

故障復旧費とダウンタイムの不確かさを考慮した維持管理費の評価*

Assessment of operation and maintenance cost considering uncertainty in repair costs and downtimes

菊地由佳**

Yuka KIKUCHI

斎藤亮太***

Ryouta SAITO

石原孟**

Takeshi ISHIHARA

1. はじめに

風力発電の競争力強化のため、発電コストの低減が求められている。2012年以後の風力発電の維持管理費は平均値1.6万円/kW(中央値1.1万円/kW)¹⁾と高く、世界平均の約2倍となっている²⁾。また、風車停止時間(以下、ダウンタイム)は平均値1139時間(設備利用可能率87%に対応)と長い²⁾。また維持管理費およびダウンタイムのばらつきも大きく、コスト低減のためには、不確かさの分析が求められる。

欧州ではTavner³⁾が洋上風力発電所の故障データから、故障復旧費、故障復旧によるダウンタイムのばらつきを分析することにより、故障部位、風車タイプ別の特徴を明らかにした。日本では、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構が、平成16年より日本全国の風力発電所の3日以上ダウンタイムを伴う故障・事故について、故障復旧費、故障復旧によるダウンタイム、故障部位等の情報(以下、NEDOデータ)を収集している⁴⁾。しかし、任意アンケートのため、調査協力基数は全体の約7割となっており、データの妥当性の検証が必要である。一方、経済産業省北海道産業保安監督部(以下、保安監督部データ)は北海道の風力発電所の故障復旧に関するデータを収集している⁵⁾。本データは調査協力基数が100%に近く、信頼性が高いが、北海道に限定されていることや故障復旧費に関するデータがないという問題がある。現在、風車の維持管理費は調達価格等算定委員会において6000円/kWと低く想定されている¹⁾。維持管理コストモデルを構築し、全国の故障データベースを用いて、維持管理費の平均値およびばらつきを精度高く評価することが可能である。

本研究では、まず、NEDOデータと保安監督部データを比較することにより、NEDOデータの妥当性および利用可能な時期を明らかにし、故障復旧費および故障復旧によるダウンタイムを評価する。次に、故障復旧費とダウンタイムの不確かさを考慮した維持管理コストモデルを構築し、維持管理費とダウンタイムの

ばらつきを評価する。最後に、部品ごとに故障復旧費と故障復旧によるダウンタイムを評価することにより、部品ごとの不確かさの分析および復旧費とダウンタイムの確率分布の特徴を明らかにする。

2. NEDO 故障・事故データベース

2.1 NEDO 故障・事故データベースの検証

NEDOデータは、風車の故障事故の低減と再発防止ならびに停止利用時間の短縮による利用率向上のため、平成16年度からダウンタイムが3日間(72時間)を超える故障・事故に係わるデータを収集し、公表している⁴⁾。収集項目は、表1に示すように、発電所情報、故障情報、停止期間、故障復旧費(平成20年度以降)である。停止期間は1時間単位での記入方式である一方、故障復旧費は8段階からの選択方式となっている。任意報告であるため、調査協力基数は全国の設置基数の7割程度となっている。

表1 NEDO 故障・事故データベースの収集項目

大項目	小項目
発電所情報	風車設置場所/地形区分, 風車仕様, 稼働開始年月
故障情報	故障・事故部位, 事象, 故障・事故発生日, 故障・事故発生原因, 対応処置
停止期間	風車停止期間
故障復旧費	復旧に要した費用 (H20以降) (50万円未満, 50~200万円, 200~500万円, 500~1000万円, 1000~2000万円, 2000~5000万円, 5000~10000万円, 10000万円以上から選択)

本研究では、1件あたり複数部位の故障をもつ故障について、故障部位ごとに分解した。故障復旧費およびダウンタイムを、各部位単独の故障復旧費および故障復旧ダウンタイムの平均値を用いて比例配分を行い、復旧費とダウンタイムの合計値が変わらないようにした。各部位の平均値は、標本数を大きくするため、平成20~25年度のデータを用いて評価した。また、空欄・不明の故障については調査対象外とした。

保安監督部データは、風力発電所の運転並びに保守管理の向上のため、平成15年度から、北海道におい

* 平成27年11月27日第36回風力エネルギー利用シンポジウムにて講演

** 会員 東京大学大学院工学系研究科社会基盤学専攻
〒113-8656 東京都文京区本郷7-3-1

*** 学生会員 東京大学大学院工学系研究科社会基盤学専攻
〒113-8656 東京都文京区本郷7-3-1

て風力発電所の稼働状況とトラブル状況を収集し、公表している⁹⁾。収集項目は、保守点検停止日数、トラブル停止日数等であり、故障復旧費に関するデータはない。本データの調査協力基数は道内設置風車の約97%である。

平成20年度以降のNEDOデータの精度を検証するため、故障率と3日以上故障復旧ダウンタイムについて、NEDOデータと保安監督部データを比較した。NEDOデータは、平成23年度以前は、事故の早期把握のために年度途中にアンケートを実施していたが、平成24年度以降は、精度向上のために新年度に前年度のアンケートを実施しているため、期間を分けて比較を行った。表2と表3に示すように、平成23年度以前は、NEDOデータは保安監督部データと大きく異なるが、平成24~26年度のデータは保安監督部データとほぼ一致しており、平成24年度以降のNEDOデータの妥当性が確認された。

表2 NEDOと保安監督部データの年間故障率の比較

	H20~H23	H24~26
保安監督部	0.54 件/基	0.50 件/基
NEDO	0.16 件/基	0.51 件/基

表3 NEDOと保安監督部データの年間故障復旧ダウンタイムの比較

	H20~H23	H24~26
保安監督部	485 時間/件	883 時間/件
NEDO	1632 時間/件	708 時間/件

2.2 故障復旧費および故障復旧ダウンタイムの評価

妥当性が確認された平成24~26年度のNEDOデータを用いて、全国風車の故障率、故障復旧費および故障復旧によるダウンタイムを評価した。故障復旧費は各段階における中央値を用いた。ここで、故障率(件/基/年)は、1年間、1基あたりに発生する故障数とし、年間故障数 n の母集団の風車基数 N に対する比率で、次式により表した。

$$\lambda = \frac{n}{N} \quad (1)$$

故障率、故障復旧費と故障復旧ダウンタイムの平均値および標準偏差を表4に示す。故障復旧費および故障復旧ダウンタイムともに変動係数は2倍以上となっており、ばらつきが大きい。

表4 NEDOデータから求めた風車の年間故障率、故障復旧費、故障復旧ダウンタイム

	平均値	標準偏差
故障率 λ	0.51 件/基	—
故障復旧費 LRC	397 万円/件	1097 万円/件
ダウンタイム T_{down}	708 時間/件	1228 時間/件

NEDOデータは、故障ごとの故障復旧費 LRC と故障復旧によるダウンタイム T_{down} を収集しているため、1件あたりの値が評価される。発電コスト等を評価する際は、次式のように故障率を乗じることにより1基あたりの値に変換する。故障復旧費については、さらに、平均定格出力 P で割り1kWあたりの値を評価する。

$$LRC(\text{円}/kW) = LRC(\text{円}/件) \times \lambda(\text{件}/基) / P(kW/基) \quad (2)$$

$$T_{down}(\text{時間}/基) = T_{down}(\text{時間}/件) \times \lambda(\text{件}/基) \quad (3)$$

NEDOデータの1基当たりの平均定格出力は、1457kW/基である。(2),(3)式により、表4に示す故障復旧費は0.14万円/kW、ダウンタイムは361時間/基と変換される。

図1には復旧費とダウンタイムの頻度分布を示す。軽微な故障が多いため、図の左側に大きく偏った分布となっており、重大故障がばらつきを大きくしていることが分かる。

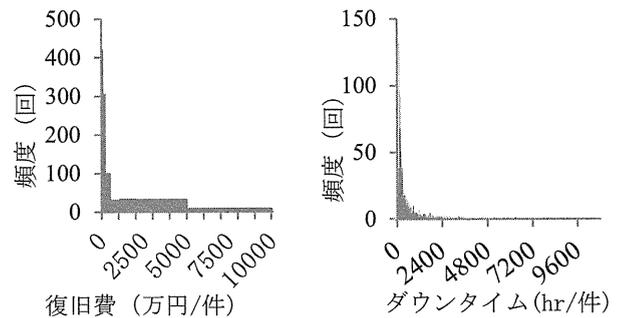


図1 復旧費とダウンタイムの頻度分布

3. 維持管理費の評価

3.1 維持管理コストモデルの構築

均等化発電コスト $LCOE$ は次式により評価される⁶⁾。

$$LCOE = \frac{FCR \times ICC}{AEP_{net}} + AOE \quad (4)$$

ここで、 FCR は年経費率、 ICC は建設費、 AEP_{net} は正味年間発電量、 AOE は維持管理費であり、次式により表される。

$$AOE = LLC + \frac{(O \& M + LRC)}{AEP_{net}} \quad (5)$$

ここで、 LLC は土地賃借代、 $O \& M$ は運転維持費、 LRC は故障復旧費である。運転維持費 $O \& M$ は日常巡視・定期点検費および保険料・税金等からなる固定費である。一方、復旧費 LRC は復旧に必要な費用であり、風車の信頼性に依存する変動費である。本研究では、土地賃借代 LLC を考慮しない。

正味年間発電量 AEP_{net} はIEAの定義に従えば、次式により表される⁷⁾。

$$AEP_{net} = AEP \times Availability \times (1 - Loss) \quad (6)$$

ここで、*Availability* は設備利用可能率であり、1年間の内、風車が運転状態にある時間の割合を指す。*Loss* は電気的な損失を指す。*Availability* は、ダウタイム T_{down} を用いて次式により評価される。

$$Availability = \frac{8760 - T_{down}}{8760} \quad (7)$$

ダウタイム T_{down} は日常巡視・定期点検によるダウタイム T_{per} と故障復旧によるダウタイム T_{rep} に分けることができる。本研究では、前者は計画可能であるため定数と仮定し、後者は風車の信頼性によるため変数と仮定した。

$$T_{down} = T_{per} + T_{rep} \quad (8)$$

3.2 パラメータ評価

図1に示した復旧費 *LRC*、故障復旧によるダウタイム T_{rep} を、 β 分布を用いてモデル化し、図2に示す。

運転維持費 *O&M* は、式(5)より、維持管理費 *AOE* の実績値の平均値 (1.6万円/kW)¹⁾と NEDO データの復旧費 *LRC* の平均値 (0.14万円/kW) を引いて評価した。同様に、日常巡視・定期点検によるダウタイム T_{per} は、式(8)より、ダウタイム T_{down} の平均値 (1139時間/基)²⁾から NEDO データの故障復旧によるダウタイム T_{rep} の平均値 (361時間/基) を引いて求めた。

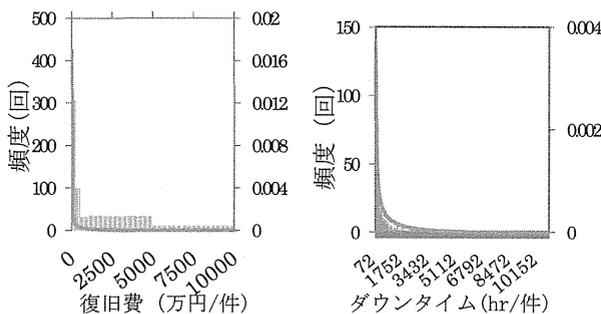


図2 復旧費と故障復旧ダウタイムのモデル化

NEDO データおよび同定したベータ分布モデルから求めた故障復旧費 *LRC* と同定した *O&M* を用いて評価した維持管理費の 50, 75, 90% の値を表5と図3に示す。同様に、NEDO データおよび同定したベータ分布を用いて評価したダウタイムの 50, 75, 90% の値を表6示す。年平均風速 6.5m/s、電気的な損失 0% と仮定して評価した (表7) 発電ロスのばらつきを図4に示す。

表5 維持管理費 (万円/kW)

	記号	P50	P75	P90
データ	<i>AOE</i>	1.50	1.50	1.72
モデル		1.50	1.75	2.09

表6 ダウタイム (時間/基)

	記号	P50	P75	P90
データ	T_{down}	908	1168	1683
モデル		980	1381	2004

表5に示す維持管理費の50%タイル値 P50 は風力発電競争力向上委員会が報告する大規模修繕なしの値と75%タイル値 P75 は大規模修繕ありの値とほぼ一致する²⁾。平均値と P90 との差は、維持管理費で 0.12 万円/kW、ダウタイムで 544 時間/基となる。

NEDO データから評価した値と比較し、ベータ分布モデルにより評価した値は、パーセンタイル値が大きくなるほど、過大評価しており、モデルの精度を向上させる必要があることが分かる。

表7 発電ロスの評価条件

項目	記号	値
年間発電量	<i>AEP_{net}</i>	年平均風速 6.5m/s を仮定
電気的な損失	<i>Loss</i>	0% を仮定
買取価格	—	22 円/kWh

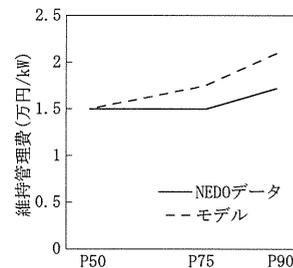


図3 維持管理費の評価

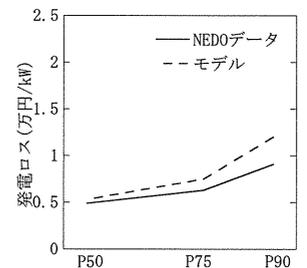


図4 発電ロスの評価

4. 故障部位別の故障復旧費と故障復旧ダウタイム

維持管理費およびダウタイムのモデル誤差を分析するために、故障部位ごとの故障率、故障復旧費および故障復旧ダウタイムの平均値と標準偏差を評価し、図5と図6に示した。

故障復旧費および故障復旧ダウタイムの特徴から、制御装置等の中型部品 (ピッチ制御装置、電気装置、制御装置、ヨー装置、油圧装置、センサ類) とブレードやドライブトレイン等の大型部品 (ハブ、主軸ベアリング、ギアボックス、ブレード、発電機) と異なることが分かる。中型部品は、故障率は高いが、故障復旧費・故障復旧ダウタイムの平均値は低いのに対し、大型部品は、故障率は低い、故障復旧費・ダウタイムの平均値は高い。故障復旧費の標準偏差は中型部品は小さいが、大型部品は大きい。故障復旧ダウタイムの標準偏差は中型部品は大きいのに対して、大型部品は比較的少ない。

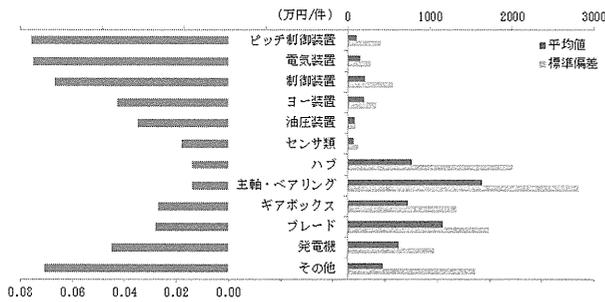


図5 故障部位ごとの故障復旧費

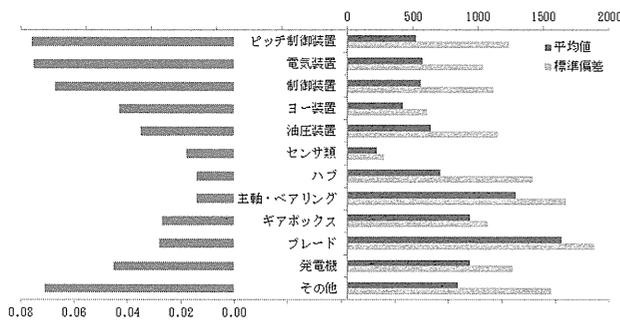


図6 故障部位ごとの故障復旧ダウンタイム

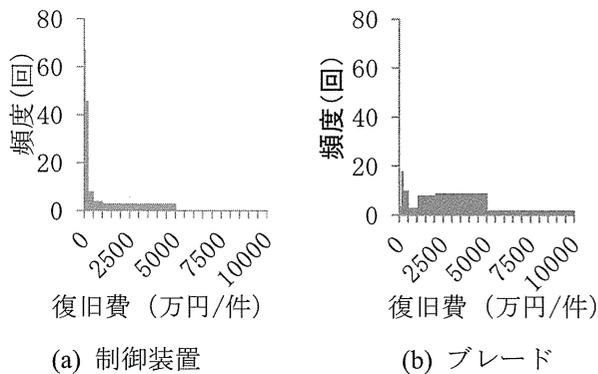


図7 故障復旧費の部位別頻度分布

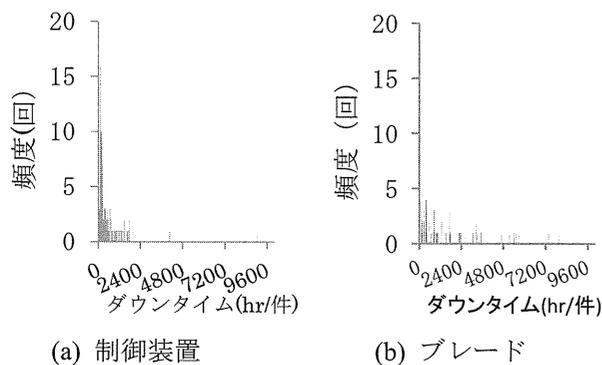


図8 ダウンタイムの部位別頻度分布

中型部品と大型部品の代表例として、制御装置およびブレードの故障復旧費と故障復旧によるダウンタイムの頻度分布を図7と図8に示す。制御装置の頻度分布は、軽微な故障が多く、大きく図の左側に偏った分布となる。一方、ブレードの頻度分布は、左に偏った分布に加え、著しい損傷による復旧費3500万円/件、

ダウンタイム4800時間/件を中心とした分布が存在する。このように、大型部品は分布が不連続となっているため、混合確率分布モデルを用いる必要があることがわかった。

5. まとめ

本研究で得た結論を以下にまとめる。

- 1) NEDO データと保安監督部データの故障率と故障復旧ダウンタイム比較することにより、平成24年度以降のNEDOデータの妥当性を示した。
- 2) 維持管理コストモデルを構築し、NEDO データを用いて維持管理費のばらつきを評価した。β分布モデルによる評価値は、NEDO データによる評価値を過大評価し、モデルの精度を向上させる必要があることが分かった。
- 3) 部品ごとに故障復旧費とダウンタイムを評価し、大型部品は軽微損傷と重大損傷について別々の確率分布でモデル化する必要があることを示した。今後部品ごとにモデル化し、大型部品に混合確率分布を適用することにより、コストモデルの精度向上を図る予定である。

謝辞

本研究は、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の委託業務で得られた研究成果である。関係者の皆様に感謝の意を表す。

参考文献

- 1) 経済産業省、平成28年度調達価格及び調達期間に関する意見、経済産業省ウェブサイト、2016。
- 2) 風力発電競争力強化研究会、風力発電競争力強化研究会報告書、経済産業省ウェブサイト、2016。
- 3) P. Tavner, Offshore wind turbines: Reliability, availability and maintenance, The Institution of Engineering and Technology, London, 2012。
- 4) 風力等自然エネルギー技術研究会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26年度風力発電故障・事故調査結果報告書、国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構ウェブサイト、2015。
- 5) 経済産業省北海道産業保安監督部、平成26年度北海道における風力発電の現状と課題、経済産業省 北海道産業保安監督部ウェブサイト、2015。
- 6) L. Fingersh, M. Hand, and A. Laxon, Wind turbine design cost and scaling model, NREL, 2006。
(<http://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40566.pdf>)
- 7) IEA, Projected costs of generated electricity, 2010。
(<https://www.iea.org/Textbase/npsum/ElecCost2015SUM.pdf>)
- 8) 経済産業省、平成22年度新エネルギー導入促進事業調査報告書、経済産業省ウェブサイト、2011。