、地熱、太陽熱、大気中の熱その他の自然界に存する熱、バイオマスが規定されています（図2-1）。

再生可能エネルギーは、国内で生産できることからエネルギー安全保障に寄与し、発電時や熱利用時に温室効果ガスをほとんど排出しない優れたエネルギーです。

我が国におけるエネルギーの供給のうち、石油や石炭、天然ガスなどの化石燃料がその8割以上を占めており、そのほとんどを海外からの輸入に依存しています。特に東日本大震災後はエネルギー自給率が10%以下となっており、エネルギー安定供給の観点から国内のエネルギー供給構造を改善していくことが重要です。加えて、日本は2016年に発効したパリ協定を踏まえて地球温暖化対策の取組を進める必要があります。そのためには、再生可能エネルギーの導入を促進することが重要です。再生可能エネルギーの導入拡大により、環境関連産業の育成や市場の拡大、雇用の創出といった経済対策としての効果も期待されます。また、事業運営に必要な電力を全て再生可能エネルギーで賄う国際イニシアチブのRE100プロジェクトへ加盟する企業が増えており、再生可能エネルギーのさらなる活用が注目されています。

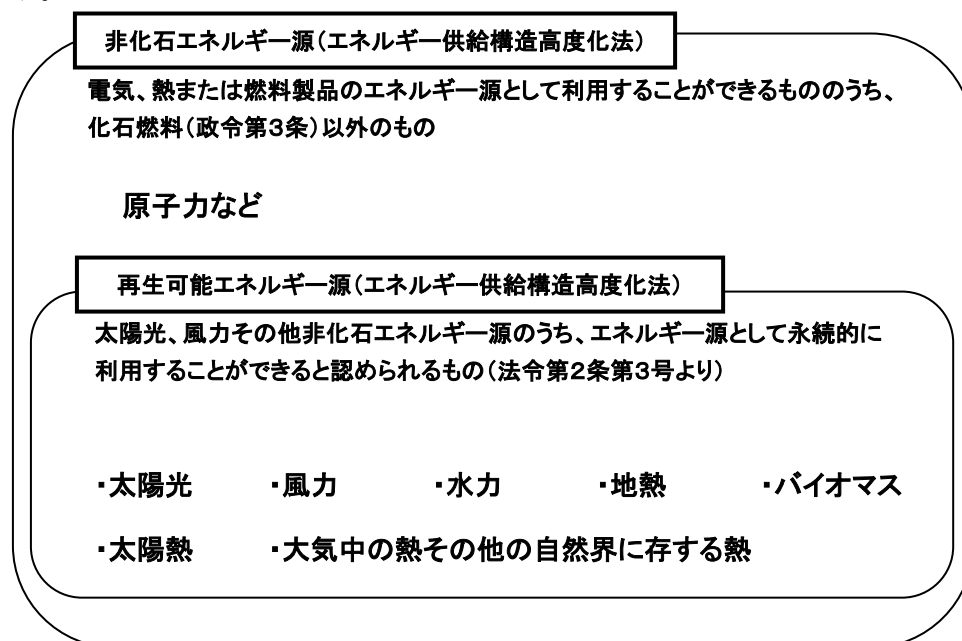


図 2-1 再生可能エネルギーの概念図

² エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律

本手引きは、再生可能エネルギーの中でも風力発電を対象としています。風力発電は、一般的に表 2-1 のような特徴を持つとされています。

表 2-1 風力発電の特長と課題

<p><特長></p> <ol style="list-style-type: none">1. 比較的発電コストが低い 大規模に発電できれば発電コストが再生可能エネルギーの中でも比較的安く、経済性を確保しやすい技術である。2. 変換効率が良い 風力発電設備の高さやブレード（羽根）によって異なるものの、風力エネルギーは高効率で電気エネルギーに変換できる。3. 地域シンボルとして活用可能 「風車は新エネルギーの象徴」とも言われており、地域のシンボルとなり「町おこし」等でも活用できる。4. 安定した発電が可能 洋上風力発電を含め導入条件さえ整えば、昼夜問わず発電することができる。 <p><課題></p> <ol style="list-style-type: none">1. 発電量が天候等に左右される 風量、風向の変動により、分単位で出力が変動する。2. 初期導入リスクが高い 環境アセスメント、イニシャルコストの高さ、立地調査など導入時のリスクが高い。

出所) 資源エネルギー庁「なっとく！再生可能エネルギー 再生可能エネルギーとは」より作成
<http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/renewable/wind/index.html>
(2019年2月25日閲覧)

2.2 固定価格買取制度の概説

2.2.1 制度の概要

平成 23 年 8 月 26 日、第 177 回通常国会において、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」（以下、「FIT 法」）が成立し、平成 24 年 7 月より「再生可能エネルギーの固定価格買取制度（固定価格買取制度）」が開始されました。固定価格買取制度は、再生可能エネルギーで発電された電気を、電力会社が一定の価格で一定の期間買い取ることを国が約束する制度です（図 2-2）。電力会社が買い取る費用の一部を電気の利用者全員から賦課金という形で集めることで、今はまだコストの高い再生可能エネルギーの導入拡大を図りつつ、コスト低減を促すことが期待されます。発電事業者側から見れば、この制度により、現状では高い再生可能エネルギー発電設備のコスト回収の見通しが立ちやすくなり、再生可能エネルギーによる発電が発電事業として成り立つこととなります。

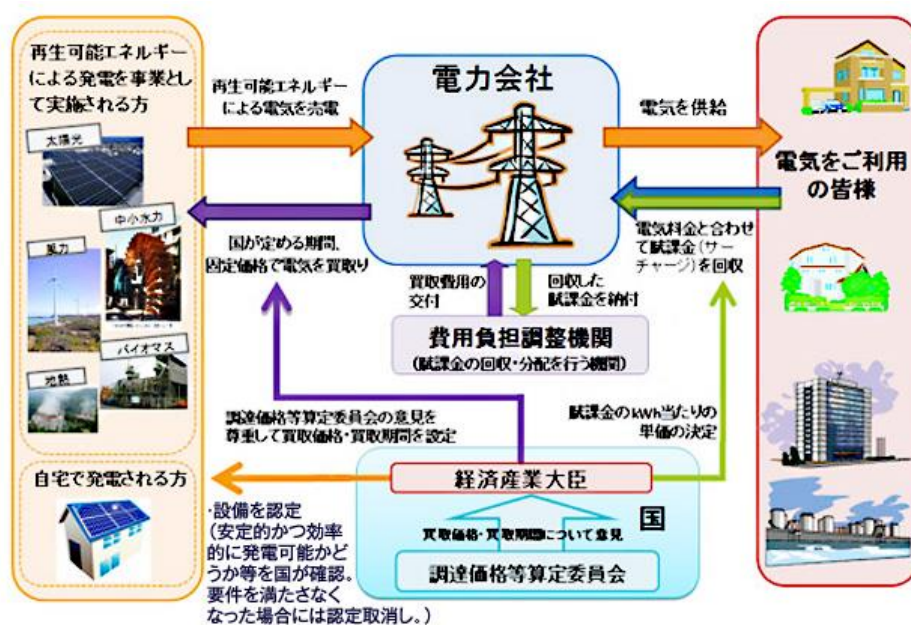


図 2-2 固定価格買取制度の基本的な仕組み

出典）資源エネルギー庁資料「固定価格買取制度の基本的な仕組み」

固定価格買取制度が開始されてから、2017 年 3 月時点で再生可能エネルギーの導入量は 2.7 倍に増加しましたが、一方で様々な課題が明らかになってきました。これらの課題の改善及び再生可能エネルギーのさらなる導入拡大に向けて、平成 28 年 6 月 3 日に、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法等の一部を改正する法律（以下、「改正 FIT 法」）が公布され、平成 28 年 7 月 29 日に、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則の一部を改正する省令（以下、「改正 FIT 法省令」）が公布されました。これらの改正 FIT 法および改正 FIT 法省令は、いずれも平成 29 年 4 月 1 日に施行されました。

2.2.2 買取の対象

「太陽光」「風力（陸上・洋上）」「水力（30,000kW 未満）」「地熱」「バイオマス」のいずれかを使い、国が定める要件を満たす設備を設置して、新たに発電を始める個人・事業者が対象です。発電して電力系統に流れた電気は全量が買取対象になります³。

2.2.3 調達価格と調達期間

電力会社による調達価格・期間については、再生可能エネルギー源の種類や規模等に応じて、中立的な第三者委員会（調達価格等算定委員会）が公開の場で審議を行い、その意見を尊重して経済産業大臣が告示します。調達価格・期間の算定は、再生可能エネルギーの種類ごとに、通常必要となる設置コストを基礎とし、発電事業者が得るべき適正な利潤等を勘案して定められます⁴。なお、法の施行後 3 年間（平成 24 年 7 月から平成 27 年 6 月まで）は、集中的な再生可能エネルギーの利用の拡大を図るため、再生可能エネルギーの供給者の利潤に特に配慮することとされていました。

平成 28 年度までは、調達価格は通常必要となるコストを基礎に算定され、毎年見直しが行われていました。FIT 法の改正により、平成 29 年度以降は、事業者の努力やイノベーションによるコスト低減を促す観点から、再生可能エネルギー源の種類や規模に応じて中長期的な買取価格の目標を経済産業大臣が設定することとし、買取価格の決定においては、この価格目標を勘案して定めることとなりました。また、事業者の予見可能性を高めるため、リードタイムの長い電源については、あらかじめ複数年度の調達価格の設定を行うこととなり、平成 28（2016）年度は 10kW 以上の太陽光、20kW 未満の風力を除く区分において、平成 31（2019）年度までの調達価格が設定されました。

平成 29（2017）年度は、リードタイムの長い電源については、国際情勢や導入量等を踏まえて、改めて向こう 3 年間（2020 年度まで）の調達価格等が検討されました。また、平成 30 年度（2018 年度）は、平成 29 年度の方針を踏襲しつつ、再エネ電源を①「急速なコストダウンが見込まれる電源」と②「地域との共生を図りつつ穏やかに自立化に向かう電源」に切り分けた上で、それぞれの性質に沿った適切な方法でコスト低減を促すという視点から、向こう 3 年間（2021 年度まで）の調達価格等が検討されました。なお、風力発電は①に位置づけられています。調達価格等は、第 37～44 回調達価格等算定委員会での審議を踏まえ、同委員会より提出された『平成 31 年度以降の調達価格等に関する意見』において、表 2-2 のとおり示されています。なお、調達価格等算定委員会で示された価格目標のうち、風力の目標は以下のとおりです。

<風力>

- ・20kW 以上陸上風力・洋上風力発電（着床式）：2030 年までに、発電コスト 8～9 円/kWh を実現、FIT から自立した形での導入を目指す。
- ・洋上風力発電（浮体式）：導入環境整備を進めつつ、FIT からの中長期的な自立化を図る。

³ 10kW 未満の太陽光のみ、自家消費後の余剰分が買取対象となる。

⁴ 固定価格買取制度の概要、調達価格・期間等の最新情報は以下のサイトを参照。

<http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/index.html>

出所) 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」平成 31 年 1 月 9 日 32 ページより作成<http://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20190109001_01.pdf> (2019 年 2 月 25 日閲覧)

風力発電については、20kW 未満の陸上風力は、平成 30 (2018) 年度より 20kW 以上の風力発電と同区分として取り扱うことになりました。また、平成 30 (2018) 年度以降、一般海域利用ルールが整備され、ルールが適用される洋上風力発電の案件については入札制度が導入されることになりました。

表 2-2 平成 31 年度以降の風力発電の調達価格及び調達期間

	1kWh あたり調達価格				調達期間
	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	
陸上風力	20 円+税	19 円+税	18 円+税	—	20 年間
陸上風力 リブレース※1	17 円+税	16 円+税	16 円+税	—	
洋上風力※2 (着床式)	36 円+税		—	—	
洋上風力 (浮体式)	36 円+税			—	

※1 リブレースとは、次のイ、ロ又はハのいずれかに該当するものをいう。

イ 既存の発電設備が廃止された、又は廃止されることに伴い系統接続枠（確保された送電系統の容量）を引き継ぐもの

ロ 既存の発電設備が廃止された、又は廃止されることに伴い使用していた電源線を利用するもの

ハ 既存の発電設備が廃止された、又は廃止されることに伴い同一の土地（既存の風力発電設備が設置されている全ての筆の範囲）に設置するもの

※2 一般海域の海域利用ルール整備に合わせて、ルールの適用される案件は入札制に移行。

出所) 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」平成 31 年 1 月 9 日 別添より作成<http://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20190109001_01.pdf> (2019 年 2 月 25 日閲覧)

再生可能エネルギー発電設備に適用される調達価格は、平成 27 年 3 月 31 日までは、「接続申込日」または「認定日」のいずれか遅い日の時点の調達価格が適用されており、平成 27 年 4 月 1 日～平成 29 年 3 月 31 日までは、「接続契約締結日」または「接続申込日（認定取得前に接続申込みを行った場合は認定日）の翌日から 270 日後」のいずれか早い日の時点の調達価格が適用されていました。

FIT 法の改正に伴い、接続契約の締結が認定の要件となったことから、平成 29 年 4 月 1 日以降は、「認定日」の調達価格が適用されることとなりました。また、既存の発電設備に関して、10kW 以上かつ 20%以上の出力の変更（電力事由を除く）の変更認定を受けた場合も、変更認定の「認定日」の調達価格が適用されることとなりました。

2.2.4 出力制御ルール

固定価格買取制度導入後、主に太陽光発電の急速な導入拡大が進み、電力系統への接続に制約が生じる中、平成 26 年 9 月には一部の電力会社が接続申込みに対する回答を保留する事態が発生しました。この問題を受け、政府は再生可能エネルギーを最大限導入するため、より実効的かつきめ細かな出力制御を可能とするよう検討を行いました。

その結果、出力制御ルールとして、平成 27 年 1 月 26 日以降、接続契約の申込みを行う 20kW 以上の風力発電設備に対して、電力会社の求めがあった場合には、出力制御を行うために必要な機器の設置等が義務付けられることになりました。

風力発電については、720 時間を上限とした時間単位の出力制御が要請される可能性があります。ただし、電力会社の接続可能量を超過することが見込まれた結果、接続する電力会社が風力発電の指定電気事業者に指定された場合は、上限を超える出力抑制を課せられる可能性があります。

平成 30 年 11 月 3 日には、九州電力が日本初となる風力発電を対象とした出力制御を実施しました。風力発電事業者は、太陽光発電事業者と比べて対象となる事業者数や頻度は少ないですが、出力制御の必要性は高まりつつあります。導入する風力発電設備の地域において、過去に出力制御の事例がないか等を確認し、出力制御の起こりうる可能性を留意する必要があります。

風力発電設備では、表 2-3 のような出力制御方法が考えられます。

表 2-3 風力発電所の出力制御方法

種類	内容
ピッチ制御	風車のブレード（翼）の角度（ピッチ）を調整することで、風車が受ける風の量を調整する方式。ピッチ制御機能が付いている風車を有する風力発電所に対応可能。
台数制御	風車の運転台数を変更することで、発電所の合計出力を調整する方式。2 台以上の風車を有する風力発電所であれば、ピッチ制御機能の有無によらず対応可能。
停止制御	風車の発電出力が設定値を越えそうな場合に、風車を停止（発電出力＝0kW）させるもの。風車にピッチ制御機能がなく、発電所に 1 台しか風車がない場合でも実施可能。

出所) 日本風力発電協会「風力発電所の出力制御実施へのご協力のお願い」2016 年 7 月 2 ページより作成<http://jwpa.jp/pdf/setumeikai_V3.2rev6a.pdf>（2019 年 2 月 25 日閲覧）

表 2-3 の出力制御を行う際の出力上限の設定方法は、表 2-4 のようにオンライン制御とスケジュール運転の 2 種類があります。

表 2-4 風力発電所の出力上限の設定方法

種類	内容
オンライン制御	電力会社から、伝送装置を介して出力制御指令を受信し、発電所側で自動的に出力上限設定を行う方式です。電力会社からの出力制御指令を受信するための、下り情報の伝送装置や、発電所の合計出力を設定値に一致させるよう、各風車の出力を制御するファームコントロール機能などが必要となりますが、出力が自動で制御されるので、運用が簡単です。
スケジュール運転	電力会社から前日に出力制御パターンを受領し、その出力制御パターンに従って、発電所側で出力制御を行う方式です。一日の運転パターンを一度に設定する方法や、出力上限値が変動する時間に、手動で出力上限値を設定する方法があります。発電所の合計出力を設定する方法には、ファームコントロール、台数制御などがあります。

出所) 日本風力発電協会「風力発電所の出力制御実施へのご協力のお願い」2016年7月 3ページより作成<http://jwpa.jp/pdf/setumeikai_V3.2rev6a.pdf> (2019年2月25日閲覧)

上記の出力制御を行う場合、あらかじめ出力制御対応機器（遠隔出力制御システム等）を導入する必要があります。

日本風力発電協会によると欧州に納入実績のあるメーカーであれば即時対応可能とされていますが、新規開発が必要なメーカーは 2 年間程度の開発期間が必要となる場合もあるため、出力制御機器の設置が必要な場合はメーカーへの事前の確認が重要となります。また、融資判断を行う際には、出力制御の方法や制御機器の導入が見込まれているかも確認する必要があります。出力制御対応装置は、表 2-5 のような機器があります。

表 2-5 日本風力発電協会から報告された出力制御対応機器の設置に必要な追加的な費用

発電所規模	項目	導入コスト	備考
20,000kW (2,000kW ×10基)	ウィンドファームコントローラ	約 1,000 万円	
	通信インターフェイス装置※	0～約 600 万円	回線、方式、フォーマット、項目など詳細仕様により、変わる
	風車制御コントローラ（10基分）	約 2,000 万円	オプション機能追加
	各コントローラ設置・調整・試験	※風車及び SCADA 設置コストに含む	
	出力制御システムの維持管理	※風車及び SCADA 等の運転維持コストに含む	
	合計	約 3,000～3,600 万円	
建設コスト（30万円/kW×20,000kW）に対して、0.5～0.6%相当の追加となる。			

※2000kW×1基の場合：建設コストに対して、2.0～3.0%相当の追加になる。（導入コスト：約 1,200～1,800万円）

出所) 経済産業省 調達価格等算定委員会（第 18 回）「資料 1 前回のご指摘事項について」平成 27 年 2 月 13 日 7 ページより作成 <http://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/018_01_00.pdf> (2019年2月25日閲覧)

2.2.5 買取義務者

これまで、固定価格買取制度において電気の買取義務を負う電気事業者は、一般電気事業者、特定電気事業者及び特定規模電気事業者（新電力・PPS）と定められていました。

2020 年に見込まれる電気事業法改正に伴う制度変更⁵では、送配電部門が分離⁶されることとなります。それにより固定価格買取制度の仕組みも変化し、改正 FIT 法では、電気の買取義務を負う電気事業者は、送配電事業者（一般送配電事業者と特定送配電事業者）となりました。

なお、平成 29 年 3 月 31 日までに締結された買取契約（特定契約）は、改正 FIT 法施行後も引き続き有効であり、契約満了まで小売買取を継続することが可能となります。

<送配電買取のイメージ>

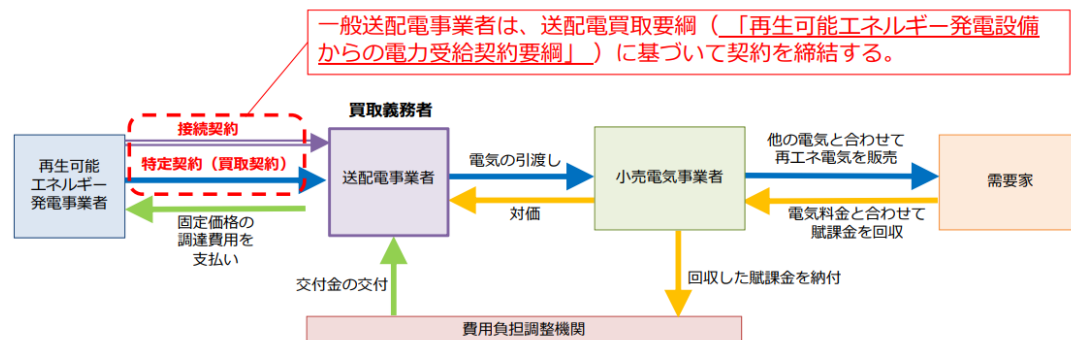


図 2-3 改正 FIT 法における固定価格買取制度のスキーム

出典) 資源エネルギー庁資料「改正 FIT 法による制度改正について」平成 29 年 3 月 33 ページ

<http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/setsumei_shiryu.pdf> (2019 年 2 月 25 日閲覧)

⁵ 制度変更の予定スケジュールは以下のサイトを参照。

<http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/011_09_00.pdf>

⁶ 電力会社の発電部門と送配電部門の事業を分離すること。送配電事業の中立・公平性を高め、新規事業者の参入を促すのが目的。

2.3 発電開始までの流れ

再生可能エネルギー発電設備の検討から発電開始までの流れは、おおよそ図 2-4 のようになっています。これは、**平成 29 年 4 月 1 日に施行された改正 FIT 法に基づく制度下における流れとなります**（改正 FIT 法については、次の 2.3.1 にて詳しく説明します）。

具体的には、国からの事業計画認定を受ける手続きと電力会社に対する接続協議（系統連系協議）を併行して進める必要があります。国からの事業計画認定にあたっては、あらかじめ電力会社から系統接続について同意を得る必要があります。

また、平成 27 年 4 月 1 日到達分の申請から、「50kW 以上の太陽光発電設備」及び「太陽光以外の発電設備」の認定申請又は変更認定申請（出力増加に伴う設備設置場所の追加に限る）を行う場合は、「再生可能エネルギー発電設備の設置場所に係る関係法令手続状況報告書」の提出が求められることとなっています（平成 29 年 8 月 31 日に、報告書の様式が変更となっています）。

図表の検討から電力供給開始まで様々な作業や手続きがあり、国からの事業計画認定に当たっては、あらかじめ電力会社から系統接続について同意を得る必要があります。以下は、個別のケースに応じて順番が前後することもありますので、あくまでモデルケースとしてご紹介します。

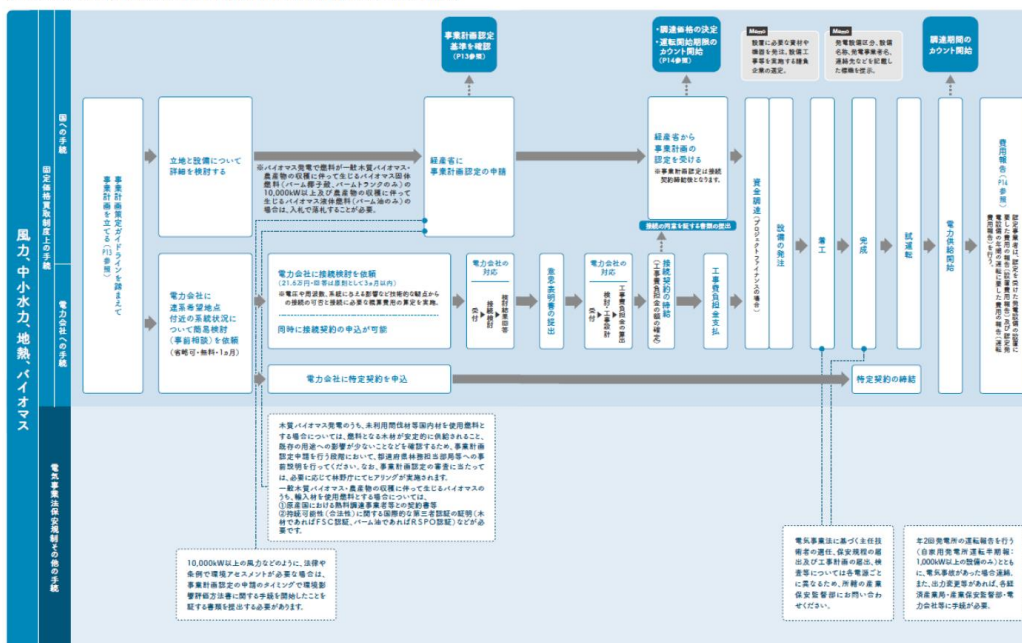


図 2-4 再生可能エネルギー発電設備を設置するまでの流れ（風力、水力、地熱、バイオマス発電の場合）

出典) 資源エネルギー庁資料「再生可能エネルギー固定価格買取制度ガイドブック 2018 年度版」2018 年 3 月 9、10 ページ

<http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/data/kaitori/2018_fit.pdf>

(2019 年 2 月 25 日閲覧)

2.3.1 認定制度

固定価格買取制度を利用して売電事業を行うためには、国からの認定を受ける必要があります。認定を受けるためには、国が指定する基準を満たしている必要があります。

改正 FIT 法では、認定の対象が、発電設備から、事業計画に変更されることになりました（改正 FIT 法第 9 条第 1 項）。そのため、事業内容の適切性や事業実施の確実性が新たな認定基準になります（同法第 9 条第 3 項）。認定取得後も、審査を受けた再生可能エネルギー発電事業計画や認定基準の遵守が求められます（同法第 12 条、第 13 条、第 15 条）。

改正 FIT 法における認定申請から事業終了までの流れは、以下の図 2-5 のとおりです。

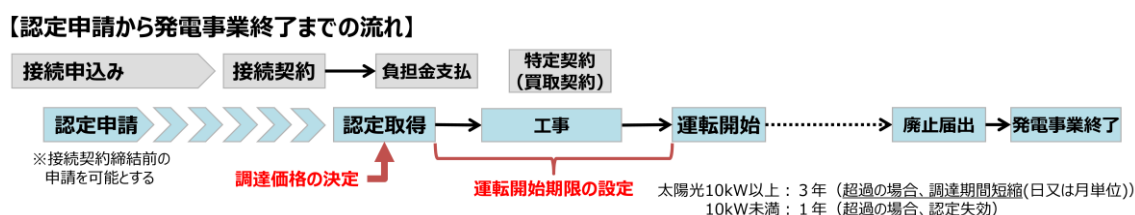


図 2-5 認定申請から発電事業終了までの流れ

出典) 資源エネルギー庁資料「改正 FIT 法による制度改正について」平成 29 年 3 月 7 ページ

<http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/setsumei_shiyou.pdf> (2019 年 2 月 25 日閲覧)

新たな認定制度に関する留意事項は以下のとおりです。

【運転開始期限】

2018 年度以降に認定する案件については、以下のとおり、認定取得日から一定期間内に運転を開始できる計画である必要があります。運転開始期限の判断にあたっては、系統事由を含む個別の事情は一切考慮されません。また、これらの条件は、入札対象案件にも適用されます。10kW 以上太陽光発電、風力発電、中小水力発電、地熱発電は、運転開始期限を超過した場合は、調達期間を超過期間分だけ月単位で短縮されます。

- ・ 10kW 以上太陽光：3 年以内
- ・ 10kW 未満太陽光：1 年以内（1 年を経過すると認定は失効します。）
- ・ 風力発電：4 年（ただし、環境影響評価法に基づく環境アセスメントが必要な案件は 8 年）
- ・ 中小水力発電：7 年（ただし、多目的ダム併設の場合は、ダム建設の遅れを考慮）
- ・ 地熱発電：4 年（ただし、環境影響評価法に基づく環境アセスメントが必要な案件は 8 年）
- ・ 木質バイオマス発電：4 年以内

※風力発電設備については、運転開始期限の設定はありません。

【接続契約の締結】

事業実施の確実性を担保するために、送配電事業者から接続の同意を受けていること、すなわち、送配電事業者との間で接続契約を締結していることが必要となります。

ただし、接続同意を証明する書類は、認定の申請時点では必須ではないため、接続契約の締結前でも認定申請を行うことは可能です。

【発電事業計画の変更】

認定の取得後、認定を受けた事業計画を変更するには、①変更認定、②事前届出、③事後届出のいずれかを行う必要があります。また、①変更認定を受けるには、認定申請時と同様の認定基準を満たす必要があります（改正 FIT 法第 10 条）。

【変更認定が必要な事項】

以下の事項については、③事後届出ではなく、①変更認定が求められることとなりました（改正 FIT 法省令第 9 条第 1 項）。

- ・ 認定発電事業者の主体の変更
- ・ 認定発電設備の出力の変更
- ・ 認定発電設備に係る設備の区分等の変更を伴う変更
- ・ 認定発電設備のうち主要なものの変更
- ・ 認定発電設備が供給する再生可能エネルギー電気の供給の方法の変更
- ・ 認定発電設備に係る引込線及び配線の施設方法の変更
- ・ 認定発電設備が供給する再生可能エネルギー電気の計測の方法の変更
- ・ 認定発電設備に係る点検、保守及び修理を行う体制の変更
- ・ 認定発電設備を電気事業者が維持し、及び運用する電線路に電氣的に接続することについての電気事業者の同意に係る主要な事項の変更認定発電設備に係る引込線及び配線の施設方法の変更
- ・ 保守点検責任者の変更

特に、事業主体を変更する場合には、事業計画の内容が大幅に変わる可能性が高いことを理由に、変更認定が求められることになった点に留意が必要です。

【みなし認定】

既に認定を受けている案件については、改正 FIT 法に基づく新たな認定とみなすための経過措置が設けられます（改正 FIT 法附則第 4 条）。原則として、改正 FIT 法施行日の平成 29 年 4 月 1 日において、既に接続契約締結済み（発電開始済みを含む）の案件については、新認定制度による認定を受けたものとみなされることとなりました。

みなし認定案件についても、改正 FIT 法に基づき認定を受けた場合と同様に、みなし認定に移行した時点から 6 か月以内に事業計画に関する書類提出が求められます。

従来制度で認定を取得している事業者の、新制度への移行に必要な条件・手続きは図 2-6 のとおりです。

■新制度への移行に必要な条件・手続

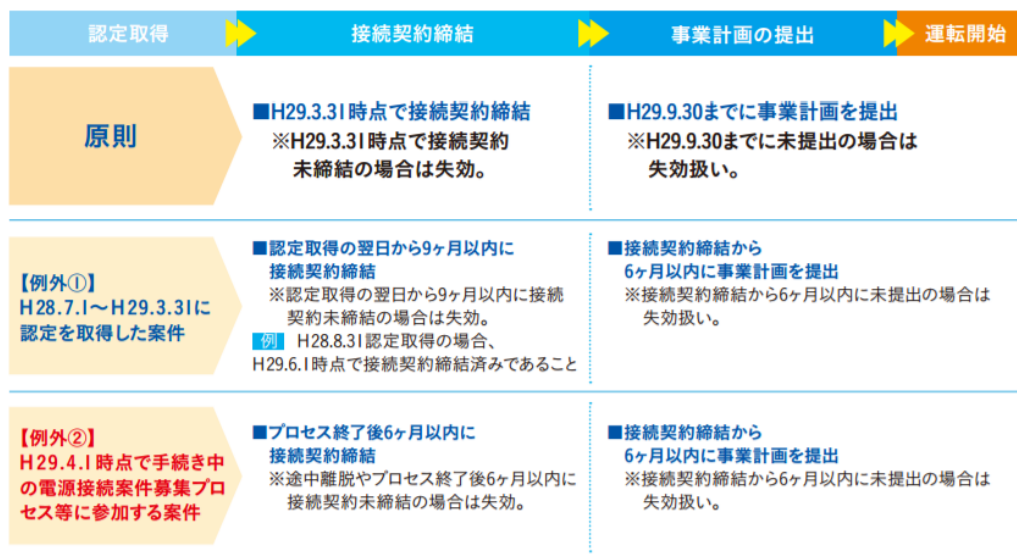


図 2-6 旧制度で認定を取得している場合、新制度への移行に必要な条件・手続き
 出典) 資源エネルギー庁「再生可能エネルギー発電事業者のみなさまへ。」

<http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/2017_fit.pdf>
 > (2019年2月25日閲覧)

また、7,500kW以上の風力発電設備等、法律や条例で環境影響評価（環境アセスメント）が必要と定められる場合は、国への事業計画認定の申請を行う前に、環境影響評価方法書またはこれに相当する図書（環境影響評価の方法について検討した内容を記載する書類）に関する手続を開始している必要があります。

2.3.2 事業計画策定ガイドライン

改正された FIT 制度では、事業計画認定における認定基準を具体化するものとして、各電源別に事業計画策定ガイドラインが策定されました。本ガイドラインでは、認定基準や関係法令の規制がかからない事項も含めて、事業者が遵守すべき事項と、事業者に推奨する事項を定めており、その概要は図 2-7 のとおりです。

本ガイドラインで遵守を求めている事項に違反した場合には、認定基準に適合しないとみなされ、改正 FIT 法第 13 条（指導・助言）、第 14 条（改善命令）、第 15 条（認定の取消し）に規定される措置が講じられる可能性があります。

<ガイドライン記載事項の具体例（全電源共通事項）>

遵守事項		推奨事項 (法令の白地部分)
(FIT法独自の基準)	(関係法令に依拠する基準)	
<ul style="list-style-type: none"> ■自治体に対して計画を説明し、適用される関係法令・条例の確認を行う ■発電事業者名、保守管理責任者名、連絡先等の情報を記載した標識を掲示する ※旧認定取得者は新制度に移行した時点から1年以内に掲示する ■柵塀の設置等の設置により、第三者が構内に立ち入ることができないような措置を講じる (事業用電気工作物については従来から電気事業法において義務) ■保守点検及び維持管理計画を策定し、これに則り保守点検及び維持管理を実施する 	<ul style="list-style-type: none"> ■電気事業法の規程に基づき技術基準適合義務等の関係法令及び条例を遵守して、適切な設計・施工を行う ■電気事業法に基づき、保安規定を策定し、選任した電気主任技術者を含めた体制とする ■廃棄物処理法等の関係法令を遵守し、事業終了後、可能な限り速やかに発電設備を処分 	<ul style="list-style-type: none"> ■説明会の開催など、地域住民との適切なコミュニケーションを図る ■発電設備の稼働音等が地域住民や周辺環境に影響を与えないよう、適切な措置を講ずる ■民間団体が作成したガイドラインを参考にし、保守点検及び維持管理を実施する ■FITの調達期間終了後も設備更新することで、事業を継続する

図 2-7 電源別事業計画策定ガイドラインの概要

出典) 資源エネルギー庁資料「改正 FIT 法に関する直前説明会」平成 29 年 2 月・3 月 12 ページ
 <http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/kaisei/fit_2017setsumei.pdf>
 (2019 年 2 月 25 日閲覧)

2.3.3 電力会社との特定契約、接続契約を締結する手続き

50kW以上の発電設備を導入する場合は、契約締結に先立って、電力会社に正式なアクセス協議を依頼する必要があります。この協議では、電圧や周波数、系統に与える影響等技術的観点からの接続の可否と、接続に必要な概算費用について検討を行います。期間は50kW～500kW未満の場合2か月、500kW以上の場合3ヶ月で、費用は20万円（税抜）です。

電力会社側は、風力発電所からの電気が流れてくることによって電力系統側に生じる電圧変動や周波数への影響、熱容量等を踏まえた詳細な検討を行い、連系可否と共に、連系設備工事の概要や概算工事費、工事期間、前提条件等を回答します。系統連系にあたって、事業者側の追加費用が発生する場合もある点に留意が必要です。

その後、電力会社に特定契約・接続契約⁷の申込みを行います。電力会社は、最終的な連系の可否や工事負担金等を回答します。その結果、問題がなければ電力会社から連系承諾書が発行されます。この連系承諾書をもって、当該発電設備の連系が確定する点に留意が必要です（系統連系協議のみでは、連系が確定していません）。

⁷ 事業者が再生可能エネルギー発電設備を電力会社の送電線と接続し、発電電力を売電するための契約。

3. 風力発電技術と事業の概要

本章では、風力発電技術の概要やコスト、その他風力発電事業の基本的事項について記載しています⁸。

3.1 技術の概要

3.1.1 風力発電の原理

風力発電は、風の運動エネルギーを風車(風力タービン)によって回転エネルギーに変え、その回転運動を直接、または増速機を経て発電機に伝達させることで、電気エネルギーに変換する発電方式です。

風の運動エネルギーは風を受ける面積に比例し、風速の 3 乗に比例して増大するため、理論的には風速が 2 倍になると風力エネルギーは 8 倍になります。したがって、単機あたりの発電量を増大させるためには、より風の強い場所に設置すること、より大きな翼で効率良く風を受けることが重要となります。

また、設備の形式や種類により異なりますが、風力発電は風の運動エネルギー最大 30～40%程度を電気エネルギーに変換できるなど、効率の高いことが特徴です⁹ (図 3-1)。

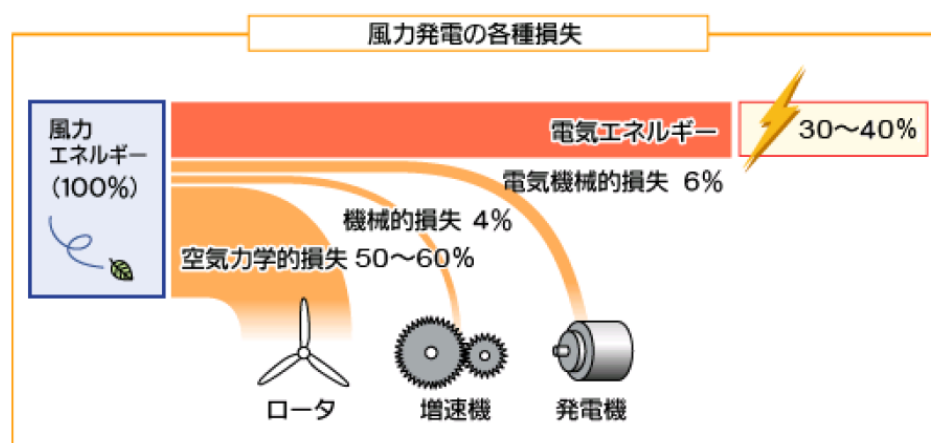


図 3-1 風力発電の各種損失と効率

出典) NEDO 「NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版 第 3 章 風力発電」2014 年 2 月 4 ページ

<<http://www.nedo.go.jp/content/100544818.pdf>> (2019 年 2 月 25 日閲覧)

⁸ 本章における技術概要、コストに係る内容は、主に NEDO 「NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 3 章 風力発電」2013 を元に取りまとめています。より詳細な技術情報を必要とする方は、NEDO のホームページよりダウンロードが可能です。(http://www.nedo.go.jp/library/ne_hakusyo_index.html)

⁹ NEDO 「NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版 第 3 章 風力発電」2014 年 2 月

3.1.2 風力発電設備のサイズと形式

風力発電設備には、様々なサイズと形式のものが存在します。

風力発電設備のサイズについては、NEDOの『風力発電導入ガイドブック（2008年2月改訂第9版）』において、定格出力別の分類が示されています（表3-1）。定格出力が50kW未満のマイクロ～小型の風力発電設備は、主に離島や無電化地帯への電力供給や、非常用電源として利用されています。一方、売電事業目的では中型～大型の風力発電設備の設置が進んでおり、2006年度を境に1,000kW以下の風車は大幅に減少し、2,000kW超の風車が導入され始め、2015年度からは3,000kW超の風車が導入されるなど大型化が進んでいます。（図3-2）。

表 3-1 定格出力から見た風力発電設備の分類基準

分類	マイクロ	小型	中型	大型
出力(kW)	1 未満	1～50 未満	50～1,000 未満	1,000 以上

出所) NEDO「風力発電導入ガイドブック」(2008年2月改訂第9版) 55ページより作成
 <<https://www.nedo.go.jp/content/100079735.pdf>> (2019年2月25日閲覧)

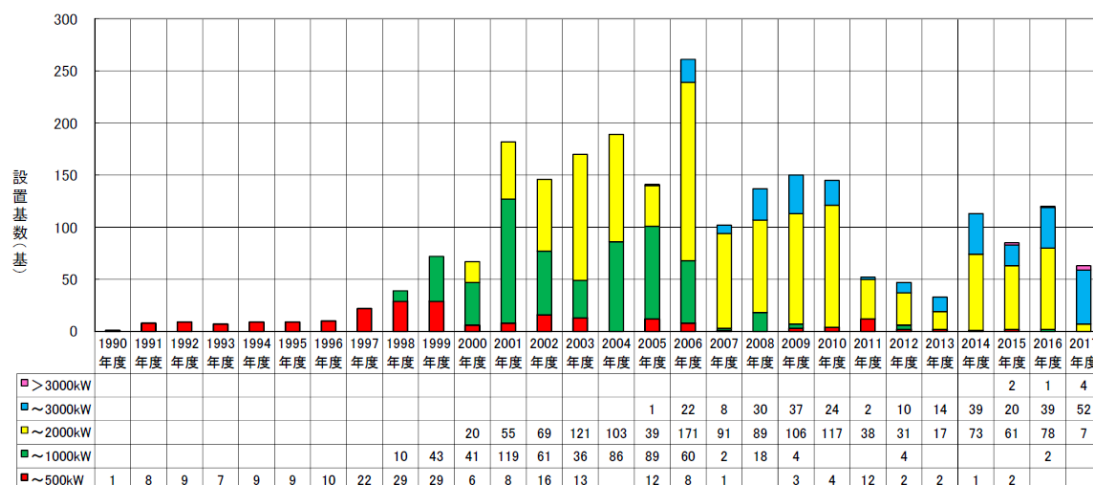


図 3-2 風力発電設備の定格出力階層別導入基数の推移

出典) NEDO「日本における風力発電設備・導入実績」資料集 出力階層別導入基数の推移のグラフ
 (2018年3月末現在)
 <<http://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku/reference.html>> (2019年2月25日閲覧)

また、風力発電設備の形式は、回転軸の方向によって「水平軸」と「垂直軸」に大きく分けられます。現在、国内外で導入されている中型～大型風力発電設備は、ほとんどが水平軸の3枚翼¹⁰プロペラ式です(図 3-3)。垂直軸は主に小型風力発電設備で採用されています。

3.1.3 以降では、売電事業を目的として設置されている中型～大型の陸上風力発電設備(水平軸・3枚翼プロペラ式)(3.1.3を参照)を対象に、技術の概要を整理します。



図 3-3 風力発電設備の形式（水平軸風車の例）

出典) NEDO「NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 第3章 風力発電」2014年2月 5ページ<<http://www.nedo.go.jp/content/100544818.pdf>> (2019年2月25日閲覧)

¹⁰ 「日本初のバージ式浮体式洋上風力発電システム実証機では、2枚翼風車を搭載している。
(https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101008.html)」

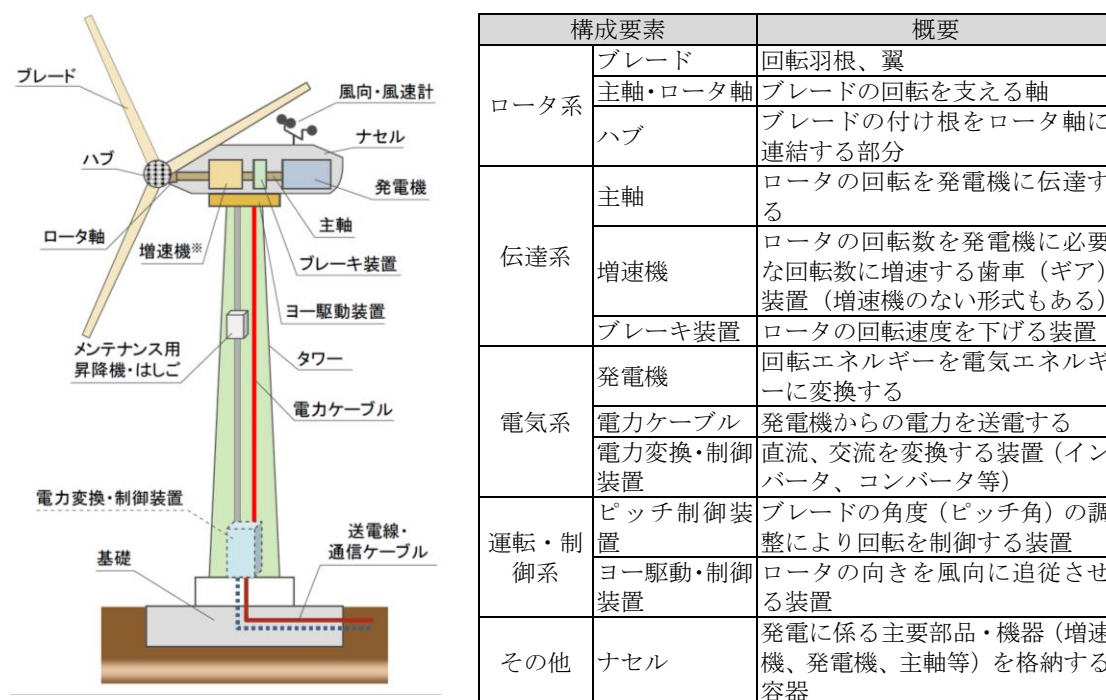
3.1.3 風力発電設備の構成要素

水平軸・3枚翼プロペラ式風力発電設備の構成を図 3-4 に示します。風車の構造は、基礎の上にタワーが設置され、タワー上にナセルが取り付けられています。

ナセルの中には増速機や発電機、ブレーキ装置、主軸、ヨー駆動装置等が格納されており、ハブによって主軸にブレードが連結されています。ブレードの回転に伴い、主軸も回転し、その運動エネルギーが発電機に伝達されることで発電します。一般的には、系統連系に必要な周波数が得られる回転数まで増速させるため、発電機の手前に増速機が設置されています。大型風車のブレードの回転数は概ね 10～20 回転/分ですが、増速機により、回転数を約 100 倍に増速させ、発電しています。

なお、増速機の有無はメーカーによって異なり、増速機を設置せずに発電機の極数¹¹を増やすことにより周波数を調整している機種もあります。増速機は複雑な構造をしており、故障しやすい部品の一つであるため、増速機を設置しないことにより、増速機の故障による稼働停止のリスクを低減できるメリットがあります。一方で、発電機の極数を増やす必要があるため、発電機が大型化することによる設備費の増加等のデメリットも存在します。

タワー内には、電力ケーブルおよびメンテナンス用の昇降機・はしご等が設置されています。また、基礎は鉄筋コンクリートで製造されています。



※増速機が装備されていない機種も存在。

図 3-4 風力発電システムの主要な構成要素

出所) NEDO「NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 第3章 風力発電」2014年2月 7～8ページより作成

<<http://www.nedo.go.jp/content/100544818.pdf>> (2019年2月25日閲覧)

¹¹ 発電機内の N 極と S 極の対の数。

3.1.4 風力発電所の構成要素

代表的な陸上風力発電所の主要構成要素を図 3-5 に示します。

陸上風力発電所は、風力発電設備、運転監視施設、変電所、電力を送る送電ケーブル等によって構成されます。風力発電設備によって発電された電力は、陸上変電所を経て電力系統に送られます。

運転監視施設では、各風力発電設備のリアルタイムのデータ収集によって、風力発電設備の運転状況の把握や異常の検知等を行い、風力発電設備の運転／停止を制御しています。変電所には、系統に送る電気や系統からの電気の電圧を変換する変圧器や、風力発電設備の異常、系統事故時に設備を系統から切り離し、系統側の損傷を防ぐ系統保護装置等が設置されています。

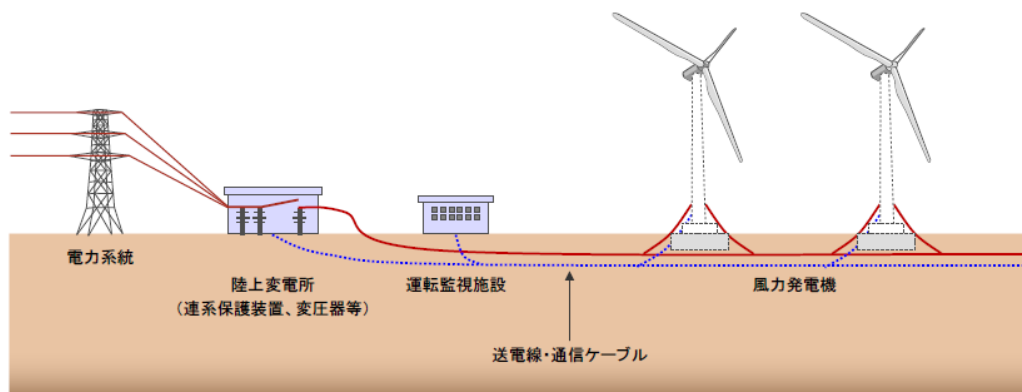


図 3-5 陸上風力発電所の主要構成要素

出典) NEDO 「NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第2版 第3章 風力発電」2014年2月 7ページ

<<http://www.nedo.go.jp/content/100544818.pdf>> (2019年2月25日閲覧)

3.2 風力発電設備メーカー・機器の選定

表 3-2 に、我が国の市場で販売実績のある、主要な風力発電設備メーカーの企業概要、製品種類を示します。風力発電設備メーカーには、専門メーカー、重工業メーカー、電機メーカー等があり、自社の技術力を活かし、発電量の増大、コスト削減に向けた開発が進められています。

製品の選定にあたっては、製品種類と技術的特徴に加え、メーカーの導入実績、保証内容や故障時のバックアップ体制について十分に考慮することが重要です。導入実績や性能面に加えて、故障時の連絡の容易さ等も重要となるため、国内外メーカーそれぞれの利点を踏まえて選定することが重要です。また、近隣の風力発電設備と同型の機種を選定することで、効率的なメンテナンスサービスを受けることが可能となるため、建設予定地周辺の風力発電設備の有無と機種を考慮することも重要です。

メーカーの保証には適用事項とともに、適用除外事項が規定されているため、製品に不具合が発生した際の事業者側の責任事項や、設置・施工方法やメンテナンス方法が保証の適用事項に合致しているか、適用除外事項に該当していないか等、保証内容を詳細に確認することが重要です。なお、風力発電設備の保証内容は発電事業者とメーカーの契約時に、個別協議の上、決定されるのが一般的です。

風力発電設備の輸送可能性についても確認が必要です。大型の風力発電設備のブレード長は数十メートル、ナセル重量は数十トンになります。山頂等、輸送ルートの制約が大きい場所に風力発電設備を建設する場合には、その機種のブレードやナセルが輸送可能か、確認することが重要です。

また、風力発電設備市場では業界の再編が進んでいます。メーカーの倒産や風力発電事業からの撤退によって、各種メンテナンスサービスや製品故障時の保証が受けられなくなる可能性もあるため、製品の選定にあたっては、メーカーの信頼性を考慮することが重要です。

表 3-2 主要メーカーの概要

No.	メーカー名	国	企業概要	日本市場 シェア ^(※1)	製品ラインナップ (単機容量)		メーカーウェブサイト URL
1	(株) 日立製作所 ^(※2)	日本	総合電機メーカー。ダウンウィンド方式の風力発電設備を販売。(2019年1月25日のニュースリリースで、新規の取り扱い終了を発表)。	35.5%	5,200kW 2,100kW 2,000kW		http://www.hitachi.co.jp/New/cnews/month/2019/01/0125.html
2	Enercon GmbH ^(※3)	ドイツ	ドイツの風力発電設備メーカー。1984年から風力発電市場に参入し、高品質、高信頼性の製品をビジネスの柱とし、風力発電設備メーカーとして唯一、全ての部品・パーツを内製化している。製品と運用中のO&Mサービスをパッケージで提供している。	26.3%	4,200kW 3,500kW 3,000kW 2,300kW 900kW	4,000kW 3,050kW 2,350kW 2,000kW 800kW	http://www.enercon.de/en-en/Win-energieanlagen.htm
3	三菱重工業(株)	日本	総合重工業企業。1982年、九州電力に納入した日本初の商用風車が営業運転を開始。1987年以降は海外ウィンドファームに参入。洋上風力では、2MW級大型風車を実用化済み。2013年には、デンマークVestas社との合弁会社(MHI Vestas Offshore Wind A/S)を設立。	4.0%	不明		https://www.mhi.co.jp/products/category/wind_turbine_plant.html
4	General Electric Company ^(※4)	米国	米国GEグループが手がける風力発電設備事業。2002年にEnron Wind社の風力発電部門を買収して参入。豊富な資金力や販売網を生かし事業を拡大している。	1.3%	5,300kW 3,200kW 1,850kW	4,800kW 2,750kW 1,700kW	https://www.gerenewableenergy.com/wind-energy/turbines
5	Siemens AG	ドイツ	ドイツに本社を置くコングロマリット。2004年に、1980年創業のデンマークのBonus Energy ASを買収して風力発電設備市場に参入した。	1.3%	8,000kW 6,000kW 3,465kW	7,000kW 4,500kW 2,100kW	https://www.siemens.com/global/en/home/markets/wind.html
6	(株) 日本製鋼所	日本	鋼板、鋳造品等を製造するメーカー。2006年に参入。	7.9%	不明		https://www.jsw.co.jp/guide/history/index.html

表 3-2 主要メーカーの概要（続き）

No.	メーカー名	国	企業概要	日本市場シェア ^(※1)	製品ラインナップ（単機容量）		メーカーウェブサイト URL
7	Samsung Heavy Industries	韓国	韓国の総合重工業企業。建設・造船のノウハウを風力発電設備の開発に応用。2013年には世界最大級の洋上風力発電を導入している。	1.3%	2,500kW 7,000kW		http://www.shi.samsung.co.kr/Eng/Product/wind_overview.aspx
8	東芝エネルギーシステムズ（株）	日本	2017年10月に（株）東芝から分社。2011年、韓国 UNISON 社との業務提携を機に風力発電設備市場に参入。東芝ブランドでの風力発電機販売・発電所建設を手がける。	1.3%	2,000kW		https://www.toshiba-energy.com/renewable-energy/product/wind-power.htm
9	Vergnet	フランス	フランスの再生可能エネルギー企業。1989年の操業以来、各国に900基以上の風力タービンを設置。総出力120MW規模のウインドファームプロジェクト（エチオピア）にも参画。	4.0%	200kW 225kW 250kW 275kW	1,500kW 3,000kW	http://www.vergnet.com/our-solutions/wind-energy/
10	（株）駒井ハルテック	日本	橋梁の製造・建設等を手がける金属製品メーカー。2006年に風力発電設備市場に参入。日本の事情に適した中規模発電設備を製造。	1.3%	300kW		http://www.komaihaltec.co.jp/env/wind/

※1：NEDOの「風力発電設備・導入実績（2018年3月末現在）」より、2014～2017年度に導入されたプラントによる設備容量のシェアを算出。

※2：2015年12月、日立製作所が国内陸上風力発電所向けに、製造、販売および保守などを可能とするライセンス契約を三菱重工と締結した。

※3：Enerconが製造を手掛ける日立・Enerconのプラントを含む。

※4：2015年11月に買収したフランスのAlstom社製のプラントを含む。

出所）各社ウェブサイトより作成

表 3-3 【参考】風力タービンメーカーの世界市場シェア
（2017年の販売設備容量上位10社）

順位	メーカー名	国	シェア
1	Vestas	デンマーク	16.7%
2	Gamesa	スペイン	16.6%
3	Goldwind	中国	10.5%
4	GE	米国	7.6%
5	Enercon	ドイツ	6.6%
6	Envision	中国	6.0%
7	Nordex Acciona	ドイツ	5.2%
8	Mingyang	中国	4.7%
9	Senvion	ドイツ	3.7%
10	Suzlon	インド	2.6%

出典) Renewables 2018 Global Status Report (REN21, 2018) p.114, Figure 37. Market Shares of Top 10 Wind Turbine Manufacturers, 2017

< <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17->

[8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf](#)> (2019年2月25日閲覧)

基本的な風力発電設備の選定方法は以上のとおりですが、設備の選定にあたってはメーカーのみでなく、電気工事を行う EPC 事業者や、土木・建築を担う事業者、コンサルタント等にも相談することが推奨されます。表 3-4、表 3-5、表 3-6 は一般社団法人日本風力発電協会に正会員、賛助会員として登録している関連事業者の一覧です。各企業等の連絡先につきましては、一般社団法人日本風力発電協会のウェブサイト¹²を参考にしてください。

¹² <<http://jwpa.jp/>>

表 3-4 風力発電の電気工事業務を取り扱う EPC 事業者一覧

	企業名	本社所在地	ウェブサイト
正会員	(株) あったか森の国から	岐阜県	http://www.attakamori.co.jp/
	(株) 大林組	東京都	http://www.obayashi.co.jp/
	(株) ガイアパワー	徳島県	https://www.gaiapower.co.jp/
	(株) 関電工	東京都	http://www.kandenko.co.jp/
	北芝電機 (株)	福島県	http://www.kitashiba.co.jp/
	(株) きんでん	大阪府	http://www.kinden.co.jp/
	コスモエンジニアリング (株)	東京都	http://www.cosmoeng.co.jp/
	JFE プラントエンジ (株)	東京都	http://www.jfe-planteng.co.jp/
	東光電気工事 (株)	東京都	http://www.tokodenko.co.jp/
	千代田化工建設 (株)	神奈川県	https://www.chiyodacorp.com/jp/
	日揮 (株)	神奈川県	http://www.jgc.com
	(株) パワーマックス	福岡県	https://powermax-japan.jp/
	(株) 日立パワーソリューションズ	茨城県	http://www.hitachi-power-solutions.com/
	(株) 日立製作所	東京都	http://www.hitachi.co.jp/
	日立造船 (株)	大阪府	http://www.hitachizosen.co.jp/
	三浦電機 (株)	北海道	http://miuraden.co.jp/
	(株) ユニ・ロット	大阪府	http://www.uniroot.co.jp/
	四電エンジニアリング (株)	香川県	http://www.yon-e.co.jp/
賛助会員	(株) 九電工	福岡県	http://www.kyudenko.co.jp/
	コアテック (株)	岡山県	http://www.coretec.co.jp/
	(株) 興電舎	宮崎県	http://www.kodensya.co.jp/
	(株) 桜井電業所	北海道	http://www.sakurai-elec.co.jp/
	サンワコムシスエンジニアリング (株)	東京都	http://www.sancom-eng.co.jp/
	(株) J P ハイテック	東京都	http://www.jphytec.co.jp/
	(株) SHONANBI	神奈川県	http://shonanbi.p2.weblife.me/
	中電プラント (株)	広島県	http://www.chuden-plant.co.jp/
	電気興業 (株)	東京都	http://www.denkikogyo.co.jp/
	(株) 西島製作所	大阪府	http://www.torishima.co.jp/
	西日本プラント工業 (株)	福岡県	http://www.npc21.jp/
	日本電設工業 (株)	東京都	http://www.densetsuko.co.jp/
	東日本電気エンジニアリング (株)	東京都	http://www.tems.co.jp/
	前田建設工業 (株)	東京都	http://www.maeda.co.jp/
	(株) ユアテック	宮城県	http://www.yurtec.co.jp/

※ 電気工事を主たる業務として登録する事業者のみを掲載。

出所) 一般社団法人日本風力発電協会の正会員・賛助会員一覧 (2018年12月14日時点) より作成

表 3-5 風力発電の土木・建築業務を取り扱う事業者一覧

	企業名	本社所在地	ウェブサイト
正 会 員	AGC（株）	東京都	http://www.agc.com/index2.html
	アジア海洋（株）	東京都	http://www.owa.co.jp/
	（株）あったか森の国から	岐阜県	http://www.attakamori.co.jp/
	大成建設（株）	東京都	https://www.taisei.co.jp/
	（株）大林組	東京都	http://www.obayashi.co.jp/
	（株）ガイアパワー	徳島県	https://www.gaiapower.co.jp/
	海洋開発興業（株）	大阪府	http://www.kaiyoukaihatsu.com/
	鹿島建設（株）	東京都	http://www.kajima.co.jp/
	（株）関電工	東京都	http://www.kandenko.co.jp/
	コスモエンジニアリング（株）	東京都	http://www.cosmoeng.co.jp/
	五洋建設（株）	東京都	http://www.penta-ocean.co.jp/
	（株）三義	秋田県	http://www.c-sangi.co.jp/
	清水建設（株）	東京都	http://www.shimz.co.jp/
	新日鉄住金エンジニアリング（株）	東京都	http://www.eng.nssmc.com/
	玉川水緑建設（株）	大阪府	http://www.tamagawa.biz/
	千代田化工建設（株）	神奈川県	https://www.chiyodacorp.com/jp/
	東光電気工事（株）	東京都	http://www.tokodenko.co.jp/
	（株）東京久栄	東京都	https://www.kyuei.co.jp/index.html
	東洋建設（株）	東京都	http://www.toyo-const.co.jp/
	戸田建設（株）	東京都	http://www.toda.co.jp/
	飛島建設（株）	東京都	http://www.tobishima.co.jp/
	（株）PAL構造	長崎県	http://www.pal.co.jp/
	（株）パワーマックス	福岡県	https://powermax-japan.jp/
	日揮（株）	神奈川県	http://www.jgc.com
	日本国土開発（株）	東京都	http://www.n-kokudo.co.jp/
	（株）三井E&Sエンジニアリング	東京都	https://www.mes.co.jp/
	三井住友建設（株）	東京都	https://www.smcon.co.jp/
	（株）松浦重機	佐賀県	http://www.matsuura-j.com/
	（株）松浦重機東北	宮城県	http://www.matsuura-j.com/touhoku/
	むつ小川原港洋上風力開発（株）	青森県	http://m-powd.jp/
	ユニタイト（株）	兵庫県	http://www.unytite.com/
	四電エンジニアリング（株）	香川県	http://www.yon-e.co.jp/

表 3-5 風力発電の土木・建築業務を取り扱う事業者一覧（続き）

	企業名	本社所在地	ウェブサイト
賛助会員	大石建設（株）	長崎県	http://www.ohishi-net.co.jp/
	（株）熊谷組	東京都	http://www.kumagaigumi.co.jp/
	（株）駒井ハルテック	東京都	http://www.komaihaltec.co.jp/
	（株）JPハイテック	東京都	http://www.jphytec.co.jp/
	（株）渋谷潜水工業	神奈川県	http://www.shibuya-diving.co.jp/
	大京建機（株）	東京都	http://daikyo-kenki.co.jp/
	大洋製器工業（株）	大阪府	http://www.taiyoseiki.co.jp/
	キョーワ（株）	大阪府	http://www.kyowa-inc.co.jp/
	サンワコムシスエンジニアリング（株）	東京都	http://www.sancom-eng.co.jp/
	（株）竹中土木	東京都	http://www.takenaka-doboku.co.jp/
	電気興業（株）	東京都	http://www.denkikogyo.co.jp/
	東亜建設工業（株）	東京都	http://www.toa-const.co.jp/index.html
	（株）西島製作所	大阪府	http://www.torishima.co.jp/
	（株）ナカボーテック	東京都	http://www.nakabohtec.co.jp/
	西日本プラント工業（株）	福岡県	http://www.npc21.jp/
	（株）富士ピーエス	福岡県	https://www.fujips.co.jp/
	前田建設工業（株）	東京都	http://www.maeda.co.jp/
	（株）ヤマガタ	茨城県	http://www.yg-net.co.jp/
	（株）ユアテック	宮城県	http://www.yurtec.co.jp/
	（株）ルッドリフティングジャパン	大阪府	http://www.rud.co.jp/
若築建設（株）	東京都	http://www.wakachiku.co.jp/	

※ 土木・建築を主たる業務として登録する事業者のみを掲載。

出所）一般社団法人日本風力発電協会の正会員・賛助会員一覧（2018年12月14日時点）より作成

表 3-6 風力発電のコンサルタント一覧

	企業名	本社所在地	ウェブサイト
正 会 員	アカシア・リニューアブルズ（株）	東京都	https://www.acacia-renewables.com/
	旭化成エンジニアリング（株）	神奈川県	http://www.asahi-kasei.co.jp/aec/
	朝日航洋（株）	東京都	https://www.aeroasahi.co.jp/
	アジア航測（株）	東京都	http://www.ajiko.co.jp/
	イー・アンド・イーソリューションズ（株）	東京都	http://www.eesol.co.jp/
	イオエンジニアリング&サービス（株）	東京都	http://eos-es.co.jp/
	いであ（株）	東京都	http://ideacon.jp/
	伊藤忠テクノソリューションズ [®] （株）	東京都	http://www.ctc-g.co.jp/
	ヴァイサラ（株）	東京都	http://www.vaisala.com/en/Pages/default.aspx
	（有）ウィンディ	福岡県	http://www.geocities.jp/windykishi/
	（株）エックス都市研究所	東京都	http://www.exri.co.jp/
	エヌエス環境（株）	東京都	http://www.ns-kankyo.co.jp/
	オリック・ヘリントン・アンド・サトクリフ外国法事務弁護士事務所	東京都	https://www.orrick.com/
	海洋エンジニアリング（株）	東京都	http://kaiyoeng.com/
	鹿島建設（株）	東京都	http://www.kajima.co.jp/
	（株）環境管理センター	東京都	http://www.kankyo-kanri.co.jp/
	（株）建設環境研究所	東京都	https://www.kensetsukankyo.co.jp/
	国際航業（株）	東京都	http://www.kkc.co.jp/
	（株）ジャパンウインドエンジニアリング	東京都	http://jwe.co.jp/
	（株）新エネルギー技術研究所	東京都	http://www.reetech.co.jp/
	（株）数理計画	東京都	https://www.sur.co.jp/
	SOMPO リスケアマネジメント（株）	東京都	https://www.sompo-rc.co.jp/
	DNV GL	ノルウェー	https://www.dnvgl.com/energy/index.html
	（株）ティー・ウインドパワー	東京都	—
	（株）テクノ中部	愛知県	https://www.techno-chubu.co.jp/
	東京海上日動リスクコンサルティング（株）	東京都	http://www.tokiorisk.co.jp/
	（株）東京建設コンサルタント	東京都	http://www.tokencon.co.jp/
	東電設計（株）	東京都	http://www.tgn.or.jp/tepsco/index.html
	東電用地（株）	東京都	http://www.tepco-youchi.co.jp/
	（株）東洋設計	石川県	http://www.toyosk.co.jp/

表 3-6 風力発電のコンサルタント一覧（続き）

	企業名	本社所在地	ウェブサイト
正会員	飛島建設（株）	東京都	http://www.tobishima.co.jp/
	日揮（株）	神奈川県	http://www.jgc.com
	ニッスイマリン工業（株）	福岡県	http://www.nissui-marine.co.jp/
	日本気象（株）	大阪府	https://n-kishou.com/corp/
	日本検査（株）	東京都	https://www.jic-global.com/
	日本鉄道電気設計（株）	東京都	http://www.ntds.co.jp/
	日本工営（株）	東京都	https://www.n-koei.co.jp/
	パシフィックコンサツタツツ （株）PAL構造	東京都 長崎県	https://www.pacific.co.jp/ http://www.pal.co.jp/
	日本国土開発（株）	東京都	http://www.n-kokudo.co.jp/
	（株）パスコ	東京都	http://www.pasco.co.jp/
	（株）風力エネルギー研究所	東京都	http://www.windenergy.co.jp/
	（株）フグロジャパン	東京都	http://www.fugro.co.jp/
	（株）プレック研究所	東京都	http://www.prec.co.jp/
	三浦電機（株）	北海道	http://miuraden.co.jp/
	みずほ情報総研（株）	東京都	https://www.mizuho-ir.co.jp/index.html
	むつ小川原港洋上風力開発（株）	青森県	http://m-powd.jp/
	（株）UL Japan	三重県	http://japan.ul.com/
	ユニオンデータシステム（株）	北海道	http://www.union-data.co.jp/
	（株）ユニ・ロット	大阪府	http://www.uniroot.co.jp/
	四電エンジニアリング（株）	香川県	http://www.yon-e.co.jp/
（株）レノバ	東京都	http://www.renovainc.jp/	
賛助会員	（株）アイ・エヌ・シー・エンジニアリング	東京都	http://www.ihico.jp/inc/
	（株）ITC		—
	青森風力開発（株）	青森県	http://aomoriwinddevelopment.com/
	ウィンドコネクト（株）	東京都	http://www.wincon.jp/
	（株）エオネックス	石川県	http://www.chika.co.jp/
	認定NPO法人 環境エネルギー政策研究所	東京都	http://www.isep.or.jp/
	（株）環境総合テクノス	大阪府	http://www.kanso.co.jp/
	基礎地盤コンサルタント（株）	東京都	https://www.kiso.co.jp/
	コアテック（株）	岡山県	http://www.coretec.co.jp/
	（株）構造計画研究所	東京都	http://www.kke.co.jp/
	（株）興林	東京都	http://www.korin-c.co.jp/
	一財）港湾空港総合技術センター	東京都	https://www.scopenet.or.jp/main/
	国際気象海洋（株）	東京都	http://www.imocwx.com/index.php
	（株）小堀鐸二研究所	東京都	http://www.kobori-takken.co.jp/
	（株）駒井ハルテック	大阪府	http://www.komaihaltec.co.jp/
	（株）SHONANBI	神奈川県	http://shonanbi.p2.weblife.me/
	三洋テクノマリン（株）	東京都	http://www.stm.co.jp/
	（株）システムズ	東京都	http://www.terra.dti.ne.jp/~omura-s/
	大京建機（株）	東京都	http://daikyo-kenki.co.jp/

表 3-6 風力発電のコンサルタント一覧（続き）

	企業名	本社所在地	ウェブサイト
賛 助 会 員	(株) 竹中土木	東京都	http://www.takenaka-doboku.co.jp/
	(株) 長大	東京都	https://www.chodai.co.jp/
	(株) ナカボーテック	東京都	http://www.nakabohtec.co.jp/
	(株)NTTファシリティーズエンジニアリング	東京都	https://www.ntt-fe.co.jp/
	日本エヌ・ユー・エス (株)	東京都	http://www.janus.co.jp/
	(株)ブレード	東京都	https://blade-t.com/
	一般財団法人日本気象協会	東京都	http://www.jwa.or.jp/
	(株) 日本港湾コンサルタント	東京都	http://www.jportc.co.jp/
	日本防蝕工業 (株)	東京都	http://www.nitibo.co.jp/
	(株) 富士建設コンサル	北海道	http://www.fuji-kc.com/
	フューチャー・エナジー・コンサル タント (株)	東京都	—
	(株) プラントサービスエージェ ンシー	東京都	—
	(株) ミック	愛知県	http://www.micjp.com/
	MECAL アジア (株)	東京都	http://www.mecal.eu/
	モットマクドナルドジャパン (株)	東京都	http://www.mottmac.jp/

※ コンサルタントを主たる業務として登録する事業者のみを掲載。

出所) 一般社団法人日本風力発電協会の正会員・賛助会員一覧（2018年12月14日時点）より作成

3.3 イニシャルコスト、ランニングコスト

ここではイニシャルコスト（資本費）及びランニングコスト（運転維持費）について説明します。風力発電事業の採算性を見通しを立て、事業の概略を検討する際の相場観を得るために、発生する費用の規模感をあらかじめ把握しておく必要があります。

もちろん、導入する地域の特性や、機器構成等の影響によって、ここで示すものから変動する可能性はありますが、事業を始めるにあたって把握しておくべき情報の一つとなります。

3.3.1 イニシャルコスト

固定価格買取制度では、再生可能エネルギーのイニシャルコスト（設計費、設備費、工事費、接続費等の合計）のことを「資本費」と呼んでいます。調達価格等算定委員会では、事業者により提出された各種データの分析結果に基づき、資本費の想定値を設定しています。この資本費の想定値と、3.3.2にて説明する運転維持費の想定値に基づき、調達価格が決定されています。

なお、今後の風力発電のコスト動向に大きな変化が見込まれる中で、FIT 法見直し後の制度との整合性への配慮や制度の複雑化を防ぐという観点から、最新の調達価格等算定委員会では、2021 年度における 20kW 以上の陸上風力発電及び洋上風力発電の資本費は、決定しないこととしております。また、リプレース¹³の設備の資本費の想定値も同様です。

表 3-7 風力発電設備の資本費（イニシャルコスト）

規模	資本費			
	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
20kW 以上 （陸上風力）	29.7 万円/kW	28.2 万円/kW	28.2 万円/kW	-
20kW 以上 （陸上風力・ リプレース）	28.7 万円/kW	27.4 万円/kW	27.4 万円/kW	-
洋上風力 ^{※1}	56.5 万円/kW	56.5 万円/kW	56.5 万円/kW	-

※1 着床式の洋上風力については 2020 年度の調達価格等は示されていない。

出所) 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」平成 31 年 1 月 9 日 32~44 ページ< http://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20190109001_01.pdf >
(2019 年 2 月 25 日閲覧)

¹³（再掲）リプレースとは、次のイ、ロ又はハのいずれかに該当するものをいう。

イ 既存の発電設備が廃止された、又は廃止されることに伴い系統接続枠（確保された送電系統の容量）を引き継ぐもの

ロ 既存の発電設備が廃止された、又は廃止されることに伴い使用していた電源線を利用するもの

ハ 既存の発電設備が廃止された、又は廃止されることに伴い同一の土地（既存の風力発電設備が設置されている全ての筆の範囲）に設置するもの【風力】

3.3.2 ランニングコスト

固定価格買取制度では、再生可能エネルギーのランニングコスト（土地等賃借料、修繕費、一般管理費、人件費等の合計）のことを「運転維持費」と呼んでいます。資本費と同様、運転維持費についても、調達価格等算定委員会にて、事業者により提出された各種データの分析結果に基づき、想定値が設定されています。この運転維持費の想定値と、3.3.1にて説明した資本費の想定値に基づき、調達価格が決定されています。

2021年度における20kW以上の陸上風力発電及び洋上風力発電の運転維持費は、資本費と同様に今後の風力発電のコスト動向に大きな変化が見込まれる中で、FIT法見直し後の制度との整合性への配慮や制度の複雑化を防ぐという観点から、最新の調達価格等算定委員会では決定しないこととしております。リブレース案件の運転維持費も同様です。

表 3-8 風力発電設備の運転維持費（ランニングコスト）

規模	運転維持費			
	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
20kW以上 （陸上風力）	1.03万円/kW/年	0.93万円/kW/年	0.93万円/kW/年	-
20kW以上 （陸上風力・ リブレース）	1.03万円/kW/年	0.93万円/kW/年	0.93万円/kW/年	-
洋上風力※1	2.25万円/kW/年	2.25万円/kW/年	2.25万円/kW/年	-

※1 着床式の洋上風力については2021年度の調達価格等は示されていない。

出所) 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」平成31年1月9日 32~44ページ<http://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/20190109001_01.pdf>
(2019年2月25日閲覧)

3.4 予想発電量

風力発電設備によるエネルギー取得量（年間発電量）は、風力発電設備の性能曲線（風速と発電出力の関係を示す曲線）と設置地点のタワー高さにおける風速出現率分布（風速の出現率の分布）を用いて、以下の式により求められます。

《年間発電量の計算式》

$$\text{年間発電量 (kWh)} = \sum (V_i \times f_i \times 8760 \text{ (h)})$$

V_i : 風速階級 i の発電出力 (kW)

f_i : 風速階級 i の出現率

出所) NEDO「風力発電導入ガイドブック」(2008年2月改訂第9版),65ページより作成
 <<https://www.nedo.go.jp/content/100079735.pdf>> (2019年2月25日閲覧)

V_i に該当する風速に対する出力特性は、性能曲線あるいは出力曲線（パワーカーブ）とも呼ばれ、風力発電設備の性能を表すものです。性能曲線は機種ごとに異なります。性能曲線の例を図 3-6 に示します。風力発電設備は、一定風速以上になると発電を開始し、風速が一定速に達すると定格出力で運転をします。さらに風速が大きくなると、事故の防止のためロータの回転を止め発電を停止します。各運転段階における風速を、カットイン風速、定格風速、カットアウト風速と呼びます。

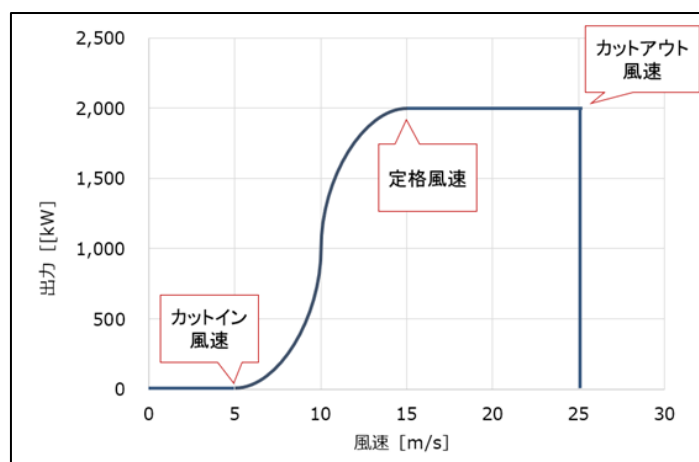


図 3-6 風力発電システムの性能曲線の例

f_i に該当する風速出現率分布は、適切な風況調査により取得したデータに基づき算出します。従って、事業者自身で正しい方法に基づいた風況調査を実施することが重要となります。

風況調査は、ハブ高及びそれよりも低い複数の高度¹⁴に風速計・風向計を設置し、最低1年間、継続的にデータ計測する必要があります。また、年毎の風況には幅があるため、最寄

¹⁴ 風況は一般的に高所ほど風速が強く発電量に期待できるが、場合によっては低所の方が風速が強い、又は、カットアウト風速を考慮すると低所の方がよい場合がある。なお、高度 60m 以上に設置する場合は、航空法 51 条の規定に基づき、航空障害灯の設置が必要となる点に留意が必要。

りの気象台の過去の気象データ等を参照し、当該地点の風況の変動幅との比較により観測を行った年が特異年¹⁵でないことを確認することが望まれます。風力発電設備の設置基数が1本の場合は、建設地点1ポイントのみの風況調査となりますが、複数基設置する場合は、代表的な地点を複数選定して風況調査を実施することが望まれます。

風況調査結果の分析は、専門のコンサルタントに依頼するのが一般的です。その際、実績のあるコンサルタントを選定することが重要です。

既存の風況データでも、該当地点のおおよその風況特性を把握することは可能ですが、実際に得られる発電量を正しく予測するために必要な精度までは確保されていません。また、風況観測データがない場合は、該当地点の平均風速より推定されるワイブル分布やレーレ分布¹⁶を用いることにより発電電力量を推定することが可能であり、導入を検討する際の概略評価として用いられます。

前述の式により予想発電量が推計されるものの、実際には年間発電量を低減させる、以下のような様々な要因があるため、それらの要因による発電量の減少を考慮することが望まれます。NEDOの『風力発電導入ガイドブック』（2008年2月改訂第9版）では、主な要因として、稼働率と出力補正係数が挙げられており、それぞれの定義は下記のとおりです。

- 稼働率：年間暦時間（8,760時間）に対する年間暦時間から故障修理・定期点検で風力発電設備が停止した時間を差し引いた時間（風速に関係なく風力発電設備が稼働可能な時間）の割合。次の式により算出される。

$$\text{稼働率}[\%] = \frac{\text{年間暦時間} - (\text{故障時間} + \text{点検時間})}{\text{年間暦時間}} \times 100$$

- 出力補正係数：日本は山岳地帯であるため、複雑な風況であり、例えばヨー制御（風向きに応じて風車の首を振る制御）中に風向が変化した場合に風向の変化に追従するまでの損失が発生する等により、性能曲線より性能は低くなることが想定されます。これらを考慮するために性能曲線の低下分を見込んだ係数を出力補正係数と定義し、参考として平坦な地形で95%、複雑地形では90%程度を見込むことが推奨されます。

したがって、正味年間発電量は、次の式により推定することが推奨されます。

$$\text{正味年間発電量}[\text{kWh}] = \text{年間発電量} \times \text{稼働率} \times \text{出力補正係数}$$

さらに事業性を評価するにあたっては、風速の経年変動や、ブレードの故障やメンテナンス対応による稼働率の低下、電力会社からの解列依頼・出力抑制等の発電量損失リスクを考慮することが望まれます。これらの要因に伴う正味年間発電量の変化や、各種損失可能性を考慮した事業性の評価方法については、第5章で解説します。

¹⁵ 特異年を考慮したデータ解析は風況解析ソフト内で実施される場合もある。

¹⁶ 確率分布の一種。風速の出現率分布はワイブル分布で近似できることが知られている。レーレ分布はワイブル分布のパラメータの一つである形状係数が2の確率分布で、簡易的な推定に用いられる。詳細はNEDO「風力発電導入ガイドブック」（2008年2月改訂第9版）を参照のこと。

3.5 系統連系区分

風力発電設備は、電力会社の送電系統に接続して使用するため、その技術的な要件を判断する基準となる、『電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン』をもとに電力会社との協議が必要となります。風力発電設備の商用電力系統への連系区分については、一設置者あたりの電力容量を連系区分としており、表 3-9 のとおり区分されます。ここで、発電設備の一設置者当たりの電気容量とは、発電設備設置者における契約電力又は系統に連系する発電設備の出力容量のうち、いずれか大きい方をいいます。

一般的に、特別高圧連系と、高圧連系では系統連系費用が大きく異なります。特別高圧連系では特別高圧受変電設備（特別高圧用変圧器等）が必要となり、設備コストが増大する点や、特別高圧送電線が遠い場合には、接続に係るコストの増大につながる点に留意が必要です。2,000kW 以上かつ特別高圧連系に要するコストが事業収支に影響するような規模の場合は、設置コストの増大を補う発電量を得ることが可能な、風況のよい地点を選ぶことが望まれます。さらに、特別高圧連系の場合、高圧連系と比較して、一般的に各種手続きに 2～3 倍の期間を要する点に留意が必要です。

表 3-9 系統連系区分

<p>(1) 低圧配電線との連系</p> <p>発電設備等の一設置者当たりの電力容量が原則として 50 kW 未満の発電設備等は、第 2 章第 1 節及び第 2 節に定める技術要件を満たす場合には、低圧配電線と連系することができる。ただし、同期発電機・誘導発電機・二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いた発電設備の連系（逆変換装置を介した連系を除く。）は、原則として逆潮流がない場合に限る。</p> <p>(2) 高圧配電線との連系</p> <p>発電設備等の一設置者当たりの電力容量が原則として 2,000 kW 未満の発電設備等は、第 2 章第 1 節及び第 3 節に定める技術要件を満たす場合には、高圧配電線と連系することができる。</p> <p>(3) スポットネットワーク配電線との連系</p> <p>発電設備等の一設置者当たりの電力容量が原則として 10,000 kW 未満の発電設備等は、第 2 章第 1 節及び第 4 節に定める技術要件を満たす場合には、スポットネットワーク配電線とスポットネットワーク受電方式により連系することができる。</p> <p>(4) 特別高圧電線路との連系</p> <p>第 2 章第 1 節及び第 5 節に定める技術要件を満たす場合には、発電設備等を特別高圧電線路（(3) に定めるスポットネットワーク配電線を除く。）と連系することができる。ただし、35 kV 以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路と連系する場合に限り、高圧配電線との連系に係る技術要件に準拠することができる。また、この場合、連系できる発電設備等の一設置者当たりの電力容量は原則として 10,000 kW 未満とする。</p> <p>(5) 下位の電圧連系区分に準拠した連系</p>

発電設備等の出力容量の合計が契約電力に比べて極めて小さい場合には、契約電力における電圧の連系区分より下位の電圧の連系区分（一段下の連系区分に限定するものではない。）に準拠して連系することができる。ここで、発電設備等の出力容量の合計が契約電力に比べて極めて小さい場合の考え方としては、個々のケースにより異なるのでケースごとに考えるべきではあるが、発電設備等の出力容量の合計が契約電力の5%程度以下であることが一般的な目安と考えられる。

※本文中の章番号、節番号は引用元の番号

出典) 資源エネルギー庁「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」平成28年7月28日
5~6 ページ

<http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/regulations/pdf/keito_guideline.pdf> (2019年2月25日閲覧)

3.6 風力発電事業の関係主体

風力発電事業には、表 3-10、図 3-7 に挙げるような関係主体が存在します。関係主体の数、関わり方は、案件の種類や規模により異なります。融資の検討にあたっては、各関係主体の役割および責任範囲について把握することが重要です。

表 3-10 風力発電事業の主要な関係主体

事業ステージ	関係主体	期待される主な役割
事業の企画・立案	事業者	事業の企画・立案
	技術・財務・法務コンサル	コンサルティング
	国・都道府県・市区町村	情報提供
	地域の協議会・市民	情報提供
	土地賃借人	土地の貸与
資金調達	公的金融機関	融資
	金融機関（都市銀行・地方銀行・信用金庫等）	融資
	国・都道府県・市区町村	資金支援・（信用）保証
	市民・企業等	出資
保険	保険会社	付保
プラント建設	発電設備メーカー	設備の販売・保証
	EPC 事業者	設計・調達・建設
系統連系	電気事業者	電力受給契約
運転・保守	事業者	事業の運営
	発電設備メーカー	保守・メンテナンス
	O&M 事業者	保守・メンテナンス

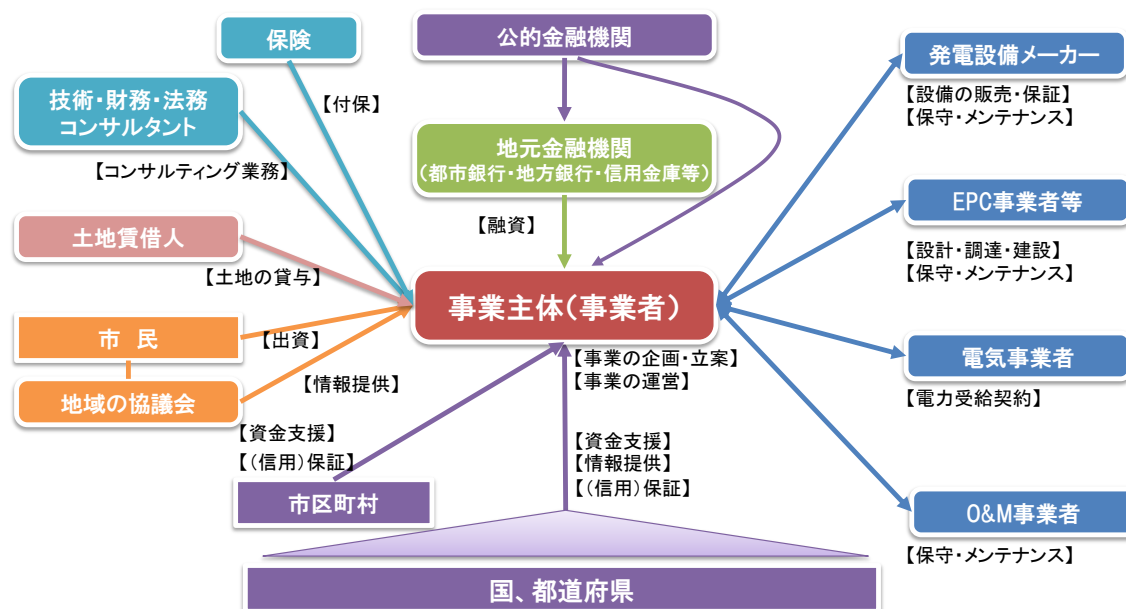


図 3-7 風力発電事業をとりまく関係主体と相關図

4. 風力発電事業の融資の検討にあたっての基本的留意事項

本章では、風力発電事業の融資の検討を行うにあたっての基本的な留意事項を説明するとともに、考慮すべきリスクについて記します。

ここで、留意事項とは、金融機関が融資を検討するにあたり、事業者が適切に対応していることを確認すべき事項を指します。また、リスクとは、基本的事項を確認していても、融資後に顕在化する可能性のある事象を指します。

金融機関においては、各留意事項に対する事業者の対応状況を確認するとともに、想定される各リスクに対して、適切な対応策が講じられているかを確認することが望まれます。

4.1 基本的枠組み

4.1.1 事業主体

地域における再生可能エネルギー事業の事業主体としては、地元企業、自治体、NPO等が想定されます。また、これらの主体の出資により設立されるSPC（特別目的会社）が直接の発電事業者となるケースも存在します。

複数の主体からの出資を受けるSPCが事業を実施する際は、事業の責任主体が明確化されているか確認することが重要です。この場合、SPCに出資する株主間の責任分担については株主間協定における規定等を確認することが考えられます。

また、事業が傾いた際の対応策として、スポンサーサポート契約を融資に織り込んでおく方法も考えられます。

4.1.2 事業規模

風力発電設備は1基建設するだけでも数億円の事業規模になります。また、運転維持費にも年間数百万～数千万円の費用がかかる点に留意が必要です。事業主体が準備可能な自己資金額等を踏まえて事業規模が設定されているか確認する必要があります。

また、2,000kW以上の風力発電設備は、特別高圧送電線への連系を要するため、設置コストが大きくなる点に留意が必要です。2,000kW以上で特別高圧連系に要するコストが事業収支に影響するような規模の場合は、設置コストの増大を補う発電量を得ることが可能な、風況のよい地点を選ぶことが望まれます。

また、1基のみの建設の場合、メンテナンス時は発電量が得られないことに加え、故障・事故発生時にも完全に発電が停止し、事業収支が大きく悪化することから、複数基を設置してリスク分散することが一般的です。

4.1.3 資金構成

風力発電事業を実施する際の資金調達には、主に表4-1の方法が用いられ、これらの方法の組み合わせによるファイナンスが行われています。事業者の資金調達計画が実現可能なものであるか精査が求められます。

表 4-1 風力発電事業における資金調達方法

資金調達方法		概要
資本出資 (エクイティ)	自己資金	事業の実施主体が拠出する資金です。
	普通株式	株主に与えられる権利内容について制限のない株式により調達する資金です。
	優先株式	議決権が制限される代わりに高い配当を受けることが可能な資金です。これにより多様性のある資金調達が可能です。
負債 (デット)	シニア	従来からある通常の貸出金です。コーポレートファイナンス、プロジェクトファイナンスの方式があります。
	メザニン	シニアに比べて返済順位の低い資金です。匿名組合による市民出資、劣後ローン、私募債等の種類があります。
その他	事業基金	国や地方自治体等が出資や融資を行う制度です。環境省の地域低炭素化出資事業基金 ¹⁷ 等の例があります。
	補助金	地方自治体等における風力発電事業等の再生可能エネルギー事業に対する補助金です。
	寄付金	市民等からの寄付金です。寄付金を募って再生可能エネルギー事業の資金の一部とした事例も存在します。
	信託受益権	土地や発電設備を信託し、そこから発生する利益を受ける権利を信託受益権として発行することで調達する資金です。

4.2 設備・施工に係る留意事項

4.2.1 用地の選定

風力発電設備の設置場所については、主に次の事項に留意する必要があります。

(1) 土地特性の考慮

用地の選定にあたっては、気候や環境影響（騒音や景観の変化、生態系への影響等）の観点だけでなく、設置費用の観点からも当該地点が風力発電設備の設置に適しているか、検討することが重要です。

予想発電量を詳細に算出するためには、設置場所の風況特性を踏まえる必要があります。特に山間で乱流が発生する土地や、台風の影響を受ける可能性が高い土地等については、期待する発電量が得られるかどうかや、故障や事故が発生する可能性について、慎重な検討が必要です。また、山間地に設置する場合には、機材等の搬入のための道路整備を要する可能性があり、その費用を見込んでおく必要があります。事業性評価にあたっては、事業計画において上記が考慮されているかを確認することが望まれます。

¹⁷ 当該事業のみを行う事業主体（SPC等）を対象に風力発電等の低炭素化プロジェクトに対して出資（総出資額の1/2未満）。

その他、地盤の安定性や、凍結の有無についても確認することが望まれます。例えば、地盤が緩い場合には、その条件に適合した設置工法となっている必要があります。また、地面凍結が多い寒冷地に設置する場合は、凍結深度¹⁸を考慮して工事が行われているか、確認する必要があります。

(2) 風況調査の実施¹⁹

風力発電設備の設置場所の選定にあたっては、適切な方法で計測された候補地の風況データによる詳細なシミュレーション結果を踏まえた検討が必要になります。

再生可能エネルギーの中でも特に風力発電は時間による変動が激しいため、それを踏まえて資源量を見積もらなければ、事業を実施した際に、想定した発電量を得られない可能性があります。また、調査した風況データが調査年における特異な結果であったために、想定どおりの発電量を得られない可能性もあります。

このような事態を避けるためには、既存の風況データのみに基づいた資源量の見積りではなく、事業者が適切な方法、期間で風況調査を行い、経験あるコンサルタント²⁰に解析、分析を依頼した上で事業計画を立てていることを確認することが重要です。また、最寄りの気象台における過去の気象データを参照し、風況を計測した年が特異年²¹でないことを確認することも有効です。

(3) 系統連系地点からの距離

配電用変電所までの距離は、系統連系に係るコストに大きく影響します。金融機関においては、事業者が電力会社との系統接続を考慮し、設置場所から配電用変電所までの距離と必要となる接続費用を見込んでいるか確認することが重要です。

なお、電源線のコストについては、『コスト等検証委員会報告書』において、電圧階級毎の連系される電源のイメージと 1km 当たりの建設コストが表 4-2 のとおり整理されています。

¹⁸ 地盤の凍結が起こらない地表面からの深さ。地面が凍結すると膨張して地盤が押し上げられるため、建物の基礎等は、凍結深度より深いところに設置する必要がある。

¹⁹ 適切な風況調査方法の詳細については、3.4 も参照。

²⁰ コンサルタントの他、風況調査・解析を実施可能な EPC 事業者等も考えられる。

²¹ 特異年（通常の年とは明らかに傾向が異なる年）を考慮したデータ解析は風況解析ソフト内で実施される場合もある。

表 4-2 電圧階級毎の電源線コスト

電圧階級	連系される電源のイメージ	1km 当たりの建設コスト
6～7kV	メガソーラー、風力、小水力	0.24 億円/km（150sq ²² 電線、25m おきに柱設置と仮定）
22kV	メガソーラー、風力、地熱、木質バイオマス（専焼）	0.5 億円/km
60～80kV	メガソーラー、風力、水力	1.4 億円/km
150～180kV	火力、水力	2 億円程度/km
275kV	火力、原子力	4 億円程度/km
500kV	火力、原子力	6 億円程度/km

出所) エネルギー・環境会議コスト等検証委員会「コスト等検証委員会報告書」平成 23 年 12 月 19 日
29 ページより作成

<<http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111221/hokoku.pdf>>（2019 年 2 月 25 日閲覧）

4.2.2 用地の確保・契約

風力発電事業は、20 年間の長期にわたり継続することが前提であり、風力発電所用地の利用権をその間、有し続ける必要があります。特に借地の場合には、20 年の間に用地の所有者の破産、売却等によって、用地の所有者が変わることも想定されます。このような事態が生じて、用地の利用権を有し続けることができるよう、対応を行っているか確認することが重要です。また、風力発電の場合は発電用地のみでなく、部品等の運送を行う道路の利用権の確保が必要な点にも留意が必要です。

その他、用地の確保に関する留意点として、以下が挙げられます。事業者がこれらの可能性について把握し、必要な対策を講じているかを確認することが重要です。

- ・ 特に山間地等、予定地の地権者が複数人に渡る場合、交渉と調整に時間を要する可能性がある。
- ・ 個人所有者からの借地の場合、貸主の相続等に伴う賃料引き上げ等が発生する可能性がある。
- ・ 賃借権による利用権取得の場合、賃借権の登記をしていないと、所有者の破産、売却等によって土地の所有者が変わり、土地の利用を続けることができなくなる。
- ・ 自治体からの土地使用許可や、道路の利用許可が別途必要な場合、適切な更新対応を怠ることにより、土地の利用を続けることができなくなる。

また、発電事業を終了し、風力発電設備を撤去する際には、発電用地を原状回復する必要があります。風力発電設備の設置の際には、大規模な基礎工事を行うため、原状回復にも相当のコストが発生すると想定されます²³。また、現存の風力発電設備の建設地は風況が良好であると推察されるため、風力発電設備を建替えて、発電事業を継続することも考えられます。滞りなく事業を継続するためには、土地利用の契約内容に留意することが重要です。

²² sq は JIS 規格により規定される断面積の単位。平方ミリメートル。

²³ 「コスト等検証委員会報告書」（平成 23 年 12 月 19 日）では建設費の 5%の廃棄費用を見込んでいるが、発電設備に応じた原状回復費用をあらかじめ想定しておくことが重要である。

前述した留意点に関して、土地の契約段階で、以下の対策を取っておく必要があります。金融機関においては、これらの対応策が事業者において措置されているか確認することが望まれます。

【事業者が行う対応策の例】

- ・ 候補地選定の際に指定地域や土地利用条件について十分な検討を行う。
- ・ 地上権、賃借権等についての対抗要件を具備する。
- ・ 賃貸借契約要件や払下げ要件に問題がないか等、専門家による診断・確認を依頼する。
- ・ 買取期間中の利用権を有し続けることができるよう、事業期間に応じた地上権、賃借権を設定する（売電開始前の建設期間に加えて売電開始時からの賃貸借を含めて賃借を継続できるように留意が必要）。
- ・ 賃貸借契約において、賃貸人が登記義務を負う旨の特約を定め、賃借権の登記を行う。
- ・ 賃借する土地の地権者が他界した際の相続の関係性について十分に把握する。
- ・ 自治体からの土地使用許可や道路の利用許可等、発電用地以外に利用の許可申請が必要な土地及びその手続きについて確認し、適切に対応する。
- ・ 土地の賃貸借契約の中で原状回復の定義について明確化する。
- ・ 事業計画時に風力発電設備の建替を計画している場合は、当初の事業終了後に継続して利用できるように契約を結ぶ。

4.2.3 設備の選定

設備の選定にあたっては、実績及び信用力のある風力発電設備メーカーを選択するとともに、発電用地の環境に適した機種を選定することが求められます。特に風況や落雷に対する仕様については国際的な規格（以下の「【参考】IEC規格について」を参照）があり、これに準拠した仕様の機種を選定することで故障や事故等を防ぐことができます。

また、機種を選定にあたっては、欧米の有名なメーカーの機種であっても、日本の環境には適していないこともあるため、事業者が複数メーカーの比較に基づき適切な機種を選定しているか否かについては注意が必要です。

この他、性能の観点からだけでなく、故障時に迅速な対応が可能なメーカーの機種を選定することも重要です。故障時にメーカーによる部品調達、修繕等の対応が遅く、発電が行えない期間が長期化すれば、その分損失となります。

金融機関においては、以下のポイントを踏まえて機種選定がなされているか、確認することが重要です。

【機種選定のポイント】

- ・ 導入実績の少ない新型の風力発電設備の利用は避け、導入基数・運転実績年数の豊富な機種を選定する。
- ・ 発電用地の風況、気候状況、地形条件に適した機種を選定する。
- ・ メンテナンス体制が充実したメーカーの機種を選定する。
- ・ 近隣に設置されている風力発電所と同じ機種を選定する（部品の融通等が可能に

なり、メンテナンス会社による管理がしやすくなるため、対応の迅速化が見込まれる)。

【参考】 IEC 規格について

風況や落雷に対する風車の仕様に関する国際的な規格として IEC 規格が挙げられます。

IEC 規格では風車の仕様をどの程度の風条件や雷に対応できるかに基づいて表 4-3、表 4-4 のとおり区分しています。

風条件に関しては、風力発電設備設置サイトにおける極地風速、乱流強度に基づいて、IEC に規定されるクラスに合致する風力発電設備を選定することが望まれます（ただし、台風等による強風を加味する場合は、同規格に定義される特別クラス（S クラス）に合致する風力発電設備を選定することが望まれます）。

また、雷に関しては、日本の気候環境においては IEC における保護レベル I の最も厳しい基準（全電荷量 300 クーロン）に従って風力発電設備を設置することが望まれます（冬季雷の電荷量はこれをさらに上回るため、対策を要する地域ではこれを上回る水準の風力発電設備の設置が望まれます）。

表 4-3 風車の国際規格（IEC61400-1(2005)）に規定されている風条件

風車クラス		I	II	III	S
V _{ref} (m/s)		50	42.5	37.5	設計者が規定する数値
I _{ref}	A	0.16			
	B	0.14			
	C	0.12			

※V_{ref}は風車設置予定地におけるハブ高さでの 10 分間平均風速の 50 年再現期待値（極地風速）

※I_{ref}は風速 15m/s における乱流強度の期待値

表 4-4 風車の国際規格（IEC61400-24(2010)）に規定される雷パラメータの最大値

保護レベル	ピーク電流 (kA)	比エネルギー (MJ/Ω)	平均電流上昇率 (kA/μs)	全電荷 (C)
I	200	10	200	300
II	150	5.6	150	225
III	100	2.5	100	150
IV				

4.2.4 プラントの設計

風力発電所の設計においては、発電用地に適した風力発電設備の機種を選定するとともに、用地の風況に適した風力発電設備の配置が重要となります。

例えば、風力発電設備が密集していると、風力発電設備間の干渉により風下側の発電量が低減するウェイクと呼ばれる現象が発生します。このため、風力発電設備メーカーやコンサルタントのシミュレーションにより、ウェイクの発生可能性を検証した上で、発電所の設計を行うことが重要です。特に日本は乱流の発生しやすい複雑な地形が多いため、乱流解析を行った上で発電所の設計を行う必要があります。

また、社会的要因として、周辺の民家への配慮や地権者との調整等の都合から、当初想定した最適な場所に風力発電設備を設置できない可能性にも留意する必要があります。

金融機関においては、事業者が技術的制約や社会的制約の観点から、適切な発電所設計を実施しているか、風力発電設置数を増やす観点から、無理な配置案が提案されていないか確認することが重要です。

4.2.5 系統連系²⁴

小規模な独立した風力発電設備や特殊な事例を除き、以下のような電力会社への手続きが必要です。なお、2.3.1にて説明したとおり、国の事業計画認定取得にあたっては、電力会社と接続契約を締結していることが認定の要件となる点に注意が必要です²⁵。

- ①接続可否についての簡易検討（電力会社に事前協議を依頼）（無料。1か月程度を要する。）
- ②電力会社に正式な系統連系協議を依頼（20万円（税抜）。2～3か月を要する。）
- ③電力会社に特定契約・接続契約を申込み

系統連系協議の終了後、可能な限り迅速に、特定契約、接続契約の申込みを行うことが重要です。電力会社は、申し込み順に系統の枠（連系枠）を押さえていくため、順番の途中で連系容量が不足し、接続できなくなる可能性があります。また、順番待ちが生じ、当初予定した時期に売電が開始できない可能性があります。このため、系統連系協議の順番待ちを予め見込むことや事前に協議の時期を十分に確認することにより事業計画とのずれを防ぐことが望まれます。

さらに、選定した用地が山岳地帯や岬等で送・配電線の容量が少ない場合は、申し込んだ設備容量よりも小さい連系可能量が提示されたり、発電出力の制限を受けたりする可能性があります。金融機関においては、電力会社との事前相談、系統連系協議が適切に行われているか、必要とする連系容量が確保される見通しか、事業者を確認することが重要です。

また、電力会社との契約には、出力抑制や解列に係る条件が記載されています。再生可能エネルギー特別措置法施行規則では、500kW以上の太陽光発電設備または風力発電設備に対して、電力会社が回避措置（電力会社が保有する火力発電所等の出力抑制を先に行うこと）を講じたとしてもなお再生可能エネルギー電力の供給量が需要量を上回ることが見込まれ

²⁴ 系統連系については、2.3.3 および 3.5 を参照。

²⁵ 発電事業開始までの流れについては、図 2-4 を参照。なお、認定の申請手続きは、接続契約締結前でも開始することが可能です。

る場合に、事業者は、年間 720 時間を超えない範囲内において行われた出力抑制については補償を求めないこととしています。また、契約で示される出力抑制や解列の最大限度は、電力会社により異なります。

金融機関においては、事業者が電力会社との契約を確実に完了しているか、あるいは完了する見込みであるかを確認することが重要です。また、契約書における出力抑制・解列に係る内容を十分確認するとともに、出力抑制や解列等の制約を考慮した事業計画が策定されているか確認することが重要です。

4.2.6 設計・調達・建設の実施

風力発電事業実施に際し、設計・調達・建設を、専門業者に発注することが一般的です。実施にあたっては、設計・調達・建設の実施主体の選定に留意する必要があります。

設計、調達、建設それぞれの業務を 1 つの業者又は共同企業体（EPC 事業者）に一括して発注する場合と、それぞれの専門業者に発注する場合があります。

EPC 事業者に一括して発注する場合には、発電設備に発生した不具合の原因が、設計・建設のどちらかにあるか判断がつかない場合であっても、どちらも EPC 事業者の責任となる点が明確であり、事業者にとってのリスクが低減されていると言えます。また、風力発電事業においては、EPC 事業者への一括発注が一般的です。

複数の業者に業務を分けて発注する場合には、不具合の発生時に責任の所在を明確化・特定する等によりリスクの低減を図ることが望まれます。

風力発電の EPC 事業者としては、大手ゼネコンや、大手電気工事業者等が挙げられます。金融機関においては、事業者が十分な実績や業務の履行能力を有している EPC 事業者が発注しているかどうか確認することが重要です。

4.3 運営・管理に係る留意事項

4.3.1 製品保証・稼働率保証

風力発電設備の保証には、大きく製品保証と稼働率保証があり、メーカーによって保証基準は異なります。

製品保証については 2、3 年間程度の保証が一般的です。

稼働率保証は多くの場合、保証稼働率を下回った際の収入を現金で保証するものです。日本は山岳地帯であり風況が複雑な可能性があるため、事業主と風力発電設備メーカー間の稼働率保証に関する契約交渉は厳しいものと予想されます。事業主と風力発電設備メーカー間において、風力発電設備の稼働率の定義について認識の共有を図ることが重要です。

金融機関においては、事業者が稼働率保証の内容を正しく理解し、メーカーと適切な契約を結んでいるか確認することが重要です。

4.3.2 O&M（運転／保守管理）サービス

風力発電設備の運転／保守管理により、設備の健全性を維持することは、設備の経年での劣化を防ぐだけでなく、天候・自然災害等による設備の故障の可能性を低下させるためにも重要です。

風力発電事業実施時の発電量監視や運転、メンテナンス等のO&Mサービスについては、その内容や体制が対象事業に適したものであるか確認することが望まれます。

風力発電設備のメンテナンス作業は専門性の高い作業であることから、メーカーや代理店、メンテナンス業者等に外部委託することが一般的と考えられます。

O&Mサービスには、風力発電設備全体の保守管理業務に加えて、主要部品（ブレード、増速機、発電機等）の交換費用や、稼働率の保証を含む場合もあります。O&Mサービス契約に関する注意点を表4-5に示します。

金融機関においては、事業者が適切なO&Mサービス契約を結んでいるか確認することが重要です。

表 4-5 O&M サービス契約に関する注意点

項目	考慮、注意すべき点
運転監視契約	<ul style="list-style-type: none"> ・ 監視が必要な項目、内容、報告事項、頻度の明確化 ・ 監視員に必要なとなる資格、条件等の明確化 ・ 監視員の職務、勤務条件、監視範囲の明確化 ・ 遠方、直接など監視方法の明確化 ・ 緊急時対応体制および監視員が行う一次対応、復旧対応内容の明確化 ・ 事業者に対する定期報告：間隔（週・月・年等）、項目、報告方法、データ開示範囲の確認
保守契約 （定期点検）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 対象設備範囲（風車本体、電気設備、付帯設備）、実施内容、点検間隔、費用、必要な助勢の有無、旅費、移動手段と費用負担の明確化 ・ 作業完了条件の明確化 ・ 点検部分に対するメンテナンス契約上の保証条件 ・ サービス員、機材等をアクセス可能とするための道路確保とその責任分担確認 ・ 契約の解除、更新条件の明確化 ・ メンテナンス契約者が機器供給会社と異なる場合、期間費用負担、保証条件、瑕疵担保範囲と条件、予備品・消耗品の納入可否・期間等の明確化
保守契約 （不定期点検）	<ul style="list-style-type: none"> ・ サービス作業の対象範囲（製品、作業、運搬等）、実施内容、実施時期、費用、必要な助勢の有無、保証内容等の明確化 ・ 大型機器不具合発生時の重機手配、通行、部品調達を考慮した補修期間の設定 ・ サービス実施の手順（誰の要請で、いつまでに、誰が、何を） ・ 故障対応時のサービス員、機材等をアクセス可能とするための道路確保とその責任分担確認
補修契約 （改造、改修）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 改造、改修の目的、効果、期間、費用の明確化 ・ 改造、改修結果に対する保証範囲、期間、内容の明確化 ・ 改造、改修に伴う重機等アクセス路確保要否とその責任分担の明確化 ・ 改造、改修が機器供給会社と異なる場合、機器供給会社の保証範囲、条件の変更要否明確化 ・ 改造、改修が機器供給会社と異なる場合、事業者からの情報開示条件、範囲の明確化
部品	<ul style="list-style-type: none"> ・ 消耗品、交換部品、交換周期、価格等の明確化 ・ 事業者保管予備品、消耗品の陳腐化、モデルチェンジ等に対する補充・交換の要否、費用負担の明確化
治具・工具	<ul style="list-style-type: none"> ・ 事業者側準備品の供給範囲、費用、補償等の明確化 ・ 業者側準備品の範囲、費用（損料）の明確化 ・ 特殊治工具の有無、購入可否、費用、使用方法等の明確化
アクセス権	<ul style="list-style-type: none"> ・ 事業者から運転監視、メンテナンス、サービス業者への風力発電システムアクセス権の開示
トレーニング	<ul style="list-style-type: none"> ・ 機器供給会社から事業者の教育：内容、期間と操作限界の明確化 ・ 一次対応のための事業者側技術者へのトレーニング内容と費用の負担 ・ 事業者から運転監視会社への教育：内容、期間と操作限界の明確化 ・ 事業者からメンテナンス会社への教育：内容と操作範囲の明確化
債務の制限	<ul style="list-style-type: none"> ・ 供給者が事業者の同意なく機器を改造、交換した場合：生じた不具合に対する供給者の責任と費用負担 ・ 事業者が供給者の同意なく改変した場合：生じた不具合に対する事業者の責任と費用負担 ・ メンテナンス契約解除、損害補償請求内容の明示

出典) NEDO「風力発電導入ガイドブック」(2008年2月改訂第9版),141ページ

<<https://www.nedo.go.jp/content/100079735.pdf>> (2019年2月25日閲覧)

また、O&M サービスにかかるコストについて、正しく把握し、事業計画に折り込まれているか確認することが重要です。メンテナンス内容や故障の頻度により、実際の O&M コストは大きく変動します。O&M サービスを含む主な運営管理費用としては表 4-6 の例が挙げられます。

表 4-6 風力発電事業実施時の主な運営管理費用

	費目	備考
主な運営管理費用	人件費	電気主任技術者等の雇用に係る費用
	土地賃借料	土地を借りる場合の賃借料（賃借がなければ不要）
	販売費及び一般管理費	管理費及び予備費用
	電気代	施設・設備で消費する買電費用
	O&M サービス利用料	保守管理業務、および主要部品（ブレード、増速機、発電機等）の交換費用（外部委託する場合）
	メンテナンス費用	電気保安上の定期点検や発電量監視業務等に係る費用（巡視、緊急時対応等の管理体制に依存）、除雪費用等
	修繕費	各種設備の部品交換・修繕に要するコスト（特に増速機については、事業期間中に 2～3 回程度の修理・部品交換が必要となる可能性がある。またブレードは落雷等による故障頻度が高いため、余裕を持った修繕費の積み立てが必要）
	保険料	風力発電施設総合損害保険制度 ²⁶ 等
	その他費用	SPC の維持コスト 風力発電事業そのもの以外の運営コスト （会計事務所への管理委託費用等）
税金等	固定資産税	課税評価額×1.4% （課税標準の特例措置の適用可能性がある） なお、自治体が運営主体であれば不要
	法人税	各事業者における法人税を算定
	法人住民税	各事業者における法人住民税を算定
	法人事業税（電気事業）	売電収入（税抜）×0.9%（超過税率は 0.965%）
	地方法人特別税	売電収入（税抜）×0.9%×43.2%
その他	廃棄費用	風力発電設備の撤去、発電用地の原状回復に要する費用

²⁶ 日本風力発電協会会員の正会員、賛助会員、自治体会員である企業、団体が加入可能な企業総合保険（財物補償条項）（費用・利益補償条項）、総合賠償責任保険（施設・業務遂行賠償責任補償約款付）が公開されている。この他にも大手損害保険会社等が風力発電設備に対する保険を取り扱っている。

4.4 法的対応事項に係る留意事項

4.4.1 電気事業法に関連する事項

風力発電事業の実施時には、電気事業法に基づく各種届出・検査に対応する必要があります。具体的には設備容量規模により、主に表 4-7 に示す電気事業法に基づく手続きが必要です。出力 20kW 以上の風力発電設備は、電気事業法上は発電用の電気工作物（発電所）となり、「自家用電気工作物」に分類されます。出力 20kW 未満の風力発電設備は、電気事業法上は小出力発電設備となり、「一般用電気工作物」に分類されます。

出力 500kW 以上のシステムは、工事計画の届出および使用前検査の実施が必要です。また、1,000kW 以上のシステムは、電気主任技術者の専任が必要であり、電気主任技術者の外部委託が可能な 1,000kW 未満のシステムと比較して、管理に係るコストが増加します。

金融機関においては、事業者が必要な届出・検査を実施しているか、確認することが重要です。

表 4-7 風力発電システム設置にあたっての法手続き

電気工作物	発電出力	工事計画	使用前検査	電気主任技術者	保安規程	使用開始届	届出先
一般用電気工作物	20kW 未満 ^{※1}	不要	不要	不要	不要	不要	不要
自家用電気工作物	20kW 未満 ^{※2}	不要	不要	外部委託承認	届出	不要	経済産業省 産業保安監督部長
	20kW 以上 500kW 未満	不要	不要	外部委託承認	届出	不要	経済産業省 産業保安監督部長
	500kW 以上 1000kW(1MW) 未満	届出	実施	外部委託承認	届出	不要 ^{※3}	経済産業省 産業保安監督部長
	1000kW(1MW) 以上	届出	実施	専任	届出	不要 ^{※3}	経済産業省 産業保安監督部長

※1：低圧連系の 20kW 未満、もしくは独立型システムの 20kW 未満が該当します

※2：高圧連系の 20kW 未満は自家用電気工作物となります

※3：出力 500kW 以上の電気工作物を譲渡、借用する場合には使用開始届が必要になります

出所) NEDO「風力発電導入ガイドブック」(2008年2月改訂第9版) 155~157 ページ

<<https://www.nedo.go.jp/content/100079735.pdf>> (2019年2月25日閲覧)、資源エネルギー庁・グリーンエネルギーポータルサイト資料より作成

4.4.2 土地の転用

風力発電設備を設置する土地を、元々の用途から転用して利用する場合、手続きを行う必要があります。主な転用の対象としては、道路、林地、農地があり、以下の手続きを要します。

- 道路を転用する場合は、占用許可を受けるために道路法に従った手続きを要します。また、道路占用許可の期間は最大 5 年間のため、更新が円滑に行われるように留意する必要があります。なお、平成 24 年 12 月に道路法施行令が一部改正（平成 25 年 4 月 1 日施行）され、これまで電柱等に認められていた道路占用許可の対象物件に風力発電設備等が追加されています。
- 林地を転用する場合は、森林法に従った手続きを要します。
- 農地を転用する場合は、農地法および農業振興地域の整備に関する法律（農振法）に従った手続きを要します。

なお、平成 25 年 11 月 22 日に公布、平成 26 年 5 月 1 日に施行された『農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギー電気の発電の促進に関する法律（農山漁村再生可能エネルギー法）²⁷』により、下記の土地については、再生可能エネルギー発電設備整備区域（「整備区域」）に第 1 種農地を設定することが可能となりました。

- ① 再生利用困難な荒廃農地
- ② 再生利用可能な荒廃農地のうち、生産条件が不利で、相当期間耕作に供されず、受け手が見込まれないため、今後耕作の見込みがない土地

また、風力発電設備及び小水力発電設備に関しては、次の要件を満たす第 1 種農地について荒廃農地以外の農地も整備区域に含めることが可能となりました。

- ① 年間を通じて安定的に風が観測される場所又は農業用水等を用いて効率的に発電すると見込まれる場所であること
- ② 農地の集団化等農作業上の利用に支障がない位置にあり、必要最小限の農地を設定するものであること

また同法律では、農地法、森林法に基づく許可または手続きのワンストップ化措置を規定しています。加えて、国の基本方針に沿って定められた市町村の基本計画に基づいて認定された再生可能エネルギー発電設備整備計画については、以下の特例措置が取られることとされています。

- 農地法、酪肉振興法、森林法、漁港漁場整備法、海岸法、自然公園法及び温泉法に基づく許可または届出の手續のワンストップ化（認定により許可があったものとみなす等）
- 再生可能エネルギー発電設備の円滑な整備と農地の集約化等を併せて図るために行う、市町村による所有権移転等促進事業（計画の作成・公示による農林地等の権利移転の一括処理）

²⁷ 条文等については、以下のサイトを参照。

<<http://www.maff.go.jp/j/shokusan/renewable/energy/houritu.html>>

一方、農山漁村再生可能エネルギー法では、農振法で定められた農業振興地域の転用に関して、市町村が当該区域を将来的に農用地等として利用すべきとして指定したものであることから、指定除外に係る特例措置は講じていません。農業振興地域に関する規制概要は以下のとおりです。

- 都道府県が指定した農業振興地域のうち、農用地区域については転用禁止。
- 農業振興地域のうち、農振白地地域と農業振興地域外の第1種、第2種、第3種農地については、一定の条件を満たせば転用許可。
- 農地面積によって許可権者が定められ、4ha以下の農地転用では都道府県知事（2～4haは農林水産大臣に協議）が、4ha超の農地転用では農林水産大臣が許可権者となる。（農地法）

金融機関においては、事業者が農地への設置を検討している場合には、農地転用が可能な土地であるかどうかを事前に確認し、必要な手続きを進めているか、手続きに要する期間を事業計画に織り込んでいるか確認することが重要です。

4.4.3 その他の関連法令

風力発電事業の実施時に留意すべきその他の主な関連法令を表 4-8 に整理します。

事業の実施にあたっては、対応が必要な法対応について、いつ申請すれば、いつ頃許可が得られるかを事業計画の段階で考慮することが重要です。

表 4-8 風力発電事業の実施時に留意すべきその他の主な関連法令

法令名	概要	所轄官庁
自然公園法	国立公園、国定公園において一定の基準（区域区分、野生動植物の生息、景観、撤去計画の策定等）を条件に、風力発電設備の設置が認められる。	環境省
自然環境保全法	原生自然環境保全地域、自然環境保全地域において風力発電所建設の為に開発を行う場合は、環境大臣の許可を得る必要がある。	環境省
森林法	地域森林計画の対象である民有林、公有林内における風力発電所建設の際、国、地方公共団体が行う場合を除き、開発面積が 1ha を超える場合は、当該都道府県知事に対し許認可申請を行う必要がある。	農林水産省・林野庁
砂防法	砂防指定地域内での建設は、当該都道府県知事の許可を得る必要がある。	国土交通省
地滑り等防止法	地滑り防止地域での建設は、当該都道府県知事の許可を得る必要がある。	国土交通省
文化財保護法	埋蔵文化財包蔵地で土木工事を行う場合は、法に定められた届出が必要。建設時に遺跡と認められるものを発見した場合は、書面で文化庁長官に届出。	文部科学省・文化庁
農地法	農地転用の許可を求める場合は、当該農地が 4ha 以下の場合は都道府県知事に、4ha 以上の場合は農林水産省に申請。	農林水産省
農業振興地域の整備に関する法律（農振法）	農業振興地域整備計画変更を行う場合は、市町村を経由して当該都道府県知事に申請。	農林水産省
環境影響評価法	7,500kW 以上の風力発電を実施する場合は、環境アセスメントの実施が必要。	環境省
国土利用計画法	市街化区域で 2000 m ² 以上、市街化区域以外の都市計画区域で 5000 m ² 以上、その他の区域では 10,000 m ² 以上の土地に関して、発電施設を設ける為に売買等を行った場合は、契約締結日から 2 週間以内に市町村を経由して当該都道府県知事に届出が必要。	国土交通省
都市計画法	風力発電所建設地が都市計画区域に指定されており、かつ「市街化区域で 1,000 m ² 未満の開発」「区域区分が定められていない都市計画区域または準都市整備計画区域内で 3,000 m ² 未満の開発」等の条件を満たしていない場合には、当該都道府県知事に対して許可を受ける必要がある。	国土交通省

表 4-8 風力発電事業の実施時に留意すべきその他の主な関連法令（続き）

法令名	概要	所轄官庁
海岸法	海岸保全区域及び一般公共海岸区域において風力発電施設を設置する場合、一定の基準（立地の合理性、海岸の防護、景観及び環境との調整等）を満たし、海岸管理者等の許可を受ける必要がある。	農林水産省・水産庁 国土交通省
港湾法	港湾区域又は港湾隣接地域での水域の占用は、港湾管理者の許可を受ける必要がある。	国土交通省・港湾局
航空法	「航空法」による制限表面や航空路監視レーダーの範囲は保全エリアとなるため、事業計画地域内の空港事務所等と早期に協議し、保全エリア又は調整エリアとする必要がある。	国土交通省
電波法	電波法に基づく伝搬障害防止区域において、風力発電施設が伝搬障害の有無を確認する必要がある。伝搬障害がある場合は、総務省総合通信局等と事前協議の上、調整エリアとする必要がある。	総務省・総合通信局
気象業務法	「気象業務法」に基づいて実施されている気象レーダー等観測への影響が懸念される場合には、国土交通省及び気象庁と協議し、保全エリア又は調整エリアとする必要がある。	国土交通省 気象庁
その他（各自治体の条例・規制等）	各市町村の条例・規制（景観条例等）に即した対応が求められる。	

出所) 環境省「風力発電に係る地方公共団体によるゾーニングマニュアル（第1版）」平成30年3月
<https://www.env.go.jp/press/files/jp/108681.pdf> (2019年2月25日閲覧) 及び各所轄官庁のウェブサイトより作成

4.5 環境影響に係る留意事項

風力発電事業を実施する際には、環境・近隣に及ぼす影響に関して詳細な事前調査・検討を行うとともに、地域との合意形成に努めることが重要です。

用地開発や風力発電設備の設置に伴う環境影響として、騒音の発生、景観の劣化、造成・設置による生態系への影響等が挙げられ、これらの事象が発生する場合は、事業計画の変更等の予防策が必要となります。また、これらの事象が発生しているにもかかわらず適切な改善策が講じられない場合は、近隣住民等からの訴訟等、トラブルの拡大が想定され、最悪の場合には事業中止に至ることもあります。

以下、環境アセスメント、および想定される主な環境影響とその対応策について整理します。なお、環境省は風力発電の環境影響評価の考え方に関する検討の成果を『風力発電施設に関する環境影響評価の基本的考え方に関する検討会 報告書²⁸⁾』、『風力発電事業の円滑な環境アセスメントの実施に向けて²⁹⁾』にまとめています。また、騒音・低周波音に関する留

²⁸⁾ <<http://www.env.go.jp/press/press.php?serial=13908>>

²⁹⁾ <<http://www.env.go.jp/policy/assess/4-7windpower/jigyo.pdf>>

意事項を『平成 23 年度風力発電施設の騒音・低周波音に関する検討調査業務 報告書³⁰』に、生態系への影響に関する留意事項を『鳥類等に関する風力発電施設立地適正化のための手引き³¹』に取りまとめています。

4.5.1 環境アセスメントの実施

環境影響評価法の対象となる事業は、道路、ダム、鉄道、空港、発電所等の 13 種類の事業です。発電所については、水力発電所、火力発電所、地熱発電所、原子力発電所、風力発電所の 5 施設が対象となっています。このうち一定の規模要件を定め、規模が大きく環境に大きな影響を及ぼすおそれがある事業を対象事業としています（表 4-9）。風力発電は、騒音や鳥類、景観への影響等を回避・低減する観点から、平成 24 年 10 月に、環境影響評価法の対象事業に追加されました。

環境影響評価法の対象となる 7,500kW 以上の風力発電事業を実施する場合や、地方公共団体の条例に基づく環境影響評価制度³²の規模要件を満たす風力発電事業を実施する場合は、環境アセスメント（図 4-1）を実施する必要があります。また、法律や条例で規定する環境アセスメントの対象とならない場合であっても、環境影響の有無を事前に検証しておくことは近隣住民の理解を得るために有用であり、必要に応じて自主的な環境アセスメント³³を実施することが一般的です。

表 4-9 環境影響評価法が定めている発電所における対象事業一覧

	第一種事業 (必ず環境影響評価を行う事業)	第二種事業 (環境影響評価が必要かどうかを個別に判断する事業)
水力発電所	出力 30MW 以上	出力 22.5MW～30MW
火力発電所	出力 150MW 以上	出力 112.5MW～150MW
地熱発電所	出力 10MW 以上	出力 7.5MW～10MW
原子力発電所	すべて	—
風力発電所	出力 10MW 以上	出力 7.5MW～10MW

出所) 環境省「環境アセスメントガイド 環境アセスメントの対象事業一覧」

< <http://www.env.go.jp/policy/assess/1-1guide/1-4.html> > (2019 年 2 月 25 日閲覧) より作成

【標準的な環境アセスメント等のフロー】



図 4-1 標準的な環境アセスメント等のフロー

出典) 資源エネルギー庁「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第 9 回資料 4 風力発電の導入状況等について」平成 27 年 2 月 3 日 3 ページ

< http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/pdf/009_04_00.pdf >

(2019 年 2 月 25 日閲覧)

³⁰ <<http://www.env.go.jp/press/press.php?serial=15261>>

³¹ <<http://www.env.go.jp/press/press.php?serial=13331>>

³² 地方公共団体の環境アセスメント情報<<http://www.env.go.jp/policy/assess/8-1selfgov/8-1link/index.html>>

³³ 日本風力発電協会から自主的な環境アセスメントに関する指針が公表されている。

<<http://jwpa.jp/pdf/51-02kankyouV1.1.pdf>>

風力発電設備の設置・運用による環境への影響は設置場所に大きく左右され、また周辺環境によっても求められるものが大きく異なります。例えば、直近に居住区がある場合には、騒音や景観といった生活環境への影響について、また、自然環境が豊かな場所の場合には、動植物等の生態系への影響について、特に検討が必要になると考えられます。

環境への配慮を検討する際には、環境影響評価法等に基づいて行われている環境影響評価の標準的手法が参考になります。具体的には、影響要因（例：建設機械の稼働、車両の運行等）（表 4-10 参照）ごとに、影響を与える可能性の高い環境要素（例：大気質、水質、底質、騒音、振動、生態系等）を選定し、選定された項目について、影響の程度を予測・評価し、必要に応じて環境保全のための措置やその効果検証手法等を検討することになります。

表 4-10 風力発電事業において発生すると考えられる主な環境影響の例

<ul style="list-style-type: none">● 騒音の発生 ブレード回転時の風切り音、増速機等から発生する機械音等があります。また、風力発電設備の運転中の騒音のみでなく、建設中に発生する騒音についても留意が必要です。● 景観の変化 風力発電設備は大規模³⁴なため、その建設により近隣の景観に大きな影響を与えます。● 造成・設置による生態系への影響 鳥類がブレードに衝突して死亡する事故（バードストライク）の可能性等が考えられます。● その他 ナセルやタワー等の金属製の部品による電波障害の発生やシャドーフリッカー（晴天時に風力発電設備の運転に伴い、ブレードの影が回転して地上部に明暗が生じる現象）、設置工事に伴う振動の発生の可能性等が考えられます。
--

また、日本風力発電協会が自主的な環境アセスメントとして『風力発電環境影響評価規程（JWPA 自主規制 Ver.1.1）』を策定しており、その中で表 4-11 に示す環境影響評価項目・調査内容を示しています。

金融機関においては、事業者が適切な環境アセスメントを実施しているかどうか、環境アセスメントに要する費用や期間を事業計画に折り込んでいるか、確認することが重要です。

³⁴ 1,000kW から 2,000kW の場合、タワーの高さは 60～80m、羽根の直径は 60～90m が一般的とされる。

表 4-11 環境影響評価の項目・調査内容(1,000kW 以上を対象)

項目	選定基準	調査内容
騒音	○※	<ul style="list-style-type: none"> ・騒音の状況 ・地表面の状況
低周波音	○※	<ul style="list-style-type: none"> ・低周波音の状況 ・地表面の状況
電波障害	○	<ul style="list-style-type: none"> ・テレビジョン電波の受信状況 ・重要無線の状況 ・その他の電波送受信施設の状況
地形及び地質	△	<ul style="list-style-type: none"> ・地形及び地質の状況 ・重要な地形及び地質の分布、状態及び特性
動物	○	<ul style="list-style-type: none"> ・哺乳類、鳥類、爬虫類、両生類、昆虫類に関する動物の状況 ・重要な種及び注目すべき生息地の分布、生息の状況及び生息環境の状況
植物	○	<ul style="list-style-type: none"> ・種子植物その他主な植物に関する植物相及び植生の状況 ・重要な種及び重要な群落の分布、生育の状況及び生育環境の状況
景観	○	<ul style="list-style-type: none"> ・主要な眺望点 ・景観資源の状況 ・主要な眺望景観の状況
人と自然との触れ合いの活動の場	▲	<ul style="list-style-type: none"> ・人と自然との触れ合いの活動の場の状況 ・主要な人と自然との触れ合いの活動の場の分布、利用の状況及び利用環境の状況

○：明らかに影響が認められない場合を除き、選定するもの

△：対象事業実施区域内に重要な地形及び地質が存在する場合に選定するもの

▲：対象事業実施区域内に触れ合い活動の場が存在、もしくは近接する場合に選定するもの

※：騒音及び低周波音に関しては、気象条件（風速や風向等）に応じた測定期間の設定や結果の評価方法等、現時点で標準化されていない事項が多いことから、基本的には評価項目として選定し、何らかのデータを蓄積しておくことが重要である。

出所) 一般社団法人・日本風力発電協会「風力発電環境影響評価規程（JWPA 自主規制 Ver.1.1）」2011年5月 27 ページより作成

<<http://jwpa.jp/pdf/51-02kankyokuV1.1.pdf>>（2019年2月25日閲覧）

4.5.2 主な環境影響と対応策

風力発電事業において発生すると考えられる主な環境影響として、騒音の発生、景観の変化、造成・設置による生態系への影響、その他シャドーフリッカー等が挙げられます。

金融機関においては、事業者がこれらの環境影響について考慮し、適切な対策を実施しているか確認することが重要です。

また、事業開始前に近隣住民からの理解が得られていた場合でも、事業開始後に問題が顕在化し、近隣住民との協議が再度必要になる可能性も考えられます。その場合、再度納得が得られるよう十分な説明・意見交換を行うことが必要となるため、事業者がそのような可能性を認識し、対応方針を有しているか確認することも望まれます。

(1) 騒音の発生

風力発電設備による騒音として、ブレード回転時の風切り音、増速機等から発生する機械音等が考えられます。また、人間の耳に聴こえやすい音だけでなく、100Hz以下の、人の耳では聴こえづらい、低周波音に対する苦情が発生する場合もあることから、それらについても聴こえない超低周波音が近隣住民の生活に影響を及ぼす可能性にも留意が必要です。さらに、風力発電の運転中の騒音のみでなく、建設中に発生する騒音についても留意が必要です。風力発電による騒音が近隣住民の健康に与える影響の評価については検討³⁵が続いており、近隣住民とのトラブルを避けるために、以下に示す対応策が想定されます。

【事業者が行う対応策の例（関係者との協議）】

- ・ 近隣住民に対し、事業計画について十分に納得が得られるまで説明・意見交換を行い、その際に、騒音測定結果を近隣住民と共有することで、悪影響がないことについて理解を得る。
- ・ 地方自治体と、騒音影響について問題がないかどうか、事前に協議・確認を行う。

【事業者が行う対応策の例（技術面）】

- ・ 風力発電設備と近隣住民の生活空間との間に十分な距離を設ける。
- ・ 近隣住民の家屋に対して防音性能向上のための工事を行う。

(2) 景観の変化

風力発電設備は大規模なため、その設置により近隣の景観も大きく変わることになります。近隣住民理解を得た上で事業を実施するために、次に示す対応策が想定されます。

³⁵ 風力発電による騒音の影響に関する検討には例えば、環境省の「風力発電施設の騒音・低周波音に関する検討調査業務 報告書」が挙げられる。

<http://www.env.go.jp/air/noise/wpg/conf_method/01/mat02.pdf>

【事業者が行う対応策の例（関係者との協議）】

- ・ 立地地点周辺の自治体等が策定している景観形成方針等を参考にプラントを設計することに加え、主要眺望地点等からの完成予想図、フォトモンタージュ等を作成の上、風力発電所の視覚的インパクトを示し、近隣住民の納得が十分に得られるような風力発電の配置となるように調整する。

【事業者が行う対応策の例（技術面）】

- ・ 送電線を地下に埋設することにより景観への影響を少なくする。

(3) 造成・設置による生態系への影響

風力発電設備の設置による生態系への悪影響として、主にバードストライクの可能性が挙げられます。特にイヌワシ、クマタカ、オオタカ等の希少猛禽類は食物連鎖の頂点に立つ種であることから、生態系への影響が懸念されます。また、風力発電設備の工事においても取り付け道路等の設置に伴う土地改変による動植物の生息・生育環境の分断・消失や、水の濁りの発生により周辺環境に悪影響が及ぼされる可能性があります。

バードストライクについては、事業計画段階で鳥類の保護上重要な区域や鳥類の渡り経路、集結地、飛翔高度等の情報を把握し、関係機関、近隣住民、鳥類に関わる有識者からの意見聴取を行うことが望まれます。また、数理モデルを用いた衝突リスクの解析を行うことが重要です。

解析の結果としてバードストライクの発生が懸念される場合の保全措置やその他の生態系への影響への対応として、以下に示す対応策が想定されます。

【事業者が行う対応策の例（関係者との協議）】

- ・ 近隣住民、環境保護団体に対し、事業計画について十分に納得が得られるまで説明・意見交換を行う。
- ・ 地方自治体と、生態系への影響について問題がないかどうか、事前に協議・確認を行う。

【事業者が行う対応策の例（技術面）】

- ・ ブレードを立てて運ぶことができる運搬車を使用することで作業用道路に係る土地改変面積を少なくする。
- ・ 鳥類の衝突を避けるため、送電線を地下に埋設する。
- ・ 鳥類の主要な飛翔方向を妨げないような風力発電設備の配列を検討する。
- ・ 鳥類の飛翔高度が高くなり、衝突の可能性がある水際線や断崖線からある程度隔離させて風力発電設備を設置する。
- ・ 背景とのコントラスト比が増すように、ブレードに彩色を施すことで鳥類からの視認性を高める。
- ・ ライトアップにより鳥類を誘引する可能性があることから、渡り時期の荒天時（濃霧、吹雪等を含む）にはライトアップを控える。
- ・ 鳥類の飛翔状況のリアルタイム監視に基づいて、風力発電設備を運用する。
- ・ 事業実施区域内に案山子や反射テープを設置し、鳥類の飛来を低減する。

(4) その他

その他に考えられる環境影響として、ナセルやタワー等の金属製の部品による電波障害の発生やシャドーフリッカー、設置工事に伴う振動が発生する可能性が考えられます。

これらの対応策として、以下に示す例が想定されます。

【事業者が行う対応策の例（関係者との協議）】

- ・ 地方自治体と、設置工事について問題がないかどうか、事前に協議・確認を行う。

【事業者が行う対応策の例（技術面）】

- ・ 電波の送信点・受信点と風力発電の位置関係及び周辺の地形から、電波に及ぼす影響を調査・予測し、これを避けるように風力発電設備を設置する。
- ・ 建設前に、風力発電設備の影のかかる領域を予測し、住宅に影がかからないように風力発電設備を設置する。
- ・ （実績のあるコンサルタントによる）事前の環境調査を十分に行い、必要な対策を予め検討し、実施する。

4.6 風力発電事業特有のリスク

再生可能エネルギー事業においては、図 4-2 に示すように事業の立案・企画段階、設計・施工段階、運転（操業・保守）段階のそれぞれにおいて、再生可能エネルギー特有のリスクが存在します。本項では、このうち融資の検討段階において確認の必要が生じると想定される各段階の主なリスク及び対応策の例について整理しています。

これらのリスクのうち、特にキャッシュフローに影響を与えるものは、発電量リスク（4.6.2）、天候・自然災害等による事故・故障リスク（4.6.3）、性能リスク（4.6.4）です。事業性を低下させないためにも、慎重な対応が望まれます。

しかし、リスクを過度に評価してしまうと、実施すべき対応策が増え、事業費用が膨大となってしまう可能性があります。リスクの評価は、他事例等の動向を踏まえ、慎重に検討することが望まれます。

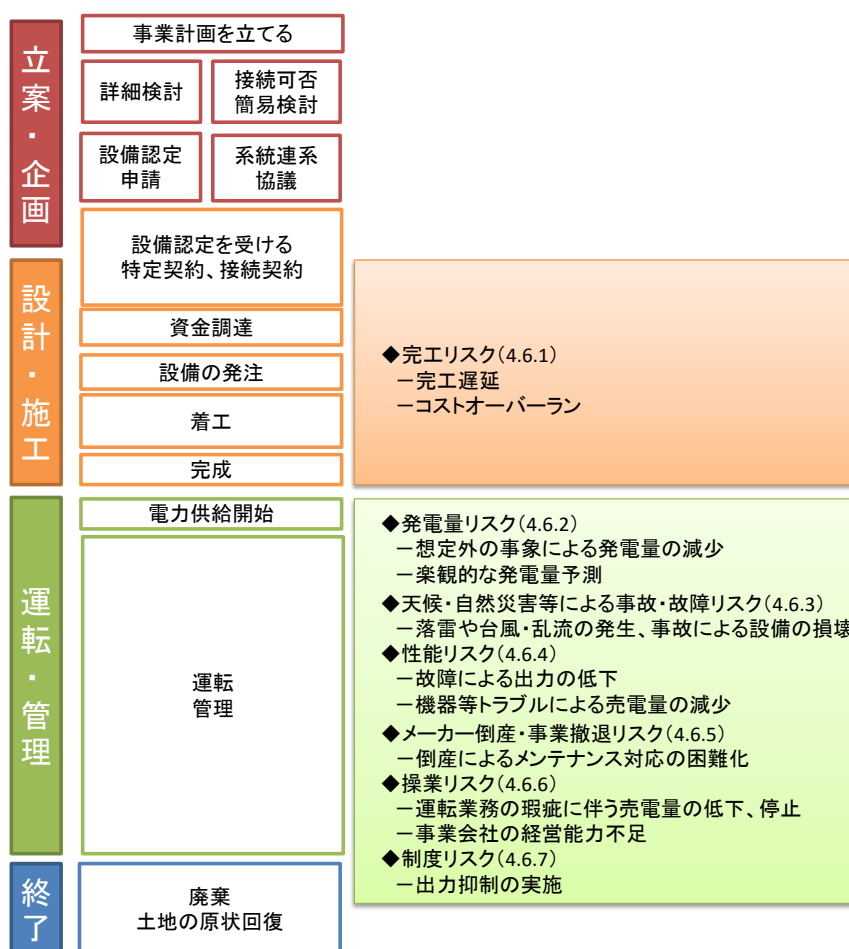


図 4-2 風力発電事業の主なリスク

4.6.1 完工リスク

完工リスクとして、計画通りの期間・予算・性能で設計・施工が完成しない事象等が懸念されます。

このリスクは、設計、調達、施工を実施する事業者や EPC 事業者の業務遂行能力が不十分な場合に、発生する可能性が高まります。また、プラント建設時の天候不順によって建設が遅延する可能性にも留意が必要です。

完工リスクとして、以下のような事象の発生が懸念されます。

- ・ 大雪や強風、労働災害等の事故の発生により、予定通りに工事が進捗しない。
- ・ EPC 事業者の不手際により、プロジェクトの設備建設が当初予定した工期、予算、性能で完成しない。
- ・ EPC 事業者の不手際により、（建設期間の延長や、想定のパフォーマンスに近づけるための建設・設置方法の変更等により）追加の建設コスト（コストオーバーラン）が発生する。

このリスクに関して金融機関のチェックが望まれる項目と事業者がリスクを軽減させる対応策例として、以下が想定されます。

【金融機関がチェックする項目の例】

- 事業者が経験・知識が豊富な EPC 事業者へ発注を行っているか。
- 事業者が発注先の EPC 事業者の進捗管理を適切に行っているか。
- 事業者及び発注先の EPC 事業者が強風や積雪等による遅延の可能性を踏まえた建設計画を立てているか³⁶。
- 万一に備え、事業者が EPC 事業者との工事請負契約の内容に瑕疵の担保、履行遅滞時の違約金等の取扱いを規定しているか。

【参考：事業者が行う対応策の例】

- ・ 風力発電事業に関するノウハウがあまりない場合は、設計、調達、施工を個別発注した際の管理が難しいため、実績や知識が豊富な EPC 事業者に発注する（例えば、単一の事業者が全業務を一括して請け負う（フル）ターンキー契約を結ぶことで、EPC 事業者が完工の責任を負う）。
- ・ 設計、調達、施工を別々に発注せざるを得ない場合には、責任の所在を明らかにしておく。また、発注先それぞれの業務の進捗を慎重に管理する。
- ・ 工事請負契約の内容に瑕疵の担保、履行遅滞時の違約金等の取扱いを規定する。
- ・ EPC 事業者が契約している保険の内容を確認する（建設工事保険、土木工事保険等）。
- ・ EPC 事業者に追加の建設コストを支払う可能性に対応するため、十分な予備費を設定する。

³⁶ 風力発電設備 1~2 基の建設の場合は、積雪や強風の影響を踏まえて、基礎工事を春から実施し、秋が終わる頃に工事を完了して、風の強い冬場に試運転に入るスケジュール等が想定されます。

4.6.2 発電量リスク

発電量リスクとして、風速や風向の変動や発電量予測の甘さ、想定外の事象の発生等により、期待した発電量が確保できない場合、売電収入の減少が懸念されます。

期待した発電量が確保できない要因として、

- ・ 風速の経年変動により風況調査からの見積もりよりも得られる風力資源量が少ない。
- ・ ブレード等の風力発電設備の故障やメンテナンス対応の発生³⁷により稼働率が下がる。
- ・ 電力会社から出力抑制、解列依頼を受ける。
- ・ カットアウト風速以上の強風の発生により風力発電設備の運転が停止して発電量が減少する³⁸。

等が想定されます。

発電量リスクに関して金融機関のチェックが望まれる項目と事業者がリスクを軽減させる対応策例として、以下が想定されます。

【金融機関がチェックする項目の例】

- 事業者の発電量予想値が下振れる可能性（風況の変動、風力発電設備の故障・メンテナンス対応の発生、出力抑制、解列等）を十分に踏まえた計画になっているか。
- 発電量が低下したストレスケースの場合に事業が継続可能な計画となっているか。

【参考：事業者が行う対応策の例】

- ・ 発電量の算出において、根拠データを平年値化したことによる算出結果のブレと、風況変動等により調査した風況データに発生しうるブレによる低減の可能性を考慮する。
- ・ 風力発電設備の故障・メンテナンス対応³⁹による発電量の低減の可能性を考慮する。
- ・ 電力会社による出力抑制、解列⁴⁰による発電量の低減の可能性を考慮する。
- ・ 発電用地の風況を踏まえ、カットアウト周波数を考慮した上で機種を選定する。

³⁷ 地域によっては積雪による部品交換の遅滞が生じる可能性も発電量予測時の稼働率、設備利用率に影響する点を考慮することが必要。

³⁸ カットアウト風速については、3.4を参照。

³⁹ 風力発電設備の故障・メンテナンス対応については、4.6.3、4.6.4、4.6.6を参照。

⁴⁰ 電力会社による出力抑制、解列については4.6.7を参照。

4.6.3 天候・自然災害等による事故・故障リスク

自然現象（暴風、落雷、乱流、低温・凍結、浸水等）や事故（火災等）により、発電設備が損壊するといったリスクが懸念されます。図 4-3 に示すとおり、風力発電設備で発生する故障（特定可能な範囲）は、多くの場合落雷によるものです。近年は、表 4-12 に示す落雷による事故事例が報告されています。また、暴風、乱流等の自然災害による故障も発生していることから、落雷や台風について重点的に対策を講じる必要があります。

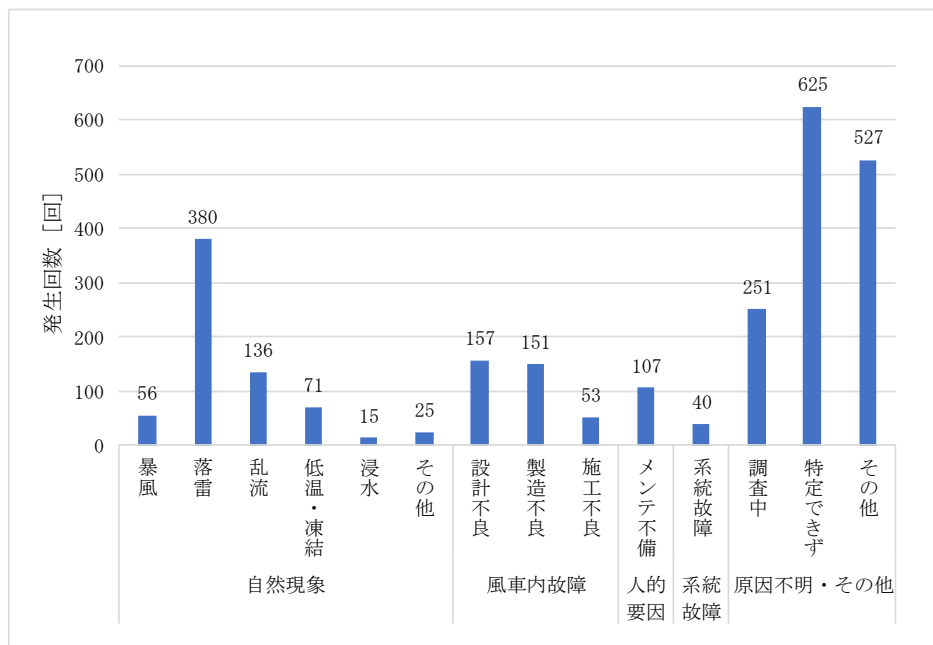


図 4-3 風力発電設備の故障要因と故障回数

注) 調査協力風車における平成 16～27 年度の事故事例を集計したもの

出所) NEDO「平成 28 年度成果報告書 風力等自然エネルギー技術研究開発 風力発電高度実用化研究開発 スマートメンテナンス技術研究開発（分析）（疲労予測等）平成 28 年度風力発電故障事故調査結果報告書」平成 29 年 11 月 10 ページより作成

表 4-12 風力発電設備の近年の落雷事故の発生状況（ブレードの破損を伴うもの）

	平成 21 年度	平成 22 年度	平成 23 年度	平成 24 年度	平成 25 年度
落雷によるブレードの破損事故件数	5 件	7 件	10 件	4 件	7 件 (2 件) (※1)
ブレード破損事故発生率(※2)	0.30%	0.38%	0.54%	0.21%	0.36%

注) 電気関係報告規則第 3 条第 2 項の表第四号の規定に基づく出力 500kW 以上の風力発電所に属する主要電気工作物の破損事故のうち、落雷に起因するブレードの破損事故件数を集計したもの

※1: 平成 25 年度の (2) 件は、出力 500kW 未満の風力発電所に係る事故であり、事業者からの任意の報告によるもの (7 件の外数)

※2: ブレード破損事故発生率: [(落雷によるブレード破損事故件数) ÷ (全国に設置された風力発電設備設置基数)] × 100 ※全国に設置された風力発電設備設置基数は一般社団法人日本風力発電協会ホームページから引用

出所) 産業構造審議会「保安・消費生活用品安全分科会 電力安全小委員会」新エネルギー発電設備事故対応・構造強度 WG (第 1 回) 資料 5-2 より作成<

http://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/newenergy_hatsuden_wg/pdf/001_05_02.pdf> (2019 年 2 月 25 日閲覧)

自然災害や事故によって、事業休止による利益の逸失や、事業の原状回復、人的・物的被害を出した際の賠償にかかる費用負担が発生します。これらの事象の発生時のインパクトは、本節で紹介する他のリスクを大きく上回る可能性があります。なお、故障発生時の復旧（修繕のみ）に要する費用として例えば表 4-13 のデータが得られており、復旧には数百万から数千万円の費用を要する場合があります。

表 4-13 風力発電設備の復旧に要する費用

修理に要した費用	件数	構成率
0 円（メーカー保証含む）	67	21.8%
50 万円未満	89	28.9%
50～200 万円	76	24.7%
200～500 万円	31	10.1%
500～1000 万円	24	7.8%
1000～2000 万円	6	1.9%
2000～5000 万円	11	3.6%
5000～10000 万円	2	0.6%
10000 万円以上	2	0.6%
無回答	66	—
計（無回答を除く）	374	100%

注) 調査協力風車における平成 28 年度の事故事例を集計したもの

出所) NEDO「平成 28 年度成果報告書 風力等自然エネルギー技術研究開発 風力発電高度実用化研究開発 スマートメンテナンス技術研究開発（分析）（疲労予測等）平成 28 年度風力発電故障事故調査結果報告書」平成 29 年 11 月 23 ページより作成

天候・自然災害等によるリスクの概要と対応策の例は以下のとおりです。

(1) 落雷

風力発電設備は落雷の影響により、ブレードや制御機器に被害の生じるリスクがあります。特に冬季に発生する冬季雷は非常にエネルギーが大きいことから、甚大な被害が生じる可能性があります。

NEDOの『日本型風力発電ガイドライン（落雷対策編）』では、北海道南部から山陰地方にかけての日本海側の地域を「雷対策重点地域」と定義しています。これらの地域においては、特に冬季雷を考慮した雷保護対策を実施する必要がありますが、落雷は地域によらず発生するものであり、上記地域以外でも十分な対策が必要となります。

このリスクに関して金融機関のチェックが望まれる項目と事業者がリスクを軽減させる対応策例として、以下が想定されます。

【金融機関がチェックする項目の例】

- 事業者が風力発電設備の耐雷性能の健全性保持のために、適時適切に点検を行う計画を立てているか。
- 事業者が風力発電設備を雷から保護するために適切な設備を設置しているか。
- 事業者が雷による風力発電設備の故障に対応するための保険に加入しているか。
- 事業者が風力発電設備への落雷に備えて、周囲への危険性の周知、運転調整の計画を立てているか。

【参考：事業者が行う対応策の例⁴¹】

- ・ 風力発電設備の耐雷機能の健全性が維持されるように、冬季雷シーズン後の点検、年に1回の定期点検、風力発電設備に大きな雷が落ちた後の点検を行う。
- ・ 風力発電設備を設置する場所の落雷条件を考慮し、地域の区分に応じて、風車への雷撃の電荷量を600クーロン以上/300クーロン以上/150クーロン以上のいずれかと想定して設計を行う。
- ・ 雷撃から風車を保護する効果が高く、容易に脱落しない適切なレセプターを風車へ取り付ける。
- ・ 雷撃によって生じる電流を、風車に損傷を与えることなく安全に地中に流すことができる引下げ導体等を設置する。
- ・ 雷撃の電荷量が600クーロン以上と想定される地域では、上記に加えて、風車への雷撃があった場合に直ちに風車を停止することができるように、非常停止装置等を設置する。
- ・ 風力発電設備本体への雷保護対策だけでは対策が不十分であることが予想され、かつ雷雲の襲来方向がある程度限定されている場合は、独立避雷鉄塔を設けて避雷効

⁴¹ 落雷を含む風力発電に係る事故防止に向けた技術基準の見直しについては経済産業省の「産業構造審議会 保安分科会 電力安全小委員会 新エネルギー発電設備事故対応・構造強度WG」等で議論されている。また、2015年2月6日に経済産業省により、発電用風力設備に関する技術基準を定める「発電用風力設備の技術基準の解釈について」が一部改正された。詳細は以下のサイトを参照。

<http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/oshirase/2015/01/270206-1.html>

果を高める。

- ・ 風力発電設備の立地状況に応じて、雷接近時には風力発電設備を事前に運転停止する。また、雷による風力発電設備の損傷時に部品が脱落、飛散した場合に想定される飛距離を踏まえた運転調整を行う。
- ・ 落雷等で気象状況が悪化することが見込まれる際は、事故が発生する危険性について、風力発電施設の場所のみでなく、その周囲の適切な場所へ標識等の表示、周知等の取り組みを実施する。
- ・ 損害保険を活用し、落雷による故障時に保険金を受領できるようにする。

(2) 台風・乱流

台風は風力発電のカットアウト風速以上の風速を伴うことが多く、発電量に影響を及ぼします。また台風により、タワーの基礎からの倒壊、ブレードやナセルカバーの破損・飛散事故、ナセルカバーの破損箇所からの雨水の浸入による発電設備の故障等が発生するリスクがあります。これらの損壊、故障による発電量の減少を防ぐためにも、十分な台風対策を施すことが望まれます。

乱流（風の乱れ）についても、ブレードの疲労損傷や寿命に影響を及ぼす可能性があります。日本のような山岳地帯の多い国では、風速・風向変動が非常に激しくなるケースが予測されるため、例えば乱流が発生する地点には風力発電設備を建設しないこと等を検討するほか、もし建設する場合は、風力発電設備の選定にあたり、乱流について十分に考慮されているか、メーカーへの確認・相談がなされていることが望まれます。

また、台風等による停電のためにヨー制御やピッチ制御が停止し、想定外の荷重がかかることにより設備の損傷が懸念される場合は、停電対策として自家発電機を設置することも望まれます。

これらのリスクに関して金融機関のチェックが望まれる項目と事業者がリスクを軽減させる対応策例として、以下が想定されます。

【金融機関がチェックする項目の例】

- 事業者が風力発電設備設置サイトの極地風速⁴²、乱流強度⁴³に適した機種を選定しているか。
- 事業者が自家発電機の設置等、長時間の停電に対する対策をとっているか。

【参考：事業者が行う対応策の例】

- ・ 風力発電設備設置サイトにおける極地風速、乱流強度に基づいて、風力発電設備の国際規格 IEC に規定されるクラスに合致する風力発電設備を選定する（ただし、台風等による強風を加味する場合は、同規格に定義される特別クラス（Sクラス）に合致する風力発電設備を選定する）。
- ・ 風力発電設備の選定において、国際規格 IEC 等に基づいて台風や低気圧による暴風、突風時の風比重、風及び翼荷重による変動荷重により生じる疲労荷重を考慮するよう、メーカーと確認をする。

⁴² 風車設置予定地におけるハブ高さでの 10 分間平均風速の 50 年再現期待値

⁴³ 風速 15m/s における乱流強度の期待値

- ・ 台風による長期間の停電のためにヨー制御やピッチ制御を停止し、想定外の荷重がかかることにより設備の損傷が懸念される場合は、バックアップ電源として自家発電機を設置する等の安全措置を講じる。
- ・ 損害保険を活用し、風災による故障時に保険金を受領できるようにする。

(3) その他の自然災害等の突発的リスク

落雷、台風・乱流以外に発生しうる自然災害等の突発的なリスクとして、以下が挙げられます。

- ・ 地震による風力発電設備の損壊及び送電線、連系設備への被害発生。
- ・ 液状化や地盤沈下による風力発電設備の損壊（埋立地設置の場合）。
- ・ 津波、高潮、洪水等による風力発電設備の損壊（海岸や河川に近接する場合）。
- ・ 土砂崩れによる風力発電設備の損壊（急傾斜地に近接する場合）。
- ・ 想定外の積雪等により部品交換や点検が適時に実施できないことに起因する各種事故・損壊の発生。
- ・ 上記に伴う補修費用増加リスク。

これらのリスクに関して金融機関のチェックが望まれる項目と事業者がリスクを軽減させる対応策例として、以下が想定されます。損害保険会社との保険契約⁴⁴によってリスクを回避することが一般的です。なお、保険契約については風力発電設備のみでなく、系統設備に関しても加入することが望まれます。

【金融機関がチェックする項目の例】

- 各種自然災害や積雪等について、事業者がその発生の可能性を把握し、適切な対応策や復旧のためのコストを事業計画に織り込んでいるか。
- 事業者が火災、水害、地震等の自然災害、その他各種トラブルに対応するための保険に加入しているか。

【参考：事業者が行う対応策の例】

- ・ 発電用地の選定の際に地震や津波等の災害の危険性を考慮し、災害発生の可能性が高い場所には風力発電設備を設置しない。
- ・ 火災の発生を防ぐために、風力発電設備のメンテナンスを徹底する。
- ・ 水害を防ぐために、風力発電設備の周囲に堤防を設置する。
- ・ 火災、水害、地震等各種自然災害による風力発電設備の損傷に対応するための各種保険を活用する。
- ・ 発電設備の損傷等による利益の逸失に対応するため、企業費用・利益総合保険を活用する。
- ・ また、設備損傷に起因する二次的な被害に対応するため、賠償責任保険や労働災害

⁴⁴ 保険金の支払いが発生した場合、原因となった事故・故障に対する今後の対応方策の内容によっては、翌年以降の契約更新の際に保険料が増加する可能性がある点に留意が必要。

に対する保険を活用する。

- ・ 自然災害や事故が発生した時の復旧費用に充当するキャッシュリザーブを設定する。

4.6.4 性能リスク

風力発電設備は、乱流、砂塵、雪・氷等の付着、塩害等によりブレードや各種部品が劣化します。その結果、出力の低下による発電量と売電収入の低減が起こりうるとともに、劣化に起因する設備の故障が発生した場合には修繕のための費用が必要となるなど事業収支に悪影響を及ぼす可能性があります。このため、メンテナンスを十分に実施することにより性能劣化を防ぐことが重要です。劣化を含め、性能リスクとして、以下のような事象の発生が懸念されます。

- ・ 乱流によるブレードの疲労損傷やその他ブレードの劣化による出力の低下。
- ・ 着雪・着氷によるブレード回転数の低下。
- ・ 塩害による機器の腐食や電気系統の絶縁低下。
- ・ 砂塵によるブレードの損傷、機器内部に入り込んだ砂塵による歯車等の稼動部での異常。
- ・ その他、不適切なメンテナンスによる、各種部品の損傷による出力の低下。

これらのリスクに関して金融機関のチェックが望まれる項目と事業者がリスクを軽減させる対応策例として、以下が想定されます。

【金融機関がチェックする項目の例】

- 事業者が風力発電設備の性能低下や故障を防ぐためのメンテナンス体制を構築しているか。メーカーやメンテナンス業者等と適切な製品保証、O&M サービス契約を結んでいるか。
- 補修対応のための保険（原因調査費用、点検費用、仮修理費用等を補填する保険）を適用しているか。
- 事業者が機器の故障時の対応を考慮した事業計画、費用計画を立てているか。

【参考：事業者が行う対応策の例】

- ・ 巡視点検、定期点検を含む運転監視の体制を構築することで、発電状況を把握し、トラブルの早期発見に努める（遠隔での出力監視のみでは風力発電設備の故障発見は困難⁴⁵なため、風力発電設備のサイトで目視や運転音、振動の観察をすることが望ましい）。
- ・ メーカー性能保証⁴⁶を適用する（保証対応の方法、範囲についても事前に確認が重

⁴⁵ ブレードに細かい亀裂が入っている状態でも、しばらくは問題なく回り続けるため出力だけで判断をすると後に大きな損傷につながる可能性がある。

⁴⁶ メーカーの性能保証については、メーカーの認定した ID を有する特定の技術者のみがメンテナンスを

要。特に海外メーカーの場合は、部品の調達に時間を要する可能性があるなど不稼働時間が長期化する可能性を考慮する必要がある）。

- ・ メーカーやメンテナンス専門会社とメンテナンス契約を締結し、恒常的なメンテナンスを実施することで、異常の早期発見と保守管理を行う。
- ・ 補修対応のための保険に加入する（ただし、一度保険金を受け取ると、原因となった事故・故障に対する今後の対応方策の内容によっては、保険料が増額される可能性がある点に留意が必要。また、保険の免責事項については確認が必要）。
- ・ 機器故障時の修理・買替費用や復旧時間を見込んだ事業計画を策定する。また、故障・事故頻度の高い部品については収支計画に可能な範囲で予備品のストックを準備し、復旧までの時間を短縮する。

4.6.5 メーカー倒産・事業撤退リスク

風力発電設備メーカーまたは部品メーカーの倒産、風力発電事業からの撤退によって、風力発電設備のメンテナンス対応や部品交換が困難になるリスクがあります。

このリスクに関して金融機関のチェックが望まれる項目と事業者のリスクへの対応策例として、以下が想定されます。

【金融機関がチェックする項目の例】

- 事業者が倒産・事業撤退の可能性の低いメーカーを選択しているか。
- 流通数が多く、故障時の部品融通が可能、または他のメーカーの部品が代替可能な機種を事業者が選定しているか。

【参考：事業者が行う対応策の例】

- ・ 倒産の可能性の低い実績あるメーカーを選択する。
- ・ 日本における流通数が多く、故障時の部品融通が可能、または他のメーカーの部品が代替可能な機種を選定する。

4.6.6 操業リスク

風量発電事業の操業中に生じる人的・物的被害や労働災害、メンテナンスの不全等により、事業計画時に想定していない賠償費用や設備の修繕コストが発生する可能性があります。操業リスクとして、以下のような事象の発生が懸念されます。

【人的・物的被害に関するリスク】

- ・ 落雷や台風で破損したブレードが飛来して人に当たるリスクやこれらの飛来物が周囲の建物等に当たって破損するリスク。また、これらの人的・物的被害に対する賠償費用が発生するリスク。
- ・ 夜間にブレードが結氷した雨水やみぞれが夜明けの気温上昇により溶け出し、ブレ

している場合のみに適用される場合もある。このように、保証が消滅するための要件が定められている場合もあるため、保証契約の内容については十分な確認が必要。

ードの回転により飛散して人にあたるリスク。

【労働災害に関するリスク】

- ・ 高所でのメンテナンス作業や重機の利用を伴うメンテナンス時における事故による作業員の怪我や死亡事故が発生するリスク。

【事業者の履行能力に起因するリスク】

- ・ 事業に関する技術的知見や、メンテナンス体制が不十分であったために発生した設備の故障により、不要な修繕コストが増加するリスク。
- ・ 適切なメンテナンスを怠ったために、製品保証を受けられないリスク（メーカーの規定するメンテナンスの実施が製品保証の条件である場合）。
- ・ 事業会社の経営能力が不十分であり、当初予定した操業ができない。

このリスクに関して金融機関のチェックが望まれる項目と事業者がリスクを軽減させる対応策例として、以下が想定されます。

【金融機関がチェックする項目の例】

- 事業者が風力発電設備の近辺への関係者以外の立ち入りを可能な範囲で制限しているか。
- 事業者が荒天時の風力発電設備の危険性について風力発電設備に近づく可能性のある人に周知しているか。
- 事業者が風力発電設備メーカーや経験・知識豊富な O&M 事業者にメンテナンスを委託しているか。
- 事業者が風力発電設備の運用、メンテナンスに関する、必要最低限の技術的知識を有しているか。

【参考：事業者が行う対応策の例】

- ・ 立ち入り制限が可能な場所では看板を立てる、風力発電設備に近づく可能性のある人に注意喚起する等の対応により、風力発電設備の近くに人が近づかないようにする。
- ・ 風力発電設備メーカーや経験・知識豊富な O&M 事業者にメンテナンスを委託する（風力発電事業のメンテナンス業務の実績を確認する）。
- ・ 事業者自身も風力発電設備の運用、メンテナンスに関する必要最低限の技術的知識を習得し、メンテナンス業者の管理能力、事故発生時への危機管理対応能力を身につける。

4.6.7 制度リスク

制度リスクとして、固定価格買取制度の下では再生可能エネルギー発電量が増加することにより、電力会社によって出力抑制⁴⁷が行われる可能性が懸念されます。現状では、指定電気事業者に選定されている電力会社では、指定ルール（無制限抑制）が適用される可能性があるため、各電力会社が公表する接続可能量の動向に注視する必要があります。

また、FIT法の改正に伴い、新たな認定制度・接続契約等のルールへの対応が必要となります。2.3.1にて説明したとおり、旧制度で認定を受けている案件でも、「みなし認定」に移行した時点から6ヶ月以内に事業計画に関する書類の提出が必要となります。平成29年3月31日時点で接続契約を締結している事業であっても、平成29年9月30日までに事業計画が提出されない場合は認定が失効扱いとなるため、注意が必要です。

また、環境影響評価等への対応が長引いた場合、事業計画認定の時期が遅れ、当初想定した調達価格での買取を受けられない可能性があります。

固定価格買取制度は法律に基づき運用されており、一旦適用された調達価格は、「物価その他の経済事情に著しい変動が生じ、または生ずるおそれがある場合において、特に必要と認められる場合」（法第3条第8項）の他は、変更されることはありません。「物価その他の経済事情に著しい変動」とは、急激なインフレやデフレのような例外的な事態が想定されています。

上記のリスクに関して金融機関のチェックが望まれる事項と事業者がリスクを軽減させる対応策例として、以下が想定されます。

【金融機関がチェックする項目の例】

- 事業者が出力抑制による発電量の減少の可能性を事業計画で考慮しているか。
- 固定価格買取制度期間内に融資を回収できる計画となっているか。
- 補償措置の対象となる出力抑制が行われた場合に、補償費用が事業者を支払われる時期がいつか（金融機関等への融資返済への影響を最小限にするため）。

【参考：事業者が行う対応策の例】

- ・ 出力抑制の内容は系統連系時の契約に基づいて決定されるため、契約内容を十分に確認し、出力抑制の最大限度を考慮して売電収入の下振れの可能性を見込む。
- ・ 環境影響評価等に要する期間を考慮し、事業計画認定を得られる時期の見通しを持つとともに、調達価格に係る国の議論の動向（調達価格等算定委員会等における議論）について情報収集し、調達価格が低減するリスクを見込んで事業計画を策定する。

⁴⁷再生可能エネルギー特別措置法施行規則では、500kW以上の太陽光発電または風力発電に対して、電力会社が回避措置（電力会社が保有する火力発電所等の出力抑制を先に行うこと）を講じたとしてもなお再生可能エネルギー電力の供給量が需要量を上回ることが見込まれる場合に、事業者は、年間720時間を超えない範囲内において行われた出力抑制については補償を求めないこととしている。

5. 事業性評価の評価項目及び評価手法等の解説

本章では、風力発電事業の事業性を評価するための評価項目及び評価手法等について説明します。

融資実行にあたっては、事業性評価が重要です。変動の可能性があるパラメータについては、幅を持った数値で評価を行う等、複数のケースを想定したストレステストを実施することが重要です。

5.1 収支計画

事業性の評価を行うにあたっては、支出項目及び収入項目を網羅的に算定することが重要です。

5.1.1 収入

収入項目としては売電収入が挙げられます。

売電収入は、

$$\text{売電収入（円/年）} = \text{売電価格（円/kWh）} \times \text{発電量（kWh/年）}$$

で試算されます。

発電量の試算にあたっては、

- ・ 風速階級別の発電出力
- ・ 各風速階級の出現率
- ・ 稼働率
- ・ 出力補正係数

を用います（3.4 参照）。

5.1.2 支出

支出の算定に必要な項目を表 5-1 に示します。

なお、再生可能エネルギー発電設備に係る課税標準の特例措置により、固定資産税の軽減が可能です。具体的には、固定資産税が課せられることとなった年度から 3 年分の固定資産税に限り、課税標準を課税標準となるべき価格の軽減が可能です（適用期限：平成 31 年度末まで）。FIT 認定を受けていることが要件で、課税標準は、設備の出力によって変わり、5,000kW 以上の水力発電設備では 2/3、5,000kW 未満の水力発電設備では 1/2 です。

表 5-1 支出の算定に必要な項目

項目		算定の考え方
初期費用	調査費用	風況調査、環境アセスメントに要する費用
	発電設備費用	設備＋設備工事費
	土地購入費用	土地を購入する場合の費用
	土地造成費用	土地を造成する費用
	系統費用	系統連系に必要な費用
	その他費用	プロジェクトファイナンスの場合： 各種アップフロントフィー（初期手数料）
運営管理時に発生する主なコスト	人件費	電気主任技術者等の雇用に係る費用
	土地賃借料	土地を借りる場合の賃借料
	販売費及び一般管理費	管理費及び予備費用
	電気代	施設・設備で消費する買電費用
	O&M サービス利用料	保守管理業務、および主要部品（ブレード、増速機、発電機等）の交換費用（外部委託する場合）
	メンテナンス費用	電気保安上の定期点検や、発電量監視業務等に係る費用（巡視、緊急時対応等の管理体制に依存）、除雪費用等
	修繕費	各種設備の部品交換・修繕に要するコスト（特に増速機については、事業期間中に2～3回程度の修理・部品交換が必要となる可能性がある。またブレードは落雷等による故障頻度が高いため、余裕を持った修繕費の積み立てが必要）
	保険料	風力発電施設総合損害保険制度等
その他費用	風力発電事業そのもの以外の運営コスト （会計事務所への管理委託費用等） シンジケートローンの場合：エージェントフィー	
税金等	固定資産税	課税評価額×1.4% （課税標準の特例措置の適用可能性がある） なお、自治体が運営主体であれば不要
	法人税	各事業者における法人税を算定
	法人住民税	各事業者における法人住民税を算定
	法人事業税（電気事業）	売電収入（税抜）×0.9%（超過税率は0.965%）
	地方法人特別税	売電収入（税抜）×0.9%×43.2%
その他	廃棄費用	風力発電設備の撤去、発電用地の原状回復に要する費用
	減価償却費	風力発電設備の法定耐用年数は一般的に17年
	融資支払利息	借入金額、借入期間、借入利率から算出

5.2 ストレスケースの想定

事業性評価にあたっては、4.6 で整理した風力発電事業特有のリスクを踏まえ、例えば表 5-2 に示すようなストレスケースの考え方をを用いて、ストレステストを実施することが考えられます。

ストレステストの前提となる発電量や修繕等の費用の追加発生については、コンサルタントの試算結果やメーカーの想定額を用いる場合も、それがどのような前提条件で試算されたものかを確認し、必要に応じて他の前提条件での試算を依頼するなど、リスクを十分に評価することが望まれます。

なお、リスクの発生確率や、その影響度については、地域特性や案件による差異も大きいと考えられるため、個々の事業の特性を踏まえてストレスケースを設定することが重要です。

表 5-2 風力発電事業におけるストレスケースの設定例

想定	関連するリスク項目	ケースの考え方
売電量の減少	発電量リスク	以下に例示する要因により、発電量が想定以上に低下するケースを想定し、事業性評価を実施します。コンサルタントが提出する複数の発電量予測シナリオの超過確率 ⁴⁸ と各シナリオにおける DSCR から評価する方法等が挙げられます。 <ul style="list-style-type: none"> 風況調査結果⁴⁹と実際に得られる風況のずれ 想定以上の故障等の発生による稼働率の低下
	性能リスク	年間数日程度、故障により修繕期間が発生する（売電できない期間が発生する）ことを想定します。また、メーカーからの故障部品の調達に時間がかかる場合や、積雪により故障部品の入替ができない期間が続く場合等に修繕が遅延する可能性を想定します。
	制度リスク	電力会社からの出力抑制、解列 ⁵⁰ 依頼の増加を想定します。例えば、出力抑制が行われる際の上限值（電力会社との契約に基づいて想定）を想定して、事業性評価を実施します。
費用の追加発生	天候・自然災害等による事故・故障リスク	落雷や台風、乱流により故障した部品の交換が必要になり、多額の修繕費が発生するケースや、故障に伴う保険の利用により保険料が上昇するケースを想定して、事業性評価を実施します。また、十分なメンテナンスを行った上でも発生しうる出力の劣化を想定します。
	操業リスク	天候・自然災害以外の要因による予期せぬ設備の故障により、修繕コストが増加するケースを想定して、事業性評価を実施します。また、人件費等の操業費用の増加の可能性を想定します。
	その他	地代等の上昇等の可能性を考慮します。

⁴⁸ 例えば、超過確率 90% (P-90) の発電量予測ケースとは、100 年に 10 回予測される発電量を下回る可能性があることと解釈する。

⁴⁹ 風況調査は 1 年間等の期間で行うことが一般的であり、調査結果が特異年の結果でないことを確認することが重要（4.2.1 参照）。また、調査結果を平年水準に調整した場合も調整に用いたデータや調整手法の精度に応じて実際の風況とはずれが生じうる。

⁵⁰ 発電設備を電力系統から切り離すこと。火力発電による需給調整力が少なくなった場合等に電力会社から解列の依頼が行われることが考えられる。

5.3 事業性の評価

上記の事項を踏まえ、事業者の計画する各収入項目、支出項目の計画値の妥当性を検討するとともに、IRR、DSCR、DE 比率等の評価指標を算出し、事業性の評価を行うことが望まれます。各指標の概要は表 5-3 のとおりです。

なお、事業者が売電事業により獲得した剰余金の扱いについても着目することが望まれます。出資者への配当関係や出資契約をチェックし、内部留保の金額が適切であることを確認することが重要です。

表 5-3 事業性評価における評価指標

指標	概要
IRR	<p>(Internal Rate of Return : 内部収益率)</p> <p>複利計算に基づいた、投資に対する収益率（利回り）を表す指標。投資期間におけるキャッシュフローの総計がゼロとなる割引率として算出される。</p> <p>IRR には、次の 2 つがある。</p> <p>－PIRR (Project Internal Rate of Return)</p> <p>事業の採算性を評価するための指標。資本調達方法による影響を受けない、事業そのものの採算性を検討するための指標。</p> <p>－EIRR (Equity Internal Rate of Return)</p> <p>出資者にとっての投資採算性を図る指標。借入金がなければ、PIRR と等しくなる。</p>
DSCR	<p>(Debt Service Coverage Ratio : 元利返済金カバー率)</p> <p>債務返済能力を表す指標の 1 つであり、次の式で算出される。この倍率が高い企業、プロジェクトほど、元金支払い能力が高いため、融資のリスクは低くなると考えられる。DSCR が 1 以下では、元金を支払う能力がない企業、プロジェクトとみなされる。実際にどの程度の指数を求められるかは、算出の前提条件や地域金融機関等の判断によって異なる。</p> <p>DSCR = 元金返済前キャッシュフロー ÷ 元金返済額</p> <p>※元金返済額 = 前期末有利子負債 - 当期末有利子負債 + 支払利息・割引料（- 期限前弁済額）</p>
DE 比率	<p>(Debt Equity 比率)</p> <p>企業財務の健全性（安全性）を見る指標の 1 つであり、資金のうち負債が株主資本の何倍にあたるかを示す。一般には、次の式で算出される。</p> <p>DE 比率 = 有利子負債 ÷ 株主資本</p>

5.4 事業性の評価に用いる書類

事業性評価の実施にあたって確認することが考えられる書類の例は表 5-4 のとおりです。

表 5-4 事業性評価において確認する書類の例

確認内容	確認すべき事項や書類の例
事業全体の事業計画	<ul style="list-style-type: none"> 事業収支計算書、発電量 実施スケジュール
設置場所	<ul style="list-style-type: none"> 建物や土地の登記簿 公図（写し） （自己所有でないとき）賃貸証明書、土地賃貸借契約書等の土地の利用許可を示す書類 地形図 現地写真 見取り図
発電設備	<ul style="list-style-type: none"> 機器のカタログ（出力（最大、常時）） 機器構成図 機器配置図（平面図、立面図） システム仕様、参考図面、システムフロー図 単線結線図 系統連系方式
発電量算定の根拠	<ul style="list-style-type: none"> 風況がわかる資料（風況観測地点、観測高度、年平均風速、月平均風速、風力エネルギー密度、風向出現率（月平均の風速表）、風況曲線、等）
系統連系協議	<ul style="list-style-type: none"> 連系承諾書 （連系承諾書が得られていない場合）系統連系協議に対する回答文（連系設備工事の概要や概算工事費、工事期間、前提条件等）、電力会社との議事録
設備設置工事の概要や体制	<ul style="list-style-type: none"> EPC 業者又は設計、調達、建設業者との契約書
運用方法やメンテナンス体制	<ul style="list-style-type: none"> （事業者自身で実施する場合）運用体制・メンテナンス体制の計画書 O&M 業者との契約書 保険加入を示す資料（契約書、覚書、パンフレット等）
各種費用算定の根拠	<ul style="list-style-type: none"> 各種費用（土地、設計、設備、工事（基礎工事、据付工事、電気工事等）、保険料、その他諸経費）の見積書 費用に関する覚書 契約書等
許認可等	<ul style="list-style-type: none"> 事業計画認定通知書 その他許認可対応状況が確認できる書類
関係者等の合意	<ul style="list-style-type: none"> 近隣住民や関係者等の了解を得ていることがわかる書類（例：関係する地元住民への説明会資料や議事録）

6. 融資実施に向けた検討事項

風力発電事業はその事業規模の大きさから、金融機関はキャッシュフロー管理、スポンサーの完工保証、コベナント設定及びステップインのための保全策等を通して、既存の事業者の信用力を補い、融資実施の可能性を向上させることが期待されます。特に、風力発電設備のみでは清算価値が見込みづらい観点から、事前のステップインのための保全策等の対応が望まれます。

本章では、前項までで述べたリスクに関する事項に加え、事業の信用を補完するために検討されうる債権保全策について説明します。

6.1 キャッシュフロー管理

資金が目的外に流用されたり、使途の優先順位を誤ったりすると、本来なら十分なキャッシュフローが存在するにも関わらず借入金の返済に支障を来しかねません。SPC を設立する場合には、プロジェクトが生むキャッシュフローを一義的な返済原資と考えるため、ケースに応じて事前に以下の対策を検討することを通じ、キャッシュフローリスクの緩和を図ることができます。

6.1.1 キャッシュウオーターフォールの構築

売電収入として入金されたキャッシュの使途と優先順位をあらかじめ決めておき、複数の専用口座を用いて管理することにより、金融機関はキャッシュフローの管理が容易になります。一般的には、以下の①～⑥へと順に流れるようなキャッシュウオーターフォールを構築する方法が考えられます。実際の運用にあたっては、案件の規模を勘案し、適切な口座数（簡略化）を検討することが望まれます。

①売電収入：

事業が生み出すキャッシュ・フロー（電力会社への売電による収入）の入金

②操業費と税金の支払：

O&M 費用及び税金の支払いを行う。

③シニアローン元利支払：

金融機関への元利返済の支払いを行う。

④その他リザーブ口座入金：

入金口座に滞留する資金の一部が修繕積立等のための口座に移し替えられる。

⑤配当金、劣後融資利息支払：

入金口座に滞留する資金に十分な余剰があれば、出金口座に振り替えた上で、配当金や劣後融資の利息支払いを行う。

6.1.2 返済債務積立金勘定（Debt Service Reserve Account）の設定

次回以降の元利金返済相当額の資金を留保しておく口座です。この口座を設けることに

より、万が一キャッシュフローが一時的に不足する事態が発生しても債務不履行を回避できます。所定の残高を一旦充足し、その後この口座から一切引き出すことがなかった場合には、さらにこの口座に入金する必要は一般的にはありません。

6.1.3 配当制限

配当金の支払いに制限をかけることにより、キャッシュフローリスクを緩和することが可能になります。制限の設定方法の一例として、以下が挙げられます。

- 返済債務積立金勘定（Debt Service Reserve Account）の所定残高充足
- その他リザーブ口座の所定残高充足
- DSCR が所定の数値以上であること
- その他コベナントに違反していないこと

6.1.4 スポンサーの追加出資義務

金融機関とスポンサー企業との間で事前に期間と金額上限を定め、プロジェクトのキャッシュフローが不足し、約定返済に支障を来すような場合に、スポンサーに追加出資義務を定める方法です。風力発電事業への融資においては、天候不良、機器故障等による発電量の不振等に備えて用いることが考えられます。

6.1.5 配当金の戻し入れ（Clawback）

融資契約上で、予めスポンサー企業と合意し、キャッシュフローが不足したときに過去に配当金としてスポンサー企業に支払った金額をプロジェクトに戻し入れてもらう方法です。過去に支払った配当金の累計金額を上限と定める例が一般的です。

6.1.6 一部繰上償還

一定基準を満たした場合に、余剰キャッシュを一部繰上償還することを促す合意を金融機関と SPC との間で予め行うことにより、キャッシュフローリスクを緩和する方法です。

6.2 スポンサーの完工保証

EPC 完工保証⁵¹の受益者は、金融機関ではなく発注者（SPC あるいはスポンサー企業）であり、また、債務保証とは異なり、パフォーマンス保証に近いといえます。よって、EPC 完工保証で案件のリスクの補完が難しいと判断される場合には、完工までの間、スポンサー企業と金融機関との間で完工保証を結ぶことにより、リスクを緩和する方法が考えられます。

これには、スポンサー企業が金融機関に対し、完工までの間、債務保証をする方法や、コストオーバーランに備えて追加出資を約する方法等があります。（なお、一般的に EPC 契約上の「完工」とプロジェクトファイナンスの「完工」は時点を異にし、後者については、例えば DSCR が所定の値以上になること等の条件を充足した時点を「完工」として捉えます。この場合、何をもって「完工」とするかを、スポンサー企業と金融機関との間で予め合意しておく必要があります。）

6.3 コベンナツの設定

コベンナツとは、資金調達の際に、記載されている内容が生じた場合に契約解除や条件の変更ができるように契約条項中に盛り込まれる、制限条項あるいは誓約条項のことです。個別融資契約書を用いる際、例えば以下の事項をコベンナツ等により定めることにより、種々のリスクを緩和することができます。

- 他の金融機関への担保提供等の制限
- 財務制限条項（問題の早期把握のため）
- 他の金融機関からの借入／デリバティブ取引の制限
- 事業・財産の譲渡／会社分割・合併／増減資等の制限
- 関連契約の変更及び新たな契約の締結の禁止又は制限
- 取締役の変更の制限（経営主体事前確認のため）
- 株主の変更の制限（第三者介入防止のため）
- 定款変更の制限（事業内容変更防止のため）
- 新規事業の禁止
- 追加での口座開設／口座解約の禁止（キャッシュフロー捕捉のため）
- 問題発生時の早期報告義務
- 法令遵守

6.4.4 に記載のとおり、売電債権に担保設定する場合には、電力受給契約（特定契約・継続契約）が事前の承認なく変更されること（現状の電力受給契約を解除し、新たに別の電力会社と電力受給契約を締結する等）を防ぐ必要があります。

⁵¹ EPC 完工保証については、4.6.1 を参照。

6.4 ステップインのための保全策

金融機関からの貸付債権に対する返済原資となるのが、プロジェクトから得られる事業収入のみである場合、金融機関にとってはプロジェクトが中断することなく稼働し、事業収入を生み出し続けることが最も重要となります。

本来、プロジェクト上の問題への対応は、スポンサー企業が行うべきものですが、スポンサー企業側に問題が生じた場合（スポンサー企業側に倒産の可能性が生じた場合、SPC との間で締結している契約に関する債務不履行が生じた場合等）には、金融機関はプロジェクトの継続的な稼働を確保するために、プロジェクトに対する介入（以下、「ステップイン」）を行う必要が生じます。

具体的には、SPC が融資契約における期限の利益を喪失した場合において、ステップインのために設定された各担保権を金融機関が実行することになりますが、その具体的方法は、スポンサー企業が会社更生手続きを開始しているか否かによって、担保権の行使の可否が異なる（会社更生法 2 条 10 項）点に留意が必要です。

スポンサー企業が会社更生手続きを開始していない場合、スポンサー企業が有する現在の SPC の株式・社員持分に設定された質権を実行し、当該株式・社員持分を新たなスポンサー企業に譲渡した上で、現在の SPC とスポンサー企業との間で締結されているスポンサー関連契約を解約し、現在の SPC と新たなスポンサー企業との間で新たな契約を締結することが考えられます。これにより、現在の SPC を維持しながらスポンサー企業を交替させることが可能です。

これに対し、スポンサー企業が既に会社更生手続きを開始している場合は、上記のように、スポンサー企業が有する現在の SPC の株式・社員持分に設定された質権を実行することは難しく、新たな SPC を設立した上で、現在の SPC が有する一切の契約上の地位、権利義務及び資産を新 SPC に譲渡することで事業継続を図ることになります。

ただし、破産手続及び民事再生手続においては、担保権は別除権として扱われ（破産法 2 条 9 項、民事再生法 53 条 2 項）、担保権を行使することが可能です。

6.4.1 株式・社員持分への質権設定

ステップインのために、SPC の株式・社員持分に設定された質権を実行して、新たに本プロジェクトのスポンサーとなる企業に移転することとなります。

6.4.2 土地への担保権設定

(1) 所有地の場合

土地に対する担保権の設定方法については、通常のコーポレートファイナンスにおいて債務者の所有地に抵当権を設定する場合と特に異なることはなく、債務者の所有権や所有地に設定された先順位の抵当権の有無の確認等について留意する必要があります。

(2) 借地の場合

借地の場合の土地の利用権としては、地上権と賃借権が挙げられます。地上権は長期間の存続期間を自由に設定できるほか、登記により対抗要件を備えることができます。また、地上権に対しては、抵当権の設定が可能です。賃借権の場合には、譲渡担保権⁵²を設定することが考えられますが、賃借権に譲渡担保権を設定するためには賃貸人の承諾が必要とされることに留意する必要があります。賃借権に対する譲渡担保権設定の対抗要件具備方法としては、実務上は譲渡担保権設定についての登記及び賃貸人への確定日付ある通知または賃貸人による確定日付ある承諾の取得を行うことが考えられます。

6.4.3 風力発電設備への譲渡担保権の設定

風力発電設備に譲渡担保権を設定する方法としては、動産譲渡担保権が一般的です。このとき、協調融資の下で風力発電設備に担保設定を行う場合、単一の風車に対しては関連する金融機関が共同で担保設定をしなければならないことがある点に留意が必要です。この場合は、予め担保の金銭債権化後の取り扱いについて各金融機関の間で合意した上で、プロジェクトファイナンスのアレンジャーを務める金融機関が代表して担保の登記と管理を行う方法も考えられます。

なお、もし工場敷地内に風力発電設備を設置することを検討する場合は、民法の特別法として工場抵当法という法律があり、抵当権及び譲渡担保権の代わりに工場抵当権または工場財団抵当権を設定することが考えられます。工場抵当権は工場所有者が工場内にその一部として発電設備を設置し、工場に担保設定をする際に用いることができます。工場財団抵当権には、工場に属する諸財産に対して一括して抵当権を設定し、公示を行うことができるメリットがあり、例えば第三者が他者の工場内に発電設備を設置し、付随する機械・器具とともに担保設定する場合等に用いることが考えられます。それぞれの特徴を簡単に整理すると表 6-1 のとおりです。

⁵² 質権を設定することも考えられるが、登録免許税の多寡や質権の存続期間（10年間に限定される）等に鑑みると譲渡担保権を設定することのほうが望ましい。

表 6-1 土地・風力発電設備に対する担保権設定のオプションと特徴の整理

	抵当権・集合動産譲渡担保権	工場抵当権	工場財団抵当権
対象	土地及び風力発電設備	土地及び風力発電設備	土地及び風力発電設備
概要	<p>動産譲渡登記をすることにより第三者対抗要件を具備することができる。</p> <p>ただし、風力発電設備が土地から分離されている場合には、第三者に取得されるおそれがある。</p> <p>※風力発電設備が不動産と解される可能性が高い場合には、工場財団抵当権を設定する。</p>	<p>工場に属する土地または建物に抵当権を設定し、工場共用物の具体的内容を登記することにより、土地や建物に備え付けられた機械・器具等に抵当権の効力が及ぼすもの。</p>	<p>工場の土地や建物に備え付けた機械・器具等にかかる目録を作成して、一つの財団として扱い、抵当権を設定するもの。</p>
登録免許税	<p>抵当権設定登記に債権額（極度額）の 4/1,000</p> <p>+（集合）動産譲渡担保権に 7,500 円/件</p>	<p>工場抵当権設定登記に債権額（極度額）の 4/1,000</p>	<p>工場財団所有権保存登記に 3 万円</p> <p>+（根）抵当権設定登記に債権額（極度額）の 2.5/1,000</p>

6.4.4 売電債権の担保設定

電力受給契約（特定契約・接続契約）に基づき特定供給者が送配電事業者に対して有する売電債権はプロジェクトにおける収入の源泉であることから、特定供給者が電気事業者に対して現在及び将来にわたって有することとなる一切の売電債権を担保に取ることが考えられます。担保の取得方法としては、質権及び譲渡担保権が考えられますが、大きな違いはありません。

なお、売電債権に対して質権または譲渡担保権を設定するためには、そのような行為が電力受給契約において禁止されていないことが必要であるため、売電債権の譲渡禁止特約等に関する規定の有無について電力受給契約を確認する必要があります。

6.4.5 プロジェクト関連債権への担保設定

保険契約上保険会社に対して有する保険金請求権、EPC 事業者または風力発電設備のメーカーに対して有する補償債権等を担保に取ることが考えられます。

なお、一般的に、風力発電設備を EPC 事業者が購入した上で、これを設置するという契約関係になっている場合、風力発電設備（風車、発電機等）の性能保証にかかる補償請求権は購入者である EPC 事業者が保有していることとなります。したがって、当該性能保証にかかる補償請求権について、あらかじめ EPC 事業者から譲渡してもらっておくことで、EPC 事業者が倒産した場合もメーカーに対して補償請求が可能になります。

また、売電債権の場合と同様に、プロジェクト関連債権に対して質権または譲渡担保権を設定するためには、そのような行為が禁止されていないことが必要であるため、各契約を検討し、譲渡禁止特約等に関する規定の有無について確認する必要があります。

6.4.6 電力受給契約等における契約上の地位の譲渡にかかる予約完結権の付与

電力受給契約（特定契約・接続契約）について、金融機関は、ステップイン時にこのような契約上の地位の移転を行うために、当該約定の地位の譲渡にかかる予約完結権⁵³の付与を受ける必要があります。

⁵³ 予約とは、将来において契約を成立させることを約束する契約。予約完結権とは、予約を行えば、将来、相手方に対して意思表示をすると、相手方の承諾なくして本契約を成立させることができるという権利。

6.5 その他

6.5.1 市民ファンド等との協調

地域性や社会性、事業性、自主性を伴った地域における再生可能エネルギー事業を実施するため、市民等の意志ある資金を集め、事業に投資しようとする動きがみられています。既に、匿名組合を活用した市民出資によって、風力発電事業を行っている事例もあります。

事業者は、複数方法による資金調達を行う必要がありますが、例えば、市民出資と金融機関融資の組み合わせによる資金調達が希望する事業者は多くなっています（例えば、市民出資による資金調達の不足分を金融機関の融資にて充当したいと考える事業者）。

市民ファンドとの協調は、レピュテーションリスクがあることが課題と考える金融機関もありますが、柔軟に融資を行うことが期待されます。同時に、市民ファンドの組成・維持管理には一定の費用が発生するため、寄付による資金調達の可能性等も含めて、事業のコンセプトや地域との関わり方について、事業者とともに検討することが望まれます。

また、市民ファンドや多数の地元企業が出資する案件については、事業運営に主体的に携わる人の意向が、他の出資者の意向や利害に相反していないか等を確認するなど、事業の円滑な運営が保持されているか継続的に確認することが望まれます。

6.5.2 信用保証協会や自治体等の制度の活用

各地域の信用保証協会には、協会独自の制度として、再生可能エネルギー発電事業に進出する事業者への融資を支援する事例が増えています。また、地方自治体が保証料補給等を行う制度もあり、融資促進の一助として検討することが考えられます。地域金融機関が、日本政策金融公庫や商工組合中央金庫等の公的金融機関との協調融資とすることで、融資経験の少ない再生可能エネルギー事業に融資を行っている事例もあります。

以下に非化石エネルギー施設の設置に要する資金について行われている保証の一例を示します。

表 6-2 信用保証協会による融資支援制度（例）

協会名	制度名称	参考 URL
秋田県信用保証協会	再生可能エネルギー設備資金 再生可能エネルギー導入支援資金	http://www.cgc-akita.or.jp/service/service03ob01/
千葉県信用保証協会	エネルギー対策保証*	http://www.chiba-cgc.or.jp/guarantee/energytaisakuhosyou/
長野県信用保証協会	省エネルギー・節電支援保証「信州エコサポート」	https://www.nagano-cgc.or.jp/systempost/ippa_n_eco/
熊本県信用保証協会	くまもとグリーン保証制度	https://www.kumamoto-cgc.or.jp/wp/wp-content/uploads/2018/02/kumamoto_green2013.pdf

出所) 各協会ウェブサイトより作成

表 6-3 地方自治体による保証料補給制度（例）

自治体名	制度名称	参考 URL
秋田県	秋田県中小企業融資制度 (保証対象融資制度:新事業展開資金のうち、再生可能エネルギー導入支援資金、再生可能エネルギー設備資金)	https://www.pref.akita.lg.jp/pages/archive/471
南陽市	中小企業者保証料補給制度 (保証対象融資制度:再生可能エネルギー発電事業促進資金)	http://www.city.nanyo.yamagata.jp/kigiyouziyouho/715.html
石川県	石川県再生可能エネルギー導入支援融資制度	http://www.pref.ishikawa.lg.jp/kikaku/energy/youushi/index.html
松本市	松本市再生可能エネルギー導入支援事業補助金	https://www.city.matsumoto.nagano.jp/shisei/kankyojoho/earth/hozyo/saiene.html

出所) 各自治体ウェブサイトより作成

また、表 6-4 に示すように、独自の条例等を制定している自治体もあります。

表 6-4 再生可能エネルギーに関する自治体の条例（例）

<p>神奈川県 小田原市 (2014年 4月1日 施行)</p>	<p>「小田原市再生可能エネルギーの利用等の促進に関する条例」</p> <p>■主な目的</p> <ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギーの利用等の促進について、市・市民・事業者の責務を明らかにし、施策推進に必要な事項を定め、温暖化・防災対策、地域活性化を図り持続可能な地域社会の構築を目指す。 <p>■概要（具体的施策）</p> <ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー事業支援（事業奨励金の交付） 「市民参加型再生可能エネルギー事業」の認定・周知・支援 普通財産の無償貸付、減額貸付
<p>愛知県 豊田市 (2014年 3月25日 施行)</p>	<p>「豊田市再生可能エネルギーの導入の推進に関する条例」</p> <p>■主な目的</p> <ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー導入促進の基本原則を定め、市・事業者・市民の共通の責務を明らかにし、施策の基本方針を定めることにより低炭素社会の実現、持続可能な地域社会の構築、市民の健康で文化的な生活の確保に寄与することを目指す。 <p>■概要（具体的施策）</p> <ul style="list-style-type: none"> 「豊田市版環境減税」の導入（スマートハウス減税、再生可能エネルギー発電設備減税、電気軽自動車減税）
<p>京都府 (2017年 1月1日 施行)</p>	<p>「京都府再生可能エネルギーの導入等の促進に関する条例」</p> <p>■主な目的</p> <ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギーの導入等に関する施策を実施することにより、府内エネルギー供給源の多様化及び再エネ供給量の増大を図り、温暖化対策の推進、地域社会・経済の健全な発展に寄与することを目指す。 <p>■概要（具体的施策）</p> <ul style="list-style-type: none"> 個人向け：総合相談窓口の開設、住宅への再エネ設備導入支援（融資等） 事業者向け：中小企業に対する自立型再エネ設備導入支援（税制優遇等） 団体向け：市民との協業で再エネ設備導入支援を実施する団体の登録制度、税制優遇
<p>佐賀県 唐津市 (2012年 7月1日 施行)</p>	<p>「唐津市再生可能エネルギーの導入等による低炭素社会づくりの推進に関する条例」（2012年7月施行）</p> <p>■主な目的</p> <ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギーの導入、低炭素社会推進等について施策の基本的な事項を定め、低炭素社会の実現に寄与するとともに市民の健康で文化的な生活の持続的な確保に資することを目指す。 <p>■概要（具体的施策）</p> <ul style="list-style-type: none"> 基本計画の策定 市民・非営利民間団体による自発的な活動への支援 関連産業の事業支援（発電事業者の誘致、地元企業の発電事業参入支援）

出所) 各自治体ウェブサイト等より作成

融資チェックリスト

風力発電事業への融資検討の際に留意すべきチェック事項のリストを以下に記します。

		確認内容	関連事項掲載箇所
基本的枠組み	事業主体	<input type="checkbox"/> （出資者が複数存在する SPC の場合）責任の所在が明確化されているか。	4.1.1 事業主体
	事業規模	<input type="checkbox"/> 適切な事業規模となっているか。	4.1.2 事業規模
	資金構成	<input type="checkbox"/> 事業総額が明確になっているか。 <input type="checkbox"/> 資金構成計画が実現可能なものになっているか。 <input type="checkbox"/> その他資金調達の見込みが立っているか。	4.1.3 資金構成
設備・施工	設置場所	<input type="checkbox"/> 発電事業を行う上で適切な設置場所か。 <input type="checkbox"/> 適切な風況調査とその解析結果に基づいて場所が選択されているか。 <input type="checkbox"/> 設備規模に対し、妥当な土地面積となっているか。 <input type="checkbox"/> 立地に応じた系統連系費用が考慮されているか。 <input type="checkbox"/> 撤去費用を見込んでいるか。	4.2.1 用地の選定 4.2.2 用地の確保・契約 4.2.5 系統連系
	設備の選定	<input type="checkbox"/> 信頼性・信用力の高いメーカーの設備・製品が選定されているか。 <input type="checkbox"/> 落雷や台風・乱流の発生など、土地特性が考慮された機種選定がなされているか。 <input type="checkbox"/> 設備性能の保証が十分か。 <input type="checkbox"/> 経済産業省から事業計画認定、電力会社への接続の申し込みが終了し、買取価格が決定しているか。 <input type="checkbox"/> 年間予測発電量は、適切に算定されているか（故障・メンテナンス対応を考慮しているか等）。	4.2.3 設備の選定 4.2.4 プラントの設計 4.3.1 製品保証・稼働率保証 4.6.2 発電量リスク 4.6.3 天候・自然災害等による事故・故障リスク 4.6.4 性能リスク 4.6.5 メーカー倒産・事業撤退リスク
	設計・調達・建設の実施	<input type="checkbox"/> 設計・調達・建設の実施主体が、経験が豊富で信用力を有する業者か。 <input type="checkbox"/> 契約内容において、業務の対応範囲や責任の所在が明確になっているか。 <input type="checkbox"/> 地域特性（積雪・落雷・台風等）を考慮した設計となっているか。 <input type="checkbox"/> 施工状況は適切か。	4.2.6 設計・調達・建設の実施 4.6.1 完工リスク 4.6.3 天候・自然災害等による事故・故障リスク
運営・管理	<input type="checkbox"/> 実績や信頼性の高い O&M 体制になっているか。 <input type="checkbox"/> 必要な運営管理費（人件費、販管費、修繕費、固定資産税、保険料等）が十分に見込まれているか。 <input type="checkbox"/> 火災保険や、地震保険等、不可抗力リスクへの対応がなされているか。	4.3.2 O&M（運転／保守管理）サービス 4.6.3 天候・自然災害等による事故・故障リスク 4.6.6 操業リスク	
法的対応事項	電気事業	<input type="checkbox"/> 電力会社との事前協議、接続検討が進められ、連系承諾が得られているか。 <input type="checkbox"/> 段階に応じて電気事業法に基づく必要な各種届出がなされているか（発電規模に応じた対応）。	4.2.5 系統連系 4.4.1 電気事業法に関連する事項
	環境影響評価	<input type="checkbox"/> 近隣住民との合意形成がなされているか。 <input type="checkbox"/> 発電規模に応じて適切に環境影響評価が実施されているか。	4.5 環境影響に係る留意事項
	土地	<input type="checkbox"/> 土地の所有権が実施期間中確保されているか（【賃借権による利用権取得の場合】賃借権の登記がなされているか）。 <input type="checkbox"/> （農地や林地からの転用の場合）転用手続きがなされているか。	4.2.1 用地の選定 4.2.2 用地の確保・契約 4.4.2 土地の転用
	その他関連法令	<input type="checkbox"/> 必要な関連法令に対応できているか。	4.4.3 その他の関連法令
社会的側面	近隣への配慮	<input type="checkbox"/> 地方公共団体と、用地開発や環境・景観について問題がないかどうか、事前に協議・確認を行ったか。 <input type="checkbox"/> 周辺住民との協議や、周辺住民への説明が十分に行われているか。	4.5 環境影響に係る留意事項
制度的側面	出力制御	<input type="checkbox"/> 必要に応じて、出力制御が行われる場合を想定した事業性評価がなされているか。	4.6.7 制度リスク
その他確認事項	<input type="checkbox"/> 現地を視察・調査したか。 <input type="checkbox"/> 事業者の意欲や対応の誠実度は十分か。 <input type="checkbox"/> 返済計画は妥当か（季節・月ごとの発電量の差が大きい場合、それを考慮した返済計画となっているか）。		

用語集

本手引きでの略称・用語	正式名称・意味等
固定価格買取制度	再生可能エネルギーの固定価格買取制度。 略称を FIT (Feed in Tariff) という。
FIT 法	固定価格買取制度について定めた「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」を指す。 平成 23 年 8 月 26 日、第 177 回通常国会において成立した。 平成 28 年 6 月 3 日に、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法等の一部を改正する法律（通称「改正 FIT 法」）が公布され、平成 29 年 4 月 1 日より施行された。
事業計画認定	再生可能エネルギーの発電事業の事業計画が、事業内容の適切性や事業実施の確実性を満たしているか、国において確認するもの。再生可能エネルギーの固定価格買取制度に基づき売電するためには、事前に経済産業大臣による事業計画認定を必ず受ける必要がある。 平成 29 年 4 月以降は、認定申請用の電子システムに必要な事項を入力した後、申請書としてプリントアウトし、再生可能エネルギー発電設備を設置するエリアを管轄する経済産業局に提出し、認定通知書を受ける。
接続契約	再生可能エネルギーの固定価格買取制度に基づき、再生可能エネルギーを利用した発電事業を行う事業者が、電気事業者と締結する契約。 接続義務があるのは送配電事業者（一般送配電事業者と特定送配電事業者）であり、発電事業を行う事業者の発電設備と送配電事業者が保有する変電所等との系統連系（発電設備から変電所等に接続し、電力を融通すること）に関する事項を内容とする。
特定契約（買取契約）	再生可能エネルギーの固定価格買取制度に基づき、電気事業者が、再生可能エネルギーの固定価格買取制度における認定を受けた発電事業者から、認定を受けた発電設備について、調達期間を越えない範囲内の期間において、調達価格で再生可能エネルギー電気を調達することを約する契約。 従来は、発電事業者と小売電気事業者が特定契約を結んでいたが、FIT 法の改正に伴い、FIT 電気の買取義務を負う電気事業者は、送配電事業者（一般送配電事業者と特定送配電事業者）に変更された。それに伴い、特定契約を新規に締結することができるのは、送配電事業者のみとなる。 なお、平成 29 年 3 月 31 日までに締結された買取契約（特定契約）は、改正法施行後も引き続き有効であり、契約期間満了まで、小売電気事業者が買取を継続することが可能である。 特定契約・接続契約をまとめて「電力受給契約」ということも多い。

本手引きでの略称・用語	正式名称・意味等
トラックレコード	発電量の実績データ。
風況	風速や風向の変わり方、最大瞬間風速等の風の変動状況を総称して風況という。
風力発電	風のエネルギーを利用した発電方式。
風力発電設備	風のエネルギーを利用して発電するための機器・設備。
CO2	二酸化炭素（carbon dioxide）
DE 比率	（Debt Equity 比率） 企業財務の健全性（安全性）を見る指標の一つであり、資金のうち負債が株主資本の何倍にあたるかを示す。
DSCR	元利返済金カバー率（Debt Service Coverage Ratio） 債務返済能力を表す指標の一つ。この倍率が高い企業、プロジェクトほど、元利金支払い能力が高いため、融資のリスクは低くなると考えられる。
EPC	設計・調達・建設（Engineering, Procurement, Construction） プラントの設計から、各種資機材の調達、プラントの設計・試運転まで一貫したサービスを提供する事業者。
IRR	内部収益率（Internal Rate of Return） 複利計算に基づいた、投資に対する収益率（利回り）を表す指標。 投資期間におけるキャッシュフローの総計がゼロとなる割引率として算出される。 IRR には、次の 2 つがある。 －PIRR（Project Internal Rate of Return） 事業の採算性を評価するための指標。資本調達方法による影響を受けない、事業そのものの採算性を検討するための指標。 －EIRR（Equity Internal Rate of Return） 出資者にとっての投資採算性を図る指標。借入金がなければ、PIRR と等しくなる。
NEDO	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 （New Energy and Industrial Technology Development Organization）
NPO	NonProfit Organization 様々な社会貢献活動を行い、団体の構成員に対し収益を分配することを目的としない団体の総称。
O&M	運営・管理（Operation & Management）
SPC	特別目的会社（Special Purpose Company） 事業内容が特定されており、特定の事業を営むことを目的として設立する会社。

参考資料

■参考文献

【再生可能エネルギー全般に関する資料】

- 資源エネルギー庁ウェブサイト「なっとく！再生可能エネルギー」
<http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/>
- 資源エネルギー庁「再生可能エネルギー 固定価格買取制度ガイドブック」
- NEDO「再生可能エネルギー技術白書 第2版」
<http://www.nedo.go.jp/library/ne_hakusyo_index.html>
- 環境省 環境アセスメントガイド
<<http://www.env.go.jp/policy/assess/1-1guide/1-4.html>>

【風力発電事業全般に関する資料】

- NEDO「風力発電導入ガイドブック」 2008年2月改訂第9版
<<https://www.nedo.go.jp/content/100079735.pdf>>
- NEDO「日本型風力発電ガイドライン 台風・乱流対策編」平成20年3月
<<https://www.nedo.go.jp/content/100107254.pdf>>
- NEDO「日本型風力発電ガイドライン 落雷対策編」平成20年3月
<<https://www.nedo.go.jp/content/100107252.pdf>>
- 経済産業省「風力発電システムに関するサイト適合性評価手法の開発」平成24年～
- 経済産業省 産業構造審議会 保安分科会 電力安全小委員会「新エネルギー発電設備事故対応・構造強度ワーキンググループ」平成26年～
<http://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/hoan_shohi/denryoku_anzen/newenergy_hatsuden_wg/index.html>
- 環境省「風力発電施設の審査に関する技術的ガイドライン」平成23年
<<http://www.env.go.jp/press/press.php?serial=13643>>
- 環境省「風力発電施設に係る環境影響評価の基本的考え方に関する検討会報告書」平成23年
<<https://www.env.go.jp/policy/assess/5-2windpower/>>
- 環境省「国立・国定公園内における風力発電施設の審査に関する技術的ガイドライン」平成25年
<<http://www.env.go.jp/press/files/jp/21843.pdf>>
- 環境省/国土交通省「港湾における風力発電について 一港湾の管理運営との共生のためのマニュアル」平成24年
<<http://www.mlit.go.jp/common/000216101.pdf>>
- 三井住友海上火災保険株式会社／あいおいニッセイ同和損害保険株式会社／株式会社インターリスク総研「風力発電設備 事故リスク評価のためのハンドブック」平成26年

【環境アセスメントに関する資料】

- NEDO「風力発電のための環境影響評価マニュアル（第2版）」平成18年
- 環境省「鳥類等に関する風力発電施設立地適正化のための手引き」平成23年

- <https://www.env.go.jp/nature/yasei/sg_windplant/guide/post_91.html>
- 環境省「平成 23 年度風力発電施設の騒音・低周波音に関する検討調査業務報告書」平成 24 年
<<https://www.env.go.jp/air/report/h24-01/index.html>>
- 環境省「風力発電事業の円滑な環境アセスメントの実施に向けて」平成 25 年 7 月
<<https://www.env.go.jp/policy/assess/4-7windpower/jigyo.pdf>>
- 環境省「風力発電施設から発生する騒音等の評価手法に関する検討会」平成 25 年 5 月～
<https://www.env.go.jp/air/noise/wpg/conf_method.html>
- 風力・地熱発電に係る環境影響評価手続の迅速化等に関する研究会「前倒環境調査の取組に向けて」平成 26 年 3 月
<<https://www.nedo.go.jp/content/100648559.pdf>>

【事業キャッシュフローの算定に関する資料】

- 経済産業省 調達価格等算定委員会ウェブサイト
<<http://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/index.html>>
- エネルギー・環境会議 「コスト等検証委員会報告書」平成 23 年 12 月 19 日
<<http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111221/hokoku.pdf>>

【事業実施時の法務に関する資料】

- 坂井豊・渡邊雅之「再エネ法入門-環境にやさしい再生可能エネルギービジネス入門」金融財政事情研究会,2013
- TMI 総合法律事務所 弁護士 深津功二「再生可能エネルギーの法と実務」民事法研究会,2013
- 銀行法務 21 「再生可能エネルギープロジェクトに対するファイナンスにおける担保権の取得方法」No.753, 2013 年 1 月号

【事業の立案・企画に関する資料】

- 環境省「環境コミュニティビジネスのための資金調達マニュアル」2010 年 3 月
<http://www.env.go.jp/policy/community_fund/pdf/choutatumanual.pdf>
- 環境省「地域主導による再生可能エネルギー事業化の手引き」2013 年 3 月

地域における再生可能エネルギー事業の
事業性評価等に関する手引き（金融機関向け）Ver4.1
～風力発電事業編～

2019年3月

環境省大臣官房 環境経済課