

リスクを考慮した風力発電事業の最適な耐風設計基準の検討

Study design criteria of optimal wind power generation projects with consideration of risk

土木工学専攻 8号 上田裕之

Hiroyuki UEDA

1. はじめに

21世紀に入り、地球環境問題が顕在化し、環境負荷の少ない石油代替エネルギーである新エネルギーの導入促進が重要となってきている。新エネルギーの中でも自然エネルギーである風力エネルギーは有力な再生可能エネルギーであり、クリーンかつ他の新エネルギーと比較して経済的であることからその導入促進が期待されている。また、現在では多くの民間企業が環境事業と題して風力発電事業に参入してきている。しかし、風力発電事業を始めとする自然エネルギーには電力を安定的に常時供給することを妨げる暴風や落雷といった様々なリスクが存在し、それらのリスクを考慮した時の風力発電事業の収益構造は未だに明確になっていない。また金融機関など資金を貸す側にとっても、設計基準によるリスクの変化とそれによるR/Cへの影響を把握することは困難である。よって将来のプロジェクト自体の収支構造を明確にすること、また、そのリスクの取り扱い方法の検討をすることは土木施工者とプロジェクトを金銭的に支える資金主の双方にとって必要不可欠であると考えられる。

本研究は、風力発電事業のリスクを考慮した時に、どのような収支構造であるかを明らかにし、最適な耐風設計基準を明らかにすることで風力発電プロジェクトの指標の一つすることが目的である。

2. 基本条件

本研究では福島県郡山市の「郡山布引発電所」(発電所出力 65,980kW・正味年間発電量 106,875,000kWh)、気象庁の福島県白河の風速データを研究対象としてケーススタディーを行う。「風力発電導入ガイドブック」に従って以下の条件下で収支予測の算出を行う。初期建設コスト 32.0 万円/kWh、利用可能率 95%、出力補正係数 0.90、供用年数 20 年、利率 0.4%、運転保守費 0.3 万円/kW とする。¹⁾

3. 風力発電のリスク

風力発電の稼働状況とトラブル状況によると、年間設備利用率が下回った原因の6割が「故障による停止や補修、メンテナンスの時間が多かった」であり、3割が「計画通りの風況が得られなかった」であった。そのため、本研究ではリスクとして全体の9割にあたる、この2つの原因に基づいて暴風によって構造物が倒壊・損傷することで事業を継続不可能になるリスク・落雷によって機器もしくは構造物が故障をすることによって風力発電機の運転が不可能になるリスク・風力発電を行うために十分な風況を得られないことで発電を行うことができないリスクの3点を本研究ではリスクと定義する。

4. リスクを考慮した損益分析

費用便益分析の評価指標としては単位投資額あたりの便益の大きさにより、事業の投資効率性を比較することができる費用利益比(以下R/C)を用いる。²⁾

4-1. 利益の算出

風力発電事業が生み出す便益として以下の2つを考える。①発電した電気を売電することによる売電便益②CO2を発生させない再生可能エネルギーの環境価値を証券化することによって企業や自治体に販売することで得られる環境価値便益。本研究では環境価値 5 円/kWh として考える。郡山布引発電所のグリーン電力発電認証を取得した電力量は 600,000kWh/年であるため環境価値による便益は 600 万円となる。リスクに伴って総便益 R_T (万円)も減少するため、電力供給停止確率 P_F (%)を現在価値法に考慮する必要があると考える。風力発電施設を N (年)供用して、毎年便益として R_T を得るが確率 P_F (%)で電力を供給できなくなる時、電力供給停止確率 P_F (%)を考慮した総便益 R_T は次のように表される。

$$R_T = (R + R_E) \left(\frac{100}{P_F} - 1 \right) \left\{ 1 - \left(1 - \frac{P_F}{100} \right)^N \right\} \dots (1)$$

4-2. コストの算出

トータルコスト C_T (万円)を初期建設コストと保守運転コストの和とする。初期建設コストを金融機関から借入れて、供用期間中に毎年返済していくと考える。

初期建設コストを C_I (万円)、利率を y (%)として供用年数 N (年)運転している間に毎年返済する額を発電を行うためのコストとして計上する。毎年の保守運転費を C_m (万円)とすると毎年のトータルコスト C_T (万円)は以下のように表せる。

$$C_T = \frac{y \cdot C_I}{1 - (1 + y)^{-N}} \times N + C_m \cdot N \dots (2)$$

5. モンテカルロ法による P_F の算出

モンテカルロ法によるR-Sモデルのシミュレーションによって P_F を算出する。³⁾S側を平均 $\mu = 17.72\text{m/s}$ 、標準偏差 $\sigma = 2.32\text{m/s}$ の Gumbell 分布に従う最大風速の乱数を用いる。R側を正規分布に従う設計耐力とし、信頼性をコントロールするパラメータとする μ_R を $\mu_R = 25 \sim 40\text{m/s}$ までを変動係数を 0.1, 0.2, 0.3 とそれぞれ変化させて 10000 回の計算を行う。

5-1. P_F の変化

図-1 がシミュレーションの計算結果を図示したものである。 P_F は変動係数が高くなるほど変化量が大きく、 μ_R が上昇するほど変動係数毎の P_F の差が減少する。

5-2. P_F の変化による R/C への影響

μ_R を上昇させるための費用を一定 (C_T : 一定) として考えた時、総利益期待値 (RE) は P_F に依存しているため、R/C は μ_R が上昇するにつれて変動係数による差が減少する。また売電単価 (円/kWh) と R/C の関係については変動係数が上昇する程、 μ_R の変化による売電単価 (円/kWh) が R/C へ与える影響が大きくなる。 μ_R の値によって事業が成り立つ (R/C ≥ 1) ための最低売電単価 (円/kWh) を変動係数毎にまとめたものが表-1 である。

6. 最適な設計耐力平均値 μ_R の検討

図-2 は変動係数毎の μ_R から R/C ≥ 1 になる売電単価 (円/kWh) を抽出したものである。図中の $\mu_R = 33 \sim 35$ m/s, $\mu_R = 36 \sim 39$ m/s 時の重複している箇所に着目する。これは共に、 $\mu_R = 33 \sim 35$ m/s の時においては変動係数が 0.3・0.2, $\mu_R = 36 \sim 39$ m/s 時には変動係数が 0.1・0.2 にそれぞれ関わらずに事業が成立することを表している。

7. 低風速リスクの評価と導入

風力発電を行うために十分な風況を得られないことで発電を行うことができないリスクを低風速リスクとして扱う。本来、発電を行うことが可能になるカットイン風速は 3m/s 前後である。³⁾ しかし、年間設備利用率が計画を下回った要因において「計画通りの風況が得られなかった」が主な原因の一つに挙げられているため、本研究ではカットイン風速 3m/s に加えて風速 ≤ 3.5 m/s の風を低風速リスクとして新たに定義づける。気象庁の 2011, 2010, 2009, 2006, 2001 年における該当箇所の日平均風速のデータから、正規分布に従う乱数を 10000 個発生させ、一日の平均風速が低風速になる年平均日数を算出することで一年あたりの低風速になる確率 P_{S1} を求める。その確率と一年で得られる予定であった利益 (逸失利益) R_{S1} を乗することで低風速リスクを算出する。以下の (3) 式が低風速リスクの算出式である。売電単価が 16 円/kWh の時に低風速リスクを導入した μ_R の変化による R/C の変化を表したものが図-3 である。低風速リスクを考慮した時と考慮しない時ではカットイン風速を低風速リスクとして考えた場合は 0.40, カットイン風速 + 0.5 m/s の風速の時には 0.55 の差が R/C に生じた。

$$\text{低風速リスク} = P_{S1} \times B_{S1} \dots (3)$$

表-1 変動係数毎の最低売電単価の抽出

変動係数0.1		変動係数0.2		変動係数0.3	
μ_R (m/s)	最低売電単価 (円/kWh)	μ_R (m/s)	最低売電単価 (円/kWh)	μ_R (m/s)	最低売電単価 (円/kWh)
25~26	17	25~27	18	25~28	19
26~	16	27~35	17	28~32	18
		35~	16	32~	17

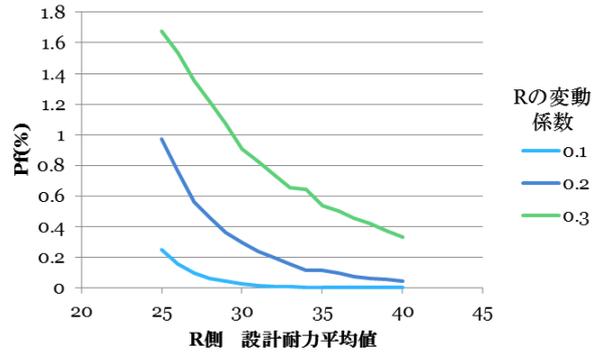


図-1 MCS による P_F の算出結果

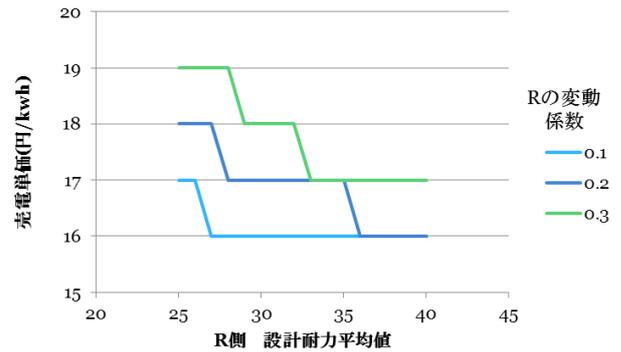


図-2 μ_R の変化による最低売電単価の抽出

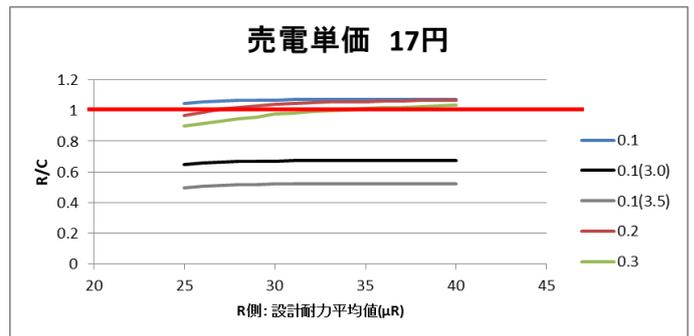


図-3 低風速リスクを導入した B/C の変化

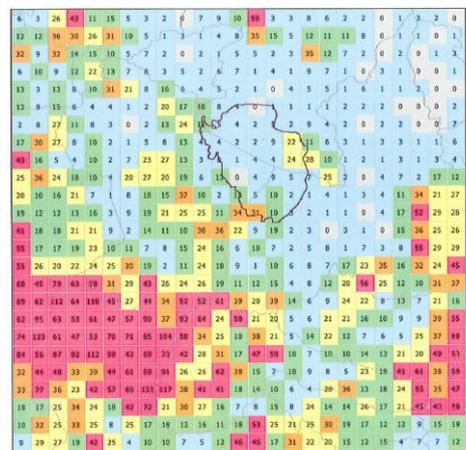


図-4 落雷密度マップ

8. 落雷リスクの評価と導入

風力発電の故障の最も多い割合を占めるものは落雷で平成16年度～19年度における全故障要素の中でも約26%の割合である。そのため、本研究では故障の主要因を落雷と考えて故障によって風力発電が運転不可能になるリスクを落雷リスクとして扱う。

8-1. 落雷リスクの評価と導入

本研究では故障によって運転不可能な期間を T_{S2} 、被雷確率を P_{S2} 、運転できない期間の逸失利益を R_{S2} 、修繕費 C_R として落雷リスクの算出式を式(4)のように定義する。

$$\text{落雷リスク} = \frac{(T_{S2} \times P_{S2})}{365} \times X_i \times R_{S2} + C_R \dots (4)$$

8-2. 落雷データの評価と被雷確率の算出

福島県郡山市湖南町赤津付近(北緯 37°24'15"/東経 140°4'4")の2kmメッシュで50km×50kmの2011年,2010年,2009年,2006年,2001年の年間落雷密度マップ(図-5)に基づいて落雷リスクを評価する。総落雷数とケース分析該当箇所の落雷数の関係を図-6に表す。各メッシュを Z_{xy} ($x=1\sim 25, y=1\sim 25$)として各メッシュに数値情報を付加して取り扱った。これより該当箇所は $Z_{12,17}, Z_{13,17}$ となる。総落雷数と該当箇所落雷数の相関係数は0.64であり、正の相関があると言える。該当箇所落雷数, 総落雷数の関係をまとめたものが表-1である。この表から各年の風力発電所に落雷が落ちる被雷確率の平均を取った結果が0.0045であり、これを P_{S2} とする。

8-3. 落雷による故障期間の算出

風力発電故障・事故調査委員会の資料から全国1268基の風車を対象とした平成19年度の故障期間をまとめたものが図-5である。全143の故障事例から故障期間の平均を取った結果, 平均故障期間は57日であった。そのため、本研究では故障によって風力発電が運転できない期間 $T_{S2} = 57$ (日)とする。

8-4. 落雷リスクの算出

被雷によって損傷・故障した時の修理価格は50万円～1000万円が全体の7割であった。そのため、本研究では落雷による故障・損傷にかかる費用を $C_R = 1000$ 万円と考えて落雷リスクを考える。被雷から風車の機器の故障・風車のブレードなど構造物の損傷に繋がる故障パラメータ X_i ($i=0.05\sim 0.5$)と順に変化させ、 R/C に与える影響を算出した。売電単価が17円/kWh時の μ_R 毎の変化を表したのが図-7である。この表からパラメータを変化させても落雷リスクによる R/C に与える影響は小さいことが分かり、落雷リスク自体の R/C への影響が極めて小さいことが分かった。

表-2 該当箇所落雷数, 総落雷数の関係

	2011	2010	2009	2006	2001
落雷総数	5241	12482	3166	3139	7344
平均	8.3856	19.9712	5.0656	5.0224	11.7504
標準偏差	10.32171	21.62752	6.645818	6.031608	11.11072
当該箇所落	11	100	30	11	6
確率	0.002099	0.008012	0.009476	0.003504	0.000817

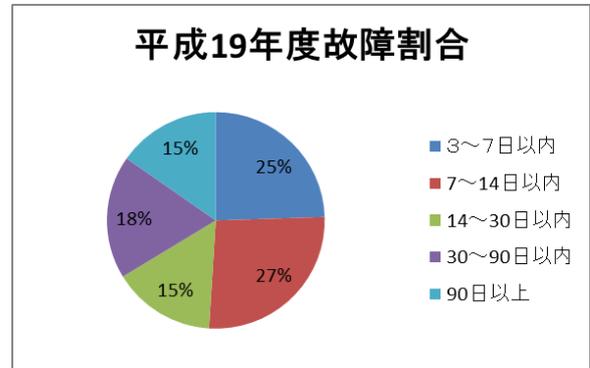


図-5 風力発電の故障日数

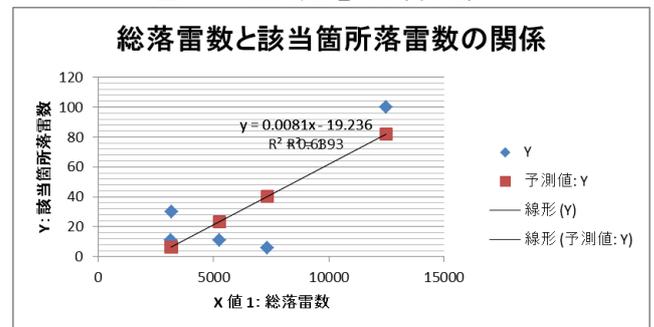


図-6 総落雷数と該当箇所の落雷数の関係

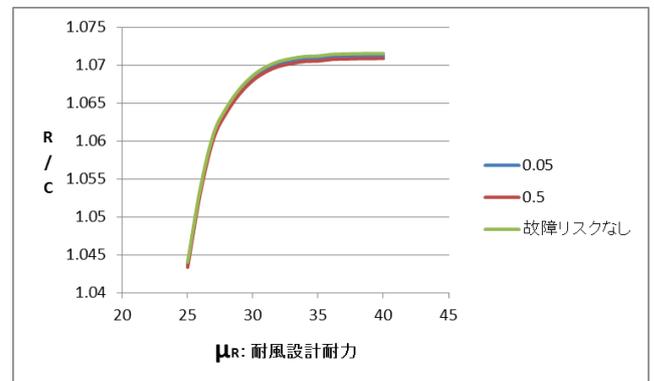


図-7 μ_R の変化によるR/Cの変化

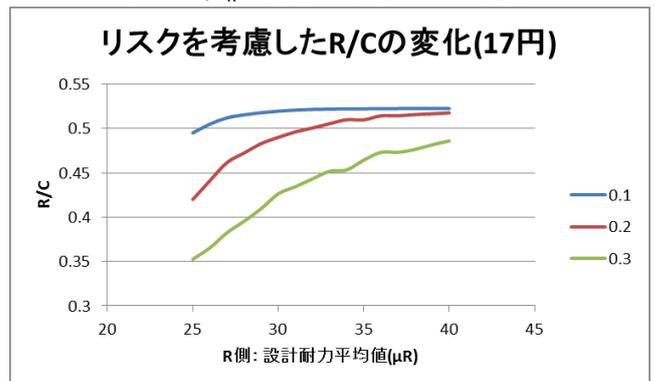


図-8 各リスクを考慮したR/Cの変化

9. 各リスクを考慮した最適な耐風設計基準の検討

式(1)に低風速リスク・落雷リスクを考慮した式が以下の式(4)である。(4)式を(2)式で割り、R/Cを算出する。売電単価 17円/kWh 円時の R/C の変化と耐風設計耐力による変化を表したのが図-8 である。低風速・落雷リスクを考慮しなかった場合は R/C が変動係数 0.1 の耐風設計基準 μ_R が 25m/s 以上において常に 1.0 以上として事業が成立していたが、低風速リスク・落雷リスクを考慮した場合は売電単価が同じ 17 円/kWh の場合でも事業が成立しないことが分かった。さらに、各リスクにおける最低売電単価を抽出したものが図-9 である。

$$R_T = (R + R_E) \left(\frac{100}{P_F} - 1 \right) \left\{ 1 - \left(1 - \frac{P_F}{100} \right)^N \right\} - (P_{S1} \cdot R_{S1} + R_{S2} \cdot B_{S2}) \dots (5)$$

10. まとめ

暴風による倒壊リスクの下では変動係数 0.1 に関しては売電単価 16 円/kWh : $\mu_R \geq 27.5\text{m/s}$, 売電単価 17 円/kWh 以上の時は $\mu_R = 25\text{m/s}$ の条件で事業が成立する。変動係数 0.2 においては売電単価 16 円/kWh : $\mu_R \geq 36\text{m/s}$, 売電単価 17 円/kWh : $\mu_R \geq 36\text{m/s}$, 売電単価 18 円/kWh 以上の時は $\mu_R \geq 25\text{m/s}$ の条件で事業が成り立つ。変動係数 0.3 においては売電単価 16 円/kWh の時には事業性が見込めず、売電単価 17 円/kWh : $\mu_R \geq 37\text{m/s}$, 売電単価 18 円/kWh : $\mu_R \geq 27\text{m/s}$, 売電単価 19 円/kWh 以上では $\mu_R \geq 25\text{m/s}$ の条件で事業が成り立つと言える。

しかし、ここに低風速リスクと落雷リスクが入ると R/C が低下する。カットイン風速 3.0m/s の場合を低風速リスクとした時の結果を表したのが図-9 である。この場合、変動係数が 0.1 の場合は売電単価 28 円/kWh : $\mu_R \geq 25\text{m/s}$, 売電単価 27 円/kWh : $\mu_R \geq 26\text{m/s}$ で事業が成立する。変動係数 0.2 の場合は、売電単価 30 円/kWh : $\mu_R \geq 25\text{m/s}$, 売電単価 29 円/kWh : $\mu_R \geq 26\text{m/s}$, 売電単価 28 円/kWh : $\mu_R \geq 29\text{m/s}$, 売電単価 27 円/kWh : $\mu_R \geq 33\text{m/s}$ で事業が成立し、変動係数 0.3 時には売電単価 30 円/kWh : $\mu_R \geq 32\text{m/s}$, 売電単価 29 円/kWh : $\mu_R \geq 35\text{m/s}$, 売電単価 28 円/kWh : $\mu_R \geq 39\text{m/s}$ で事業が成立すると言える。ここで低風速リスクをカットイン風速の 3.0m/s から 3.5m/s へ引き上げた場合はリスクによる損失分と逸失利益が大きくなるため、事業が成立しないことが分かった。

11. 考察

本研究において、風力発電が抱える暴風による倒壊リスク、低風速によって電力を発電できないリスク、落雷による被雷によって故障するリスクを取り扱った。各リスクによる逸失利益を比較したものが図-10 である。それぞれのリスクの中で最も影響が大きかったのは低風速であった。それは稼働日数の約 5 割が低風速によって発電できないことによる逸失利益が大きいためであると考えられる。また確率的分布に従って発生するものでなく定期的に低風速になる日数が決まってくることで利益に対

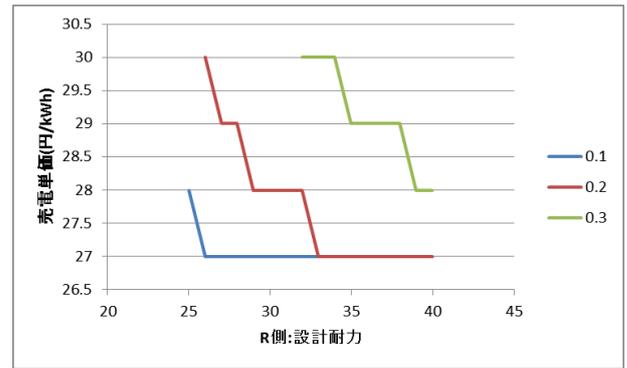


図-9 各リスクを考慮した最低売電単価の抽出

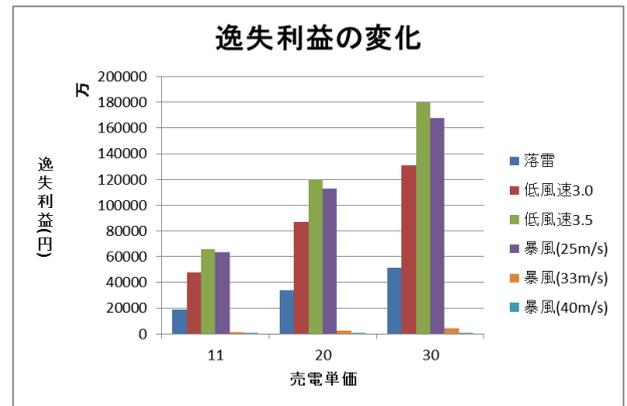


図-10 各リスクの逸失利益の比較

する影響も大きくなった。対して落雷リスクは逸失利益に低風速リスクより低いことに加え、被雷する確率、そして被雷が故障に繋がる確率が加味されることで R/C へ与える影響が極めて小さくなったと考えられる。暴風リスクに関しては耐風設計基準によって逸失利益に大きな差が生まれた。それは耐風設計基準によって倒壊する確率の差が大きいため、それが逸失利益に繋がることによると考えられる。

12. 今後の課題

本研究ではデータに限られていたため、落雷がどのような分布が発生するかなど落雷リスクの評価を再検討する必要があると考えられる。また、耐風設計基準向上のための値段の調査と結果への反映を行うことでより詳細な事業分析が可能であると考えられる。

【参考文献】

- 1) 独立行政法人 新エネルギー産業技術総合開発機構「風力発電導入ガイドブック」
<http://www.nedo.go.jp/content/100079735.pdf>
- 2) 原本隆一。「超過確率法による性能明示型設計によるリスク分担」. 第3章
- 3) 経済産業省 原子力安全・保安院 北海道産業保安監督部北海道における風力発電の現状と課題～稼働状況とトラブル状況～
- 4) 次世代風力発電技術研究開発事業(自然環境対応技術等(故障・事故対策調査)) 平成 21 年 3 月 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 1-24 平成 19 年度事故・故障資料
- 5) (株) フランクリンジャパン 落雷統計データ