

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

○中央大学 学生員 上田裕之

中央大学 正会員 佐藤尚次

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 B/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える。

本研究は、風力発電事業が暴風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、さらに暴風というリスクに焦点を当てた時に事業性とリスクを考慮した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. 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便益比(以下 B/C)を用いる。²⁾

3-1. 便益の算出

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 B_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 B_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 B_T は次のように表される。

$$B_T = (B + B_E) \left(\frac{100}{P_F} - 1 \right) \left\{ 1 - \left(1 - \frac{P_F}{100} \right)^N \right\} \dots (1)$$

3-2. 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 r (%) 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。

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

4. 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。

4-1. 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 が上昇するにつれて変動係数毎の P_F の差が減少することが分かる。

4-2. P_F の変化による B/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、総便益期待値(B_E)は P_F に依存しているため、B/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 B/C の関係については

キーワード: モンテカルロ法 低風速リスク Gumbell 分布 R-S モデル

連絡先: 〒112-8551 東京都文京区春日 1-13-27 tel.03-3817-1816 fax.03-3817-1803

第40回土木学会関東支部技術研究発表会

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B/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(B/C ≥ 1)の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。

5. 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B/C ≥ 1 になる売電単価(円/kWh)を抽出したものである。図中の $\mu_R=33\sim 35\text{m/s}$ 、 $\mu_R=36\sim 39\text{m/s}$ 時の重複している箇所に着目する。これは共に、 $\mu_R=33\sim 35\text{m/s}$ の時においては変動係数が $0.3\cdot 0.2$ 、 $\mu_R=36\sim 39\text{m/s}$ 時には変動係数が $0.1\cdot 0.2$ 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。つまり、仮に変動係数によってコスト(C γ)に変化が生じる場合はこの箇所においてはそれぞれ $0.3\rightarrow 0.2, 0.2\rightarrow 0.1$ に耐風設計基準を引き上げるか否かに関わらず事業が成立することを表している。

6. 低風速リスクの評価と導入

風力発電は発電に十分な風速(カットイン風速)が吹かなければ、発電は行えない。本研究ではカットイン風速 3m/s に加えて風速 $\leq 3.5\text{m/s}$ の風を低風速リスクと定義づける。気象庁の2011,2010,2009,2006,2001年における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_S を求める。その確率と一年で得られる予定であった便益(逸失便益) B_S を乗すことで低風速リスクを算出する。売電単価が16円の時に低風速リスクを導入した μ_R の変化によるB/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0.03, カットイン風速+0.5の風速の時には0.05の差がB/Cに生じた。

6. まとめ

本研究の条件、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、低風速リスクを考慮した場合はB/Cは下降するため、変動係数0.1の時は売電単価16円/kWhでは事業が成り立たず、売電単価17円以上の時には $\mu_R=25\text{m/s}$ を $\mu_R=26\text{m/s}$ に引き上げなければ事業が成立しないことが本研究で分かった。

7. 今後の課題

風力発電の主な故障原因は落雷であるため、落雷による供給停止確率の考慮する必要性があり、それを地域の落雷分布図から落雷リスクを算出し、結果へ反映する。

表-1 変動係数毎の μ_R の変化による最低売電単価

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

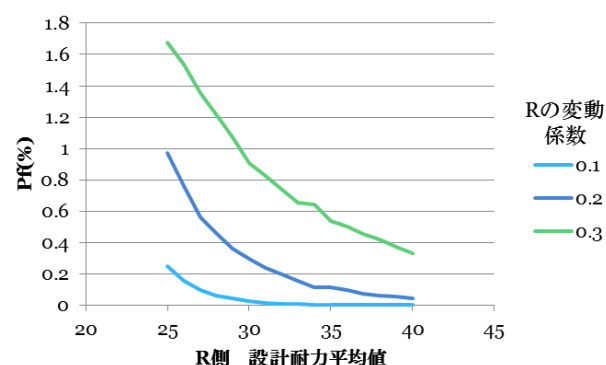
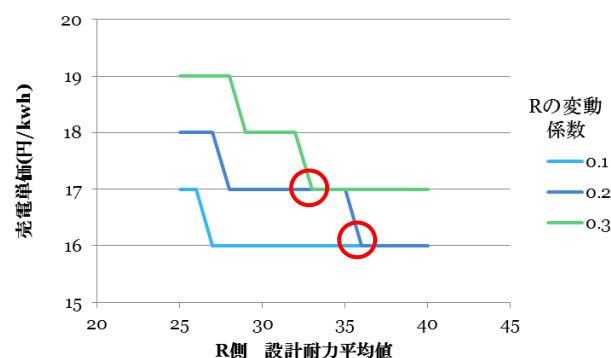
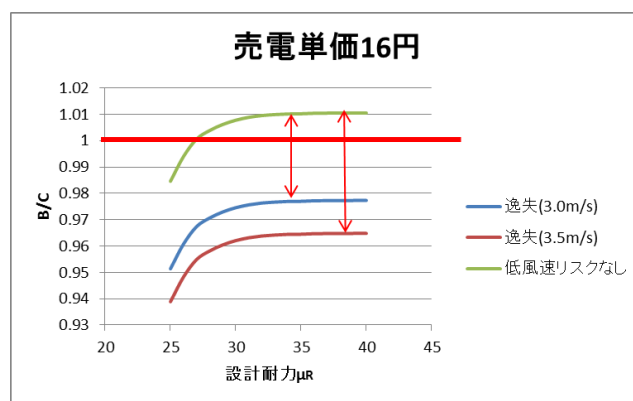
図-1 MCSによる P_F の算出結果図-2 μ_R の変化による最低売電単価の抽出

図-3 低風速リスクを導入したB/Cの変化

【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) 費用便益分析マニュアル 平成20年11月 国土交通省 道路局 都市・地域整備局
- 3) 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
- 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