

風車の故障モード影響解析に基づく発電コストの評価と国際比較*

Assessment of levelized cost of energy and international comparison based on failure mode effect analysis

菊地由佳**

Yuka KIKUCHI

小久保秀海

Hidemi KOKUBO

石原孟**

Takeshi ISHIHARA

1. はじめに

風力発電競争力強化研究会報告書¹⁾によると、風力による発電コスト(LCOE)は、世界平均が8.8円/kWhである一方、日本は13.9円/kWhと高い。原因の1つに、世界平均97%に対し日本の87%という低い利用可能率が考えられる。日本の風車の利用可能率向上および発電コスト低減に関するシナリオの評価が求められる。

欧州では、風車の故障モード影響解析を実施している^{2,3)}。Carrollら⁴⁾は、洋上風力の故障について復旧方法に着目し、No cost, Minor repair, Major repair, Major replacementの4種類に分類して整理している。しかし、日本で運用されている風車について、部品毎の故障の分析はされてきたが、故障モード影響解析が実施された例はなく、欧米との違いも明らかではない。

利用可能率向上および発電コスト低減のシナリオについて、菊地ら⁵⁾は、インタビューに基づき故障復旧ダウンタイムの低減量について、風車の大型部品と小型部品の2種類に分けて評価することにより示したが、大型部品にも小規模な故障モードが存在し、詳細な分析が必要である。Maplesら⁶⁾は、故障モード影響解析の結果を用いて、時間領域モンテカルロシミュレーションを実施し、最適な維持管理方法について検討を行っている。

そこで、本研究では、日本の故障事故データベースを用いて故障モード影響解析を実施し、故障モードごとの故障率および故障復旧ダウンタイムを評価する。次に、日本と欧米の故障モード影響解析の結果を比較し、日本の故障率および故障復旧ダウンタイムの特徴を明らかにする。最後に、故障モード影響解析の結果と時間領域モンテカルロ法を用いて、利用可能率向上および発電コスト低減のシナリオを提案する。

2. 日本における故障モード影響解析

2012-2016年度に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)が収集した故障事故データ⁷⁾(以下、NEDOデータ)を用いた。故障のうち、1997年以降に設置された売電事業用風車を対象とし、ダウンタイムが1年以上のものは対象外とした。NEDOデータにはダウンタイムが3日以内の故障が収集されていないことから、菊地ら⁵⁾の方法に従い、経済産業省北海道産業保安監督部が収集したデータの分布を用いて3日以内のダウンタイムの故障を補完した。複数部位故障は、単部位故障の平均値による重み付けを行い、単部位故障に分解した。以上より、全体の故障数は4569件となった。

NEDOデータには、「被害状況」「復旧処置対策」「故障・事故発生原因(速報時推定)」として、故障状況や復旧方法が記載されている。これらの記述を基に、表1に示すように、各部品を故障モードに分類した。さらに各故障モードにおいて復旧ダウンタイム(DT)と復旧費(RC)を評価し、近い値をもつものはまとめて故障タイプクラス(Fault Type Class: FTC)として再分類した。FTCはオランダ国立研究所が提案している故障分類の方法である。ローター・駆動系部品のうちブレード、ギアボックス、主軸/ベアリングは3種類のFTCに、ハブと発電機は2種類のFTCに分解された。電気・制御系の小型部品のうち、ヨー装置、ピッチ制御装置、油圧装置は同一の分布を示したため一つのFTCに、電気・制御装置は2種類のFTCに分解された。また、故障モードの分類から、文献6)に示されている欧米が分類したFTC番号を表1の右側に示した。補完したダウンタイム3日以内の故障については、FTC1として分類し、欧米ではFTC2にあたる。

図1には、ブレードと電気・制御装置の各FTCの故障復旧ダウンタイムの累積分布を示す。部品に関わらず、最もダウンタイムの小さいFTCの分布はよく類似していることが分かる。

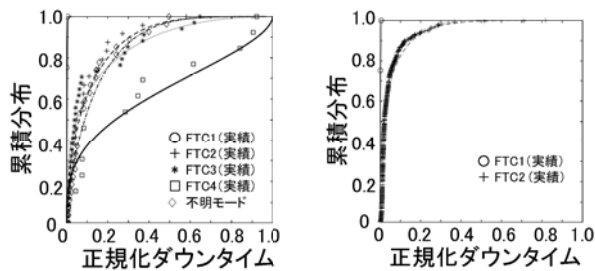
*令和2年11月27日 第42回風力エネルギー利用シンポジウムにて講演

**会員 東京大学大学院工学系研究科

〒113-8656 東京都文京区本郷 7-3-1

表 1 故障モード影響解析と Fault Type Class

部品名	代表的な故障モード	平均 DT (時間)	平均 RC (万円)	FTC (日本)	FTC (欧米) ⁶⁾
ブレード	表面補修	780	340	3	4
	ブレードベアリング破損	682	464	3	6
	ブレード破損	2724	3032	6	14
ハブ	発電機鉄心ずれによる振動大	266	76	2	3
	ハブ内部大破	1517	5938	4	13
ギアボックス	増速機オイルポンプモーター故障	267	72	2	6
	ギアボックス内中間軸損傷	943	419	3	6
	中速軸ギアの歯欠損	1299	1388	5	14
主軸・軸受	主軸軸受潤滑油ポンプ用モータの故障	263	15	2	6
	主軸のずれ及びクラッチディスク破損	1810	1813	4	6
	メインベアリング破損	1410	4917	4	14
発電機	発電機部品の故障 (固定子コイルの絶縁低下)	595	234	3	6
	発電機の不具合	1179	1982	5	12
ピッチ制御装置	翼ピッチリンク機構の油圧シリンダーが破損	292	91	2	4
電気装置・制御装置	コンバータ盤内制御装置不良	310	119	2	4
	IGBT 損傷	289	609	2	4
油圧装置	翼ピッチ油圧シリンダー動作不良	319	83	2	4
ヨー装置	ヨーギア止めボルト破断	323	146	2	6



(a) ブレード (b) 電気・制御装置

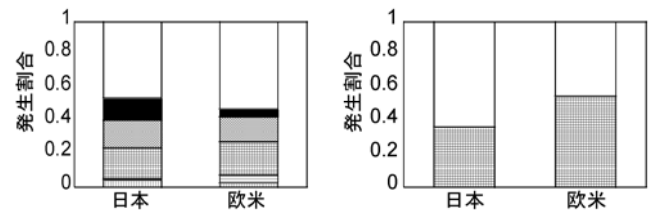
図 1 各 FTC の故障復旧ダウンタイムの累積分布

3. 日本と欧米の比較

分析した日本の故障モード影響解析の結果と欧米の結果を比較した。欧米の結果は参考文献 6) に示されている Reliawind プロジェクト¹⁰⁾による故障モードを FTC に整理した値を用いた。部品の分類は 2014 年に規格化された RDS-PP (Reference designation system Power Plants)¹¹⁾ とし、各データベースの部品分類の対応を表 2 に示した。

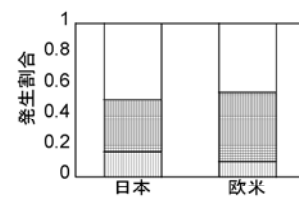
図 2 は、日本と欧米における部品ごとの FTC の発生割合を表している。日本と欧米で故障モードの発生割合は類似していることがわかった。図 3 は、FTC ごとのダウンタイムの比較を示した。日本の故障復旧ダウンタイムは、アメリカに比べて 3 倍から 10 倍程度ダウンタイムが長いことがわかった。また、事業者へのヒアリングをもとに、人員や部品を調達するための「調達時間」と実際に修理するための「修繕時間」の二つ

にダウンタイムを分解した。この結果、調達時間・修繕時間の双方において、日本は欧米より長くかかっていることが明らかになった。

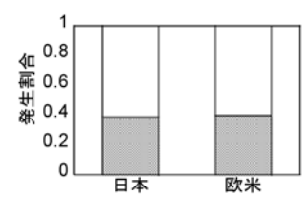


(a) ローター

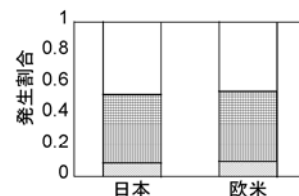
(d) ヨーギア



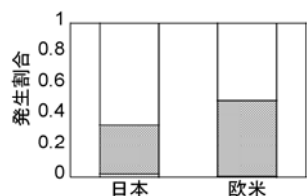
(b) ドライブトレイン



(e) 油圧装置



(c) 発電機



(f) 制御装置

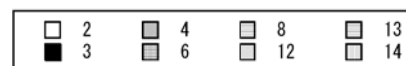


図 2 FTC の発生割合

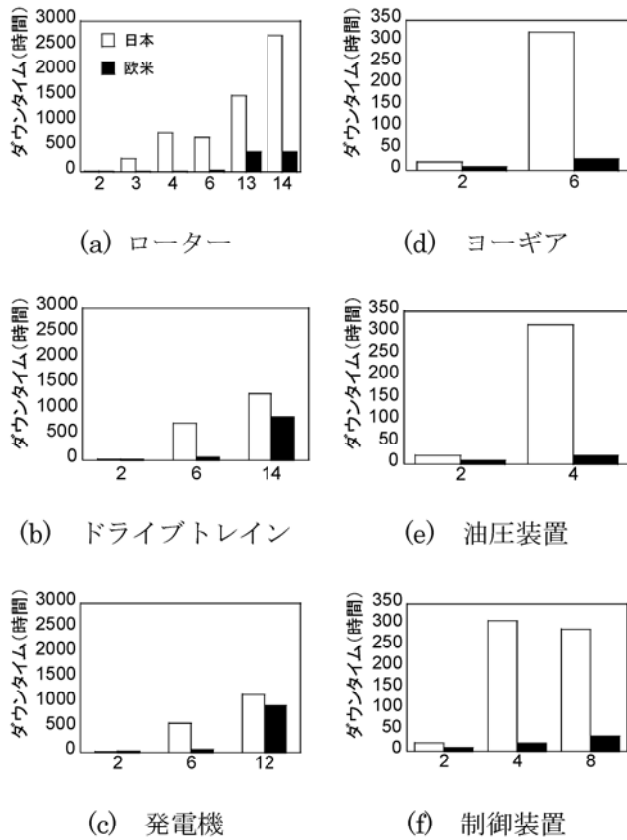


図3 故障モード

表2 各故障データベースの部品分類の対応

RDS-PP	Reliawind	NEDO
ローター (Rotor system)	Blade, Hub, hub cover	ブレード、ハブ
ドライブトレイン (Drive train)	Drivetrain module	ギアボックス 主軸軸受
発電機 (Generator)	Generator assembly	発電機
油圧装置 (Hydraulic system)	Hydraulic system	油圧装置
ヨーギア (Yaw gearbox)	Yaw system	ヨーシステム
制御装置 (Control and protection system turbine)	Control & comm system, nacelle sensors, CMS, auxiliary, wind farm	制御装置 電気装置

4. 時間領域モンテカルロ法による発電コスト評価

分析した故障モード影響解析の結果と時間領域モンテカルロ法を用いて、発電コスト低減のシナリオを提案する。時間領域モンテカルロ法とは、故障を FTC 毎にポアソン過程に基づく乱数で発生させ、故障発生後、入力した調達時間および修繕時間に基づいて維持管理を実行し、積算によって年間ダウンタイムを評価する手法である⁸⁾。故障モード影響解析で得た各モードの故障率と故障復旧ダウンタイムを入力し、利用可能率

87%となる故障率の補正係数を同定した。

インタビューと文献調査により、シナリオを立てた。シナリオ1では、電気事業者へのインタビュー結果に基づき、小さい故障モードにおける部品の予備品を国内に保有した場合、小型部品の全 FTC、および大型部品の軽微な FTC による一件当たりのダウンタイムが3日になると仮定した。シナリオ2では、状態基準保全の適用により、故障復旧ダウンタイムが25日から10日に減少したという文献¹²⁾に基づき、ブレード、ギアボックス、主軸/ベアリング、発電機に状態基準保全を適用することにより故障復旧ダウンタイムが10日になるとした。シナリオ3では、修繕時間が、国内導入手量が増えるにつれ習熟曲線に従って低減すると仮定した。2016年度の風力導入手量3,357,544kWから一般社団法人日本風力発電協会⁹⁾による2030年の風力導入手量目標値3620万kWに対して、風車の利用可能率が97%となるために必要な習熟率は0.209と同定された。

シナリオ1, 2, 3において時間領域モンテカルロシミュレーションを実施し、利用可能率は、87%から、92.2%, 93.4%, 97%へと向上した。それぞれの利用可能率に対して式(1)-(4)を用いて評価した発電コストは13.8円/kWhから12.2円/kWh, 11.8円/kWh, 11.0円/kWhと低減した。資本費に習熟率0.209を適用することにより、発電コストは世界平均の9.0円/kWhまで低下する。

$$LCOE = \frac{CAPEX \times FCR + OPEX}{AEP} \quad (1)$$

$$OPEX = C_{repair} + C_{other} + C_{fixed} \quad (2)$$

$$AEP = \sum P(f) \times f(U) \times Availability \quad (3)$$

$$Availability = \frac{8760 - (T_{repair} + T_{periodic})}{8760} \quad (4)$$

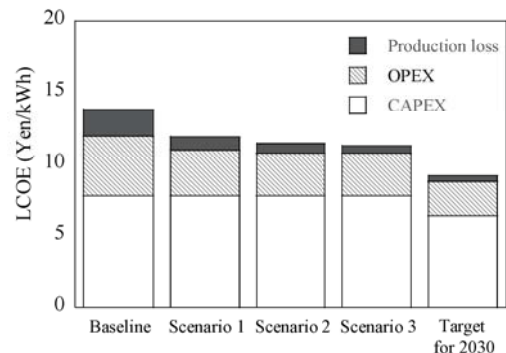


図5 各シナリオにおいて評価した発電コスト

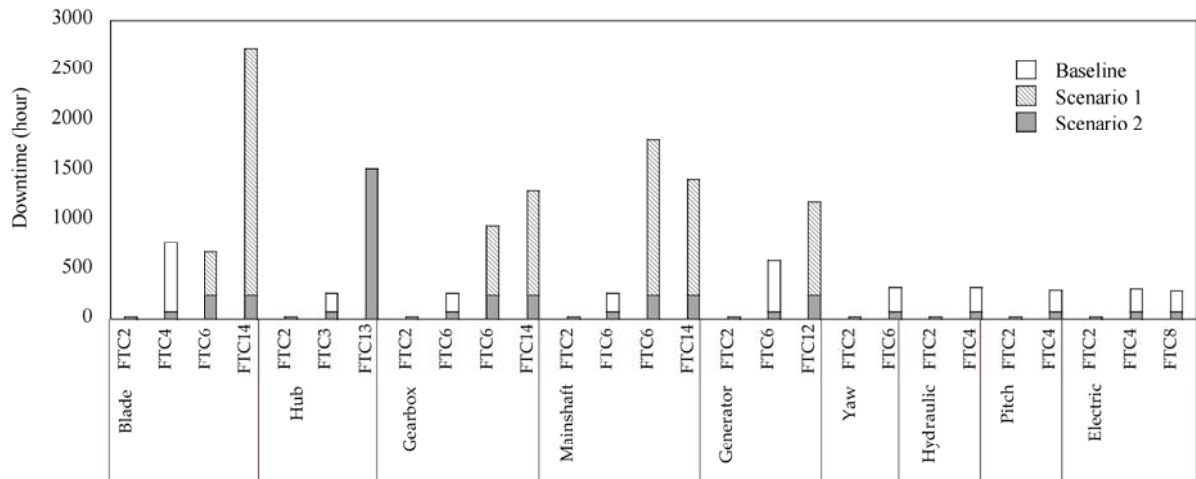


図4 各シナリオにおける各故障モードにおけるダウンタイムの設定

5. まとめ

本研究では、故障モード影響解析に基づく発電コストの評価と国際比較を実施し、以下の結論を得た。

1. 故障モード影響解析を実施するとともに、各故障モードの確率分布を明らかにした。部品に関わらず最もダウンタイムの小さい故障モードの分布は類似していることを示した。
2. 故障モードの発生割合は日本と欧米で変わらないが、故障復旧ダウンタイムは、調達時間・修繕時間の双方において、日本は欧米を大幅に上回ることを示した。
3. 故障モード影響解析の結果と時間領域モンテカルロ法を用いて、予備品保有、状態基準保全、習熟度向上のシナリオを提案し、利用可能率の向上および発電コストの低減が可能であることを示した。

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の委託研究の一部として行われた。関係者の皆様に謝意を表する。

参考文献

- 1) 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, 2016.
- 2) Shafiee, M.; Dinmohammadi, F. An FMEA-based risk assessment approach for wind turbine systems: A comparative study of onshore and offshore. *Energies* **2014**, *7*, 619–642.
- 3) Ozturk, S.; Fthenakis, V.; Faulstich, S. Failure modes, effects and criticality analysis for wind turbines considering climatic regions and comparing geared and

direct drive wind turbines. *Energies* **2018**, *11*.

- 4) Carroll, J.; McDonald, A.; McMillan, D. Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines. *Wind Energy* **2016** *19* pp. 1107–1119.
- 5) 菊地由佳, 斎藤亮太, 石原孟, 信頼性分析に基づく風力発電コストの評価. 風力エネルギー学会論文集, Vol. 43, No. 1. pp1-12, 2019
- 6) Maples, B.; Saur, G.; Hand, M.; Pietermen, R. van; Obdam, T. Installation, Operation, and Maintenance Strategies to Reduce the Cost of Offshore Wind Energy. Tech. Rep. Nrel/Tp-5000-57403 2013, 1–106.
- 7) 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, 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24-28年度風力発電故障・事故調査結果報告書, 2013-2017.
- 8) 菊地由佳, 石原孟, ピーター・イーセン, ノヴィタ・サラスワティ, 時間領域モンテカルロシミュレーションを利用した洋上風力発電所利用可能率の評価, 第39回風力エネルギー利用シンポジウム, pp.379-382, 2017
- 9) 日本風力発電協会, 風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標 V4. 3, 2014.
- 10) Wilkinson, M.; Measuring wind turbine reliability – results of the reliawind project, *Proceeding of EWEA 2011*, 2011.
- 11) VGB Standards, RDS-PP – Application Guideline; Part 32: Wind Power Plants, 2014
- 12) ユーラスエナジーテクニカルサービス, ウィンドファームの稼働率向上に向けた取り組み, 第38回風力エネルギー利用シンポジウム, pp. 97-111, 2016.