

学位論文
博士（工学）

日本における風力発電の導入促進に関する研究

2050年までのロードマップと
風力発電機的设计信頼性向上に関する提案

渡 邊 文 人

2015年度

足利工業大学

FACILITATING WIND POWER IN JAPAN

Proposal of roadmap 2050 and
reliability improvement of wind turbine

by

FUMIHITO WATANABE

A DISSERTATION

submitted for the degree of

DOCTOR OF PHILOSOPHY

in Engineering

Ashikaga Institute of Technology

2015

目 次

第1章 序論	1
1.1 本研究の必要性	1
1.1.1 世界と日本の風力発電導入状況の差	1
1.1.2 日本の風力発電ポテンシャルと 2050 年までの導入ロードマップの提案	6
1.1.3 パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の新たな最大ヨーイング角速度 設計式の提案	6
1.1.4 アキシナルピン式ダイレクトドライブ大型風力発電機の主軸リアベアリング 疲労寿命予測法の提案	10
1.2 従来の研究	14
1.2.1 日本の風力発電ポテンシャルと 2050 年までの導入ロードマップの提案	14
1.2.2 パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の新たな最大ヨーイング角速度 設計式の提案	16
1.2.3 アキシナルピン式ダイレクトドライブ大型風力発電機の主軸リアベアリング 疲労寿命予測法の提案	17
1.3 本研究の構成と目的	18
第2章 日本の風力発電ポテンシャルと 2050 年までの導入ロードマップの提案	21
2.1 緒言	21
2.2 風力発電の賦存量	22
2.2.1 算定条件	22
2.2.2 陸上風力賦存量	24
2.2.3 洋上風力賦存量	24
2.3 風力発電のポテンシャル	25
2.3.1 算定条件	25
2.3.2 陸上風力ポテンシャル	26
2.3.3 洋上風力ポテンシャル	27
2.4 可採風速以上の風力発電ポテンシャル	29
2.4.1 可採風速の選択	29
2.4.2 可採風速（風速 6.5m/s）以上の陸上風力ポテンシャル	31
2.4.3 可採風速（風速 7.5m/s）以上の洋上風力ポテンシャル	34
2.4.4 陸上風力と洋上風力の合計ポテンシャル	36
2.5 2050 年導入目標量の算定	39
2.5.1 日本全体の 2050 年導入目標量	39
2.5.2 各電力管内別、方式別の 2050 年導入目標量	40
2.6 ロードマップ	43

2.7	今後の課題	47
2.8	結 言	47
2.9	日本の風力発電ポテンシャルに関する最新研究の紹介	48
第3章 パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の新たな最大ヨーイング角速度 設計式の提案		53
3.1	結 言	53
3.2	記 号	54
3.3	パッシブ式ヨーイング運動方程式の誘導	56
3.3.1	パッシブ式ヨーイング運動方程式	56
3.3.2	パッシブ式ヨーイング運動方程式 (減衰がある場合)	59
3.3.3	風車部のヨーモーメントの理論計算式	59
3.3.4	風車部のヨーモーメントの感度分析 (設計周速比と回転周速比)	75
3.3.5	尾翼部の復元モーメントの理論計算式	77
3.3.6	尾翼部アスペクトレシオの影響	79
3.3.7	慣性モーメントの算出	80
3.3.8	パッシブ式ヨーイング運動方程式の解法手順	82
3.3.9	最大ヨーイング角速度の感度分析	85
3.4	風洞実験 (パッシブ式ヨーイング運動方程式の検証)	93
3.4.1	ヨーモーメント試験	94
3.4.2	復元モーメント係数の測定	108
3.4.3	実験装置の慣性モーメント	114
3.4.4	実験装置の摩擦トルク	117
3.4.5	ヨーイング角速度試験: 理論計算値との比較	118
3.4.6	パッシブ式ヨーイング運動方程式: 検証の結論と精度の課題	127
3.5	最大ヨーイング角速度: 新設計式の導出	130
3.5.1	初期ヨーイング角度の設定	130
3.5.2	パッシブ式ヨーイング運動の影響因子 β	131
3.5.3	最大ヨーイング角速度の新設計式	134
3.5.4	市販小型風力発電機を使った試算	136
3.5.5	精度の課題	139
3.6	結 言	139
第4章 アキシシャルピン式ダイレクトドライブ大型風力発電機の主軸リアベアリング 疲労寿命予測法の提案		143
4.1	結 言	143
4.2	記 号	144

4.3	主軸リアベアリングの疲労寿命予測法	145
4.3.1	基本式	146
4.3.2	寿命修正係数 a_{ISO}	150
4.3.3	アキシシャルピン式ダイレクトドライブ風力発電機	156
4.3.4	主軸リアベアリング負荷	157
4.3.5	荷重係数	158
4.4	実事故事例による検証	159
4.4.1	事故機地点のウインドシア解析	159
4.4.2	主軸リアベアリング負荷と寿命予測の結果	160
4.5	セクタマネジメントによる延命効果	163
4.6	主軸リアベアリング疲労寿命の感度分析	164
4.7	結 言	166
第5章	結 論	169
5.1	日本の風力発電ポテンシャルと 2050 年までの導入ロードマップの提案 (第2章)	169
5.2	パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の新たな最大ヨーイング角速度 設計式の提案 (第3章)	170
5.3	アキシシャルピン式ダイレクトドライブ大型風力発電機の主軸リアベアリング 疲労寿命予測法の提案 (第4章)	171
謝 辞		173
参考文献		175
付 録		
A	パッシブ式ヨーイング運動方程式の解法コード	183
B	ヨーイング角速度試験データ (ロータリエンコーダ出力) の処理コード	221

第1章 序論

1.1 本研究の必要性

1.1.1 世界と日本の風力発電導入状況の差

気候変動に関する政府間パネル（IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change）が2007年に発行した第4次評価報告書では、人為的な温室効果ガスが温暖化の原因である確率は9割を超え、「現行政策シナリオ」では、2100年には地球の平均気温が最大で6.4°C上昇すると警告している^[1-1]。持続可能なエネルギー需給の実現と、地球温暖化による極めて危険な気候変動の被害を避けるためには、気温の上昇を18世紀の産業革命前と比べ、2°C以内に抑制すべきとの科学的な見解を各国が認識しており、2010年の第16回気候変動枠組条約締結国会議（COP16: The 16th Conference of the Parties）で確認された^[1-2]。

この基軸となっているのは、国際エネルギー機関（IEA: International Energy Agency）が打ち出している「450シナリオ」である。これは50%の確率で地球の平均気温の上昇幅を2°C以内に抑えることを前提として、大気中の温室効果ガス（GHG）濃度をCO₂換算で450ppmに安定化させることを目標に試算したものである^[1-3]。「450シナリオ」の達成には、Figure 1-1で示す通り、2050年に世界のCO₂排出量を1990年比で50%削減する必要があり、日本は2030年に50%、2050年に80-95%の削減が求められる。なお2005年時点のGHG濃度は455ppmであり、その後も増加しているため、2005年の水準よりも減らす必要がある。

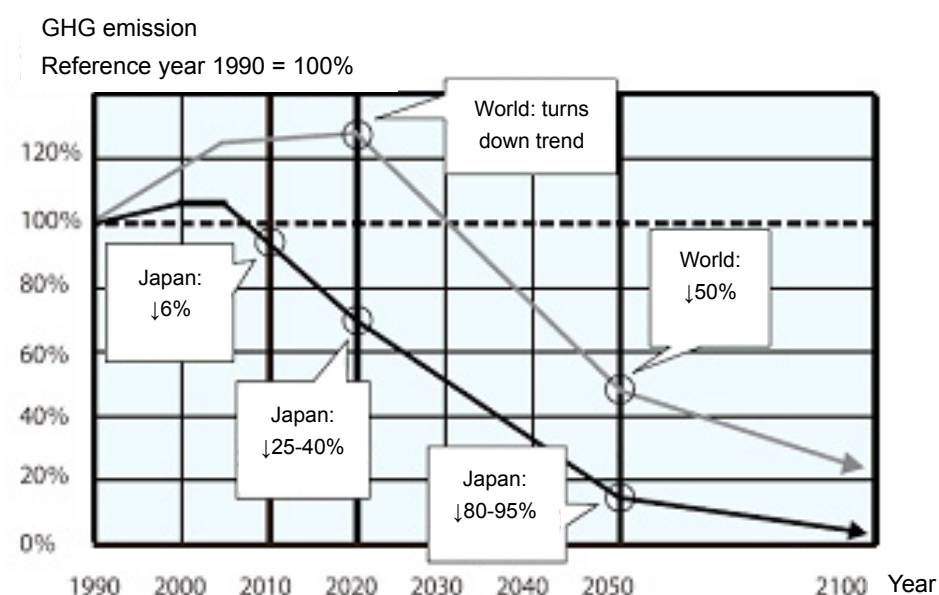


Figure 1-1. Required reduction of greenhouse gas (GHG) emission in order to achieve 450 scenario [Translated 1-4]

IEA はさらに「新政策シナリオ」を試算しており、これは公式に採用されていないものも含めて、各国で最近発表されたエネルギーに関する公約や計画が実施されることを想定したシナリオである。しかしこの「新政策シナリオ」を全て実行したとしても、平均気温 3.5°Cの上昇が見込まれている。

「450 シナリオ」, 「新政策シナリオ」, 「現状政策シナリオ」の 3 シナリオの 2035 年までの CO₂ 排出削減量中期目標は, World Energy Outlook 2010 で Figure 1-2 の通り示されている。

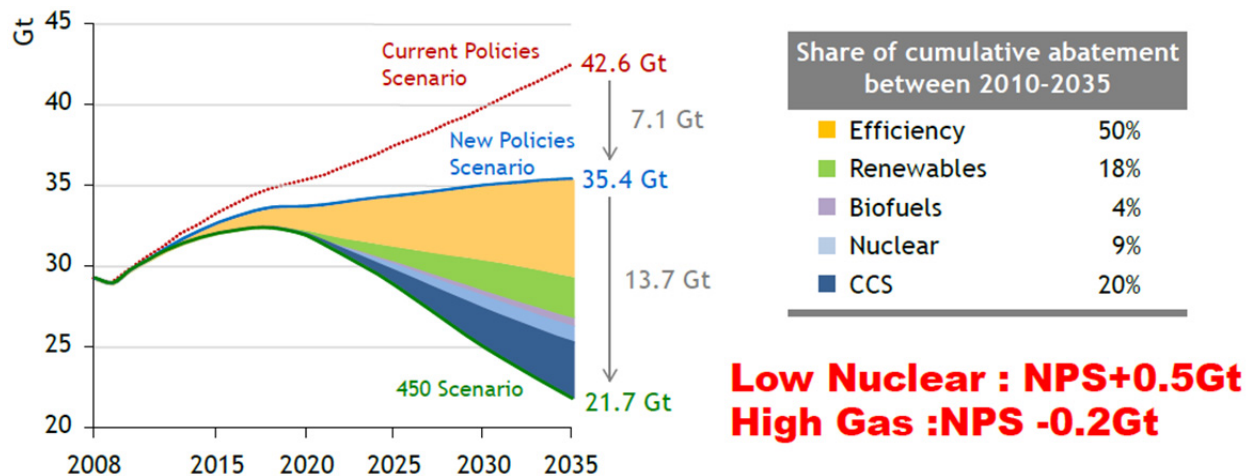


Figure 1-2 CO₂ reduction by each technology – comparison of 3 scenarios^[1-5]

2011 年 12 月 11 日, 地球温暖化対策を協議するためダーバンで開かれていた COP17 が閉幕した。焦点となっていた, 批准国による温室効果ガス削減の法的義務を定めた京都議定書は, 2013 年以降も継続されることになった^[1-6]。しかし京都議定書の批准国は, 米国や中国, そして多くの発展途上国を含まず, 世界の排出量の 3 割弱にしか満たない。このため日本は, 京都議定書の単純延長に参加しないことを決め, 延長期間では削減義務は負わない。ただし議定書自体からは離脱しないため, 削減量などの報告義務を負う。

その様な中, 欧州連合はたとえ単体でも議定書を延長する方針を発信し, 積極的姿勢を全世界に見せつけた。またダーバン合意の最大の成果として, 2020 年には米国や中国を含む, すべての国が参加する新たな枠組みを始めることを合意した。一方でこれは 2020 年までは全世界的な対策への法的義務が課されないことであり, 「450 シナリオ」の達成は COP15 以降の不十分な合意, および 3.11 東日本大震災に端を発した世界的な原子力発電の停滞により実現が危ぶまれている。

2011 年版の World Energy Outlook では, 福島原子力発電所の事故を反映して, 新たに低原子力シナリオを試算した^[1-7]。Figure 1-3 は, 各シナリオを達成するための再生可能エネルギー電力の導入必要量だが, 何れのシナリオにおいても再生可能エネルギーの導入が重要であることは疑いの余地が無い。

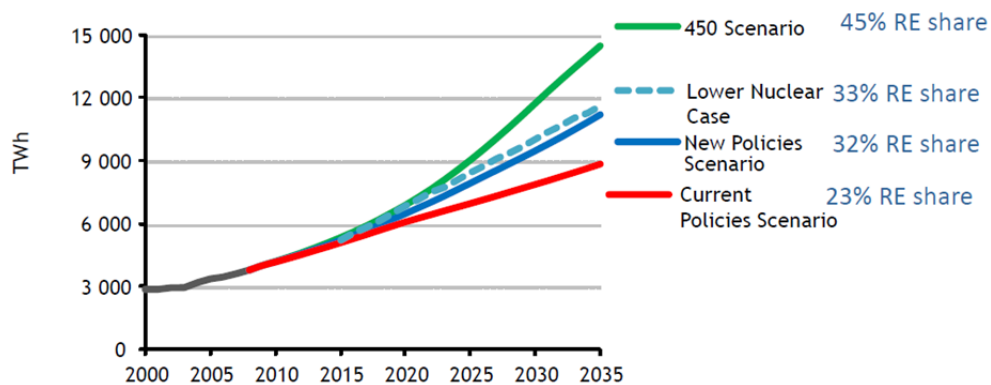


Figure 1-3 Required share of renewable energy electricity for each scenario [1-5]

Figure 1-4 は、IPCC が 2011 年 5 月に発表した再生可能エネルギー源と気候変動緩和策 (SRREN: Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation) による再生可能エネルギーのコストである [1-8]。風力発電コストの内、陸上風力発電は約 8 UScent/kWh と、従来の化石燃料発電と比べても価格競争力がある。また洋上風力発電は約 13 UScent/kWh 超と未だ価格競争力で劣るものの、近年欧州を筆頭に拡大しており、現在建設中および計画中の国際連系線は洋上風力発電を軸において計画されている。今後の導入拡大に伴い、一層のコスト低減が期待される。

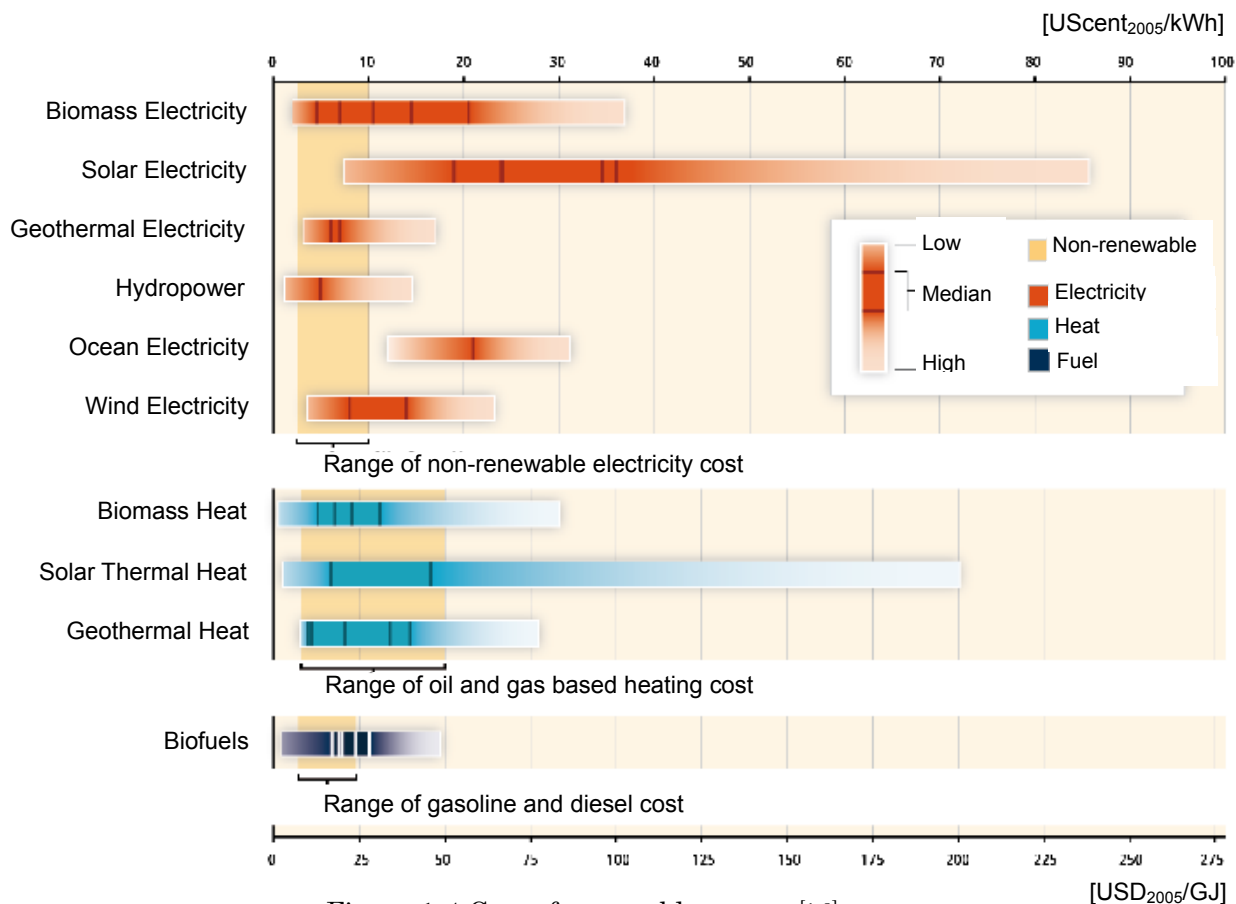


Figure 1-4 Cost of renewable energy [1-8]

[USD₂₀₀₅/GJ]

世界の風力発電の導入量は、2000－2014年の年平均成長率が25%と驚異的な拡大を示しており、2014年末で369GWに達し、原子力発電に迫る規模に成長している^[1-9~17]。「450シナリオ」に基づく2020年までの世界の再生可能エネルギーの導入目標値は、IEAより2010年に公表された、Blue Map target 2020で示されている（Figure 1-5）^[1-18]。風力発電の目標値は575GWであり、温暖化対策は風力発電無しには達成し得ないといっても過言ではない。

Technology	Current rate	Required annual growth to 2020	Current status	Blue Map target 2020
Biofuel	18%	7%	2.54 EJ	5.04 EJ
Biomass power	7%	4%	54 GW	82 GW
Hydropower	5%	2%	980 GW	1219 GW
Solar PV	60%	19%	21 GW	126 GW
Wind power	27%	12%	195 GW	575 GW
Energy intensity of manufacturing	-1.30%	-0.60%	3.73 MJ	3.81 MJ
Geothermal power	4%	7%	11 GW	21 GW
Nuclear power	3%	4%	430 GW	512 GW
CSP	8%	50%	0.6 GW	42 GW
Electricity generation with CCS	Zero projects	3 GW per year	Zero projects	28 GW
Electric vehicles	-	Doubling of sales each year from 10 000 EV/PHEV sales in 2011 to reach Blue Map target	-	7 million sales in 2020

	Achieving or exceeding levels, maintain the course
	Progress but more concerted effort needed
	Sizeable gap between deployment and goals

Figure 1-5 450 scenario target of renewable energy for year 2020^[1-18]

こうした世界の状況と比べて、日本はかなり出遅れている。Figure 1-6 に示す通り、2014年末における風力発電導入量は2,789MWであり、欧米諸国と比べて非常に低い水準にある^[1-17]。また中国は2005年までは日本と同程度の導入量だったが、その後加速的に導入量を増やし、2010年末には国別導入量で世界1位に躍進し、その勢いは衰えていない。

こうした状況は100kW未満の小型風力発電機のみに限定しても同じである。世界の小型風力発電機の導入量は約700MWであり、中国、アメリカ、イギリスの3ヶ国で全体の85%にも達する（Figure 1-7）^[1-19]。一方で日本の導入量は4.3MWであり、小型風力発電機の導入も遅れているのが現状である。

これらの現状を踏まえ、本研究では日本で風力発電の導入促進を目的として、次の3つに関する研究を行った。これらの研究成果を活用することで、国内の風力発電導入量を更に伸ばすことができると考える。

1. 政策計画やメーカーによる設備投資計画に資する，日本の風力発電ポテンシャルと2050年までの導入ロードマップの提案
2. 小型風力発電機の信頼性・稼働率・事業性向上に資する，パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の新たな最大ヨーイング角速度設計式の提案
3. 大型風力発電機の信頼性・稼働率・事業性向上に資する，アキシシャルピン式ダイレクトドライブ大型風力発電機の主軸リアベアリング疲労寿命予測法の提案

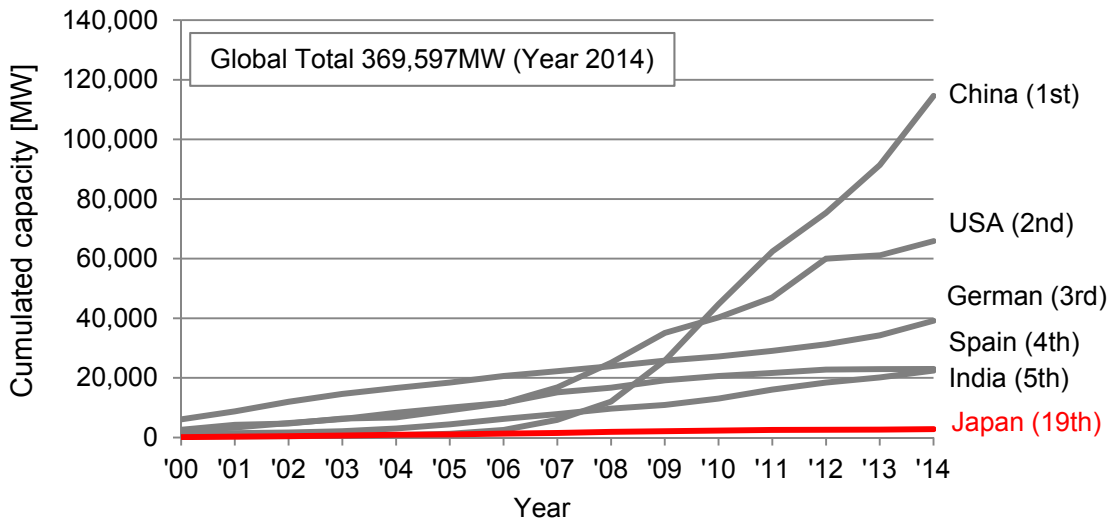


Figure 1-6 Cumulated installed wind capacity
(number in bracket is global rank as of year 2014) (prepared from [1-9-17])

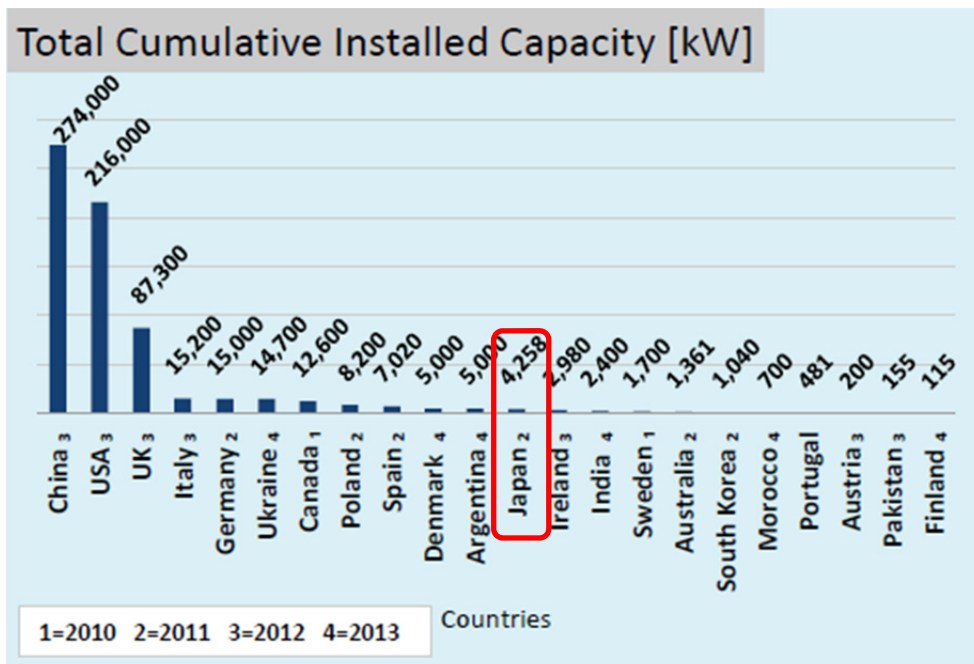


Figure 1-7 Cumulated installed small wind capacity (less than 100kW) [1-19]
(number 1 to 4 in x-axis is the year of available statistics)

以降に、それぞれの研究が必要な背景を述べる

1.1.2 日本の風力発電ポテンシャルと 2050 年までの導入ロードマップの提案

風力発電の導入推進にあたっては、一般に風力発電ポテンシャルと導入ロードマップが示される。ポテンシャルとは、国土の風力資源の内、様々な制約条件を考慮した導入可能量である。これまで日本の風力発電ポテンシャルは、資源エネルギー庁が委託し 2000 年 3 月に「新エネルギー等導入促進基礎調査」で公表された、陸上 6.4GW、洋上 40GW^[1-20] が基本とされ、政策決定や助成金額に影響していた^[1-21]。しかしながらこの調査は、風速の基本データである風況マップを古い統計解析手法に頼っており、また風力発電機の設置可能面積を求めた前提条件も現況と乖離がある。そのため、最新の数値解析手法や近年の風力発電の技術開発状況および最新の国土地理データに基づいたポテンシャルの見直しが必要である。

こうした背景の下、これらの課題に全て対処する形で 2010 年に環境省が複数の風速帯でポテンシャルを算出した^[1-22]。本研究ではこれをベースとして、事業実現性の高い風速以上のポテンシャルを抽出し、また政策計画やメーカーによる設備投資計画に反映できるように、2050 年までのロードマップを提案した。

1.1.3 パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の新たな最大ヨーイング角速度設計式の提案

国際電気標準会議 (IEC) で小型風力発電機の設計要件について定めている IEC61400-2 ed.2 (2006)では、小型の分類を受風面積 200m² 以下としている^[1-23]。その中でも受風面積が 2m² 以下をマイクロ風車と呼ぶ。小型風力発電機はプロペラ型のみ的大型と異なり、様々な形式が市販化されている (Figure 1-8)。市販されている 100kW 未満の風力発電機の内、74%がプロペラ型の水平軸小型風力発電機と報告されている (Figure 1-9)^[1-19]。

国内の 2010 年度末の小型風力発電機の納入実績は累計 9,141 台で、その内 97.5%が独立電源タイプであり、75%が 1kW 未満である (Figure 1-10)^[1-24]。

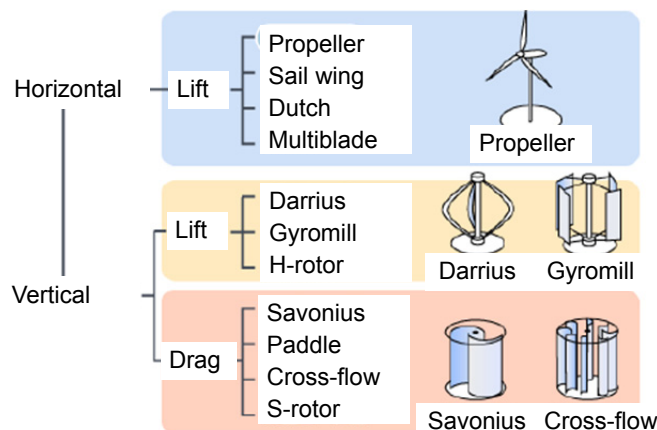


Figure 1-8 Type of small wind turbines [Translated 1-24]

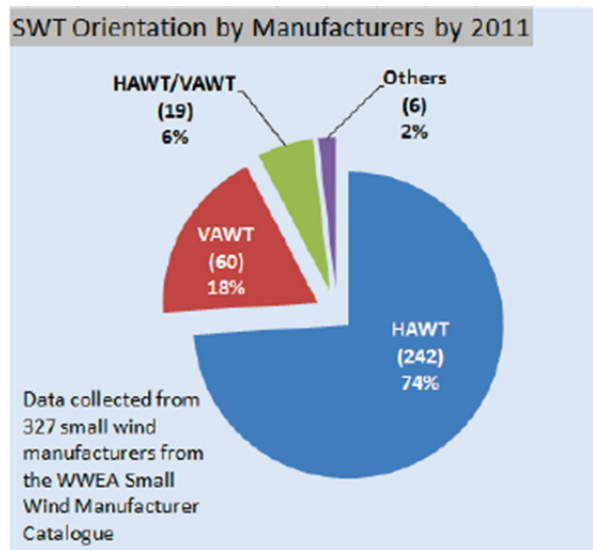


Figure 1-9 Type of commercial small wind turbines from 327 manufacturers as of 2011 (HAWT : Horizontal Axis Wind Turbine, VAWT : Vertical Axis Wind Turbine) [1-19]

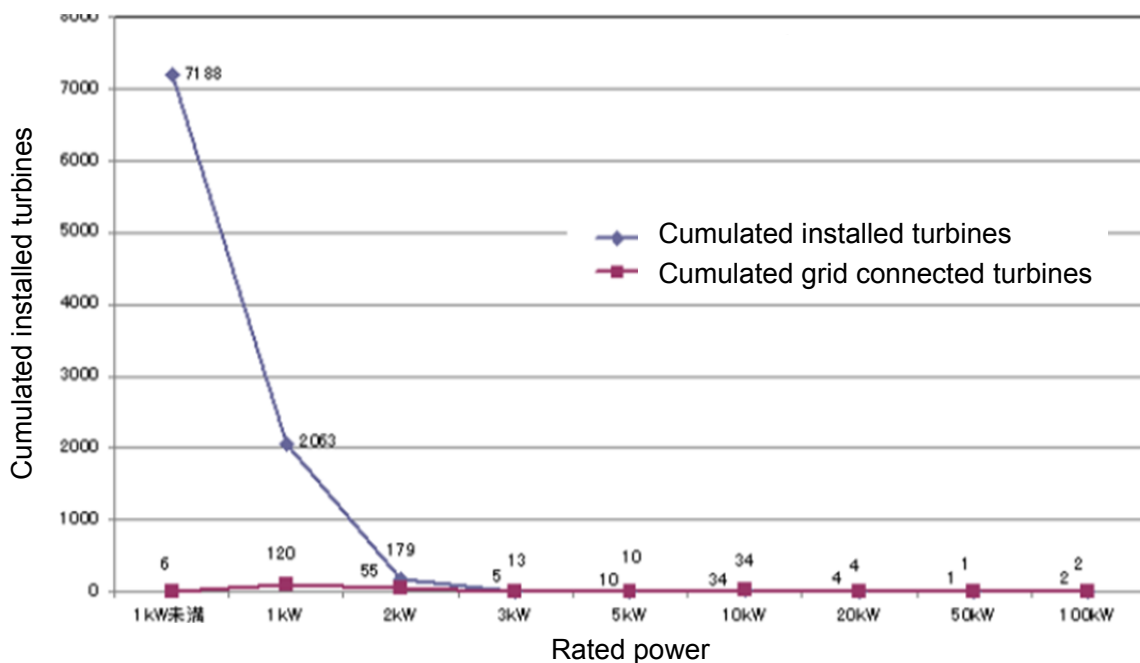


Figure 1-10 Installed small wind turbines in Japan by FY2010 [Translated 1-24]

小型風力発電機の使用用途は多岐にわたり、その例としては離島などでスマートグリッドへの利用、山小屋など無電源地帯への電力供給、防災公園などの非常電源として利用、家庭用電源や建物電源としての利用などがある (Figure 1-11). 無電源地帯への対策として、国連事務総長は、2030年までに全ての人々へエネルギーアクセスを提供する目標を掲げている。IEAのWorld Energy Outlook 2011によれば、今日13億人が電力を利用できず、2030年までに

ユニバーサル・アクセスを実現すると CO₂ 排出量は 1%弱増加するが、人間開発や福祉面での貢献からすれば取るに足りない [1-7].



(a) For smart grid system



(b) For mountain hut



(c) For park as emergency power



(d) For household



(e) For building (rooftop)

Figure 1-11 Application of small wind turbines [1-24]

市販されている多くの水平軸小型風力発電機は、尾翼の復元力によってロータを風向に正対させるパッシブ制御機構を有しており、その設置場所は Figure 1-11 に見られるように、地上高 10m 程度の市街地やルーフトップが多い。そうした場所では風速・風向変動が大きく、急激な風向変動により風車のヨー（首振り）角が 100°を超える場合がある。Figure 1-12 に示す 2008 年 2 月に観測した 1 秒平均データでは、最大 120°の風向変動を観測している [1-25]。こうした急激な風向変動に伴い、風車のヨーイング角速度に比例して発生するジャイロスコピック・モーメントが、ヨーイング負荷を増大させ、ブレードやシャフトを破損させる恐れがあり、パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の機械故障要因の主な一つとなっている (Figure 1-13) [1-26].

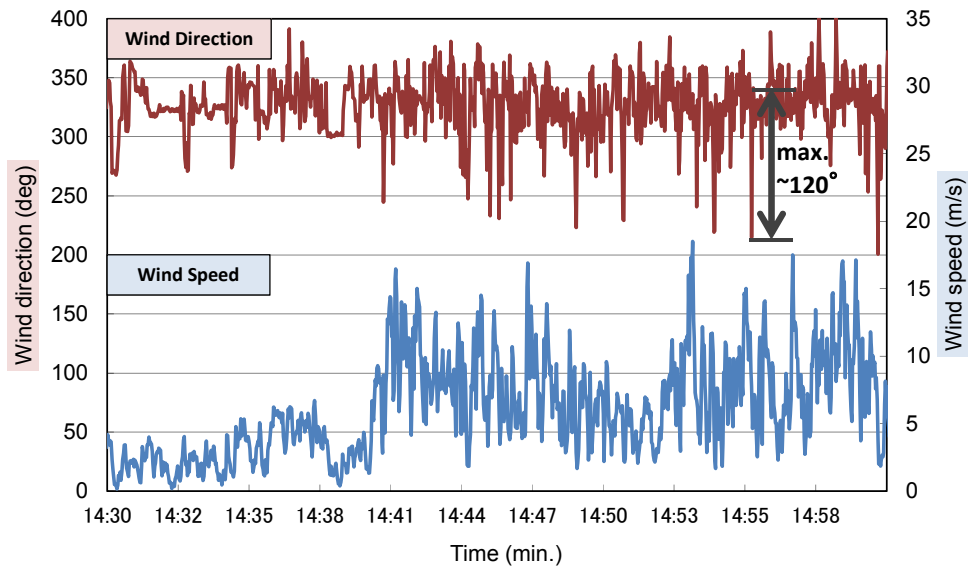


Figure 1-12 Measured wind direction and speed in urban area
(1 second averaged, 23rd February, 2008) [1-25]



Figure 1-13 Damaged small wind turbine due to excessive moment in yawing [1-26]

水平軸小型風力発電機的设计基準を定めている IEC61400-2 ed.2 (2006) [1-23] では、ヨーイング時にブレード根本部へ印加する最大曲げモーメントの設計式を Eq.(1.1)の通り定めている。ここで右辺の第一項はロータ遠心力による負荷，第二項はピーク・ジャイロスコピック・モーメントによる負荷，第三項はウインドシアに起因する負荷である。また 3 枚翼以上の風力発電機に対するロータ・シャフトの曲げモーメントも，Eq.(1.2)の通り定めている。ここで右辺の第一項はロータ質量による負荷，第二項はピーク・ジャイロスコピック・モーメントによる負荷，第三項はウインドシアに起因する負荷である。Wood (2009) [1-27] によれば，両式とも第二項のジャイロ力による負荷が大きく，およそ三分の二を占める。またその割合は，最大ヨーイング角速度に比例して増加する。そのためヨーイング負荷の設計では，適切な最大ヨーイング角速度（以後 ω_{max} ）を用いることが重要になる。

$$M_{yB} = m_B \omega_{\max}^2 L_R R_{\text{cog}} + 2 \omega_{\max} I_B \omega_n + \frac{R}{9} \Delta F_{x\text{-shaft}} \quad [\text{Nm}] \quad (1.1)$$

$$M_{\text{shaft}} = m_r g L_{rb} + B \omega_{\max} I_B \omega_n + \frac{R}{6} \Delta F_{x\text{-shaft}} \quad [\text{Nm}] \quad (1.2)$$

IEC では、上式の ω_{\max} についても Eq.(1.3) の通り設計式を定めている。この式はロータの受風面積のみに依存しており、パッシブ制御機構を構成する尾翼やヨー軸周りの慣性モーメントの影響が一切含まれていない。これは IEC では尾翼に関する設計指針が存在していないことを示す。またこの式に対しては、Jonkman ら(2003) [1-28] により実機検証が行われているが、ロータ直径が 2m (受風面積 3.14m²) 以下のものでは行われていない。更にパッシブ風車のヨーイングに関する従来の研究の殆どは、ヨー角が 60°までのものであり、またヨーイング挙動を解析した事例も少ない。こうしたことから、本式に対しては IEC61400-2 のメンテナンスチーム (IEC MT2) および IEA Task27 会議でもその有効性が議題に上がっており見直しが求められている。

$$\omega_{\max} = \begin{cases} 3 - 0.01(\pi R^2 - 2) & [\text{rad/s}] \quad (A_R > 2 \text{ m}^2) \\ 3 & [\text{rad/s}] \quad (A_R \leq 2 \text{ m}^2) \end{cases} \quad (1.3)$$

そこで本研究では、Eq.(1.3) に代わり、尾翼面積やヨー軸周りの慣性モーメントなど、パッシブヨーイングに関するほぼ全ての影響因子を含んだ設計式を提案する。この式を用いれば、尾翼に大きく依存するヨーイング負荷計算の精度が向上する。また尾翼の設計指針として、適切な寸法や材質の選択が可能となり、小型風力発電機の信頼性・稼働率・事業性向上に寄与し、その結果導入促進へと資する。

1.1.4 アキシシャルピン式ダイレクトドライブ大型風力発電機の主軸リアベアリング 疲労寿命予測法の提案

日本における大型風力発電機は、これまで風況のよい海岸線に多く設置されてきたが、徐々にこうした適地が少なくなっている (Figure 1-14) [1-29]。一方で、国土のおよそ 70% を占める山岳地帯における事業は (Figure 1-15) [1-30]、輸送費や造成費が海岸に比べて割高であり、開発が後回しにされてきた。こうした内陸の山岳地帯には、多くの高風速エリアが残されている (Figure 1-16) [1-31]。2012 年 7 月に風力発電の固定価格買取制度 (FIT) が施行されて以来、開発計画が年々増加している [1-32]。しかし山岳地帯など複雑地形に設置される風力発電機は、平坦地形に比べて大きな風況変動に晒される。そのため、風力発電機を構成する部品の設計寿命より短い期間で起きる疲労破壊が主な課題の一つとなっている。

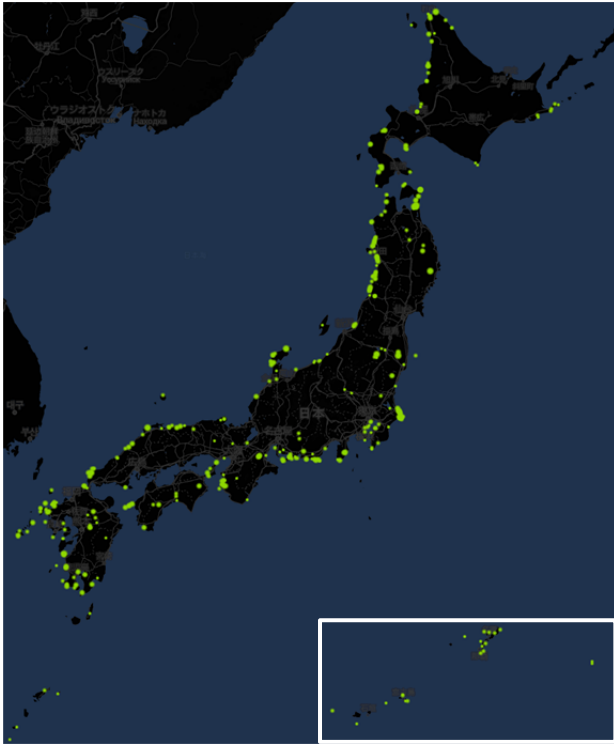


Figure 1-14 Wind farm in Japan as of Aug. 2014 [1-29]



Figure 1-15 Image of Japanese terrain (vertically emphasised) [1-30]

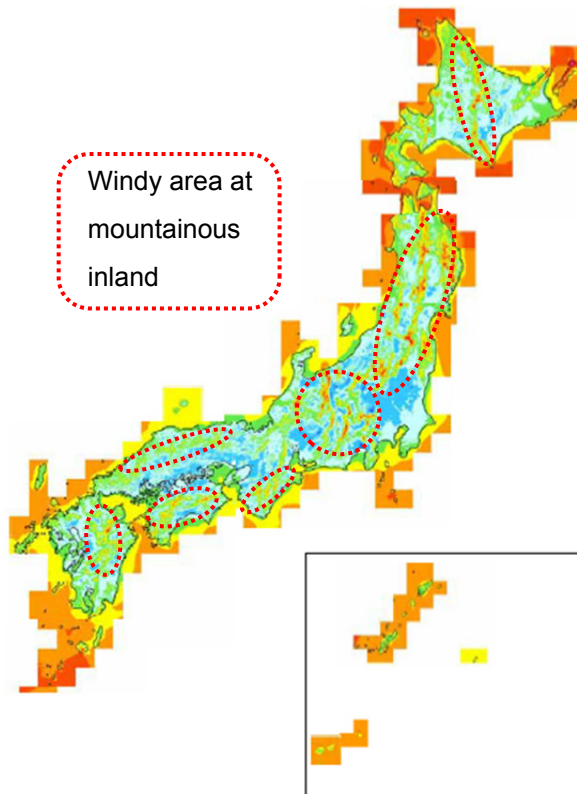


Figure 1-16 Wind atlas of Japan [1-31]

新エネルギー・産業技術総合開発機構（以後 NEDO）では、2008 年度より全国の風力発電事業者へアンケートによる協力を依頼し、風力発電機の故障・事故に関する様々な集計結果を報告している [1-33-37]。集計において故障・事故の定義は、何らかのトラブルにより 3 日間（72 時間）を超える停止時間となった故障・事故とされる。大規模メンテナンスや商業運転開始前の故障・事故は対象外だが、系統事故による停止は対象内である。

調査対象基は、系統連系されている 10kW 以上の全設置基数から、IEC の分類で小型風力に該当する基数、休止中の基数、また事業者の連絡先が不明で調査票が送付できなかった分を減じた基数である。何れの調査年度でも調査対象基数は全設置基数の 8 割を超える。2004 年から 2012 年までの回答取得率は、調査対象基数が 9 年間合計で 11,877 基に対して調査協力基数は 7,663 基と、調査対象基の 65%の基数から故障・事故データを得ている。

故障・事故数の 9 年間の総計は 1,516 であり、その内 84%が複雑地形上に設置された風力発電機で起きており、平坦地形に比べて明らかに多い (Figure 1-17)。特にこうした場所では積雪のため、一般に風力エネルギー密度が大きい冬季にアクセスが困難である。そのため故障が発生すると停止時間が長く、稼働率が大きく下がる傾向にある。

なお 2012 年度末時点で日本の沖合にある洋上風力発電は、実証研究機が 2 基設置されているのみで、集計には反映されていない。今後、洋上での設置が増えるに従い、日本の洋上特有の環境による故障・事故例が増加することが予想される。現時点では実証研究が始まったばかりであり、稼働率を低下させる要因が明確でないことから、本研究は陸上風力を対象としている。

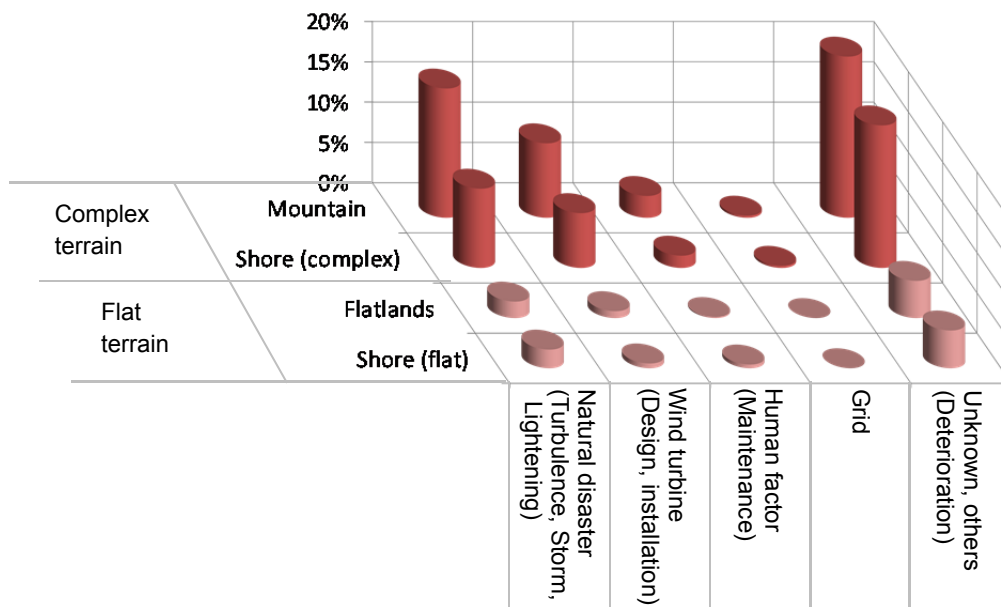


Figure 1-17 Wind turbine accident in Japan – cause and terrain complexity (Statistics of questionnaire survey from wind farm owners. Total 1,516 accidents reported between year 2004 and 2012. Prepared from [1-33-37])

同じ NEDO の集計では、故障部位と復旧期間の関係もまとめている。Figure 1-18 は、復旧費が報告されている 2008 年から 2012 年の 378 事故の内、復旧費 1,000 万円以上のみを対象とした故障部位と復旧期間の関係である。平均復旧期間が最も長いのは、主軸／ベアリングの故障であり、5.7 ヶ月かかっている。これは交換時に、ベアリングが支えている回転部を全て取り外す必要があるためである。報告された発生件数も 5 件と、他部位と比べても無視できない数の故障が発生している。

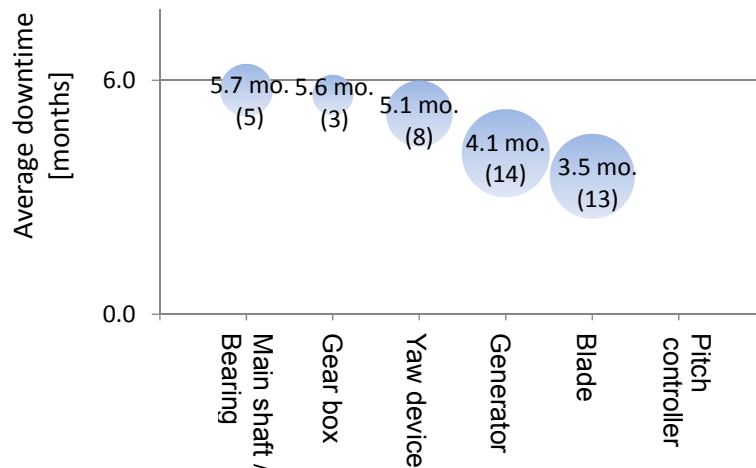


Figure 1-18 Average downtime of severe accidents (repair cost over 10 million Yen)
(Number in bracket is number of occurrence)

(Statistics of questionnaire survey from wind farm owners. Total 378 accidents with repair cost reported between year 2008 and 2012. Prepared from [1-33~37])

陸上の大型風力発電機は、一般に国際設計規格である IEC61400-1 に準拠して設計されている [1-38~40]。規格には風力発電機の配置評価法も定められている。その内容は始めに風況解析を行い、風力発電機の設計風況と計画地点の風況を比較照査することで保守的に構造健全性を確認する、風況評価を行う。しかし国土の 70% が山岳地形である日本では、この風況評価で設計風況を逸脱することが頻繁に起きてしまう。事実、NEDO が日本全国で計測した 259 地点のデータを 80m 高さに外挿して乱流強度を求めた結果、39% の地点で、IEC61400-1 第 3 版で最も乱流に強い設計となる、乱流カテゴリー A を超えていた [1-41]。

風況評価で不合格となれば、荷重解析を行う必要がある。これには詳細な風力発電機モデル（寸法、重量、材料特性、制御モデルなど）が必要であり、通常、風力発電機メーカーが実施する。しかし事業計画の初期段階では、地権者交渉、地元同意、環境影響評価、許認可、造成などの理由により配置が頻繁に変更される。配置が変更される度にメーカーで荷重解析を行うことは、時に案件開発を停滞させる可能性がある。最悪の場合は配置に構造健全性評価が反映されず、特に複雑地形において設置後に故障が頻発し、発電事業が成り立たないことも起こり得る。

そこで本研究では、事業者やコンサルタント側で配置計画を評価できる範囲を広げるため、

ハブ高 10 分平均風況データを入力値として、故障時に稼働率低下と復旧費が大きく、事業性への影響が大きい主軸リアベアリングの疲労寿命予測法を提案した。対象とした風力発電機はアキシアルピン式ダイレクトドライブ型である。更に主軸リアベアリング疲労寿命の延命にあたり、ある風速・風向範囲でロータ回転を止めるセクタマネジメントの効果を数値化し、有効な方法であることを示した。最後に予測したベアリング疲労寿命の感度分析も行った。

このようにして風力発電機の構造健全性を確保する配置計画及びセクタマネジメントなどにより、複雑地形でも風力発電事業を成立させることが、日本における陸上風力導入推進のカギとなる。

1.2 従来の研究

本研究に関連する従来の研究を以下に示す。

1.2.1 日本の風力発電ポテンシャルと 2050 年までの導入ロードマップの提案

日本の風力発電ポテンシャルは過去に様々な機関が公表しており、その都度算定の前提条件が見直されてきた。Table 1-1 はその比較表である。

2000 年 3 月に新エネルギー等導入促進基礎調査で算定されたポテンシャルは、陸上 6.4GW、洋上 40GW であったが、その算定条件には以下の問題がある。

- ・ 風速の基本データとする風況マップが統計手法によっており、最新の数値シミュレーションによる値ではない
- ・ 風力発電機を設置可とした土地利用種別が、古い 1988 年 GIS データを基にしている
- ・ 既に風力発電機が多く設置されている森林を、設置不可として算定から除外している
- ・ 算定風速を 30m 高さで 5.0m/s 以上、また風力発電機の単機出力を 1,000kW としており、現在の主流であるハブ高さ 80m 且つ 2,000kW 以上と乖離がある
- ・ 住居からの距離を考慮していない
- ・ 洋上風力の範囲を水深 30m 以下に限定しており、今後の技術的發展により設置が見込める、浮体式風力が考慮されていない

これに対応する形で、2008 年には日本風力発電協会 (JWPA) と風力発電事業者懇話会 (WPDA) が、数値シミュレーションによる高さ 60m の風況マップと、2,000kW 級風力発電機に基づいたポテンシャルを示した。また 2050 年の導入目標を 50GW として、ロードマップも示した [1-42]。しかしこのポテンシャルには依然として森林部は含まれず、住居からの距離も考慮されていない。

Table 1-1 History of Japanese wind power potentials (prepared from [1-20~ 22, 42~43])

	METI	JWPA / WPDA	JWPA	MoE	
Released on	Basic study for new energy facilitation Mar-2000	Suggestion for wind energy long term installation goal Feb-2008	Wind energy potential and roadmap (Ver.1.1) Jan-2010	Renewable energy potential study (FY2009) Mar-2010	
Onshore potential	6,400MW	25,000MW	65,000MW	300,000MW	
Offshore potential	40,000MW	56,000MW	68,000MW	1,610,000MW	
Total wind potential	46,400MW	81,000MW	133,000MW	1,900,000MW	
Basis of wind atlas	Statistics	CFD	CFD	CFD	
Onshore developable area	Wind speed	≥5.0m/s at 30m	≥6.0m/s at 60m	≥6.0m/s at 60m	≥5.5m/s at 80m
	Ground altitude	No limitation	< 1,000m	< 1,000m	< 1,000m
	Ground inclination	< 10 deg.	No limitation	No limitation	< 20 deg.
	Distance to road	Within 1km mesh to road over 5.5m width	No limitation	No limitation	< 10km to road over 3m width
	Distance to house	No limitation	No limitation	No limitation	≥ 500m
	Developable land use	Used '88 GIS data Cultivated land, fruit firm, other tree farmland, wasteland, coast	Used '97 GIS data Other farmland, wasteland, coast	Used '98 GIS data Other farmland, wasteland, coast, forest (excluded reserved forest)	Used '06 GIS data Other farmland, wasteland, coast, forest (excluded reserved forest)
	Nature park	Excluded national class 1, 2, 3 and special protection zone	No limitation	No limitation	Excluded national class 1 and special protection zone
	Wilderness area	Excluded	No limitation	No limitation	Excluded
	Nature conservation area	Excluded	No limitation	No limitation	Excluded
	Wildlife protection area	Excluded	No limitation	No limitation	Excluded national zone
	World heritage	Excluded	No limitation	No limitation	Excluded
	Urban planning area	Excluded urbanisation zone and urbanization control zone	Excluded building lot in land use	Excluded building lot in land use	Excluded urbanisation zone
	Method of counting area	Summed when 50% of developable area is over 0.125km ²	Summed when 50% of 1km ² area is developable land use (100m mesh)	Summed each developable land use (100m mesh)	Summed each developable land use (100m mesh)
	Conversion to kW	Ave. 6.8MW/km ² (Summed with 1MW turbine)	10.4MW/km ² (2-3MW turbine with 10D x 3D layout)	10MW/km ² (2-3MW turbine with 10D x 3D layout)	10MW/km ² (2-3MW turbine with 10D x 3D layout)
Development rate/condition	100%	40%	15%	Scenario 3: ≥5.5m/s at 80m	
Offshore developable area	Wind speed	≥7.0m/s at 60m	≥7.0m/s at 60m	≥7.0m/s at 60m	≥6.5m/s at 80m
	Offshore distance	No limitation	≤50km (including from Island)	≤30km (Including from Island)	≤30km (Including from Island)
	Water depth	≤ 30m	Fixed : ≤ 30m Floating : 30-300m	Fixed : ≤ 50m Floating : 50-200m	Fixed : ≤ 50m Floating : 50-200m
	Limited area	Excluded nature park, port, estuary	No limitation	No limitation	Excluded marine park
	Conversion to kW	Ave. 6.8MW/km ² (1.65MW with 10D x 5D layout)	Used 2,000kW / 5,000kW turbine	10MW/km ² (2-3MW turbine with 10D x 3D layout)	10MW/km ² (2-3MW turbine with 10D x 3D layout)
	Development rate/condition	100%	Fixed: 20% Floating :2%	Fixed: 20% Floating :5%	Scenario 3: ≥6.5m/s at 80m

2010年1月、日本風力発電協会（JWPA）は、日本大学長井研究室の解析結果をベースにポテンシャルとロードマップの算定結果を見直し、「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップ（Ver. 1.1）」として公表した^[1-43]。このポテンシャルは、数値シミュレーションによる高さ80mの風況マップと、2,000kW級風力発電機に基づいており、昨今の設置機種が反映されているものの、森林への設置や住居からの距離は依然として考慮されていない。また全ての自然公園や世界遺産などの開発規制区域を算定に含んでおり、現実的ではない。

これらを踏まえ、環境省は2010年に開発規制区域や住居からの距離など、ほぼ全ての社会的制約条件を考慮したポテンシャルを公表した^[1-22]。この値は2000年にポテンシャルを算定した時の課題に全て対処している。しかしポテンシャルを積算した風速が、陸上で5.5m/s以上、洋上で6.5m/s以上と一般に事業化される地点の風速に比べて低く、過大評価されている。更に長期導入目標とそのロードマップが示されておらず、政策計画やメーカーによる設備投資計画に反映できないといった問題がある。

1.2.2 パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の新たな最大ヨーイング角速度設計式の提案

従来の研究では、パッシブヨー式水平軸小型風力発電機のヨーイング挙動の影響因子として、ロータ直径、ロータ回転数、ロータにかかるヨーモーメント、尾翼による復元モーメントがあることが明らかになっている。

ロータ部のヨーモーメントは、風車にヨー角が与えられると、相対流および同一半径における局所迎角がロータ内のブレードごとに異なることで生じることが、Ackerman (1992)^[1-44]による研究で明らかにされた。この研究では翼素運動量複合理論に基づき、各ヨー角における、静止時のヨーモーメントの数値解析を行っている。その後、澤田ら(1995)^[1-45]が供試風車を用いて風洞実験を行い、Ackermanの数値解析による理論値と実験値の一致を確認した。

尾翼部の復元モーメントについては、Wood (2011)^[1-46]がまとめている。従来のモデルには、Kristensen (1994)^[1-47]が風向計のために開発し、Ackerman (1992)^[1-44]が尾翼用にモデル化したQuasi-steady（準定常）近似図や、EbertとWood (1995)^[1-48]による非定常スレンダーボディ（USB：Unsteady Slender Body）があり、尾翼に発生する揚力を用いて復元モーメントの数値解析を行っている。その後、Wright (2005)^[1-49]が尾翼のみの風洞実験を行い、ヨー角40°からのヨーイング挙動がUSBモデルと非常によく一致することを確認している。しかし、これらのモデルは尾翼に発生する抗力を考慮しておらず、抗力が支配的になるヨー角60°以上に関する検討は行われていない。さらにロータ部と統合したパッシブヨー式風力発電機のヨーイング挙動を解析した事例も見当たらない。

こうした状況を鑑みて、西沢ら(2009)^[1-25, 50]は揚力や抗力の影響を含む尾翼モーメントの式を開発し、ヨーイング挙動を180°まで表せる運動方程式を誘導した。その運動方程式の解として得られる ω_{\max} と風洞実験結果を比較したが、その差は約1rad/sと大きかった。またロータモーメントは風洞実験で使用したロータ直径1mの供試風車で測定した値で、その他のロー

タに応用できない一般性に乏しいものであった。さらにその理論計算法は複雑で、微小時間ごとのモーメントを逐次計算するコーディングが必要であり、設計者が容易に使える形にはなっていない。一方で、守谷(2009) [1-51] は異なる翼枚数や尾翼面積など、様々な設計条件がヨーイング挙動に与える影響を実験的に求めたが、こちらも考察は実験に用いた風車に留まり、一般化されていない。

以上を鑑みると、パッシブヨー式水平軸小型風力発電機のヨーイング負荷設計では、ロータの受風面積のみで一般化した、IEC の ω_{\max} 設計式が存在するのみである。そのため尾翼やヨー軸周りの慣性モーメントの影響が反映されておらず、尾翼の設計指針が存在しない。

1.2.3 アキシシャルピン式ダイレクトドライブ大型風力発電機の主軸リアベアリング 疲労寿命予測法の提案

10分平均風況から、風力発電機に作用する疲労荷重の評価では、風軸方向の風速変動を表す乱流強度の影響に関する研究が多く報告されている。IEC61400-1 ed.3 amendment 1 (2010) [1-40] では、ハブ高さにおける乱流強度に、風上の隣接風力発電機に起因する後流乱れを加算し、更に材料のS-N曲線の傾きも考慮した、有効乱流強度による評価法を示している。この有効乱流強度と設計乱流強度を比較することで、荷重解析を要しない簡易評価が可能となる。S. T. Frandsen (2007) [1-52] によれば、有効乱流強度による疲労寿命評価は、20-40%程度の不確かさを含んでいる。Henriksen ら [1-53] もこの評価は常に疲労荷重を過大評価し、ほとんどのケースで安全側となると述べている。

S.T. Frandsen (2007) [1-52] によれば、風上1基の風力発電機に起因する後流による荷重増加と、列状の複数風力発電機の後流による荷重増加はほぼ等しい(複数風力発電機からの後流が混ざっても荷重増加は1基からのものと等しい)。後流については、村田ら(2012) [1-54] と T. J. Larsen ら(2013) [1-55] が、乱流強度が高い場所では後流はかき混ぜられ、短い距離で風速が回復することを指摘している。そのため IEC61400-1 の最新改定版となる第4版の議論の中で、乱流強度が高い複雑地形での後流の補正式が検討されている [1-56]。

しかしながら乱流強度による評価は、風軸方向の荷重変動である。ウインドシアに起因する様な風軸と直角な縦方向のラジアル荷重による疲労荷重への評価例として、土木学会 (2010) [1-57] がタワー基部にかかる疲労荷重の例を紹介している。これによれば、タワー基部にかかる疲労荷重は、ウインドシア(n値の逆数)が0.20に比べて0.14では0.5%増大し、0.33では僅かに1%減少した。一方で、乱流強度が0.16に比べて0.20では疲労荷重が25%増加し、反対に0.12では25%減少しており、タワー基部への影響は乱流強度が大きいことが報告されている。

アキシシャルピン式ダイレクトドライブ風力発電機の主軸リアベアリングの回転体には、ロータと発電機が回転する度に、それらの重量に加えて、ウインドシアによるラジアル荷重が繰り返し負荷される。そのため主軸リアベアリングの疲労寿命評価では、このラジアル荷重による評価が重要となる。

大型風力発電機的设计指針となっている IEC61400-1 ed.3 (2005) ^[1-39], 及び GL Guideline (2010) ^[1-58] では, ベアリングは 90 %信頼度で, 寿命 20 年以上で設計することとを定めている. この 90%信頼度における寿命を L_{10} 寿命と呼び, ISO 281 (2007) ^[1-59] で定義される. これはある一群の同じベアリングを同一条件で回転させたとき, 10 %の個数のベアリングが転がり疲れによる損傷を生じる回転数であり, 単位は 10^6 回転で表す. ISO 281 (2007) ^[1-59] ではさらに, 運転時の潤滑油状態を考慮し, L_{10} 寿命に寿命補正係数 (a_{ISO}) を掛け合わせた L_{10m} 寿命の計算方法を定めている. GL Guideline (2010) ^[1-58] では, 主軸ベアリングの設計には L_{10} 寿命と L_{10m} 寿命による評価を求めている.

一方で, ヨーベアリングとピッチベアリングの設計指針は, T. Harris ら(2009) ^[1-60] がスラスト荷重とラジアル荷重の組み合わせと, 各荷重の出現頻度を組み合わせてベアリング寿命を推定する方法を示した. この方法は 10 分平均風況からベアリング寿命予測を行う方法を示唆しているが, 風況から荷重への換算及び主軸ベアリングに対する適用性は示されていない.

以上を鑑みると, 現状では, 一般に事業者やコンサルタントが利用できない風力発電機の詳細モデルを用いた荷重解析を除いて, 主軸ベアリングの疲労寿命を評価する方法は確認されていない.

1.3 本研究の構成と目的

本研究は 5 章より構成されている.

第 1 章は序論である. 日本における風力発電の導入促進を目的として, 次の 3 つの研究の必要性, 従来の研究について述べた.

1. 政策計画やメーカーによる設備投資計画に資する, 日本の風力発電ポテンシャルと 2050 年までの導入ロードマップの提案
2. 小型風力発電機の信頼性・稼働率・事業性向上に資する, パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の新たな最大ヨーイング角速度設計式の提案
3. 大型風力発電機の信頼性・稼働率・事業性向上に資する, アキシアルピン式ダイレクトドライブ大型風力発電機の主軸リアベアリング疲労寿命予測法の提案

第 2 章, 第 3 章, 第 4 章では上に示したそれぞれの研究について記述する.

第 2 章では, 日本の風力発電ポテンシャルと 2050 年までの導入ロードマップを提案する. 環境省は 2010 年 3 月に開発規制区域, 住居からの距離など殆ど全ての社会的制約条件を加味し, 複数の風速に対する陸上・洋上風力発電のポテンシャルをそれぞれ公表した ^[1-22]. 本研究はこれをベースとして, 事業実現性の高い風速以上のポテンシャルを抽出し, 政策計画やメーカーによる設備投資計画に反映できるように, 2050 年までのロードマップを算定した. なおこれらの結果は, 新エネルギー財団による「風力発電システムの導入促進に関する提言」^[1-61] 並

びに、日本風力発電協会による「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップ (Ver. 2.1)」^[1-62]にまとめられ、広く公表されている。また英訳したものが国際風力専門誌にも掲載され、日本の風力発電の状況を広く世界に発信している^[1-63]。

第3章では、小型風力発電機の信頼性向上による導入促進を目的として、パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の新たな最大ヨーイング角速度計算式を提案する。その方法は、まず従来の研究で西沢ら(2009)^[1-25, 50]が提案した、急激な風向変動に対応してヨーイング挙動を180°まで表せる理論計算式をベースに、より一般化した理論計算式を導き、風洞実験によりその妥当性を確認した。次にその式を使って様々な設計条件で ω_{max} を計算し、各設計因子と ω_{max} の関係が一目でわかるような、設計式を導いた。

IEC61400-2 ed.2 (2006)^[1-23]で規定される ω_{max} を求めるEq.(1.3)は、風車半径だけに依存する非常に簡略化された設計式となっている。一方で、本研究でIECに代わるものとして提案する式は、風車半径、尾翼面積、慣性モーメントといった設計因子を全て含む、より実際の ω_{max} の設計式である。この式を用いると、市街地などで起きる大きな風向変動に付随するヨーイング負荷を、より良い精度で計算できる。またこれまでヨーイング負荷の観点からは経験的に選択されていた、尾翼面積や慣性モーメント(部品材料や重量)を、ヨーイング負荷条件を満たすように、適切に設計することが可能となる。これにより、従来の方法で過大設計であった場合はコストダウン、過小設計であった場合は事故防止に資する。市街地に設置されることの多い小型風力発電機においては、設計信頼性向上による消費者の安全性確保が、導入促進の大きなカギとなる。

第4章では、大型風力発電機の信頼性向上による導入促進を目的として、アキシシャルピン式ダイレクトドライブ大型風力発電機の主軸リアベアリング疲労寿命予測法を提案した。この予測法は、ハブ高10分平均風況データを入力値としており、事業者やコンサルタント側で評価できる方法である。本研究で提案した疲労寿命予測法やセクタマネジメント効果の数値化は、主軸リアベアリングの疲労損傷を防ぐ配置計画へ活用できる。こうした風力発電機の構造健全性を確保する方法を活用し、複雑地形でも風力発電事業を成立させることが、日本における陸上風力導入推進のカギとなる。

第5章は結論であり、本論文を総括して述べる。これら本研究の成果を活用することで、日本の風力発電の導入促進に貢献できると考える。

最後に付録Aには、第3章、3.3.8項に従ってパッシブヨーイング運動方程式から最大ヨーイング角速度の理論値を計算するプログラムコードを記す。付録Bには、3.4.5項の風洞でのヨーイング角速度試験で、ロータリエンコーダの出力値をヨーイング角速度に変換するプログラムを記す。

第2章 日本の風力発電ポテンシャルと2050年までの導入ロードマップの提案

2.1 緒言

風力発電の導入推進にあたっては、一般に風力発電ポテンシャルと導入ロードマップが示される。ポテンシャルとは、国土の風力資源の内、様々な制約を考慮した導入可能量である。これまで日本の風力発電ポテンシャルは、資源エネルギー庁が委託し2000年3月の「新エネルギー等導入促進基礎調査」で公表された、陸上6.4GW、洋上40GW^[2-1]が基本とされ、政策決定や助成金額に影響してきた^[2-2]。しかしこの算定の前提条件には以下の問題があった。

- ・ 風速の基本データとする風況マップが統計手法によっており、最新の数値シミュレーションによる値ではない
- ・ 風力発電機を設置可とした土地利用種別が、古い1988年GISデータを基にしている
- ・ 既に風力発電機が多く設置されている森林を、設置不可として算定から除外している
- ・ 基準風速を30m高さで5.0m/s以上、また風力発電機の単機出力を1,000kWとしており、現在の主流であるハブ高さ80m且つ2,000kW以上と乖離がある
- ・ 住居からの距離を考慮していない
- ・ 洋上風力の範囲を水深30m以下に限定しており、今後の技術的發展により設置が見込める、浮体式風力が考慮されていない

こうした背景の下、これらの課題に全て対処する形で2010年に環境省が複数の風速以上のポテンシャルを算定した（Table 1-1）^[2-3]。本研究ではこれをベースとして、事業実現性の高い風速以上のポテンシャルを抽出した。また政策計画やメーカーによる設備投資計画に反映できるように、日本風力発電協会（Ver 1.1, 2010）^[2-4]と同様の方法で、2050年までの導入ロードマップを提案した。

日本における長期の導入ロードマップを示すには、その基となるポテンシャルがどのように算定されたか知る必要がある。そこで2.2節と2.3節では、本研究のベースとした環境省(2010)^[2-3]による、風力賦存量とポテンシャルの算定条件と結果の概略を示す。

なお本研究で使用する用語を以下の通り定義する。

- 賦存量

理論的に算出することができるエネルギー資源量の内、明らかに利用することが不可能であるもの（例：風速5.5m/s未満の風力エネルギーなど）を除く資源量であって、種々の制約要因（土地用途、利用技術、法令、など）を考慮しないもの

- ポテンシャル

エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因を考慮したエネルギー資源量であって、特定の社会条件による一時点における導入可能量

2.2 風力発電の賦存量

この2.2節では、環境省（2010）^[2-3]が求めた風速別賦存量の算定条件と、算定結果の概略を示す。

2.2.1 算定条件

算定はFigure 2-1に示す通り、電力会社管内ごとに行われた。各風速に対応する面積を算定し、それを風力発電機出力に換算し、賦存量が導かれる。後のポテンシャル算定時には、その面積に対して制約条件を課すこととなる。

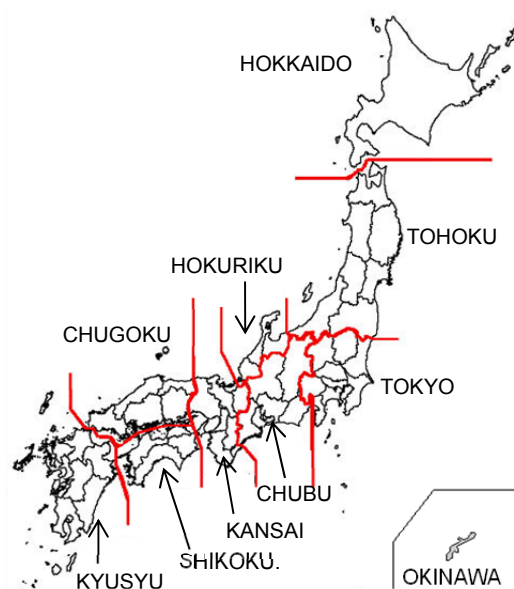


Figure 2-1 Business district of Japanese electric power companies (Translated from ^[2-4])

[1] 風況マップ

各地点における風速の算定には、伊藤忠テクノソリューションズ株が開発した風況マップ、WinPAS (Wind Power Assessment System) が使用された。WinPASは、標高データ、土地利用データ並びに2000年1~12月の1時間毎気象データを入力値として、1kmメッシュごとに2000年の年平均風速を算定した風況マップである (Figure 2-2)^[2-5]。洋上の風速は、離岸距離数十kmまで算定されている。

WindPASを用いて洋上を含む日本全国を電力会社別に、年平均風速が5.5m/s以上、6.5m/s以上、7.5m/s以上、8.5m/s以上の区分に分け、各風速以上となる面積を算定している。なお年平均風速を抽出する高度は、現在の主流である2,000~3,000kW基の平均的ハブ高さである80mとしている。

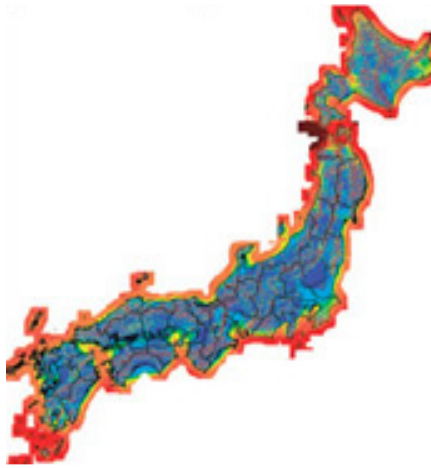


Figure 2-2 Screenshot of WinPAS [2-5]

[2] 算定面積から風力発電機出力への換算

算定した各年平均風速に対応する面積を風力発電機出力へと換算するための値は、日本風力発電協会（Ver 1.1, 2010）[2-4]と同じ、1km²当たり 10MW が使われた。この値の根拠は、風力発電機の単機出力、複数基設置時の配置間隔である（Figure 2-3）。単機出力は、近年の主要機である 2,000~3,000kW としている。複数基設置時の離隔距離は、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（以後 NEDO）の風力発電導入ガイドブック（2008）[2-6]で推奨される、卓越風向側へ 10D，その直角方向へ 3D としている（D はロータ直径）。

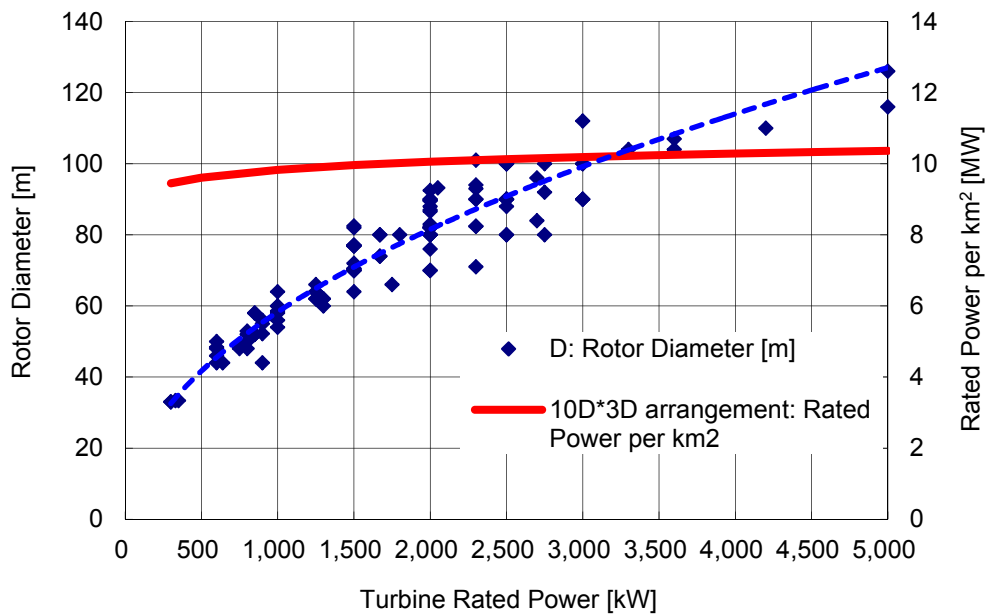


Figure 2-3 Wind turbine power per km² area when arranged in 10D x 3D (D = rotor diameter) (Translated from [2-4])

2.2.2 陸上風力賦存量

種々の制約要因（土地用途，利用技術，法令など）を考慮せず，80m 高さで任意の風速以上となる面積のみから求められた，陸上風力の賦存量を Figure 2-4 に示す．いずれの風速以上でも，2008 年度時点で電力会社が所有する全発電設備容量（202,177MW）^[2-7]を超えている．

- 平均風速 5.5m/s 以上 = 1,391,500 MW（2008 年度全発電設備容量の 6.88 倍）
- 平均風速 6.5m/s 以上 = 719,120 MW（2008 年度全発電設備容量の 3.56 倍）
- 平均風速 7.5m/s 以上 = 310,460 MW（2008 年度全発電設備容量の 1.54 倍）

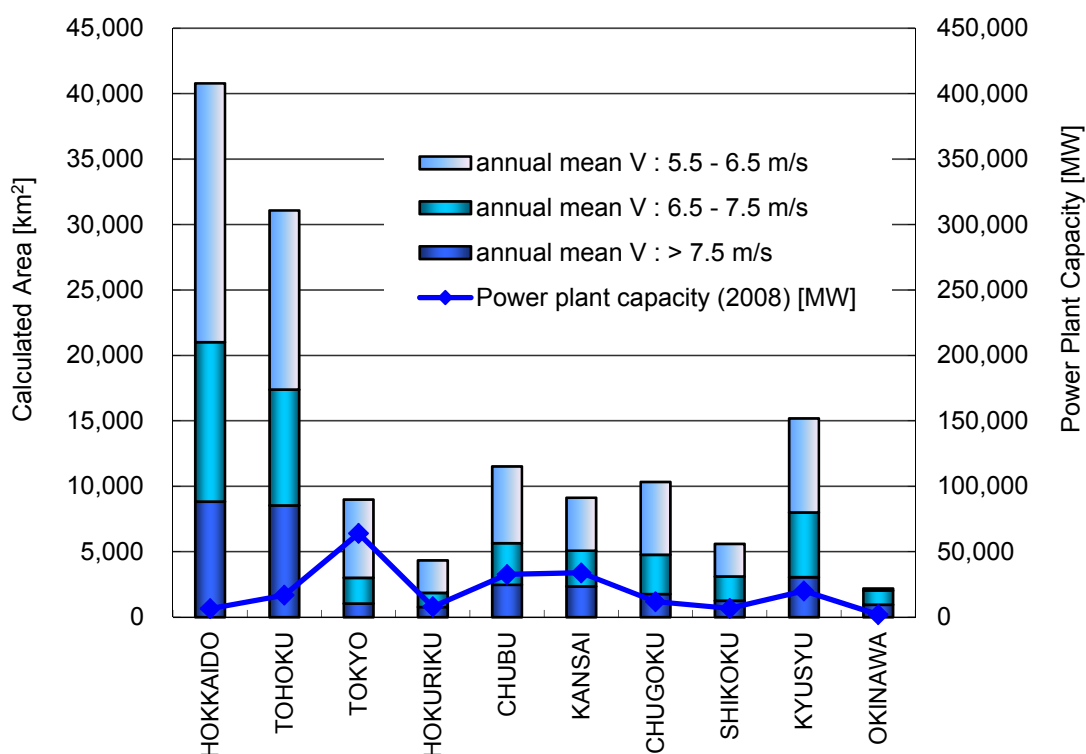


Figure 2-4 Onshore wind energy resources at 80m height (prepared from ^[2-3])

2.2.3 洋上風力賦存量

自然エネルギーやその他資源に対して排他的な権利を有する，200 海里的排他的経済水域内全ての風速を算定した風況マップは存在しない．そのため，WinPAS 上でシミュレーション実施済の海域（離岸距離数十 km）のみを対象とした，80m 高さの洋上風力の賦存量を Figure 2-5 に示す．面積から設備容量への換算には，陸上風力と同じ2,000～3,000kW 基の設置を仮定し，10MW/km²としている．しかし洋上風力発電機は今後 5,000kW 基以上など，陸上より大きい機種が主流になると思われ，今回算定された賦存量及びポテンシャルより大きくなることが期待できる．

- 平均風速 6.5m/s 以上 = 7,716,680MW (2008 年度 全発電設備容量の 38.17 倍)
- 平均風速 7.5m/s 以上 = 5,715,710MW (2008 年度 全発電設備容量の 28.27 倍)
- 平均風速 8.5m/s 以上 = 1,675,970MW (2008 年度 全発電設備容量の 8.29 倍)

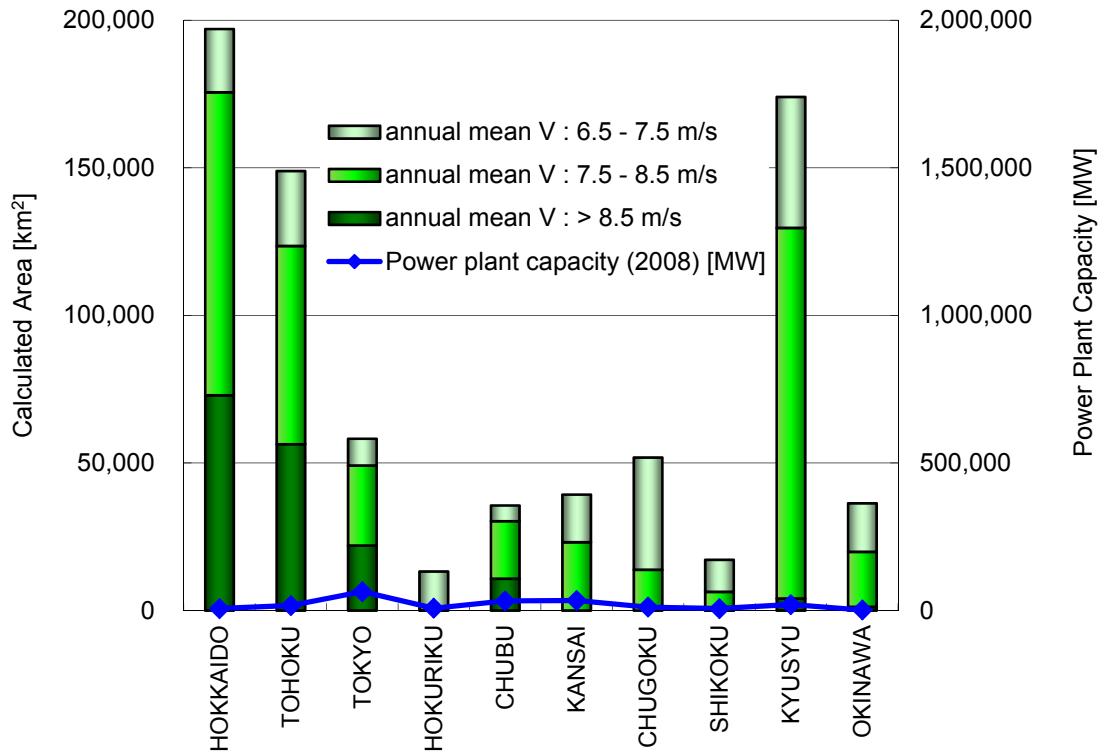


Figure 2-5 Offshore wind energy resources at 80m height (prepared from [2-3])

2.3 風力発電のポテンシャル

この 2.3 節では、環境省 (2010) [2-3] によるポテンシャルの算定条件と、算定結果の概略を示す。

2.3.1 算定条件

緒言で定義したように、ポテンシャルとは、エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因を考慮したエネルギー資源量であって、特定の社会条件による一時点における導入可能量である。そこでポテンシャルの算定に際しては、前節で求めた 80m 高さ、1km メッシュ風速に基づく賦存量面積に対して、社会条件による制約により風力発電機を設置不可とする面積を減じていく。各制約条件は 100mメッシュ (0.01km²) 単位で判定した。制約条件は順番に設置不可とする面積を除外していくため、重複する制約条件による面積は前半で除外されている。最終的に残った設置可能面積に対して、2.2.1 項で示した 10MW/1km² を掛け合わせ、風力発

電機出力に変換したものが、ポテンシャルとなる。Table 2-1, 2-2 にそれぞれ陸上と洋上のポテンシャル算定条件を示す。

Table 2-1 Onshore criteria for Japanese wind power potentials (Translated from [2-3])

Criteria (in order of area selection)	Developable area	Non-developable area
1. Wind speed	$\geq 5.5\text{m/s}$ at 80m	$< 5.5\text{m/s}$ at 80m
2. Ground altitude	$< 1,000\text{m}$	$\geq 1,000\text{m}$
3. Ground inclination	< 20 deg.	≥ 20 deg.
4. Distance to road over 3m width	$< 10\text{km}$	$\geq 10\text{km}$
5. Regulated area	Nature park (Class 2, 3 special zone, ordinary zone)	Nature park (special protection zone, class 1 special zone) Wilderness area Nature conservation area Wildlife protection area World heritage
6. Distance to house	$\geq 500\text{m}$	$< 500\text{m}$
7. Urban planning area	Except for urbanization zone	Urbanization zone
8. Land use	Other farmland, wasteland, coast, forest (excluded reserved one)	Farmland, building lot, highway, other land, river and lake, sea area, golf course

Table 2-2 Offshore criteria for Japanese wind power potentials (Translated from [2-3])

Criteria (in order of area selection)	Developable area	Non-developable area
1. Wind speed	$\geq 6.5\text{m/s}$ at 80m	$< 6.5\text{m/s}$ at 80m
2. Regulated area	Nature park (ordinary zone)	Nature park (marine park zone)
3. Offshore distance	$< 30\text{km}$	$\geq 30\text{km}$
4. Water depth	Fixed : $\leq 50\text{m}$ / Floating : 50-200m	$\geq 200\text{m}$

2.3.2 陸上風力ポテンシャル

Figure 2-4 に示した陸上風力の賦存量に対し、Table 2-1 の制約条件を付した 80m 高さのポテンシャルを Figure 2-6 に示す。

- 平均風速 5.5m/s 以上 = 297,330MW (2008 年全発電設備容量の 1.47 倍)
(各電力会社の設備容量を導入上限とした場合 = 92,650MW)
- 平均風速 6.5m/s 以上 = 168,900MW (2008 年全発電設備容量の 0.84 倍)
(各電力会社の設備容量を導入上限とした場合 = 64,770MW)
- 平均風速 7.5m/s 以上 = 70,410MW (2008 年全発電設備容量の 0.35 倍)
(各電力会社の設備容量を導入上限とした場合 = 41,710MW)

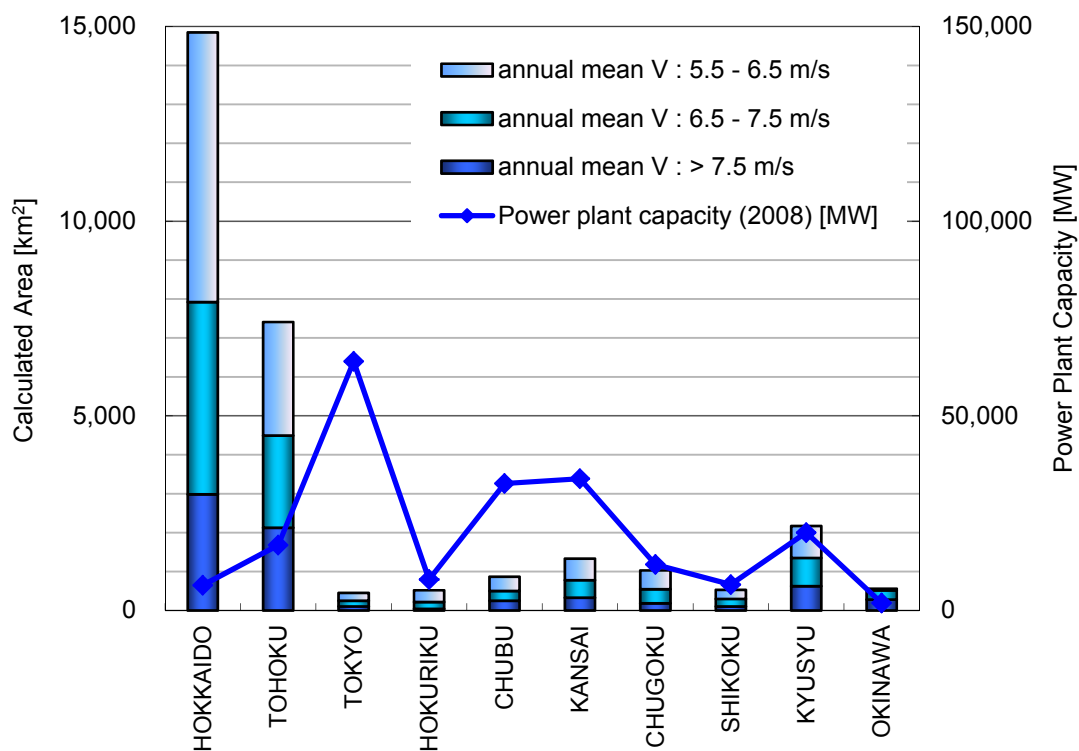


Figure 2-6 Onshore wind energy potential at 80m height (prepared from [2-3])

2.3.3 洋上風力ポテンシャル

[1] 着床式洋上風力ポテンシャル

Figure 2-5 に示した洋上風力の賦存量に対し、Table 2-2 の制約条件を付した、着床式洋上風力（離岸距離 30km 未満、水深 50m 未満）の 80m 高さのポテンシャルを Figure 2-7 に示す。

- 平均風速 6.5m/s 以上 = 309,680MW (2008 年全発電設備容量の 1.53 倍)
(各電力会社の設備容量を導入上限とした場合 = 106,350MW)
- 平均風速 7.5m/s 以上 = 93,830MW (2008 年全発電設備容量の 0.46 倍)
(各電力会社の設備容量を導入上限とした場合 = 35,100MW)
- 平均風速 8.5m/s 以上 = 5,080MW (2008 年全発電設備容量の 0.03 倍)
(各電力会社の設備容量を導入上限とした場合 = 5,080MW)

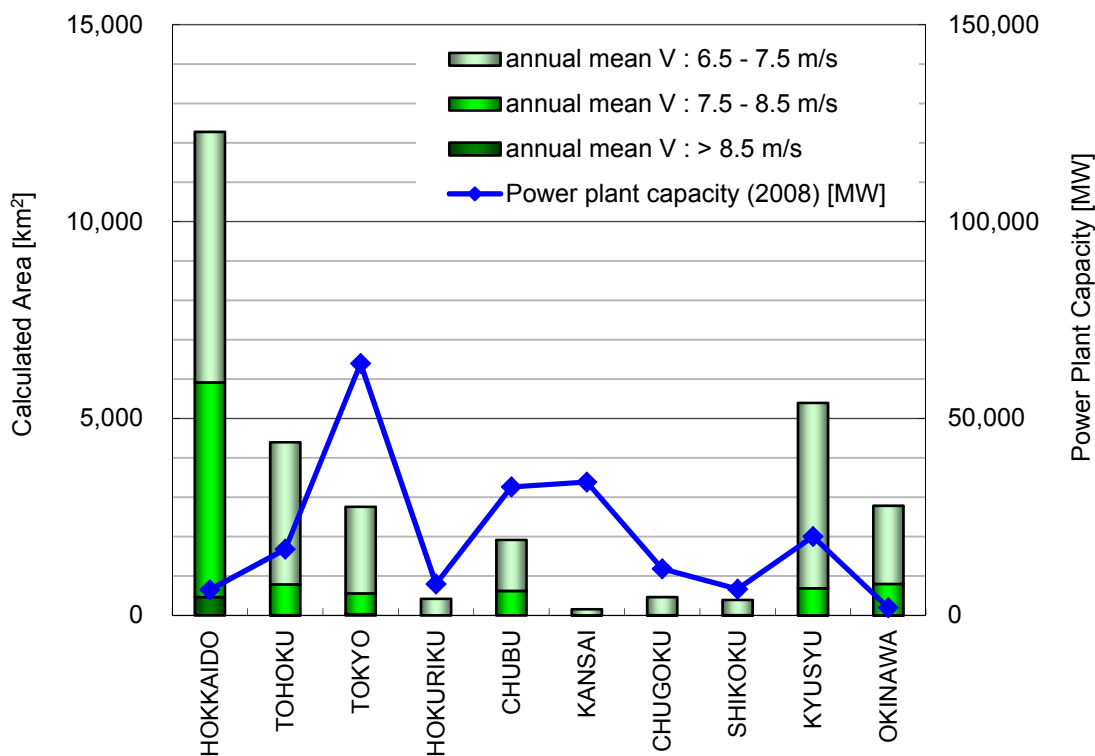


Figure 2-7 Fixed-bottom offshore wind energy potential at 80m height
(Offshore distance < 30 km, Water depth < 50 m) (prepared from [2-3])

[2] 浮体式洋上風力ポテンシャル

Figure 2-5 に示した洋上風力の賦存量に対し、Table 2-2 の制約条件を付した、浮体式洋上風力（離岸距離 30km 未満、水深 50m 以上 200m 未満）の 80m 高さのポテンシャルを Figure 2-8 に示す。

- 平均風速 6.5m/s 以上 = 1,266,900MW (2008 年全発電設備容量の 6.27 倍)
(各電力会社の設備容量を導入上限とした場合 = 167,050MW)
- 平均風速 7.5m/s 以上 = 519,490MW (2008 年全発電設備容量の 2.57 倍)
(各電力会社の設備容量を導入上限とした場合 = 102,440MW)
- 平均風速 8.5m/s 以上 = 56,060MW (2008 年全発電設備容量の 0.28 倍)
(各電力会社の設備容量を導入上限とした場合 = 24,990MW)

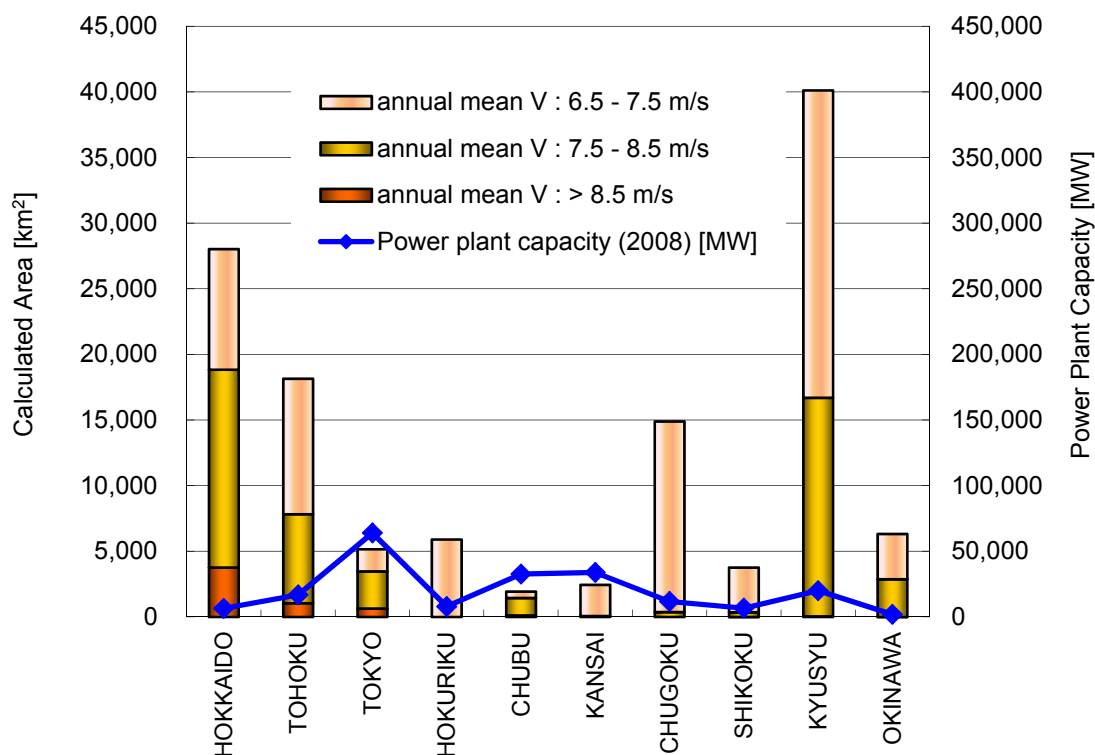


Figure 2-8 Floating offshore wind energy potential type at 80 m height (Offshore distance < 30 km, Water depth 50 - 200 m) (prepared from [2-3])

2.4 可採風速以上の風力発電ポテンシャル

2.4.1 可採風速の選定

環境省 (2010) [2-3] では、陸上は 5.5m/s 以上, 6.5m/s 以上, 7.5m/s 以上, そして洋上は 6.5m/s 以上, 7.5m/s 以上, 8.5m/s 以上の風速で賦存量とポテンシャルを算定している。本研究では、導入ロードマップの作成に当たり、一つの風速で代表されるポテンシャルに絞る必要がある。本項では発電コストの観点から、風力発電の事業実現性が高い可採風速を選定する。

[1] 年平均風速と設備利用率

各風速における発電コスト算出のため、始めに各風速における発電電力量を定める。NEDO (2008) [2-6] を参考に、実質的な正味年間発電電力量を次式で求めた。

$$\begin{aligned}
 \text{正味年間発電電力量} &= \text{理想年間発電電力量} \times \text{利用可能率} \times \text{出力補正係数} \\
 &= \text{理想年間発電電力量} \times 0.95 \times 0.9
 \end{aligned}$$

ここで、

理想年間発電電力量 : 損失が無い場合の 100%理想発電量

(本研究では、2,000kW 級の代表的なパワーカーブと、年平均風速のレーレ分布から求めた)

利用可能率 : 故障修理や定期点検の時間を除いた、風力発電機が運転可能な状態にある年間の時間率

出力補正係数 : 風向変動に対するヨー制御の追従遅れや、レーレ分布からの差による発電量損失率

上記の係数を使い、日本風力発電協会 (Ver 1.1, 2010) [2-4] が求めた各年平均風速の理想設備利用率と正味設備利用率を Table 2-3 に示す。

Table 2-3 Capacity factor as function of annual mean wind speed (Prepared from [2-4])

Annual mean wind speed	Ideal capacity factor	Net capacity factor
5.5m/s	18.5%	$18.5 \times 0.95 \times 0.9 \doteq 16\%$
6.5m/s	27.5%	$27.5 \times 0.95 \times 0.9 \doteq 24\%$
7.5m/s	36.3%	$36.3 \times 0.95 \times 0.9 \doteq 31\%$
8.5m/s	44.3%	$44.3 \times 0.95 \times 0.9 \doteq 38\%$

[2] 年平均風速と発電コスト

発電コストの算出にあたり、まず建設費を補助金無しの金利 4%で借入れ、事業期間 20 年間で返済すると仮定した。簡易化のため、頭金、保険代、借地代、撤去費などは見込んでいない。洋上風力の建設コストは陸上の 2 倍と仮定した。年間の保守・修繕費は、陸上風力は 5,000 円/kW、洋上風力は 10,000 円/kW とした。

建設費と Table 2-3 に示した正味設備利用率から求めた、平均風速毎の発電コストを Figure 2-9 に示す (なお発電コストとは発電原価を意味しており、風力発電の事業性を確保する売電価格では無い)。

Figure 2-9 より、本研究実施時の 2010 年時点の売電価格を仮に 10 円/kWh とすれば、陸上風力は 6.5m/s 以下では補助金無しでは事業が成り立たなくなる。そこで導入ロードマップの基とする可採可能な風力発電ポテンシャルを、陸上風力では 6.5m/s 以上とし、売電単価が本研究時に定まっていない洋上風力は 7.5m/s 以上とした。

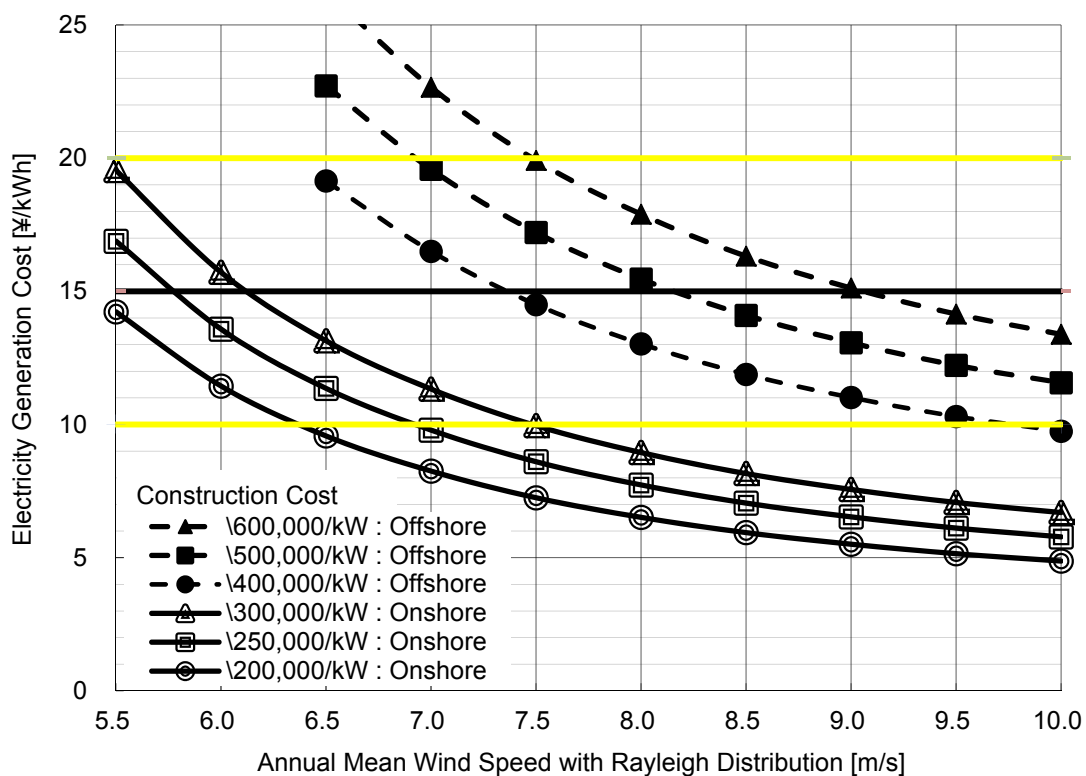


Figure 2-9 Electricity cost as function of annual mean wind speed at 80 m height and initial construction cost

(Annual cost estimated with; no subsidies; interest rate 4%; operational period 20 years; O&M cost ¥5,000/kW/year for onshore, ¥10,000/kW/year for offshore)

2.4.2 可採風速（風速 6.5m/s）以上の陸上風力ポテンシャル

前項の結果を受けて、80m 高さの年平均風速が 6.5m/s 以上の面積を対象として、Table 2-1 の制約条件により賦存量から差し引いた量と、残った陸上風力ポテンシャルを Table 2-4 と Figure 2-10 に示す。

最もポテンシャルを減少させる制約条件は、居住地からの距離（500m 未満は設置不可）であり、続いて最大傾斜角（20 度以上は設置不可）、そして標高（1,000m 以上は設置不可）となっている。なお制約条件は表中の 1 番から 8 番へ順番に面積を除外していくため、重複する制約条件分の面積は前半で除外されている。

- 平均風速 6.5m/s 以上の賦存量 = 719,120 MW (2008 年度全発電設備容量の 3.56 倍)
- 平均風速 6.5m/s 以上のポテンシャル = 168,900MW (2008 年全発電設備容量の 0.84 倍)

Table 2-4 Onshore wind energy resource (≥ 6.5 m/s at 80m height) and subtracted area by each constraints shown in Table 2-1

(Note: area subtracted in the order of no. 1 to 8 to avoid subtracting overlapping area)

Electric utility	Wind resource ≥ 6.5 m/s [km ²]	1. Elevation [km ²]	2. Max. inclination [km ²]	3. Distance from road [km ²]	4. Law and regulation [km ²]	5. Distance from house [km ²]	6. Urban planning [km ²]	7. Land use [km ²]	8. Forrest reserve [km ²]	Wind energy potential [km ²]
HOKKAIDO	21,014	-1,714	-3,637	-21	-511	-3,319	-21	-237	-3,631	7,923
TOHOKU	17,388	-2,397	-4,027	0	-310	-3,421	-33	-366	-2,341	4,494
TOKYO	3,011	-931	-262	-3	-34	-1,334	-1	-12	-184	252
HOKURIKU	1,856	-667	-529	-2	-3	-241	0	-4	-190	220
CHUBU	5,657	-2,330	-1,131	-3	-17	-1,365	-9	-16	-283	503
KANSAI	5,081	-403	-2,265	-9	-24	-857	0	-21	-723	780
CHUGOKU	4,771	-226	-1,348	-6	-19	-1,588	0	-10	-1,027	549
SHIKOKU	3,104	-786	-1,321	-4	-6	-533	-0	-3	-153	299
KYUSYU	7,994	-691	-1,905	-29	-55	-3,234	0	-72	-656	1,351
OKINAWA	2,035	-0	-92	-18	-63	-1,235	-0	-57	-49	520
TOTAL	71,912	-10,145	-16,517	-94	-1,042	-17,126	-64	-798	-9,236	16,890

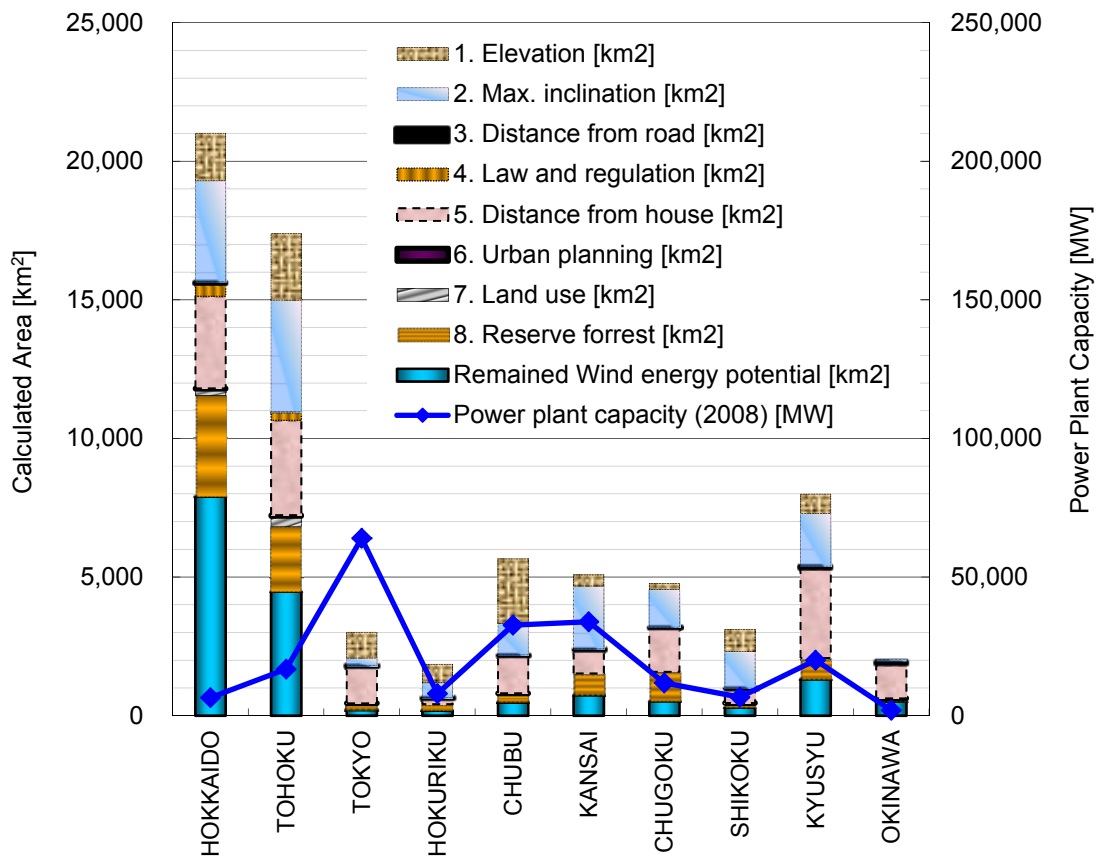


Figure 2-10 Onshore wind energy resource (≥ 6.5 m/s at 80m height) and subtracted area by each constraints shown in Table 2-1

(Note: area subtracted in order of no. 1 to 8 to avoid subtracting overlapping area)

Table 2-4 から保安林によるポテンシャル減少を取り出したものが Table 2-5 である。現在連系制限が無い東京，中部，関西管内，及び比較的連系量に余裕がある北陸，中国管内でも，保安林内を設置不可としたことで多くのポテンシャルが減少している。近年，保安林内への設置が認められる事業が僅かに存在しており，より一層の柔軟化・明確化が望まれる。

Table 2-5 Excluded potential due to forest reserve

Electric utility	Wind energy potential [MW]	Excluded potential due to forest reserve [MW]	Ratio
HOKKAIDO	79,231	-36,305	-46%
TOHOKU	44,938	-23,414	-52%
TOKYO	2,517	-1,837	-73%
HOKURIKU	2,200	-1,898	-86%
CHUBU	5,032	-2,831	-56%
KANSAI	7,800	-7,227	-93%
CHUGOKU	5,488	-10,266	-187%
SHIKOKU	2,988	-1,534	-51%
KYUSYU	13,511	-6,557	-49%
OKINAWA	5,201	-491	-9%
TOTAL	168,905	-92,360	-55%

陸上風力のポテンシャル算定では，重要な植生を含まない第 2 種，第 3 種及び普通地域の自然公園を設置可能地域としている (Table 2-1)。それらの面積は少ないが，80m 高さで年平均風速 6.5m/s 以上の地域において，現在連系制限が無い東京，中部，関西管内でポテンシャルに占める自然公園の比率が 10%を超えており，自然公園への設置許可のより一層の早期化・柔軟化・明確化が望まれる (Table 2-6)。

Table 2-6 Wind energy potential ($\geq 6.5\text{m/s}$ at 80m height) in non-subtracted natural parks (Class 2 and 3 special zones, and ordinary zones)

Electric utility	Wind energy potential [MW]	Potential at class 2, 3, ordinary national park [MW]	Ratio
HOKKAIDO	79,231	1,163	1%
TOHOKU	44,938	1,671	4%
TOKYO	2,517	854	34%
HOKURIKU	2,200	93	4%
CHUBU	5,032	1,246	25%
KANSAI	7,800	986	13%
CHUGOKU	5,488	455	8%
SHIKOKU	2,988	53	2%
KYUSYU	13,511	1,219	9%
OKINAWA	5,201	135	3%
TOTAL	168,905	7,874	5%

2.4.3 可採風速（風速 7.5m/s）以上の洋上風力ポテンシャル

80m 高さの年平均風速が 7.5m/s 以上の面積を対象として、Table 2-2 の制約条件により賦存量から差し引いた量と、残った洋上風力ポテンシャルを Table 2-7 と Figure 2-11 に示す。また離岸距離と水深の関係も Figure 2-12 に示す。

最もポテンシャルを減少させる制約条件は、離岸距離（30km 未満を設置不可）であり、続いて水深（200m 以上を設置不可）となっている。なお制約条件は表中の 1 番から 3 番へ順番に面積を除外していくため、重複する制約条件分の面積は前半で除外されている。

- 平均風速 7.5m/s 以上の賦存量 = 5,715,710MW (2008 年度 全発電設備容量の 28.27 倍)
- 平均風速 7.5m/s 以上のポテンシャル = 613,320MW (2008 年全発電設備容量の 3.03 倍)

Table 2-7 Offshore wind energy resource (≥ 7.5 m/s at 80m height) and subtracted area by each constraints shown in Table 2-2

(Note: area subtracted in order of no. 1 to 3 to avoid subtracting overlapping area)

Electric utility	Wind resource ≥ 7.5 m/s [km ²]	1. Law and regulation [km ²]	2. Offshore distance [km ²]	3. Water depth [km ²]	Wind energy potential (fixed) [km ²]	Wind energy potential (floating) [km ²]
HOKKAIDO	175,558	-0	-130,791	-20,015	18,836	5,916
TOHOKU	123,519	-1	-101,973	-12,933	7,825	786
TOKYO	49,124	-1	-30,278	-14,815	3,470	560
HOKURIKU	131	0	-131	0	0	0
CHUBU	30,296	-0	-25,373	-2,857	1,443	623
KANSAI	23,178	0	-21,584	-1,522	71	1
CHUGOKU	13,850	-0	-13,083	-389	373	5
SHIKOKU	6,363	-0	-5,005	-994	361	4
KYUSYU	129,642	-17	-71,714	-40,521	16,700	690
OKINAWA	19,909	-4	-3,523	-12,712	2,869	800
TOTAL	571,571	-24	-403,456	-106,759	51,949	9,383

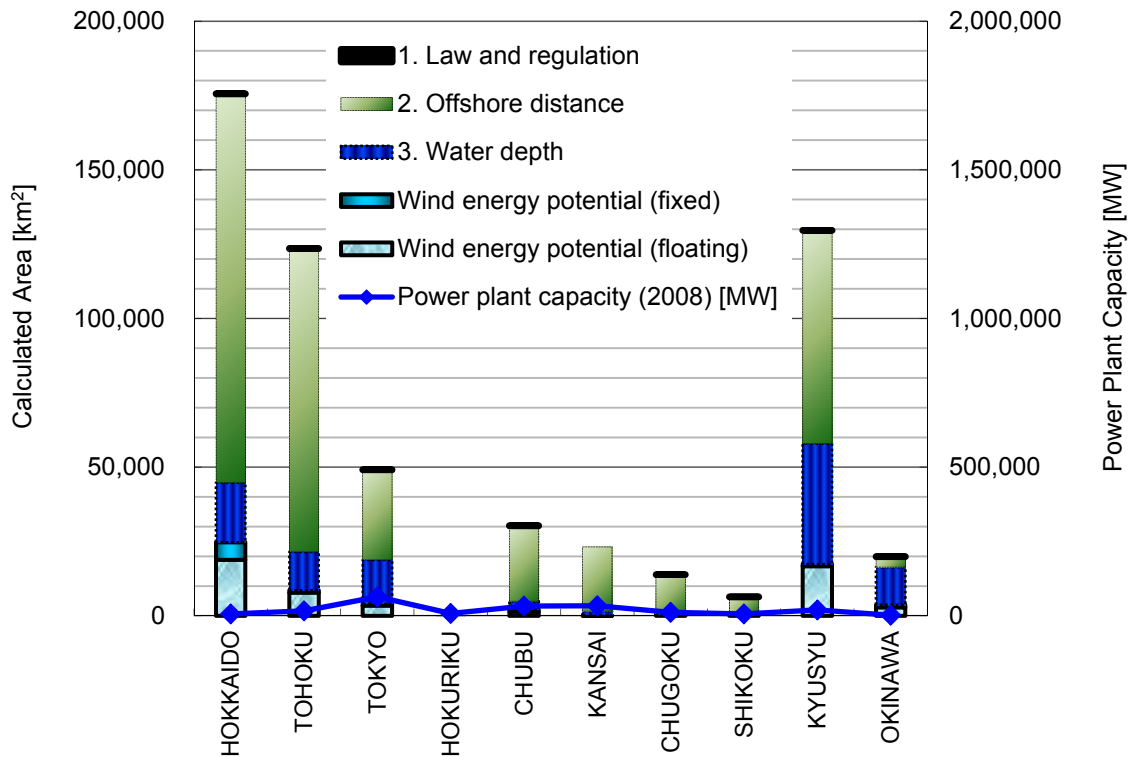


Figure 2-11 Offshore wind energy resource (≥ 7.5 m/s at 80m height) and subtracted area by each constraints shown in Table 2-2

(Note: area subtracted in order of no. 1 to 3 to avoid subtracting overlapping area)

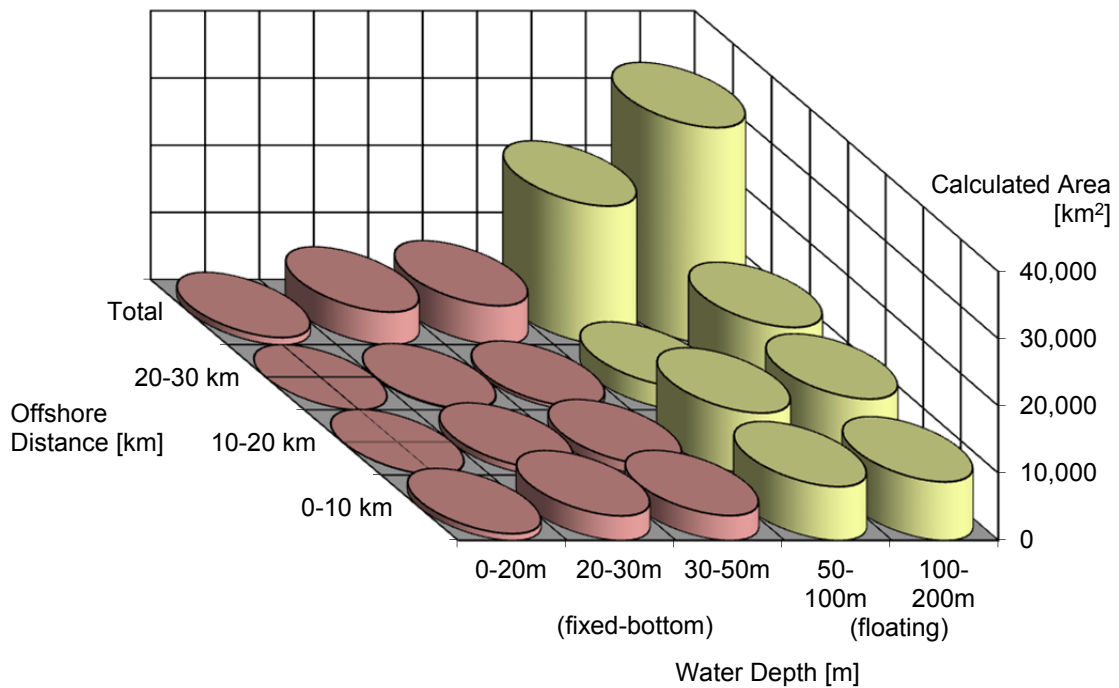


Figure 2-12 Offshore wind energy potential area (≥ 7.5 m/s at 80 m height) as function of offshore distance and water depth

2.4.4 陸上風力と洋上風力の合計ポテンシャル

[1] 電力会社の発電設備容量による制約が無い場合

2.4.2 項と 2.4.3 項で示した、80m 高さで陸上 6.5m/s 以上、洋上 7.5m/s 以上の領域を対象とした合計ポテンシャルを Table 2-8 及び Figure 2-13 に示す。なお水深 50m 未満を着床式洋上風力、水深 50m～200m を浮体式洋上風力とする。

- 風力ポテンシャル（電力会社の発電設備容量による制約が無い場合）
 - = 782,220MW (2008 年全発電設備容量の 3.78 倍)
 - = 168,900MW (陸上)
 - + 93,830MW (着床式洋上)
 - + 519,490MW (浮体式洋上)

Table 2-8 Onshore and offshore total wind energy potential
(not limited by total electric utility capacity)

Electric Utility	Total capacity [MW]	Onshore $\geq 6.5\text{m/s}$ / Offshore $\geq 7.5\text{m/s}$			Wind energy potential [km ²]	Wind energy potential [MW]	Ratio against total capacity
		Onshore [km ²]	Offshore (fixed) [km ²]	Offshore (floating) [km ²]			
HOKKAIDO	6,505	7,923	5,916	18,836	32,675	326,748	5023%
TOHOKU	16,800	4,494	786	7,825	13,105	131,051	780%
TOKYO	63,981	252	560	3,470	4,281	42,812	67%
HOKURIKU	7,962	220	0	0	220	2,200	28%
CHUBU	32,626	503	623	1,443	2,569	25,687	79%
KANSAI	33,865	780	1	71	852	8,519	25%
CHUGOKU	11,826	549	5	373	927	9,272	78%
SHIKOKU	6,665	299	4	361	663	6,635	100%
KYUSYU	20,023	1,351	690	16,700	18,741	187,409	936%
OKINAWA	1,925	520	800	2,869	4,189	41,891	2177%
TOTAL	202,177	16,890	9,383	51,949	78,222	782,220	387%

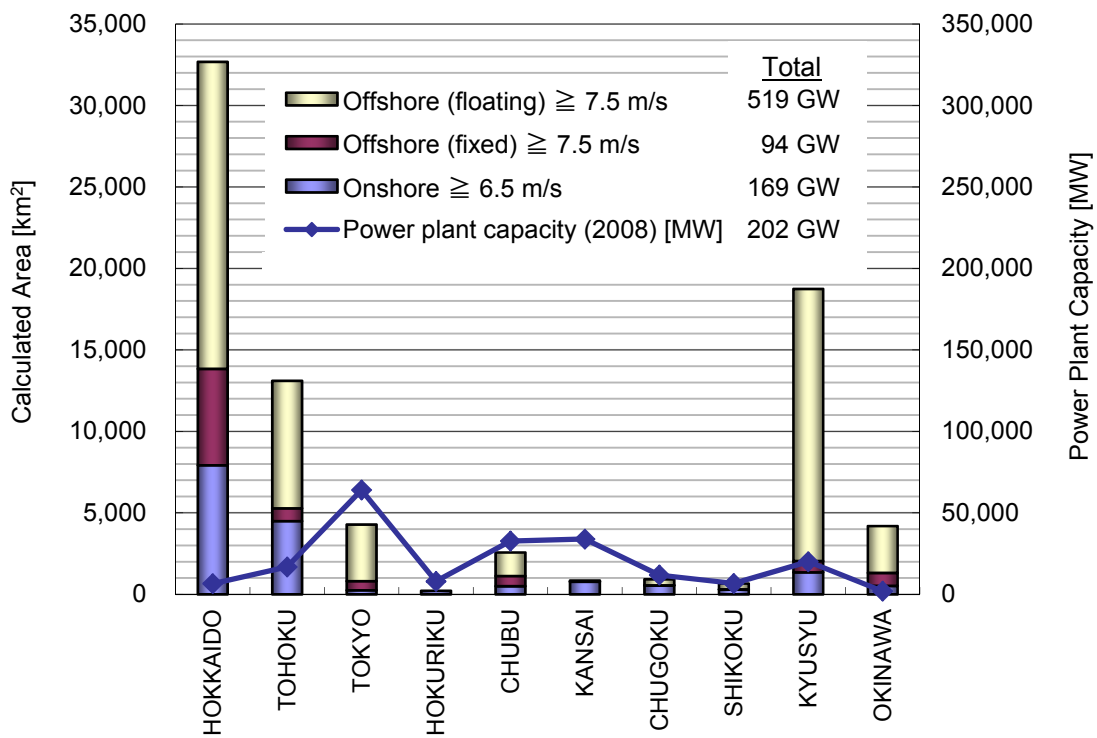


Figure 2-13 Onshore and offshore total wind energy potential
(not limited by total electric utility capacity)

[2] 全電力会社の発電設備容量を上限とした場合

2.4.2 項と 2.4.3 項で示した、80m 高さで陸上 6.5m/s 以上、洋上 7.5m/s 以上の領域を対象とした合計ポテンシャルに対し、更に全電力会社の発電設備容量を導入上限とする制約を付したポテンシャルを Table 2-9 及び Figure 2-14 に示す。なお水深 50m 未満を着床式洋上風力、水深 50m~200m を浮体式洋上風力とする。

- 風力ポテンシャル (全電力会社の発電設備容量を導入上限とした場合)
 - = 202,300MW (2008 年全発電設備容量の 1.00 倍)
 - = 64,760MW (陸上)
 - + 35,100MW (着床式洋上)
 - + 102,440MW (浮体式洋上)

Table 2-9 Onshore and offshore total wind energy potential
(limited by total electric utility capacity)

Electric Utility	Total capacity [MW]	Onshore $\geq 6.5\text{m/s}$ / Offshore $\geq 7.5\text{m/s}$			Wind energy potential [km ²]	Wind energy potential [MW]	Ratio against total capacity
		Onshore [km ²]	Offshore (fixed) [km ²]	Offshore (floating) [km ²]			
HOKKAIDO	6,505	650	650	650	1,951	19,514	300%
TOHOKU	16,800	1,680	786	1,680	4,146	41,458	247%
TOKYO	63,981	252	560	3,470	4,281	42,812	67%
HOKURIKU	7,962	220	0	0	220	2,200	28%
CHUBU	32,626	503	623	1,443	2,569	25,687	79%
KANSAI	33,865	780	1	71	852	8,519	25%
CHUGOKU	11,826	549	5	373	927	9,272	78%
SHIKOKU	6,665	299	4	361	663	6,635	100%
KYUSYU	20,023	1,351	690	2,002	4,043	40,433	202%
OKINAWA	1,925	192	192	192	577	5,774	300%
TOTAL	202,177	6,476	3,510	10,244	20,230	202,300	100%

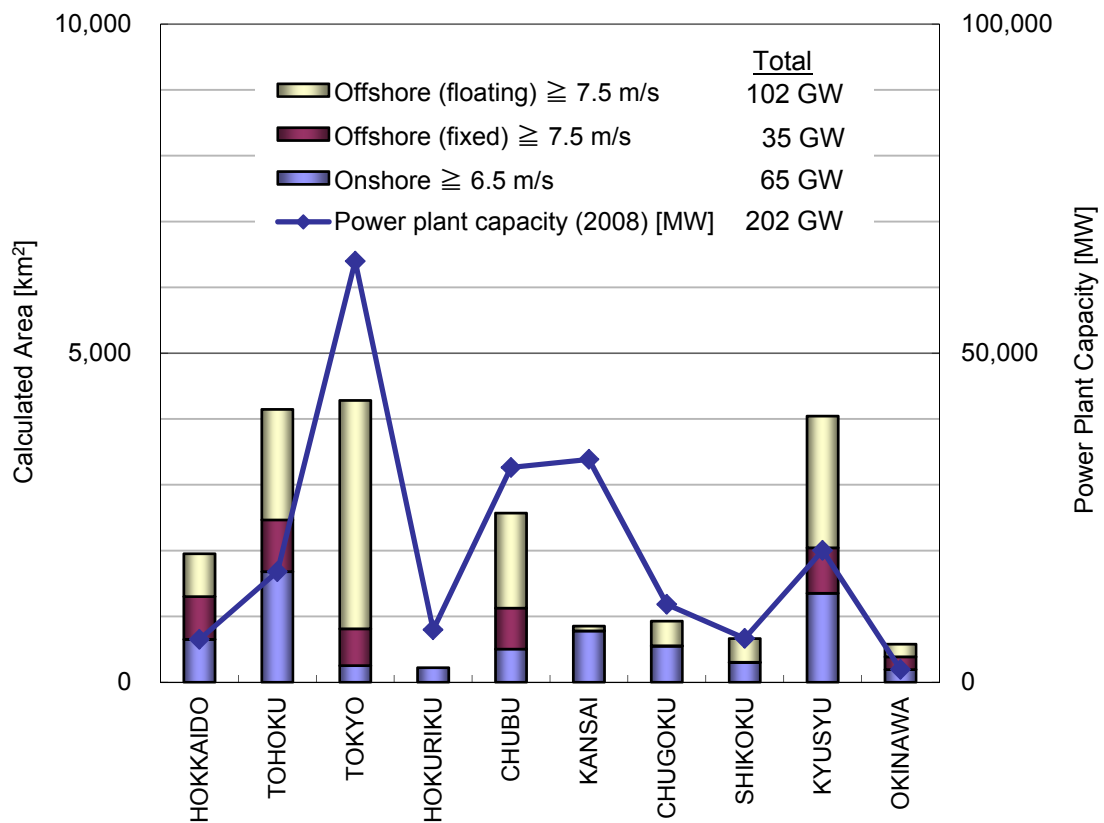


Figure 2-14 Onshore and offshore total wind energy potential
(limited by total electric utility capacity)

2.5 2050年導入目標量の算定

2.5.1 日本全体の2050年導入目標量

2.4.4 項で全電力会社の設備容量を導入上限とした時のポテンシャルを示したが、これは地域差があるものの、国内全発電設備容量に等しい分以上のポテンシャルが風力にあることを意味している。

風力の2050年導入目標値の設定には、発電電力量(kWh)を基準として、日本風力発電協会(Ver 1.1, 2010)^[2-4]の目標値を準用する。すなわち；

『2050年度までに、風力発電による電力量供給比率を、日本の全需要電力量の10%以上とする』

参考として、Table 2-10に各国の風力発電による電力量供給比を示す。他国と比べて日本の比率は小さく、まだまだ余裕があると考えられ、10%という値は現実的な数字であると言える。

Table 2-10 Ratio of electricity supply by wind energy (prepared from^[2-4, 8, 9])

	2008	2014	
Denmark	19.3%	39.0%	(4,883MW)
Spain	11.7%	15.7%	(21,674MW) (2011)
German	6.5%	9.0%	(39,165MW)
EU	4.2%	10.2%	(134,007MW)
USA	1.9%	5.2%	(65,879MW)
Japan	0.3%	0.5%	(2,789MW)

2008年度の需要電力量は888,935GWhであり^[2-10]、余裕を見て実質的な設備利用率を20%とすると、2008年度需用電力量の10%を供給する為に必要な風力発電設備容量は、以下となる。

$$888,935\text{GWh} \times 10\% \times 1000 \div (20\% \times 365 \text{日} \times 24 \text{時間}) = 50,738\text{MW} \\ \approx 50,000\text{MW} (=50\text{GW})$$

実際には以下の要因などにより、2050年度時点の風力発電による電力量供給比率は変化する。しかしプラス要因とマイナス要因が打ち消しあい、2050年度には10%以上を確保することが可能と考える。

<電力量供給比 プラス要因>

- 年平均風速が高い地点を重点的に、建設を推進する(設備利用率が高くなる)

- 洋上風力は、陸上風力以上に好風況地域への建設を推進する（設備利用率が高くなる）
- 人口減や省エネルギー推進，機器のエネルギー効率化により，日本の 2050 年度の需要電力量は，2008 年度実績より低下する可能性が高い [2-11]。

<電力量供給比 マイナス要因>

- 電力系統運用面から必要となる，風力発電所の出力制限や出力上昇率制限などにより，実質的な設備利用率が低下する
- 電力系統運用面から必要となる，蓄電設備（揚水発電所，蓄電池など）による電力損失が発生する
- 長距離送電による送電損失が発生する

2.5.2 各電力管内別，方式別の 2050 年導入目標量

本項では，風力発電による電力供給量 10%以上に必要な設備容量 50,000MW を，各電力管内別及び陸上，洋上の方式別に分配する。

[1] 各電力管内別 2050 年導入目標量への分配

Table 2-9 と Figure 2-14 に全電力会社の設備容量を導入上限とした場合のポテンシャルを示したが，この場合，北海道，東北，東京，中部，中国，四国，九州，沖縄は，全発電設備容量に比して風力発電設備の容量が 50%を超過しており，周波数安定面などに問題が生じる可能性がある。

電力系統運用面からは，適切な容量の蓄電設備および会社間連系線の新增設が必須ではあるが，極端な容量の新增設はコストパフォーマンス面で劣る。そこで第一ステップとして，Table 2-8 で示した各電力管内別ポテンシャルに対して，以下の開発率を設定して導入量を再計算した（Table 2-11）。但し，東京，九州，沖縄の洋上風力ポテンシャルには，離島からの離岸距離 30km 未満のポテンシャルも含まれており，本土への系統連系距離が 30km を超える分もある。そのため，これら地域の設定開発率は更に 1/2 とする。

- 陸上風力の開発率 = 50%（社会受容性や送電線からの距離，自然公園からの視野角など，今回適用した社会的制約条件以外の条件を考慮し，50%を上限とする）
- 着床式洋上風力の開発率 = 40%（東京，九州，沖縄は 20%）
- 浮体式洋上風力の開発率 = 30%（東京，九州，沖縄は 15%）

Table 2-11 Wind power capacity by 2050 to supply 10% electricity demand (step 1)

Electric utility	Total capacity [MW]	Electricity demand [kWh]	Wind capacity required for 10% supply [MW]	Wind power capacity [MW] (10MW/km ²)			Total wind capacity [MW]	Ratio against total capacity
				Onshore	Offshore (fixed)	Offshore (floating)		
HOKKAIDO	6,505	31,839	1,817	3,252	2,602	1,951	7,805	120.0%
TOHOKU	16,800	81,101	4,629	8,400	3,144	5,040	16,583	98.7%
TOKYO	63,981	288,956	16,493	1,258	1,119	5,205	7,582	11.9%
HOKURIKU	7,962	28,154	1,607	1,100	0	0	1,100	13.8%
CHUBU	32,626	129,734	7,405	2,516	2,490	4,329	9,335	28.6%
KANSAI	33,865	145,867	8,326	3,900	2	214	4,116	12.2%
CHUGOKU	11,826	61,222	3,494	2,744	21	1,120	3,884	32.8%
SHIKOKU	6,665	28,701	1,638	1,494	14	1,083	2,591	38.9%
KYUSYU	20,023	85,883	4,902	6,755	1,380	3,003	11,139	55.6%
OKINAWA	1,925	7,476	427	962	385	289	1,636	85.0%
TOTAL	202,177	888,935	50,738	32,382	11,156	22,235	65,773	32.5%

Table 2-11 の合計風力発電設備容量は、2050 年導入目標（50,000MW）を超過しており、また北海道、東北、九州、沖縄は、全発電設備容量に比して風力発電設備の容量が依然として 50%を超過しているため周波数安定面などに問題を生じる可能性がある。そこで第二ステップとして以下の制約条件を追加し、その中で最低の値を取ることで、各電力会社管内の導入目標値を再計算した（Table 2-12）。

(I) 基本条件

- 風力発電設備容量 (kW) 比を 50%未満とする
- 風力発電電力量供給 (kWh) 比を 20%未満とする

(II) 全電力会社管内の導入目標値合計を 50,000MW に調整するための補正条件

- 上記 (I) の制約を受けた場合は、その値の 5%以内で目標値を低減する
- 設定開発率で必要な設備容量に達しない場合は、その値の 5%以内で目標値を増加する

(III) 特殊条件

- 沖縄は他電力と連系していないことから、上記補正を行わず、沖縄電力管内における需用電力量の 10%供給に必要な風力発電設備容量とする。

Table 2-12 Wind power capacity by 2050 to supply 10% electricity demand (step 2)

Electric utility	Total capacity [MW]	Electricity demand [kWh]	Wind capacity required for 10% supply [MW]	1.	2.	3.	min(1, 2, 3) [MW]	Wind capacity target by 2050 [MW]
				Wind capacity from Table 2-10 [MW]	50% of total capacity [MW]	Wind capacity required for 20% supply [MW]		
HOKKAIDO	6,505	31,839	1,817	7,805	3,252	3,635	3,252	3,100
TOHOKU	16,800	81,101	4,629	16,583	8,400	9,258	8,400	8,000
TOKYO	63,981	288,956	16,493	7,582	31,991	32,986	7,582	7,800
HOKURIKU	7,962	28,154	1,607	1,100	3,981	3,214	1,100	1,100
CHUBU	32,626	129,734	7,405	9,335	16,313	14,810	9,335	9,500
KANSAI	33,865	145,867	8,326	4,116	16,932	16,652	4,116	4,200
CHUGOKU	11,826	61,222	3,494	3,884	5,913	6,989	3,884	4,000
SHIKOKU	6,665	28,701	1,638	2,591	3,332	3,276	2,591	2,600
KYUSYU	20,023	85,883	4,902	11,139	10,012	9,804	9,804	9,300
OKINAWA	1,925	7,476	427	1,636	962	853	853	400
TOTAL	202,177	888,935	50,738	65,773	101,089	101,477	50,919	50,000

[2] 方式別 2050 年導入目標量への分配

第二ステップでは、各電力会社管内における風力導入目標値が求められた。ここではそれを更に方式別（陸上、着床式洋上、浮体式洋上）に分配する（Table 2-13）。

各電力管内の風力導入目標値を達成する方式（陸上、洋上）は、各電力管内の風速や方式別のポテンシャルなどにより決定される。しかしここでは簡易化のため、Table 2-11 と同じ方式別の設備容量比を、Table 2-12 の導入目標値に適用した（Table 2-13, Figure 2-15）。但し、沖縄は適地面積や地域特性などから陸上風力のみ導入するものとした。

Table 2-13 Wind power capacity by 2050 to supply 10% electricity demand (final)

Electric utility	Wind power capacity [MW] (10MW/km ²)			Wind capacity target by 2050 [MW]	Onshore district Area [km ²]	Ratio against onshore district area (10MW/km ²)		
	Onshore	Offshore (fixed)	Offshore (floating)			Onshore	Offshore (fixed)	Offshore (floating)
HOKKAIDO	1,400	1,000	700	3,100	79,094	0.2%	0.1%	0.1%
TOHOKU	4,200	1,500	2,300	8,000	79,895	0.5%	0.2%	0.3%
TOKYO	1,300	1,200	5,300	7,800	39,534	0.3%	0.3%	1.3%
HOKURIKU	1,100	0	0	1,100	12,566	0.9%	0.0%	0.0%
CHUBU	2,600	2,500	4,400	9,500	38,965	0.7%	0.6%	1.1%
KANSAI	4,000	0	200	4,200	28,760	1.4%	0.0%	0.1%
CHUGOKU	2,800	0	1,200	4,000	31,919	0.9%	0.0%	0.4%
SHIKOKU	1,500	0	1,100	2,600	18,790	0.8%	0.0%	0.6%
KYUSYU	5,700	1,300	2,300	9,300	42,039	1.4%	0.3%	0.5%
OKINAWA	400	0	0	400	2,233	1.8%	0.0%	0.0%
TOTAL	25,000	7,500	17,500	50,000	373,796	0.7%	0.2%	0.5%

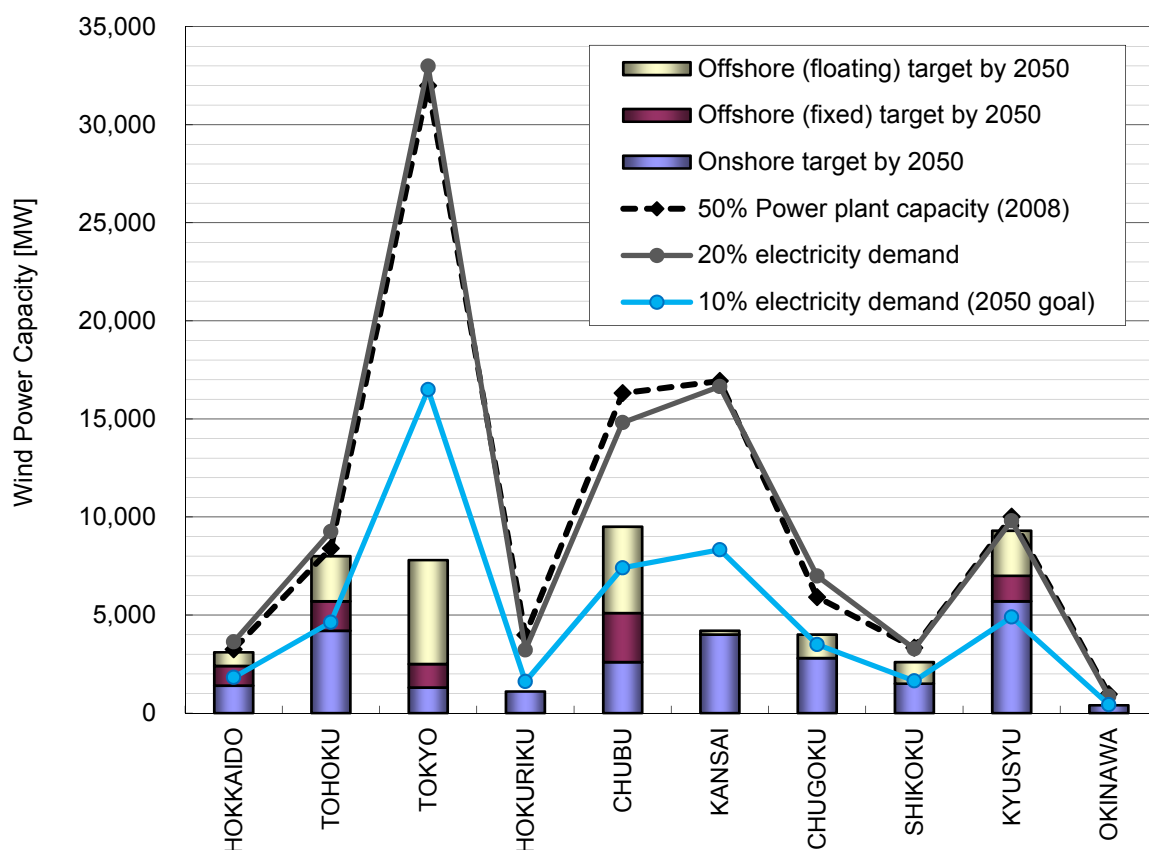


Figure 2-15 Wind power capacity by 2050 to supply 10% electricity demand (final)

2.6 ロードマップ

Table 2-13 の 2050 年導入目標 (50,000MW) を達成するロードマップは、日本風力発電協会 (Ver 1.1, 2010) [2-4] と同様に、普及学 (Diffusion of innovations) の考えを用いて作成した。これは社会学者の Everett M. Rogers が 1960 年代に初めて提唱した理論で、新しいアイデアや技術が S 字曲線により普及することを表しており、今では広く知られている (Figure 2-16) [2-12]。

この理論を表す例として、Figure 2-17 にアメリカの全世帯への技術普及を表した曲線を示す [2-13]。1929 年に端を発した世界大恐慌と 1939 から 1945 年まで続いた第二次世界大戦があり、電気 (ELECTRICITY)、自動車 (AUTO)、電話 (TELEPHONE) の普及は足踏みしたが、ほぼ全て S 字曲線を描いている。またインターネット (INTERNET) や携帯 (CELLPHONE) に見られる様に、昨今の普及速度は従来に比べて大幅に速くなっている。

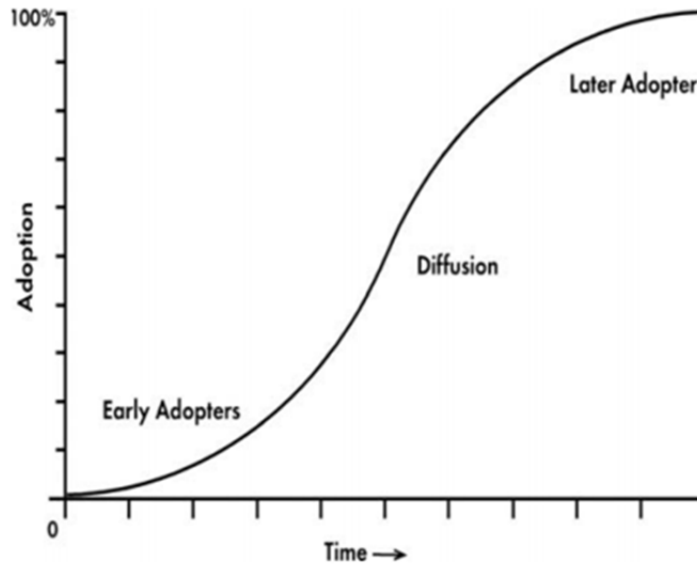


Figure 2-16 The diffusion S-curve [2-12]

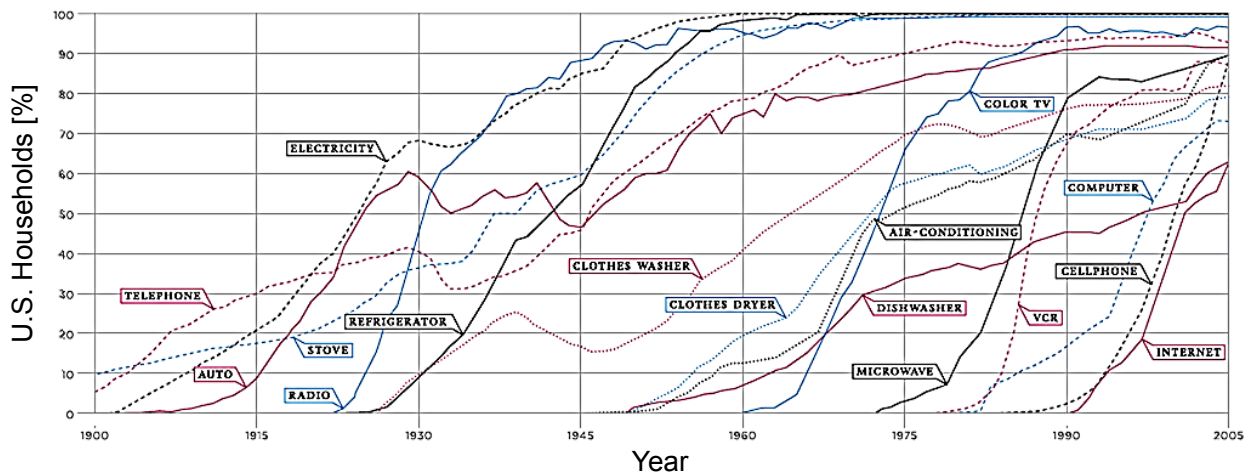


Figure 2-17 Technology adaptation rate of U.S. Household [2-13]

2050年50,000MWの風力設備容量を導入率100%とすると、3,000MW未満の現在は導入初期にあたる。2050年までのS字導入曲線(すなわちロードマップ)を描くに当たり、陸上、着床式洋上、浮体式洋上それぞれのS字曲線式を求める。初めに導入開始年度を、 $X = 0$ の基準年とし、単年度導入量 Y の成長曲線を年数 X に対する3次式と仮定する(Eq.(2.1))。S字曲線の近似式には、他にもゴンペルツ曲線やロジスティック曲線などがあるが、ここでは簡易化のため3次式を使用した。なお単年度導入量 Y の一回微分 Y' は、導入意欲または投資力と考えることができる(Eq.(2.2))。

$$Y = aX^3 + bX^2 + cX + d \quad [\text{MW/year}] \quad (2.1)$$

$$Y' = 3aX^2 + 2bX + c \quad [\text{MW/year}^2] \quad (2.2)$$

X = 0 年で Y = 0, Y' = 0 とすると, d = 0, c = 0 が得られ, Eq.(2.1) と Eq.(2.2) は次式となる.

$$Y = aX^3 + bX^2 \quad [\text{MW/year}] \quad (2.3)$$

$$Y' = 3aX^2 + 2bX \quad [\text{MW/year}^2] \quad (2.4)$$

単年度導入量のピークを n 年とすると, X = n の時, Y' = 0, b = (3/2)an となり, Eq.(2.3) は次式のように書き換えられる.

$$Y = aX^3 + \frac{3}{2}anX^2 \quad [\text{MW/year}] \quad (2.5)$$

陸上, 着床洋上, 浮体式洋上それぞれの式の係数 a と n を調整し足し合わせ, Table 2-13 の 2050 年導入目標量を満たすように算出した結果を, Table 2-14 及び Figure 2-18 に示す. 前提条件として, 2010 年度の国の導入目標値である 3,000MW を達成するものとし, 着床式洋上風力の導入開始年度を 2015 年度, 浮体式洋上風力の導入開始を 2020 年度とした.

Table 2-14 Wind power roadmap 2050

Year	Wind power capacity target [MW] (Supply 10% of electricity demand in 2050)			
	Onshore	Offshore		Cumulative Total
		Fixed	Floating	
2008	1,854	0	0	1,854
2010	3,000	0	0	3,000
2015	6,500	10	0	6,510
2020	11,100	200	10	11,310
2025	16,300	1,200	600	18,100
2030	21,200	2,900	2,900	27,000
2035	24,500	5,100	7,100	36,700
2040	25,000	7,000	12,300	44,300
2045	25,000	7,500	16,600	49,100
2050	25,000	7,500	17,500	50,000

Onshore reaches 25,000MW in 2038

Offshore fixed foundation reaches 7,500MW in 2044

Offshore floating foundation reaches 17,500MW in 2048

(Values rounded off to the 100, except for onshore actual in 2008, offshore fixed foundation in 2015, and floating foundation in 2020)

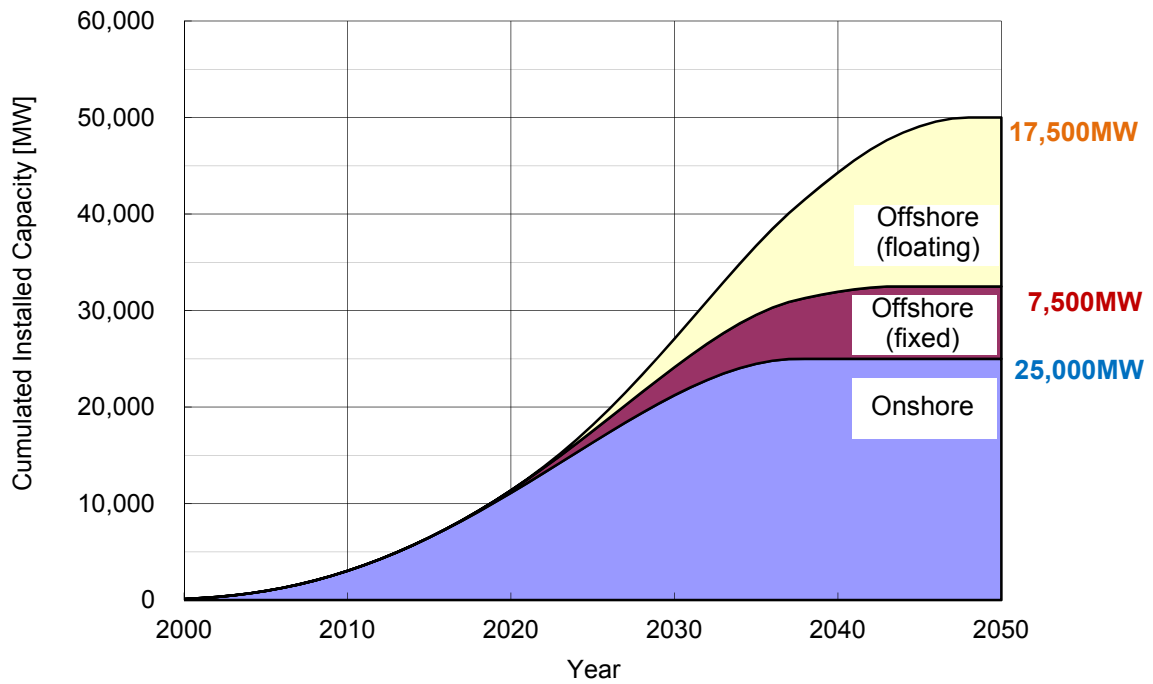


Figure 2-18 Wind power roadmap 2050

50,000MW 導入のロードマップに対応した、陸上、着床洋上、浮体洋上それぞれの単年度新規導入量を Figure 2-19 に示す。また産業効果を把握するため、風力発電機の更新（20 年毎）を含む単年度生産量を Figure 2-20 に示す。2030 年以降の単年度生産量（建設量）は 2,500MW 以上を継続し、安定した風力発電産業の発展が見込める。

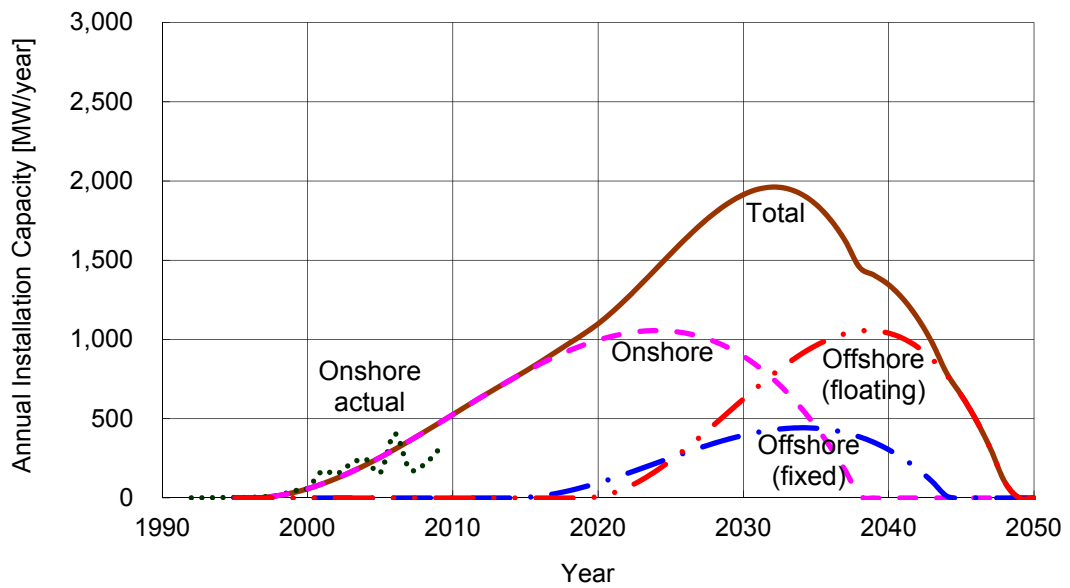


Figure 2-19 Annual installation capacity for wind power roadmap 2050

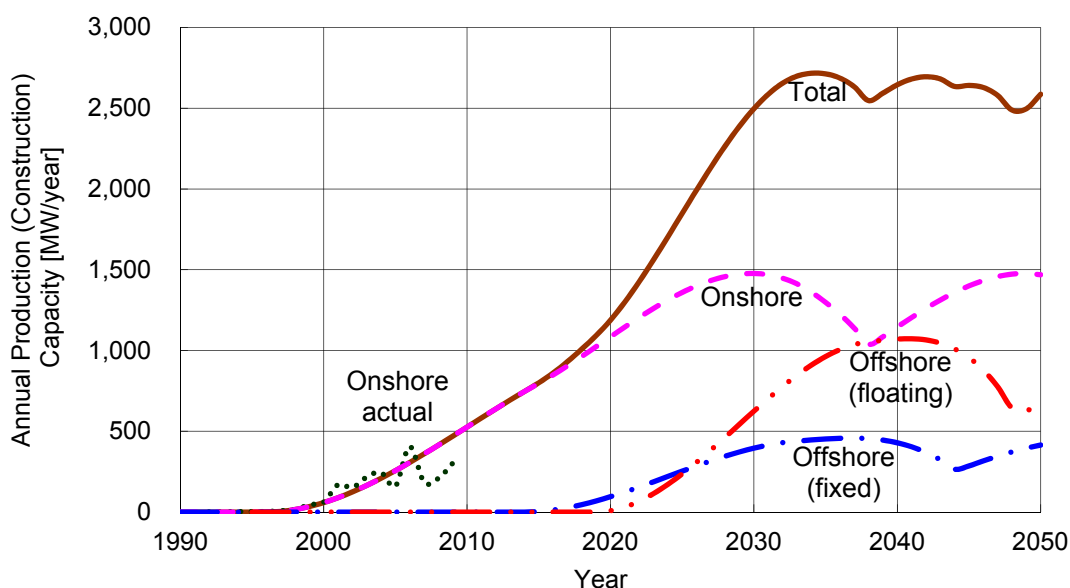


Figure 2-20 Annual production (construction) capacity for wind power roadmap 2050

2.7 今後の課題

算出した賦存量・ポテンシャルの精度を上げるため、今後以下の検討が必要となる。

- 風況マップの精緻化
 - 今回使用した風況マップ (WinPAS) は、2000 年度 1 年間の 1 時間値に基づく CFD (数値シミュレーション) に基づいている。風速の年変動影響を含めるため、5~10 年間の 1 時間値に基づく CFD を実施した新たな風況マップを作成する
- 送電線からの距離、送電線容量による制約条件を追加する
- 洋上のポテンシャルには、幹線系統に接続されている本島からの離岸距離のみ考慮し、離島からの離岸距離は含めない
- 既設風力発電所位置を確認し、今回開発不可とした制約条件 (田, 保安林など) の妥当性を確認する
- 風力発電の技術進歩や社会的制約条件などの変化に応じて、ポテンシャル算定の制約条件および制約値などを見直す

2.8 結 言

本研究では、環境省 (2010) ^[2-3] で算定されたポテンシャルをベースとして、80m 高さで事業実現性が高い風速 (陸上は 6.5m/s, 洋上は 7.5m/s) 以上のポテンシャルを抽出した。また

それを基に 2050 年導入目標を達成するロードマップを提案し、以下の結論を得た。

- (1) 陸上のポテンシャルから除外した、保安林が占める割合は、現在連系制限が無い東京管内で 73%(1,837MW), 中部管内で 56%(2,831MW), 関西管内で 93%(7,227MW), また比較的連系量に余裕がある北陸管内で 86% (1,898MW) 中国管内で 187% (10,266MW) と多く、保安林内設置許可の柔軟化・明確化が必要である (2.4.2 項)
- (2) 陸上のポテンシャルに含めた、重要な植生を含まない第 2 種, 第 3 種及び普通地域の自然公園が占める割合は、東京管内で 34%(850MW), 中部管内で 25%(1,250MW), 関西管内で 13% (990MW) と現在連系量に制限が無い場所で 10%を超えており、自然公園内設置許可の早期化・柔軟化・明確化が必要である (2.4.2 項)
- (3) 陸上と洋上で事業実現性が高い風速を、ハブ高さ 80m でそれぞれ 6.5m/s, 7.5m/s とすると、各電力会社の発電容量による制約無しのパテンシャルは以下の通りとなる (2.4.4 項)
782,220MW (全発電設備容量の 3.78 倍)
= 168,900MW (陸上: 80m 高さで 6.5m/s 以上)
+ 93,830MW (着床式洋上: 80m 高さで 7.5m/s 以上)
+ 519,490MW (浮体式洋上: 80m 高さで 7.5m/s 以上)
- (4) 2050 年の長期導入目標を日本の需要電力量の 10%, 設備利用率を 20%とすると、導入目標容量は 50GW となる (2.5.1 項)
- (5) 2050 年, 50GW を達成するロードマップを、普及学の S 字導入曲線の考えを用いて、以下の通り提案した (2.6 節)
2020 年: 陸上 11,100MW, 着床式洋上 200MW, 浮体式洋上 10MW
2030 年: 陸上 21,200MW, 着床式洋上 2,900MW, 浮体式洋上 2,900MW
2040 年: 陸上 25,000MW, 着床式洋上 7,000MW, 浮体式洋上 12,300MW
2050 年: 陸上 25,000MW, 着床式洋上 7,500MW, 浮体式洋上 17,500MW
- (6) 提案したロードマップによれば、2030 年以降の単年度生産量 (建設量) は 2,500MW 以上を継続し、安定した風力発電産業の発展が見込める (2.6 節)

これらの結果は、新エネルギー財団による「風力発電システムの導入促進に関する提言」^[2-14] 並びに、日本風力発電協会による「風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップ (Ver. 2.1)」^[2-15] にまとめられ、広く公表されている。また英訳したのも国際風力専門誌に掲載され、日本の風力発電の状況を広く世界に発信している ^[2-16]。

2.9 日本の風力発電ポテンシャルに関する最新研究の紹介

本研究以降も、2015 年の現時点までポテンシャル及びロードマップの見直しが頻繁に行わ

れている。その内幾つかは、2.7節に示した課題に対応している。Table 2-15 に、本研究とそれ以降の結果の比較を示す [2-3, 15, 17-21]。

最新のポテンシャルとロードマップは、日本風力発電協会が 2014 年に公表している。本研究との大きな違いは、風力発電機を設置可能とする風速を、固定価格買取制度導入以後の事業性を考慮し、陸上は 6.0m/s 以上、着床式洋上は 7.0m/s 以上、浮体式洋上は 7.5m/s 以上としている。但し、そこから陸上、着床式洋上、浮体式洋上のポテンシャルに、開発率としてそれぞれ 50%、33%、25%を乗じているため、ポテンシャルの値は本研究の値より低くなっている。この値を“堅実なポテンシャル（ここまで低下する事はない）”と表現している。また 2050 年導入目標値を、本研究では需要電力量の 10%供給を目標に 50GW としたが、それを 20%以上に増やした結果、2050 年までに 75GW としており、ロードマップも同様に修正されている。なお 20%という値は、Table 2-10 で示したように既にデンマークで達成されており、実現可能な値である。

しかしながら、それに比べて 2015 年 6 月 1 日に決定された政府案は消極的なものであった。経済産業省の長期エネルギー需給見通し小委員会です承された 2030 年度の電源構成案は、原子力発電を発電量比で 20~22%、再生可能エネルギーで 22~24%としている [2-22]。この中で風力は僅か 1.7%であり、設備利用率を 20%と仮定すると 10GW となる (Figure 2-21)。この電源構成案は少なくとも 3 年ごとに見直すとされている。この政府案は、パブリックコメントにかけられた後、正式決定される。

2030 年 10GW という目標値は、本研究で示したロードマップの 2020 年以前に達成すべき導入量であり、10 年遅れてようやく達成することとなる。一方で、2030 年 10GW を達成するには、今後 15 年間、毎年平均 450MW を導入する必要がある、過去 15 年間の平均 190MW を大きく上回ることも事実である (Figure 2-22) [2-8, 9, 22-29]。

日本における風力発電の飛躍は始まったばかりである。2030 年以降の政府目標値も示されていない。2030 年以降も導入が継続するためには、風力発電が高い信頼性を有し公衆の安全を脅かさないこと、更に風力発電の導入促進が日本のエネルギー戦略に貢献することを証明し続けることが重要である。

Table 2-15 Latest potential and roadmap from various sources (prepared from^[2-3, 15, 17~21])

	MoE Renewable energy potential study (FY2009)	JWPA Wind energy potential and roadmap (Ver. 2.1) (Result of this research)	METI Basic study for new energy facilitation (FY2010)	MoE Renewable energy potential study (FY2010)	JWPA Wind energy potential and roadmap (Ver. 3.2)	MoE Basic data for zoning renewable energy (FY2011)	JWPA Wind energy potential and roadmap (Ver. 4.3)	
Released on	Mar-2010	Jun-2010	Feb-2011	Mar-2011	Feb-2012	Jun-2012	May-2014	
Onshore potential	300,000MW	168,900MW	38,850MW	137,640MW	143,760MW	133,490MW	104,915MW	
Offshore potential	1,610,000MW	613,320MW	13,160MW	3,000MW	378,250MW	759,950MW	127,268MW	
Total wind potential	1,900,000MW	782,220MW	52,010MW	140,640MW	522,010MW	893,440MW	232,183MW	
(Used term)	Potential	Potential	Possible installation capacity	Possible installation capacity	Plausible potential	Possible installation capacity	Plausible potential	
Installation goal by 2050	None	50GW (10% of electricity demand)	None	None	50GW (10% of electricity demand)	None	75GW (20% of electricity demand)	
2020 Total		11,310MW	33,070MW		11,300MW		10,900MW	
2030 Total		27,000MW	1,131,380MW		28,800MW		36,200MW	
2050 Total		50,000MW	(Supposing cost reduction)		50,000MW		75,000MW	
Wind atlas	WinPAS (1km mesh, based on '00 weather data)	WinPAS (1km mesh, based on '00 weather data)	WinPAS (500m mesh, based on '00-'04 averaged weather data)	WinPAS (500m mesh, based on '00 weather data)	Same as MoE (FY2010)	Same as MoE (FY2010)	Same as MoE (FY2011)	
Onshore developable area	Wind speed	≥5.5m/s at 80m	≥6.5m/s at 80m	≥5.5m/s at 80m	≥5.5m/s at 80m	≥6.5m/s at 80m	≥5.5m/s at 80m	
	Ground altitude	< 1,000m	Same as MoE (FY2009)	< 1,000m	< 1,000m	Same as MoE (FY2010)	Same as MoE (FY2010)	
	Ground inclination	< 20 deg.		< 20 deg.	< 20 deg.		Same as MoE (FY2011)	
	Distance to road	< 10km to road over 3m width		< 10km to road over 3m width	No limitation			
	Distance to house	≥ 500m		≥ 500m	≥ 500m			
	Distance to grid	No limitation		< 40km	No limitation			
	Developable land use	Used '06 GIS data Other farmland, wasteland, coast, forest (excluded reserved forest)		Used '06 GIS data Other farmland, wasteland, coast, forest (excluded reserved forest)	Used '06 GIS data Other farmland, wasteland, coast, forest (excluded reserved forest)			
	Nature park	Excluded national class 1 and special protection zone		Excluded class 1 and special protection zone	Excluded class 1 and special protection zone			
	Wilderness area	Excluded		Excluded	Excluded			
	Nature conservation area	Excluded		Excluded	Excluded			
	Wildlife protection area	Excluded national zone		Excluded	Excluded special protection zone			
	World heritage	Excluded		Excluded	Excluded			
	Urban planning area	Excluded urbanisation zone		Excluded urbanisation zone	Excluded urbanisation zone			
	Conversion to kW	10MW/km ²		10MW/km ²	10MW/km ²			
Development rate/condition	Scenario 3: ≥5.5m/s at 80m		Scenario 1-3: \20/kWh for 15yrs, installation motivation 41%, social acceptability 75.4%	Scenario 1-3: \20/kWh for 20yrs, IRR ≤ 8%		Scenario 10: \20/kWh for 20yrs, including dismantling, IRR ≥ 8%	×50%	
Offshore developable area	Wind speed	≥6.5m/s at 80m	≥7.5m/s at 80m	≥6.5m/s at 80m	≥6.5m/s at 80m	≥7.5m/s at 80m	Fixed : ≥7.0m/s at 80m Floating : ≥7.5m/s at 80m	
	Offshore distance	≤30km (From island included)	≤30km (including from island)	≤30km (including from island)	≤30km (including from island)	≤30km (excluding from island)	≤30km (excluding from island)	
	Water depth	Fixed : ≤ 50m Floating : 50-200m	Fixed : ≤ 50m Floating : 50-200m	Fixed : ≤ 50m Floating : 50-200m	≤ 200m	≤ 200m	Fixed : ≤ 50m Floating : 50-200m	Same as MoE (FY2011)
	Limited area	Excluded marine park	Same as MoE (FY2009)	Excluded class 1, 2 special zone and fishery rights area	Excluded nature park	Same as MoE (FY2010)	Same as MoE (FY2010)	Same as MoE (FY2011)
	Conversion to kW	10MW/km ²	10MW/km ²	10MW/km ²	10MW/km ²	10MW/km ²	10MW/km ²	10MW/km ²
	Development rate/condition	Scenario 3: ≥6.5m/s at 80m		Scenario 1-3: \20/kWh for 15yrs, installation motivation 41%, social acceptability 75.4%	Scenario 1-3: \20/kWh for 20yrs, IRR ≤ 8%		Scenario 13: \32.5/kWh for 20yrs, including dismantling, IRR ≥ 8%	×Fixed: 33% /Floating :25%

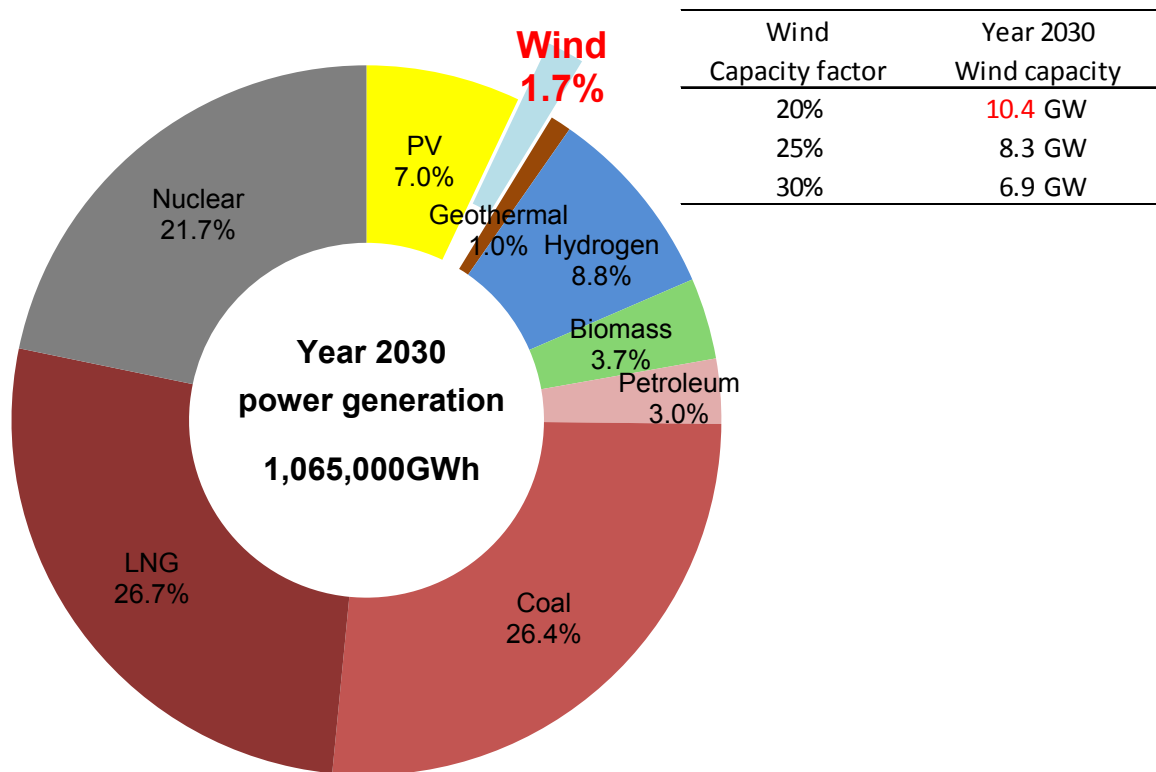


Figure 2-21 Power generation mix and wind capacity of year 2030 proposed by Japanese government in June 2015 (prepared from [2-22])

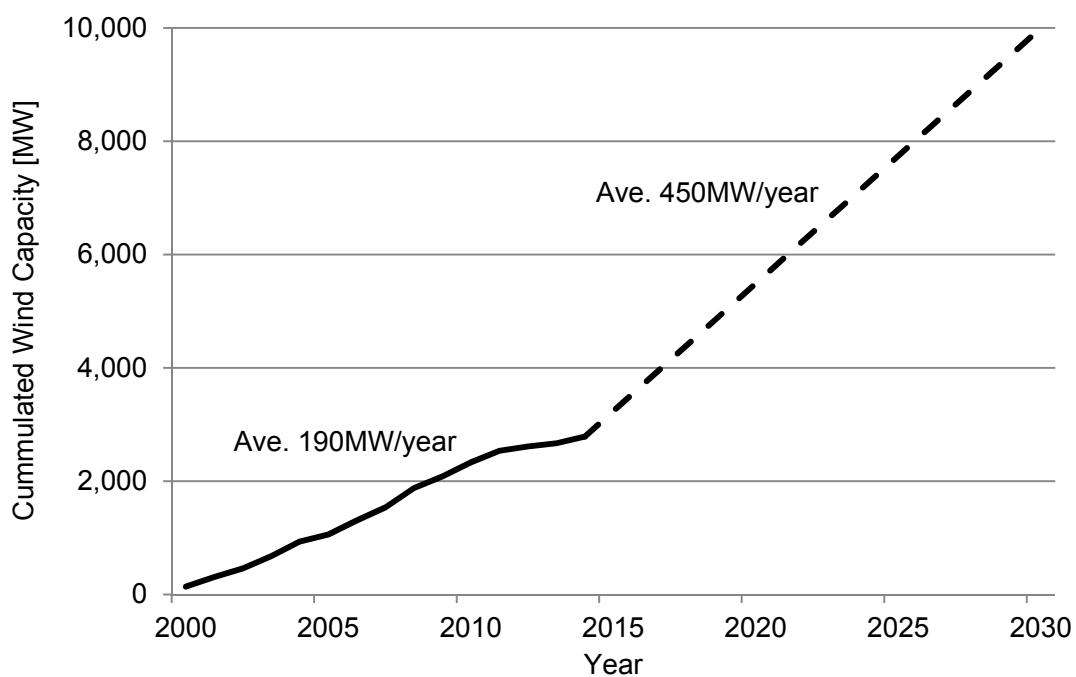


Figure 2-22 Wind capacity forecast to achieve 10GW by 2030 (prepared from [2-8, 9, 22-29])

第3章 パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の新たな最大ヨーイング角速度 設計式の提案

3.1 緒言

パッシブヨー式水平軸小型風力発電機は、尾翼の復元力によってロータを風向に正対させるパッシブ制御機構を有しており、その設置場所は地上高 10m 程度の市街地やルーフトップが多い。そうした場所では風速・風向変動が大きく、急激な風向変動により風車のヨー（首振り）角が 100°を超える場合がある^[3-1]。この時、風車のヨーイング角速度に比例して発生するジャイロスコピックモーメントがヨーイング負荷を増大させ、ブレードやシャフトを破損させる恐れがあり、パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の主な故障要因の一つとなっている^[3-2]。

受風面積が 200m² 未満の水平軸小型風力発電機的设计規格である IEC61400-2 ed.2 (2006)^[3-3] では、ヨーイング時にブレード根本部へ印加する最大曲げモーメントの設計式と、3 枚翼以上の風力発電機に対するロータシャフトの曲げモーメントの設計式を、それぞれ Eq.(3.1)と(3.2)の通り定めている（各記号の意味は 3.2 節に後述する）。

$$M_{yB} = m_B \omega_{\max}^2 L_R R_{\text{cog}} + 2\omega_{\max} I_B \omega_n + \frac{R}{9} \Delta F_{x\text{-shaft}} \quad [\text{Nm}] \quad (3.1)$$

$$M_{\text{shaft}} = m_r g L_{rb} + B\omega_{\max} I_B \omega_n + \frac{R}{6} \Delta F_{x\text{-shaft}} \quad [\text{Nm}] \quad (3.2)$$

Wood(2009)^[3-4]によれば、両式とも第二項のジャイロ力による負荷が大きく、およそ三分の二を占める。またその割合は、最大ヨーイング角速度に比例して増加する。そのためヨーイング負荷の設計では、適切な最大ヨーイング角速度（以後 ω_{\max} ）を用いることが重要になる。

IEC61400-2 ed.2 (2006)^[3-3]では上式の ω_{\max} についても Eq.(3.3)の通り設計式を定めている。ここで R はロータ半径を、 A_R はロータ面積を表す。

$$\omega_{\max} = \begin{cases} 3 - 0.01(\pi R^2 - 2) & [\text{rad/s}] \quad (A_R > 2 \text{ m}^2) \\ 3 & [\text{rad/s}] \quad (A_R \leq 2 \text{ m}^2) \end{cases} \quad (3.3)$$

しかしこの式は実験的に得られたものであり^[3-5]、風車半径だけに依存する非常に省略化された式となっている。また小型風車のヨーイングに関する従来の研究の殆どは、ヨー角が 60°までのものであり、またパッシブヨー式風車のヨーイング挙動を解析した事例も少ない。

そこで本研究では、以下の手順により IEC61400-2 に代わる新たな ω_{\max} 設計式を誘導した。

- (1) 急激な風向変動に対応し、ヨーイング挙動を 180°まで表せるパッシブ式ヨーイング運動方程式を誘導し、それを用いて ω_{\max} の理論計算式を示す

- (2) 理論計算式と風洞実験の結果を比較し，理論計算式の妥当性を確認する
- (3) 理論計算式を使って，ロータ，尾翼，風速など様々な設計条件で ω_{\max} の値を求める
- (4) それら設計条件と ω_{\max} の関係を見つけ，新たな ω_{\max} の簡易設計式を誘導する

本研究の成果として提案する式は，Eq.(3.3)と比べて風車半径，尾翼面積，慣性モーメントなど，パッシブヨーイングに関するほぼ全ての影響因子を含んだ，より実際的な ω_{\max} の設計式である．この式を用いると，市街地などで起きる大きな風向変動に付随するヨーイング負荷を，より良い精度で計算できる．またこれまで経験的に選択されていた尾翼の設計指針として，ヨーイング負荷条件を満たすように適切な寸法や材質の選択が可能となり，小型風力発電機の信頼性・稼働率・事業性向上に寄与し，その結果導入促進へと資する．

3.2 記号

本章で使用した主な記号を以下に示す．

AR	:	尾翼アスペクト比 (k/j)	
A_B	:	ブレードの投影面積	m^2
A_R	:	ロータ受風面積，掃過面積	m^2
A_T	:	尾翼面積	m^2
A_0	:	風車前方面積	m^2
A_1	:	風車通過面積	m^2
A_2	:	風車後方面積	m^2
a	:	軸誘導係数	
a'	:	接線誘導係数	
b	:	ブレード取付角	degree
B	:	翼枚数	枚
C	:	翼弦長	m
$C(r)$:	翼弦長 (ロータ局所半径の関数)	m
C_D	:	抗力係数	
C_L	:	揚力係数	
$C_{L'}$:	スパン方向の揚力係数	
C_M	:	ピッチングモーメント係数	
C_P	:	パワー係数	
C_Q	:	トルク係数	
C_R	:	尾翼部の復元モーメント係数	
C_Y	:	風車部のヨーモーメント係数	

C_1	:	Eq.(3.62)で定義	
C_2	:	Eq.(3.63)で定義	
D	:	抗力	N
$F_{x\text{-shaft}}$:	軸方向の力	N
g	:	重力加速度	m/s ²
I	:	ヨー軸周りの風力発電機全体の慣性モーメント	kgm ²
I_B	:	翼のフラップ方向軸周りの慣性モーメント	kgm ²
j	:	尾翼長さ	m
k	:	尾翼高さ	m
L	:	揚力	N
L_R	:	風車部のヨーイング半径	m
L_T	:	尾翼部のヨーイング半径	m
L_{rb}	:	ロータ中心と第一ベアリングとの間の距離	m
M_A	:	風車部の軸方向流成分のヨーモーメント	Nm
M_R	:	尾翼部の復元モーメント	Nm
M_S	:	風車部のスパン流成分のヨーモーメント	Nm
M_Y	:	風車部のヨーモーメント	Nm
M_{shaft}	:	第一ベアリングにおける軸合成曲げモーメント	Nm
M_{yB}	:	翼根曲げモーメント	Nm
m_B	:	翼重量	kg
m_r	:	ロータ重量	kg
P	:	パワー, 出力	W
P_w	:	風を持つ理論パワー	W
P^+	:	風車流入圧力	Pa
P_0	:	風車通過圧力	Pa
P^-	:	風車後流圧力	Pa
Q	:	トルク	Nm
Q_F	:	トルク減衰	Nm
r	:	ロータ局所半径	m
R	:	ロータ半径	m
R_{cog}	:	翼重心とロータ中心との間の半径方向距離	m
T	:	推力	Nm
t	:	時間	s
V	:	風速	m/s
V_{ave}	:	平均風速	m/s
V_0	:	風車通過風速	m/s
V_1	:	風車流入風速	m/s

V_2	:	風車後流風速	m/s
W	:	相対風速	m/s
X_h	:	ハブ直径/ロータ直径	
α	:	ヨーイング角加速度	rad/s ²
α'	:	減衰トルクがある場合のヨーイング角加速度	rad/s ²
$\bar{\alpha}$:	迎角	degree
β	:	$\omega_{\max,120\text{deg}}$ に伴う設計変数 (Eq.(3.87)で定義)	rad/s ²
ε	:	流入風拡大角	degree
λ	:	ロータ回転周速比	
λ_d	:	設計周速比	
λ_r	:	局所周速比 (半径 r の位置のロータ回転周速比)	
ω_n	:	ロータ回転角速度	rad/s
ω	:	ヨーイング角速度	rad/s
ω_{\max}	:	最大ヨーイング角速度	rad/s
$\omega_{\max,120\text{deg}}$:	ヨー角 120° からの最大ヨーイング角速度	rad/s
φ	:	流入角	degree
ψ	:	ロータ回転面に対するアジマス角	degree
ρ	:	空気密度	kg/m ³
θ	:	ヨー角	degree
σ_r	:	局所ソリディティ	

3.3 パッシブ式ヨーイング運動方程式の誘導

本節では、尾翼によるパッシブ方位制御機構を有する水平軸風車のヨーイング運動方程式を導く。さらにその解き方を示し、ヨーイング時におけるヨーイング角速度の時間変化 ($\omega-t$ 曲線) を理論的に計算する方法を紹介する。 $\omega-t$ 曲線の最大値が本研究の対象であり、また 3.5 節で設計式を導く、最大ヨーイング角速度 ω_{\max} である。

3.3.1 パッシブ式ヨーイング運動方程式

水平軸風車のパッシブ式ヨーイングの運動モデルを Figure 3-1 に示す。ヨーイング挙動に関して、ロータが風上に向く方向を正とする。また風向に対して平行成分を x 方向、直角成分を y 方向とする。ヨー角は風向と正対する位置を 0° として、反時計回りに増加するとする。

西沢ら(2009) [3-1, 6] はこのモデルより、ヨーイング挙動時における任意のヨー角での運動方程式, Eq.(3.4)を誘導した。この式はトルクの式であり、風車部のヨーモーメント M_Y 、尾翼部の復元モーメント M_R 、ヨー軸周りの慣性モーメント I 、ヨーイング角加速度 α で表される。

$$M_Y(\theta) + M_R(\theta) = I \cdot a(\theta) \quad [\text{Nm}] \quad (3.4)$$

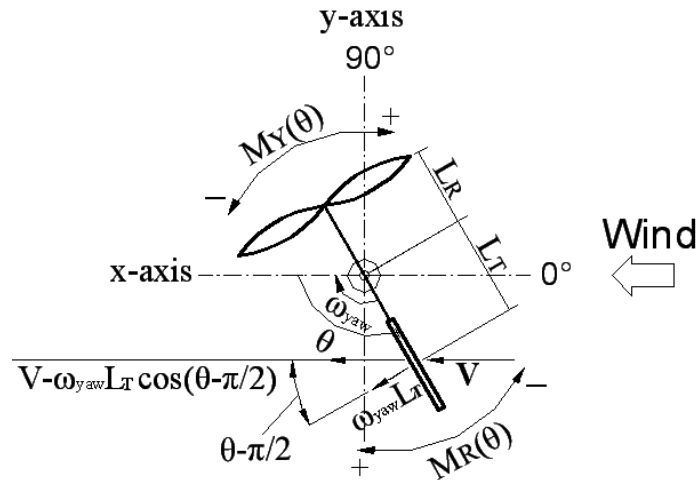


Figure 3-1 Passive yawing model

ここで Eq.(3.4)を Eq.(3.5)の様に書き換える. また Eq.(3.6)を使うと, ある時間 t 秒後の角速度 ω_1 は, 初期角速度 ω_0 と微小時間 Δt により表せる. Eq.(3.5)を Eq.(3.6)に代入し, 微小時間 Δt ごとに逐次計算を行うことで, $\omega-t$ 曲線が得られ, その最大値が ω_{\max} となる. Figure 3-2 に $\omega-t$ 曲線の例を示す. なお微小時間の選定にあたり, 0.1 秒 (微小角度 17°)と 0.01 秒間 (微小角度 1.7°)でそれぞれヨーイング角速度を比較したが, 両者の値にほぼ違いはなかった. そこで計算負荷を減らすため, 本研究では微小時間 Δt を 0.1 秒として計算を行った.

$$\alpha = \frac{M_Y(\theta) + M_R(\theta)}{I} \quad [\text{rad/s}^2] \quad (3.5)$$

$$\omega_1 = \omega_0 + \alpha \Delta t \quad [\text{rad/s}] \quad (3.6)$$

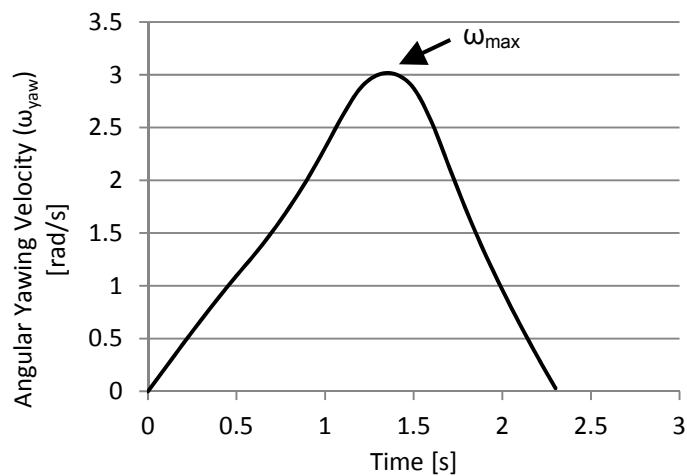


Figure 3-2 Example of $\omega-t$ curve (yawing from 120°)

次に、この理論計算に必要となる Eq.(3.5)の M_Y と M_R について説明する。風向とロータ向きが異なる場合、流入する相対流の角度が変わり、ロータ回転によって生じるスラスト力がロータ面の左右で差が生じ、その結果ヨーモーメント $M_Y(\theta)$ が発生する。

尾翼も同様に、風向とロータ軸が異なる場合、流入する相対流の角度が変わり、尾翼に揚力、抗力、ピッチングモーメントが生じ、その結果復元モーメント $M_R(\theta)$ が発生する。 $M_R(\theta)$ は Figure 3-1 より次式で表せる。なおヨーイング中に、尾翼部に復元モーメントを発生させる相対流の x 方向成分は、風速 V から尾翼の接線速度の x 方向成分を差し引いたものである。

$$M_R(\theta) = \frac{1}{2} \rho A_T \left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 L_T \cdot C_R(\theta) \quad [\text{Nm}] \quad (3.7)$$

しかし上の式では、尾翼の接線速度の y 方向の成分が考慮されていない。 y 方向の成分は、相対流について考えた場合、尾翼回転方向に対して抵抗となるため、この相対風速に対する復元モーメント値を差し引かなければならない。この成分は、ヨー角によって向きを変える。従って、Eq.(3.7)は次式のように変換される。

$$0 < \theta \leq 90^\circ, 270^\circ < \theta \leq 360^\circ$$

$$M_R(\theta) = \left[C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 \right] - \left[C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} - \theta\right) \right\}^2 \right]$$

$$90^\circ < \theta \leq 270^\circ$$

$$M_R(\theta) = \left[C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 \right] - \left[C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 \right] \quad [\text{Nm}] \quad (3.8)$$

Eq.(3.8)を Eq.(3.5)に代入して、ヨーイング角加速度 α が解となる式に書き換えると、次式を得る。

$$0 < \theta \leq 90^\circ, 270^\circ < \theta \leq 360^\circ$$

$$\alpha = \frac{M_Y(\theta) + C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left[\left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 - \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} - \theta\right) \right\}^2 \right]}{I}$$

$$90^\circ < \theta \leq 270^\circ$$

$$\alpha = \frac{M_Y(\theta) + C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left[\left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 - \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 \right]}{I} \quad [\text{rad/s}^2] \quad (3.9)$$

Eq.(3.9)の内, $M_Y(\theta)$ の求め方は, 翼素運動量複合理論を基にした数値解析法が紹介されており, 詳細を 3.3.3 項に示す. 復元モーメント係数 $C_R(\theta)$ の求め方は, 3.3.4 項に詳細を示す. またシステム全体の慣性モーメント I の算出方法は 3.3.5 項で示すが, 実測寸法と重量または設計寸法と重量から, 一般的な計算モデルを用いて求める.

3.3.2 パッシブ式ヨーイング運動方程式 (減衰がある場合)

前項で示したパッシブ式ヨーイングの運動方程式 Eq.(3.4)は, ヨーイング時にトルク減衰がある場合を検討していない. このトルク減衰の例としてはヨー軸部の機械摩擦があり, スリップリングやベアリングの抵抗成分となり, ヨーイング角速度を減衰させる. 以下にトルク減衰 Q_F の影響を含めた運動方程式を示す.

$$M_Y(\theta) + M_R(\theta) - Q_F = I \cdot \alpha' \quad [\text{Nm}] \quad (3.10)$$

従って, Eq.(3.6)と Eq.(3.9)も次のように書き換えられる.

$$\omega_1 = \omega_0 + \alpha' \Delta t \quad [\text{rad/s}] \quad (3.11)$$

$$0 < \theta \leq 90^\circ, 270^\circ < \theta \leq 360^\circ$$

$$\alpha' = \frac{M_Y(\theta) + C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left[\left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos \left(\theta - \frac{\pi}{2} \right) \right\}^2 - \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin \left(\frac{\pi}{2} - \theta \right) \right\}^2 \right] - Q_F}{I}$$

$$90^\circ < \theta \leq 270^\circ$$

$$\alpha' = \frac{M_Y(\theta) + C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left[\left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos \left(\theta - \frac{\pi}{2} \right) \right\}^2 - \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin \left(\theta - \frac{\pi}{2} \right) \right\}^2 \right] - Q_F}{I} \quad [\text{rad/s}^2] \quad (3.12)$$

本論文では検討していないが, Wood(2009)^[3-7]はこの他の減衰として, ロータによる後流減衰を挙げている. 低いヨー角 (例えば 30°) の場合, 尾翼の復元モーメントを生じさせる風速が, ロータ回転により減衰する可能性がある. この影響は Eq.(3.9)や Eq.(3.12)において, 低いヨー角のみ, 風速項に後流減衰の影響を含めることになる. しかし後流による風速の減衰率が, ロータ設計の影響を大きく受け一般性にかけること, さらに後に述べるが, 本研究の目的である最大ヨーイング角速度の検討では, 特に高いヨー角 (例えば 120°) からのヨーイングが重要となるため, 本研究では後流の影響は検討していない. しかしこれは本節で誘導するパッシブ式ヨーイング運動方程式を改良させる際の, 検討事項の一つである.

3.3.3 風車部のヨーモーメントの理論計算式

本項ではパッシブ式ヨーイング運動方程式から $\omega-t$ 曲線を理論計算する際に、Eq.(3.9)やEq.(3.12)が必要となる、風車部のヨーモーメント $M_Y(\theta)$ の求め方を説明する。

風向とロータの向きが異なる場合、流入する相対流の角度が変わり、ロータ回転によって生じるスラスト力がロータ面の左右で差が生じ、Figure 3-3 に示す通り、各ヨー角 θ でヨーモーメント $M_Y(\theta)$ が発生する。なおロータが風向に正対する方向を正と定義する。

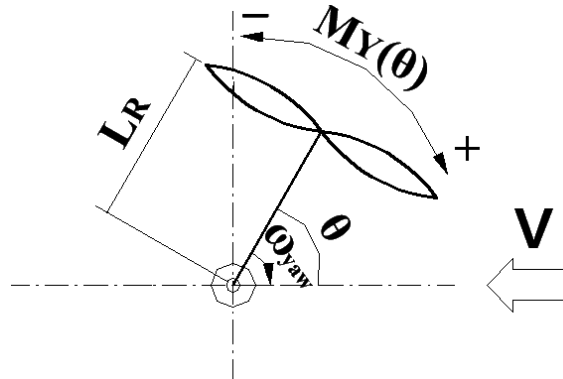


Figure 3-3 Yaw moment model

ある風速とヨー角におけるヨーモーメントは、ヨー軸にブレーキをかけた時、ヨー軸を中心とする静止トルクとしてトルク計により直接計測ができ、以下の式で表すことができる。

$$M_Y(\theta) = C_Y(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_R L_R V^2 \quad [\text{Nm}] \quad (\sim 45^\circ \leq \theta \leq \sim 135^\circ) \quad (3.13)$$

$$M_Y(\theta) = C_Y(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_R R V^2 \quad [\text{Nm}] \quad (0^\circ \leq \theta \leq \sim 45^\circ / \sim 135^\circ \leq \theta \leq 180^\circ) \quad (3.14)$$

上の式は、ヨー角によりヨーイング半径 L_R もしくはロータ半径 R の何れが支配的影響因子となるか異なることを表している。この理由は、 30° 付近の小さいヨー角では、ヨーモーメントはロータ回転によって生じたロータ左右の推力差の影響が大きく、ロータ半径 R の影響が卓越する。しかし、 $60 \sim 120^\circ$ 付近のヨー角では、ヨー回転接線方向の力の影響が大きくなるため、ヨー軸からの距離 L_R の影響が卓越する。

任意の翼型や設計周速比を持つロータに対して、事前に風洞測定などでヨーモーメント係数 $C_Y(\theta)$ を得ていれば、ロータのヨーモーメント $M_Y(\theta)$ は、Eq.(3.13), (3.14) を使って計算することができる。

一方で風洞測定を必要とせず、ヨーモーメントを翼素運動量複合理論に基づく数値解析から求める方法が、Ackerman (1992) ^[3-8] や澤田ら(1995) ^[3-9] によって紹介されており、本研究ではそれを使用する。以下にその方法を紹介する。

解析に使用するモデル図として、Figure 3-4 に風向が変化し風とロータ軸の間にヨー角 θ が与えられた場合のロータを通過する流れを、Figure 3-5 にブレードに対する座標軸の定義を、

Figure 3-6 に上流から見たロータ回転面に対するアジマス角 ψ の定義をそれぞれ示す。

この計算式では、まず風向とロータの間にヨー角 θ が存在する時に、ロータへの相対風速や流入角の変化に伴う、翼素運動量複合理論の変形式を求める。その変形式を用いることで、任意のアジマス角 ψ と局所半径 r の位置における推力と回転接線方向力が求まり、それらとロータヨーイング半径 L_R との関係により、ヨー軸周りのヨーモーメントを求める。これを半径方向に積分して、またアジマス角で周回積分して、更にブレード枚数を掛けることで、各ヨー角 θ における風車部のヨーモーメントが算出される。

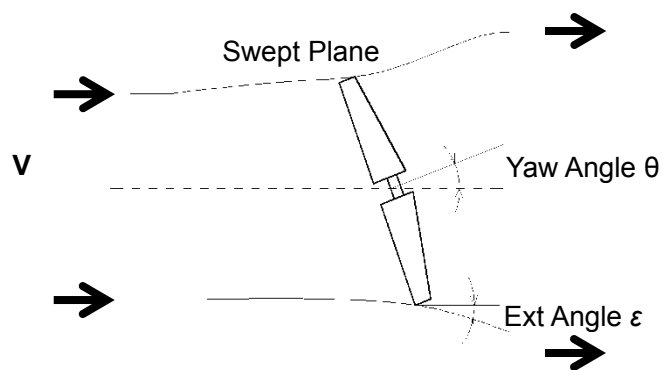


Figure 3-4 Air flow through rotor with yaw angle θ

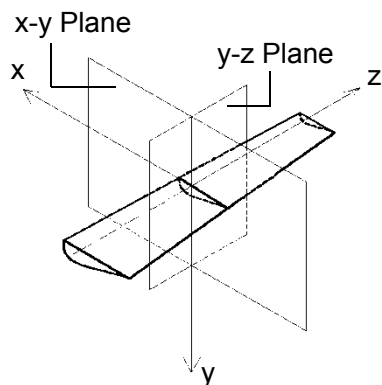


Figure 3-5 Coordinates of blade axis

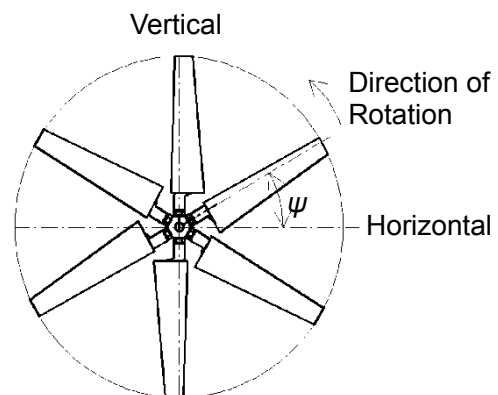


Figure 3-6 Blade azimuth angle ψ

[1] ロータに印可される力（風向正対時）

はじめに、ロータが風向に正対している時にロータへ発生する力を表す、翼素運動量複合理論を紹介する。この理論は軸方向運動量理論と翼素理論を結合した、水平軸風車の基礎特性理論であり、牛山(2002)^[3-10]によって詳しく説明されている。後に紹介するが、Figure 3-4 の様にヨー角 θ が存在する時にロータへ印可されるヨーモーメントの理論式は、この翼素運動量複合理論を変形して誘導する。

軸方向運動量理論

この理論は与えられた軸方向の流れ場に対し、ロータに作用する力を計算する。以降の式では、3.2節と Figure 3-7 に示す記号を用いる。

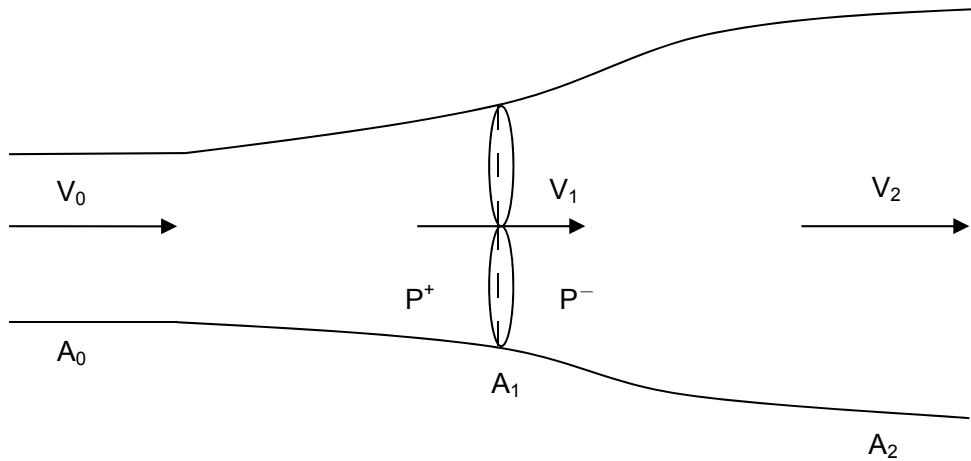


Figure 3-7 Axial momentum theory model

軸方向運動量理論は以下のことを仮定している。

1. 非圧縮性流れ
2. 摩擦抗力は存在しない
3. ブレード枚数は無限
4. 一様流れ
5. ロータ面全体にわたって推力が一様
6. 後流は回転しない
7. ロータの無限前方と後方の静圧は乱されていない周囲の静圧に等しい

Figure 3-7 の流管について考えると、質量保存の法則から次式が得られる。

$$\rho A_0 V_0 = \rho A_1 V_1 = \rho A_2 V_2 \quad [\text{kg/s}] \quad (3.15)$$

風車ロータに対する推力 T は、流入する流れと流出する流れの運動量の変化により与えられ、次式で得られる。

$$T = \rho A_0 V_0^2 - \rho A_2 V_2^2 \quad [\text{N}] \quad (3.16)$$

Eq.(3.16)は、Eq.(3.15)を用いて次式で表すことができる。

$$T = \rho A_1 V_1 (V_0 - V_2) \quad [\text{N}] \quad (3.17)$$

一方で、風車ロータに対する推力 T は、風車ロータの回転面にわたっての圧力差としても表すことができる。

$$T = (P^+ - P^-) A_R \quad [\text{N}] \quad (3.18)$$

このことから、圧力はベルヌーイの方程式を用いて、Eq.(3.19)、(3.20)となり、これらより Eq.(3.21)が得られる。

$$\text{ロータ前方: } P_0 + \frac{1}{2} \rho V_0^2 = P^+ + \frac{1}{2} \rho V_1^2 \quad [\text{Pa}] \quad (3.19)$$

$$\text{ロータ後方: } P^- + \frac{1}{2} \rho V_1^2 = P_0 + \frac{1}{2} \rho V_2^2 \quad [\text{Pa}] \quad (3.20)$$

$$P^+ - P^- = \frac{1}{2} \rho (V_0^2 - V_2^2) A_R \quad [\text{Pa}] \quad (3.21)$$

従って、推力 T について Eq.(3.21)を Eq.(3.18)に代入して次式を得る。

$$T = \frac{1}{2} \rho A_R (V_0^2 - V_2^2) \quad [\text{N}] \quad (3.22)$$

また Eq.(3.17)と Eq.(3.22)を等置して、次式の関係が得られる。

$$V_1 = \frac{V_0 + V_2}{2} \quad [\text{m/s}] \quad (3.23)$$

ここで、次式により軸方向誘導係数 a を導入する。

$$V_1 = V_0(1 - a) \quad (3.24)$$

Eq.(3.23)を Eq.(3.24)に代入するとロータ下流の流速が与えられる。

$$V_2 = V_0(1 - 2a) \quad (3.25)$$

風車ロータによって吸収されたパワー P は、次式で表す単位時間あたりの運動エネルギーの変化に等しい。ここで $\rho A_1 V_1$ はロータを通過する質量流量である。

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 V_1 (V_0^2 - V_2^2) \quad [\text{W}] \quad (3.26)$$

Eq.(3.25)を Eq.(3.26)に代入すると、次式のパワー P が得られる.

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 V_0^3 \{4a(1-a)^2\} \quad [\text{W}] \quad (3.27)$$

風車ロータ出力である P の最大値は、 $dp/da = 0$ に対して得られ、それは $a = \frac{1}{3}$, 1の時である. $a=1$ は $C_P = 0$ となるので、 $a = \frac{1}{3}$ を Eq.(3.27)に代入することで、P の最大値が得られる.

$$P = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \rho A_1 V_0^3 = 0.593 \cdot \left(\frac{1}{2} \rho A_1 V_0^3 \right) = C_{P_{\max}} P_w \quad [\text{W}] \quad (3.28)$$

Eq.(3.28)より、風車ロータが風から取り出すことのできる理論的最大パワーは、風車の持つパワーの 59.3%であるということが分かる.

この最大パワー係数 $C_{P_{\max}} = 0.593$ という値は、ドイツの A・ベッツにより明らかにされたものであり、ベッツ係数もしくはベッツよりも早く、このことを発表したイギリスのランチェスターに因んで、ランチェスター・ベッツ係数と呼ばれている.

実際の風車では、回転するロータは反対方向に回転する後流を生じさせる. これはロータに対する運動エネルギーの損失を表しており、ロータのトルクに比例して、パワー係数を減少させる. このため、ロータの前方および後方の軸方向流れの理想的モデルは、Figure 3-8 の様に修正される必要がある.

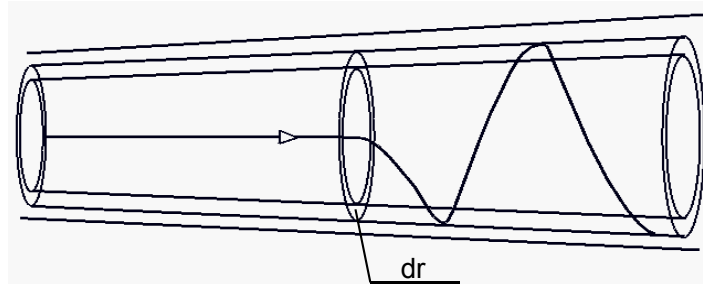


Figure 3-8 Wake flow model

Figure 3-8 において、管 (形状) の半径を r , 厚さを dr とすると、管の断面積は $2 \pi r \cdot dr$ となる. ここで相対的な角速度は、 ω_n から $\omega_n + \omega_n'$ に増大し、一方で速度の軸方向成分は変化しない. このことから次式が得られる.

$$P^+ - P^- = \frac{1}{2}\rho(\omega_n + \omega'_n)^2 r^2 - \frac{1}{2}\rho\omega_n^2 r^2 \quad [\text{Pa}] \quad (3.29)$$

従って風車ロータ環状要素に対する推力は、以下のようなになる。

$$dT = \rho \left(\omega_n + \frac{1}{2} \omega'_n \right) \omega'_n r^2 2\pi r dr \quad [\text{N}] \quad (3.30)$$

あるいは、Eq.(3.31)で定義する接線方向の誘導係数 a' を導入することで、推力に対する式は Eq.(3.32)で表される。

$$a' = \frac{\frac{1}{2}\omega'_n}{\omega_n} \quad (3.31)$$

$$dT = 4a'(1 + a') \frac{1}{2} \rho \omega_n^2 r^2 2\pi r dr \quad [\text{N}] \quad (3.32)$$

ここで軸方向運動量理論から導かれた Eq.(3.22)に、Eq.(3.24)における軸方向の誘導係数 a を導入し環状断面のみに注意すると以下のようなになる ($V_0 \rightarrow V$ としている)。

$$dT = 4a(1 - a) \frac{1}{2} \rho V^2 2\pi r dr \quad [\text{N}] \quad (3.33)$$

これを Eq.(3.32)と等置すると、次のような関係が得られる。

$$\frac{a(1 - a)}{a'(1 + a')} = \frac{\omega_n^2 r^2}{V^2} = \lambda_r^2 \quad (3.34)$$

次にロータに作用するトルクの式を誘導する。これはロータに作用したトルクが、後流の角運動量に等しくなるという角運動量保存の法則により得られる。

$$dQ = \rho V_1 2\pi r dr \cdot \omega'_n r \cdot r \quad [\text{Nm}] \quad (3.35)$$

Eq.(3.24)の軸方向の誘導係数 a 、Eq.(3.31)の接線方向の誘導係数 a' を導入して、ロータの環状要素に対するトルクは、次式のようなになる ($V_0 \rightarrow V$ としている)。

$$dQ = 4a'(1 - a) \frac{1}{2} \rho V \omega_n r^2 2\pi r dr \quad [\text{Nm}] \quad (3.36)$$

発生するパワーは、 $dP = \omega_n dQ$ に等しいので、全体のパワー P は次式で表される。

$$P = \int_0^R \omega_n dQ \quad [W] \quad (3.37)$$

ここで局所周速比 λ_r は次式で表される。

$$\lambda_r = \frac{\omega_n r}{V} \quad (3.38)$$

したがってパワーは次のようになる。

$$P = \frac{1}{2} \rho A_R V^3 \cdot \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a'(1-a) \lambda_r^3 d\lambda_r \quad [W] \quad (3.39)$$

あるいは、パワー係数 C_P は次式で表される。

$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a'(1-a) \lambda_r^3 d\lambda_r \quad (3.40)$$

ここで $a'(1-a)$ の最大値を求めるため、Eq.(3.34)を用いて a' を a で表す。

$$a' = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{1 + \frac{4}{\lambda_r^2} a(1-a)} \quad (3.41)$$

上の式を $a'(1-a)$ に代入し、微分して0とおき、式を変形させると次の関係式が得られる。

$$\lambda_r^2 = \frac{(1-a)(4a-1)^2}{(1-3a)} \quad (3.42)$$

またこの式は、Eq.(3.34)を用いると次式のようになり、 a' と a の関係を表している。

$$a' = \frac{1 - 3a}{4a - 1} \quad (3.43)$$

翼素理論

この理論では、与えられた流れ場に対しブレードの各要素へ作用する力を計算する。以降の説明では Figure 3-9 に示す記号を用いる。

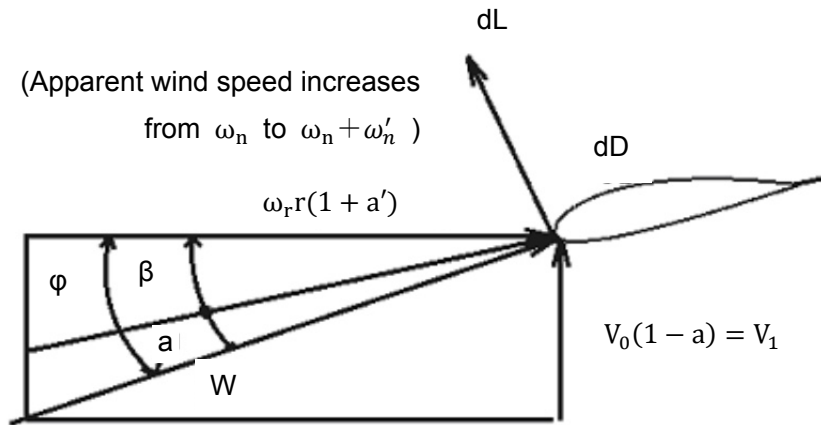


Figure 3-9 Wind speed and forces on blade elements of horizontal axis wind turbines

翼素理論は以下のことを仮定している。

1. 各ブレード要素間に干渉は存在しない
2. 翼素に作用する力は翼素の断面形状の揚力係数および抗力係数のみにする

翼素断面の抗力と揚力に対して次の式が用いられる。

$$dL = C_L \frac{1}{2} \rho W^2 C dr \quad [\text{N}] \quad (3.44)$$

$$dD = C_D \frac{1}{2} \rho W^2 C dr \quad [\text{N}] \quad (3.45)$$

ここで、翼素に作用する推力とトルクは次式で表せられる。

$$dT = dL \cos \phi + dD \sin \phi \quad [\text{N}] \quad (3.46)$$

$$dQ = (dL \sin \phi - dD \cos \phi) r \quad [\text{Nm}] \quad (3.47)$$

Eq.(3.44), (3.45)をそれぞれ Eq.(3.46), (3.47)に代入し、風車ロータが B 枚のブレードを有すると仮定すると、推力とトルクは次式のようにになる。

$$dT = B \frac{1}{2} \rho W^2 (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) C dr \quad [\text{N}] \quad (3.48)$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho W^2 (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) C r dr \quad [\text{Nm}] \quad (3.49)$$

また相対流の流入角 φ ，翼断面の迎角 $\bar{\alpha}$ および翼取付角 b は次の関係を持つ．

$$\bar{\alpha} = \varphi - b \quad [\text{deg}] \quad (3.50)$$

翼素運動量複合理論

翼素理論と運動量理論でそれぞれ求めた結果を結びつけるためには，相対速度 W に対する式を必要とする．これは Figure 3-10 を用いて求められる．

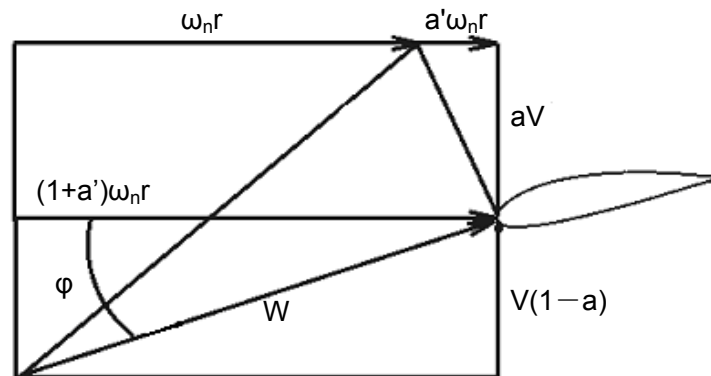


Figure 3-10 Wind speed diagram of blade elements of horizontal axis wind turbines

Figure 3-10 より，相対速度 W は次のように結論づけられる．

$$W = \frac{(1-a)V}{\sin \varphi} = \frac{(1+a')\omega_n r}{\cos \varphi} \quad [\text{m/s}] \quad (3.51)$$

また次の関係も得られる．

$$\tan \varphi = \frac{(1-a)V}{(1+a')\omega_n r} = \frac{1-a}{1+a'} \cdot \frac{1}{\lambda_r} \quad (3.52)$$

ここで，次式で定義する局所ソリディティ σ_r を導入する．

$$\sigma_r = \frac{BC}{2\pi r} \quad (3.53)$$

すると翼素理論の結果は次の様に変形される。

$$dT = (1 - a)^2 \frac{\sigma_r C_L \cos \varphi}{\sin^2 \varphi} \left(1 + \frac{C_D}{C_L} \tan \varphi\right) \frac{1}{2} \rho V^2 2\pi r dr \quad [\text{N}] \quad (3.54)$$

$$dQ = (1 + a')^2 \frac{\sigma_r C_L \sin \varphi}{\cos^2 \varphi} \left(1 - \frac{C_D}{C_L} \frac{1}{\tan \varphi}\right) \frac{1}{2} \rho \omega_n^2 r^2 2\pi r dr \quad [\text{Nm}] \quad (3.55)$$

ここで Eq.(3.54)と Eq.(3.33)を結びつけることにより、次式が得られる。

$$\frac{4a}{1 - a} = \frac{\sigma_r C_L \cos \varphi}{\sin^2 \varphi} \left(1 + \frac{C_D}{C_L} \tan \varphi\right) \quad (3.56)$$

また Eq.(3.55)と Eq.(3.36)より次式が得られる。

$$\frac{4a'}{1 + a'} = \frac{\sigma_r C_L}{\cos \varphi} \left(1 - \frac{C_D}{C_L} \frac{1}{\tan \varphi}\right) \quad (3.57)$$

ここで、小さな翼弦長の近似の範囲内においては、形状抵抗はブレード自身における誘導速度は含まないとの議論から、Eq.(3.56)と Eq.(3.57)の抗力の項を無視して誘導係数 a および a' を計算すると、以下のようになる。

$$\frac{4a}{1 - a} = \frac{\sigma_r C_L \cos \varphi}{\sin^2 \varphi} \quad (3.58)$$

$$\frac{4a'}{1 + a'} = \frac{\sigma_r C_L}{\cos \varphi} \quad (3.59)$$

以上の式、すなわち抗力を無視した Eq.(3.58), (3.59), および抗力を考慮した Eq.(3.56), (3.57)と Eq.(3.52), さらに dT と dQ に対する二つの式 Eq.(3.54)と(3.55) が、風車が風向に正対している時の、ロータ挙動を決定することになる。

[2] ロータに印可される力（風向非正対，ヨー角存在時）

前述した風車の基礎理論（翼素運動量複合理論）は、風が一定方向から吹いており、ロータが常に風に正対していることを前提としている。ここではその式を変形し、Figure 3-4 の様にヨー角 θ が存在する時に、ロータへ印可されるヨーモーメントの理論式を紹介する。

はじめにロータが風に正対している状態の相対風速は、前述した翼素運動量複合理論で示したとおり Eq.(3-51)で表される。

$$W = \frac{(1-a)V}{\sin \varphi} = \frac{(1+a')\omega_n r}{\cos \varphi} \quad [\text{m/s}] \quad (3.51)$$

しかし Figure 3-4 のように風向が θ だけ変化した際、相対風速 W も変化する。ロータ半径 r の位置における翼素への相対流れを Figure 3-11 に示す。

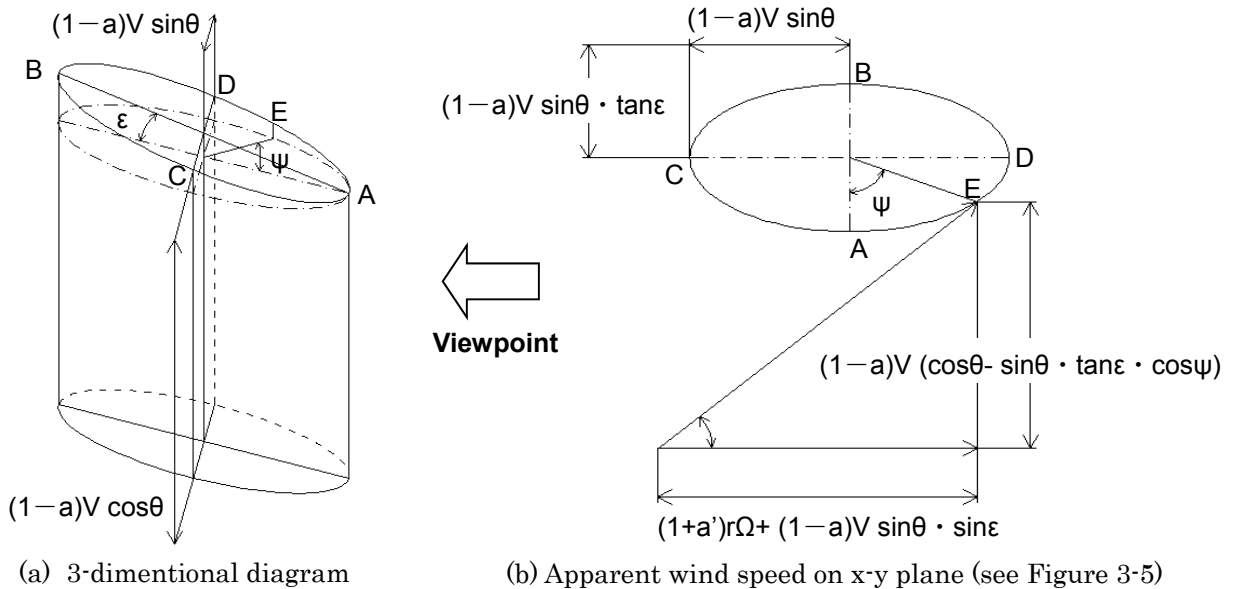


Figure 3-11 Apparent wind speed on blade elements with yaw angle θ

Figure 3-11 より、ヨー角 θ においてロータへ流入する相対風速は次式のようなになる。

$$W = \frac{(1-a)V(\cos \theta - \sin \theta \cdot \tan \epsilon \cdot \cos \psi)}{\sin \varphi} = \frac{(1+a')\omega_n r + (1-a)V \sin \theta \cdot \sin \psi}{\cos \varphi} \quad [\text{m/s}] \quad (3.60)$$

それに伴い、流入角のタンジェントを表す $\tan \varphi$ は、以下の式で表すことができる。

$$\tan \varphi = \frac{V(1-a)(\cos\theta - \sin\theta \cdot \tan\varepsilon \cdot \cos\psi)}{(1+a')\omega_n r + (1-a)V \sin\theta \cdot \sin\psi} \quad (3.61)$$

ここで、運動量理論の dT (Eq.(3.32)), dQ (Eq.(3.36)) と翼素理論の dT (Eq.(3.48)), dQ (Eq.(3.49)) を等号で結ぶ。但し翼弦長は半径の関数とし $C(r)$ で表す。さらに以下で定義する C_1 と C_2 を代入すると、Eq.(3.64), (3.65) が得られる。

$$C_1 = C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi \quad (3.62)$$

$$C_2 = C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi \quad (3.63)$$

$$dT = 4a'(1+a') \frac{1}{2} \rho \omega_n^2 r^2 2\pi r dr = B \frac{1}{2} \rho W^2 C_2 \cdot C(r) \cdot dr \quad [N] \quad (3.64)$$

$$dQ = 4a'(1-a) \frac{1}{2} \rho V \omega_n r^2 2\pi r r = B \frac{1}{2} \rho W^2 C_1 \cdot C(r) \cdot r dr \quad [Nm] \quad (3.65)$$

これらの式に、ヨー角を考慮した相対風速 W (Eq.(3.60)) と流入角 $\tan\varphi$ (Eq.(3.61)) を代入して、次式を得る。

$$\frac{a}{(1-a)} = \frac{BC}{8\pi r} (-C_1 \tan \theta \cdot \sin \psi + C_2) \cdot \frac{\cos^2 \theta (1 - \tan \varphi \cdot \tan \varepsilon \cdot \cos \psi)^2}{\sin^2 \varphi} \quad (3.66)$$

$$a' = \frac{BC}{4\pi r} C_1 \cos \theta (1 - \tan \varphi \cdot \tan \varepsilon \cdot \cos \psi) \cdot \frac{[(1+a)' + V(1-a) \cdot \sin \theta \cdot \sin \psi / (r\omega_n)]}{\sin(2\varphi)} \quad (3.67)$$

ここで各アジマス角に対して周回積分を行い、誘導係数 a および a' を求めると、Eq.(3.66), (3.67) はそれぞれ次式のようにになる。

$$\frac{a}{(1-a)} = \frac{BC}{16\pi^2 r} \int_0^{2\pi} (-C_1 \tan \theta \cdot \sin \psi + C_2) \cdot \frac{\cos^2 \theta (1 - \tan \varphi \cdot \tan \varepsilon \cdot \cos \psi)^2}{\sin^2 \varphi} d\psi \quad (3.68)$$

$$a' = \frac{BC}{8\pi^2 r} \int_0^{2\pi} C_1 \cos \theta (1 - \tan \varphi \cdot \tan \varepsilon \cdot \cos \psi) \cdot \frac{[(1+a)' + V(1-a) \cdot \sin \theta \cdot \sin \psi / (r\omega_n)]}{\sin(2\varphi)} d\psi \quad (3.69)$$

ここでのロータにおける流れの拡大角 ε は次式で表される。

$$\varepsilon = \frac{1}{3} \cdot \frac{a}{(1-a)} \cos\theta \quad (3.70)$$

以上より、翼型特性、風速 V 、ロータ回転数 ω_n およびヨー角 θ が与えられると、未知数 φ 、 ε 、 W 、 a 、 a' を求めることができる。具体的には、 a と a' を仮定して Eq.(3.61)、(3.68)、(3.69) が同時になりたつ時の a 、 a' 、 φ を収束計算により求める。この 3 つの変数が求まると、Eq.(3.70) により ε が求まり、Eq.(3.60) により相対風速 W も求まる。

ここまでは、ヨー角が存在する時の翼素運動量複合理論の変形式を示し、ロータへの相対風速や流入角の求め方を示した。以降は、その変形式を用いて澤田ら(1995) [3-9] の手法に基づき、ヨー角が存在する時にロータに印加されるヨーモーメントを求める。ヨーモーメントは、軸方向流成分とスパン方向流成分に分けることができる。まず始めに軸方向流成分のヨーモーメントについて述べる。

ヨーモーメントはアジマス角 ψ によって変化する。したがって、任意のアジマス角における、半径位置 r の翼素によるヨー軸周りの軸方向流成分のヨーモーメント dM_a は、翼素理論を以下のように組み合わせて計算する。なお dQ は接線方向の「トルク」であり、ここで要するものは「力」である。したがって dQ に掛かっている r は不要となるため、 dQ' とする。

$$dM_a = dT \cdot r \cdot \cos\psi - dQ' \cdot L_R \cdot \sin\psi \quad [Nm] \quad (3.71)$$

ここで Eq.(3.71) に対して、Eq.(3.64)、(3.65) の翼素理論の式を代入する。また微小翼断面 dr における、各アジマス角でのブレード 1 枚に対しての式を得るため、翼枚数 B を削除すると、次式が得られる。

$$dM_a = \frac{1}{2} \rho W^2 \{C(r) \cdot (-C_1 \cdot L_R \cdot \sin\psi + C_2 \cdot r \cdot \cos\psi)\} dr \quad [Nm] \quad (3.72)$$

Eq.(3.72) は、ヨー角の関数にして次のように表すことができる。

$$dM_a = \frac{1}{2} \rho W^2 \{C(r) \cdot (-C_1(\theta) \cdot L_R \cdot \sin\psi + C_2(\theta) \cdot r \cdot \cos\psi)\} dr \quad [Nm] \quad (3.73)$$

したがって、ヨー角 180° までのヨーモーメント $Ma(\theta)$ を求めるには、相対流の流入角 φ 、すなわち迎角 $\bar{\alpha}$ が 360° までの揚力係数 C_L と抗力係数 C_D を表す翼断面の完全特性が

必要となる。これは任意の翼型に対する風洞実験により測定することができる。

本研究では、徳山ら(2003) [3-11] が風洞実験で翼弦長 0.15m, 翼スパン 0.6m の実験モデルを用いて測定した, Figure 3-12 に示す NACA0012 二次元翼型特性を使用する。測定レイノルズ数は小型風車に対応する 1.5×10^5 である。

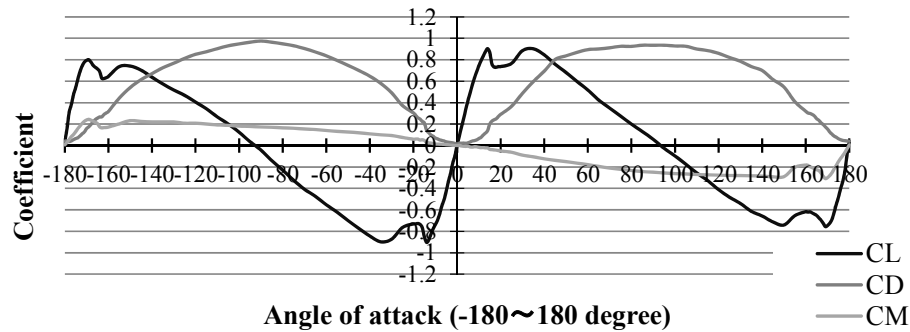


Figure 3-12 NACA0012 blade 2-dimensional properties ($Re\ 1.5 \times 10^5$)

(C_L : lift coefficient, C_D : drag coefficient, C_M : pitching moment coefficient)

(prepared from [3-11])

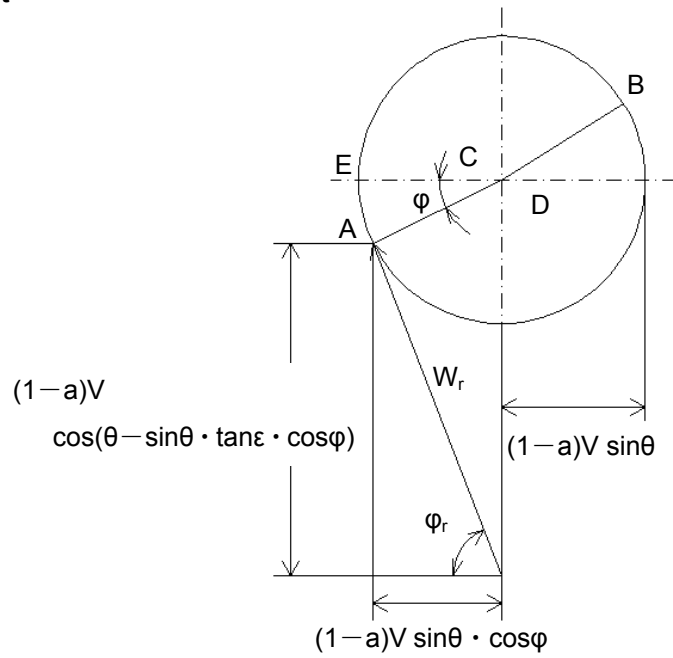
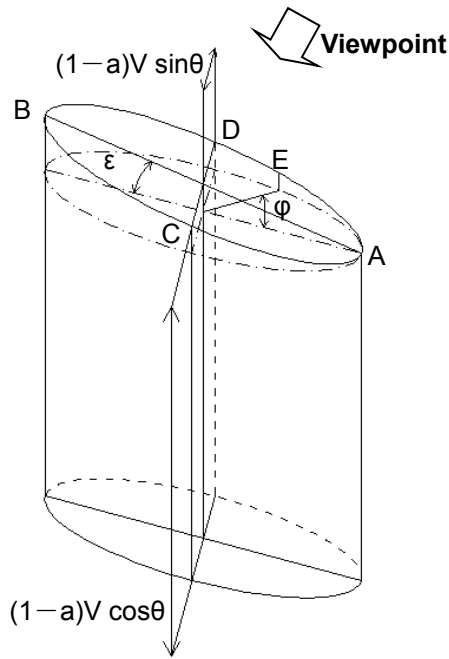
しかし Eq.(3.73)は, 半径方向やアジマス角について積分されていない。そこでまず半径方向に積分することにより, 任意のアジマス角におけるブレード一枚の軸方向流成分のヨーモーメントが得られる。ここで X_h はハブ位置の無次元単位であり, ハブ直径÷ロータ直径である。

$$M_a(\theta) = \int_{X_h}^1 dM_a(\theta) dr \quad [Nm] \quad (3.74)$$

次にここで得られたヨーモーメント $M_a(\theta)$ を, アジマス角 ψ で周回積分してブレード枚数 B を掛けることで, 各ヨー角 θ における風車部の軸方向流成分のヨーモーメント $M_A(\theta)$ が算出される。

$$M_A(\theta) = \frac{B}{2\pi} \int_0^{2\pi} M_a(\theta) d\psi \quad [Nm] \quad (3.75)$$

次に, 翼スパン方向の流れ成分によって印加されるヨーモーメントについて述べる。始めに翼スパンに沿い, ロータ回転面に垂直な平面内の流速成分 W_r を Figure 3-13 に示す。



(a) 3-dimensional diagram

(b) Apparent wind speed on y-z plane (see Figure 3-5)

Figure 3-13 Apparent wind speed with yaw angle θ along blade span

Figure 3-13 より，速度成分 W_r と流れ角度 φ_r はそれぞれ以下のようなになる．

$$W_r = \frac{(1-a)V(\cos\theta - \sin\theta \cdot \tan\varepsilon \cdot \cos\psi)}{\sin\varphi_r} \quad [\text{m/s}] \quad (3.76)$$

$$\tan\varphi_r = \frac{(\cos\theta - \sin\theta \cdot \tan\varepsilon \cdot \cos\psi)}{\sin\theta \cdot \cos\psi} \quad (3.77)$$

W_r によって生じる力の軸方向流成分は，Eq.(3.72)ですでに考慮されているため，ここでは回転面内の成分のみを考える．したがって，スパン方向流成分によって発生するヨーモーメント dM_s は次式で表される．なおここで $C_L'(\theta)$ とは，一般の翼弦長方向の揚力係数とは異なり，スパン方向の揚力係数である．

$$dM_s(\theta) = \frac{1}{2} \rho W_r^2 C(r) R \{ -(1-a)^2 \cdot C_L'(\theta) \cdot L_R \cdot \cos\psi \} dr \quad [\text{Nm}] \quad (3.78)$$

Eq.(3.78)は，半径方向やアジマス角について積分されていない．そこでまず半径方向に積分することにより，任意のアジマス角におけるブレード一枚のスパン流成分のヨーモーメントが得られる．ここで X_h はハブ位置の無次元単位であり，ハブ直径÷ロータ直径である．

$$M_s(\theta) = \int_{X_h}^1 dM_s(\theta) dr \quad [\text{Nm}] \quad (3.79)$$

次に Eq.(3.79)を，アジマス角 ψ に関して周回積分することで，各ヨー角 θ における風車部のスパン方向流成分のヨーモーメントが算出される．

$$M_s(\theta) = \frac{B}{2\pi} \int_0^{2\pi} M_s(\theta) d\psi \quad [\text{Nm}] \quad (3.80)$$

このように，Eq.(3.75)の軸方向流成分と Eq.(3.80)のスパン流成分のヨーモーメントを足し合わせれば，各ヨー角 θ における風車部のヨーモーメントが算出される．しかしスパン方向流成分を計算するには，Eq.(3.78)のスパン方向の揚力係数 $C_L(\theta)$ が必要となるが，測定方法が確立しておらず，一般に有用なデータが無い．またスパン方向の速度成分と揚力係数は，共に翼弦長方向と比べて低いことが予想される．

そのため本研究では，Eq.(3.9)や(3.12)から $\omega-t$ 曲線を理論計算する際に必要となるヨーモーメント $M_Y(\theta)$ は，Eq.(3.81)で表し，Eq.(3.75)の軸方向流成分のみのヨーモーメント $M_A(\theta)$ と等しいと仮定する．なお $M_s(\theta)$ の確認は，今後の課題の一つである．

$$M_Y(\theta) = \frac{B}{2\pi} \int_0^{2\pi} M_a(\theta) d\psi \quad [\text{Nm}] \quad (3.81)$$

ヨーモーメントの理論計算に関するその他の課題は，全ての数値解析に NACA0012 の特性を使用しており，翼型，レイノルズ数，翼アスペクト比の変化が翼型特性に与える影響に関して一般性にかける．しかし一般には，小型風車の低レイノルズ数領域における $0-360^\circ$ の完全翼型特性は入手が困難である．

さらに実際の風車では，特に大きなヨー角の場合，尾翼や支柱，発電機などによりロータへ流入する相対風に乱れが生じる可能性があるが，Eq.(3.81)はこれらの影響を含んでいないことも課題の一つである．

3.3.4 風車部のヨーモーメントの感度分析（設計周速比と回転周速比）

前項の Eq.(3.81)により計算したヨーモーメントは，Eq.(3.13)，(3.14)のヨーモーメント係数 $C_Y(\theta)$ を求めれば，風速，ロータ半径，ロータヨーイング半径の影響は除去できる．しかしロータの設計周速比と回転周速比による影響が明らかでないため，これらを変化させてヨーモー

メントを計算し、その影響を確認する。

はじめに、ヨーモーメントを計算した条件を Table 3-1 に、それらを Eq.(3.13)と(3.14)により係数化した、設計周速比ごとの結果を Figure 3-14 に、回転周速比ごとの結果を Figure 3-15 に紹介する。なお Table 3-1 で翼型特性以外の値は、3.4 節の風洞実験で使用した供試風車の値を用いて計算した。

Figure 3-14 より、設計周速比が小さいほどロータに発生するトルクが大きくなり、ヨーモーメントが増大することが分かる。また Figure 3-15 より、回転周速比、すなわちロータ回転数が高いほど推力が大きくなり、ヨーモーメントが増大することがわかる。

Table 3-1 Parameters for yaw moment coefficient calculation of Figure 3-14 and 3-15

Rotor radius	0.3 m	Hub radius	0.03 m
No. of blade	5	Airfoil	NACA0012 (Figure 3-12)
Design angle of attack	7°	Design lift coefficient	0.564
Design tip speed ratio	Variable (Figure 3-14) 3.4 (Figure 3-15)	Tip speed ratio	= Design tip speed ratio (Figure 3-14) Variable (Figure 3-15)
Yawing radius	0.395 m	Wind speed	10 m/s

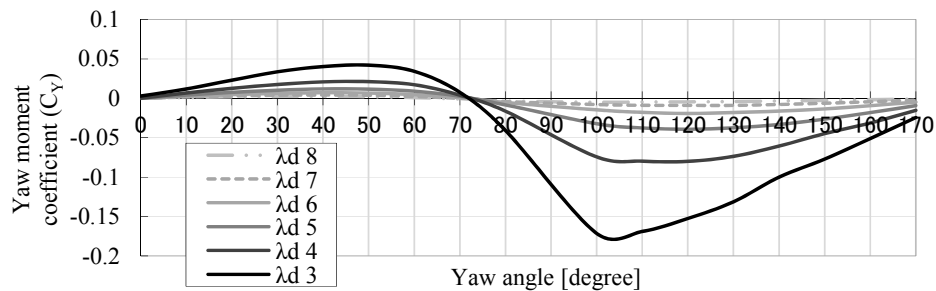


Figure 3-14 Calculated yaw moment coefficient with varying design tip speed ratio

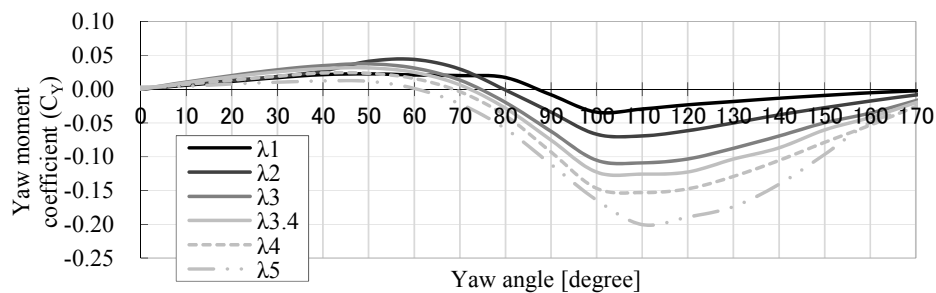


Figure 3-15 Calculated yaw moment coefficient with varying tip speed ratio

3.3.5 尾翼部の復元モーメントの理論計算式

本項では Eq.(3.9)や Eq.(3.12)のパッシブ式ヨーイング運動方程式から、 $\omega-t$ 曲線を理論計算する際に必要となる、復元モーメント係数 $C_R(\theta)$ の求め方を、西沢ら(2009) [3-1.6] の手法に基づき説明する。なおこの係数は、風速 V や尾翼面積 A_T 、尾翼ヨーイング半径 L_T に依存しない無次元数である。

風向とロータの向きが異なる場合、流入する相対流の角度が変わり、尾翼に揚力、抗力、ピッチングモーメントが生じ、Figure 3-16 に示す復元モーメント $M_R(\theta)$ が発生する。ここではロータが風向に正対する方向を正と定義する。

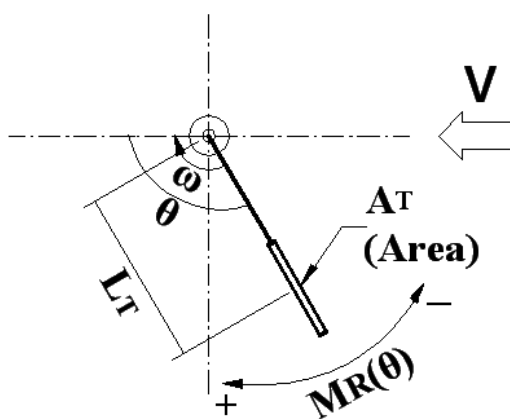


Figure 3-16 Restoring moment model

ある風速とヨー角における復元モーメントは、ヨー軸にブレーキをかけた時、ヨー軸を中心とする静止トルクとしてトルク計により直接計測ができ、以下の式で表すことができる。

$$M_R(\theta) = C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T V^2 \quad [\text{Nm}] \quad (3.82)$$

Eq.(3.9), (3.12)で示した尾翼部の復元モーメントは、パッシブ式水平軸風車がある角速度 ω でヨーイングする時のものだが、Eq.(3.82)は尾翼をブレーキで強制的に静止させた時の復元モーメントである。どちらの式でも、復元モーメント係数 $C_R(\theta)$ の値は同じである。

本研究の理論計算で使用する $C_R(\theta)$ は、矩形尾翼の面積 0.067m^2 、アスペクトレシオ 1.0 を用いて風洞実験を行い、Eq.(3.82)から求めたものである。実験の詳細は 3.4.2 項で述べるが、ここではその結果のみ Figure 3-17 に紹介する。本研究では、これを矩形尾翼の代表的な $C_R(\theta)$ の値とする。この $C_R(\theta)$ を Eq.(3.82)に代入することで、 $M_R(\theta)$ の計算が可能となる。なお $C_R(\theta)$ 、すなわち $M_R(\theta)$ は常に正の値をとり、尾翼を風下へ（ロータを風上へ）向ける方向に作用する。

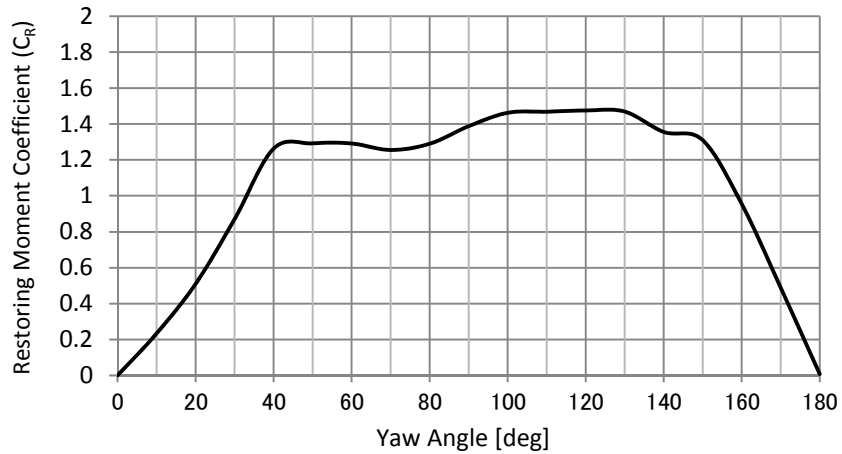


Figure 3-17 Restoring moment coefficient $C_R(\theta)$ used for yaw rate calculation in this research

実際の風車では、低いヨー角（例えば 30° ）からのヨーイングでは、風向から見て尾翼がロータの後方に位置するため、尾翼へ流入する相対風速がロータの影響を受ける。しかし本研究で目的とする、大きいヨー角（例えば 120° ）からのヨーイングでは、この後流影響が最大ヨーイング角速度へ与える影響は比較的少ないものとする。

$C_R(\theta)$ の測定方法は他にもある。 $C_R(\theta)$ は尾翼の揚力係数 $C_L(\theta)$ 、抗力係数 $C_D(\theta)$ およびピッチングモーメント係数 $C_M(\theta)$ との間に、Eq.(3.83)と Figure 3-18 の関係がある。そのため前述したトルク計と Eq.(3.82)を使う代わりに、三分力天秤を用いて測定することもできる。西沢(2009) [3-6] は、これら二つの方法で求める $C_R(\theta)$ の値が、互いに整合することを確認している。

$$C_R(\theta) = C_L(\theta) + C_D(\theta) + C_M(\theta) \frac{h}{L_T} \quad (3.83)$$

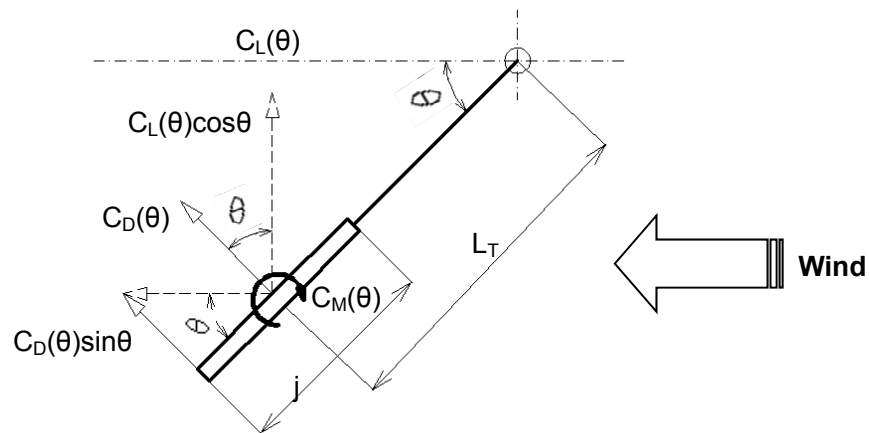


Figure 3-18 Coefficients consisting of restoring moment coefficient (C_R) of tail fin (C_L : lift coefficient, C_D : drag coefficient, C_M : pitching moment coefficient)

3.3.6 尾翼部アスペクトレシオの影響

本研究で使用するとした Figure 3-17 の $C_R(\theta)$ は、アスペクトレシオ AR が 1 の矩形尾翼を用いて測定したものだが、 AR が違う尾翼で測定すると、 $C_R(\theta)$ が変化する。以下にその理由を述べる。はじめに、アスペクトレシオ AR を Figure 3-19 と Eq.(3.84) により定義する。

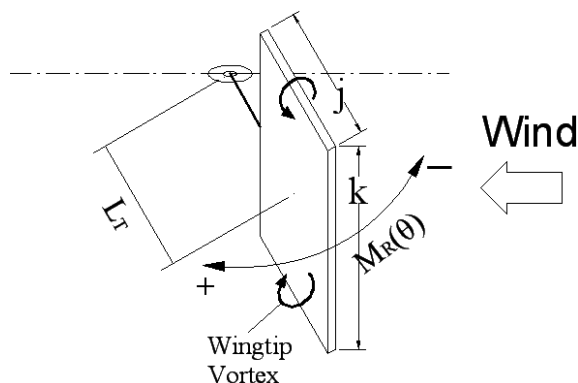


Figure 3-19 Wingtip vortex on 3-dimensional tail fin

$$AR = \frac{k}{j} \quad (3.84)$$

尾翼を三次元翼として見た場合、Figure 3-19 のように翼端に一对の渦が発生する。この渦は風向に対する迎角を減少させる方向に作用し、尾翼の有効迎角を減少させる。そのため三次元尾翼では、二次元尾翼と比較すると、見かけの迎角は同じでも揚力は減少する。

また二次元尾翼でも発生する粘性による抗力（形状抗力という）に加えて、三次元尾翼では揚力の減少分だけ誘導抗力が発生する。 AR が十分に大きい時、誘導抗力係数 C_{Di} と有効迎角の減少を考慮した三次元尾翼の揚力係数 $C_{L,3D}$ は、クッタ・ジューコフスキーの定理により次の関係式を持つ。

$$C_{Di} = \frac{C_{L,3D}^2}{\pi(AR)} \quad (3.85)$$

形状抗力係数を C_{D0} と置けば、三次元尾翼に発生する全抗力係数 $C_{D,3D}$ は以下のようなになる。

$$C_{D,3D} = C_{D0} + C_{Di} = C_{D0} + \frac{C_{L,3D}^2}{\pi(AR)} \quad (3.86)$$

すなわち三次元尾翼の抗力係数は、 AR が小さいほど大きくなる。これらの関係を表す三次元尾翼の揚抗力曲線の例が前田(2000) [3-12] により紹介されており、Figure 3-20 に紹介する。

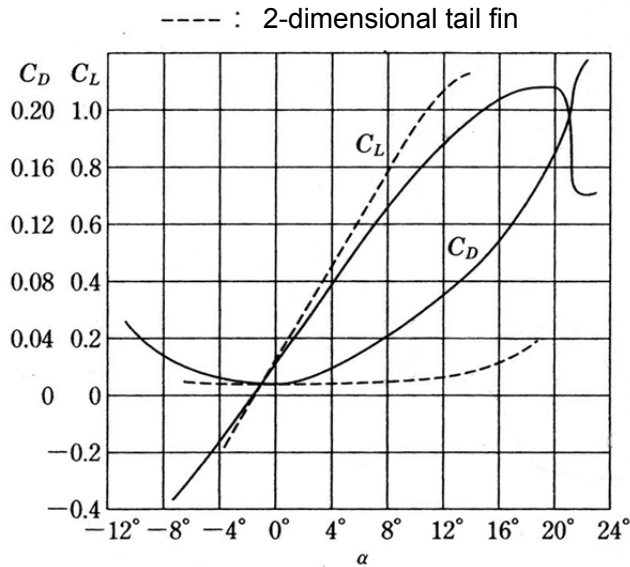


Figure 3-20 Example of lift coefficient (C_L) and drag coefficient (C_D) of 3-dimensional tail fin [3-12]

以上より, Eq.(3.83)の関係に注目しながら復元モーメント係数を考えると, 三次元尾翼では, 二次元尾翼に対して揚力係数は減少するが, 誘導抗力が揚力係数の2乗に比例して大きくなる. そのため, 尾翼全体の復元モーメント係数は大きくなる.

また三次元尾翼に対する AR の影響は, Eq.(3.86)の通り, 誘導抗力係数が AR に反比例するため, AR が小さいほど全体の復元モーメント係数は増加する. この増加が顕著になる迎角は, 形状抗力係数が十分に大きく, 且つ揚力係数も比較的大きく第二最大揚力となる $30-40^\circ$ 付近と思われる. この傾向は, 三分力測定により翼型特性を求めた岡本ら(2009) [3-13] や, トルクから翼型特性を求めた守谷(2009) [3-14] でも報告されている. また本研究で行った 3.4.2 項の尾翼の復元モーメント実験でも, AR の影響は限定的だが, 同様の傾向が表れている.

3.5 節で導いた, 本研究の成果である新たな最大ヨーイング角速度 ω_{max} の設計式は, $AR1$ の矩形尾翼を対象にしており, 尾翼の AR や形状の変化がおよぼす影響は考慮しておらず, 今後の課題の一つである.

3.3.7 慣性モーメントの算出

本項では Eq.(3.9)や Eq.(3.12)を用いて $\omega-t$ 曲線を計算する際に必要となる, ヨー軸周りの慣性モーメント I の求め方を説明する. はじめに, Figure 3-21 のようにシステム全体をモデル化する. 慣性モーメントの計算には各部位の質量が必要になるが, 実測から求めるか, または材質と寸法が分かれば推定できる.

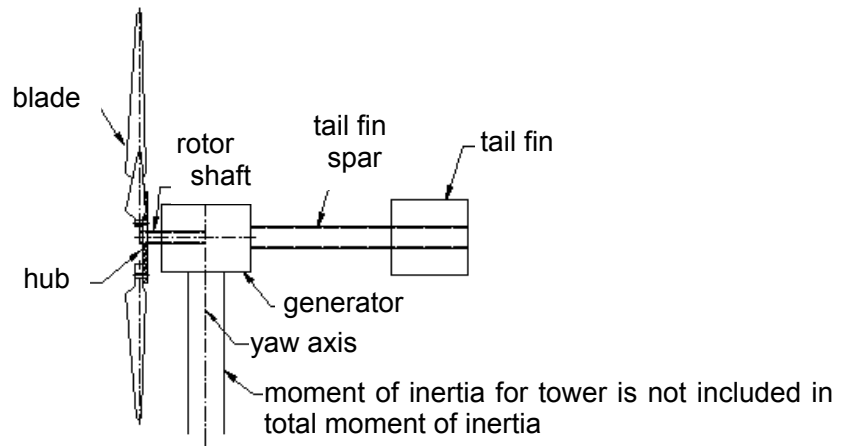


Figure 3-21 Example of small wind turbine

続いて Figure 3-22 に慣性モーメントの計算モデルと式を示す。これを使えば、例えばロータとハブは(a)の薄い円盤モデル、発電機と尾翼は(b)の直六面体モデル、ロータシャフトと尾翼スパーは(c)の円筒・中空円筒モデルに近似して、それぞれの慣性モーメントを計算できる。それらを全て足し合わせれば、Eq.(3.9)や Eq.(3.12)による $\omega-t$ 曲線の理論計算に必要なとなる、ヨー軸周りの慣性モーメント I を得ることができる。

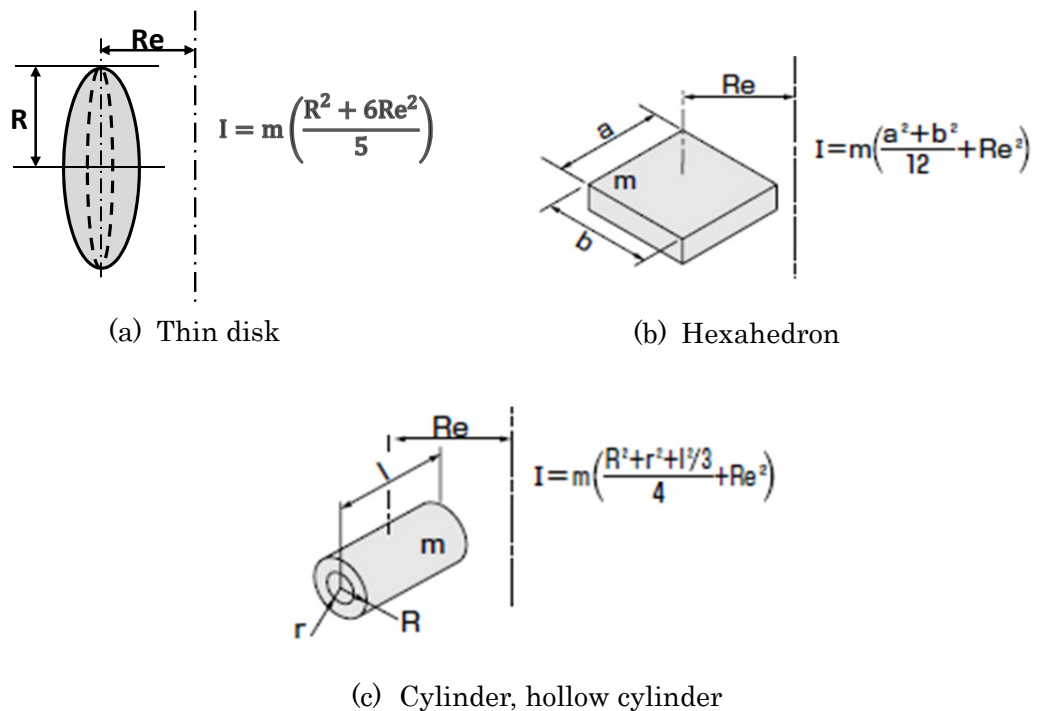


Figure 3-22 Moment of inertia for typical shapes

(I : moment of inertia / m : weight / Re : distance from yaw axis / a, b, r, R, l : dimensions)

3.3.8 パッシブ式ヨーイング運動方程式の解法手順

3.3節では、 $\omega-t$ 曲線の理論計算法と、それに必要となる変数の求め方を述べてきた。本項ではそのまとめとして、具体的な計算の流れを示す。なおこの理論計算を解くためのプログラムコードを巻末の付録 A に記す。

- [1] はじめに 3.3.3 項で述べたロータ部のヨーモーメントを求めるため, Eq.(3.62), (3.63), (3.73), (3.74), (3.81)を用いる。3.3.3 項の最後に述べたように, 本研究では NACA0012 の翼型特性を使い, 軸方向流成分のヨーモーメントのみを考慮する ($M_A=M_Y$ としている)。

$$C_1 = C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi \quad (3.62)$$

$$C_2 = C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi \quad (3.63)$$

$$dM_a = \frac{1}{2} \rho W^2 \{C(r) \cdot (-C_1(\theta) \cdot L_R \cdot \sin \psi + C_2(\theta) \cdot r \cdot \cos \psi)\} dr \quad [Nm] \quad (3.73)$$

$$M_a(\theta) = \int_{X_h}^1 dM_a(\theta) dr \quad [Nm] \quad (3.74)$$

$$M_Y(\theta) = \frac{B}{2\pi} \int_0^{2\pi} M_a(\theta) d\psi \quad [Nm] \quad (3.81)$$

これらの式を解いて, ロータ部のヨーモーメントを求めるには, 次の値が必要になる。

- 風速 V
- 空気密度 ρ
- ロータ半径 R
- ハブ半径 $R \cdot X_h$
- 翼枚数 B
- 設計周速比 λ_d
- 翼断面の 2 次元特性 C_L, C_D
($0-360^\circ$ の特性が分かればヨー角 $0-180^\circ$ のヨーモーメントが計算可能)
- 設計迎角 $\bar{\alpha}$
- 設計揚力係数 C_L
- 翼弦長 $C(r)$
(翼素運動量複合理論に基づく設計ならば設計迎角と線形化位置より計算可能)
- ロータヨーイング半径 L_R
- ロータ回転角速度 ω_n (設計周速比と同じなど, 任意の値を選定)

- [2] 次に 3.3.4 項で述べた尾翼部の復元モーメント係数 $C_R(\theta)$ を求める。その方法は二つあり、どちらも代表的な尾翼に対して風洞測定を行う必要がある。一つはトルク計を用いて Eq.(3.82) から求める方法であり、もう一つは三分力天秤を用いて式 Eq.(3.83) から求める方法である。後述する 3.4.2 項で詳細を述べるが、本研究では前者の方法で、面積 0.067m^2 、アスペクトレシオ 1.0 の矩形尾翼を代表尾翼として風洞で測定し、Figure 3-17 に示す矩形尾翼の代表的な復元モーメント係数 $C_R(\theta)$ を得た。

$$M_R(\theta) = C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T V^2 \quad [\text{Nm}] \quad (3.82)$$

上記の式を解いて $C_R(\theta)$ を得るには、次の値を必要とする。

- 風速 V
- 空気密度 ρ
- 尾翼面積 A_T
- 尾翼ヨーイング半径 L_T
- 復元モーメント $M_R(\theta)$ (風洞実験などでトルク計により測定)

- [3] 続いて 3.3.7 項で述べたヨー軸周りの慣性モーメントを求める。はじめに、対象とする風力発電システムを Figure 3-21 のようにモデル化する。ロータや発電機などの各部位ごとに Figure 3-22 の計算モデルを使って慣性モーメントを算出し、全て足し合わせれば、システム全体のヨー軸周りの慣性モーメントが求まる。

Figure 3-22 から慣性モーメントを求めるには、次の値を必要とする。

- 構成部品の寸法
- 構成部品の重心からヨー軸への距離
- 構成部品の質量 (実測または、材料の比重と寸法から計算)

- [4] 最後に上記の結果を 3.3.1 項や 3.3.2 項で述べたパッシブ式ヨーイング運動方程式に代入する。摩擦などによるトルク減衰が無いまたは無視できるぐらい微少な場合は、Eq.(3.9) に代入する。その結果を Eq.(3.6) に代入し、微小時間 Δt で逐次計算を行うことで、 $\omega-t$ 理論曲線が得られる。なお本研究では、3.3.1 項で述べたように微小時間は 0.1 秒とした。

$$0 < \theta \leq 90^\circ, 270^\circ < \theta \leq 360^\circ$$

$$\alpha = \frac{M_Y(\theta) + C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left[\left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 - \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} - \theta\right) \right\}^2 \right]}{I}$$

$$90^\circ < \theta \leq 270^\circ$$

$$\alpha = \frac{M_Y(\theta) + C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left[\left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 - \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 \right]}{I} \quad [\text{rad/s}^2] \quad (3.9)$$

$$\omega_1 = \omega_0 + \alpha \Delta t \quad [\text{rad/s}] \quad (3.6)$$

もしヨーイング角速度を減少させる摩擦などによるトルク減衰が、無視できないほど大きな場合は、Eq.(3.9)の代わりに Eq.(3.12)に代入する。その結果を Eq.(3.11)に代入し、微小時間 Δt で逐次計算を行うことで、 $\omega-t$ 理論曲線が得られる。

$$0 < \theta \leq 90^\circ, 270^\circ < \theta \leq 360^\circ$$

$$\alpha' = \frac{M_Y(\theta) + C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left[\left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 - \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} - \theta\right) \right\}^2 \right] - Q_F}{I}$$

$$90^\circ < \theta \leq 270^\circ$$

$$\alpha' = \frac{M_Y(\theta) + C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left[\left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 - \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 \right] - Q_F}{I} \quad [\text{rad/s}^2] \quad (3.12)$$

$$\omega_1 = \omega_0 + \alpha' \Delta t \quad [\text{rad/s}] \quad (3.11)$$

上記の式を解いて、 $\omega-t$ 理論曲線を得るには、次の値を必要とする。

- 風速 V
- 空気密度 ρ
- ロータ部のヨーモーメント $M_Y(\theta)$ (手順[1] により計算)
- 尾翼部の復元モーメント係数 $C_R(\theta)$ (手順[2] により計算)
- システム全体の慣性モーメント I (手順[3] により計算)
- 尾翼面積 A_T
- 尾翼ヨーイング半径 L_T
- トルク減衰 Q_F (摩擦などが大きい時に必要)
- 微小時間 Δt (任意の値を選定)

3.3.9 最大ヨーイング角速度の感度分析

[1] 初期ヨー角

初期ヨー角を変化させてパッシブ式ヨーイング運動方程式を解き，最大ヨーイング角速度へ与える影響を確認した．その時の計算条件を Table 3-2 に示す．翼型特性以外の条件は，3.4 節の風洞実験で使用した風車と尾翼を用いる．

Figure 3-23 から明らかな様に，初期ヨー角が大きいほど，最大ヨーイング角速度も大きくなり，ヨーイング負荷も大きくなる．市街地などに設置されることの多い小型風力発電機では，急激な風向変動を受けて初期ヨー角が大きくなり易いため，ヨーイング負荷の検討が重要になる．

Table 3-2 Calculation parameters for yaw rate with varying initial yaw angle

Initial yaw angle	30°	60°	90°	120°	150°
Wind speed	10m/s				
Rotor radius	0.3m				
Hub radius	0.03m				
No. of blade	5				
Airfoil	NACA0012				
Design angle of attack	7°				
Design lift coefficient	0.564				
Design tip speed ratio	3.4				
Tip speed ratio	3.4				
Yaw radius for rotor	0.395m				
Tail fin area	0.067m ²				
Yaw radius for tail fin	0.44m				
Moment of inertia around yaw axis	0.688kgm ²				
Static frictional torque	0.0736Nm				
Dynamic frictional torque	0.0368Nm				

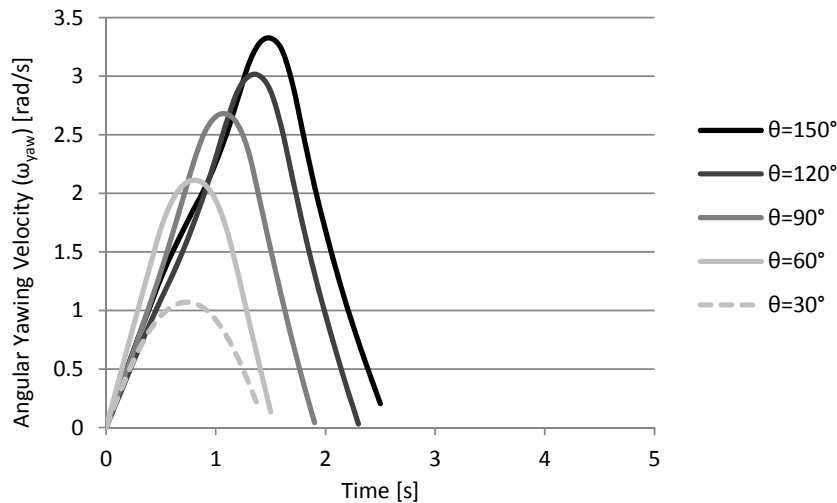


Figure 3-23 Calculated yaw rate with varying initial yaw angle

[2] ヨーモーメント

ロータ半径を変化させてパッシブ式ヨーイング運動方程式を解き、ヨーモーメントが最大ヨーイング角速度に与える影響を確認した。その時の計算条件を Table 3-3 に示す。翼型特性と尾翼面積以外の条件は、3.4 節の風洞実験で使用した風車と尾翼を用いる。通常はロータ半径が変わると慣性モーメントも同時に変化するため、参考までに R0.5m のみ、R0.3m からの増加に対応して慣性モーメントも増加させた場合も計算した。

ヨーイング初期角度は 2 種類で計算し、Figure 3-24 に 60°の結果を、Figure 3-25 に 120°の結果を示す。

Figure 3-24 と 3-25 から明らかなように、ヨーモーメントの変化が最大ヨーイング角速度へ及ぼす影響は、初期ヨー角によって異なる。説明のため Figure 3-26 に、この時のヨーモーメントの計算結果を示す。なお尾翼の復元モーメント係数、従って復元モーメントは、Figure 3-17 の通り全てのヨー角で正の値となることを念頭に置く。

初期ヨー角が 60°の場合、ヨーモーメントと復元モーメントは同方向の正の値となり、ロータを風上へ向ける方向に作用し、ヨーイング角速度を増大させる。反対に 120°の場合、ヨーモーメントは復元モーメントとは逆方向の負の値となり、ロータを風下へ向ける方向に作用し、ヨーイング角速度を減少させる。なお初期ヨー角が大きな 120°の時、Figure 3-26 のヨーモーメントは負の最大値に近い。

ヨーモーメントは Eq.(3.13), (3.14)より、ロータ半径の二乗（ロータ面積）に比例して急激に増大する。ヨーモーメントが負の値となるヨー角では、ロータ半径の増加は慣性モーメントも同時に増加させるため、最大ヨーイング角速度はさらに減少する。なお慣性モーメントの増減による影響は、本項で後ほど紹介する。

Table 3-3 Calculation parameters for yaw rate with varying yaw moment
($\hat{=}$ varying yaw moment)

Initial yaw angle	Figure 3.15 (60°), Figure 3.16 (120°)			
Wind speed	10m/s			
Rotor radius	0.001m	0.3m (Wind tunnel tested in section 3.4)	0.5m	0.5m
Hub radius	0.0001m	0.03m	0.05m	0.05m
No. of blade	5			
Airfoil	NACA0012			
Design angle of attack	7°			
Design lift coefficient	0.564			
Design tip speed ratio	3.4			
Tip speed ratio	3.4			
Yaw radius for rotor	0.395m			
Tail fin area	0.067m ²			
Yaw radius for tail fin	0.44m			
Moment of inertia around yaw axis	0.688kgm²			0.789kgm²
Static frictional torque	0.0736 Nm			
Dynamic frictional torque	0.0368 Nm			

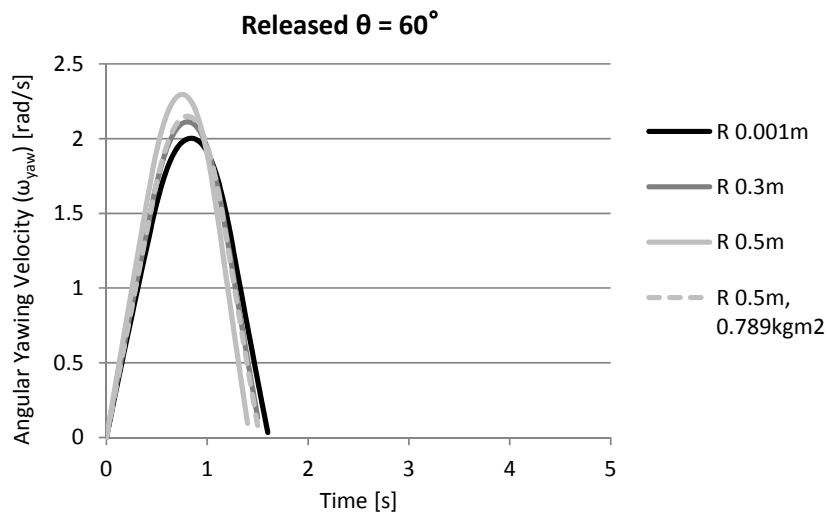


Figure 3-24 Calculated yaw rate with varying rotor radius ($\hat{=}$ varying yaw moment)
(initial yaw angle: 60°)

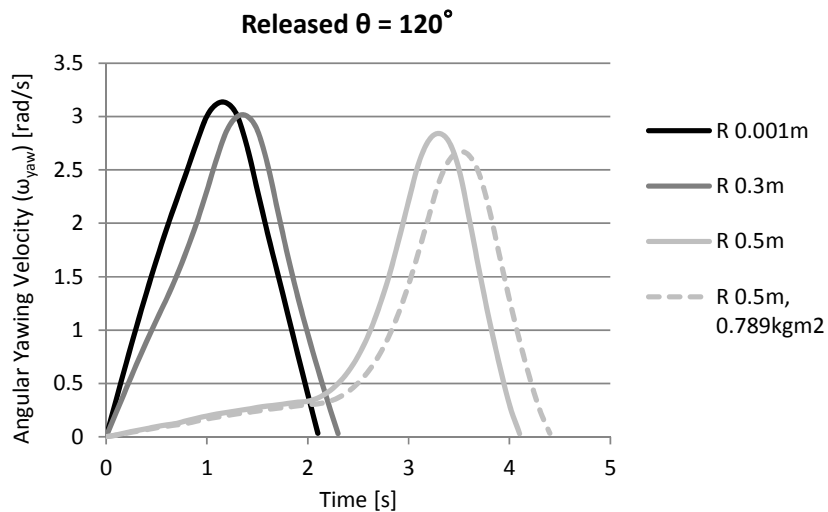


Figure 3-25 Calculated yaw rate with varying rotor radius (\approx varying yaw moment)
(initial yaw angle: 120°)

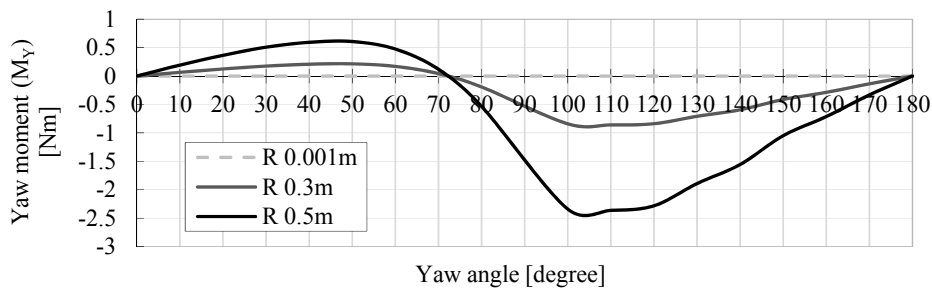


Figure 3-26 Calculated yaw moment with varying rotor radius

[3] 復元モーメント

尾翼面積を変化させてパッシブ式ヨーイング運動方程式を解き、復元モーメントが最大ヨーイング角速度へ与える影響を確認した。その時の計算条件を Table 3-4 に示す。翼型特性と尾翼面積以外の条件は、3.4 節の風洞実験で使用した風車と尾翼を用いる。通常は、尾翼面積が変わると慣性モーメントも同時に変化する。しかし 0.067m^2 から 0.1m^2 への面積の変化は僅かであり、慣性モーメントはほとんど変わらないため計算を省略した。なお面積 0.0001m^2 の復元モーメントは、ほぼ 0Nm に近く、尾翼が無いに等しい。

ヨーイングの初期角度は 2 種類で計算し、Figure 3-27 に 60° の結果を、Figure 3-28 に 120° の結果を示す。ただし、Figure 3-28 の初期ヨー角 120° では、風車のヨーモーメントは負の値になり、 0.0001m^2 の尾翼では復元モーメントが充分ではなく、ロータは風下へ向くことになり、ヨーイング角速度の計算ができなかった。

Figure 3-27 と 3-28 から明らかな様に、尾翼面積の違いが最大ヨーイング角速度へ与える影響は大きい。これを説明するため、この時の復元モーメントの計算結果を Figure 3-29 に示す。参考までにロータ半径が 0.3m と 0.5m のヨーモーメントも示している。

Table 3-4 Calculation parameters for yaw rate with varying tail fin area
(\approx varying tail fin moment)

Initial yaw angle	60° (Figure 3-27), 120° (Figure 3-28)			
Wind speed	10m/s			
Rotor radius	0.3m			
Hub radius	0.03m			
No. of blade	5			
Airfoil	NACA0012			
Design angle of attack	7°			
Design lift coefficient	0.564			
Design tip speed ratio	3.4			
Tip speed ratio	3.4			
Yaw radius for rotor	0.395m			
Tail fin area	0.0001m²	0.067m² (Wind tunnel tested in section 3.4)	0.1m²	0.1m² (not calculated)
Yaw radius for tail fin	0.44m			
Moment of inertia around yaw axis	0.688kgm²			0.689kgm²
Static frictional torque	0.0736Nm			
Dynamic frictional torque	0.0368Nm			

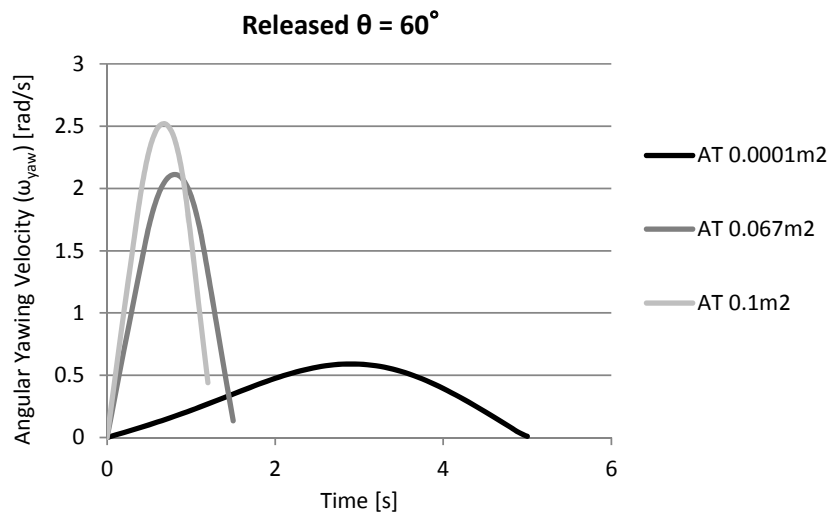


Figure 3-27 Calculated yaw rate with varying tail fin area (\approx varying restoring moment)
(initial yaw angle: 60°)

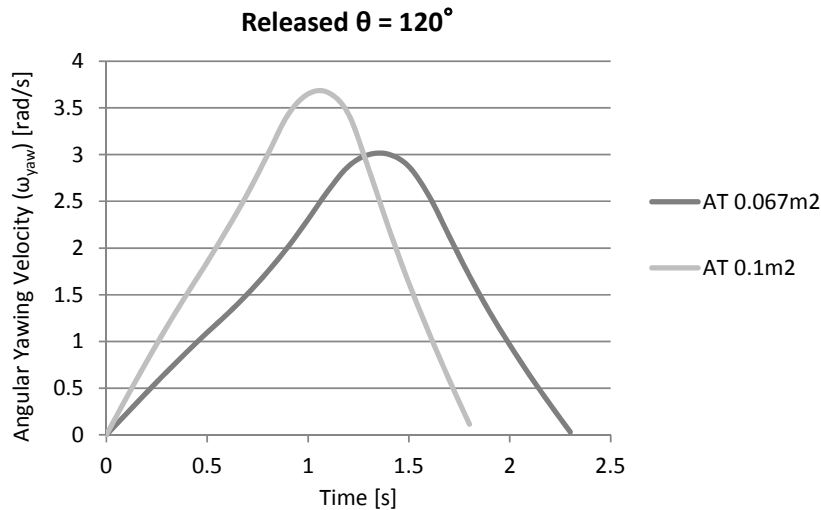


Figure 3-28 Calculated yaw rate with varying tail fin area (\approx varying restoring moment)
(initial yaw angle: 120°)

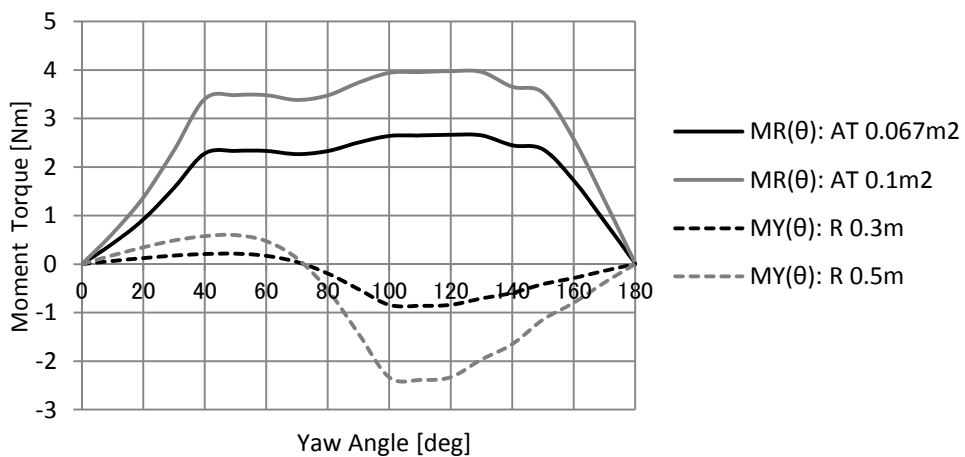


Figure 3-29 Calculated restoring moment and yaw moment
with varying tail fin area and rotor radius

Figure 3-29 が示すところは、尾翼の復元モーメントは常に正の値をとり、ロータを風上に向ける方向に作用する。一方でロータのヨーモーメントは、Figure 3-29 の例ではヨー角 70° までは正の値、すなわちロータを風上に向ける方向に作用する。しかし 70° を超えると負の値となり、反対にロータを風下に向ける方向に作用し、およそ $100\text{--}110^\circ$ で負の最大値となる。

大切なのはこれら二つのモーメントバランスである。 70° を超えるようなヨー角では、尾翼のモーメントが小さすぎると、ロータの負の方向のモーメントの方が大きくなり、風車は風向に正対しない現象が起こり得る。

また尾翼の復元モーメントは、どの初期ヨー角でも、尾翼面積が大きいほど、復元モーメントに比例して最大ヨーイング角速度が増加する。通常、尾翼の厚みは薄いので、

尾翼面積の増減はロータほど慣性モーメントの増加を伴わず、最大ヨーイング角速度の増減に直接影響する。一方でロータのヨーモーメントは、ロータ半径の二乗に比例して急激に増加するが、同時に慣性モーメントの増加も伴う。そのためヨーイング負荷の検討においては、特にロータ半径が小さく比較的ヨーモーメントが小さい小型風力発電機ほど、最大ヨーイング角速度が大きくなり易いため、尾翼の設計が重要になる。

[4] 慣性モーメント

慣性モーメントを変化させてパッシブ式ヨーイング運動方程式を解き、最大ヨーイング角速度へ与える影響を確認した。その時の計算条件を Table 3-5 に示す。翼型特性以外の条件は、3.4 節の風洞実験で使用した風車と尾翼を用いる。慣性モーメントは、ロータや尾翼の寸法、配置、材質に伴って変化する。計算では風洞実験で使用したアルミ尾翼を、鉄尾翼に変えたと仮定し、 0.688kgm^2 から 0.831kgm^2 に増加した時の影響を確認する。参考までに 0.500kgm^2 でも計算した。

ヨーイングの初期角度は 2 種類で計算し、Table 3-30 に 60° の結果を、Table 3-27 に 120° の結果を示す。

Table 3-5 Calculation parameters for yaw rate with varying moment of inertia

Initial yaw angle	60° (Figure 3-30), 120° (Figure 3-31)		
Wind speed	10m/s		
Rotor radius	0.3m		
Hub radius	0.03m		
No. of blade	5		
Airfoil	NACA0012		
Design angle of attack	7°		
Design lift coefficient	0.564		
Design tip speed ratio	3.4		
Tip speed ratio	3.4		
Yaw radius for rotor	0.395m		
Tail fin area	0.067m^2		
Yaw radius for tail fin	0.44m		
Moment of inertia around yaw axis	0.500kgm^2	0.688kgm^2 (Aluminium)	0.831kgm^2 (Iron)
Static frictional torque	0.0736Nm		
Dynamic frictional torque	0.0368Nm		

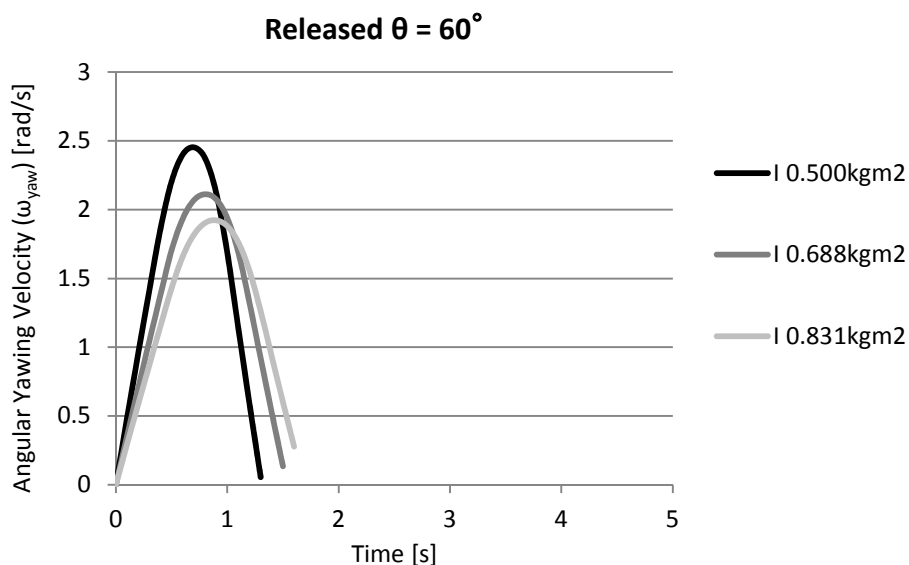


Figure 3-30 Calculated yaw rate with varying moment of inertia
(initial yaw angle : 60°)

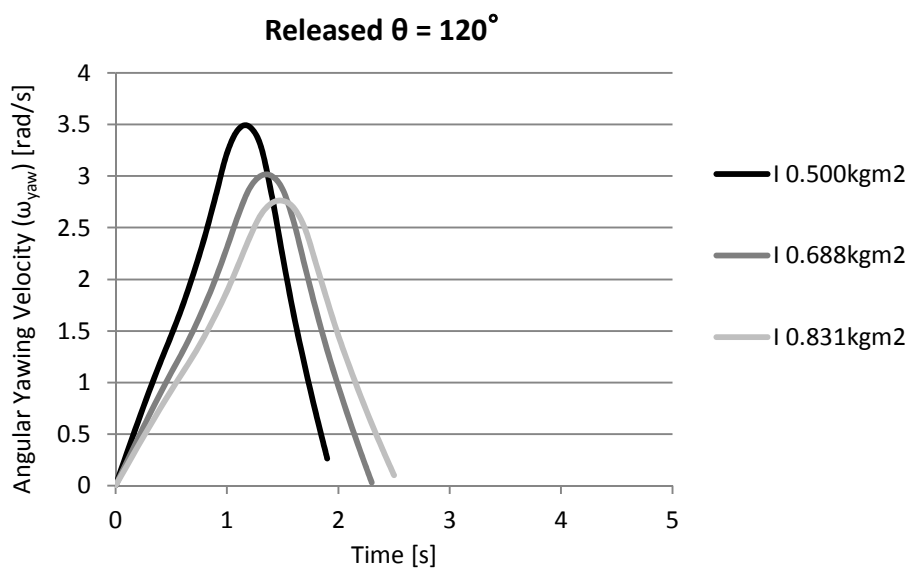


Figure 3-31 Calculated yaw rate with varying moment of inertia
(initial yaw angle : 120°)

Figure 3-30 と 3-31 から明らかな様に、慣性モーメントが僅かに変化しただけで、最大ヨーイング角速度は大きく影響を受ける。このことは比較的全体の慣性モーメントが少ない小型風力発電機は、最大ヨーイング角速度が大きくなり易いことを示している。そのため構成部品の寸法、配置、材質には、十分な配慮が必要となる。一方でヨーイング角速度を低くしたい場合は、尾翼に錘をつけるなど、簡単に対応ができることも示している。

3.4 風洞実験（パッシブ式ヨーイング運動方程式の検証）

本節では、前節で導いたパッシブ式ヨーイング運動方程式の妥当性を検証するため、 $\omega-t$ 曲線（ヨーイング角速度の時間変化）の測定値と理論計算値を比較した。なお理論計算では、実験装置の機械摩擦を考慮するため、3.2節で述べたトルク減衰が存在する以下の式を用いた。

$$M_Y(\theta) + M_R(\theta) - Q_F = I \cdot \alpha' \quad [\text{Nm}] \quad (3.10)$$

$$\omega_1 = \omega_0 + \alpha' \Delta t \quad [\text{rad/s}] \quad (3.11)$$

$$0 < \theta \leq 90^\circ, 270^\circ < \theta \leq 360^\circ$$

$$\alpha' = \frac{M_Y(\theta) + C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left[\left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 - \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} - \theta\right) \right\}^2 \right] - Q_F}{I}$$

$$90^\circ < \theta \leq 270^\circ$$

$$\alpha' = \frac{M_Y(\theta) + C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left[\left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 - \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 \right] - Q_F}{I} \quad [\text{rad/s}^2] \quad (3.12)$$

上の式を解いて得られる $\omega-t$ 曲線の理論計算値と、風洞実験の測定値を比較するにあたり、以下の値を事前に求める必要があり、次の該当項で詳しく述べる。

- 3.4.1 項: 風車部のヨーモーメント $M_Y(\theta)$
- 3.4.2 項: 尾翼部の復元モーメント係数 $C_R(\theta)$
- 3.4.3 項: ヨー軸周りの慣性モーメント I
- 3.4.4 項: 機械摩擦トルク（トルク減衰 Q_F ）

3.4.1 項では、ヨーイング角速度試験で用いる風車のヨーモーメント $M_Y(\theta)$ について、風洞実験の測定値と Eq.(3.81) の理論計算値を比較した。

$$M_Y(\theta) = \frac{B}{2\pi} \int_0^{2\pi} M_a(\theta) d\psi \quad [\text{Nm}] \quad (3.81)$$

3.4.2 項では、ヨーイング角速度試験で用いる尾翼の復元モーメント係数 $C_R(\theta)$ を算出し、Eq.(3.12) に代入する値を測定した。その方法は、風洞で代表尾翼の復元モーメント $M_R(\theta)$ （トルク）をトルク計で測定し、Eq.(3.82) により尾翼面積や尾翼ヨーイング半径の影響を除去した。なお本研究で行う全ての $\omega-t$ 曲線の理論計算には、ここで測定した $C_R(\theta)$ を使用する。

$$M_R(\theta) = C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T V^2 \quad [\text{Nm}] \quad (3.82)$$

3.4.3 項では、ヨーイング角速度試験で用いる実験装置の慣性モーメント I を算出し、理論計算時に Eq.(3.12)に代入する値を求めた。

3.4.4 項では、ヨーイング角速度試験で用いる実験装置の機械摩擦トルク（トルク減衰 Q_F ）を測定し、理論計算時に Eq.(3.12)に代入する値を求めた。

以上の手順により、ヨーイング角速度試験と同じ条件で理論計算を行う準備が整った。

3.4.5 項では、ヨーイング角速度試験で測定した $\omega-t$ 曲線と理論計算結果を比較した。

3.4.6 項では 3.4 節のまとめとして、 $\omega-t$ 曲線の理論計算値の妥当性と、精度向上の課題について総括する。

3.4.1 ヨーモーメント試験

[1] 実験目的

Eq.(3.81)の理論計算によるヨーモーメントの妥当性を確認するためには、信頼性のある測定結果と比較する必要がある。しかしヨーモーメントに関する西沢(2009)^[3-6]の実験は装置仕様の制限により、供試風車の設計周速比以下の低いロータ回転数でしか行われていない。またロータと架台との距離が近く、特に大きいヨー角で架台や発電機によりロータへの流入風が乱され、ロータ面の左右で推力の不均等を増大させている可能性がある。これは守谷(2009)^[3-14]が使用した架台でも同様である。そこで本研究によるヨーモーメントの実験は、ロータ軸水平シャフトを伸長することで特に大きいヨー角での架台や発電機の影響を低減し、ヨーモーメント測定値の信頼性を高めた。

[2] 実験装置

使用した実験装置を Figure 3-32 に示す。本研究においてヨーモーメントの風洞実験を行った供試風車 (Figure 3-33) は、守谷(2009)^[3-14]が用いたロータ半径 0.3m、設計周速比 3.4、翼枚数 5 枚のものと同じであり、3.3.3 項で述べた翼素運動量複合理論に基づいて設計されている。Figure 3-32 で風車と測定装置を支える架台は、西沢(2009)^[3-6]や守谷(2009)^[3-14]が用いたものと同じであり、市販の風力発電機に比べて、ロータ面積に占める架台とモータの投影面積が大きい。そのためロータが架台の後方に来る大きなヨー角では、架台やモータの影響が顕著に出ることが予想できる。

これらの影響を低減するため、ロータヨーイング半径は、ロータシャフトにベアリングボックスを介することで、守谷(2009)^[3-14]の 0.225m から 0.395m に伸長した。この値は、後に行う角速度実験で、半径 0.3m のロータがヨーイングする際に風洞の枠内に収

まるように選択した。なお西沢(2009)^[3-6]が用いた半径 0.5m のロータの場合、同様にシャフトを伸長すると、後に行う角速度実験でロータが風洞の枠外に出てしまい、測定データの信頼性に欠けると判断し、本論文では取り上げない。

本実験に用いた風洞 (Figure 3-34) は 1.05m x 1.05m の吹き出し型で、風速を 0m/s から 22.5m/s まで変化させることができる。風速の測定は、風車上流部に設置したピトー管 (Figure 3-35) とベッツ型マノメータ (Figure 3-36) を用いて行う。ピトー管の測定口は、吹き出し口の横壁面中央より内側 0.15m の位置に設置した。

風車は 200V 3 相 4 極の誘導電動機 (Figure 3-37) に接続されており、スリップリングを介してインバータ (Figure 3-38) で回転数を制御する。各風速下で任意の周速比に合わせることで、風車に負荷がかかった状態を再現する。

ヨー軸シャフトは、別の誘導電動機 (Figure 3-39) を介して電磁ブレーキコントローラ (Figure 3-40) に繋がっており、風車を任意のヨー角で静止させることができる。

風車のヨーモーメントの測定は、ヨー軸シャフトに直結しているトルクセンサ (Figure 3-41) で測定したトルクを、トルク変換機 (Figure 3-42) によりデジタル化し、データロガー (Figure 3-43) で記録する。

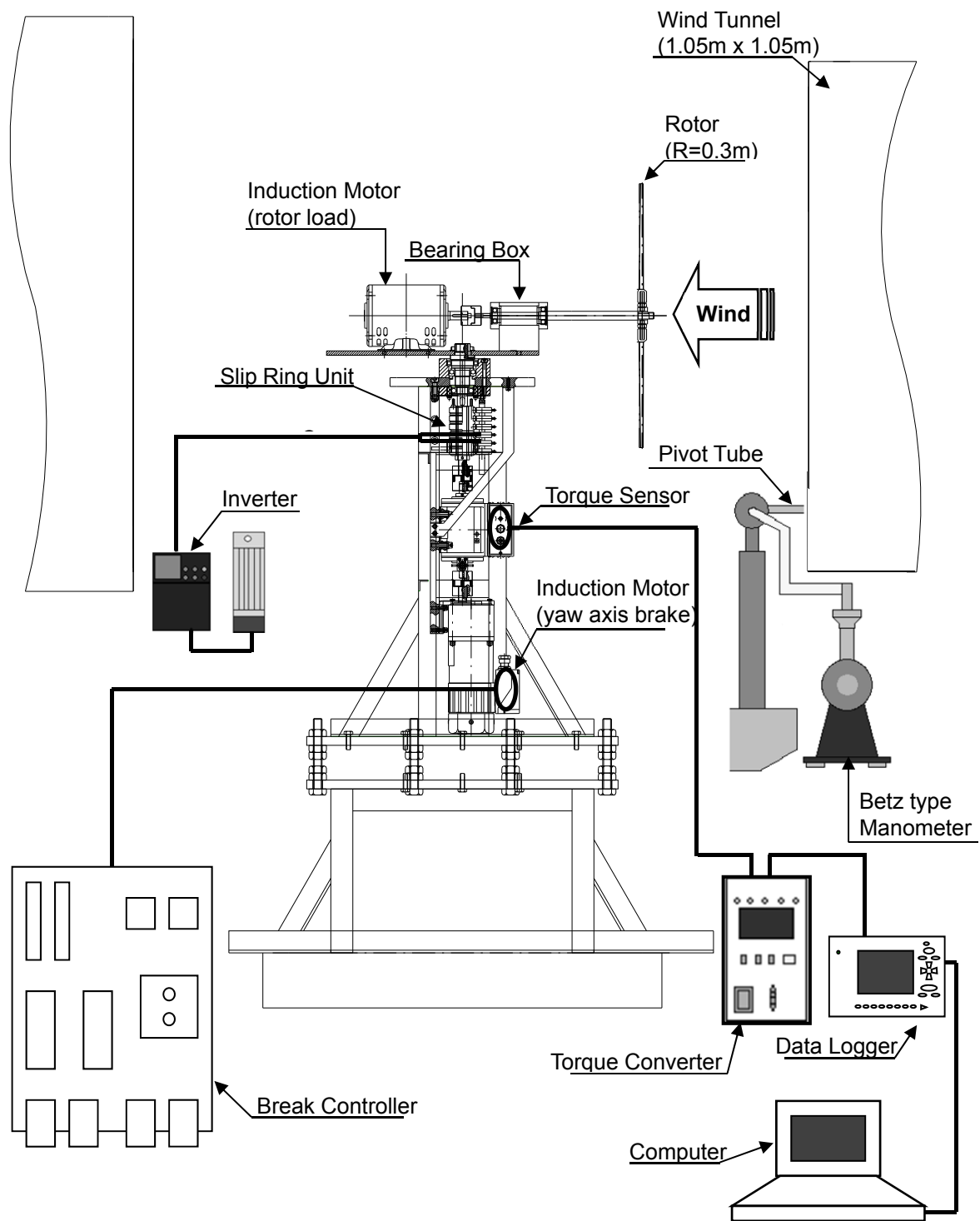


Figure 3-32 Experimental set-up for yaw moment measurement



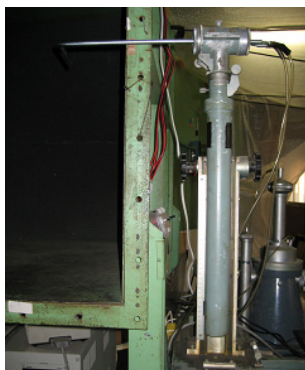
Rotor radius	0.3m
Hub radius	0.03m
No. of blade	5
Design tip speed ratio	3.4
Airfoil	Clark Y
Design lift coefficient	1.1
Design angle of attack	8°
Rotor yaw radius	0.395m

Figure 3-33 Tested rotor for yaw moment measurement



Manufacturer	SUN-S
Max. wind speed	23m/s
Wind speed range	1 – 22.5m/s
Air outlet area	1.05m x 1.05m
Max. air flow	1522m ³ /min
Driving motor	Variable motor 30kW
Fan	Limit load fan
Fan rotation	20 – 250rpm

Figure 3-34 Wind tunnel



Manufacturer	RIKA SEIKI
Type	LK-2
Duct length	380mm
Nose duct length	126mm
Tip shape	L shape
Duct diameter	9mm

Figure 3-35 Pitot tube



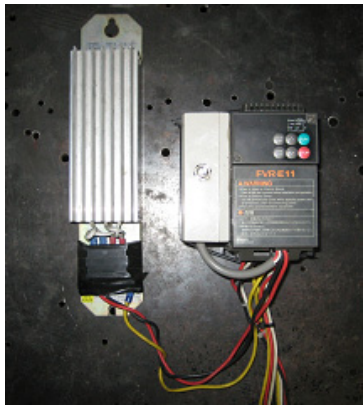
Manufacturer	RIKA SEIKI
Type	Betz type 400mmAp F-213
Measurement range	0—200mmAp
Accuracy	±0.1
Withstanding pressure	49.035kPa
Working liquid	Ethyl alcohol

Figure 3-36 Manometer



Manufacturer	Fuji Electric
Type	MRH8085M
Rated power	750W
Voltage	200V
No. of phase	3
No. of pole	4
Rated rotation	1420rpm—50Hz

Figure 3-37 Induction motor for rotating rotor



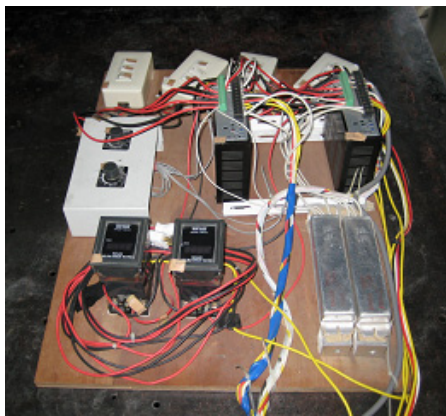
Manufacturer	Fuji Electric
Type	FVR0.4E11S—2
Voltage	200V
Rated current	3A
Rated frequency	50/60Hz
No. of phase	3

Figure 3-38 Inverter for controlling rotor rotational speed



Manufacturer	Oriental Motor
Type	BHF62AMT-A
Rated power	200W
Voltage	200V
No. of phase	3
Rated rotation	1500rpm – 50Hz
Rated torque	1.27Nm

Figure 3-39 Induction motor for yaw brake



Speed Controller	
Manufacturer	Oriental Motor
Type	FSP200 – 3
Function	Setting start/stop time of motor Controlling electromagnetic brake

Figure 3-40 Electromagnetic yaw brake controller



Manufacturer	ONOSOKKI
Type	SS100
Rated torque	10Nm
Accuracy	±0.2% / full scale
Range of rotation	0 – 8000rpm

Figure 3-41 Torque sensor



Manufacturer	ONOSOKKI
Type	TS-2600
Torque measurement	
Input signal	Sine wave
Range of input frequency	200-50,000Hz
Unit	Nm
Accuracy	±0.2% / full scale
Rotation measurement	
Input signal	Rectangular wave
Range of input frequency	10-100,000Hz
Accuracy	±0.02% / full scale

Figure 3-42 Torque converter



Manufacturer	KEYENCE
No. of channel	Single end : 16ch Difference input : 8ch
Measurement range	±10, 5, 2.5, 1, 0.5, 0.25V
Max. input voltage	±30V
Input GND	Non-isolated
A/D conversion resolution	14bit
Max. sampling frequency	400,000Hz
Input frequency band	100,000Hz
Sampling time	2.5μs-60s

Figure 3-43 Data logger

[3] 実験方法

実験装置の概要は Figure 3-32 に示した通りである。以下の Figure 3-44 に実験方法の概要を示す。ヨーモーメントは、ロータが風向に正対する方向を正と定義する。ヨー角は風車が風に正対している状態を 0°とし、反時計回りに増加する。ヨー角 0°ではヨー軸にトルクは発生しないため、0Nm と仮定する。そのため測定ヨー角は 10°を初期角度とし、誘導電動機（ヨー軸固定用）に接続した電磁ブレーキコントローラにより、ヨー軸を固定する。この状態における、ある風速とヨー角での静止トルクが風車部のヨーモ

ーメントであり，トルク計で測定する．これを 10°毎に 120°まで測定を行った．

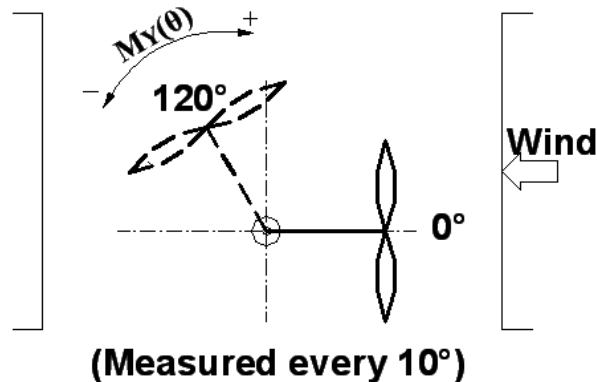


Figure 3-44 Yaw moment test model

続いて測定条件を Table 3-6 に示す．測定したロータの回転周速比は，風車負荷用モータの定格回転数を超えない範囲で 1 から 5 の間とし，様々な回転速度におけるヨーモーメントを測定する．回転周速比は，供試風車の設計周速比 3.4 でも測定したが，風速 10m/s での測定のみ実験装置の共振を避けるため，3.6 で測定した．

Table 3-6 Experimental conditions for yaw moment measurements

Rotor	Wind speed	Tip speed ratio (λ)	Yaw angle (θ)
R = 0.3m $\lambda_d = 3.4$ (Figure 3-33)	6m/s	1, 1.5, 2, 3.4, 4, 5	10–120°
	8m/s	1, 1.5, 2, 3.4, 4, 5	(Measured every 10°)
	10m/s	1, 1.5, 2, 3.6, 4, 5	

実験手順の詳細を以下に記す．

- (1) 風洞，実験装置，測定器具の電源を入れる．
- (2) PC 上でデータロガー(NR-2000)の読み取りソフトである「Wave Shot」を開き，NR-2000 と接続されていることを確認する．
- (3) NR-2000 の設定を「Wave Shot」で行う（サンプリング周期: 200 μ s，収集形式: シングル，サンプリング数: 20000，差動入力）．
- (4) 風車を初期位置 10°に設定し，電磁ブレーキコントローラのスイッチを入れ，ヨー角を固定する．
- (5) マノメータで風速を測りながら，測定風速を出力する．
- (6) 気温，空気密度を記録する．
- (7) ロータ回転速度をインバータで制御し，測定回転周速比に合わせる．
- (8) NR-2000 による測定を開始し，トルクセンサより発信された静止ヨーモーメントを，トルクコンバータ，NR-2000 を介して PC に読み取り保存する．
- (9) 電磁ブレーキコントローラのスイッチを切り，Table 3-6 に示した条件で，風車

部を 10°ピッチで動かし 120°までの各角度におけるヨーモーメントを測定する。

[4] データ処理

測定したヨーモーメントは、解析を行う前に以下の手順でデータ処理を行う。

- (1) ヨーモーメントは、データロガーの設定によりサンプリング周期 200 μ s で計 4 秒間のデータが記録されている。平均処理を行い、測定時間中のヨーモーメントの微小変動を平均化する。
- (2) ヨーモーメントの評価にあたり、Eq.(3.13)を用いてヨーモーメント係数 $C_Y(\theta)$ を求めることで、風速 V 、空気密度 ρ 、ロータ面積 A_R 、ロータヨーイング半径 L_R の影響を排除する。

$$M_Y(\theta) = C_Y(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_R L_R V^2 \quad [\text{Nm}] \quad (3.13)$$

[5] 過去の風洞実験結果との比較

本実験によるロータヨーイング半径 0.395m でのヨーモーメントを、同 0.225m の守谷(2009) [3-14] の実験結果と比較する。検証目的は、ロータ軸水平シャフトを伸長したことで、特に大きいヨー角での架台やモータの影響が低減され、理論計算値との比較に際し信頼に足るデータを測定できているかの確認である。

はじめに、Figure 3-45 に本実験で測定した各風速でのヨーモーメントを、Figure 3-46 にそれを Eq.(3.13)により係数化したものを示す。Figure 3-46 で、同一回転周速比におけるヨーモーメント係数はどれもほぼ同じ値であり、風速、ロータ面積、ロータヨーイング半径の影響が除去できていることを表している。これらの図から回転周速比 λ 、すなわちロータ回転数が高いほど、ヨーモーメントの絶対値が大きくなることがわかる。またヨーモーメントはあるヨー角 (40–60°) を超えると負の値になり、ロータを風下へ向ける方向へ作用する。

次に、本実験結果と守谷(2009) [3-14] の実験結果を比較するため、共に風速 10m/s で係数化したヨーモーメント係数を Figure 3-47 に示す。同一回転周速比での大きいヨー角での絶対値は、本実験結果の方が明らかに小さく、また正負が逆転するヨー角も増大した。このように、架台やモータによる気流の乱れによって強調されたロータ面左右の推力差による見かけヨーモーメントの増大を、ロータシャフトの伸長により低減できたことを確認できた。

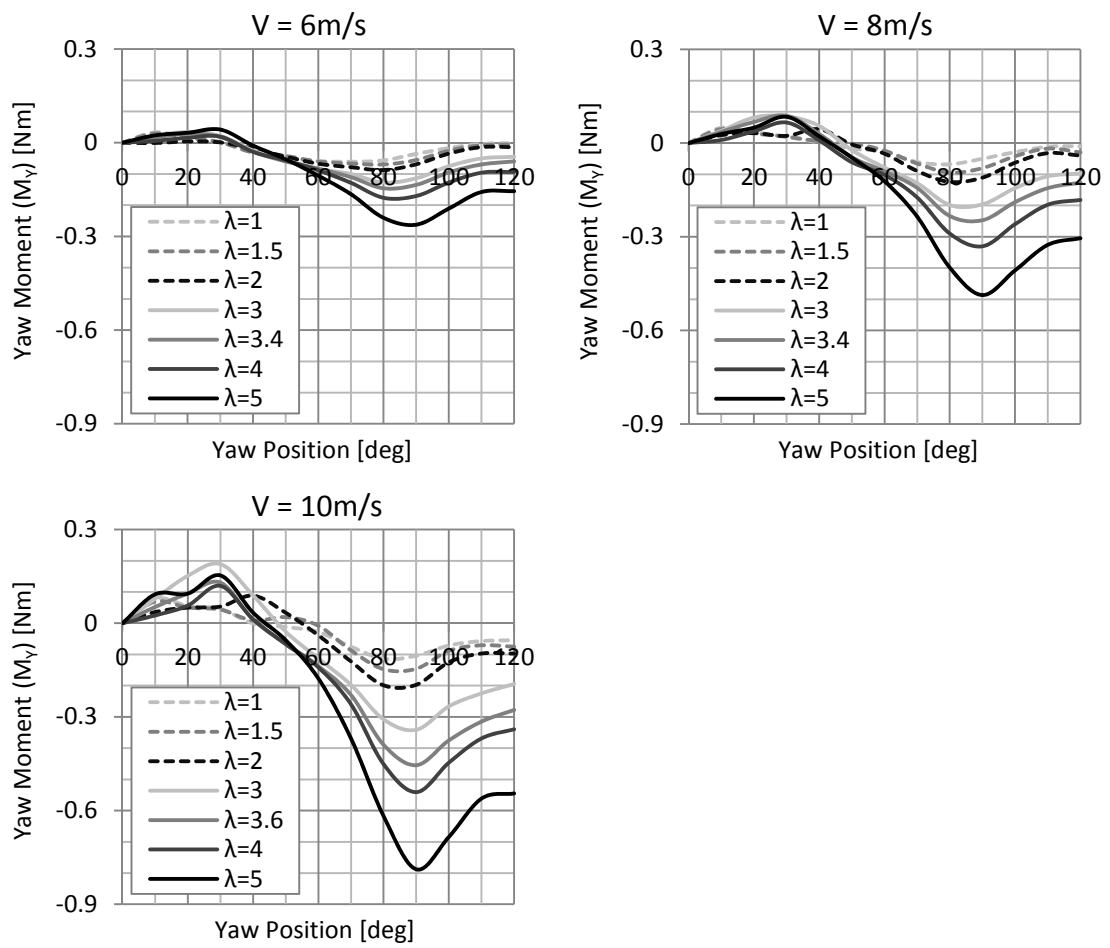


Figure 3-45 Measured yaw moment $M_Y(\theta)$
(Rotor radius 0.3m, Yaw radius from rotor 0.395m)

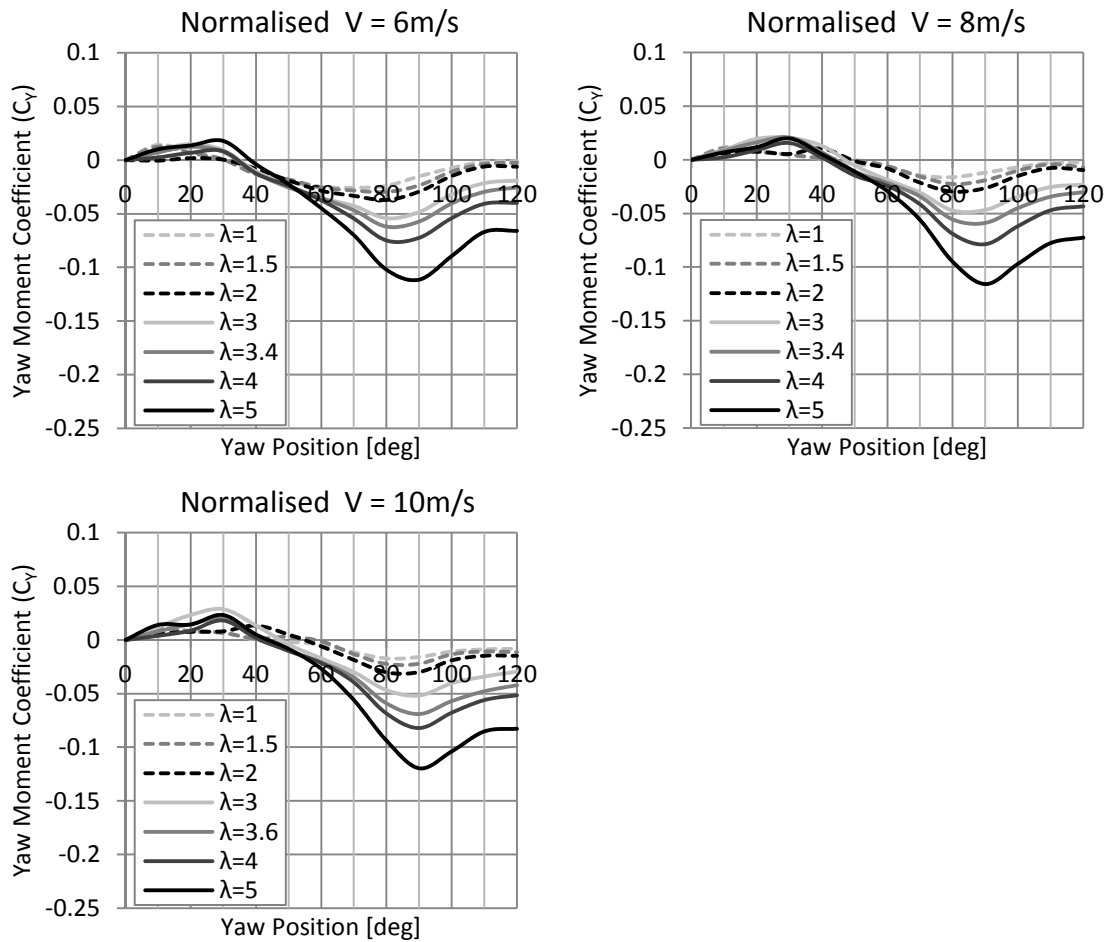


Figure 3-46 Measured yaw moment coefficient $C_Y(\theta)$
(Rotor radius 0.3m, Yaw radius from rotor 0.395m)

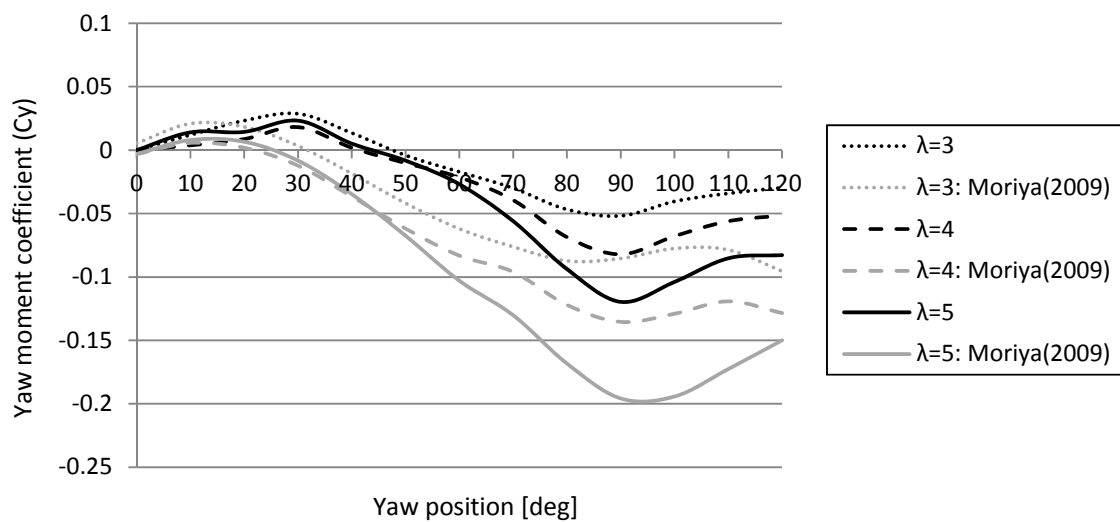


Figure 3-47 Comparison of yaw moment coefficient $C_Y(\theta)$ for measurement with yaw radius of 0.395m (experiment in this section) against 0.225m (守谷(2009) [3-14])

[6] 理論計算値との比較

これまで本実験で取得したヨーモーメント値は，ロータシャフトを 0.17m 伸長したことで架台の影響が低減され，信頼性が増したことを確認した．ここではその結果とパッシブ式ヨーイング運動方程式から導いた理論計算値を比較し，理論計算値の妥当性を検証する．

始めに，風洞実験と理論計算の条件を Table 3-7 に示す．空気密度の違いは係数化する際に除去される．また 3.3 節で述べたように，本研究のパッシブ式ヨーイング運動方程式の解法には，風洞実験で使用した供試風車の Clark Y の完全特性のデータが無いいため，徳山ら(2003) [3-11] が測定した，Figure 3-12 に示す NACA0012 の完全特性を使用した．

Table 3-7 Experimental and calculation conditions for yaw moment coefficient $C_y(\theta)$

	Wind tunnel test	Theoretical calculation
Wind speed	10m/s	
Air density	Measured	1.225kg/m ³
Rotor radius	0.3m	
Hub radius	0.03m	
No. of blade	5	
Design tip speed ratio	3.4	
Airfoil	Clark Y	NACA0012
Design angle of attack	8°	7°
Design lift coefficient	1.1	0.564
Yaw radius from rotor	0.395m	

各回転周速比 λ における，風洞実験値と理論計算値との比較を Figure 3-48 に示す．なお理論計算値は 180°までの値を表示している．

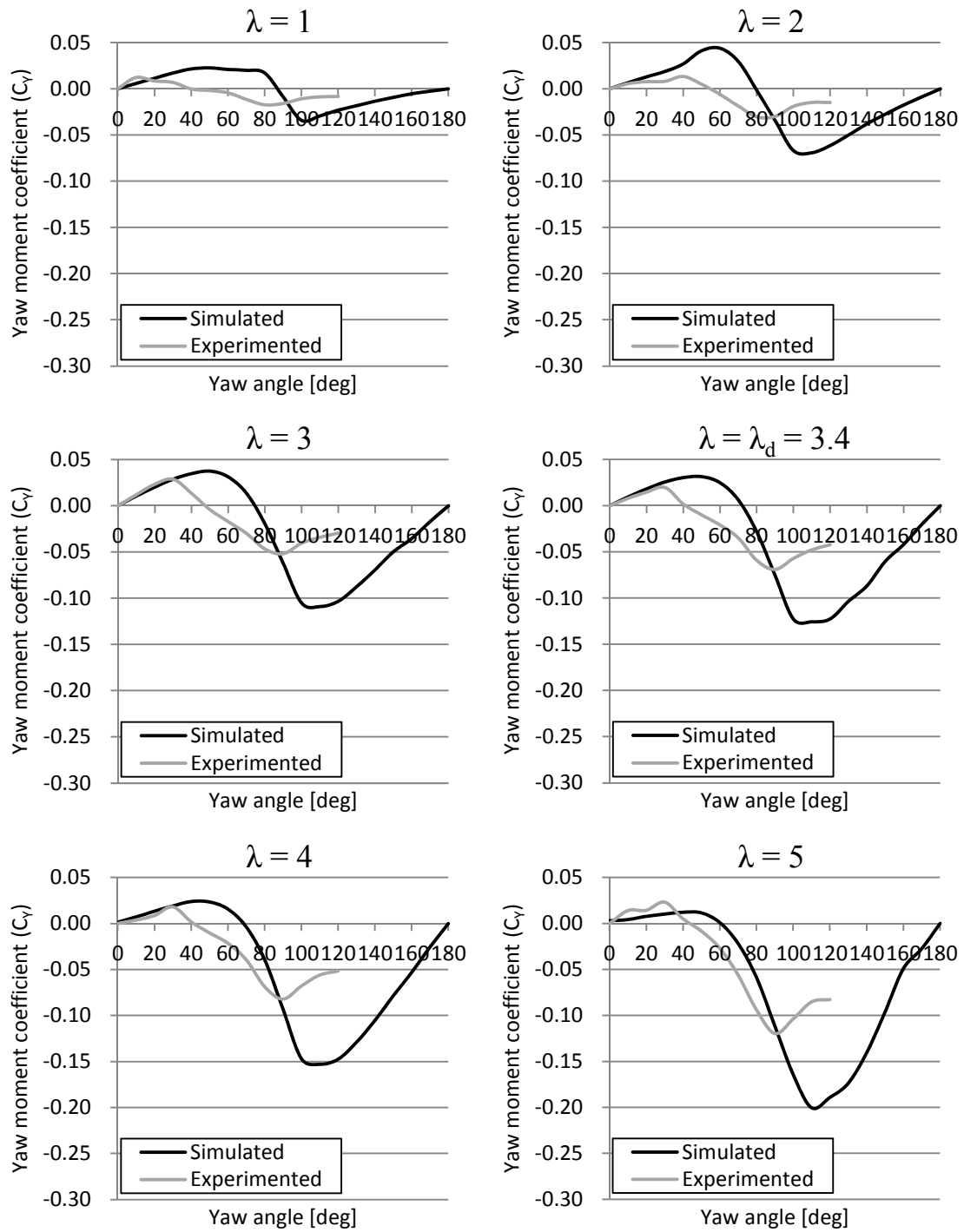


Figure 3-48 Yaw moment coefficient $C_Y(\theta)$
 (comparison of wind tunnel test and theoretical calculation)

Figure 3-48 の理論計算値と測定結果の比較より、以下のことが分かる。

- 両者の値は 20-30°の低いヨー角では良く一致しているが、それより高いヨー角では乖離が大きい。

- 理論計算値は風洞実験値に比べて正負が逆転するヨー角が高く、また特に高い回転周速比で負のヨーモーメントの絶対値が大きい。この理由として、第一に理論計算で用いている翼型、設計迎角、設計揚力係数と、実験に使用した風車との違いが考えられる。第二に 3.3.3 項で述べた通り、本研究の理論計算ではスパン方向のヨーモーメントは考慮しておらず、これが全体のヨーモーメントに与える影響が不明である。そして第三に、ロータシャフトの伸長により、ロータに対して大きな投影面積を持つ架台や発電に起因した気流の乱れによる特に高いヨー角での見かけ推力差の増大は減少できたが、依然として残る乱れにより、ロータに流入する風速自体がピトー管で測定している風洞風速より低くなっている可能性がある。市販されている小型風力発電機のロータ面積に占める支柱や発電機の投影面積は本実験で使用した架台やモータに比べて小さいため、これら気流の乱れは本研究の風洞実験結果に比べて少ないことが容易に予想される。
- 理論計算値と風洞実験値の両方とも、回転周速比が高いほどヨーモーメントの絶対値が大きくなる。これはロータ回転数が大きいほど、ロータ面の左右に作用する推力差が大きくなることを正しく表している。
- 理論計算値は、回転周速比が高いほど正負が逆転するヨー角が小さくなる。これはロータ回転数が大きいほど、翼断面に対する相対風速が大きく流入角度が小さい。その結果低いロータ回転数に比べて、ヨーモーメントが 0Nm となる、すなわち迎角 0°になるヨー角が小さくなることを正しく表している。風洞実験値では、架台による気流の乱れなどによって、この傾向が明確には出ていないと思われる。

ヨーモーメントの理論計算値の妥当性を検証した本項の結論は、理論計算値と風洞実験値は同様の傾向を示しているが、Figure 3-48 に見られる様に、絶対値や正負が逆転するヨー角や、高いヨー角での値に大きな違いがある。この原因は翼型の違いによるものと、風洞実験値に架台やモータによる気流の乱れの影響が含まれているためと考える。翼型の違いが生む差は、供試風車で採用する翼型の完全特性を風洞実験で測定することで解決できる。一方で、気流の乱れの影響を確認するには数通りの方法が考えられる。例えば可視化実験や、さらに大きな風洞でロータシャフトを伸長して測定、または異なるロータ半径、すなわち異なるロータへの架台の投影面積で測定した値を係数化して影響が表れるかの確認などである。なお理論計算式にはこうした乱れの影響は含んでおらず、翼型の違いを除けば、今回の風洞実験装置に比べて支柱や発電機の投影面積がロータに対して小さい、実際の小型風力発電機のヨーモーメントに近いと思われる。

現状では両者の値に大きな違いはあるものの、傾向は同じである。また Figure 3-45 に、後のヨーイング角速度試験で使用する風車部のヨーモーメントを示したが、その値は次項で示す尾翼部の復元モーメントと比べて小さい。そのため、3.4.5 項のヨーイング角速度試験で用いる風車と尾翼の組み合わせでは、ヨーモーメントが最大ヨーイング角速度へ与える影響は復元モーメントに比べて僅かである。

3.4.2 復元モーメント係数の測定

[1] 実験目的

パッシブ式ヨーイング運動方程式を解いて $\omega-t$ 理論曲線を求めるには、Eq.(3.9)や Eq.(3.12)に代入する、復元モーメント係数 $C_R(\theta)$ が必要となる。本実験の目的は、測定した代表尾翼の復元モーメント $M_R(\theta)$ から尾翼面積などの影響を排除して、復元モーメント係数 $C_R(\theta)$ を求めることにある。理論計算値との比較ではない。ここで得た復元モーメント係数 $C_R(\theta)$ を、本研究で行う全ての理論計算で使用する。

[2] 実験装置

本実験で使用した実験装置を Figure 3-49 に示す。Figure 3-32 のヨーモーメント試験の実験装置との違いは、ロータ部とロータ負荷用モータの代わりに尾翼があることで、その他の実験装置は全て Figure 3-34 から 3-43 で示したものと同じである。

本実験に用いた風洞 (Figure 3-34) は、1.05m x 1.05m の吹き出し型で、風速を 0m/s から 22.5m/s まで変化させることができる。風速の測定は、風車上流部に設置したピトー管 (Figure 3-35) とベッツ型マノメータ (Figure 3-36) を用いて行う。ピトー管の測定口は、吹き出し口の横壁面中央より内側 0.15m の位置に設置した。

ヨー軸シャフトは、誘導電動機 (Figure 3-37) を介して電磁ブレーキコントローラ (Figure 3-40) に繋がっており、尾翼を任意のヨー角で静止させることができる。

尾翼の復元モーメントの測定は、ヨー軸シャフトに直結しているトルクセンサ (Figure 3-41) で測定したトルクを、トルク変換機 (Figure 3-42) によりデジタル化し、データロガー (Figure 3-43) で記録する。

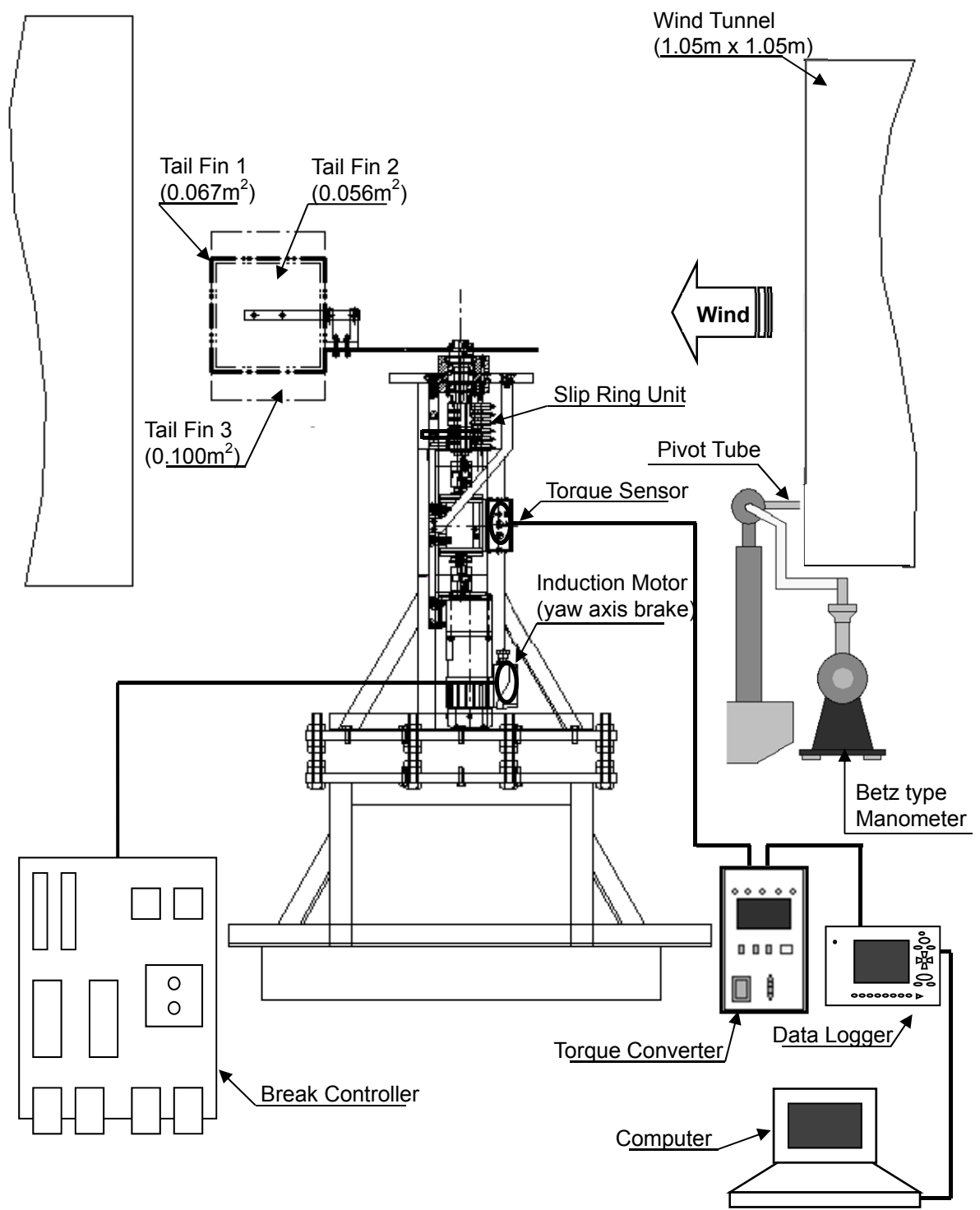


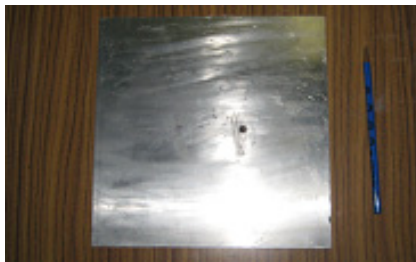
Figure 3-49 Experimental set-up for restoring moment measurement

復元モーメント係数の値を比較するため、供試尾翼は、 0.067m^2 の AR1.0 (Figure 3-50), 0.056m^2 の AR1.0 (Figure 3-51), 0.100m^2 の AR1.5 (Figure 3-52) の3種類の矩形尾翼を用意した。尾翼面積は小さいほど実験誤差（トルク変換器の精度、軸受部の静摩擦、尾翼シャフトの極所的な流れの乱れ等）の影響を受けやすい。そのため、供試尾翼は可能な限り大きなものを採用したい。一方で、3.4.5 項のヨーイング角速度試験の際に、ロータと尾翼を含めた実験装置の全体が風洞枠内に収まるようにするため、尾翼の横幅は 0.258m を最大とした。



Material	Aluminium
Thickness	2mm
Area	0.067m^2 ($0.258\text{m} \times 0.258\text{m}$)
Aspect ratio (AR)	1.0

Figure 3-50 Tested tail fin 1 for restoring moment measurement



Material	Aluminium
Thickness	2mm
Area	0.056m^2 ($0.236\text{m} \times 0.236\text{m}$)
Aspect ratio (AR)	1.0

Figure 3-51 Tested tail fin 2 for restoring moment measurement



Material	Aluminium
Thickness	2mm
Area	0.100m^2 ($0.258\text{m} \times 0.387\text{m}$)
Aspect ratio (AR)	1.5

Figure 3-52 Tested tail fin 3 for restoring moment measurement

[3] 実験方法

実験装置の概要は Figure 3-49 に示した通りで，実験方法の概要を Figure 3-53 に示す．復元モーメントは，尾翼が風下へ作用する方向を正と定義する．またヨー角は，尾翼が風下にあり風向と並行な状態を 0° として，反時計周りに増加する．ヨー角 0° では，ヨー軸を中心とするトルクは発生しないため， 0Nm と仮定する．そのため測定ヨー角は 10° を初期角度とし，誘導電動機（ヨー軸固定用）に接続した電磁ブレーキコントローラによりヨー軸を固定する．この状態における，ある風速とヨー角での静止トルクが尾翼部の復元モーメントであり，トルク計で測定する．これを 10° 毎に 180° まで測定した．

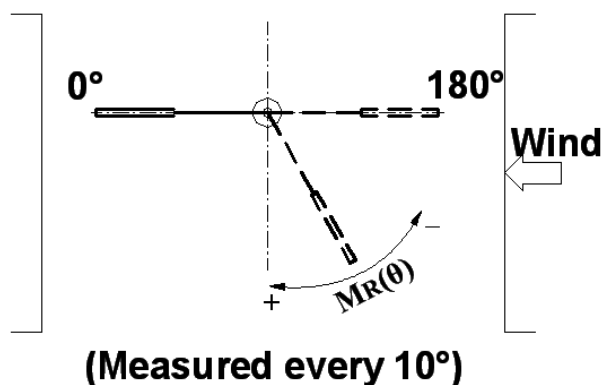


Figure 3-53 Restoring moment test model

続いて測定条件を Table 3-8 に記す．測定風速は 2012 年に発行が予定される IEC61400-2 ed.3 の草案に基づき，ヨーイング負荷計算で規定される $1.4V_{\text{ave}}$ とし，それぞれクラス IV ($V_{\text{ave}} = 6\text{m/s}$)，III ($V_{\text{ave}} = 7.5\text{m/s}$)，II ($V_{\text{ave}} = 8.5\text{m/s}$)，I ($V_{\text{ave}} = 10.0\text{m/s}$) で用いる値を選定した．これらの測定風速はヨーモーメント試験で用いた値と違うが，何れの試験も係数化して風速の影響を排除しているため，問題は無い．

Table 3-8 Experimental conditions for restoring moment measurements

Tail fin	Wind speed	Yaw angle (θ)
0.067m^2 , AR1.0 (0.258m x 0.258m)	8.4m/s	$10 - 180^\circ$ (Measured every 10°)
0.056m^2 , AR1.0 (0.236m x 0.236m)	10.5m/s	
	11.9m/s	
	14.0m/s	
0.100m^2 , AR1.5 (0.258m x 0.387m)		

実験手順の詳細を以下に記す．

- (1) 風洞，実験装置，測定器具の電源を入れる。
- (2) PC 上でデータロガー(NR-2000)の読み取りソフトである「Wave Shot」を開き，NR-2000 と接続されていることを確認する。
- (3) NR-2000 の設定を「Wave Shot」で行う（サンプリング周期: 200 μ s， 収集形式: シングル， サンプリング数: 25000， 差動入力）。
- (4) 尾翼を初期位置 10°に設定し，電磁ブレーキコントローラのスイッチを入れ，ヨー角を固定する。
- (5) マノメータで風速を測りながら，測定風速を出力する。
- (6) 気温，空気密度を記録する。
- (7) NR-2000 の測定を開始し，トルクセンサより発信された静止復元モーメントを，トルクコンバータ，NR-2000 を介して PC に読み取り保存する。
- (8) 電磁ブレーキコントローラのスイッチを切り，Table 3-8 に示した条件で尾翼部を 10°ピッチで動かし，180°までの各角度における復元モーメントを測定する。

[4] データ処理

トルク計で測定した復元モーメントは，以下の手順でデータ処理を行い，復元モーメント係数を求める。

- (1) 復元モーメントは，データロガーの設定により，サンプリング周期 200 μ s で計 5 秒間のデータが記録されている。平均処理を行い，測定時間中の復元モーメントの微小変動を平均化する。
- (2) Eq.(3.82)により復元モーメント係数 $C_R(\theta)$ を求めることで，風速 V ，空気密度 ρ ，尾翼面積 A_T ，尾翼ヨーイング半径 L_T の影響を排除する。

$$M_R(\theta) = C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T V^2 \quad [\text{Nm}] \quad (3.82)$$

[5] 測定結果

Figure 3-54 に測定風速ごとに復元モーメントを示す。風速と尾翼面積に比例して，復元モーメントが増大する傾向が確認できる。

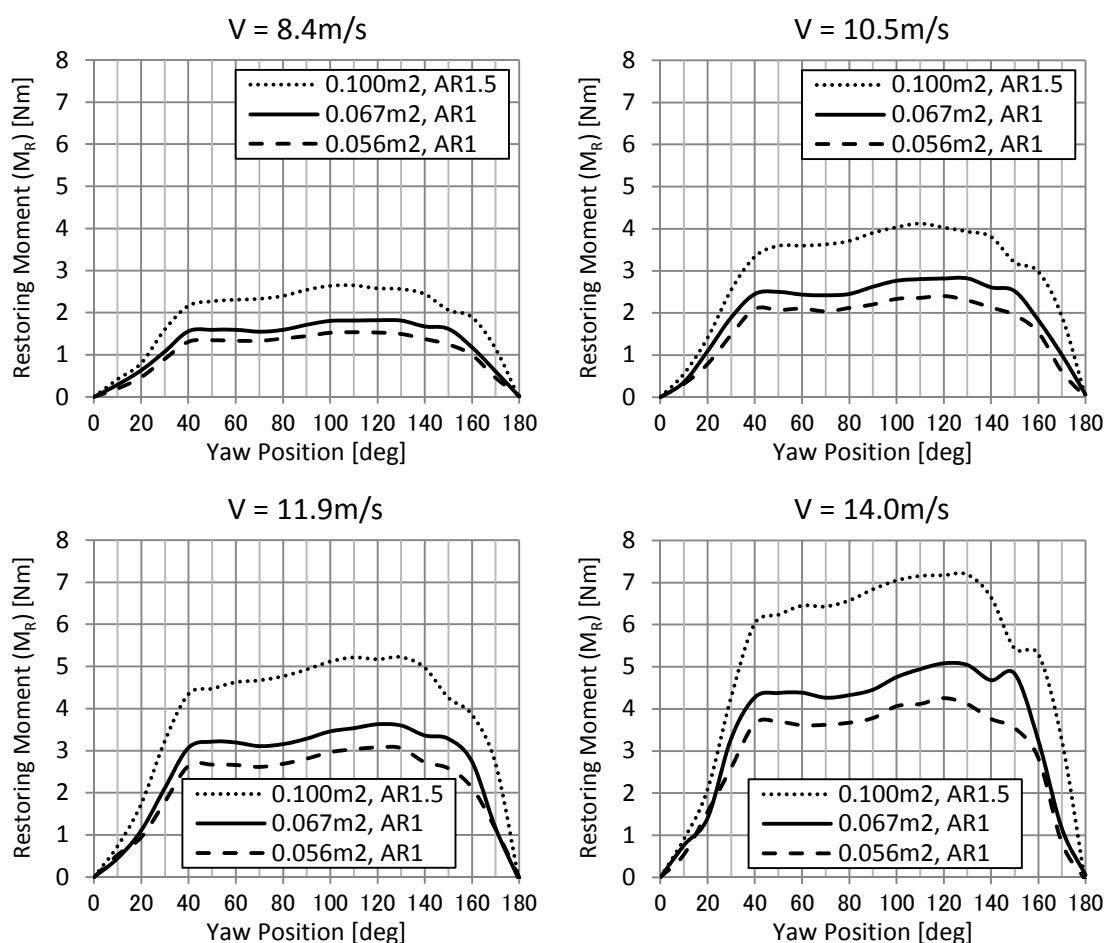


Figure 3-54 Restoring moment $M_R(\theta)$ of rectangular tail fin

Figure 3-55 に、Figure 3-54 の値を Eq.(3.82)で係数化したものを示す。風速や尾翼面積に関わらず、どれもほぼ同じ値になっており、係数化によってこれらの影響を除去できていることを示している。

一方で、アスペクトレシオ AR の違いによる影響は、係数化しても僅かながら残っている。 $AR1.5$ と 1 で比較した場合、低い AR の方が、ヨー角 40° と 150° 付近では大きな値となっている。これは 3.3.6 項で述べた、三次元尾翼の翼端渦を起因とする誘導抗力による復元モーメント係数の増加が、これらのヨー角（すなわち尾翼に対する迎角）で顕著になるためと考えられる。本研究の ω - t の理論計算で使用する復元モーメント係数 $C_R(\theta)$ は、Figure 3-55 の内、尾翼面積 0.067m^2 、 $AR1.0$ 、風速 8.4m/s の値を抜き出し、これを矩形尾翼の代表的な $C_R(\theta)$ の値とする (Figure 3-17)。この $C_R(\theta)$ を Eq.(3.82) に代入することで、 $M_R(\theta)$ の計算が可能となる。この $C_R(\theta)$ は風洞実験の実測値を基にしているため三次元尾翼の値ではあるが、 ω - t の理論計算式では尾翼の AR や形状の変化が $C_R(\theta)$ におよぼす影響は考慮しておらず、今後の課題の一つである。

その他の課題としては、ヨーモーメントの実験結果でもそうであったように、尾翼における低いヨー角では架台による影響を受けていることが予想され、その確認には可視

化実験が有効である。しかし本実験では3種類の異なる尾翼面積かつ4種類の測定風速で全て同様の $C_R(\theta)$ 値を得られたため、そうした影響は限定的で、測定したデータは信頼性に足ると判断した。

さらに実際の風車では、低いヨー角（例えば 30° ）からのヨーイングでは、風向から見て尾翼がロータの後方に位置するため、尾翼へ流入する相対風速はロータの影響を受ける。しかし本研究で対象とするのは、最大ヨーイング角速度が大きくヨーイング負荷計算で問題となる、高いヨー角（例えば 120° ）からのヨーイングである。そのためこの影響は少ないと考える。

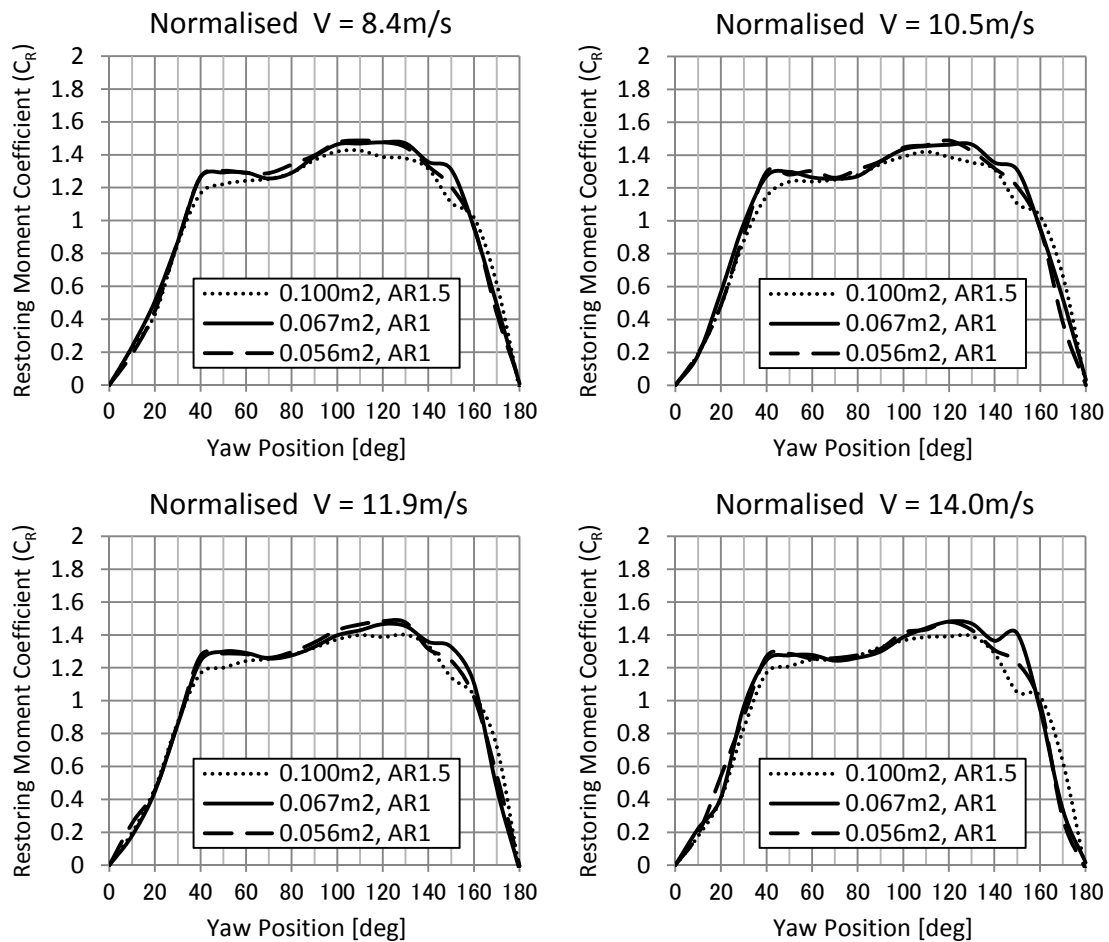


Figure 3-55 Restoring moment coefficient $C_R(\theta)$ of rectangular tail fin

3.4.3 実験装置の慣性モーメント

本項では、後述する 3.4.5 項のヨーイング角速度実験で用いる実験装置の慣性モーメント I を算出し、理論計算に使用する値を求める。始めに、Figure 3-56 にヨーイング角速度試験の実験装置概要を示す。慣性モーメントの算出は部品ごとに重量と寸法を実測し、Figure 3-22 で示した計算モデルを使って計算する。Table 3-9 にその結果を示すが、それら全てを足し合

わせた慣性モーメントの合計は 0.688kgm^2 であった。3.4.5 項の風洞実験結果との比較では、この値を用いて理論計算を行う。

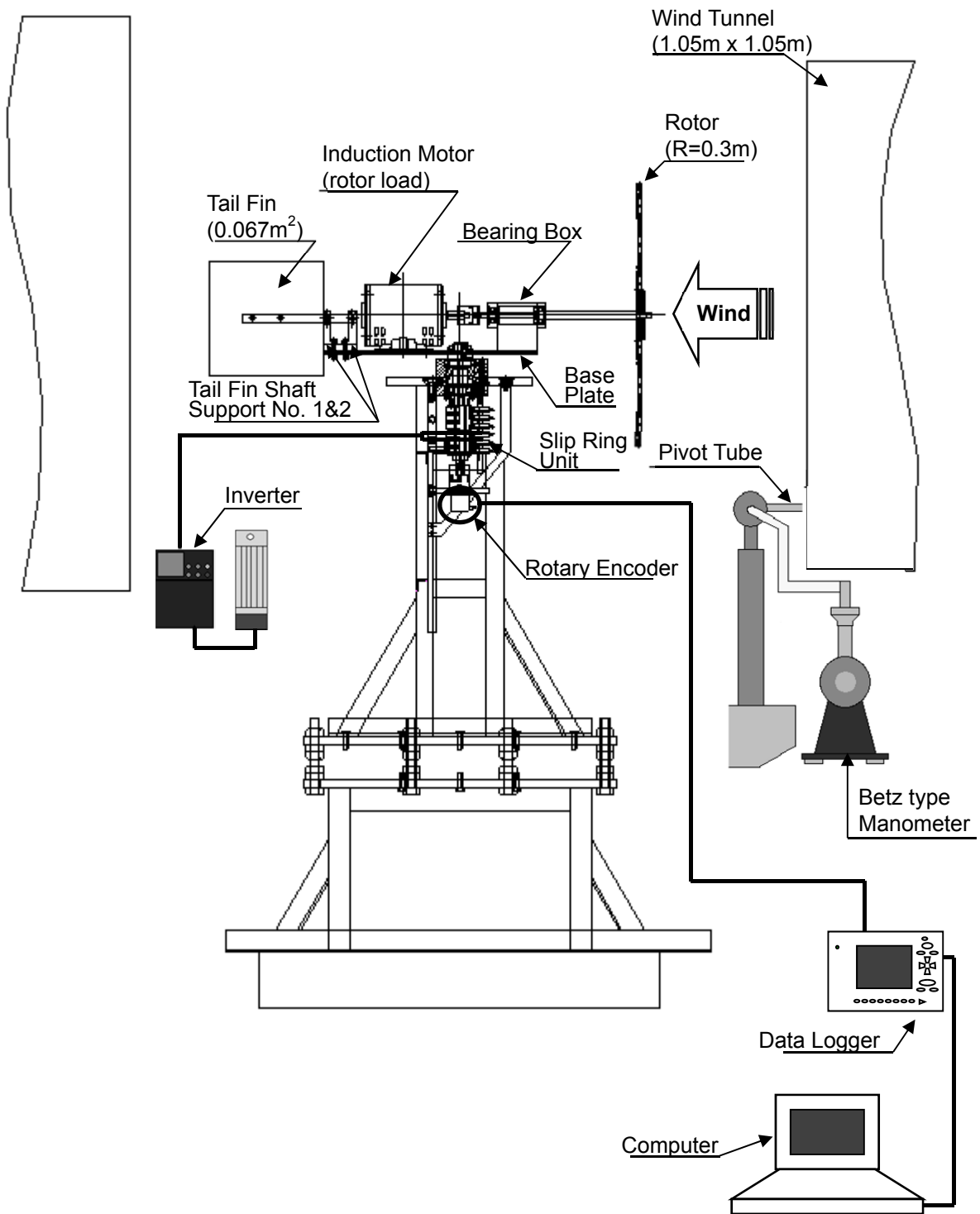


Figure 3-56 Experimental set-up for yaw rate measurement

Table 3-9 Moment of inertia about yaw axis for experimental devices of yaw rate measurement (symbols follow Figure 3-22)

						Total I [kgm ²]
Rotor and hub (Figure 3-22 (a) : Thin disk model)						0.2933
R [m]	Re [m]		m (blade) [kg/blade]	m (hub) [kg]	I [kgm ²]	
0.3	0.385		0.115	0.1985	0.1515	
Rotor shaft (Figure 3-22 (c) : Cylinder model)						
R [m]	l [m]	Re [m]		m [kg]	I [kgm ²]	
0.01	0.402	0.201		0.8315	0.0448	
Bearing box (Figure 3-22 (b) : Hexahedron model)						
a [m]	b [m]	Re [m]		m [kg]	I [kgm ²]	
0.07	0.13	0.129		5.256	0.0970	
Base plate (Figure 3-22 (b) Hexahedron model)						0.0535
a [m]	b [m]	Re1 [m] (long side)	Re2 [m] (short side)	m [kg]	I [kgm ²]	
0.16	0.484	0.310	0.174	2.0375	0.0535	
Induction motor (Figure 3.15 (c) : Cylinder model)						0.3412
R [m]	l [m]	Re [m]		m [kg]	I [kgm ²]	
0.07	0.178	0.128		11.0415	0.2236	
Tail fin haft (Figure 3.15 (c) : Hollow cylinder model)						
R [m]	r [m]	l [m]	Re [m]	m [kg]	I [kgm ²]	
0.0095	0.00875	0.27	0.363	0.091	0.0125	
Tail fin shaft support No.1 (Figure 3.15 (b) : Hexahedron mode)						
a [m]	b [m]	Re [m]		m [kg]	I [kgm ²]	
0.05	0.016	0.244		0.197	0.0118	
Tail fin shaft support No.2 (Figure 3.15 (b) : Hexahedron mode)						
a [m]	b [m]	Re [m]		m [kg]	I [kgm ²]	
0.05	0.016	0.302		0.197	0.0180	
Tail fin (Figure 3.15 (b) : Hexahedron model)						
a [m]	b [m]	Re [m]		m [kg]	I [kgm ²]	
0.002	0.258	0.44		0.378	0.0753	
						0.688 kgm²

3.4.4 実験装置の摩擦トルク

次項で述べるヨーイング角速度の風洞実験結果には、ヨーイング角速度を減少させるヨー軸周りの機械摩擦によるトルク減衰が含まれている。この値を求め、トルク減衰 Q_F として理論計算でも考慮することで、風洞実験結果との比較精度を向上させる。

摩擦力には静止している物体を動かそうとする際に働く静止摩擦力と、動いている物体に働く動摩擦力があり、これらをそれぞれ求める。

本実験装置における静止摩擦力の支配要因はスリップリングである。そこで静止摩擦力の測定にあたり、無風状態でばねばかりをヨー軸から 1.5cm の位置に引っかけた。その後スリップリングを閉じた状態と開いた状態で、実験装置がヨー軸周りの回転を始めた力をそれぞれ測定し、その差を静止摩擦力とする。Figure 3-57 に測定の様子を、Table 3-10 に測定結果を示す。



Figure 3-57 Measurement of slip ring static friction by spring scale

Table 3-10 Measured slip ring static friction by spring scale

	Slip ring [closed]	Slip ring [opened]	Difference
Measured value	550g	50g	500g

この結果から、静止摩擦トルクを以下のように求める。

- 静止摩擦トルク: $500[\text{g}] \times 9.81[\text{m/s}^2] \times 1.5[\text{cm}] = 0.0736[\text{Nm}]$

パッシブ式ヨーイング中の平均動摩擦トルクは、経験より静止摩擦力の半分と仮定した。

- 平均動摩擦トルク: $0.5 \times 0.0736[\text{Nm}] = 0.0368[\text{Nm}]$

これら二つを合わせたものを、風洞実験装置の機械摩擦によるトルク減衰 Q_F として、理論計算に代入する。

- $Q_F = 0.0736[\text{Nm}] + 0.0368[\text{Nm}] = 0.1104[\text{Nm}]$

なおこのトルク減衰の値は、Figure 3-45 のヨーモーメントや、Figure 3-54 の復元モーメントと比べれば非常に小さく、ヨーイング角速度におよぼす影響は殆ど無い。

3.4.5 ヨーイング角加速度試験：理論計算値との比較

[1] 実験目的

3.3 節で誘導したパッシブ式ヨーイング運動方程式の妥当性を検証するため、風洞実験を行い、同条件で理論計算した $\omega-t$ 曲線を比較する。

[2] 実験装置

本実験で使用した実験装置は、前述した Figure 3-56 の通りである。供試風車 (Figure 3-33) は 3.4.1 項のヨーモーメント試験で使用したものと同じで、半径 0.3m、設計周速比 3.4、ロータヨーイング半径 0.395m の風車を使う。供試尾翼 (Figure 3-50) は 3.4.2 項の復元モーメント試験で使用したものと同じで、面積 0.067m²、アスペクトレシオ 1.0 の矩形尾翼を使う。この実験で測定するものはトルクではなくヨーイング角速度であるため、トルク計測器とブレーキ装置の代わりに、ロータリエンコーダをヨー軸に取り付け、ヨー軸の回転角度を測定する (Figure 3-56)。

本実験に用いた風洞 (Figure 3-34) は 1.05m x 1.05m の吹き出し型で、風速を 0m/s から 22.5m/s まで変化させることができる。風速の測定は、風車上流部に設置したピトー管 (Figure 3-35) とベッツ型マノメータ (Figure 3-36) を用いて行う。ピトー管の測定口は、吹き出し口の横壁面中央より内側 0.15m の位置に設置した。

風車は 200V 3 相 4 極の誘導電動機 (Figure 3-37) に接続されており、スリップリングを介してインバータ (Figure 3-38) により回転数を制御する。ある風速下で任意の周速比に合わせることで、風車に負荷がかかった状態を再現する。

ヨー軸シャフトにはロータリエンコーダ (Figure 3-58) を接続する。このロータリエンコーダに直流安定化電源 (Figure 3-59) を用いて DC 電圧を入力すると、0.5°回転する度にパルスを出力する。出力パルスはデータロガー (Figure 3-43) で時間とともに記録する。このデータを処理すれば $\omega-t$ 曲線の測定値が得られる。



Manufacturer	OMRON
Type	E6B2-CWZ6C
Output format	Open collector output (NPN)
Resolution	720 pulses/rotation =0.5° intervals
Rated voltage	DC5–24V
Starting torque	≤1mNm

Figure 3-58 Rotary encoder



Manufacturer	Diamond Antenna
Type	GSV1200
Input voltage	AC100V±5%
Output voltage	DC1–15V
Output voltage regulation	≤2% (at rated output)

Figure 3-59 Stabilised DC power supply

[3] 実験方法

実験方法の概要を Figure 3-60 に示す。ヨー角は風車が風に正対している状態を 0° とし、反時計周りに増加する。風車のヨー角と時間を測定するに当たり、まず手動で任意のヨー角に尾翼を保持して固定する。次に測定風速まで風速を上げ、測定回転周速比までロータ回転数を上げる。準備が整ったらデータロガーのトリガーを入れ、保持していた尾翼を開放し、 0.5° ごとにエンコーダが発生するパルス電圧と時間を測定し、ヨーイングによるヨー角の時間変化を求める。

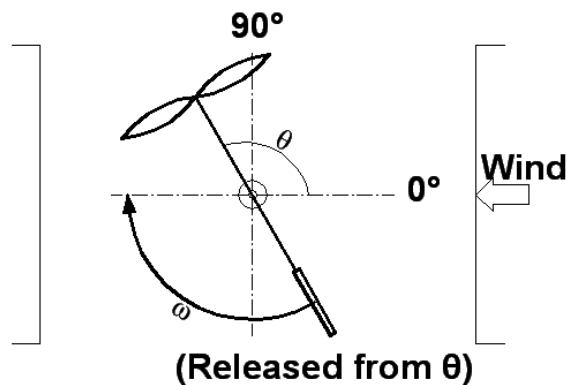


Figure 3-60 Yaw rate test model

続いて測定条件を Table 3-11 に示す。供試風車 (Figure 3-33) は 3.4.1 項のヨーモーメント試験で使用したのものを使う。供試尾翼 (Figure 3-50) は 3.4.2 項の復元モーメント試験で使用したもの内、面積が 0.067m^2 のものを使う。これらは、ヨーイング中にロータ先端から尾翼後端までの全てが幅 1.05m の風洞枠内に収まる最大の様を選択した。

Table 3-11 Experimental conditions for yaw rate measurements
(measured several times for each condition)

Rotor	Tail fin	Tip speed ratio (λ)	Wind speed (V)	Initial yaw angle (θ)
R = 0.3m $\lambda_d = 3.4$ (Figure 3-33)	$A_T = 0.067\text{m}^2$ AR = 1.0 (Figure 3-50)	3.4	8.4m/s, 10.5m/s, 11.9m/s	10–150° (measured every 10°)
			14.0m/s	30°, 60°, 90°, 120°
		4	11.9m/s	30°, 60°, 90°, 120°
		4.5	10.5m/s	30°, 60°, 90°, 120°
		5	8.4m/s	30°, 60°, 90°, 120°
		5.5	8.4m/s	30°, 60°, 90°, 120°

測定周速比は、風車の設計周速比と同じ 3.4 に加えて、ヨーモーメントの影響を確認するため、それより高い値も選択した。

測定風速は 3.4.2 項の復元モーメント試験と同様に、2012 年に発行が予定される IEC61400-2 ed.3 の草案に基づき、ヨーイング負荷計算で規定される $1.4V_{\text{ave}}$ とし、それぞれのクラス IV ($V_{\text{ave}} = 6\text{m/s}$)、III ($V_{\text{ave}} = 7.5\text{m/s}$)、II ($V_{\text{ave}} = 8.5\text{m/s}$)、I ($V_{\text{ave}} = 10.0\text{m/s}$) で用いる値を選定した。

測定風速且つロータが測定周速比で回転している状態で、手で保持していた尾翼を開放して風車をヨーイングさせる開放ヨー角は、10–150°の間で 10°刻みとし、0°はヨーイングしないため測定しない。160°と 170°は、尾翼保持者が風洞吹出し口と尾翼の間に位置し、流入風に干渉してしまうため測定しない。

測定風速の中でも最大の 14.0m/s、または測定周速比が 4 以上では、ヨーイング角速度やロータ回転数が非常に大きく、実験装置に大きな負荷がかかり危険と判断した。そこで Table 3-11 に示す通り、測定風速と開放ヨー角を減らして測定した。

実験の手順を以下に示す。

- (1) 風洞、実験装置、測定器具の電源を入れる。
- (2) PC 上でデータロガー(NR-2000)の読み取りソフトである「Wave Shot」を開き、NR-2000 と接続されていることを確認する。
- (3) NR-2000 の設定を「Wave Shot」で行う (サンプリング周期: $200\mu\text{s}$, 収集形式: フリーラン, 差動入力) (フリーランでは手動によるトリガーで測定の開始, 停

止ができるため、ヨーイングの開始直前から停止するまでを記録する)。

- (4) 尾翼を開放ヨー角に設定し、流入風に影響を与えないように考慮しながら、手で保持する。
- (5) マノメータで風速を測りながら、測定風速を出力する。
- (6) 気温、空気密度を記録する。
- (7) ロータ回転速度をインバータで制御し、測定回転周速比に合わせる。
- (8) NR-2000 の記録を開始し、尾翼を開放して実験機をヨーイングさせる。
- (9) ヨーイング運動が止まったら NR-2000 の記録を中断しデータを PC に保存する。
- (10) 同様の手順で、Table 3-11 に示した条件で測定を継続する。

[4] データ処理

測定したエンコーダのパルス電圧と時間を $\omega-t$ 曲線に変換するためには、データの処理が必要となる。データロガーの生データは、200 μ s ごとのエンコーダからの出力電圧を記録するように設定している。エンコーダの出力電圧は、0.5°ごとに直流安定化電源で印加した電圧と 0V を交互に発生する。例えば直流安定化電源により、エンコーダの定格電圧範囲内である 8V を印加するとする。この場合データロガーの生データは、200 μ s のサンプリング周期中に、仮にエンコーダが 90–90.5°の位置にあれば 0V を記録するが、90.5°–91°では 8V の値を記録する。以上を踏まえ、次に示す手順でデータ処理を行い $\omega-t$ 曲線を求める。なおヨーイングを初めてから停止するまでの記録時間は、風速などの諸条件によるが十数秒におよび、データ点数は数万点に及ぶ。そのため、データ処理にはプログラムを使って高速化する。本実験のデータ処理で使用したプログラムコードを、巻末の付録 B に記す。

- (1) 生データに含まれる全測定時間中で、0.1 秒間 (500 データ数) ごとに、何回パルス電圧 (本実験では 0V) が出力されたかをカウントする。判定条件は、各サンプリングデータの前後の電圧差が 4V 以上ならばカウント、4V 未満ならばカウントしないものとした。
- (2) 第一段階の処理によって、ヨー軸が 0.1 秒間ごとに、0.5°単位で動いた回数がかかる。例えば、0.1 秒間にパルスのカウント数が 10 回であれば、その時間におけるヨーイング角速度は以下のように求めることができる。この結果として $\omega-t$ 曲線を得る。Figure 3-61 にその例を示す。

$$\omega \text{ の計算例: } \frac{0.5[^\circ] \times 10[\text{回}]}{0.1[\text{秒}]} \times \frac{\pi}{180[^\circ]} = 0.873[\text{rad/s}]$$

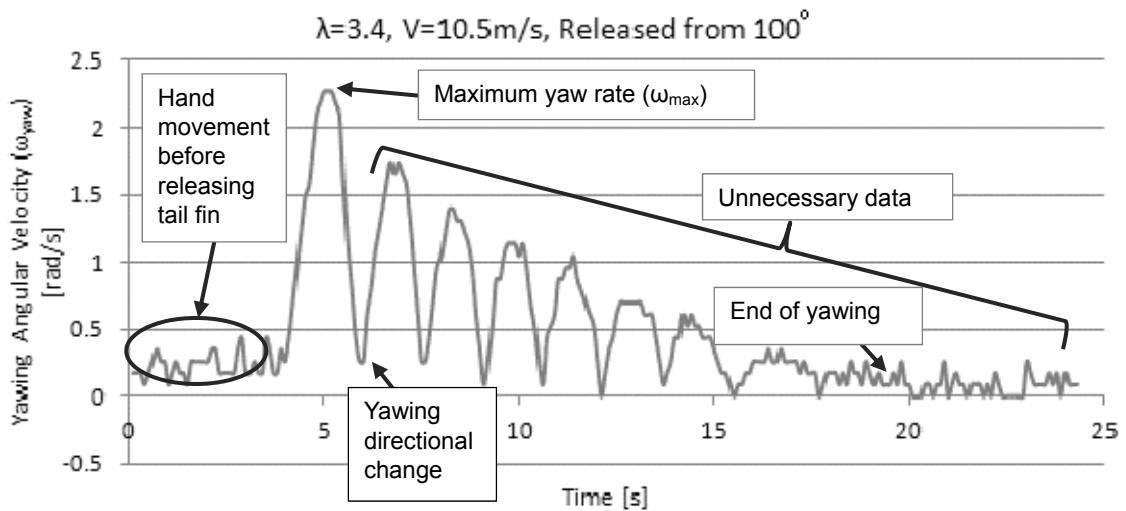


Figure 3-61 Example of $\omega-t$ curve from wind tunnel test result (before data processing)

- (3) Figure 3-61 に現れるような尾翼開放前の手振れを可能な限り除去し，開放初期時間を 0 秒，0rad/s とする．また最大ヨーイング角速度以降のデータも必要無いため除去する．Figure 3-61 の例に対して，これらの処理を施したものを Figure 3-62 に示す．

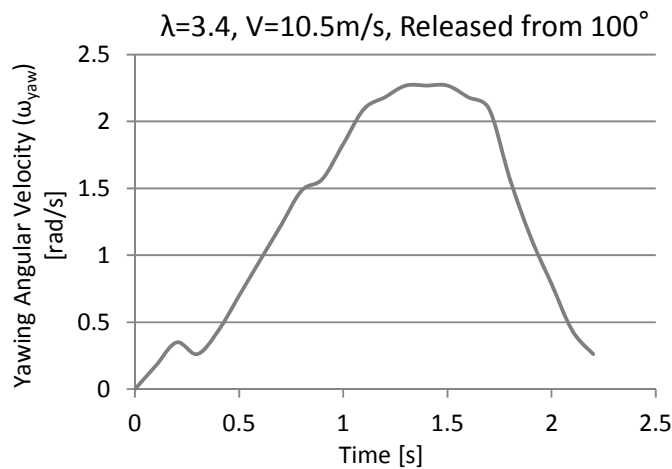


Figure 3-62 Example of $\omega-t$ curve from wind tunnel test result (after data processing)

[5] 実験結果と理論計算値の比較

データ処理を施した $\omega-t$ 曲線の測定値と，理論計算したものを比較する．始めにそれぞれの条件を Table 3-12 に示す．この条件で比較を行い，初期ヨー角，風速，回転周速比の変化が，それぞれ風洞実験結果と理論計算結果に与える影響を確認し，最後に理論計算式の妥当性を検証する．

Table 3-12 Experimental and calculation conditions for yaw rate

Conditions		Wind tunnel test	Theoretical calculation
Other	Initial yaw angle	Table 3-11	
	Wind speed	Table 3-11	
Rotor	Rotor radius	0.3 m	
	Hub radius	0.03 m	
	No. of blade	5	
	Airfoil	Clark Y	NACA0012
	Design angle of attack	8°	7°
	Design lift coefficient	1.1	0.564
	Design tip speed ratio	3.4	
	Tip speed ratio	Table 3-11	
	Yaw radius from rotor	0.395 m	
Tail fin	Tail fin area	0.067 m ²	
	Yaw radius from tail fin	0.44 m	
All system	Moment of inertia	0.688 kgm ²	
	Friction torque	Static (0.0736 Nm), Dynamic (0.0368 Nm)	

初期ヨー角の影響

Table 3-12 の条件で風速を 10.5m/s, ロータ回転の周速比を 3.4 で固定して, 初期ヨー角を 30°から 150°まで変化させた結果を Figure 3-63 に示す. 最大ヨーイング角速度の値自体は後で詳しく述べるので, ここでは傾向のみに注目する. 理論値, 実験値ともに, 初期角度に比例して最大ヨーイング角速度が増加している.

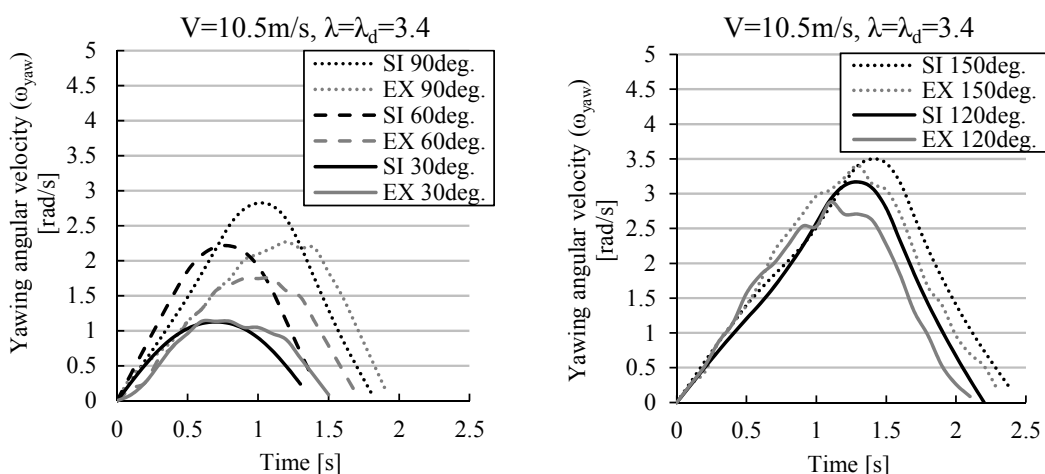


Figure 3-63 Yaw rate with varying initial yaw angle
(comparison of wind tunnel test (EX) and theoretical calculation (SI))

風速の影響

初期ヨー角を 60° または 120° とし、Table 3-12 の条件でロータ回転の周速比を 3.4 で固定しつつ風速を 8.4m/s から 14.0m/s まで変化させた結果を Figure 3-64 に示す。最大ヨーイング角速度の値自体は後に詳しく述べるので、ここでは傾向のみに注目する。

理論値、実験値ともに、風速に比例して最大ヨーイング角速度が増加している。

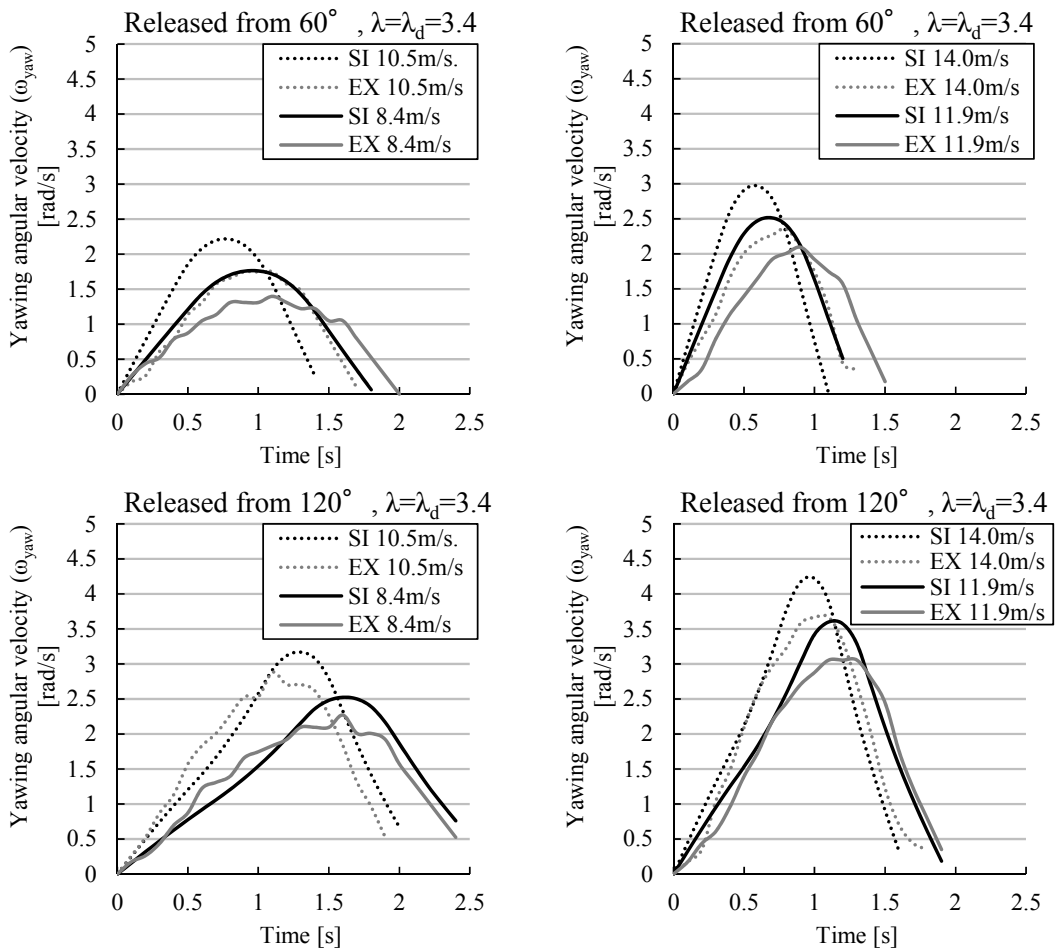


Figure 3-64 Yaw rate with varying wind speed

(comparison of wind tunnel test (EX) and theoretical calculation (SI))

ロータ回転周速比の影響

初期ヨー角を 60° または 120° とし、Table 3-12 の条件で風速を 10.5m/s で固定しつつ、ロータ回転の周速比を 3.4 から 5.5 まで変化させた結果を Figure 3-65 に示す。最大ヨーイング角速度の値自体は後に詳しく述べるので、ここでは傾向のみに注目する。

理論値、実験値ともに、ロータ回転の周速比に比例して最大ヨーイング角速度が増加している。

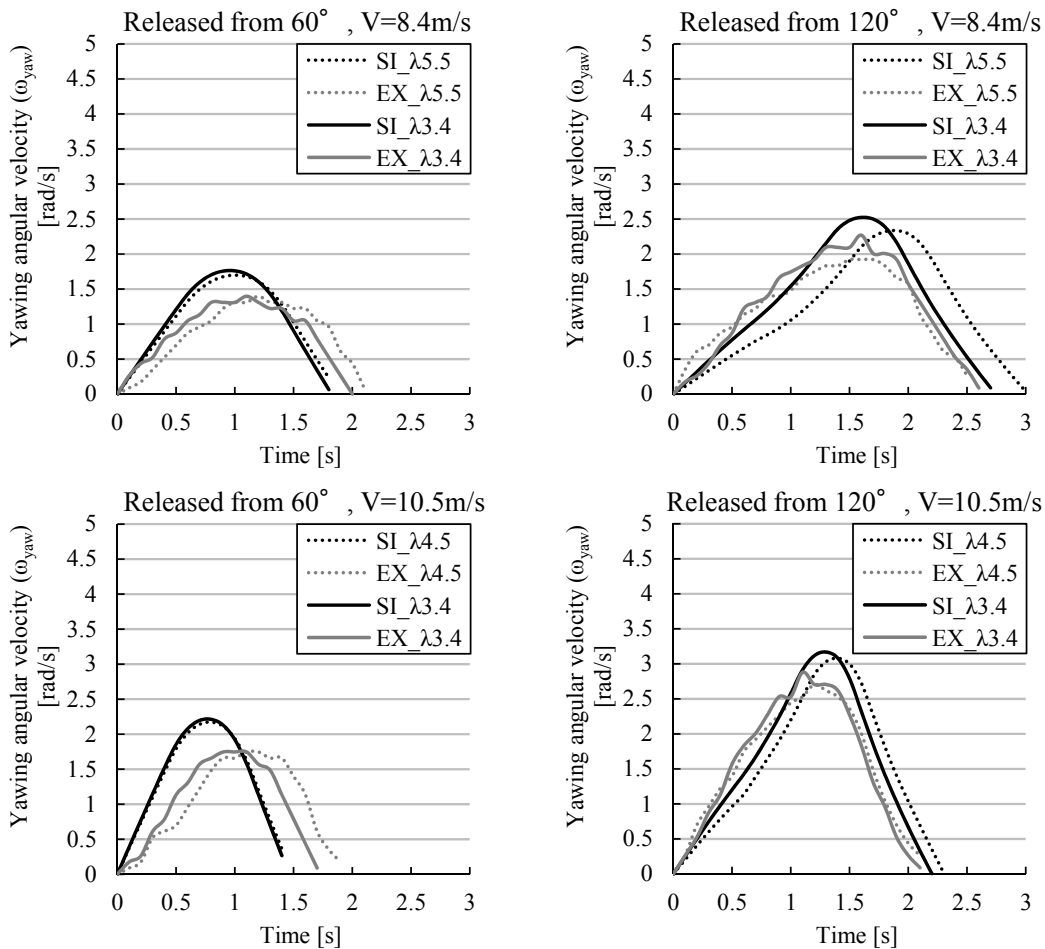


Figure 3-65 Yaw rate with varying rotor tip speed ratio
(comparison of wind tunnel test (EX) and theoretical calculation (SI))

最大ヨーイング角速度の差

Table 3-12 の全ての条件で求めた、最大ヨーイング角速度の風洞実験値と理論計算値を Table 3-13, 14, 15, 16 に示す。その結果、以下のことが明らかになった。

- 初期ヨー角，風速，ロータ回転の周速比に比例して最大ヨーイング角速度も増加しており，理論値と実験値は同様の傾向を示している。
- ほぼ全ての条件で，理論値の方が実験値より大きい。
- ロータ回転の周速比が設計周速比と同じ 3.4 では，低いヨー角（ 30° 付近）で差は約 0.1rad/s （10%弱）である。
- ロータ回転の周速比が設計周速比と同じ 3.4 では，中程度のヨー角（ 60° – 90° ）で差は約 0.6rad/s （20%弱）である。
- ロータ回転の周速比が設計周速比と同じ 3.4 では，高いヨー角（ 120° 以上）で差は約 0.5rad/s （約 15%）である。

ヨー角によって値の差が異なる理由は、Figure 3-48 で明らかな様に、ヨーモーメント係数が理論値と実験値で乖離していることも理由の一つと考えられる。ところがヨーモーメント係数は、ヨー角が 30°と 90°の場合、理論値と実験値はほぼ同じ値である。従って 30°と 90°ではヨーモーメントに差は無く、それ以外の理由で最大ヨーイング角速度に差が出ている。

これらを踏まえ、理論計算で求める最大ヨーイング角速度の妥当性を考慮すると、実際の値との差は、安全側に考えて最も大きくなる 0.6rad/s、もしくは 20%ほど過大に見積もられると推定する。ほぼ何れのヨー角においても、理論計算値は実験値と同等以上の最大ヨーイング角速度となることから、本理論における推定値は安全側となっている。

Table 3-13 Maximum yaw angular velocity with $\lambda=\lambda_a=3.4$ and $V=8.4\text{m/s}$ or 10.5m/s
(comparison of wind tunnel test and theoretical calculation)

Release Angle [deg]	$\lambda 3.4$							
	$V = 8.4 \text{ m/s}$				$V = 10.5 \text{ m/s}$			
	Experiment [rad/s]	Simulated 1 [rad/s]	Difference [rad/s]	Difference %	Experiment [rad/s]	Simulated 1 [rad/s]	Difference [rad/s]	Difference %
20	0.52	0.57	0.04	7	0.79	0.72	-0.06	-9
30	0.87	0.89	0.02	2	1.13	1.13	-0.01	-1
40	1.13	1.22	0.08	7	1.40	1.54	0.15	9
50	1.22	1.52	0.30	20	1.57	1.91	0.34	18
60	1.40	1.76	0.36	21	1.75	2.21	0.47	21
70	1.57	1.95	0.38	19	1.92	2.46	0.54	22
80	1.75	2.11	0.36	17	2.09	2.67	0.57	21
90	1.83	2.25	0.41	18	2.27	2.82	0.55	20
100	1.92	2.35	0.43	18	2.44	2.95	0.50	17
110	2.01	2.44	0.43	18	2.53	3.06	0.53	17
120	2.27	2.52	0.25	10	2.88	3.17	0.29	9
130	2.27	2.61	0.34	13	2.88	3.27	0.39	12
140	2.36	2.70	0.34	13	3.05	3.39	0.34	10
150	2.53	2.78	0.25	9	3.40	3.50	0.09	3

Table 3-14 Maximum yaw angular velocity with $\lambda=\lambda_a=3.4$ and $V=11.9\text{m/s}$ or 14.0m/s
(comparison of wind tunnel test and theoretical calculation)

Release Angle [deg]	$\lambda 3.4$							
	$V = 11.9 \text{ m/s}$				$V = 14.0 \text{ m/s}$			
	Experiment [rad/s]	Simulated 1 [rad/s]	Difference [rad/s]	Difference %	Experiment [rad/s]	Simulated 1 [rad/s]	Difference [rad/s]	Difference %
20	0.96	0.82	-0.14	-17				
30	1.31	1.28	-0.02	-2	1.57	1.52	-0.05	-3
40	1.57	1.76	0.19	11				
50	1.83	2.17	0.34	16				
60	2.09	2.51	0.42	17	2.36	2.97	0.61	21
70	2.27	2.78	0.51	18				
80	2.36	3.02	0.66	22				
90	2.62	3.20	0.58	18	3.05	3.75	0.70	19
100	2.71	3.34	0.64	19				
110	2.97	3.47	0.50	15				
120	3.05	3.60	0.54	15	3.67	4.22	0.55	13
130	3.23	3.71	0.48	13				
140	3.49	3.84	0.35	9				
150	3.67	3.96	0.29	7	4.28	4.64	0.36	8

Table 3-15 Maximum yaw angular velocity with $\lambda=4$, $V=11.9\text{m/s}$, and $\lambda=4.5$, $V=10.5\text{m/s}$
(comparison of wind tunnel test and theoretical calculation)

Release Angle [deg]	$\lambda 4$							
	$V = 11.9 \text{ m/s}$				$V = 10.5 \text{ m/s}$			
	Experiment [rad/s]	Simulated 1 [rad/s]	Difference [rad/s]	Difference %	Experiment [rad/s]	Simulated 1 [rad/s]	Difference [rad/s]	Difference %
20								
30	1.22	1.27	0.04	3	1.05	1.10	0.05	5
40								
50								
60	1.92	2.49	0.57	23	1.75	2.17	0.43	20
70								
80								
90	2.53	3.15	0.61	20	2.27	2.75	0.48	17
100								
110								
120	3.05	3.51	0.46	13	2.71	3.08	0.37	12
130								
140								
150	3.49	3.86	0.37	10	3.05	3.33	0.27	8

Table 3-16 Maximum yaw angular velocity with $\lambda=5$, $V=8.4\text{m/s}$, and $\lambda=5.5$, $V=8.4\text{m/s}$
(comparison of wind tunnel test and theoretical calculation)

Release Angle [deg]	$\lambda 5$							
	$V = 8.4 \text{ m/s}$				$V = 8.4 \text{ m/s}$			
	Experiment [rad/s]	Simulated 1 [rad/s]	Difference [rad/s]	Difference %	Experiment [rad/s]	Simulated 1 [rad/s]	Difference [rad/s]	Difference %
20								
30	0.87	0.86	-0.01	-1	0.96	0.86	-0.10	-12
40								
50								
60	1.40	1.71	0.31	18	1.31	1.70	0.39	23
70								
80								
90	1.75	2.15	0.40	19	1.75	2.14	0.39	18
100								
110								
120	2.01	2.39	0.38	16	1.92	2.33	0.41	18
130								
140								
150	2.36	2.59	0.23	9	2.27	2.52	0.25	10

3.4.6 パッシブ式ヨーイング運動方程式：検証の結論と精度の課題

3.3 節で、パッシブ式ヨーイング運動方程式を導き、その解としてヨーイング角速度の時間変化である $\omega-t$ 曲線を計算する方法を紹介した。この 3.4 節ではその妥当性を検証するため、風洞実験を行い、理論計算値との結果を比較してきた。その結果、以下の結論を得た。

1. ヨーモーメントの理論計算値と風洞実験値の比較では、ヨー角 30° 以下では良く一致している。しかしそれ以上のヨー角では、ヨーモーメントの正負が逆転するヨー角や負の絶対値に乖離がある。理論計算と風洞実験の両方に課題があり、どちらが実際のヨーモーメント

トに近いかはさらに確認が必要である。精度向上の課題は本項で後述する。

2. 復元モーメントの計算には、矩形尾翼の面積 0.067m^2 、アスペクトレシオ 1 の復元モーメント係数を使用した。
3. 最大ヨーイング角速度は、理論計算値の方が実験値より高く、安全側である。
4. 最大ヨーイング角速度の誤差は初期ヨー角によって異なり、 30° 付近で 10%弱、 $60\text{-}90^\circ$ 付近で 20%、 120° 以上で 15%程度である。この誤差要因の一つとしてヨーモーメントの違いが考えられるが、ヨーモーメントの誤差が小さいのは、 30° 付近と、 90° 付近であり、それ以外の影響も含まれていることが想定される。
5. 最大ヨーイング角速度の誤差は、風速が高いほど大きくなる。
6. 最大ヨーイング角速度の理論計算値と実験値は、共に初期ヨー角、風速、ロータ回転周速比に比例して増大し、同じ傾向を示している。

以上より、本研究で対象としている最大ヨーイング角速度は、最大で 20%程度の誤差はあるものの理論計算値の方が高く安全側であり、また全体として傾向は一致しており、本研究で導いたパッシブ式ヨーイング運動方程式は妥当であると判断した。なお理論計算値と実験値の差の要因は、運動方程式に考慮されていない、装置の機械的損失(摩擦・振動など)や、架台などによる気流の乱れ(流れの非一様性)などが影響していると考えられる。

以下に今後の研究の課題として、理論計算式のさらなる精度向上を目指す時に、検討に値する事項を挙げる。

ヨーモーメント精度向上の課題

<理論計算式>

- 1) 供試風車と同じ翼型特性（レイノルズ数、翼アスペクト比、揚力係数、抗力係数、設計迎角、設計揚力係数）を使用し誤差を確認する。
- 2) Eq.(3.80)の、スパン流方向成分のモーメントを計算式に反映させる（スパン方向の揚力係数が必要となる）。
- 3) 大きなヨー角で、尾翼や支柱、発電機などによる相対風の乱れを計算式に反映させる。

<風洞実験>

- 4) 架台や発電機の影響を可視化実験や熱線風速計を用いて、乱れや風速の低減率を確認する。
- 5) ロータシャフトをさらに伸長し、架台や発電機からロータを遠ざけて測定する。
- 6) 架台や発電機を通過する流れを滑らかにして、影響を低減させて測定する。
- 7) ロータ半径を大きく、または架台や発電機の寸法を小さくして、ロータへの投影面積を減らし、影響の度合いを低減させて測定する。
- 8) ロータ半径を小さく、または大きな風洞施設を使い、ロータ回りの流れ場の一様性を向上させる。

- 9) ロータ半径や設計周速比のみが違うロータで測定し、傾向を確認する。

復元モーメントの精度向上

<理論計算式>

- 1) 尾翼形状やアスペクト比の影響を風洞実験などで確認し、計算式に反映させる。
- 2) 特に小さいヨー角で、風向に対してロータの後方に尾翼が来る時の、ロータ後流の影響を計算式に反映させる。
- 3) 尾翼を平板の代わりに翼型特性が既知の翼型を使い、風洞実験の結果と比較し影響を確認する。

<風洞実験>

- 4) 架台や発電機の影響を可視化実験や熱線風速計を用いて、乱れや風速の低減率を確認する。
- 5) 架台や発電機に対して、さらに大きな尾翼や風洞を使用し、また尾翼シャフトも伸長した上で復元モーメント係数を測定し、気流の乱れや測定誤差などの影響を低減させる。

ヨーイング角速度の精度向上

<風洞試験>

- 1) 風洞に対する実験装置の割合を減らし、ロータと尾翼全体に対する流れ場の一様性を向上させる。
- 2) ヨーイング前に尾翼を手動で任意のヨー角に固定している時の、手振れ影響を低減させる。
- 3) 尾翼におもりをつけるなど、慣性モーメントのみを変化させて傾向を確認する。

<フィールド試験>

- 4) 風速、風向、ヨー角、ロータ回転数と、ヨーイング角速度との関係を確認する。
- 5) フィールドで起こり得る、最大ヨー角（最大風向変動）を確認する

この 3.4 節で明らかになったように、ヨーイング角速度の理論計算値と実験値は、ともにヨー角が大きくなると増大する。そのため、尾翼によるパッシブ制御を行う小型風力発電機では、市街地で起きるような急激な風向変動は、ヨー角、ヨーイング角速度、ヨーイング負荷をそれぞれ増大させるため、適切な尾翼の設計が重要となる。

次の 3.5 節では、本節でその妥当性を確認した最大ヨーイング角速度の理論計算式を用いて、最終目的であり全ての設計条件を反映した、最大ヨーイング角速度設計式の誘導へ移る。

3.5 最大ヨーイング角速度：新設計式の導出

本研究の目的は、現行の IEC で規定される、ロータ面積だけに依存する最大ヨーイング角速度 (ω_{\max}) 設計式に代わり、その他の設計因子も反映した新たな設計式を提案することである。

しかしパッシブ式ヨーイングに関する設計因子の数は多く、数例を挙げるだけでも風速、ロータ半径、設計周速比、尾翼面積、慣性モーメントなど多岐にわたる。また例えばロータ半径の増加は慣性モーメントも同時に増加させるなど、これらの関係は相互に絡み合っている。そのため風洞実験で全ての関係を把握するには、ロータ部だけでも例えば数十通り、さらに尾翼部との組み合わせでは数百通りから数千通りに及ぶことも想定され、膨大な時間と労力が必要となる。

そこで 3.3 節で誘導し、3.4 節でその妥当性を確認したパッシブ式ヨーイング運動方程式を用いれば、こうした風洞実験を行わずに $\omega-t$ 曲線を理論計算することができ、その最大値が ω_{\max} となる。しかしこの運動方程式の解法は複雑で、微小時間ごとのモーメントを逐次計算するコーディングが必要であり、設計者が容易に使える形にはなっていない。そこで各設計因子と ω_{\max} の関係が一目でわかるような、簡易的な設計式を導く必要がある。

現行の IEC に代わるこの新たな設計式により、精度を高めた ω_{\max} 及びヨーイング負荷計算が可能となり、これまで経験的に選択されていた尾翼面積や慣性モーメント（部品材料や重量）を適切に設計することが可能となる。

本節では、まず 3.5.1 項で ω_{\max} の算出に使用する、設計初期ヨー角を決める。

次に 3.5.2 項では、複雑に絡み合ったパッシブ式ヨーイング運動の各影響因子を一つの形にまとめた変数、 B を定義する。

続く 3.5.3 項では、この B と ω_{\max} の関係を求める。すなわち B を構成する各設計因子を、パッシブ制御を有する商業機を参考に妥当な範囲で変化させ、それぞれの条件で ω_{\max} の理論計算を行う。それらの結果から見出した B と ω_{\max} の関係式が、各設計因子を反映する ω_{\max} の新たな設計式ということになる。

最後の 3.5.4 項では、この新たな設計式の精度と課題について考察する。

3.5.1 初期ヨー角の設定

パッシブ式風力発電機の最大ヨーイング角速度 ω_{\max} は、初期ヨー角に比例して増大する。これは 3.3.9 項の理論計算でも、また 3.4.5 項の風洞実験結果からも明らかである。そこで始めに、ヨーイング負荷の設計に使用する設計初期ヨー角を決める。

西沢ら(2009) [3-1] による市街地の観測では、最大風向変動 120° が記録されている (Figure 3-66)。風向変動の極値を風向変動標準偏差 (σ) x 3 (正規分布の 99.5%位置) とすれば、この時の市街地 1s サンプルングデータでは $\sigma \approx 40^\circ$ であり、 120° は妥当と考える。そこで設計時に考慮する ω_{\max} を、ヨー角 120° からの最大ヨーイング角速度 (以下 $\omega_{\max,120deg}$) とする。

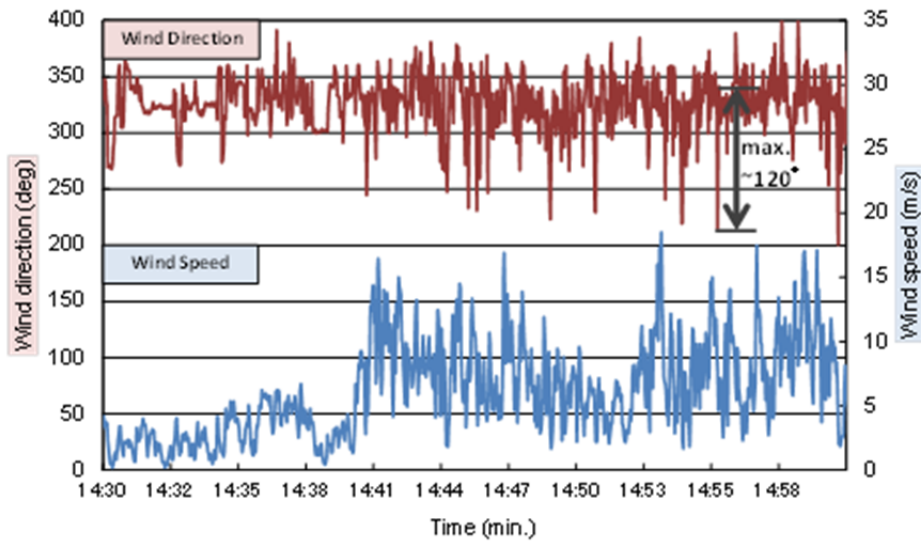


Figure 3-66 One second averaged wind direction and speed measured at urban area in 23rd February, 2008 [3-1]

3.5.2 パッシブ式ヨーイング運動の影響因子 β

[1] 定義

はじめに、3.5.1 項で選択した設計ヨー角 120° からのパッシブ式ヨーイング運動を表す、新たな変数 β を提案する。 β は Eq.(3.87)に示す通り、風車が風向に正対するまでの全ヨーイング角におけるモーメントの積分と、ヨー軸周りの慣性モーメントの比として定義する。なお β は、風車がヨーイングを始めてから正対するまでの平均角加速度と考えることができる。

$$\beta = \frac{\int_0^{2\pi/3} M_Y(\theta) d\theta + \int_0^{2\pi/3} M_R(\theta) d\theta}{I} \quad [\text{rad/s}^2] \quad (3.87)$$

[2] 積分ヨーモーメント $\int_0^{2\pi/3} M_Y(\theta) d\theta$ の近似式

ここでは Eq.(3.87)中の、 $\int_0^{2\pi/3} M_Y(\theta) d\theta$ (風車部のヨーモーメント $M_Y(\theta)$ を $120^\circ-0^\circ$ まで積分したもの) の近似式を導く。 $\int_0^{2\pi/3} M_Y(\theta) d\theta$ は、 Eq.(3.88)の様に二つの項に分けられ、設計段階で既知であるロータ面積 A_R 、ロータヨーイング半径 L_R 、風速 V からの項と、ヨーモーメント係数の積分値 $\int_0^{2\pi/3} C_Y(\theta) d\theta$ から構成される。

$$\int_0^{2\pi/3} M_Y(\theta) d\theta = \frac{1}{2} \rho A_R L_R V^2 \cdot \int_0^{2\pi/3} C_Y(\theta) d\theta \quad [\text{Nm} \cdot \text{rad}] \quad (3.88)$$

$\int_0^{2\pi/3} C_Y(\theta) d\theta$ の近似式を求めるため、風車部のヨーモーメント $M_Y(\theta)$ を、Figure 3-12で示した徳山ら(2003) [3-11] が測定した NACA0012 翼型特性を使って、Eq.(3.81)により 589 通りの条件で計算した (Figure 3-67)。計算条件は次に示す範囲で変化させた (設計周速比 λ_d : 2-8, ロータ半径 R : 0.3-1 m, ロータヨーイング半径 L_R : 0.1-1 m)。それを $120^\circ-0^\circ$ 間で積分し、Eq.(3.88)を変形して得た Eq.(3.89)に代入して係数化した。各条件の計算結果を Figure 3-67 の丸印で表す。

$$M_Y(\theta) = \frac{B}{2\pi} \int_0^{2\pi} M_a(\theta) d\psi \quad [\text{Nm} \cdot \text{rad}] \quad (3.81)$$

$$\int_0^{2\pi/3} C_Y(\theta) d\theta = \frac{\int_0^{2\pi/3} M_Y(\theta) d\theta}{\frac{1}{2} \rho A_R L_R V^2} \quad [\text{rad}] \quad (3.89)$$

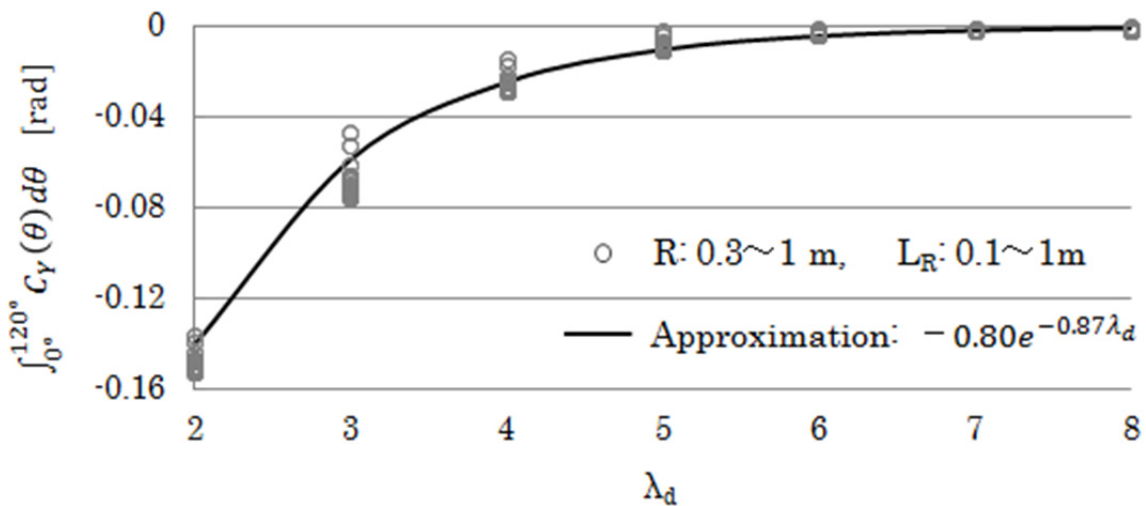


Figure 3-67 Approximation of $\int_0^{2\pi/3} C_Y(\theta) d\theta$ (based on 589 calculated rotor combinations)

Eq.(3.89)のヨーモーメント係数 $C_Y(\theta)$ の式は、ヨーモーメント $M_Y(\theta)$ の積分値をロータヨーイング距離 L_R で除している。この理由は次に示す通りである。ヨーモーメント $M_Y(\theta)$ の積分値は、ヨー角 120° から 40° 付近までは、ヨー軸半径方向の力の影響が大きいため、ロータヨーイング距離 L_R の影響が卓越する。一方、ヨー角が 30° 付近以下になると、ヨーモーメントはロータ回転によって生じたロータ左右の推力差の影響が大きくなり、ロータ半径 R の影響が卓越する。このように本計算では、ロータヨーイング距離 L_R による影響が卓越する範囲が大部分を占めることから、 L_R を使用した。

Figure 3-67 に示す通り、 R と L_R が先に述べた範囲で変化しても、Eq.(3.89)を使って L_R で係数化した $\int_0^{2\pi/3} C_Y(\theta) d\theta$ の値は、各設計周速比でほぼ一つの値に収束する。なお、各設計周速比での上下の若干のばらつきは、風車半径 R の影響が卓越するヨー角におい

ても L_R を用いて無次元化し、積分しているためである。

Figure 3-67 から分かるように、 $\int_0^{2\pi/3} C_Y(\theta) d\theta$ は設計周速比の関数で表すことができ、Eq.(3.88) は Eq.(3.90) のように近似することができる。

$$\int_0^{2\pi/3} M_Y(\theta) d\theta \cong \frac{1}{2} \rho A_R V^2 L_R \cdot (-0.80 e^{-0.87\lambda_d}) \quad [\text{Nm} \cdot \text{rad}] \quad (3.90)$$

Figure 3-67 の結果は、NACA0012 二次元翼型特性を基に計算したものであり、一般性に欠ける。しかしながら、本解析のように 120° のヨーエラーから始まるヨーイング挙動では、大半が相対風に対する迎角が大きい状態となり、翼は失速領域にある。そのため他の翼型特性を用いたとしても、翼断面形状の違いによる C_Y への影響は小さいと考える。水平軸小型風力発電機で一般に採用されている翼型は、NACA0012 のように翼厚が薄いものが多い。二次元翼型特性でヨー角 30° を超えるデータは少ないため、導出した $\int_0^{2\pi/3} C_Y(\theta) d\theta$ の近似式は、小型風力発電機的设计に有用なものと思われる。

[3] 積分復元モーメント $\int_0^{2\pi/3} M_R(\theta) d\theta$ の近似式

ここでは Eq.(3.87) 中の $\int_0^{2\pi/3} M_R(\theta) d\theta$ (尾翼部の復元モーメント $M_R(\theta)$ を $120^\circ - 0^\circ$ ままで積分したもの) の近似式を導く。 $\int_0^{2\pi/3} M_R(\theta) d\theta$ は Eq.(3.91) の様に二つの項に分けられ、設計段階で既知である尾翼面積 A_T 、尾翼ヨーイング半径 L_T 、風速 V からなる項と、ヨーモーメント係数の積分値 $\int_0^{2\pi/3} C_R(\theta) d\theta$ から構成される。

$$\int_0^{2\pi/3} M_R(\theta) d\theta = \frac{1}{2} \rho A_T L_T V^2 \cdot \int_0^{2\pi/3} C_R(\theta) d\theta \quad [\text{Nm} \cdot \text{rad}] \quad (3.91)$$

$\int_0^{2\pi/3} C_R(\theta) d\theta$ の近似式を求めるため、3.4.2 項の風洞実験で取得し、先に Figure 3-17 で示していた矩形尾翼の $C_R(\theta)$ を $120^\circ - 0^\circ$ で積分した結果、2.25 という値を得た。従って、Eq.(3.91) は Eq.(3.92) のように近似することができる。

$$\int_0^{2\pi/3} M_R(\theta) d\theta \cong \frac{1}{2} \rho A_T L_T V^2 \cdot 2.25 \quad [\text{Nm} \cdot \text{rad}] \quad (3.92)$$

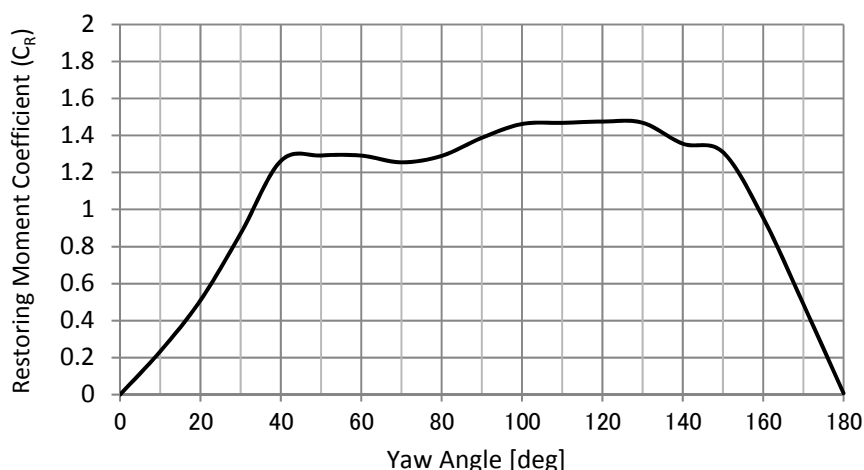


Figure 3-17 Restoring moment coefficient $C_R(\theta)$ used for yaw rate calculation in this research

3.5.3 最大ヨーイング角速度の新設計式

Eq.(3.87)の β の定義式に, Eq.(3.90)と Eq.(3.92)の近似式を代入すると, Eq.(3.93)の様に書き換えることができる.

$$\beta = \frac{\int_0^{\frac{2\pi}{3}} M_Y(\theta) d\theta + \int_0^{\frac{2\pi}{3}} M_R(\theta) d\theta}{I} \cong \frac{\frac{1}{2}\rho V^2(A_R L_R \cdot (-0.80e^{-0.87\lambda_d}) + A_T L_T \cdot 2.25)}{I} \quad [\text{rad/s}^2] \quad (3.93)$$

このように新たな変数 β は, 設計段階で既知である設計大気密度 ρ , 設計風速 V , ロータ掃過面積 A_R , ロータヨーイング半径 L_R , ロータ設計周速比 λ_d , 尾翼面積 A_T , 尾翼ヨーイング半径 L_T , ヨー軸周りの慣性モーメント I を反映したものとなる. 従って, β と最大ヨーイング角速度 $\omega_{\max,120\text{deg}}$ の関係が, 本研究でその導出を目的とし, IEC の基準に代わって新たに提案する $\omega_{\max,120\text{deg}}$ 設計式となる.

これらの関係を見つけるため, 始めにパッシブ機構を有する市販の小型風力発電機の範囲として Table 3-17 を定めた. 各設計因子の現実的な組み合わせを考慮して, この範囲の中で変化させ, Eq.(3.6)と Eq.(3.9)のパッシブ式ヨーイング運動方程式を解いて, 各条件における $\omega_{\max,120\text{deg}}$ を計算した. 453 通りの組み合わせで計算した β と $\omega_{\max,120\text{deg}}$ の関係を Figure 3-68 に示す.

Figure 3-68 より, $\omega_{\max,120\text{deg}}$ は β に依存し, Eq.(3.94)で近似できることが分かる.

Table 3-17 Range of design variables for $\omega_{\max,120\text{deg}}$ calculation
(Selected from commercial horizontal axis small wind turbines)

Design wind speed, V : 6 – 20 [m/s]	Yaw radius from rotor, L_R : 0.1 – 1 [m]
Design tip speed ratio, λ_d : 2 – 10	Tail fin area, A_T : 0.01 – 1.5 [m ²]
Tip speed ratio, λ : = λ_d	Yaw radius from tail fin, L_T : 0.1 – 3 [m]
Rotor radius, R : 0.1 – 3.5 [m]	Moment of inertia around yaw axis, I : 0.1 – 1000 [kgm ²]

$$\omega_1 = \omega_0 + \alpha \Delta t \quad [\text{rad/s}] \quad (3.6)$$

$$0 < \theta \leq 90^\circ, 270^\circ < \theta \leq 360^\circ$$

$$a = \frac{M_Y(\theta) + C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left[\left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 - \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} - \theta\right) \right\}^2 \right]}{I}$$

$$90^\circ < \theta \leq 270^\circ$$

$$a = \frac{M_Y(\theta) + C_R(\theta) \cdot \frac{1}{2} \rho A_T L_T \left[\left\{ V - \omega \cdot L_T \cdot \cos\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 - \left\{ \omega \cdot L_T \cdot \sin\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) \right\}^2 \right]}{I} \quad [\text{rad/s}^2] \quad (3.9)$$

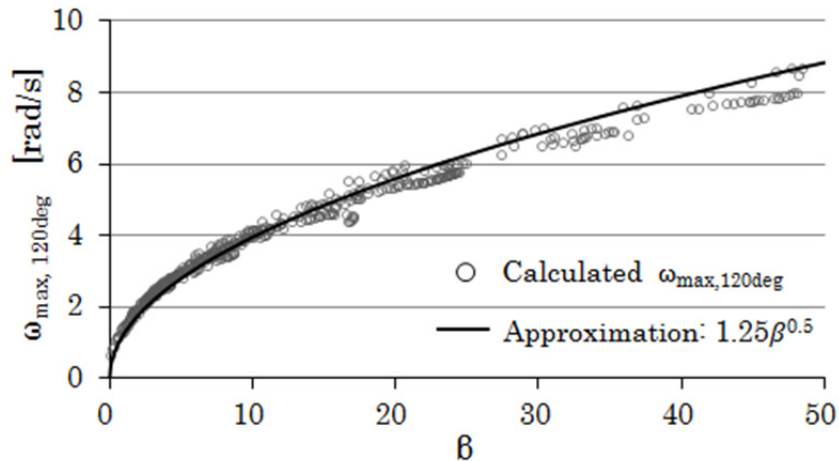


Figure 3-68 $\omega_{\max,120\text{deg}}$ vs. β (based on 453 calculated combinations)

$$\omega_{\max,120\text{deg}} \cong 1.25\beta^{0.5} \quad [\text{rad/s}] \quad (3.94)$$

Eq.(3.94)は、 $\omega_{\max,120\text{deg}}$ が β の0.5乗に比例することを示している。そもそも β は平均的な角加速度に相当することから、 β の0.5乗は平均的な角速度を意味することとなる。よってこの式は、ヨー角120°からのヨーイングにおける、平均角速度と最大角速度の比を示すといった物理的意味合いをもつ。

以上より、設計に用いる最大風向変動を120°として、パッシブ機構を有する小型風力発電機の最大ヨーイング角速度 $\omega_{\max,120\text{deg}}$ は、Eq.(3.93)で β を求め、それをEq.(3.94)に代入することで計算できる。前述したように、変数 β は設計段階で既知となる A_R 、 L_R 、 A_T 、 L_T 、 λ_d 、 V 、 I による関数である。これが本研究で提案する新たな設計式である。

IEC61400-2 ed.2で規定される ω_{\max} の式は、風車半径だけに依存する非常に簡略化された式となっている。一方で、本研究でIECの設計式に代わるものとして提案した式は、パッシブ式ヨーイング運動に関する各設計因子を含むため、より実地的な $\omega_{\max,120\text{deg}}$ 設計式である。この式を用いると、市街地などで起きる大きな風向変動に付随するヨーイング負荷をより良い精度で計算できる。そのため過大設計や過小設計を防ぐことができ、小型風力発電機の信頼性向上に資する。

3.5.4 市販小型風力発電機を使った試算

本項では参考として、市販の小型風力発電機の $\omega_{\max,120\text{deg}}$ を入手可能なデータから試算する。以下にその手順を示す。

- (1) 文献、インターネットで公開されているデータから、 ω_{\max} の理論計算に使用できるデータを取得する。
 - 翼枚数
 - ロータ半径
 - 定格出力
 - 全体重量
 - 概要図 (Figure 3-69 に例を示す)

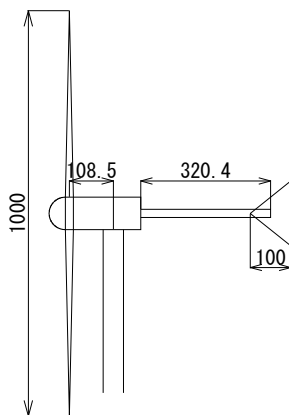


Figure 3-69 Example of commercial wind turbine diagram

(2) 理論計算に必要な仕様は、Table 3-18 の通り決定した。入手できなかったデータ、特に慣性モーメントは、幾つかの推定を基に求めた。

Table 3-18 Assumed specification of commercial small wind turbines used for $\omega_{\max,120\text{deg}}$ calculation

Common	Wind speed	14 m/s (IEC61400-2 ed.3 draft Class I : $V_{\text{ave}} 10\text{m/s}$) x 1.4
	Air density	1.225 kg/m ³
Yaw moment, $M_Y(\theta)$	Rotor radius	From published data
	Hub radius	From published diagram
	No. of blade	From published data
	Design tip speed ratio	When rated wind speed and rated rpm are known; calculated When not known; same value as another commercial small wind turbine having the same solidity
	Airfoil 2-dimentional properties	NACA0012 (Figure 3-12)
	Design angle of attack	7°
	Design lift coefficient	1.4
	Yaw radius from rotor	From published diagram
	Tip speed ratio	= Design tip speed ratio
Restoring moment, $M_R(\theta)$	Tail fin area	From published diagram
	Yaw radius from tail fin	From published diagram
	Restoring moment coefficient	From Figure 3-17
Moment of inertia I	Dimensions of parts	From published diagram
	Distance from centre of mass to yaw axis of parts	From published diagram <ul style="list-style-type: none"> • Assumed motor centre of mass sits on yaw axis • Assumed tail fin centre of mass sits on middle of tail fin length
	Weight of parts	<ul style="list-style-type: none"> • Blade weight estimated by modified equation of 3 blades ^[3-15] $(0.3742 \times 2R)^{2.2898} \times B/3$

	<ul style="list-style-type: none"> • Shaft weight estimated by published diagram and assumed material of stainless • Total weight assumed to have ratio of rotor part 8 and tail fin part 2 • Generator (\approx nacelle) weight estimated by subtracting blade weight from rotor part
--	--

上記の推定を基に計算された市販機の $\omega_{\max,120\text{deg}}$ を、Figure 3-70 に示す。なお Eq.(3.94) の近似式を基に計算しているため、計算結果は当然この近似曲線上に位置する。ここで、ロータ半径、設計周速比、ロータヨーイング半径、尾翼ヨーイング半径、尾翼面積などは、公表データや概要図から推定した。公開されていないデータ、特に慣性モーメントは、推定のもとに計算されており、Figure 3-70 の結果は必ずしも実際の値を反映していないことに留意する。またこの近似曲線の基になっている、初期ヨー角を 120° とする理論計算値は、3.4.5 項で示した通り、風洞実験値より約 15% 安全側に出ていたことも忘れてはならない。

Figure 3-70 の結果で注目に値するのは、特に風車半径が 2m^2 以下（ロータ半径が約 1m 以下）のマイクロ風車で、現行の IEC で基準としている 3rad/s を超えた値が計算されている点である。これらの風車は慣性モーメントが小さく、また大きいヨー角では ω_{\max} を抑制するヨーモーメントが小さいことが、 ω_{\max} が大きくなる理由である。従って Eq.(3.3) の通りロータ半径のみで ω_{\max} を規定する現行の IEC 基準では、ロータ半径が小さい風車では過小設計に、ロータ半径が大きい風車では過大設計になっている恐れがある。

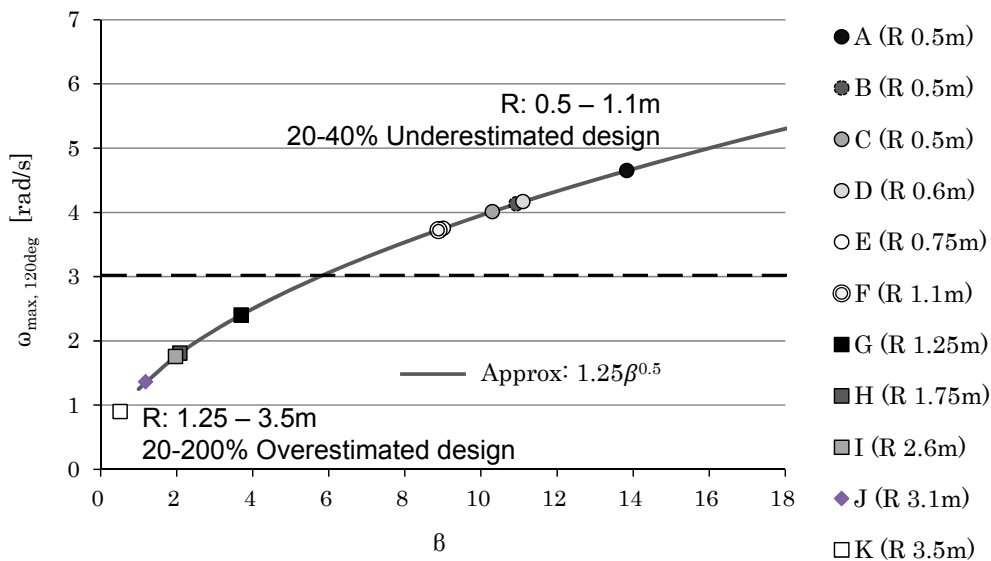


Figure 3-70 Estimated $\omega_{\max,120\text{deg}}$ for commercial small wind turbines having passive yaw system with various rotor radii

3.5.5 精度の課題

本研究の成果となる Eq.(3.93)と Eq.(3.94)の $\omega_{\max,120\text{deg}}$ 設計式は、Figure 3-68 に示す通り、パッシブ式ヨーイング運動方程式による理論計算の結果を精度よく近似している。しかしこの設計式には、以下の点でその精度に課題がある。

- Figure 3-68 の近似曲線の基となる、パッシブ式ヨーイング運動方程式による理論計算は、ヨー角 120° からのヨーイングを基にしているが、実際に市街地などで起こり得る初期ヨー角はそれ以上となる可能性もある。最大ヨーイング角速度は、初期ヨー角に比例するため、この設計式では過小設計となってしまう可能性がある。一方で、そもそも理論計算結果は、風洞実験値と比べて時に初期ヨー角 120° では約 15%過大に、すなわち安全側に誤差があった。そのため Figure 3-68 の近似曲線は、同様に約 15%安全側になっていると考えられる。
- Figure 3-68 の近似曲線の基となっている初期ヨー角 120° での理論計算結果は、風洞実験結果と比べて時に、安全側とはいえ約 15%の誤差があった。この運動方程式自体の精度の課題と向上のための検討事項は、3.4.6 項で詳しく述べている。
- Figure 3-68 の近似曲線の基となっている Table 3-17 の理論計算条件の範囲は正しいとしても、それらの組み合わせが実際の風車では起こり得ない条件で計算している可能性がある。例えば、ロータ半径が大きいにも関わらず慣性モーメントが非常に小さい場合などである。各変数の組み合わせの妥当性は、経験則で設計し得るかどうかを判断している。正しく判断されているかどうかは、単位を見れば推測できる。すなわち B の単位は rad/s^2 で、 $\omega_{\max,120\text{deg}}$ は rad/s である。Eq.(3.94)の近似式では、 $\omega_{\max,120\text{deg}}$ は B の 0.5 乗となり、単位が合うことから理論計算条件の組み合わせは正しく選定されていると考える。

3.6 結言

水平軸小型風力発電機の設置場所は、地上高 10m 程度の市街地やルーフトップが多く、風速・風向変動が大きい。これら風車の風向制御は尾翼によるパッシブ制御が一般的であり、急激な風向変動により風車のヨー（首振り）角が 100° を超える場合がある。この時、風車のヨーイング角速度に比例して発生するジャイロモーメントが、ブレードやシャフトを破損させる恐れがあり、パッシブヨー式水平軸小型風力発電機的主要故障要因の一つとなっている。しかし国際設計規格である IEC61400-2 では、最大ヨーイング角速度 ω_{\max} を風車半径 R だけに依存する非常に省略化された設計式に基づいて、ヨーイング負荷の設計を行っている。

そこで本研究では、新たな ω_{\max} の提案を目的として、はじめに急激な風向変動に対応しパッシブ式ヨーイング挙動を 180° まで表せる運動方程式を誘導し、次に風洞実験結果と比較してその妥当性を確認した。更にその方程式を用いて、従来の研究の観測結果から市街地における最大風向変動を 120° として、様々な設計条件で ω_{\max} を計算し、それらの関係から ω_{\max} の新たな設計式を誘導した(Eq.(3.93), Eq.(3.94)と Figure 3-68)。この式は、風車半径以外にも設計周速比、ロータと尾翼のヨーイング半径、尾翼面積、ヨー軸周りの慣性モーメントの影響を反映する、より実際的な $\omega_{\max,120deg}$ の設計式である。

以下に本研究で明らかになった事項を示す。

- (1) ロータのヨーモーメントについて、ヨー角 180° までの特性を設計周速比ごとに示した (3.3.3 項)
- (2) 矩型尾翼の復元モーメントを係数化し、風速や面積に依存しない、矩型尾翼の復元モーメント係数の代表値を示した (3.3.4 項)
- (3) 最大ヨーイング角速度の感度分析を行い、どの初期ヨー角でも、尾翼面積が大きいほど、復元モーメントに比例して最大ヨーイング角速度が増加することを示した。このことは最大ヨーイング角速度、すなわちヨーイング負荷の検討においては、特にロータ半径が小さく比較的ヨーモーメントが小さい小型風力発電機ほど尾翼の設計が重要になることを意味する (3.3.9 項)
- (4) 最大ヨーイング角速度の感度分析を行い、ヨー軸周りの慣性モーメントと最大ヨーイング角速度が比例し、僅かな変化でも大きく影響することを明らかにした。このことはロータ半径が小さい小型風力発電機ほど、最大ヨーイング角速度が大きくなり易いことを意味する。そのため構成部品の寸法、配置、材質には十分な配慮が必要となる。一方でヨーイング角速度を小さくしたい場合は、尾翼に錘をつけるなど対応が容易にできる (3.3.9 項)
- (5) 最大ヨーイング角速度の計算値と風洞実験結果との比較を行い、本研究で導いたパッシブ式ヨーイング運動方程式の妥当性を確認した。また理論計算式のさらなる精度向上を目指す際の課題をまとめた (3.4.6 項)
- (6) 理論計算の結果をもとに、現行の IEC に代わり、初期ヨー角を 120° とし、ヨーイング負荷計算に用いる最大ヨーイング角速度($\omega_{\max,120deg}$)の新たな設計式を導いた (3.5 節)

小型風力発電機の導入促進は、第 2 章で示した 2050 年 50GW というロードマップの実現に僅かながら寄与することとなる。また市街地に多く存在するため、公衆にとって身近な風力発電機であり、大型風力発電機の社会的受容性を高める効果もある。反対にブレード飛散などの事故を起こせば、公衆を脅かす危険性が高く、大型風力発電機にとっても社会的受容性低下、延いては導入促進のブレーキともなり得る。

本研究の成果である、初期ヨー角を 120° とする最大ヨーイング角速度($\omega_{\max,120deg}$)の新たな

設計式を用いると、市街地などで起きる大きな風向変動に付随するヨーイング負荷をより良い精度で計算できる。またヨーイング負荷の観点からは、これまで経験的に選択されていた尾翼面積や慣性モーメント（部品材料や重量）を、ヨーイング負荷条件を満たすように適切に設計することが可能となる。その結果、過大設計や過小設計を防ぎ、小型風力発電機の信頼性向上、更に導入促進へと資することができる。

第4章 アキシシャルピン式ダイレクトドライブ大型風力発電機

主軸リアベアリング疲労寿命予測法の提案

4.1 緒言

日本における大型風力発電機の発電所は、これまで風況のよい海岸線に多く設置されてきた。一方で国土のおよそ70%が山岳地帯である日本では、2012年7月に風力発電の固定価格買取制度（FIT）が施行されて以来、内陸の山岳地での計画が年々増加している^[4-1]。山岳地など複雑地形に設置される風力発電機は、平坦地形に比べて大きな風況変動に晒される。その結果、風力発電機を構成する部品の設計寿命及び想定事業年数より短い期間で起きる疲労破壊が課題の一つとなっている。

新エネルギー・産業技術総合開発機構（以後 NEDO）が集計した2004年から2012年までの風力発電機の故障部位と復旧期間の関係は、復旧費1,000万円以上の事故では、主軸／ベアリングが5.7ヶ月間と最も長い。総事故数は1,516であり、その内84%が複雑地形上での事故と、平坦地形に比べて明らかに多い^[4-2-6]。特にこうした場所では積雪のため、風力エネルギー密度が一般に大きい冬季にアクセスが困難である。そのため故障が発生すると停止時間が長く、稼働率が下がる傾向にある。なお第一章の1.1.4項で述べた通り、日本の洋上風力は現時点では実証研究が始まったばかりであり、稼働率を低下させる要因が明確でないことから、本研究は陸上風力を対象としている。

陸上の大型風力発電機は、一般に国際設計規格である IEC61400-1 に準拠して設計されている^[4-7-9]。規格には風力発電機の配置を評価するサイト評価法も定めている。その内容は、始めに風況解析を行い、設計風況と計画地点の風況を比較照査する保守的な評価を行う。しかし国土の70%が山岳地形である日本では、IEC規格の設計風況を逸脱することが頻繁に起きてしまう^[4-10]。

風況評価で不合格となれば、荷重解析を行う必要がある。これには詳細な風力発電機モデル（寸法、重量、材料特性、制御モデルなど）が必要となるため、通常、風力発電機メーカーが実施する。しかし事業計画の初期段階では、地権者交渉、地元同意、環境影響評価、許認可、造成などの理由により配置が頻繁に変更される。配置が変更される度にメーカー側で荷重解析を行うことは、時に案件開発を停滞させる。最悪の場合は配置に構造健全性評価が反映されず、特に複雑地形において設置後に故障が頻発し、発電事業が成り立たなくなってしまうことも起こり得る。

本研究では、慎重な配置計画を要する複雑地形において、メーカーによる荷重解析以前に中間ステップを設け、事業者やコンサルタントが評価できる範囲を広げることを目的とする。そこで事業計画の初期段階で入手可能なハブ高10分平均風況データを入力値として、故障時に停止時間が大きく事業への影響が大きい、主軸リアベアリングの疲労寿命予測法を考案し検証した。対象とした風力発電機はアキシシャルピン式ダイレクトドライブ型である。更に、ベアリ

ング疲労寿命の延命にあたり，ある風速・風向範囲でロータ回転を止めるセクタマネジメントの効果を数値化し，有効な方法であることを示した．最後にベアリングの予測疲労寿命の感度分析も行った．

提案した疲労寿命予測法を活用すれば，配置が頻繁に変更される事業初期段階でも，復旧期間が最も長いリアベアリング故障を避ける配置計画に活用できる．配置計画やセクタマネジメントなどの手法により，風力発電機の構造健全性を確保し，複雑地形でも風力発電事業を成立させることが，日本における陸上風力導入推進のカギであり，第2章で示した2050年50GWのロードマップ達成に寄与する．

4.2 記号

本章で使用した主な記号を以下に示す．

A	:	ロータ面積	m^2
a_1	:	信頼度係数 (90%信頼度では1となる)	
$a_h(j)$:	ハブ高風向ビン j ，且つハブ高さにおける無次元風速	
a_{ISO}	:	寿命修正係数	
$a_k(j)$:	ハブ高風向ビン j ，且つ高さ k における無次元風速	
C	:	ベアリングの動定格荷重	kN
C_o	:	ベアリングの静定格荷重	kN
$C_T(V_h)$:	ハブ高風速のスラスト係数	
C_u	:	ベアリングの疲労限荷重	kN
D_{pw}	:	ベアリングのピッチ円径 \approx (内径+外径) / 2	mm
e	:	ベアリングの動等価荷重定数	
e_c	:	潤滑剤の汚染度係数	
F_a	:	スラスト荷重	kN
F_{ave}	:	段階上に変化する荷重の平均	kN
$F_{ave,j}$:	j 番目風向ビンの平均荷重	kN
F_i	:	ある時間 i において，ベアリングにかかる10分平均荷重	kN
F_r	:	ラジアル荷重	kN
$F_{S_{V_h,j}}$:	ハブ高風速ビン V_h ，ハブ高風向ビン j における， ウインドシアに起因する10分平均荷重	kN
f_j	:	j 番目風向ビンの出現頻度	%
$f_{V_h,j}$:	j 番目風向ビン，ハブ高風速ビン V_h の10分値出現頻度	%
L	:	フロントとリアベアリング間の距離	m
L_{10}	:	基本定格寿命 (L_{10} 寿命)	10^6 回転

L_{10m}	:	修正定格寿命 (L_{10m} 寿命)	10^6 回転
$L_{10m,j}$:	j 番目風向ビンの荷重と寿命修正係数 a_{ISOj} から求める, j 番目風向ビンの修正定格寿命	10^6 回転
$L_{10m,y}$:	基本定格寿命に達するまでの年数	年
n_{ave}	:	年平均回転速度	rpm
n_i	:	ある時間 i における 10 分平均回転速度	rpm
n_{V_h}	:	ハブ高風速ビン V_h における, 10 分平均回転速度	rpm
P	:	動等価荷重	kN
P_j	:	j 番目風向ビンの動等価荷重	kN
R_B	:	ロータ底部	m
R_T	:	ロータ頂部	m
rot_{max}	:	ロータが回転する最大ハブ高風速	m/s
rot_{min}	:	ロータが回転する最低ハブ高風速	m/s
T	:	潤滑剤の運転温度	K
t	:	10 分間	min
$t_{V_h,j}$:	j 番目風向ビン, ハブ高風速ビン V_h の 10 分値出現時間	min
V_h	:	ハブ高風速ビン	m/s
V_k	:	高さ k における風速	m/s
W	:	ベアリングが支持する回転部重量	kN
X	:	ベアリングのラジアル荷重係数	
x	:	風向ビン数	
x_k	:	高さ k におけるロータ横幅	m
Y	:	ベアリングのスラスト荷重係数	
Y_2	:	ベアリングのスラスト荷重係数 2	
Y_k	:	ハブ高からの距離	m
y_k	:	高さ k におけるロータ縦幅	m
γ	:	荷重係数	
κ	:	潤滑剤の粘度比	
ν	:	潤滑剤の運転温度での粘度	mm ² /s
ν_1	:	潤滑剤の基準粘度	mm ² /s
ν_a	:	温度 T_a における潤滑剤の粘度	mm ² /s
ν_b	:	温度 T_b における潤滑剤粘度	mm ² /s
ρ	:	ハブ高大気密度	kg/m ³

4.3 主軸リアベアリングの疲労寿命予測法

4.3.1 基本式

通常配置計画時には、計画地点近傍で測定した1年以上の10分平均風況が入手可能である。測定風況は、風況解析により計画地点ハブ高さの10分平均風況に外挿される。本項ではこのハブ高風況を入力値として、主軸リアベアリング寿命を予測する基本式を紹介する。配置計画では、その予測寿命が設計寿命及び想定事業年数を超える場所を選定する。

陸上大型風力発電機的设计規格である IEC61400-1 では、ベアリングを 90%信頼度の寿命 20 年以上で設計することと定めている^[4-8]。この 90%信頼度における寿命を L_{10} 寿命といい、ISO281(2007)^[4-11] で Eq.(4.1)の通り定義される。これはある一群の同じベアリングを同一条件で回転させたとき、10%の個数のベアリングが転がり疲れによる損傷を生じる回転数であり、単位は 10^6 回転で表す。この 90%信頼度の寿命について、ISO281 によれば、高品質の軸受且つ良好な運転状態では、実寿命は 90%信頼度寿命に比べて非常に長くなるとされる。しかし一方で、金属粉末により潤滑油の汚染が酷いなど、良好でない運転状態では、実寿命は 90%信頼度寿命より短くなるとされる。本研究では、前述した IEC61400-1 規格で定められている通り、90%信頼度寿命で評価することとする。

ベアリングの L_{10} 寿命は、運転時の潤滑条件により、Eq.(4.2)で定義される修正定格寿命または L_{10m} 寿命に修正される。Eq.(4.2)の a_1 は信頼度係数である。IEC61400-1 に従う 90%信頼度では、 a_1 の値は 1 であるため、Eq.(4.2)は Eq.(4.3)の通り書き換えられる。

$$L_{10} = a \cdot \left(\frac{C}{P}\right)^b \quad [10^6 \text{ 回転}] \quad (4.1)$$

$$L_{10m} = a_1 \cdot a_{ISO} \cdot L_{10} \quad [10^6 \text{ 回転}] \quad (4.2)$$

$$L_{10m} = a_{ISO} \cdot L_{10} = a_{ISO} \cdot \left(\frac{C}{P}\right)^b \quad [10^6 \text{ 回転}] \quad (4.3)$$

; $b = 10/3$ (ころベアリング), $b = 3$ (玉ベアリング)

- ここで、 L_{10} : 基本定格寿命 (L_{10} 寿命) [10^6 回転]
 L_{10m} : 修正定格寿命 (L_{10m} 寿命) [10^6 回転]
 a_1 : 信頼度係数 (ISO281(2007)^[4-11] で規定され、90%信頼度では 1 となる)
 a_{ISO} : 寿命修正係数 (ISO281(2007)^[4-11] で規定される。GL(2010)^[4-12] では、最大値が 3.8 に制限される)
 C : 動定格荷重 [kN] (ベアリング仕様 (カタログ) より)
 P : 動等価荷重 [kN] (後述する Eq.(4.4)より求める)

寿命修正係数 a_{ISO} の計算方法は次の 4.3.2 項で詳細を説明するが、その計算には多くの変数

を含み、例として潤滑剤の種類、運転温度、ベアリング負荷などがある。

ISO/TS16281(2008) [4-13] ではころベアリング寿命のさらなる修正方法を紹介しており、ベアリングの傾き、ずれ、運転時のクリアランス、負荷の内部分布を考慮している。この計算にはベアリングの詳細情報が必要となるが、これらは通常メーカー以外は入手できない。そこで本研究では簡易化のため、これらの影響は 4.3.5 項に示す荷重係数に含めることとした。

Eq.(4.3)の動定格荷重 C とは、ベアリングの仕様値であり、許容回転数(すなわち疲労寿命)に比例する。動等価荷重 P とは、軸受にラジアル(縦方向)荷重とスラスト(横方向)荷重の合成荷重が作用する時、それらが単独で作用した時と同じ寿命を与えるような軸受中心に作用する仮想荷重である。Eq.(4.3) は、 L_{10m} 寿命は動等価荷重 P の $10/3$ 乗または 3 乗で減少するため、動等価荷重 P が 2 倍になると L_{10m} 寿命が 0.1 倍になることを示している。本研究で対象とする主軸リアベアリングは、後の 4.3.3 項で示す通り、主に回転部自重と回転面内の上下風速変化によるラジアル(縦方向)荷重を受ける。それに風軸方向のアキシアル荷重を加えた動等価荷重 P は、Eq.(4.4)で求めることができる[4-11]。なおラジアル荷重係数 X とスラスト荷重係数 Y は、ISO281 [4-11] や軸受メーカーの仕様カタログに記載してある。この式より、ラジアル荷重がある程度大きい場合は、動等価荷重はラジアル荷重のみを考慮すれば良いことが分かる。

$$P = XF_r + YF_a \quad [\text{kN}] \quad (4.4)$$

ここで、 F_r : ラジアル荷重 [kN]
 F_a : スラスト荷重 [kN]
 X : ラジアル荷重係数 (ISO281 [4-11], ベアリング仕様(カタログ)より)
 Y : スラスト荷重係数 (ISO281 [4-11], ベアリング仕様(カタログ)より)

(X, Y の例 [4-14])

円筒ころベアリング : $X = 1, Y = 0$ (全てラジアル荷重)

円錐ころベアリング : $F_a/F_r \leq e$ のとき、 $X = 1, Y = 0$ (全てラジアル荷重)

$F_a/F_r > e$ のとき、 $X = 0.4, Y = Y_2$

e (動等価荷重定数 : 仕様(カタログ)より)

Y_2 (スラスト荷重係数 2 : 仕様(カタログ)より)

また 10 分平均風況から変換されるベアリング荷重は、段階上に変化する荷重として表すことができ (Figure 4-1), その平均荷重は Eq.(4.5) で求める [4-14].

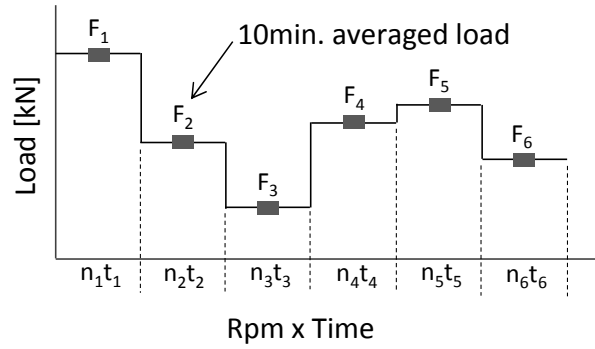


Figure 4-1 10 minutes averaged step-wise load

$$F_{ave} = \left\{ \frac{\sum(F_i^b \cdot n_i \cdot t)}{\sum(n_i \cdot t)} \right\}^{1/b} \quad [\text{kN}] \quad (4.5)$$

; $b = 10/3$ (ころベアリング) , $b=3$ (玉ベアリング)

- ここで、 F_{ave} : 段階上に変化する荷重の 10 分平均荷重 [kN]
 F_i : ある時間 i においてベアリングにかかる 10 分平均荷重 [kN]
 n_i : ある時間 i における 10 分平均回転速度 [rpm]
 t : 10 分間 [min]

Eq.(4.4)と(4.5)を組み合わせると、風況データから 10 分毎に計算されるベアリングへの荷重は、各方位別の動等価荷重 P_j として、Eq.(4.6)や Eq.(4.7)のように表すことができる。またこれらの式には方位別出現頻度と、4.3.5 項で示す荷重係数も含めている。

$$F_{ave,j} \cong P_j = \left[\frac{\sum_{V_h=\text{rot}_{\min}}^{\text{rot}_{\max}} \left((\gamma \cdot (XF_r + YF_a)_{V_{h,j}})^b \cdot n_{V_h} \cdot t_{V_{h,j}} \right)}{\sum_{V_h=\text{rot}_{\min}}^{\text{rot}_{\max}} (n_{V_h} \cdot t_{V_{h,j}})} \right]^{\frac{1}{b}} \quad [\text{kN}] \quad (4.6)$$

$$= \left[\frac{\sum_{V_h=\text{rot}_{\min}}^{\text{rot}_{\max}} \left((\gamma \cdot (XF_r + YF_a)_{V_{h,j}})^b \cdot n_{V_h} \cdot f_{V_{h,j}} \right)}{\sum_{V_h=\text{rot}_{\min}}^{\text{rot}_{\max}} (n_{V_h} \cdot f_{V_{h,j}})} \right]^{\frac{1}{b}} \quad [\text{kN}] \quad (4.7)$$

; $b = 10/3$ (ころベアリング) , $b=3$ (玉ベアリング)

- ここで、 $F_{ave,j}$: j 番目風向ビンの平均荷重 [kN]
 P_j : j 番目風向ビンの動等価荷重 [kN]
 rot_{\min} : ロータが回転する最低ハブ高風速 [m/s]
 rot_{\max} : ロータが回転する最大ハブ高風速 [m/s]
 γ : 荷重係数 (後述する 4.3.5 項より本研究では 1.2 とする)
 $(XF_r + YF_a)_{V_{h,j}}$: j 番目風向ビンのハブ高風速ビン V_h において、ベアリングにかかる 10 分平均動等価荷重 [kN] (記号の説明は Eq.(4.4)を参照)

(後述する Eq.(4.24)より求める)

- n_{V_h} : ハブ高風速ビン V_h における, 10分平均回転速度 [rpm]
 $t_{V_h,j}$: j番目風向ビン, ハブ高風速ビン V_h の10分値出現時間 [min]
 $f_{V_h,j}$: j番目風向ビン, ハブ高風速ビン V_h の10分値出現頻度 [%]

寿命修正係数 a_{ISO} は, 次の4.3.2項で示す通り動等価荷重 P と共に変化して L_{10m} 寿命に影響するため, 10分風況ごとに a_{ISO} と L_{10m} 寿命を求めることが理想的である. 本研究では計算負荷を最小化するため, Eq.(4.8)を使って, 方位別動等価荷重 P_j に基づき方位別寿命 $L_{10m,j}$ を求める. 方位別寿命はEq.(4.9)によって各方位の出現頻度で加重平均され, 主軸リアベアリングの L_{10m} 寿命となる^[4-12]. 方位別に寿命を求め結合する方法を選んだ理由は, 4.3.4項に示す通り, 方位別に変化するウインドシアがベアリング負荷に大きく影響するためである.

$$L_{10m,j} = a_{ISO,j} \cdot L_{10,j} = a_{ISO,j} \cdot \left(\frac{C}{P_j}\right)^b \quad [10^6 \text{ 回転}] \quad (4.8)$$

; $b = 10/3$ (ころベアリング), $b = 3$ (玉ベアリング)

$$L_{10m} = \frac{\sum_{j=1}^x f_j}{\sum_{j=1}^x L_{10m,j}} = \frac{100\%}{\sum_{j=1}^x \frac{f_j}{L_{10m,j}}} \quad [10^6 \text{ 回転}] \quad (4.9)$$

- ここで, $L_{10m,j}$: j番目風向ビンの荷重と寿命修正係数 $a_{ISO,j}$ から求めるj番目風向ビンの修正定格寿命 [10⁶回転]
 L_{10m} : 各方位の出現頻度で荷重平均した修正定格寿命 L_{10m} 寿命 [10⁶回転]
 x : 風向ビン数 (例: 12または16風向ビン)
 f_j : j番目風向ビンの出現頻度 [%]

Eq.(4.7)とEq.(4.9)で求めた L_{10m} 寿命は, 回転数の単位を持つ. これを年数に換算するには, 次式を使用する. この値が設計年数以上となるように, 風力発電機の配置を決める.

$$L_{10m,y} = \frac{L_{10m} \cdot 10^6}{n_{ave} \cdot 60 \cdot 8760} \quad [\text{年}] \quad (4.10)$$

$$n_{ave} = \frac{\sum_{V_h=rot_{min}}^{rot_{max}} \sum_{j=1}^x (n_{V_h} \cdot t_{V_h,j})}{\sum_{V_h=rot_{min}}^{rot_{max}} \sum_{j=1}^x (t_{V_h,j})} \quad [\text{rpm}] \quad (4.11)$$

- ここで, $L_{10m,y}$: 修正定格寿命 (L_{10m} 寿命) に達するまでの年数 [年]
 n_{ave} : 年平均回転速度 [rpm]

4.3.2 寿命修正係数 a_{ISO}

本項では、ISO281(2007)^[4-11] と ISO/TR1281-2(2008)^[4-15] に従って、Eq.(4.3)の寿命修正係数を計算する方法を説明する。ここで紹介する式と図は、ある特定の運転条件の例であり、その他の運転条件を含む完全な詳細はそれぞれの規格を参考するものとする。

Eq.(4.12)で定義される寿命修正係数 a_{ISO} は、ベアリング L_{10m} 寿命に大きく影響する。その計算は多くの変数から構成され、ベアリング種類やサイズ、潤滑剤の種類や粘度、運転温度、潤滑剤の汚染度、そしてベアリング負荷からなる。Eq.(4.13)から Eq.(4.16)は、ある範囲の潤滑剤粘度比 κ における、それぞれ異なるベアリング種類の a_{ISO} 計算式である。また Figure 4-2 に、ラジアルころ軸受の a_{ISO} を例として示す。

$$a_{ISO} = f\left(\frac{e_c \cdot C_u}{P}, \kappa\right) \quad (4.12)$$

(ラジアル玉ベアリング : $0.4 \leq \kappa < 1$)

$$= 0.1 \left[1 - \left(2.5671 - \frac{1.9987}{\kappa^{0.19087}} \right)^{0.83} \left(\frac{e_c \cdot C_u}{P} \right)^{1/3} \right]^{-9.3} \quad (4.13)$$

(ラジアルころベアリング : $0.4 \leq \kappa < 1$)

$$= 0.1 \left[1 - \left(1.5859 - \frac{1.2348}{\kappa^{0.19087}} \right) \left(\frac{e_c \cdot C_u}{P} \right)^{0.4} \right]^{-9.185} \quad (4.14)$$

(スラスト玉ベアリング : $0.4 \leq \kappa < 1$)

$$= 0.1 \left[1 - \left(2.5671 - \frac{1.9987}{\kappa^{0.19087}} \right)^{0.83} \left(\frac{e_c \cdot C_u}{3P} \right)^{1/3} \right]^{-9.3} \quad (4.15)$$

(スラストころベアリング : $0.4 \leq \kappa < 1$)

$$= 0.1 \left[1 - \left(1.5859 - \frac{1.2348}{\kappa^{0.19087}} \right) \left(\frac{e_c \cdot C_u}{2.5P} \right)^{0.4} \right]^{-9.185} \quad (4.16)$$

ここで、 a_{ISO} : 寿命修正係数 (GL(2010)^[4-12] では、最大値が 3.8 に制限される)

e_c : 汚染度係数

C_u : 疲労限荷重 [kN]

P : 動等価荷重 [kN] (Eq.(4.7)より求める)

κ : 粘度比

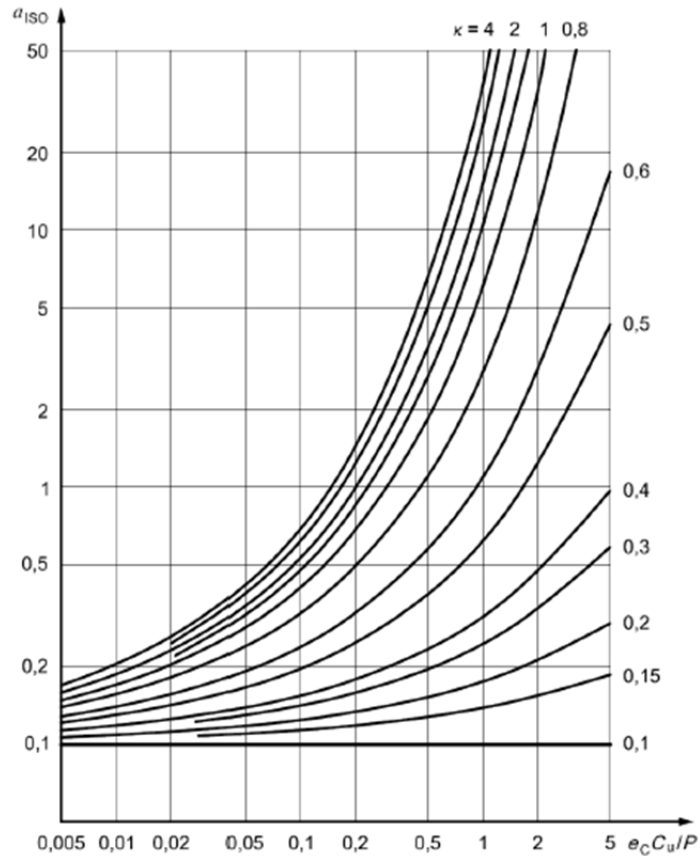


Figure 4-2 Life modification factor (a_{ISO}) for radial roller bearing for various viscosity ratios (κ) [4-16]

Eq.(4.12)の汚染度係数 e_c は、潤滑剤が個体粒子により汚染され、それが生み出す傷やへこみ部分の応力集中による疲労寿命の減少を表す。その値が1の時汚染は無く、汚染度が上がるにつれて0へと近づく。汚染度係数 e_c の値は、潤滑剤の種類（グリースまたは油）、汚染度、粘度比、ベアリングサイズの影響を受ける(次の Eq.(4.17)と Eq.(4.18), Figure 4-3 の例を参照)。潤滑剤の種類が油の場合、GL guideline (2010) [4-12] では ISO4406(1999) に従う油のクリーンクラスは、フィルター付システムは -/17/14 を、フィルター無しシステムでは -/21/18 と仮定すると定められている。

(グリース潤滑、且つ軽度から典型的な汚染状態の場合)

$$e_c = a \left(1 - \frac{1.887}{D_{pw}^{1/3}} \right) \quad D_{pw} < 500 \text{ [mm] の場合} \quad (4.17)$$

$$= a \left(1 - \frac{1.677}{D_{pw}^{1/3}} \right) \quad D_{pw} \geq 500 \text{ [mm] の場合} \quad (4.18)$$

$$; \quad a = 0.0177\kappa^{0.68}D_{pw}^{0.55} \quad \text{しかし、} a \leq 1$$

ここで、 e_c : 汚染度係数
 D_{pw} : ベアリングのピッチ円径 \approx (内径+外径) / 2 [mm]

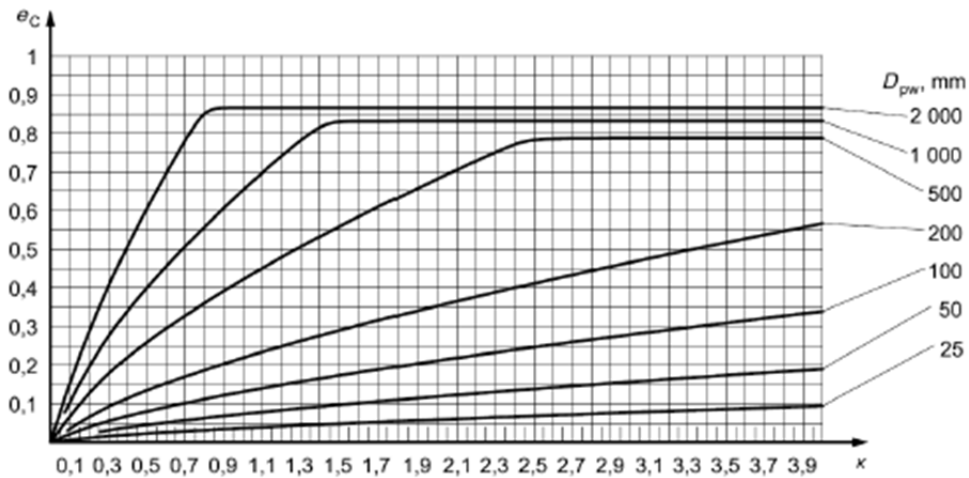


Figure 4-3 Contamination factor (e_c) for grease lubrication with slight to typical contamination (i.e. clean mounting, Moderate sealing, and relubrication in accordance with manufacturer's guidelines) [4-16]

Eq.(4.12)の疲労限荷重 C_u はISO281(2007) [4-11] で定義されており、最も負荷が大きい回転体が疲労限界に至る負荷である。 C_u の計算式には、詳細式と簡易式がある。詳細式では軌道の曲率半径や材料のヘルツ接触応力などが必要となるが、この値をメーカー以外が入手することは困難である。本研究ではEq.(4.19)とEq.(4.20)の簡易式を使用する。

(玉ベアリングの簡易式)

$$C_u = \frac{C_o}{22} \left(\frac{100}{D_{pw}} \right)^{0.5} \quad D_{pw} > 100 \text{ [mm] の場合} \quad (4.19)$$

(ころベアリングの簡易式)

$$C_u = \frac{C_o}{8.2} \left(\frac{100}{D_{pw}} \right)^{0.3} \quad D_{pw} > 100 \text{ [mm] の場合} \quad (4.20)$$

ここで、 C_u : 疲労限荷重 [kN]
 C_o : 静定格荷重 [kN] (ベアリング仕様より)
 D_{pw} : ベアリングのピッチ円径 \approx (内径+外径) / 2 [mm]

最後の重要な変数は、Eq.(4.21)で定義される粘度比 κ である。この値は運転温度における潤滑膜形成の質を表し、Eq.(4.12)の通り寿命補正係数 a_{ISO} 、延いてはベアリングの L_{10m} 寿命に直接的に影響する。

$$\kappa = \frac{\nu}{\nu_1} \quad (4.21)$$

$$= 1 \text{ (以下の全てを満たす場合)} \quad (4.22)$$

- (a) 非常に高い圧力にさらされるベアリングの摩耗を防ぐため、潤滑剤に極圧添加剤 (EP 添加剤) を含み、その有効性が DIN 51819 – 1 規格に基づき証明されている
- (b) $\kappa < 1$
- (c) $e_c \geq 0.2$
- (d) $a_{ISO} \leq 3$

ここで、 κ : 粘度比
 ν : 運転温度での粘度 [mm²/s]
 ν_1 : 基準粘度 (グリース潤滑では、基油の粘度比とする) [mm²/s]
 e_c : 汚染度係数
 a_{ISO} : 寿命修正係数

運転温度における潤滑剤の粘度 ν は、ASTM D341 [4-17] で定義する Eq.(4.23)の通り、ある二つの異なる温度での粘度が分かれば求められる。粘度と温度の関係を表す方法はもう一つあり、ASTM D2270 [4-18] で定義され、40°Cと 100°Cの粘度から計算される粘度指数を使う方法もある。Figure 4-4 は例として、粘度指数 180 となる様々な潤滑剤粘度グレード (40°Cにおける粘度) の、粘度と温度の関係である。

$$\nu = 10^{10^{A-B \log_{10} T} - 0.7} \quad (4.23)$$

$$; A = \log_{10}(\log_{10}(\nu_b + 0.7)) + B \log_{10} T_b$$

$$; B = \frac{\log_{10}(\log_{10}(\nu_b + 0.7)) - \log_{10}(\log_{10}(\nu_a + 0.7))}{\log_{10} T_a - \log_{10} T_b}$$

ここで、 ν : 運転温度での粘度 [mm²/s]
 T : 運転温度 [K]
 ν_a : 温度 T_a における粘度 [mm²/s]
 ν_b : 温度 T_b における粘度 [mm²/s]

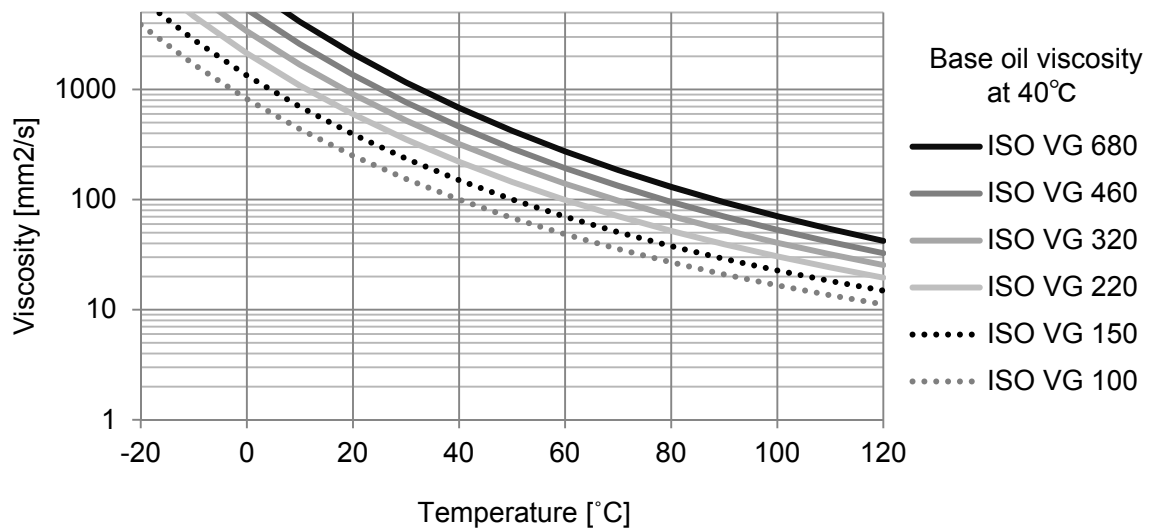


Figure 4-4 Viscosity – Temperature curve with viscosity index 180

Table 4-1 に寿命修正係数 a_{ISO} の計算例を示す。仮定した条件は、潤滑剤に有効性を証明された極圧添加剤が含まれ、且つ a_{ISO} の最大値は 3 として、最小粘度比は 1 とする (Eq.(4.22))。この表より動等価荷重 P (すなわち平均荷重) は、寿命修正係数 a_{ISO} 、従ってベアリング疲労寿命に大きな影響を与えることが分かる。これは風力発電機の配置計画の重要性を示している。

Table 4-1 Calculated example of life modification factors for operating conditions (a_{ISO}) with varying equivalent dynamic load (P) on bearing
 (Assumed grease lubricant with effective EP additive; base oil viscosity 460mm²/s at 40 °C; viscosity index 180; slight to typical contamination; pitch circle diameter 500mm, and static load rating of bearing 3,000kN)

Radial Ball Bearing					
a_{ISO}	3.0	3.0	3.0	1.5	0.8
Operating temp. (T) [°C]	40	45	50	55	60
Viscosity ratio (κ)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Contamination factor (e_c)	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
Fatigue load limit (C_u) [kN]	61	61	61	61	61
Equivalent dynamic load (P) [kN]	50	100	200	400	800
(P/ C_u)	0.8	1.6	3.3	6.6	13.1
Radial Roller Bearing					
a_{ISO}	3.0	3.0	1.6	0.8	0.4
Operating temp. (T) [°C]	40	45	50	55	60
Viscosity ratio (κ)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Contamination factor (e_c)	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
Fatigue load limit (C_u) [kN]	226	226	226	226	226
Equivalent dynamic load (P) [kN]	50	100	200	400	800
(P/ C_u)	0.2	0.4	0.9	1.8	3.5
Thrust Ball Bearing					
a_{ISO}	3.0	2.0	1.0	0.6	0.4
Operating temp. (T) [°C]	40	45	50	55	60
Viscosity ratio (κ)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Contamination factor (e_c)	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
Fatigue load limit (C_u) [kN]	61	61	61	61	61
Equivalent dynamic load (P) [kN]	50	100	200	400	800
(P/ C_u)	0.8	1.6	3.3	6.6	13.1
Thrust Roller Bearing					
a_{ISO}	3.0	1.2	0.6	0.4	0.3
Operating temp. (T) [°C]	40	45	50	55	60
Viscosity ratio (κ)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Contamination factor (e_c)	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
Fatigue load limit (C_u) [kN]	226	226	226	226	226
Equivalent dynamic load (P) [kN]	50	100	200	400	800
(P/ C_u)	0.2	0.4	0.9	1.8	3.5

4.3.3 アキシアルピン式ダイレクトドライブ風力発電機

本研究で提案する主軸ベアリングの寿命予測法は、Figure 4-5 に示すような、アキシアルピン式ダイレクトドライブ風力発電機を対象とする。ベアリングは主軸の前方と後方に配置されており、これらで回転するロータ部と発電機回転子を支える。風軸方向のスラスト荷重は主にフロントベアリングで受け、ラジアル（縦方向）荷重はフロントとリア両方のベアリングで受ける。簡易化のため、回転部全体の重心はこれらベアリング間の中心にあると仮定した。

リアベアリングの損傷は、交換時に回転部全体を取り外す必要があり、故障時の稼働率への影響が特に大きい。そのため、寿命計算では主軸リアベアリングを対象とする。主軸リアベアリングはロータ回転時に様々なラジアル荷重を受け、ベアリングのころに対してはロータ回転に伴う変動荷重となる。その発生源を Table 4-2 に示す。ここで提案する寿命予測法は簡易化のため、ロータ面内で不均一な乱流が生み出すラジアル荷重など、いくつかの荷重を 4.3.5 項で示す荷重係数に含めることとした。

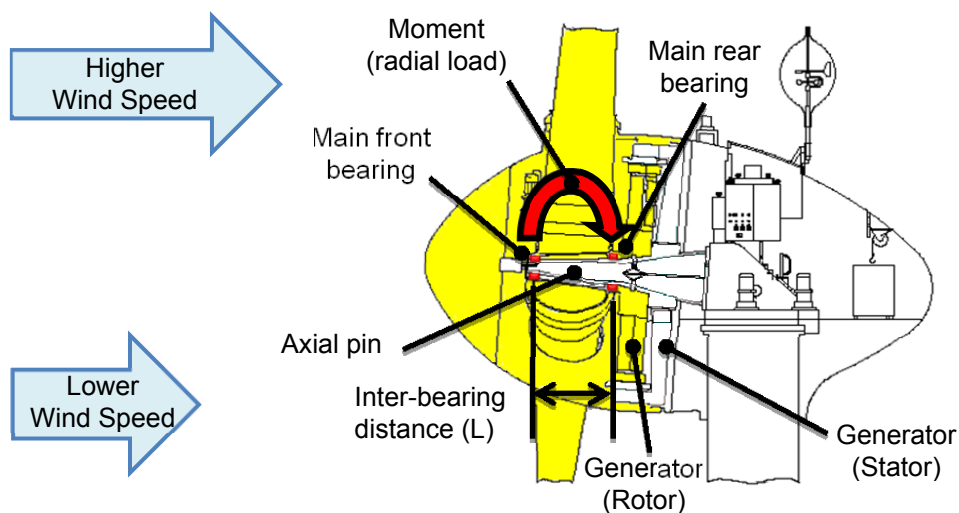


Figure 4-5 Example of direct drive wind turbine and radial load on rear bearing, induced by wind shear (shaded area is rotating parts)

Table 4-2 Radial load on main bearing (○: Considered in Eq. (4.24))

Radial Load	
○	▪ Weight of rotating parts during rotation
○	▪ Unbalanced axial load over rotor area by wind shear during rotation
	▪ Unbalanced axial load over rotor area by turbulence during rotation
	▪ Dynamic load other than normal rotation by :
	start/stop, idling rotation, over-rotation, and others

4.3.4 主軸リアベアリング負荷

主軸リアベアリングの寿命予測には、Eq.(4.6)の各ハブ高風速ビンと風向ビンにおける10分平均動等価荷重 $(XF_r + YF_a)_{V_{h,j}}$ が必要となる。以下のEq.(4.24)は、Table 4-2に示したラジアル（縦方向）荷重から回転部の重量とウインドシアに起因するものと、風軸方向荷重を合成した等価荷重を求める（ラジアル荷重が十分に大きい場合、風軸方向荷重は無視できる（Eq.(4.4)）。前項で述べた通り、ベアリングが支持する回転部全体の重心は、フロント・リアベアリング間の中心にあると仮定したため、回転部重量はEq.(4.24)の通り2で割る。

$$(XF_r + YF_a)_{V_{h,j}} = X \left(\frac{W}{2} + F_{S_{V_{h,j}}} \right) + Y \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_h^2 \cdot C_T(V_h) \right) \quad (4.24)$$

$$= 0 \text{ (ロータ停止時)}$$

$$F_{S_{V_{h,j}}} = \frac{1}{L} \cdot \sum_{k=R_B}^{R_T} \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot x_k \cdot y_k \cdot V_k^2 \cdot C_T(V_h) \cdot Y_k \right] \quad (4.25)$$

; $F_{S_{V_{h,j}}} = -F_{S_{V_{h,j}}} \text{ (if } V_h < V_k) \text{ or } +F_{S_{V_{h,j}}} \text{ (if } V_h > V_k)$

$$V_k = \left(\frac{a_k(j)}{a_h(j)} \cdot V_h \right)^2 \quad (4.26)$$

ここで、 $(XF_r + YF_a)_{V_{h,j}}$: ハブ高風速ビン V_h 、ハブ高風向ビン j における、主軸リアベアリングにかかる10分平均動等価荷重 [kN]

(各記号の説明はEq.(4.4)を参照)

W : 回転部重量 [kN]

$F_{S_{V_{h,j}}}$: ハブ高風速ビン V_h 、ハブ高風向ビン j における、ウインドシアに起因する10分平均荷重 [kN]

ρ : ハブ高気密度 [kg/m³] (1.225または計画地点の解析結果)
(本研究では1.225とした)

A : ロータ面積 [m²]

V_h : ハブ高風速ビン [m/s]

$C_T(V_h)$: ハブ高風速のスラスト係数 (風力発電機仕様より)

L : フロント・リアベアリング間の距離 [m] (主軸仕様より)

R_B : ロータ底部 [m]

R_T : ロータ頂部 [m]

x_k : 高さ k におけるロータ横幅 [m]

y_k : 高さ k におけるロータ縦幅 [m]

V_k : 高さ k における風速 [m/s]

- Y_k : ハブ高からの距離 [m]
 $a_k(j)$: ハブ高風向ビン j の高さ k における無次元風速
 (計画地点の解析結果を、解析境界で入力する基準風速で無次元化したもの)
 $a_h(j)$: ハブ高風向ビン j のハブ高さにおける無次元風速

4.3.5 荷重係数

主軸リアベアリングへのラジアル荷重を求めた Eq.(4.24) は、全ての荷重を含んでいないため、実際の荷重より小さくなる。寿命予測には Table 4-3 以外の荷重も考慮する必要があるが、詳細な風力発電機モデル（寸法、重量、各部品の材料特性、制御モデル）を持たないメーカー以外の第三者には困難である。このため Table 4-3 の要素は、Eq.(4.7)で示した荷重係数として表すこととする。Table 4-4 はベアリングメーカーが推奨する、様々な機械に対する荷重係数の例である [4-14]。本研究ではこの表を参考に、風力発電機に対する荷重係数の値を仮に”1.2”とした。この値の精度は、実事故寿命と予測寿命の比較事例を積み重ねることで向上させることが可能である。その時は、なるべく同程度の寿命修正係数 a_{ISO} で検証を重ねるため、同じ種類のベアリング、且つ同様の運転条件（グリースか油潤滑か、潤滑剤の粘度、運転温度）で比較すべきである。なお提案した寿命予測法には、Table 4-5 に示す不確実性が存在する。

Table 4-3 Factors included in Load Factor (γ)

Factors included in Load Factor (γ)	Reference
(a) Unbalanced axial load over rotor area by turbulence (b) Dynamic load applied other than normal rotation : start/stop, idling rotation, over-rotation, and others	Table 1
(c) Internal design of bearing (d) Operating internal clearance (e) Deformation of bearings and shafts (f) Load sharing between rolling elements (g) Load distribution along roller length	GL guideline (2010) [4-12] ISO/TS 16281 (2008) [4-13]

Table 4-4 Load factor of various machines

Load factors	[Vibrational and/or impulsive loads in operation] Applications	Reference
1.0 - 1.2	[Very little] Electric machines, machine tools	NTN (2009) [4-14]
1.2 - 1.5	[Light] Railway vehicles, automobiles, aircraft	
1.5 - 3.0	[Heavy] Crushers, cranes, construction equipment	

Table 4-5 Uncertainty inherited in the proposed fatigue life prediction

Uncertainty
(a) Uncertainty of simulated wind shear
(b) Uncertainty of simulated frequency distribution at hub height
(c) Uncertainty of possible electrolytic corrosion or dent due to : lightening, gust, toropical cyclone, and others
(d) Uncertainty of estimating a_{ISO}

4.4 実事故事例による検証

4.4.1 事故機地点のウインドシア解析

風力発電機”A”はロータ直径が 40m であり、山岳地帯に設置されていたが (Figure 4-6), 運転開始から 12.7 年後, この風力発電機の主軸リアベアリングに深刻な疲労損傷が発生した. ここでは風力発電機”A”の事例を用いて, 本研究で提案した疲労寿命予測法の検証を行う. IEC61400-1 では, 傾斜 10° 以上の地形を複雑地形と定義している [4-8]. 加えて地形を起因とする剥離流れはおよそ傾斜角 17° (\approx 斜度 30%) から生じるとされるが [4-19], 山岳地では珍しいものではない (Figure 4-6).

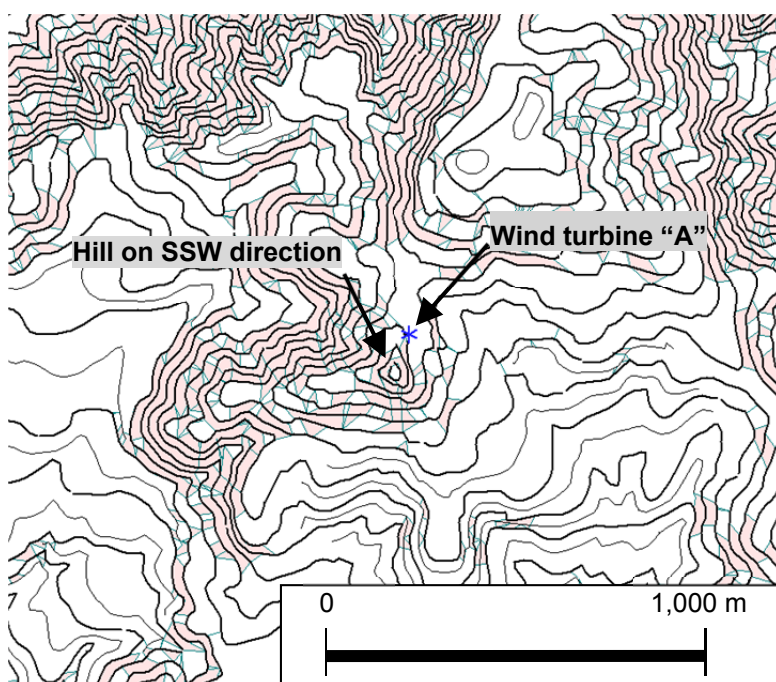


Figure 4-6 Contour map around wind turbine “A” (10m interval between thick contour lines) (Shaded areas have inclination over 17degrees (\approx 30%))

Figure 4-7 は、Eq.(4.26)で必要となる、風力発電機”A”地点の方位別無次元ウインドシア ($a_k(j)$) の解析結果である。風況解析ソフトには 2003 年に九州大学が開発し、日本のコンサルタントや事業者に広く使用されている RIAM-COMPACT®を使用した。RIAM-COMPACT®は乱流モデルに標準スマゴリンスキーモデルを用いた Large Eddy Simulation (LES) を採用しており、剥離域でもウインドシアの再現性に優れている [4-20~22]。

解析方位数は 16 であり、境界で入力した基準風速は 10m/s である。解析範囲は方位別に回転し、風軸・その直角方向に 9km×6km とした。メッシュ点数は、風軸・その直角・高さ方向にそれぞれ 241×151×51 点である。最小メッシュ幅は、それぞれ 13.7m×14.9m×1.7m である。

各方位のウインドシア解析結果を、故障に至るまでの出現頻度で重みづけした全方位平均の値は 0.25 であった (Figure 4-7)。故障に至るまでの風速・風向出現頻度は SCADA データを用いた。最も大きなウインドシアは南南西からの風で見られ、この方位には丘がある (Figure 4-6)。この丘の頂上高さはロータ下端とほぼおなじ高さであり、ロータ面が受ける極端なウインドシアの発生源となっている。

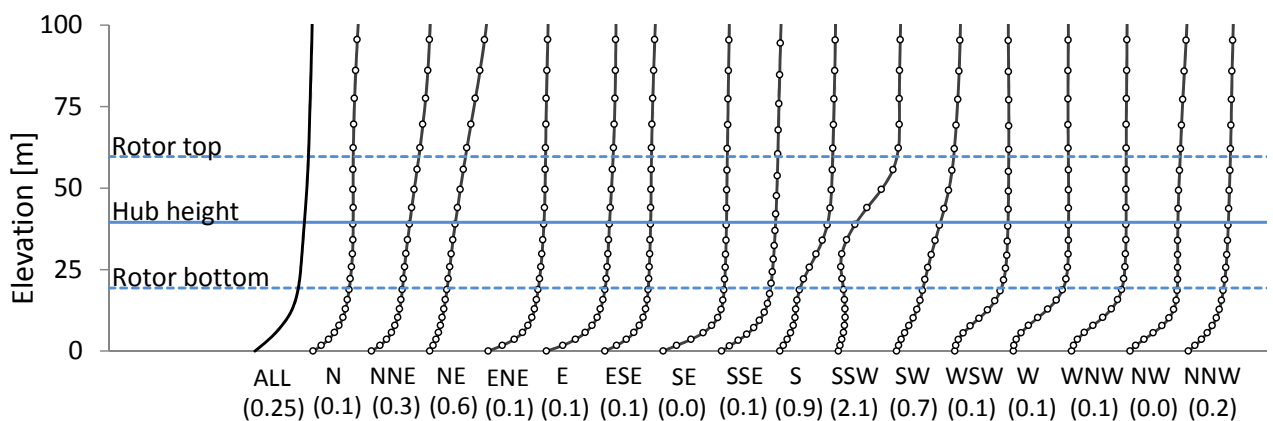


Figure 4-7 16 directional wind shear at wind turbine “A”

(Values in blanket are wind shear over rotor area (wind shear for “ALL” is weighted average value))

4.4.2 主軸リアベアリング負荷と寿命予測の結果

始めに、主軸リアベアリングが受ける風速・風向ビンごとの 10 分平均動等価荷重 $(XF_r + YF_a)_{v_{h,j}}$ を Eq.(4.24)より求めたものを Table 4-6 に示す。なお回転部自重が大きいため、ラジアル荷重がスラスト荷重に比べて十分に大きく、どの風速・風向ビンにおいても $Y = 0$ となり、等価荷重はラジアル荷重の値と等しかった。Eq.(4.26)で必要となる各高さ k の風速 V_k は、Figure 4-7 の方位別ウインドシアを使用した。計算に当たり、次の値を風力発電機仕様から使用した；回転部重量 W ，フロントとリアベアリング間距離 L ，各風速ビンの推力係数 $C_T(V_h)$ 。

Table 4-6 より風力発電機”A”の位置では、ほぼ全方位から等しく風が吹いており、ウインド

シアが最も大きい南南西から吹く時に、主軸リアベアリングに非常に大きな荷重が発生している。このウインドシアが寿命を著しく縮めた原因である。また風速 12m/s 辺りから荷重が減少する。この理由は、ブレードピッチ角を調整し、風を逃がすことで減少する推力係数の影響が、風速増加の影響を上回るためである。

Table 4-6 Directional load on the rear bearing of wind turbine “A”
(normalised by weight of rotating parts)

Direction	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	Weighted Ave.	
Frequency	5%	4%	6%	8%	10%	7%	4%	3%	3%	4%	5%	7%	10%	9%	9%	7%		
Ave. Wind Speed [m/s]	5.8	5.8	6.4	7.0	7.2	6.6	6.1	5.8	5.1	4.8	5.4	6.2	7.0	6.8	6.6	6.3	6.4	
Wind Speed [m/s]	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	2	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9
	3	1.0	1.0	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.6	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
	4	1.0	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	2.0	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1
	5	1.0	1.1	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.2	2.5	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1
	6	1.0	1.2	1.3	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.2	3.1	1.3	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
	7	1.0	1.2	1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.3	3.8	1.4	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
	8	1.0	1.3	1.5	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.4	4.6	1.5	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
	9	1.0	1.4	1.6	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.5	5.5	1.6	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.3
	10	1.1	1.4	1.7	1.1	1.1	1.0	1.1	1.1	1.6	6.5	1.7	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.4
	11	1.1	1.5	1.8	1.1	1.1	1.0	1.1	1.1	1.7	7.4	1.9	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.4
	12	1.1	1.5	1.8	1.1	1.1	1.0	1.1	1.1	1.6	6.9	1.8	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.4
	13	1.1	1.4	1.7	1.1	1.1	1.0	1.1	1.1	1.5	6.0	1.7	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.3
	14	1.0	1.4	1.6	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.5	5.5	1.6	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.3
	15	1.0	1.3	1.5	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.4	5.2	1.6	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.3
	16	1.0	1.3	1.5	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.4	4.9	1.5	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.3
	17	1.0	1.3	1.5	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.4	4.6	1.5	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
	18	1.0	1.3	1.5	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.4	4.5	1.5	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
	19	1.0	1.3	1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.4	4.4	1.5	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
	20	1.0	1.3	1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.3	4.3	1.4	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
	21	1.0	1.3	1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.3	4.3	1.4	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
	22	1.0	1.3	1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.3	4.2	1.4	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
	23	1.0	1.3	1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.3	4.2	1.4	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
	24	1.0	1.3	1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.3	4.2	1.4	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
	25	1.0	1.2	1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.3	4.2	1.4	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2

Table 4-7 は、方位別動等価荷重 P_j を求める Eq.(4.6)の分子の項目にあたる、Table 4-6 のベアリングにかかる 10 分平均荷重 $(XF_r + YF_a)_{V_{h,j}}$ に、荷重係数 γ を掛けた上で $10/3$ を乗じ、それに各風速ビンの回転速度 n_{V_h} と方位別出現時間 $t_{V_{h,j}}$ を掛けたものである。計算に使用したベアリング仕様値は、図面、実測値、ベアリングメーカーへのインタビューやカタログ [4-14] から推定した結果、ピッチ円径 D_{pw} : 450mm, 静定格荷重 C_0 : 2420kN, 基本定格荷重 C : 1640kN という値を得た。

Table 4-7 の値は、ウインドシアが極端に大きい風向、南南西 8-11m/s の時に大きくなる。この風向・風速の出現頻度は 1%以下と少ないが、主軸リアベアリングが受ける荷重がころの場合は $10/3$ 乗、玉の場合は 3 乗で増加するため、疲労寿命の消耗が大きくなる。12m/s を超えて値が減少するのは、先述した Table 4-6 の説明と同じで、推力係数が減少するためである。

Table 4-7 Fatigue life consumption of wind turbine “A”

$$\text{(part of Eq.(4.6): } (\gamma \cdot (XF_r + YF_a)_{V_{h,j}})^b \cdot n_{V_h} \cdot t_{V_{h,j}})$$

- where, γ : Load factor (=1.2) (Refer to section 4.3.5)
 $(XF_r + YF_a)_{V_{h,j}}$: Equivalent rear bearing load of wind turbine “A”
 (normalised by weight of rotating parts)
 b : 10/3 for roller bearings and 3 for ball bearings
 n_{V_h} : Rotational speed of wind turbine “A”
 $t_{V_{h,j}}$: Time observed in SCADA for whole operational period of wind turbine “A”

Direction	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
Frequency	5%	4%	6%	8%	10%	7%	4%	3%	3%	4%	5%	7%	10%	9%	9%	7%
Ave. Wind Speed [m/s]	5.8	5.8	6.4	7.0	7.2	6.6	6.1	5.8	5.1	4.8	5.4	6.2	7.0	6.8	6.6	6.3
Wind Speed 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
[m/s] 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	270,112	307,014	407,635	458,911	401,628	363,224	343,486	403,559	565,969	630,333	663,587	607,162	493,024	446,039	381,675
3	557,124	599,053	832,579	912,204	973,199	767,460	619,894	528,940	754,577	3,924,423	1,487,723	1,187,372	1,239,708	923,970	891,616	777,127
4	668,701	723,606	1,141,995	1,065,389	1,288,869	1,029,850	768,996	616,620	845,681	7,676,383	1,464,407	1,143,156	1,309,580	1,223,181	1,317,645	1,015,487
5	1,081,695	1,092,402	1,960,485	1,547,672	2,007,894	1,534,894	956,798	799,007	949,145	15,380,947	1,538,823	1,242,544	1,723,055	1,885,755	2,078,206	1,625,008
6	1,652,099	1,806,032	3,337,707	2,147,963	2,760,419	1,874,130	1,167,961	916,893	1,260,512	29,885,127	2,060,828	1,538,522	2,225,920	2,546,741	2,946,286	2,641,848
7	1,950,808	2,401,538	4,831,752	2,493,276	3,264,368	1,864,010	1,017,986	907,641	1,560,354	58,438,482	2,872,563	1,763,027	2,475,759	2,762,832	3,226,945	3,122,113
8	1,779,564	2,582,354	5,736,477	2,686,345	3,552,155	1,862,629	941,244	892,959	1,703,907	102,221,943	3,551,395	1,859,525	2,510,686	2,565,347	2,983,788	3,032,561
9	1,173,204	2,061,171	5,985,172	2,632,727	3,254,043	1,617,268	762,164	727,084	1,587,898	137,346,333	3,824,209	1,786,360	2,252,813	2,190,548	2,314,583	2,200,520
10	702,486	1,354,352	5,435,635	2,323,593	2,648,727	1,339,403	651,776	540,718	1,094,412	153,101,751	3,932,927	1,642,415	1,926,107	1,803,389	1,668,579	1,522,717
11	449,014	687,089	4,158,647	2,001,359	2,409,214	1,042,036	504,349	396,435	674,487	142,162,211	3,503,271	1,255,230	1,693,897	1,358,792	1,248,739	863,317
12	225,230	317,121	2,455,139	1,336,017	1,830,349	747,779	364,882	251,956	351,760	58,513,708	1,856,604	749,058	1,403,853	983,161	895,382	448,836
13	90,819	117,755	1,076,569	840,597	1,441,921	486,795	278,680	166,318	191,363	14,637,662	719,123	399,272	976,546	689,987	548,761	238,363
14	37,406	68,466	541,052	597,019	831,318	366,190	189,317	116,376	175,107	7,779,639	482,620	220,147	643,941	478,316	398,477	114,124
15	7,972	48,464	320,550	356,463	446,452	288,563	104,701	75,206	137,571	3,144,058	293,108	129,223	391,754	270,133	250,124	42,339
16	2,382	17,034	203,326	240,869	298,294	159,204	45,793	56,760	96,696	1,099,255	139,708	63,228	275,137	149,355	130,926	24,613
17	788	3,251	136,154	122,680	182,062	111,116	26,573	42,367	46,682	818,961	53,236	30,854	154,933	83,747	85,655	6,513
18	0	0	115,361	56,339	67,719	57,633	22,697	29,440	25,387	418,545	30,488	21,524	81,346	48,130	57,362	4,598
19	0	0	88,175	10,497	41,076	25,965	21,137	21,269	9,524	291,670	29,582	12,360	46,184	21,764	26,279	4,564
20	0	0	27,809	1,739	19,114	12,549	18,079	18,494	5,581	453,019	7,187	7,383	27,513	5,243	20,812	4,533
21	0	0	16,062	1,736	13,005	5,484	12,044	16,696	5,535	88,353	4,743	1,638	13,376	2,245	12,321	5,426
22	0	0	2,259	0	12,098	6,256	3,759	8,757	3,642	84,874	2,334	817	3,712	0	6,151	3,603
23	0	0	0	864	6,903	6,251	9,769	6,994	1,809	0	0	0	2,968	0	768	899
24	0	0	0	0	8,615	2,342	10,514	5,237	0	0	0	0	0	0	0	2,692
25	0	0	0	0	6,884	2,341	7,507	4,359	5,370	161,108	0	0	741	0	0	896

次に、Eq.(4.8)より計算した方位別 $L_{10,j}$ 寿命と、別に求めた $a_{ISO,j}$ を掛け合わせて $L_{10,m,j}$ 寿命を得る。それを Eq.(4.9)を使って全方位の加重平均値である $L_{10,m}$ 寿命を得る。最後に Eq.(4.10)で単位を回転数から年数に変換し、風力発電機 A の主軸リアベアリング予測寿命(90%信頼度)である $L_{10,m,y}$ 寿命を得た。

Figure 4-8 に実寿命と予測寿命の比較を示す。実寿命が 12.7 年に対して、予測寿命(90%信頼度)は 11.5 年と良く一致しており、提案した疲労寿命予測法は妥当であると判断する。4.3.1 項で述べた通り、良好な運転状態では実寿命は 90%信頼度寿命に比べて長くなるが、潤滑油汚染などが酷く、良好でない運転状態では実寿命は 90%信頼度寿命を下回る。IEC61400-1 の設計寿命が 90%信頼度で設計することと成っているため、本研究では 90%信頼度で評価することとしている。

但し 90%信頼度寿命は実寿命より常に大きくなると考えた場合、本研究でその値を 1.2 とした荷重係数を更に大きな値で見直す必要がある。Figure 4-9 にこの検証事例における荷重係数と予測寿命の関係を示す。使用すべき荷重係数の精度は、実事故事例との比較を積み重ねることで向上できる。その際同程度の寿命修正係数 a_{ISO} で検証を重ねるため、同じ種類のベアリング且つ同様の運転条件（グリースか油潤滑か、潤滑剤の粘度、運転温度）で比較すべきである。

なおこの検証では風速・風向出現頻度実際に故障に至るまでに記録された SCADA の値を用いた。そのため将来の出現頻度を解析求める配置計画時の寿命予測と比べて、より精度が高いものとなっている（Table 4-5）。

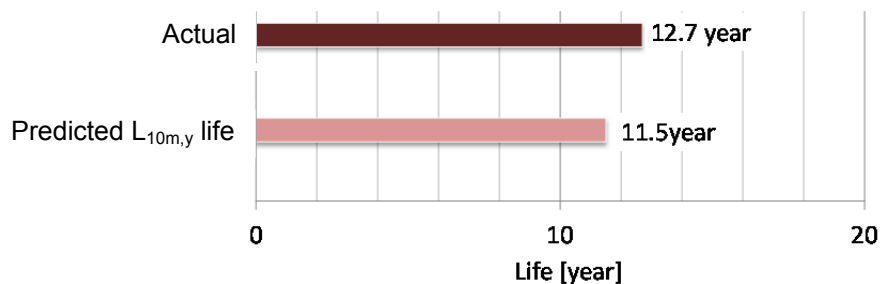


Figure 4-8 Actual and predicted rear bearing fatigue life of wind turbine “A”

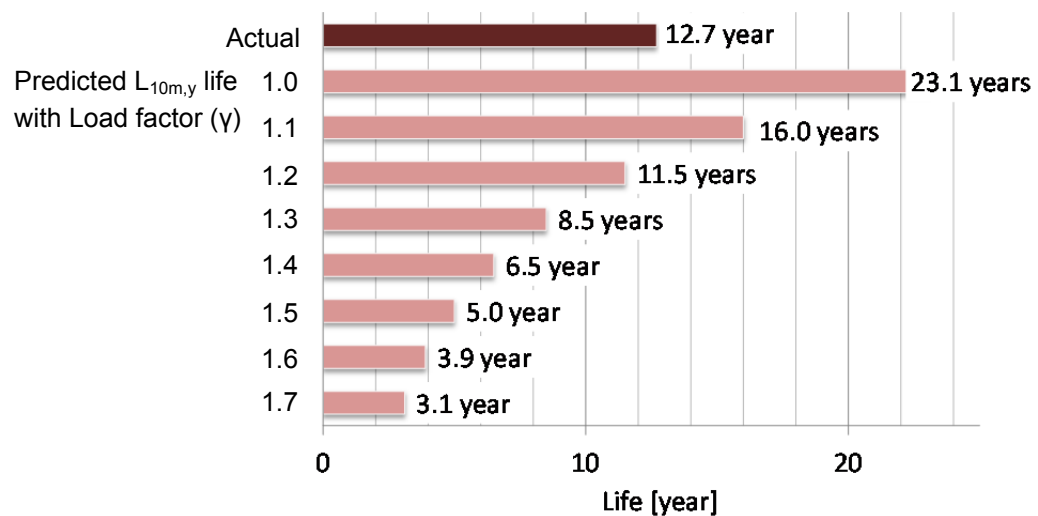


Figure 4-9 Rear bearing $L_{10m,y}$ fatigue life of wind turbine “A” with function of load factor

4.5 セクタマネジメントによる延命効果

ベアリング疲労寿命は、ロータが回転することで回転体に変動荷重を受けて消費される。従って、ある風速・風向でロータ回転を停止させるセクタマネジメントを適用した場合、ベアリングにかかる動等価荷重 P が減少し、疲労寿命が増加する。

Table 4-7 を参考に、風力発電機'A'の主軸リアベアリング寿命の消耗が、丘のために著しく

大きくなる風向 SSW，風速 8-11m/s でセクタマネジメントを適用するとして，疲労寿命の延長を検討した．Figure 4-10 に示す通り，予測寿命は 11.5 年から 34.1 年へ大幅に改善しており，セクタマネジメント効果が数値化されている．なおセクタマネジメントによる動等価荷重 P_j の減少は，風向 SSW で 0.27 と最小であった寿命修正係数 $a_{ISO,j}$ を 0.32 に改善させており，この点からも疲労寿命の増加に貢献している (Eq.(4.12))．

本研究の重要な発見の一つは，このようにある風向のウインドシアが極端に大きくベアリング寿命への影響が大きい場合，僅かなセクタマネジメント範囲 (風向 SSW，風速 8-11m/s，出現頻度 1%)，すなわち僅かな逸失利益で，ベアリングの予測寿命が大幅に改善されたことである．

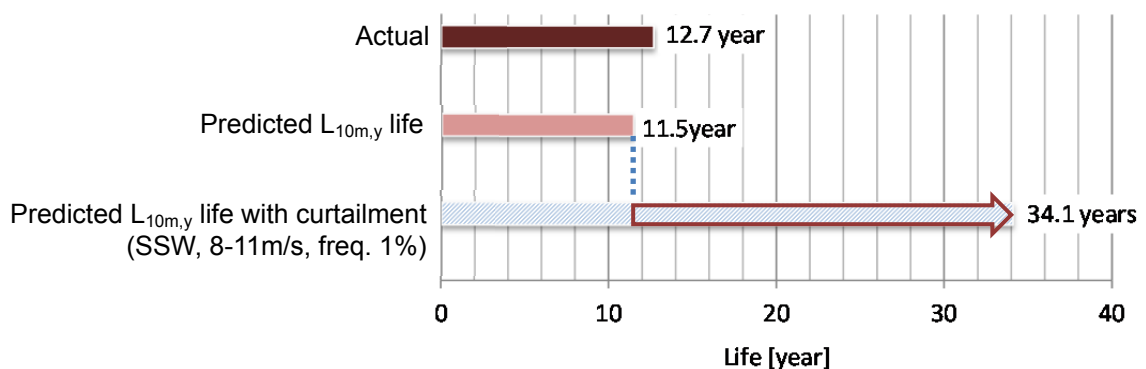


Figure 4-10 Rear bearing $L_{10m,y}$ fatigue life of wind turbine “A” and effect of curtailment

4.6 主軸リアベアリング疲労寿命の感度分析

本章で提案した寿命予測法は多くの影響因子を含んでいる．本節ではその内，荷重係数 γ ，ベアリングの動定格荷重 C (すなわちベアリング仕様)，そしてウインドシアが疲労寿命に与える影響を分析する．分析に使用した前提条件は，4.4 節の検証事例と同じ風力発電機と潤滑条件，また風速分布はハブ高平均風速 8.5m/s のレーレ分布とした．計算した L_{10m} 寿命は正規化して表した．

Eq.(4.7)の荷重係数 γ は，Table 4-3 に示したラジアル荷重を簡易的に含める係数として導入した．本研究では，ベアリングメーカーによる推奨値を紹介した Table 4-4 を参考にして，仮に“1.2”とした．荷重係数 γ の増加は動等価荷重 P を増加させ，Eq.(4.12)の寿命修正係数 a_{ISO} 及び Eq.(4.8)の L_{10m} 寿命を大幅に減少させる．Figure 4-11 の感度分析結果では，荷重係数を 1 から 2 に増やすと，予測寿命は 0.1 倍になった．使用すべき荷重係数の精度は，実事故事例との比較を積み重ねることで向上できる．その際同程度の寿命修正係数 a_{ISO} で検証を重ねるため，同じ種類のベアリング且つ同様の運転条件 (グリースか油潤滑か，潤滑剤の粘度，運転温度) で比較すべきである．

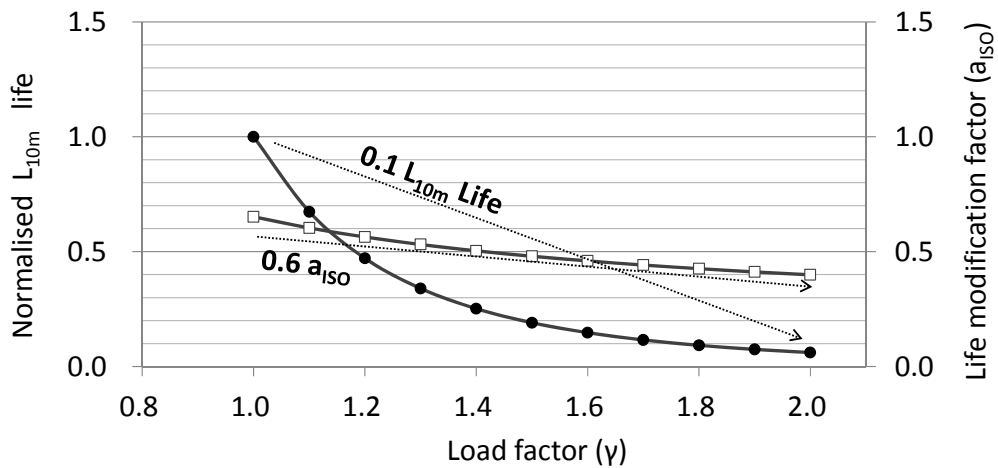


Figure 4-11 Sensitivity analysis by load factor

(Assumed same wind turbine and lubricant as validation case (section 3), average wind speed 8.5 m/s at hub height, Rayleigh distribution, and wind shear 0.2)

Eq.(4.8)の動定格荷重 C は、ベアリングの耐疲労荷重性能を定義する。一般に内径が同じベアリングでは、その値は回転体の幅（すなわちベアリング幅）と比例する。またベアリングの静定格荷重 C_0 は、動定格荷重 C と比例する。従って、Eq.(4.19), (4.20), (4.12), (4.8)の通り、動定格荷重 C の増加に伴い a_{ISO} と L_{10m} 寿命の両方が増加する。Figure 4-12 の感度分析結果では、動定格荷重が 1,000kN から 2,000kN に増加すると、寿命が 15 倍に増える。動定格荷重 C が疲労寿命に与える影響は非常に大きく、寿命を精度良く予測するためには対象とするベアリングの動定格荷重 C を知る必要がある。

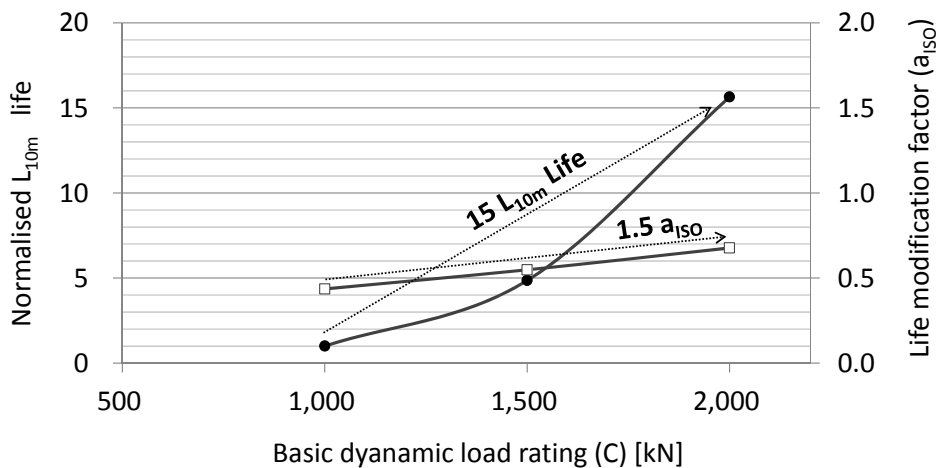


Figure 4-12 Sensitivity analysis by bearing specification

(Assumed same wind turbine and lubricant as validation case (section 3), average wind speed 8.5 m/s at hub height, Rayleigh distribution, and wind shear 0.2)

Eq.(4.26)のウインドシアは、リアベアリングへのラジアル荷重を決める。ウインドシアの増加に伴いベアリングへの動等価荷重 P が増加し、その結果 Eq.(4.12)に従って a_{ISO} が減少し Eq.(4.8)に従って L_{10m} 寿命が減少する。Figure 4-13 はウインドシアが 0.2 から 1 へ増加すると、 L_{10m} 寿命が 0.2 倍に減少することを示している。ウインドシアが 1 という値は、山岳地の丘や崖後方の剥離域で見られる [20]。このことは、複雑地形において配置計画が重要であることの数値化に成功している。

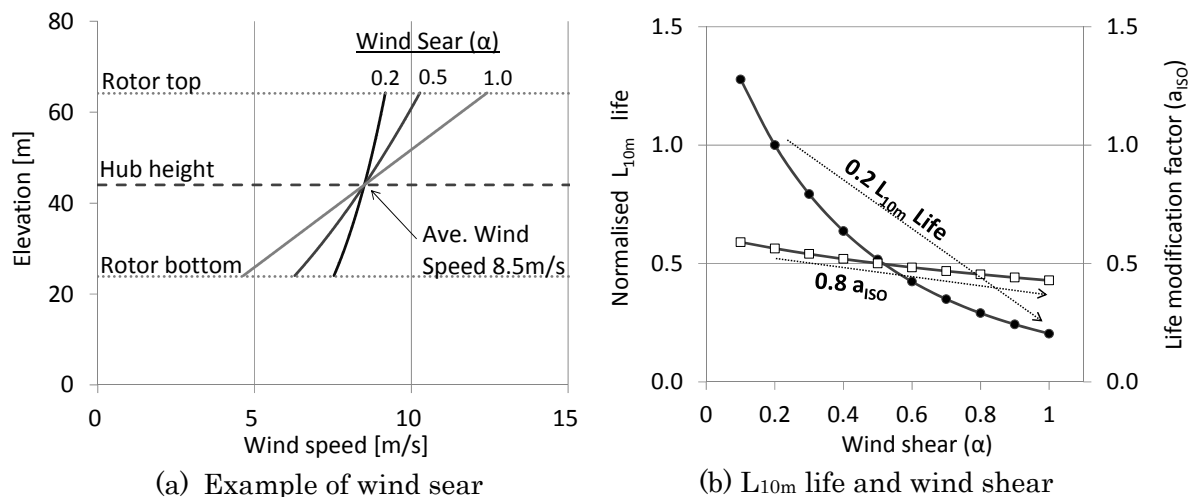


Figure 4-13 Sensitivity analysis by wind shear

(Assumed same wind turbine and lubricant as validation case (section 3), average wind speed 8.5 m/s at hub height, and Rayleigh distribution)

4.7 結 言

日本は国土のおよそ 70%が山岳地であり、特に 2012 年 7 月に風力発電の固定価格買取制度 (FIT) が施行されて以来、こうした複雑地形での計画が年々増加している。複雑地形に設置される風力発電機は、平坦地形に比べて大きな風況変動に晒される結果、部品の設計寿命及び事業期間より短くなる疲労寿命が課題の一つとなっている。新エネルギー・産業技術総合開発機構 (以後 NEDO) が集計した 2004 年から 2012 年までの風力発電機の故障・事故数の総計は 1,516 であり、その内 84%が複雑地形上での事故と、平坦地形に比べて明らかに多い。

同じ NEDO の集計結果では、故障部位と復旧期間の関係もまとめている。復旧費が報告された 2008 年から 2012 年の 378 事故の内、復旧費 1,000 万円以上の事故では、主軸/ベアリングの平均復旧期間が 5.7 ヶ月間と最も長い。

本研究では、アキシアルピン式ダイレクトドライブ風力発電機を対象として (Figure 4-5)、ハブ高 10 分平均風況データを入力値とした主軸リアベアリング疲労寿命予測法を提案した。なお日本の沖合にある洋上風力発電は実証研究が始まったばかりで、稼働率を低下させる要因

が明確でないことから、本研究は陸上風力を対象としている。

以下に本研究で明らかになった事項を示す。

- (1) 事故事例による検証では、故障が発生するまでの実寿命 12.7 年に対して、IEC 規格の設計評価値となる 90%信頼度の予測寿命は、11.5 年と良い一致を示した
- (2) 同じ検証事例では、出現頻度は僅か 1%ながらも、ウインドシアが非常に大きい風向 SSW、風速 8-11m/s でロータ回転を停止させるセクタマネジメントにより、予測寿命が 11.5 年から 34.1 年へと飛躍的に改善した (Figure 4-10)。この理由は、ベアリング疲労寿命が動等価荷重 P の減少に伴い、この場合は 10/3 乗、玉の場合は 3 乗で増加するためである (Eq.(4.8))。また動等価荷重 P の減少は、寿命修正係数 a_{ISO} の増加にもつながり、この点でも寿命を延ばすことになる (Eq.(4.12), Figure 4-2)
- (3) 主軸リアベアリング予測寿命に対する感度分析を行い、以下の結果を得た
 - 荷重係数を 1 から 2 へ増やすと、予測疲労寿命は 0.1 倍と大きく減少した (Figure 4-11)。荷重係数の精度向上は、事故事例と予測寿命の比較検証数を増すことで可能である
 - ベアリング仕様の動定格寿命 C を 1,000kN から 2,000kN へ増やすと、予測疲労寿命は 15 倍になった (Figure 4-12)。このことは、精度が高い寿命予測にはベアリング仕様の特定が著しく重要であることを示している
 - ウインドシアを 0.2 から 1 へ増やすと、予測疲労寿命は 0.2 倍に減少した (Figure 4-13)。この結果は、複雑地形における配置計画の重要性を定量的に示している

本研究で提案した、アキシシャルピン式ダイレクトドライブ風力発電機の主軸リアベアリング疲労寿命予測法は以下の点に活用可能である。

- (1) 配置計画時点で主軸リアベアリングの疲労寿命が設計値未満となる配置を避け、故障による稼働率低下及び事業性の悪化を未然に防止する
- (2) 初期判断要素として寿命予測を行い、重点的にメンテナンスをすべき風力発電機の選定及び、ベアリング予兆診断システムの導入判断に役立てる
- (3) 事故時の調査に役立てる

更に、提案した主軸リアベアリング疲労寿命の延長検討に際し、セクタマネジメント効果の定量化ができることで以下の点に活用可能である。

- (1) 既設や開発後期で配置が変更できない風力発電機に対して、最適なセクタマネジメント設定値を提案する
- (2) 既設風力発電機に対して、風況出現頻度の年変動とそれまでに消費した疲労寿命を考慮して、セクタマネジメント設定値を見直す
- (3) セクタマネジメントによる逸失利益、または主軸リアベアリングの交換による事業性比較し、それに基づく合理的判断を下す

風力発電機の構造健全性を確保するこれらの方法を活用し、複雑地形でも風力発電事業を成立させることが、今後、日本における陸上風力導入推進のカギであり、第2章で示した 2050 年 50GW のロードマップ達成に寄与する。

第5章 結 論

本論文は日本における風力発電の導入促進を目的に、異なるアプローチから行った3つの研究を各章にまとめたものである。以下にそれぞれの研究で得られた成果を示し、本論文の結論とする。これらの成果を活用すれば、日本における風力発電の導入量を更に延ばすことができると考える。

5.1 日本の風力発電ポテンシャルと2050年までの導入ロードマップの提案（第2章）

本研究では、80m高さで事業実現性が高い風速（陸上は6.5m/s、洋上は7.5m/s）以上のポテンシャルを抽出し、それを基に2050年導入目標を達成するロードマップを提案し、以下の結論を得た。

- (1) 陸上のポテンシャルから除外した、保安林が占める割合は、現在連系制限が無い東京管内で73%(1,837MW)、中部管内で56%(2,831MW)、関西管内で93%(7,227MW)、また比較的連系量に余裕がある北陸管内で86%(1,898MW) 中国管内で187%(10,266MW)と多く、保安林内設置許可の柔軟化・明確化が必要である(2.4.2項)
- (2) 陸上のポテンシャルに含めた、重要な植生を含まない第2種、第3種及び普通地域の自然公園が占める割合は、東京管内で34%(850MW)、中部管内で25%(1,250MW)、関西管内で13%(990MW)と現在連系量に制限が無い場所で10%を超えており、自然公園内設置許可の早期化・柔軟化・明確化が必要である(2.4.2項)
- (3) 陸上と洋上で事業実現性が高い風速を、ハブ高さ80mでそれぞれ6.5m/s、7.5m/sとすると、各電力会社の発電容量による制約無しのパテンシャルは以下の通りとなる(2.4.4項)
782,220MW（全発電設備容量の3.78倍）
= 168,900MW（陸上：80m高さで6.5m/s以上）
+ 93,830MW（着床式洋上：80m高さで7.5m/s以上）
+ 519,490MW（浮体式洋上：80m高さで7.5m/s以上）
- (4) 2050年の長期導入目標を日本の需要電力量の10%、設備利用率を20%とすると、導入目標容量は50GWとなる(2.5.1項)
- (5) 2050年、50GWを達成するロードマップを、普及学のS字導入曲線の考えを用いて、以下の通り提案した(2.6節)
2020年：陸上11,100MW、着床式洋上200MW、浮体式洋上10MW
2030年：陸上21,200MW、着床式洋上2,900MW、浮体式洋上2,900MW
2040年：陸上25,000MW、着床式洋上7,000MW、浮体式洋上12,300MW
2050年：陸上25,000MW、着床式洋上7,500MW、浮体式洋上17,500MW

- (6) 提案したロードマップによれば、2030年以降の単年度生産量（建設量）は2,500MW以上を継続し、安定した風力発電産業の発展が見込める（2.6節）

5.2 パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の新たな最大ヨーイング角速度設計式の提案 (第3章)

水平軸小型風力発電機の設置場所は、地上高10m程度の市街地やルーフトップが多く、風速・風向変動が大きい。これら風車の風向制御は尾翼によるパッシブ制御が一般的であり、急激な風向変動により風車のヨー（首振り）角が 100° を超える場合がある。この時、風車のヨーイング角速度に比例して発生するジャイロモーメントが、ブレードやシャフトを破損させる恐れがあり、パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の主な故障要因の一つとなっている。しかし国際的設計規格であるIEC61400-2では、最大ヨーイング角速度 ω_{\max} を風車半径 R だけに依存する非常に省略化された設計式に基づいて、ヨーイング負荷の設計を行っている。

そこで本研究では、新たな ω_{\max} の提案を目的として、はじめに急激な風向変動に対応しパッシブ式ヨーイング挙動を 180° まで表せる運動方程式を誘導し、次に風洞実験結果と比較してその妥当性を確認した。次にその方程式を用いて、従来の研究の観測結果から市街地における最大風向変動を 120° として、様々な設計条件で ω_{\max} を計算し、それらの関係から ω_{\max} の新たな設計式を誘導した(Eq.(3.94), Eq.(3.93)とFigure 3-68)。この式は、風車半径以外にも設計周速比、ロータと尾翼のヨーイング半径、尾翼面積、ヨー軸周りの慣性モーメントの影響を反映する、より実際の $\omega_{\max,120deg}$ の計算式である。以下に本研究で明らかになった事項を示す。

- (1) ロータのヨーモーメントについて、ヨー角 180° までの特性を設計周速比ごとに示した(3.3.3項)
- (2) 矩型尾翼の復元モーメントを係数化し、風速や面積に依存しない、矩型尾翼の復元モーメント係数の代表値を示した(3.3.4項)
- (3) 最大ヨーイング角速度の感度分析を行い、どの初期ヨー角でも、尾翼面積が大きいほど、復元モーメントに比例して最大ヨーイング角速度が増加することを示した。このことは最大ヨーイング角速度、すなわちヨーイング負荷の検討においては、特にロータ半径が小さく比較的ヨーモーメントが小さい小型風力発電機ほど尾翼の設計が重要になることを意味する(3.3.9項)
- (4) 最大ヨーイング角速度の感度分析を行い、ヨー軸周りの慣性モーメントと最大ヨーイング角速度が比例し、僅かな変化でも大きく影響することを明らかにした。このことはロータ半径が小さい小型風力発電機ほど、最大ヨーイング角速度が大きくなり易いことを意味する。そのため構成部品の寸法、配置、材質には十分な配慮が必要となる。一方でヨーイング角速度を小さくしたい場合は、尾翼に錘をつけるなど対応が容易にできる(3.3.9項)

- (5) 最大ヨーイング角速度の計算値と風洞実験結果との比較を行い、本研究で導いたパッシブ式ヨーイング運動方程式の妥当性を確認した。また理論計算式のさらなる精度向上を目指す際の課題をまとめた (3.4.6 項)
- (6) 理論計算の結果をもとに、現行の IEC に代わり、初期ヨー角を 120° とし、ヨーイング負荷計算に用いる最大ヨーイング角速度($\omega_{\max,120\text{deg}}$)の新たな設計式を導いた (3.5 節)

小型風力発電機の導入促進は、第 2 章で示した 2050 年 50GW というロードマップの実現に僅かながら寄与することとなる。また市街地に多く存在するため、公衆にとって身近な風力発電機であり、大型風力発電機の社会的受容性を高める効果もある。反対にブレード飛散などの事故を起こせば、公衆を脅かす危険性が高く、大型風力発電機にとっても社会的受容性低下、延いては導入促進のブレーキともなり得る。

本研究の成果である初期ヨー角を 120° とする最大ヨーイング角速度($\omega_{\max,120\text{deg}}$)の新たな設計式を用いると、市街地などで起きる大きな風向変動に付随するヨーイング負荷をより良い精度で計算できる。またヨーイング負荷の観点からは、これまで経験的に選択されていた尾翼面積や慣性モーメント (部品材料や重量) を、ヨーイング負荷条件を満たすように適切に設計することが可能となる。その結果、過大設計や過小設計を防ぎ、小型風力発電機の信頼性向上、更に導入促進へと資することができる。

5.3 アキシシャルピン式ダイレクトドライブ大型風力発電機の主軸リアベアリング 疲労寿命予測法の提案 (第 4 章)

日本は国土のおよそ 70%が山岳地であり、特に 2012 年 7 月に風力発電の固定価格買取制度 (FIT) が施行されて以来、こうした複雑地形での計画が年々増加している。複雑地形に設置される風力発電機は、平坦地形に比べて大きな風況変動に晒される結果、部品の設計寿命及び事業期間より短くなる疲労寿命が課題の一つとなっている。新エネルギー・産業技術総合開発機構 (以後 NEDO) が集計した 2004 年から 2012 年までの風力発電機の故障・事故数の総計は 1,516 であり、その内 84%が複雑地形上での事故と、平坦地形に比べて明らかに多い。

同じ NEDO の集計結果では、故障部位と復旧期間の関係もまとめている。復旧費が報告された 2008 年から 2012 年の 378 事故の内、復旧費 1,000 万円以上の事故では、主軸/ベアリングの平均復旧期間が 5.7 ヶ月間と最も長い。

本研究では、アキシシャルピン式ダイレクトドライブ風力発電機を対象として (Figure 4-5)、ハブ高 10 分平均風況データを入力値とした主軸リアベアリング疲労寿命予測法を提案した。なお日本の沖合にある洋上風力発電は実証研究が始まったばかりで、稼働率を低下させる要因が明確でないことから、本研究は陸上風力を対象としている。以下に本研究で明らかになった事項を示す。

- (1) 事故事例による検証では、故障が発生するまでの実寿命 12.7 年に対して、IEC 規格の設計評価値となる 90%信頼度の予測寿命は、11.5 年と良い一致を示した
- (2) 同じ検証事例では、出現頻度は僅か 1%ながらも、ウインドシアが非常に大きい風向 SSW，風速 8-11m/s でロータ回転を停止させるセクタマネジメントにより、予測寿命が 11.5 年から 34.1 年へと飛躍的に改善した (Figure 4-10)。この理由は、ベアリング疲労寿命が動等価荷重 P の減少に伴い、この場合は $10/3$ 乗、玉の場合は 3 乗で増加するためである (Eq.(4.8))。また動等価荷重 P の減少は、寿命修正係数 a_{ISO} の増加にもつながり、この点でも寿命を延ばすことになる (Eq.(4.12), Figure 4-2)
- (3) 主軸リアベアリング予測疲労寿命に対する感度分析を行い、以下の結果を得た
 - 荷重係数を 1 から 2 へ増やすと、予測寿命は 0.1 倍と大きく減少した (Figure 4-11)。荷重係数の精度向上は、事故事例と予測寿命の検証数を増すことで可能である
 - ベアリング仕様の動定格寿命 C を 1,000kN から 2,000kN へ増やすと、予測寿命は 15 倍になった (Figure 4-12)。このことは、精度が高い寿命予測にはベアリング仕様の特定が著しく重要であることを示している
 - ウインドシアを 0.2 から 1 へ増やすと、予測寿命は 0.2 倍に減少した (Figure 4-13)。この結果は、複雑地形における配置計画の重要性を定量的に示している

本研究で提案した、アキシシャルピン式ダイレクトドライブ風力発電機の主軸リアベアリング疲労寿命予測法は以下の点に活用可能である。

- (1) 配置計画時点で主軸リアベアリングの疲労寿命が設計値未満となる配置を避け、故障による稼働率低下及び事業性の悪化を未然に防止する
- (2) 初期判断要素として寿命予測を行い、重点的にメンテナンスをすべき風力発電機の選定及び、ベアリング予兆診断システムの導入判断に役立てる
- (3) 事故時の調査に役立てる

更に、提案した主軸リアベアリング疲労寿命の延長検討に際し、セクタマネジメント効果の定量化ができることで以下の点に活用可能である。

- (1) 既設や開発後期で配置が変更できない風力発電機に対して、最適なセクタマネジメント設定値を提案する
- (2) 既設風力発電機に対して、風況出現頻度の年変動とそれまでに消費した疲労寿命を考慮して、セクタマネジメント設定値を見直す
- (3) セクタマネジメントによる逸失利益、または主軸リアベアリングの交換による事業性比較し、それに基づく合理的判断を下す

風力発電機の構造健全性を確保するこれらの方法を活用し、複雑地形でも風力発電事業を成立させることが、今後、日本における陸上風力導入推進のカギであり、第 2 章で示した 2050 年 50GW のロードマップ達成に寄与する。

謝 辞

本研究を学位論文として提出するにあたり、足利工業大学理事長兼学長の牛山泉教授へ心より深く感謝の意を表します。この学位論文の作成も、牛山先生から勧めて頂いたことから始まりました。風力発電への道を志し足利工業大学の門をくぐった時から、そして今なお、この先に何があるのか、希望に胸を膨らませながら歩み続けることができるのも、牛山先生の暖かく力強いご指導、ご助言のおかげです。

本学位論文の副査の労を賜り、内容に深みを与えて頂いた、九州大学応用力学研究所の吉田茂雄教授、足利工業大学の松本直文教授および山城光雄教授に厚く御礼申し上げます。

本学位論文を構成する3つの研究の内、ヨーイングに関する研究を進めるにあたり、足利工業大学の西沢良史先生が進めてきた、2005年以前の成果を使用させて頂きました。また研究の進め方や風力技術について細部に渡りご指導頂きました。西沢先生と交わす風力発電に関する刺激的な議論は、最も楽しい時間の一つでした。心より御礼申し上げます。

ヨーイング研究の共同研究者である那須電機鉄工の徳山榮基様には、パッシブ・ヨーイング運動方程式の誘導に当たり、2005年以前の研究成果を使用させて頂きました。また各設計因子を一つの値で代表させる変数 β の導入や、主軸ベアリングの研究ではウインドシアから主軸ベアリング負荷への変換方法など、暗中模索だった研究を明るく照らすインスピレーションを与えて頂きました。厚く感謝の意を表します。

また同じくヨーイング研究の共同研究者である那須電機鉄工株式会社の高橋徹様には、風洞実験値の取得、理論計算プログラムの作成、理論計算値、商業機の試算値など、最大ヨーイング角速度計算式の誘導に必要な不可欠な多くのデータを与えて頂きました。厚く感謝の意を表します。

さらに、ヨーイング研究を進めるに当たり、各実験データの取得にご協力頂いた、当時、同じ足利工業大学大学牛山研究室に在籍していた江尻宏群様、関谷一将様、荒川美保様、宮下敏幸様、平田智士様、鈴木紀彦様、鈴木雄太様、マイ・ゴク・アイン様、臼田一也様に厚く御礼申し上げます。

また、九州大学応用力学研究所の内田孝紀准教授が開発された RIAM-COMPACT®は、主軸リアベアリング研究に必要な不可欠な、精度が高いウインドシア解析を可能にしてくださいました。ソフトの利用承諾、及び共同研究を通じて解析に関する深い考察を与えて頂いた内田先生に深く感謝の意を表します。

次に、主軸ベアリングの研究に関して、横浜国大大学院工学研究科 産学連携研究員（(前一般社団法人日本風力エネルギー学会 会長)の勝呂幸雄様には、風力発電機メーカーの視点から、ベアリング設計に関する基本的な考え方と研究方針についてご助言頂き、研究の礎となりました。心より御礼申し上げます。

株式会社泉創建エンジニアリングの岡田創様には、日頃より風力発電機支持物の疲労設計について教えて頂き、主軸ベアリングの研究に関して深みを与えて下さいました。厚く御礼申し上げます。

筆者の勤務先である、株式会社日立パワーソリューションズの鈴木和夫様、見上伸様、田口克行様、山下守雄様、及び新エネルギー本部各位には、本研究の実施に対して多大なご理解とご助言を賜りました。心より深く感謝申し上げます。

一方、日本風力エネルギー学会の中尾徹様には、風力発電業界の最新動向を学ぶ機会や、風力業界の方々と交流を深める多くの機会を与えて頂きました。また公私に渡り頂いたご助言や暖かい励ましは、研究を進める上で大きな支えとなりました。深く感謝の意を表します。

日本風力発電協会の斉藤哲夫様には、風力発電ポテンシャルの研究に関して、故長井浩准教授と共に斉藤様が求めた多くのデータを与えて頂くと共に、理解を深めるご助言を頂きました。心より深く感謝の意を表します。

本学位論文の完成を含め、ここまで歩いてきた道のりには、両親と姉妹の多大な理解と応援がありました。深い感謝の意を表すると共に、本学位論文が少しでも孝行となれば幸いです。

最後に、元日本大学生産工学部の故長井浩准教授には風力発電ポテンシャルの研究に関して、斉藤哲夫様と共に多くのデータを与えて頂きました。また毎年、風力エネルギー利用シンポジウムや風力エネルギー利用総合セミナーなどでお話できることが楽しみでした。本来であればこの研究は長井先生の学位論文の礎となるものでした。奄美大島の唄の言葉を添えて、ご冥福をお祈りいたしますとともに、故長井先生に本論文を捧げます。

やがてきつときつと永遠は刹那に去って

けどずっとずっと此処にいてあげる

ただ風が吹いている

参 考 文 献

第 1 章 序論

- [1-1] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), (2007), Fourth Assessment Report -Climate Change 2007 Synthesis Report-, Geneva, Switzerland, pp.1-104
- [1-2] 経済産業省, (2011), COP16の結果について, 第67回産業構造審議会環境部会地球環小委員会配布資料
- [1-3] International Energy Agency (IEA), (2010), World Energy Outlook 2010 エグゼクティブサマリー
- [1-4] Make the Rule, RULE って何?, URL: <http://www.maketherule.jp/dr5/why/rule>, (Accessed on 2011-12-27)
- [1-5] 田中伸男, (2011), 将来の世界エネルギーシナリオ:福島後のエネルギー戦略, 経済産業研究所(RIETI) BBL セミナー講演資料
- [1-6] 塚越由郁, (2011), COP17 の評価と今後の展望: 京都議定書の第二約束期間不参加を決めた日本, みずほ総合研究所
- [1-7] International Energy Agency (IEA), (2011), World Energy Outlook 2011 エグゼクティブサマリー
- [1-8] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), (2011), Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (SRREN)
- [1-9] Global Wind Energy Council (GWEC), (2007), Global Wind 2006 Report
- [1-10] Global Wind Energy Council (GWEC), (2008), Global Wind 2007 Report
- [1-11] Global Wind Energy Council (GWEC), (2009), Global Wind 2008 Report
- [1-12] Global Wind Energy Council (GWEC), (2010), Global Wind 2009 Report
- [1-13] Global Wind Energy Council (GWEC), (2011), Global Wind Report: Annual Market Update 2010
- [1-14] Global Wind Energy Council (GWEC), (2012), Global Wind Report: Annual Market Update 2011
- [1-15] Global Wind Energy Council (GWEC), (2013), Global Wind Report: Annual Market Update 2012
- [1-16] Global Wind Energy Council (GWEC), (2014), Global Wind Report: Annual Market Update 2013
- [1-17] Global Wind Energy Council (GWEC), (2015), Global Wind Report: Annual Market Update 2014
- [1-18] International Energy Agency (IEA), (2011), Clean Energy Progress Report
- [1-19] New Energy Husum, (2014), Small Wind World Report 2014, World Wind Energy Association

- [1-20] 千代田デイムス・アンド・ムーア株式会社（現イー・アンド・イーソリューションズ株式会社）, (2000), 平成 11 年度 新エネルギー等導入促進基礎調査（我が国の諸条件を考慮した風力エネルギー利用可能性に関する調査）
- [1-21] 長井浩, (2012), わが国の風力エネルギーポテンシャルと長期導入ロードマップ, 日本風力エネルギー学会誌, 風力エネルギー, Vol.36, No.2, pp.224-230
- [1-22] 環境省, (2010), 平成 21 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査 調査報告書
- [1-23] International Electrotechnical Commission (IEC), (2006), IEC 61400-2 ed.2, Wind turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines
- [1-24] 日本小形風力発電協会 (JSWTA), (2011), 小形風力発電機市場の拡大: 2020 年までに現在の 15 倍の導入を目指す
- [1-25] Y. Nishizawa, H. Tokuyama, Y. Nakajo and I. Ushiyama, (2009), Yaw Behavior of Horizontal-Axis Small Wind Turbines in an Urban Area, Journal of Wind Engineering, Vol.33, No.1, pp. 19-30
- [1-26] 日本規格協会, (2006), TR C 0045, 小形風車を安全に導入するための手引き
- [1-27] D. Wood, (2009), Using the IEC Simple Load Model for Small Wind Turbines, Wind Engineering, Vol.33, No.2, pp.139-154
- [1-28] J. Jonkman, J. V. Dam, T. Forsyth and D. Davis, (2003), Investigation of the IEC Safety Standard for Small Wind Turbine Design through Modeling and Testing, NREL/CP-500-33004
- [1-29] 北本朝展, エレクトロカル・ジャパン, 国立情報学研究所, URL: <http://agora.ex.nii.ac.jp/earthquake/201103-eastjapan/energy/electrical-japan/>, (Accessed on 2015.06.20)
- [1-30] 株式会社トラストシステム, 立体レリーフマップ, LANDSAT 衛星画像立体日本列島（試作品）, URL: <http://www.trust-system.co.jp/relief.htm>, (Accessed on 2015.06.20)
- [1-31] 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2008), 風力発電導入ガイドブック 改訂第 9 版
- [1-32] 経済産業省, 発電所環境アセスメント情報サービス: 風力発電所, URL: http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/wind.html, (Accessed on 2015.06.20)
- [1-33] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2009), 平成 20 年度 成果報告書 次世代風力発電技術研究開発（自然環境対応技術等（故障・事故対策調査））〔風力発電故障・事故調査委員会〕
- [1-34] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2010), 平成 21 年度 成果報告書 次世代風力発電技術研究開発（自然環境対応技術等（故障・事故対策））〔風力発電故障・事故調査委員会〕
- [1-35] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2011), 平成 22 年度 成果報告書 次世代風力発電技術研究開発（自然環境対応技術等（故障・事故対策））〔風

力発電故障・事故調査委員会]

- [1-36] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2012), 平成 23 年度 成果報告書 次世代風力発電技術研究開発 (自然環境対応技術等 (故障・事故対策)) 平成 23 年度 風力発電故障・事故調査結果
- [1-37] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2013), 平成 24 年度 成果報告書 次世代風力発電技術研究開発 (自然環境対応技術等 (故障・事故対策)) 平成 24 年度 風力発電故障・事故調査結果
- [1-38] International Electrotechnical Commission, (1999), IEC61400-1 Edition 2.0: Wind turbines – Part 1: Design requirements,
- [1-39] International Electrotechnical Commission, (2005), IEC61400-1 Edition 3.0: Wind turbines – Part 1: Design requirements,
- [1-40] International Electrotechnical Commission, (2010), IEC61400-1 Edition 3.0 Amendment 1: Wind turbines – Part 1: Design requirements
- [1-41] 谷垣三之介, 風況よもやま話 –教科書に載っていない風の話あれこれ (第 5 話: 乱れ) –, 株式会社ウインド・エナジー
- [1-42] 風力発電事業者懇話会 (WPDA), 日本風力発電協会 (JWPA), (2008), 風力発電長期導入目標値と目標値達成に向けた提言
- [1-43] 日本風力発電協会 (JWPA), (2010), 風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定 (Ver. 1.1)
- [1-44] M.C. Ackerman, (1992), Yaw modeling of small wind turbines, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Vol. 39, pp. 1-9
- [1-45] 澤田雅, 蘇宇, 杉山渉, (1995), モデルによる小型風車のヨーモーメントの検討, 第 17 回風力エネルギー利用シンポジウム予稿集
- [1-46] D. Wood, (2011), *Small Wind Turbines: Analysis, Design, and Application*, Springer
- [1-47] L. Kristensen, (1994), Cups, Props and Vanes, *Risoe-R-760(EN)*, pp.1-33
- [1-48] P.R. Ebert, D. Wood, (1995), On the dynamics of tail fins and wind vanes, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Vol. 56, pp.137-158
- [1-49] A. K. Wright, (2005), Aspects of the aerodynamics and operation of a small horizontal axis wind turbine, PhD thesis, School of Engineering, University of Newcastle
- [1-50] 西沢良史, (2009), 低周速比型の水平軸小型風車の最適ブレード形状およびヨーイング角速度に関する研究, 博士課程学位論文, 上智大学
- [1-51] 守谷真呂, (2009), 低周速比型小型風車のヨーイング挙動に関する実験的研究, 修士課程学位論文, 足利工業大学大学院
- [1-52] S. T. Frandsen, (2007), Turbulence and turbulence generated structural loading in wind turbine clusters, Riso National Laboratory
- [1-53] S. S. Henriksen, D. J. Malcolm and J. Thomson, (2012), Effective Turbulence in

Wind Turbine Site Suitability Assessment, EWEA 2012

- [1-54] 村田淳介, 前田太佳夫, 鎌田泰成, 平田晴紀, 韓萬海, 小垣哲也, (2012), 水平軸風車後流内流れ場のモデル化に関する研究 海外事例における手法と社会条件, 第 34 回風力エネルギー利用シンポジウム
- [1-55] T. J. Larsen, H. A. Madsen, G. C. Larsen and K. S. Hansen, (2013), Validation of the dynamic wake meander model for loads and power production in the Egmond aan Zee wind farm, Wind Energy, Vol. 16, No. 4, pp.605-624
- [1-56] 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2013), 平成 25 年度 NEDO 新エネルギー成果報告会—風力発電—
- [1-57] 土木学会, (2010), 風力発電設備支持物構造設計 指針・同解説 [2010 年版]
- [1-58] Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, (2010), Guideline for the Certification of Wind Turbines Edition 2010
- [1-59] International Organization for Standardization, (2007), ISO 281: Rolling bearings – Dynamic load ratings and rating life
- [1-60] T. Harris, J. H. Rumbarger, C. P. Butterfield, (2009), Wind Turbine Design Guideline DG03: Yaw and Pitch Rolling Bearing Life, National Renewable Energy Laboratory
- [1-61] 新エネルギー財団 新エネルギー産業会議, (2010), 風力発電システムの導入促進に関する提言
- [1-62] 日本風力発電協会 (JWPA), (2010), 風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップ (Ver. 2.1)
- [1-63] I. Ushiyama, H. Nagai, T. Saito and F. Watanabe, (2010), Japan's Onshore and Offshore Wind Energy Potential as well as Long-term Installation Goal and Its Roadmap by the Year 2050, Vol.34, No.6, pp. 701-720

第 2 章 日本の風力発電ポテンシャルと 2050 年までの導入ロードマップの提案

- [2-1] 千代田デイムス・アンド・ムーア株式会社 (現イー・アンド・イーソリューションズ株式会社), (2000), 平成 11 年度 新エネルギー等導入促進基礎調査 (我が国の諸条件を考慮した風力エネルギー利用可能性に関する調査)
- [2-2] 長井浩, (2012), わが国の風力エネルギーポテンシャルと長期導入ロードマップ, 日本風力エネルギー学会誌, 風力エネルギー, Vol.36, No.2, pp.224-230
- [2-3] 環境省, (2010), 平成 21 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査 調査報告書
- [2-4] 日本風力発電協会 (JWPA), (2010), 風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定 (Ver. 1.1)
- [2-5] 新エネルギー財団, 資源エネルギー庁長官賞: 風力発電適地選定支援システム

- “WinPAS”, URL: <http://www.nef.or.jp/award/kako/h15/p02.html> (Accessed on 2015.01.14)
- [2-6] 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2008), 風力発電導入ガイドブック 改訂第9版
- [2-7] 電気事業連合会, 電気事業 60年の統計,
URL: <http://www.fepec.or.jp/library/data/60tokei/index.html>, (Accessed on 2015.02.22)
- [2-8] Global Wind Energy Council (GWEC), (2012), Global Wind Report: Annual Market Update 2011
- [2-9] Global Wind Energy Council (GWEC), (2015), Global Wind Report: Annual Market Update 2014
- [2-10] 電気事業連合会, (2009), 2008年度分 電力需要実績 (確報)
- [2-11] 「2050 日本低炭素社会」シナリオチーム, ほか2者, (2008), 2050 日本低炭素シナリオ: 温室効果ガス 70%削減可能性検討, 2008年6月改訂
- [2-12] E. M. Rogers, (1995), Diffusion of Innovations 4th edition, New York: Free Press
- [2-13] Nicholas Felton, (2008), Consumption Spreads Faster Today, The New York Times,
URL: <http://www.nytimes.com/imagepages/2008/02/10/opinion/10op.graphic.ready.html>, (Accessed on 2015.06.20)
- [2-14] 新エネルギー財団 新エネルギー産業会議, (2010), 風力発電システムの導入促進に関する提言
- [2-15] 日本風力発電協会 (JWPA), (2010), 風力発電の賦存量とポテンシャルおよびこれに基づく長期導入目標とロードマップ (Ver. 2.1)
- [2-16] I. Ushiyama, H. Nagai, T. Saito and F. Watanabe, (2010), Japan's Onshore and Offshore Wind Energy Potential as well as Long-term Installation Goal and Its Roadmap by the Year 2050, Vol.34, No.6, pp. 701-720
- [2-17] 伊藤忠テクノソリューションズ株式会社, (2011), 平成22年度 新エネルギー等導入促進基礎調査事業 (風力エネルギーの導入可能量に関する調査) 調査報告書
- [2-18] 環境省, (2011), 平成22年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査 報告書
- [2-19] 日本風力発電協会 (JWPA), (2012), 風力発電導入ポテンシャルと中・長期導入目標 (Ver. 3.2)
- [2-20] 環境省, (2012), 平成23年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書
- [2-21] 日本風力発電協会 (JWPA), (2014), 風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標 (Ver. 4.3)
- [2-22] 経済産業省資源エネルギー庁 長期エネルギー需給見通し小委員会事務局, (2010), 長期エネルギー需給見通し (案)
- [2-23] Global Wind Energy Council (GWEC), (2007), Global Wind 2006 Report

- [2-24] Global Wind Energy Council (GWEC), (2008), Global Wind 2007 Report
- [2-25] Global Wind Energy Council (GWEC), (2009), Global Wind 2008 Report
- [2-26] Global Wind Energy Council (GWEC), (2010), Global Wind 2009 Report
- [2-27] Global Wind Energy Council (GWEC), (2011), Global Wind Report: Annual Market Update 2010
- [2-28] Global Wind Energy Council (GWEC), (2013), Global Wind Report: Annual Market Update 2012
- [2-29] Global Wind Energy Council (GWEC), (2014), Global Wind Report: Annual Market Update 2013

第3章 パッシブヨー式水平軸小型風力発電機の新たな最大ヨーイング角速度設計式の提案

- [3-1] Y. Nishizawa, H. Tokuyama, Y. Nakajo and I. Ushiyama, (2009), Yaw Behavior of Horizontal-Axis Small Wind Turbines in an Urban Area, Journal of Wind Engineering, Vol.33, No.1, pp. 19-30
- [3-2] 日本規格協会, (2006), TR C 0045, 小形風車を安全に導入するための手引き
- [3-3] International Electrotechnical Commission, (2006), IEC 61400-2 Edition 2.0: Wind turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines,
- [3-4] D. Wood, (2009), Using the IEC Simple Load Model for Small Wind Turbines, Wind Engineering, Vol.33, No.2, pp.139-154
- [3-5] J. Jonkman, J.V. Dam, T. Forsyth and D. Davis, (2003), Investigation of the IEC Safety Standard for Small Wind Turbine Design through Modeling and Testing, NREL/CP-500-33004
- [3-6] 西沢良史, (2009), 低周速比型の水平軸小型風車の最適ブレード形状およびヨーイング角速度に関する研究, 博士課程学位論文, 上智大学
- [3-7] D. Wood, (2011), Small Wind Turbines: Analysis, Design, and Application, Springer
- [3-8] M.C. Ackerman, (1992), Yaw modeling of small wind turbines, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 39, pp. 1-9
- [3-9] 澤田雅, 蘇宇, 杉山渉, (1995), モデルによる小型風車のヨーモーメントの検討, 第17回風力エネルギー利用シンポジウム予稿集
- [3-10] 牛山泉 (2002 初版), 風車工学入門: 基礎理論から風力発電技術まで, 森北出版株式会社
- [3-11] 徳山榮基, 牛山泉, 関和市, (2003), 小型風力発電システム用翼型の実験と性能に関する研究, 電気学会誌. B, 電力・エネルギー部門誌, Vol.123, No.2, pp.208-215
- [3-12] 前田弘, (2000 初版), 翼のはなし, 養賢堂
- [3-13] 岡本正人, (2009), 神馬義貴, 低レイノルズ数における翼の平面形空力特性の実験的研

究, 秋田工業高等専門学校研究紀要 44, pp.42-50

- [3-14] 守谷真呂, (2009), 低周速比型小型風車のヨーイング挙動に関する実験的研究, 修士課程学位論文, 足利工業大学大学院
- [3-15] 永尾徹, (2005), 第三回風力発電システム技術講習会資料: 講習 6 風車翼の設計と製造, 日本風力エネルギー協会事業部会事務局

第4章 アキシシャルピン式ダイレクトドライブ大型風力発電機の主軸リアベアリング 疲労寿命予測法の提案

- [4-1] 経済産業省, 発電所環境アセスメント情報サービス: 風力発電所, URL:
http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/wind.html, (Accessed on 2015.06.20)
- [4-2] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2009), 平成 20 年度 成果報告書 次世代風力発電技術研究開発 (自然環境対応技術等 (故障・事故対策調査)) [風力発電故障・事故調査委員会]
- [4-3] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2010), 平成 21 年度 成果報告書 次世代風力発電技術研究開発 (自然環境対応技術等 (故障・事故対策)) [風力発電故障・事故調査委員会]
- [4-4] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2011), 平成 22 年度 成果報告書 次世代風力発電技術研究開発 (自然環境対応技術等 (故障・事故対策)) [風力発電故障・事故調査委員会]
- [4-5] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2012), 平成 23 年度 成果報告書 次世代風力発電技術研究開発 (自然環境対応技術等 (故障・事故対策)) 平成 23 年度 風力発電故障・事故調査結果
- [4-6] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO), (2013), 平成 24 年度 成果報告書 次世代風力発電技術研究開発 (自然環境対応技術等 (故障・事故対策)) 平成 24 年度 風力発電故障・事故調査結果
- [4-7] International Electrotechnical Commission, (1999), IEC61400-1 Edition 2.0: Wind turbines – Part 1: Design requirements,
- [4-8] International Electrotechnical Commission, (2005), IEC61400-1 Edition 3.0: Wind turbines – Part 1: Design requirements
- [4-9] International Electrotechnical Commission, (2010), IEC61400-1 Edition 3.0 Amendment 1: Wind turbines – Part 1: Design requirements
- [4-10] 谷垣三之介, 風況よもやま話 –教科書に載っていない風の話あれこれ (第 5 話: 乱れ) –, 株式会社ウインド・エナジー
- [4-11] International Organization for Standardization, (2007), ISO 281: Rolling bearings –

Dynamic load ratings and rating life

- [4-12] Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, (2010), Guideline for the Certification of Wind Turbines
- [4-13] International Organization for Standardization, (2008), ISO 16281: Rolling bearings – Methods for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings
- [4-14] NTN Corporation, (2009), Catalogue No. 2202-X/E: Ball and Roller Bearings
- [4-15] International Organization for Standardization, (2008), ISO/TS 1281-2: Rolling bearings – Explanatory notes on ISO 281 – Part 2: Modified rating life calculation, based on a systems approach to fatigue stresses
- [4-16] 日本規格協会, (2013), JIS B 1518: 転がり軸受 – 動定格荷重及び定格寿命 (ISO 281 (2007)に対応)
- [4-17] ASTM International, (2009), ASTM D341-09: Standard Practice for Viscosity – Temperature Charts for Liquid Petroleum Product
- [4-18] ASTM International, (2010), ASTM D2270-10e1: Standard Practice for Calculating Viscosity Index from Kinematic Viscosity at 40 and 100°C
- [4-19] T. Wallbank, (2008), WindSim Validation Study CFD Validation in Complex terrain
- [4-20] T. Uchida and Y. Ohya, (2008), Micro-siting Technique for Wind Turbine Generators by Using Large-Eddy Simulation, Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics, Vol. 96, pp. 2121-2138
- [4-21] T. Uchida, and Y. Ohya, (2006), Application of LES Technique to Diagnosis of Wind Farm by Using High Resolution Elevation Data, JSME International Journal, [Environmental Flows], Series B, Vol. 49, No.3, pp.567-575
- [4-22] T. Uchida, and Y. Ohya, (2003), Large-eddy Simulation of Turbulent Airflow over Complex Terrain, Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics, Vol. 91, pp. 219-229

付録 A : パッシブ式ヨーイング運動方程式の解法コード

(使用言語 Microsoft Visual Basic 6.0)

[オブジェクト (CALCURATE)]

DATA入力

水平軸プロペラ風車 ヨーイングモーメント・角速度算出プログラム

風車半径(m) 計算ヨーイング角度範囲 ~

風車ハブ半径(m)

翼枚数

翼断面型
 NACA0012 (Option 1)

設計周速比 設計迎角(deg)

設計揚力係数 ヨーイング半径(m)

線形化位置
 65 - 85 (Option 9) 75 - 95 (Option 10)

計算状況

計算モード

- 範囲計算 (Option 5)
- ヨーイング角指定_単一計算 (Option 6)
ヨーイング角度
- ヨーイング角速度計算 (Option 7)
ヨー角度(初期値)

風速(m/s) 計算周速比

尾翼スパー長(m) 尾翼面積(m²)

慣性モーメント_風車部 (kgm²) 慣性モーメント_尾翼部 (kgm²)

静摩擦(Nm) 動摩擦(Nm)

風速比 CR比

[コード (CALCULATE)]

Private Sub Command1_Click()

Unload CALCURATE

End Sub

Private Sub Command2_Click()

Dim PAI, ROU, REY, RH, YAWAL, YAWAL1, YAWAL_D, YAWAL1_D, YAWAL_MAX,
YAWAL_MAX_D, RAM_CAL, OMG_CAL, V, BLAL, BLAL_P, BLAL_D, BLAL1, BLAL1_P,
RL, R, R_P, IPS, CX, CY, JJ, JJ1, SS, SS1, s As Double

Dim RYU, RYU_D, RYU_C, MUKA, MUKA_A, MUKA_B, CL, CL_A, CL_B, CL_C, CL_D,
CL_E, CD, CD_A, CD_B, CD_C, CD_D, CD_E, SOLI, M_YAW_Y, M_YAW_YY, M_YAW_Y1,
M_YAW_RT, M_YAW_RT1, AA, YAWALP_D, C_YAW_RT As Double

Dim RL_low, RL_up, RAM_low, RAM_up, RYU_low, RYU_up, PT, PT_low, PT_up, CHORD,
CHORD_low, CHORD_up As Double

Dim AJI, ASE, AJI_T, ASE_T, AJI_ST, ASE_ST, Ina, At, Lt, RATE_S, ac, u1, u0, u2, u_R,
V0, CF As Double

Dim NowPercent, MaxLength, AL_CAL, YAW_CAL, CAL_TH, CAL_TH1, CAL_TH2,
CAL_Q, CAL_Q1, CAL_Q2, YAWAL1_D_CH, BB, CC1, CAL2 'CAL_C

Dim Ina_WD, Ina_T, sff, dff, zz, Vr, CRr As Double

Dim CAL_TH3, CAL_TH4, CAL_Q3, CAL_Q4

If Option1.Value = True Then

FRAG = 1

End If

PAI = 3.1415926

ROU = 1.225 'ROU は空気密度

u0 = 0

u1 = 0.01

RATE_S = 0.1 '角速度の計算周期

V = Val(Text5.Text) 'V は風速の意[m/s]

R = Val(Text1.Text) 'R は風車半径の意[m]

RH = Val(Text2.Text) 'RH は風車ハブ半径の意[m]

B = Val(Text4.Text) 'B はブレード枚数

RAM_CAL = Val(Text10.Text) 'RAM_CAL は計算時の周速比の意

```

At = Val(Text15.Text) '尾翼面積 m2]
Lt = Val(Text16.Text) '尾翼スパン長[m]
OMG_CAL = V * RAM_CAL / R 'ロータ角速度( $\omega$  [rad/s])
YAWAL_MAX_D = Val(Text3.Text) 'YAWAL_MAX は計算ヨー角の上限
YAWAL_MAX = Val(PIA * YAWAL_MAX_D / 180) 'YAWAL_MAX_D の RAD 変換
RAM_D = Val(Text7.Text)
MUKA_D = Val(Text8.Text)
CLD = Val(Text9.Text)
s = Val(Text12.Text)

```

'線形化位置の選択-----

```

If Option9.Value = True Then
  RL_low = R * 0.65
  RAM_low = RAM_D * RL_low / R '0.65R における  $\omega$ 
  RYU_low = (2 / 3) * Atn(1 / RAM_low) '0.65R での流入角[rad]
  PT_low = (180 * RYU_low / PIA) - MUKA_D '0.65R でのピッチ角[deg]
  CHORD_low = (8 * PIA * RL_low) * (1 - Cos(RYU_low)) / (CLD * B) '0.65R での弦長[m]
  RL_up = R * 0.85
  RAM_up = RAM_D * RL_up / R
  RYU_up = (2 / 3) * Atn(1 / RAM_up)
  PT_up = (180 * RYU_up / PIA) - MUKA_D
  CHORD_up = (8 * PIA * RL_up) * (1 - Cos(RYU_up)) / (CLD * B)

```

```

ElseIf Option10.Value = True Then
  RL_low = R * 0.75
  RAM_low = RAM_D * RL_low / R
  RYU_low = (2 / 3) * Atn(1 / RAM_low)
  PT_low = (180 * RYU_low / PIA) - MUKA_D
  CHORD_low = (8 * PIA * RL_low) * (1 - Cos(RYU_low)) / (CLD * B)
  RL_up = R * 0.95
  RAM_up = RAM_D * RL_up / R
  RYU_up = (2 / 3) * Atn(1 / RAM_up)
  PT_up = (180 * RYU_up / PIA) - MUKA_D
  CHORD_up = (8 * PIA * RL_up) * (1 - Cos(RYU_up)) / (CLD * B)

```

End If

'-----

Z = 1 '逆転部分

M_YAW_Y = 0

M_YAW_Y1 = 0

M_YAW_RT1 = 0

I = 2

C1 = 4

MaxLength = Picture1.Width

Dim CHEK_AJ As Double 'Single 'Integer

Dim CHEK_AS As Double 'Single 'Integer

Dim BASE_AJ As Integer

Dim BASE_AS As Integer

YAWAL1_D = Val(Text6.Text) 'ヨー角初期値

YAWAL1 = Val(PI * YAWAL1_D / 180) 'YAWAL1_D の RAD 変換

YAWALP_D = Val(Text6.Text) 'プログレスバー用の変数

If Option6.Value = True Then

Call single_cal 'ヨーイング角指定_単一計算

GoTo AA '結果出力

End If

If Option7.Value = True Then

GoTo EE 'ヨーイング角速度計算

End If

'以下から EE まではヨーモーメント計算プログラム (計算モード: 範囲計算または指定なし)

CAL_C = 3

Do

M_YAW_RT = 0

M_YAW_RT1 = 0

BLAL = 0

BLAL_P = Val(2 * PAI / 36)

```

Do
M_YAW_Y = 0
BLAL = BLAL + BLAL_P
RL = RH      'RH はハブ半径、従って初期状態を意味する。
R_P = Val((R - RH) / 20)
  Do Until (RL + 0.01) > R '翼素理論の dr。(R・ハブ半径) を 20 分割して、後に積分する
  AJI = 0.2 '0.334 'AJI は想定した軸誘導係数の意
  ASE = 0.001 'ASE は想定した接線誘導係数の意
  CNT = 0
    Do
    BLAL1 = 0 'アジマス角
    BLAL1_P = Val(2 * PAI / 36) '10 度ピッチのアジマス角
    JJ = 0
    SS = 0
      Do
      BLAL1 = BLAL1 + BLAL1_P '0-360° まで 10° ピッチのアジマス角
      If AJI = 1 Then
      AJI = 0.999
      End If

      IPS = AJI * Cos(YAWAL1) / (3 * (1 - AJI))
      RYU = Atn((V * (1 - AJI) * (Cos(YAWAL1) - Sin(YAWAL1) * Tan(IPS) *
      Cos(BLAL1))) / (RL * OMG_CAL * (1 + ASE) + V * (1 - AJI) *
      Sin(YAWAL1) * Sin(BLAL1)))
      RYU_D = RYU * 180 / PAI 'RYU_D は RYU の DEG 変換

      PT = -((PT_low - PT_up) / (RL_up - RL_low)) * RL + (PT_low + ((PT_low -
      PT_up) / (RL_up - RL_low)) * RL_low) '線形化位置のピッチ角からその他の
      局所半径でのピッチ角を比例計算している

      MUKA_A = RYU_D * PT 'MUKA は迎角の意 = 流入角 - ピッチ角

      If Option1.Value = True Then
      MUKA = MUKA_A
      AERO = "NACA0012"

```

REY = 150000

If MUKA > 170 Then

CL_A = Val((0.756 / 10) * MUKA - 13.608) 'CL_A は揚力係数の意。※以下の IF 文は NACA0012 の $Re=1*10^5$ のときの翼データ

ElseIf MUKA > 160 Then

CL_A = Val(-(0.135 / 10) * MUKA + 1.539)

ElseIf MUKA > 150 Then

CL_A = Val((0.119 / 10) * MUKA - 2.525)

ElseIf MUKA > 35 Then

CL_A = Val(-(1.643 / 115) * MUKA + 1.403)

ElseIf MUKA > 25 Then

CL_A = Val((0.143 / 10) * MUKA + 0.4025)

ElseIf MUKA > 16 Then

CL_A = 0.76

ElseIf MUKA > 14 Then

CL_A = Val(-(0.143 / 2) * MUKA + 1.904)

ElseIf MUKA > -14 Then

CL_A = Val((0.903 / 14) * MUKA)

ElseIf MUKA > -16 Then

CL_A = Val(-1 * (0.143 / 2) * MUKA - 1.904)

ElseIf MUKA > -25 Then

CL_A = -0.76

ElseIf MUKA > -35 Then

CL_A = Val((0.143 / 10) * MUKA - 0.4025)

ElseIf MUKA > -150 Then

CL_A = Val(-1 * (1.643 / 115) * MUKA - 1.403)

ElseIf MUKA > -160 Then

CL_A = Val((0.119 / 10) * MUKA + 2.525)

ElseIf MUKA > -170 Then

CL_A = Val(-1 * (0.135 / 10) * MUKA - 1.539)

ElseIf MUKA > -180 Then

CL_A = Val((0.756 / 10) * MUKA + 13.608)

End If

If MUKA > 130 Then

CD_A = Val(-1 * (0.7943 / 50) * MUKA + 2.88)

```

ElseIf MUKA > 45 Then
CD_A = Val(-0.0000002 * MUKA ^ 3 - 0.00002 * MUKA ^ 2 + 0.0085 *
MUKA + 0.484)
ElseIf MUKA > 15 Then
CD_A = Val((0.574 / 30) * MUKA - 0.053)
ElseIf MUKA >= 0 Then
CD_A = Val(0.00001 * MUKA ^ 4 - 0.0002 * MUKA ^ 3 + 0.0019 * MUKA
^ 2 - 0.0028 * MUKA + 0.0177)
ElseIf MUKA > -15 Then
CD_A = Val(0.00001 * (-1 * MUKA) ^ 4 - 0.0002 * (-1 * MUKA) ^ 3 +
0.0019 * (-1 * MUKA) ^ 2 - 0.0028 * (-1 * MUKA) + 0.0177)
ElseIf MUKA > -45 Then
CD_A = Val((0.574 / 30) * (-1 * MUKA) - 0.053)
ElseIf MUKA > -130 Then
CD_A = Val(-0.0000002 * (-1 * MUKA) ^ 3 - 0.00002 * (-1 * MUKA) ^ 2 +
0.0085 * (-1 * MUKA) + 0.484)
ElseIf MUKA > -180 Then
CD_A = Val(-1 * (0.7943 / 50) * (-1 * MUKA) + 2.88)
End If

```

End If

```

If Option1.Value = True Then

```

```

CL = CL_A

```

```

CD = CD_A

```

End If

```

CHORD = -((CHORD_low - CHORD_up) / (RL_up - RL_low)) * RL +
(CHORD_low + ((CHORD_low - CHORD_up) / (RL_up - RL_low)) *
RL_low) '線形化した部分の弦長近似式から、それ以外の局所半径での弦長を
比例計算している

```

```

CX = CL * Sin(RYU) - CD * Cos(RYU)

```

```

CY = CL * Cos(RYU) + CD * Sin(RYU)

```

```

JJ1 = (-CX * Tan(YAWAL1) * Sin(BLAL1) + CY) * (((Cos(YAWAL1)) ^ 2) *
((1 - Tan(YAWAL1) * Tan(IPS) * Cos(BLAL1)) ^ 2) / ((Sin(RYU)) ^ 2)) *
BLAL1_P

```

```

SS1 = (CX * Cos(YAWAL1) * (1 - Tan(YAWAL1) * Tan(IPS) * Cos(BLAL1))
* ((1 + ASE) + V * (1 - AJI) * Sin(YAWAL1) * Sin(BLAL1) / (RL *
OMG_CAL)) * BLAL1_P / (Sin(2 * RYU)))  '((CX * Cos(YAWAL_CAL) * (1
- Tan(YAWAL_CAL) * Tan(IPS) * Cos(BLAL1)) * B * CHORD) * (1 + V * (1
- AJI) * Sin(YAWAL_CAL) * Sin(BLAL1) / (RL * OMG_CAL)) / (4 * PAI *
RL * Sin(2 * RYU) - CX * Cos(YAWAL_CAL) * (1 - Tan(YAWAL_CAL) *
Tan(IPS) * Cos(BLAL1)) * B * CHORD)) * BLAL1_P
JJ = JJ + JJ1
SS = SS + SS1
Loop Until BLAL1 >= (2 * PAI - 0.001) 'アジマス角 360° まで周積分

```

```

JJ_A = (B * CHORD / (16 * (PAI ^ 2) * RL)) * JJ
AJI_T = JJ_A / (1 + JJ_A)

```

```

If AJI_T >= 2 Then      'a が増大した場合の発散を防ぐための式
AJI_T = 0.5
ElseIf AJI_T <= -2 Then
AJI_T = -0.5
End If

```

```

ASE_T = (B * CHORD / (8 * (PAI ^ 2) * RL)) * SS

```

```

AJI_ST = AJI_T - AJI 'AJI は最初に想定した軸誘導係数の初期値
ASE_ST = ASE_T - ASE 'ASE は最初に想定した接線誘導係数の初期値
If AJI_ST = 0 Then
AJI_ST = 0.001
End If
If ASE_ST = 0 Then
ASE_ST = 0.001
End If

```

```

CHEK_AJ = Abs((AJI_ST) / AJI)
CHEK_AS = Abs((ASE_ST) / ASE)

```

```

If CHEK_AJ < 0.001 And CHEK_AS < 0.001 Then
GoTo CAL2
End If

```



```

AJI = AJI_T
ASE = ASE_T
CNT = CNT + 1
Loop Until CNT > 500 '10000
If CNT > 500 Then
GoTo CC2
End If

```

```

CAL2: RYU_C = Atn((V * (1 - AJI) * (Cos(YAWAL1) - Sin(YAWAL1) * Tan(IPS) *
Cos(BLAL))) / (RL * OMG_CAL * (1 + ASE) + V * (1 - AJI) * Sin(YAWAL1) *
Sin(BLAL)))
M_YAW_Y1 = 0.5 * ROU * (V ^ 2) * ((1 - AJI) ^ 2) * ((Cos(YAWAL1) - Sin(YAWAL1)
* Tan(IPS) * Cos(BLAL)) ^ 2) * (CY * RL * Cos(BLAL) - CX * s * Sin(BLAL)) *
CHORD * R_P / ((Sin(RYU_C)) ^ 2)

```

CC2:

```

M_YAW_Y = M_YAW_Y + M_YAW_Y1
RL = RL + R_P
Loop 'dMy を翼端 R まで積分

```

```

BLAL_D = 180 * BLAL / PAI 'アジマス角の deg 変換
YAWAL1_D = 180 * YAWAL1 / PAI 'ヨー角の deg 変換
M_YAW_YY = M_YAW_Y * BLAL_P / (2 * PAI)
M_YAW_RT1 = M_YAW_RT1 + M_YAW_YY
M_YAW_RT = B * M_YAW_RT1
Loop Until BLAL >= (2 * PAI - 0.001)

```

```

RES_CAL(CAL_C, 1) = Format(YAWAL1_D, "0.00")
RES_CAL(CAL_C, 2) = Format(M_YAW_RT, "0.000000")

```

```

YAWAL1 = YAWAL1 + (10 * PAI / 180)
YAWAL1_D = Val(180 * YAWAL1 / PAI)

```

```

If YAWAL1_D = 90 Then
YAWAL1 = 100 * (PAI / 180)
End If

```

CAL_C = CAL_C + 1

Loop Until YAWAL1 > YAWAL_MAX

'初期ヨー角(YAWAL1)~10° 刻みで最終ヨー角(YWAL_MAX)まで計算

RES_CAL(1, 1) = AERO '計算結果.frm に計算条件を表示

RES_CAL(1, 2) = REY

RES_CAL(1, 3) = B

RES_CAL(2, 1) = "設定ヨーイング角"

RES_CAL(2, 2) = "プレートヨーモーメント"

FRAG2 = 8

GoTo AA '結果出力へ

'ここまでがヨーモーメント計算プログラム (計算モード: 範囲計算または指定無し)

EE: 'ヨーイング角速度計算プログラム

CAL_C = 3

'ヨー角 80° と 100° の場合のヨーモーメント計算

AL_CAL = -100

Do

YAWAL1 = (AL_CAL * PAI / 180)

M_YAW_RT = 0

M_YAW_RT1 = 0

BLAL = 0

BLAL_P = Val(2 * PAI / 36)

Do

M_YAW_Y = 0

BLAL = BLAL + BLAL_P

RL = RH 'RH はハブ半径、従って初期状態を意味する。

R_P = Val((R - RH) / 20) '翼素理論の dr。(R-ハブ半径) を 20 分割して、後に積分する

```

Do Until (RL + 0.01) > R
AJI = 0.2 '0.334 'AJI は想定した軸誘導係数の意
ASE = 0.001 'ASE は想定した接線誘導係数の意
CNT = 0
  Do
    BLAL1 = 0 'アジマス角
    BLAL1_P = Val(2 * PAI / 36) '10 度ピッチのアジマス角
    JJ = 0
    SS = 0
    Do
      BLAL1 = BLAL1 + BLAL1_P '0-360° まで 10° ピッチのアジマス角
      If AJI = 1 Then
        AJI = 0.999
      End If

      IPS = AJI * Cos(YAWAL1) / (3 * (1 - AJI))
      RYU = Atn(((V * (1 - AJI) * (Cos(YAWAL1) - Sin(YAWAL1) * Tan(IPS) *
        Cos(BLAL1)))) / (RL * OMG_CAL * (1 + ASE) + V * (1 - AJI) *
        Sin(YAWAL1) * Sin(BLAL1)))
      RYU_D = RYU * 180 / PAI 'RYU_D は RYU の DEG 変換

      PT = -((PT_low - PT_up) / (RL_up - RL_low)) * RL + (PT_low + ((PT_low -
        PT_up) / (RL_up - RL_low)) * RL_low) '線形化位置のピッチ角からその他の
      局所半径でのピッチ角を比例計算している

      MUKA_A = RYU_D * PT 'MUKA は迎え角の意 = 流入角 - ピッチ角

      If Option1.Value = True Then
        MUKA = MUKA_A
        AERO = "NACA0012"
        REY = 150000

      If MUKA > 170 Then
        CL_A = Val((0.756 / 10) * MUKA - 13.608) 'CL_A は揚力係数の意。※以下
        の IF 文は NACA0012 の Re=1*10^5 のときの翼データ
      ElseIf MUKA > 160 Then
        CL_A = Val(-(0.135 / 10) * MUKA + 1.539)

```

```

ElseIf MUKA > 150 Then
CL_A = Val((0.119 / 10) * MUKA - 2.525)
ElseIf MUKA > 35 Then
CL_A = Val(-(1.643 / 115) * MUKA + 1.403)
ElseIf MUKA > 25 Then
CL_A = Val((0.143 / 10) * MUKA + 0.4025)
ElseIf MUKA > 16 Then
CL_A = 0.76
ElseIf MUKA > 14 Then
CL_A = Val(-(0.143 / 2) * MUKA + 1.904)
ElseIf MUKA > -14 Then
CL_A = Val((0.903 / 14) * MUKA)
ElseIf MUKA > -16 Then
CL_A = Val(-1 * (0.143 / 2) * MUKA - 1.904)
ElseIf MUKA > -25 Then
CL_A = -0.76
ElseIf MUKA > -35 Then
CL_A = Val((0.143 / 10) * MUKA - 0.4025)
ElseIf MUKA > -150 Then
CL_A = Val(-1 * (1.643 / 115) * MUKA - 1.403)
ElseIf MUKA > -160 Then
CL_A = Val((0.119 / 10) * MUKA + 2.525)
ElseIf MUKA > -170 Then
CL_A = Val(-1 * (0.135 / 10) * MUKA - 1.539)
ElseIf MUKA > -180 Then
CL_A = Val((0.756 / 10) * MUKA + 13.608)
End If

```

```

If MUKA > 130 Then
CD_A = Val(-1 * (0.7943 / 50) * MUKA + 2.88)
ElseIf MUKA > 45 Then
CD_A = Val(-0.0000002 * MUKA ^ 3 - 0.00002 * MUKA ^ 2 + 0.0085 *
MUKA + 0.484)
ElseIf MUKA > 15 Then
CD_A = Val((0.574 / 30) * MUKA - 0.053)
ElseIf MUKA >= 0 Then
CD_A = Val(0.00001 * MUKA ^ 4 - 0.0002 * MUKA ^ 3 + 0.0019 * MUKA

```

```

^ 2 - 0.0028 * MUKA + 0.0177)
ElseIf MUKA > -15 Then
CD_A = Val(0.00001 * (-1 * MUKA) ^ 4 - 0.0002 * (-1 * MUKA) ^ 3 +
0.0019 * (-1 * MUKA) ^ 2 - 0.0028 * (-1 * MUKA) + 0.0177)
ElseIf MUKA > -45 Then
CD_A = Val((0.574 / 30) * (-1 * MUKA) - 0.053)
ElseIf MUKA > -130 Then
CD_A = Val(-0.0000002 * (-1 * MUKA) ^ 3 - 0.00002 * (-1 * MUKA) ^ 2 +
0.0085 * (-1 * MUKA) + 0.484)
ElseIf MUKA > -180 Then
CD_A = Val(-1 * (0.7943 / 50) * (-1 * MUKA) + 2.88)
End If

```

```
End If
```

```
If Option1.Value = True Then
```

```
CL = CL_A
```

```
CD = CD_A
```

```
End If
```

```

CHORD = -((CHORD_low - CHORD_up) / (RL_up - RL_low)) * RL +
(CHORD_low + ((CHORD_low - CHORD_up) / (RL_up - RL_low)) *
RL_low) '線形化した部分の弦長近似式からそれ以外の局所半径での弦長を
比例計算している

```

```
CX = CL * Sin(RYU) - CD * Cos(RYU)
```

```
CY = CL * Cos(RYU) + CD * Sin(RYU)
```

```

JJ1 = (-CX * Tan(YAWAL1) * Sin(BLAL1) + CY) * (((Cos(YAWAL1)) ^ 2) *
((1 - Tan(YAWAL1) * Tan(IPS) * Cos(BLAL1)) ^ 2) / ((Sin(RYU)) ^ 2)) *
BLAL1_P

```

```

SS1 = (CX * Cos(YAWAL1) * (1 - Tan(YAWAL1) * Tan(IPS) * Cos(BLAL1))
* ((1 + ASE) + V * (1 - AJI) * Sin(YAWAL1) * Sin(BLAL1) / (RL *

```

```

OMG_CAL)) * BLAL1_P / (Sin(2 * RYU))) '((CX * Cos(YAWAL_CAL) * (1
- Tan(YAWAL_CAL) * Tan(IPS) * Cos(BLAL1)) * B * CHORD) * (1 + V * (1
- AJI) * Sin(YAWAL_CAL) * Sin(BLAL1) / (RL * OMG_CAL)) / (4 * PAI *
RL * Sin(2 * RYU) - CX * Cos(YAWAL_CAL) * (1 - Tan(YAWAL_CAL) *
Tan(IPS) * Cos(BLAL1)) * B * CHORD)) * BLAL1_P

```

JJ = JJ + JJ1

SS = SS + SS1

Loop Until BLAL1 >= (2 * PAI - 0.001) 'アジマス角 360° まで周積分

JJ_A = (B * CHORD / (16 * (PAI ^ 2) * RL)) * JJ

AJI_T = JJ_A / (1 + JJ_A)

If AJI_T >= 2 Then 'a が増大した場合の発散を防ぐための式

AJI_T = 0.5

ElseIf AJI_T <= -2 Then

AJI_T = -0.5

End If

ASE_T = (B * CHORD / (8 * (PAI ^ 2) * RL)) * SS

AJI_ST = AJI_T - AJI 'AJI は最初に想定した軸誘導係数の初期値

ASE_ST = ASE_T - ASE 'ASE は最初に想定した接線誘導係数の初期値

If AJI_ST = 0 Then

AJI_ST = 0.001

End If

If ASE_ST = 0 Then

ASE_ST = 0.001

End If

CHEK_AJ = Abs((AJI_ST) / AJI)

CHEK_AS = Abs((ASE_ST) / ASE)

If CHEK_AJ < 0.001 And CHEK_AS < 0.001 Then

GoTo CAL3

End If

AJI = AJI_T

ASE = ASE_T

CNT = CNT + 1

Loop Until CNT > 500 '10000

If CNT > 500 Then

GoTo CC3

End If

```

CAL3: RYU_C = Atn(((V * (1 - AJI) * (Cos(YAWAL1) - Sin(YAWAL1) * Tan(IPS) *
Cos(BLAL)))) / (RL * OMG_CAL * (1 + ASE) + V * (1 - AJI) * Sin(YAWAL1) *
Sin(BLAL)))
M_YAW_Y1 = 0.5 * ROU * (V ^ 2) * ((1 - AJI) ^ 2) * ((Cos(YAWAL1) - Sin(YAWAL1)
* Tan(IPS) * Cos(BLAL)) ^ 2) * (CY * RL * Cos(BLAL) - CX * s * Sin(BLAL)) *
CHORD * R_P / ((Sin(RYU_C)) ^ 2)

```

CC3:

```
M_YAW_Y = M_YAW_Y + M_YAW_Y1
```

```
RL = RL + R_P
```

Loop 'dMr を半径 R の翼端まで積分

```
BLAL_D = 180 * BLAL / PAI 'アジマス角の deg 変換
```

```
YAWAL1_D = 180 * YAWAL1 / PAI 'ヨー角の deg 変換
```

```
M_YAW_YY = M_YAW_Y * BLAL_P / (2 * PAI)
```

```
M_YAW_RT1 = M_YAW_RT1 + M_YAW_YY
```

```
M_YAW_RT = B * M_YAW_RT1
```

```
Loop Until BLAL >= (2 * PAI - 0.001)
```

```
RES_CAL(CAL_C, 1) = Format(AL_CAL, "0.00")
```

```
RES_CAL(CAL_C, 2) = Format(M_YAW_RT, "0.000000")
```

```
AL_CAL = AL_CAL + 20
```

```
CAL_C = CAL_C + 1
```

```
Loop Until AL_CAL > 100
```

```
CAL_TH1 = RES_CAL(3, 1)
```

```
CAL_Q1 = RES_CAL(3, 2)
```

```
CAL_TH2 = RES_CAL(4, 1)
```

```
CAL_Q2 = RES_CAL(4, 2)
```

```
CAL_TH3 = RES_CAL(12, 1)
```

```
CAL_Q3 = RES_CAL(12, 2)
```

```
CAL_TH4 = RES_CAL(13, 1)
```

```
CAL_Q4 = RES_CAL(13, 2)
```

FRAG2 = 7

'角速度算出用(ここから BB:まで、角速度計算の初期時間におけるヨーモーメント(静トルク)の計算

YAWAL1_D = Val(Text13.Text) 'ヨーイング角初期値

YAWAL1 = Val(PI * YAWAL1_D / 180) 'YAWAL1_D の RAD 変換

u0 = 0

u1 = 0.01

Do

If YAWAL1 >= (80 * PAI / 180) And YAWAL1 <= (100 * PAI / 180) Then '80° 以上 100° 未満の場合は 90° 補正

YAWAL1_D = Val(180 * YAWAL1 / PAI)

GoTo BB

ElseIf YAWAL1 >= (-100 * PAI / 180) And YAWAL1 <= (-80 * PAI / 180) Then '-100° 以上 -80° 未満の場合は -90° 補正

YAWAL1_D = Val(180 * YAWAL1 / PAI)

GoTo BB

End If

V = Val(Text5.Text) 'V は風速の意

R = Val(Text1.Text) 'R は風車半径の意(単位 m)

RH = Val(Text2.Text) 'RH は風車ハブ半径の意(単位 m)

RAM_CAL = Val(Text10.Text) 'RAM_CAL は計算時の周速比の意

At = Val(Text15.Text) '尾翼面積(m²)

Lt = Val(Text16.Text) '尾翼スパン長(m)

OMG_CAL = V * RAM_CAL / R

RAM_D = Val(Text7.Text)

MUKA_D = Val(Text8.Text)

CLD = Val(Text9.Text)

s = Val(Text12.Text)

'線形化位置の選択-----

If Option9.Value = True Then

$$RL_low = R * 0.65$$

$$RAM_low = RAM_D * RL_low / R$$

$$RYU_low = (2 / 3) * \text{Atn}(1 / RAM_low)$$

$$PT_low = (180 * RYU_low / \text{PAI}) * \text{MUKA_D}$$

$$\text{CHORD_low} = (8 * \text{PAI} * RL_low) * (1 - \text{Cos}(RYU_low)) / (\text{CLD} * B)$$

$$RL_up = R * 0.85$$

$$RAM_up = RAM_D * RL_up / R$$

$$RYU_up = (2 / 3) * \text{Atn}(1 / RAM_up)$$

$$PT_up = (180 * RYU_up / \text{PAI}) * \text{MUKA_D}$$

$$\text{CHORD_up} = (8 * \text{PAI} * RL_up) * (1 - \text{Cos}(RYU_up)) / (\text{CLD} * B)$$

ElseIf Option10.Value = True Then

$$RL_low = R * 0.75$$

$$RAM_low = RAM_D * RL_low / R$$

$$RYU_low = (2 / 3) * \text{Atn}(1 / RAM_low)$$

$$PT_low = (180 * RYU_low / \text{PAI}) * \text{MUKA_D}$$

$$\text{CHORD_low} = (8 * \text{PAI} * RL_low) * (1 - \text{Cos}(RYU_low)) / (\text{CLD} * B)$$

$$RL_up = R * 0.95$$

$$RAM_up = RAM_D * RL_up / R$$

$$RYU_up = (2 / 3) * \text{Atn}(1 / RAM_up)$$

$$PT_up = (180 * RYU_up / \text{PAI}) * \text{MUKA_D}$$

$$\text{CHORD_up} = (8 * \text{PAI} * RL_up) * (1 - \text{Cos}(RYU_up)) / (\text{CLD} * B)$$

End If

'-----

Z = 1 '逆転部分

$$M_YAW_Y = 0$$

$$M_YAW_Y1 = 0$$

'-----

$$M_YAW_RT = 0$$

$$M_YAW_RT1 = 0$$

```

BLAL = 0
BLAL_P = Val(2 * PAI / 36)

Do
M_YAW_Y = 0
BLAL = BLAL + BLAL_P
RL = RH      'RH はハブ半径、従って初期状態を意味する。
R_P = Val((R - RH) / 20)
  Do Until (RL + 0.01) > R
    A_JI = 0.2 '0.334 'A_JI は想定した軸誘導係数の意
    ASE = 0.001 'ASE は想定した接線誘導係数の意
    CNT = 0
    Do
    BLAL1 = 0
    BLAL1_P = Val(2 * PAI / 36) '10 度ピッチ
    JJ = 0
    SS = 0
    Do
    BLAL1 = BLAL1 + BLAL1_P
    If A_JI = 1 Then
    A_JI = 0.999
    End If

    IPS = A_JI * Cos(YAWAL1) / (3 * (1 - A_JI))
    RYU = Atn(((V * (1 - A_JI) * (Cos(YAWAL1) - Sin(YAWAL1) * Tan(IPS) *
    Cos(BLAL1)))) / (RL * OMG_CAL * (1 + ASE) + V * (1 - A_JI) *
    Sin(YAWAL1) * Sin(BLAL1)))
    RYU_D = RYU * 180 / PAI 'RYU_D は RYU の DEG 変換

    PT = -((PT_low - PT_up) / (RL_up - RL_low)) * RL + (PT_low + ((PT_low -
    PT_up) / (RL_up - RL_low)) * RL_low)

    MUKA_A = RYU_D * PT      'MUKA は迎え角の意。 = 流入角 - ピッチ角

    If Option1.Value = True Then
    MUKA = MUKA_A
    AERO = "NACA0012"

```

REY = 150000

If MUKA > 170 Then

CL_A = Val((0.756 / 10) * MUKA - 13.608) 'CL_A は揚力係数の意。※以下の IF 文は NACA0012 の $Re=1*10^5$ のときの翼データ

ElseIf MUKA > 160 Then

CL_A = Val(-(0.135 / 10) * MUKA + 1.539)

ElseIf MUKA > 150 Then

CL_A = Val((0.119 / 10) * MUKA - 2.525)

ElseIf MUKA > 35 Then

CL_A = Val(-(1.643 / 115) * MUKA + 1.403)

ElseIf MUKA > 25 Then

CL_A = Val((0.143 / 10) * MUKA + 0.4025)

ElseIf MUKA > 16 Then

CL_A = 0.76

ElseIf MUKA > 14 Then

CL_A = Val(-(0.143 / 2) * MUKA + 1.904)

ElseIf MUKA > -14 Then

CL_A = Val((0.903 / 14) * MUKA)

ElseIf MUKA > -16 Then

CL_A = Val(-1 * (0.143 / 2) * MUKA - 1.904)

ElseIf MUKA > -25 Then

CL_A = -0.76

ElseIf MUKA > -35 Then

CL_A = Val((0.143 / 10) * MUKA - 0.4025)

ElseIf MUKA > -150 Then

CL_A = Val(-1 * (1.643 / 115) * MUKA - 1.403)

ElseIf MUKA > -160 Then

CL_A = Val((0.119 / 10) * MUKA + 2.525)

ElseIf MUKA > -170 Then

CL_A = Val(-1 * (0.135 / 10) * MUKA - 1.539)

ElseIf MUKA > -180 Then

CL_A = Val((0.756 / 10) * MUKA + 13.608)

End If

If MUKA > 130 Then

CD_A = Val(-1 * (0.7943 / 50) * MUKA + 2.88)

```

ElseIf MUKA > 45 Then
CD_A = Val(-0.0000002 * MUKA ^ 3 - 0.00002 * MUKA ^ 2 + 0.0085 *
MUKA + 0.484)
ElseIf MUKA > 15 Then
CD_A = Val((0.574 / 30) * MUKA - 0.053)
ElseIf MUKA >= 0 Then
CD_A = Val(0.00001 * MUKA ^ 4 - 0.0002 * MUKA ^ 3 + 0.0019 * MUKA
^ 2 - 0.0028 * MUKA + 0.0177)
ElseIf MUKA > -15 Then
CD_A = Val(0.00001 * (-1 * MUKA) ^ 4 - 0.0002 * (-1 * MUKA) ^ 3 +
0.0019 * (-1 * MUKA) ^ 2 - 0.0028 * (-1 * MUKA) + 0.0177)
ElseIf MUKA > -45 Then
CD_A = Val((0.574 / 30) * (-1 * MUKA) - 0.053)
ElseIf MUKA > -130 Then
CD_A = Val(-0.0000002 * (-1 * MUKA) ^ 3 - 0.00002 * (-1 * MUKA) ^ 2 +
0.0085 * (-1 * MUKA) + 0.484)
ElseIf MUKA > -180 Then
CD_A = Val(-1 * (0.7943 / 50) * (-1 * MUKA) + 2.88)
End If

End If

If Option1.Value = True Then
CL = CL_A
CD = CD_A

End If

CHORD = -((CHORD_low - CHORD_up) / (RL_up - RL_low)) * RL +
(CHORD_low + ((CHORD_low - CHORD_up) / (RL_up - RL_low)) *
RL_low)
CX = CL * Sin(RYU) - CD * Cos(RYU)
CY = CL * Cos(RYU) + CD * Sin(RYU)
JJ1 = (-CX * Tan(YAWAL1) * Sin(BLAL1) + CY) * (((Cos(YAWAL1)) ^ 2) *
((1 - Tan(YAWAL1) * Tan(IPS) * Cos(BLAL1)) ^ 2) / ((Sin(RYU)) ^ 2)) *
BLAL1_P
SS1 = (CX * Cos(YAWAL1) * (1 - Tan(YAWAL1) * Tan(IPS) * Cos(BLAL1))

```

```

* ((1 + ASE) + V * (1 - AJI) * Sin(YAWAL1) * Sin(BLAL1) / (RL * OMG_CAL)) * BLAL1_P /
(Sin(2 * RYU))  '((CX * Cos(YAWAL_CAL) * (1 - Tan(YAWAL_CAL) * Tan(IPS) *
Cos(BLAL1)) * B * CHORD) * (1 + V * (1 - AJI) * Sin(YAWAL_CAL) * Sin(BLAL1) / (RL *
OMG_CAL)) / (4 * PAI * RL * Sin(2 * RYU) - CX * Cos(YAWAL_CAL) * (1 -
Tan(YAWAL_CAL) * Tan(IPS) * Cos(BLAL1)) * B * CHORD)) * BLAL1_P

```

```

JJ = JJ + JJ1

```

```

SS = SS + SS1

```

```

Loop Until BLAL1 >= (2 * PAI - 0.001)

```

```

JJ_A = (B * CHORD / (16 * (PAI ^ 2) * RL)) * JJ

```

```

AJI_T = JJ_A / (1 + JJ_A)

```

```

If AJI_T >= 2 Then      'a が増大した場合の発散を防ぐための式

```

```

AJI_T = 0.5

```

```

ElseIf AJI_T <= -2 Then

```

```

AJI_T = -0.5

```

```

End If

```

```

ASE_T = (B * CHORD / (8 * (PAI ^ 2) * RL)) * SS

```

```

AJI_ST = AJI_T - AJI

```

```

ASE_ST = ASE_T - ASE

```

```

If AJI_ST = 0 Then

```

```

AJI_ST = 0.001

```

```

End If

```

```

If ASE_ST = 0 Then

```

```

ASE_ST = 0.001

```

```

End If

```

```

CHEK_AJ = Abs((AJI_ST) / AJI)

```

```

CHEK_AS = Abs((ASE_ST) / ASE)

```

```

If CHEK_AJ < 0.001 And CHEK_AS < 0.001 Then

```

```

GoTo CAL4

```

```

End If

```

```

AJI = AJI_T

```

```

ASE = ASE_T
CNT = CNT + 1
Loop Until CNT > 500 '10000
If CNT > 500 Then
GoTo CC4
End If

```

```

CAL4: RYU_C = Atn(((V * (1 - AJI) * (Cos(YAWAL1) - Sin(YAWAL1) * Tan(IPS) *
Cos(BLAL)))) / (RL * OMG_CAL * (1 + ASE) + V * (1 - AJI) * Sin(YAWAL1) *
Sin(BLAL)))
M_YAW_Y1 = 0.5 * ROU * (V ^ 2) * ((1 - AJI) ^ 2) * ((Cos(YAWAL1) - Sin(YAWAL1)
* Tan(IPS) * Cos(BLAL)) ^ 2) * (CY * RL * Cos(BLAL) - CX * s * Sin(BLAL)) *
CHORD * R_P / ((Sin(RYU_C)) ^ 2)

```

CC4:

```

M_YAW_Y = M_YAW_Y + M_YAW_Y1
RL = RL + R_P
Loop
BLAL_D = 180 * BLAL / PAI
YAWAL1_D = Val(180 * YAWAL1 / PAI)
M_YAW_YY = M_YAW_Y * BLAL_P / (2 * PAI)
M_YAW_RT1 = M_YAW_RT1 + M_YAW_YY
M_YAW_RT = B * M_YAW_RT1 'ブレード枚数を掛ける
Loop Until BLAL >= (2 * PAI - 0.001)

```

BB:

Ina_WD = Val(Text14.Text) '風車部の慣性モーメント(kgm2)

Ina_T = Val(Text18.Text) '尾翼部の慣性モーメント(kgm2)

Ina = Ina_WD + Ina_T '風車全体の慣性モーメント(kgm2)

If YAWAL1_D >= 80 And YAWAL1_D <= 100 Then

'ヨーイング角、80度から100度までの補正

$$M_YAW_RT = (CAL_Q4 - CAL_Q3) * YAWAL1_D / (CAL_TH4 - CAL_TH3) +$$

```

(CAL_Q3 - (CAL_Q4 - CAL_Q3) * CAL_TH3 / (CAL_TH4 - CAL_TH3))
'80度から100度までの補正式の解
    ElseIf YAWAL1_D >= -100 And YAWAL1_D <= -80 Then
'ヨーイング角、-100度から-80度までの補正
    M_YAW_RT = (CAL_Q2 - CAL_Q1) * YAWAL1_D / (CAL_TH2 - CAL_TH1) +
(CAL_Q1 - (CAL_Q2 - CAL_Q1) * CAL_TH1 / (CAL_TH2 - CAL_TH1))
'-100度から-80度までの補正式の解

End If

```

```

For II = 1 To 18000

```

```

    If u1 > V * (Sin(YAWAL1)) Then 'ヨー角が0° または180°
    Z = -1
    Else
    Z = 1
    End If

```

```

'2011年復元モーメント係数（モータ無し）（CR(θ)の曲線）

```

```

    If YAWAL1_D <= -150 Then
    CF = (-0.00032 * YAWAL1_D ^ 2 - 0.06062 * YAWAL1_D - 0.66185) * -1
    ElseIf YAWAL1_D <= -130 Then
    CF = (0.008 * YAWAL1_D + 2.4932) * -1
    ElseIf YAWAL1_D <= -70 Then
    CF = (0.0000015 * YAWAL1_D ^ 3 + 0.0003404 * YAWAL1_D ^ 2 + 0.0196354
* YAWAL1_D + 1.449637) * -1
    ElseIf YAWAL1_D <= -40 Then
    CF = (-0.00016 * YAWAL1_D ^ 2 - 0.01783 * YAWAL1_D + 0.81225) * -1
    ElseIf YAWAL1_D <= 0 Then
    CF = (0.00029 * YAWAL1_D ^ 2 - 0.02013 * YAWAL1_D + 0.00033) * -1

    ElseIf YAWAL1_D <= 40 Then
    CF = 0.00029 * YAWAL1_D ^ 2 + 0.02013 * YAWAL1_D + 0.00033
    ElseIf YAWAL1_D <= 70 Then
    CF = -0.00016 * YAWAL1_D ^ 2 + 0.01783 * YAWAL1_D + 0.81225
    ElseIf YAWAL1_D <= 130 Then

```

```

CF = -0.0000015 * YAWAL1_D ^ 3 + 0.0003404 * YAWAL1_D ^ 2 - 0.0196354 *
YAWAL1_D + 1.449637
ElseIf YAWAL1_D <= 150 Then
CF = -0.008 * YAWAL1_D + 2.4932
ElseIf YAWAL1_D <= 180 Then
CF = -0.00032 * YAWAL1_D ^ 2 + 0.06062 * YAWAL1_D - 0.66185

End If

```

'摩擦考慮

```

dff = Val(Text17.Text)
sff = Val(Text19.Text)
Vr = Val(Text20.Text) '風速比
CRr = Val(Text21.Text) '復元モーメント比

If YAWAL1_D = Val(Text13.Text) Then '初期値での静摩擦 (ω = 0.01 ≒ 0 なので静止し
    ていると仮定)

zz = 0

If YAWAL1_D <= -90 Then

If (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) * Lt) +
(-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2 * Lt)) -
M_YAW_RT >= 0 Then
    zz = -1
ElseIf (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) *
Lt) + (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2 * Lt)) -
M_YAW_RT < 0 Then
    zz = 1
End If

ac = ((CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) * Lt)
+ (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2 * Lt)) -
M_YAW_RT + sff * zz) / Ina

```


ElseIf YAWAL1_D <= 0 Then

If (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) * Lt) + (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(PAI / 2 - YAWAL1)) ^ 2 * Lt)) - M_YAW_RT >= 0 Then

zz = -1

ElseIf (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) * Lt) + (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(PAI / 2 - YAWAL1)) ^ 2 * Lt)) - M_YAW_RT < 0 Then

zz = 1

End If

ac = ((CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) * Lt) + (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(PAI / 2 - YAWAL1)) ^ 2 * Lt)) - M_YAW_RT + sff * zz) / Ina

ElseIf YAWAL1_D <= 90 Then

If (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) * Lt) + (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(PAI / 2 - YAWAL1)) ^ 2 * Lt)) - M_YAW_RT >= 0 Then

zz = -1

ElseIf (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) * Lt) + (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(PAI / 2 - YAWAL1)) ^ 2 * Lt)) - M_YAW_RT < 0 Then

zz = 1

End If

ac = ((CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) * Lt) + (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(PAI / 2 - YAWAL1)) ^ 2 * Lt)) - M_YAW_RT + sff * zz) / Ina

ElseIf YAWAL1_D <= 180 Then

If (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) * Lt) + (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2 * Lt)) - M_YAW_RT >= 0 Then

```

zz = -1
ElseIf (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) *
Lt) + (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2 * Lt)) -
M_YAW_RT < 0 Then
zz = 1
End If

```

```

ac = ((CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) * Lt)
+ (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2 * Lt)) -
M_YAW_RT + sff * zz) / Ina
End If

```

```

Else          動摩擦

```

```

zz = 0

```

```

If YAWAL1_D <= -90 Then

```

```

If u1 >= 0 Then 'ω ≠ 0 で動いている場合

```

```

zz = -1

```

```

ElseIf u1 < 0 Then

```

```

zz = 1

```

```

End If

```

```

ac = ((CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) * Lt)
+ (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2 * Lt)) -
M_YAW_RT + dff * zz) / Ina

```

```

ElseIf YAWAL1_D <= 0 Then

```

```

If u1 >= 0 Then

```

```

zz = -1

```

```

ElseIf u1 < 0 Then

```

```

zz = 1

```

```

End If

```

```

ac = ((CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PAI / 2)) ^ 2) * Lt)

```

```
+ (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(PIA / 2 - YAWAL1)) ^ 2 * Lt)) -  
M_YAW_RT + dff * zz) / Ina
```

```
ElseIf YAWAL1_D <= 90 Then
```

```
  If u1 >= 0 Then
```

```
    zz = -1
```

```
  ElseIf u1 < 0 Then
```

```
    zz = 1
```

```
  End If
```

```
ac = ((CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PIA / 2)) ^ 2) * Lt)  
+ (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(PIA / 2 - YAWAL1)) ^ 2 * Lt)) -  
M_YAW_RT + dff * zz) / Ina
```

```
ElseIf YAWAL1_D <= 180 Then
```

```
  If u1 >= 0 Then
```

```
    zz = -1
```

```
  ElseIf u1 < 0 Then
```

```
    zz = 1
```

```
  End If
```

```
ac = ((CRr * CF * 0.5 * ROU * At * ((Vr * V - u1 * Lt * Cos(YAWAL1 - PIA / 2)) ^ 2) * Lt)  
+ (-1 * (CRr * CF * 0.5 * ROU * At * (u1 * Lt * Sin(YAWAL1 - PIA / 2)) ^ 2 * Lt)) -  
M_YAW_RT + dff * zz) / Ina
```

```
End If
```

```
End If
```

```
  u2 = u0 + ac * RATE_S 'RATE_S は角速度の計算周期 Δt (最初に 0.1 秒と設定)
```

```
  u_R = Abs(1 - Abs(u1 / u2))
```

```
    If u_R < 0.001 Then
```

```
      Exit For
```

```
    Else
```

```
      u1 = u2
```

```
    End If
```

Next II

```
RES_3(1, 1) = "翼断面"  
RES_3(1, 2) = "Re 数"  
RES_3(1, 3) = "ﾌﾟﾚｰﾄﾞ 枚数"  
RES_3(1, 4) = "尾翼面積"  
RES_3(1, 5) = "風車直径"  
RES_3(1, 6) = "尾翼回転半径"  
RES_3(2, 1) = AERO  
RES_3(2, 2) = REY  
RES_3(2, 3) = B  
RES_3(2, 4) = At  
RES_3(2, 5) = R * 2  
RES_3(2, 6) = Lt  
RES_3(3, 1) = "風速"  
RES_3(3, 2) = "設定周速比"  
RES_3(3, 3) = "ヨーイング 角度"  
RES_3(3, 4) = "ヨーイング 角速度"  
RES_3(3, 5) = "ヨーイング 角加速度"  
RES_3(C1, 1) = Format(V, "0.00")  
RES_3(C1, 2) = Format(RAM_CAL, "0.00")  
RES_3(C1, 3) = Format(YAWAL1_D, "0.000")  
RES_3(C1, 4) = Format(u1, "0.000")  
RES_3(C1, 5) = Format(ac, "0.000")  
YAWAL1 = YAWAL1 - (u1 * RATE_S) 'RATE_S 秒後のヨー角  
u0 = u1  
C1 = C1 + 1  
NowPercent = (C1 / 1000) * 100  
Shape1.Width = NowPercent * (MaxLength / 100)  
FRAG2 = 7
```

Loop Until u1 < 0

AA: 結果出力

Load RESULT

RESULT.Show

Unload CALCURATE

End Sub

Private Sub Form_Load() 'フォームへの初期入力値

Text1.Text = 0.3 '風車半径(m)

Text2.Text = 0.03 '風車ハブ半径(m)

Text3.Text = 170 '計算ヨ一角度範囲 Max(deg)

Text4.Text = 5 '翼枚数

Text5.Text = "" '風速(m/s)

Text6.Text = 0 '計算ヨ一角度範囲 Min(deg)

Text7.Text = 3.4 '設計周速比

Text8.Text = 7 '設計迎角(deg)

Text9.Text = 0.564 '設計揚力係数

Text10.Text = 3.4 '計算周速比

Text11.Text = "" 'ヨ一イング`角指定_単一計算

Text12.Text = 0.395 'ヨ一イング`半径(m)

Text13.Text = "" 'ヨ一イング`角速度計算_ヨ一角度(初期値)(deg)

Text14.Text = 0.688 '慣性モーメント_風車部(kgm2)

Text15.Text = 0.067 '尾翼面積(m2)

Text16.Text = 0.44 '尾翼スパー長(m)

Text17.Text = 0.0368 '動摩擦(Nm) 0.0368

Text18.Text = 0 '慣性モーメント_尾翼部(kgm2)

Text19.Text = 0.0736 '静摩擦(Nm) 0.0736

Text20.Text = 1

Text21.Text = 1

Shape1.Height = Picture1.Height

Shape1.Width = 1

End Sub

'以下は単一計算用

Private Sub single_cal()

Dim PAI, ROU, REY, RH, YAWAL, YAWAL1, YAWAL_D, YAWAL1_D, YAWAL_MAX,
YAWAL_MAX_D, RAM_CAL, OMG_CAL, V, BLAL, BLAL_P, BLAL_D, BLAL1, BLAL1_P,
RL, R, R_P, IPS, CX, CY, JJ, JJ1, SS, SS1, s As Double

'Dim RYU, RYU_D, RYU_C, MUKA, MUKA_A, MUKA_B, CL, CL_A, CL_B, CL_C, CL_D, CD, CD_A, CD_B, CD_C, CD_D, SOLI, M_YAW_Y, M_YAW_YY, M_YAW_Y1, M_YAW_RT, M_YAW_RT1, AA, YAWALP_D As Double

Dim RYU, RYU_D, RYU_C, MUKA, MUKA_A, MUKA_B, CL, CL_A, CL_B, CL_C, CL_D, CL_E, CD, CD_A, CD_B, CD_C, CD_D, CD_E, SOLI, M_YAW_Y, M_YAW_YY, M_YAW_Y1, M_YAW_RT, M_YAW_RT1, AA, YAWALP_D As Double

'Dim RL_65, RL_85, RAM_65, RAM_85, RYU_65, RYU_85, PT, PT_65, PT_85, CHORD, CHORD_65, CHORD_85 As Double

Dim RL_low, RL_up, RAM_low, RAM_up, RYU_low, RYU_up, PT, PT_low, PT_up, CHORD, CHORD_low, CHORD_up As Double

Dim A_JI, ASE, A_JI_T, ASE_T, A_JI_ST, ASE_ST, Ina, At, Lt, RATE_S, ac, u1, u0, u2, u_R, V0, CF As Double

Dim NowPercent, MaxLength, AL_CAL, YAW_CAL, CAL_TH, CAL_TH1, CAL_TH2, CAL_Q, CAL_Q1, CAL_Q2, YAWAL1_D_CH, BB, CC1, CAL2 'CAL_C

If Option1.Value = True Then

FRAG = 1

End If

PAI = 3.1415926

ROU = 1.225 'ROU は空気密度

u0 = 0

u1 = 0.01

RATE_S = 0.1 '角速度の計算周期

V = Val(Text5.Text) 'V は風速の意

R = Val(Text1.Text) 'R は風車半径の意(単位 m)

RH = Val(Text2.Text) 'RH は風車ハブ半径の意(単位 m)

B = Val(Text4.Text) 'B はブレード枚数

RAM_CAL = Val(Text10.Text) 'RAM_CAL は計算時の周速比の意

At = Val(Text15.Text) '尾翼面積(m²)

Lt = Val(Text16.Text) '尾翼スパン長(m)

OMG_CAL = V * RAM_CAL / R

YAWAL_MAX_D = Val(Text3.Text) 'YAWAL_MAX は計算角の上限

YAWAL_MAX = Val(PAI * YAWAL_MAX_D / 180) 'AWAL_MAX_D の RAD 変換

RAM_D = Val(Text7.Text)

```
MUKA_D = Val(Text8.Text)
CLD = Val(Text9.Text)
s = Val(Text12.Text)
```

'線形化位置の選択-----

```
If Option9.Value = True Then
```

```
RL_low = R * 0.65
```

```
RAM_low = RAM_D * RL_low / R
```

```
RYU_low = (2 / 3) * Atn(1 / RAM_low)
```

```
PT_low = (180 * RYU_low / PAI) * MUKA_D
```

```
CHORD_low = (8 * PAI * RL_low) * (1 - Cos(RYU_low)) / (CLD * B)
```

```
RL_up = R * 0.85
```

```
RAM_up = RAM_D * RL_up / R
```

```
RYU_up = (2 / 3) * Atn(1 / RAM_up)
```

```
PT_up = (180 * RYU_up / PAI) * MUKA_D
```

```
CHORD_up = (8 * PAI * RL_up) * (1 - Cos(RYU_up)) / (CLD * B)
```

```
ElseIf Option10.Value = True Then
```

```
RL_low = R * 0.75
```

```
RAM_low = RAM_D * RL_low / R
```

```
RYU_low = (2 / 3) * Atn(1 / RAM_low)
```

```
PT_low = (180 * RYU_low / PAI) * MUKA_D
```

```
CHORD_low = (8 * PAI * RL_low) * (1 - Cos(RYU_low)) / (CLD * B)
```

```
RL_up = R * 0.95
```

```
RAM_up = RAM_D * RL_up / R
```

```
RYU_up = (2 / 3) * Atn(1 / RAM_up)
```

```
PT_up = (180 * RYU_up / PAI) * MUKA_D
```

```
CHORD_up = (8 * PAI * RL_up) * (1 - Cos(RYU_up)) / (CLD * B)
```

```
End If
```

'-----

```
Z = 1 '逆転部分
```

```
M_YAW_Y = 0
```

```
M_YAW_Y1 = 0
```

M_YAW_RT1 = 0

I = 2

C1 = 4

MaxLength = Picture1.Width

Dim CHEK_AJ As Double 'Single 'Integer

Dim CHEK_AS As Double 'Single 'Integer

Dim BASE_AJ As Integer

Dim BASE_AS As Integer

YAWALP_D = Val(Text11.Text) 'プログレスバー用の変数

M_YAW_RT = 0

M_YAW_RT1 = 0

BLAL = 0

BLAL_P = Val(2 * PAI / 36)

YAWAL1_D = Val(Text11.Text) 'ヨーイング角初期値

YAWAL1 = Val(PAI * YAWAL1_D / 180) 'YAWAL1_D の RAD 変換

Do

M_YAW_Y = 0

BLAL = BLAL + BLAL_P

RL = RH 'RH はハブ半径、従って初期状態を意味する。

R_P = Val((R - RH) / 20)

Do Until (RL + 0.01) > R

AJI = 0.2 '0.334 'AJI は想定した軸誘導係数の意

ASE = 0.001 'ASE は想定した接線誘導係数の意

CNT = 0

Do

BLAL1 = 0

BLAL1_P = Val(2 * PAI / 36) '10 度ビッチ

JJ = 0

SS = 0

Do

BLAL1 = BLAL1 + BLAL1_P

If AJI = 1 Then

AJI = 0.999

End If

$IPS = A_{JI} * \cos(YAWAL1) / (3 * (1 - A_{JI}))$

$RYU = \text{Atn}(((V * (1 - A_{JI}) * (\cos(YAWAL1) - \sin(YAWAL1) * \tan(IPS) * \cos(BLAL1)))) / (RL * \text{OMG_CAL} * (1 + ASE) + V * (1 - A_{JI}) * \sin(YAWAL1) * \sin(BLAL1)))$

$RYU_D = RYU * 180 / \text{PAI}$ 'RYU_D は RYU の DEG 変換

$PT = -((PT_low - PT_up) / (RL_up - RL_low)) * RL + (PT_low + ((PT_low - PT_up) / (RL_up - RL_low)) * RL_low)$

$MUKA_A = RYU_D - PT$ 'MUKA は迎え角の意。

If Option1.Value = True Then

MUKA = MUKA_A

AERO = "NACA0012"

REY = 150000

If MUKA > 170 Then

$CL_A = \text{Val}((0.756 / 10) * MUKA - 13.608)$ 'CL_A は揚力係数の意。※以下の IF 文は NACA0012 の $Re = 1 * 10^5$ のときの翼データ

ElseIf MUKA > 160 Then

$CL_A = \text{Val}(-(0.135 / 10) * MUKA + 1.539)$

ElseIf MUKA > 150 Then

$CL_A = \text{Val}((0.119 / 10) * MUKA - 2.525)$

ElseIf MUKA > 35 Then

$CL_A = \text{Val}(-(1.643 / 115) * MUKA + 1.403)$

ElseIf MUKA > 25 Then

$CL_A = \text{Val}((0.143 / 10) * MUKA + 0.4025)$

ElseIf MUKA > 16 Then

$CL_A = 0.76$

ElseIf MUKA > 14 Then

$CL_A = \text{Val}(-(0.143 / 2) * MUKA + 1.904)$

ElseIf MUKA > -14 Then

$CL_A = \text{Val}((0.903 / 14) * MUKA)$

ElseIf MUKA > -16 Then

$CL_A = \text{Val}(-1 * (0.143 / 2) * MUKA - 1.904)$

```

ElseIf MUKA > -25 Then
CL_A = -0.76
ElseIf MUKA > -35 Then
CL_A = Val((0.143 / 10) * MUKA - 0.4025)
ElseIf MUKA > -150 Then
CL_A = Val(-1 * (1.643 / 115) * MUKA - 1.403)
ElseIf MUKA > -160 Then
CL_A = Val((0.119 / 10) * MUKA + 2.525)
ElseIf MUKA > -170 Then
CL_A = Val(-1 * (0.135 / 10) * MUKA - 1.539)
ElseIf MUKA > -180 Then
CL_A = Val((0.756 / 10) * MUKA + 13.608)
End If

If MUKA > 130 Then
CD_A = Val(-1 * (0.7943 / 50) * MUKA + 2.88)
ElseIf MUKA > 45 Then
CD_A = Val(-0.0000002 * MUKA ^ 3 - 0.00002 * MUKA ^ 2 + 0.0085 *
MUKA + 0.484)
ElseIf MUKA > 15 Then
CD_A = Val((0.574 / 30) * MUKA - 0.053)
ElseIf MUKA >= 0 Then
CD_A = Val(0.00001 * MUKA ^ 4 - 0.0002 * MUKA ^ 3 + 0.0019 * MUKA
^ 2 - 0.0028 * MUKA + 0.0177)
ElseIf MUKA > -15 Then
CD_A = Val(0.00001 * (-1 * MUKA) ^ 4 - 0.0002 * (-1 * MUKA) ^ 3 +
0.0019 * (-1 * MUKA) ^ 2 - 0.0028 * (-1 * MUKA) + 0.0177)
ElseIf MUKA > -45 Then
CD_A = Val((0.574 / 30) * (-1 * MUKA) - 0.053)
ElseIf MUKA > -130 Then
CD_A = Val(-0.0000002 * (-1 * MUKA) ^ 3 - 0.00002 * (-1 * MUKA) ^ 2 +
0.0085 * (-1 * MUKA) + 0.484)
ElseIf MUKA > -180 Then
CD_A = Val(-1 * (0.7943 / 50) * (-1 * MUKA) + 2.88)
End If

End If

```

If Option1.Value = True Then

CL = CL_A

CD = CD_A

End If

CHORD = -((CHORD_low * CHORD_up) / (RL_up - RL_low)) * RL +
(CHORD_low + ((CHORD_low - CHORD_up) / (RL_up - RL_low)) *
RL_low)

CX = CL * Sin(RYU) - CD * Cos(RYU)

CY = CL * Cos(RYU) + CD * Sin(RYU)

JJ1 = (-CX * Tan(YAWAL1) * Sin(BLAL1) + CY) * (((Cos(YAWAL1)) ^ 2) *
((1 - Tan(YAWAL1) * Tan(IPS) * Cos(BLAL1)) ^ 2) / ((Sin(RYU)) ^ 2)) *
BLAL1_P

SS1 = (CX * Cos(YAWAL1) * (1 - Tan(YAWAL1) * Tan(IPS) * Cos(BLAL1))
* ((1 + ASE) + V * (1 - AJI) * Sin(YAWAL1) * Sin(BLAL1) / (RL *
OMG_CAL)) * BLAL1_P / (Sin(2 * RYU)))

'((CX * Cos(YAWAL_CAL) * (1
- Tan(YAWAL_CAL) * Tan(IPS) * Cos(BLAL1)) * B * CHORD) * (1 + V * (1
- AJI) * Sin(YAWAL_CAL) * Sin(BLAL1) / (RL * OMG_CAL)) / (4 * PAI *
RL * Sin(2 * RYU) - CX * Cos(YAWAL_CAL) * (1 - Tan(YAWAL_CAL) *
Tan(IPS) * Cos(BLAL1)) * B * CHORD)) * BLAL1_P

JJ = JJ + JJ1

SS = SS + SS1

Loop Until BLAL1 >= (2 * PAI - 0.001)

JJ_A = (B * CHORD / (16 * (PAI ^ 2) * RL)) * JJ

AJI_T = JJ_A / (1 + JJ_A)

If AJI_T >= 1000 Then 'a が増大した場合の発散を防ぐための式

AJI_T = 2

ElseIf AJI_T <= -1000 Then

AJI_T = -2

End If

ASE_T = (B * CHORD / (8 * (PAI ^ 2) * RL)) * SS

```

AJI_ST = AJI_T - AJI
ASE_ST = ASE_T - ASE
If AJI_ST = 0 Then
AJI_ST = 0.001
End If
If ASE_ST = 0 Then
ASE_ST = 0.001
End If

CHEK_AJ = Abs((AJI_ST) / AJI)
CHEK_AS = Abs((ASE_ST) / ASE)

If CHEK_AJ < 0.001 And CHEK_AS < 0.001 Then
GoTo CAL5
End If
AJI = AJI_T
ASE = ASE_T
CNT = CNT + 1
Loop Until CNT > 500 '10000
If CNT > 500 Then
GoTo CC5
End If

```

```

CAL5: RYU_C = Atn(((V * (1 - AJI) * (Cos(YAWAL1) - Sin(YAWAL1) * Tan(IPS) *
Cos(BLAL)))) / (RL * OMG_CAL * (1 + ASE) + V * (1 - AJI) * Sin(YAWAL1) *
Sin(BLAL)))
M_YAW_Y1 = 0.5 * ROU * (V ^ 2) * ((1 - AJI) ^ 2) * ((Cos(YAWAL1) - Sin(YAWAL1)
* Tan(IPS) * Cos(BLAL)) ^ 2) * (CY * RL * Cos(BLAL) - CX * s * Sin(BLAL)) *
CHORD * R_P / ((Sin(RYU_C)) ^ 2)

```

CC5:

```

M_YAW_Y = M_YAW_Y + M_YAW_Y1
RL = RL + R_P
Loop
BLAL_D = 180 * BLAL / PAI
YAWAL1_D = 180 * YAWAL1 / PAI

```

```
M_YAW_YY = M_YAW_Y * BLAL_P / (2 * PAI)
M_YAW_RT1 = M_YAW_RT1 + M_YAW_YY
M_YAW_RT = B * M_YAW_RT1
Loop Until BLAL >= (2 * PAI - 0.001)
```

```
RES_1(1, 1) = AERO
RES_1(1, 2) = REY
RES_1(1, 3) = B
RES_1(2, 1) = "設定ヨーイング角"
RES_1(2, 2) = "フレート角"
RES_1(2, 3) = "フレートモーメント"
RES_1(3, 1) = Format(YAWAL1_D, "0.00")
RES_1(3, 2) = Format(BLAL_D, "0.00")
RES_1(3, 3) = Format(M_YAW_RT, "0.000000")
```

```
FRAG2 = 5
```

```
AA:
```

```
Load RESULT
```

```
RESULT.Show
```

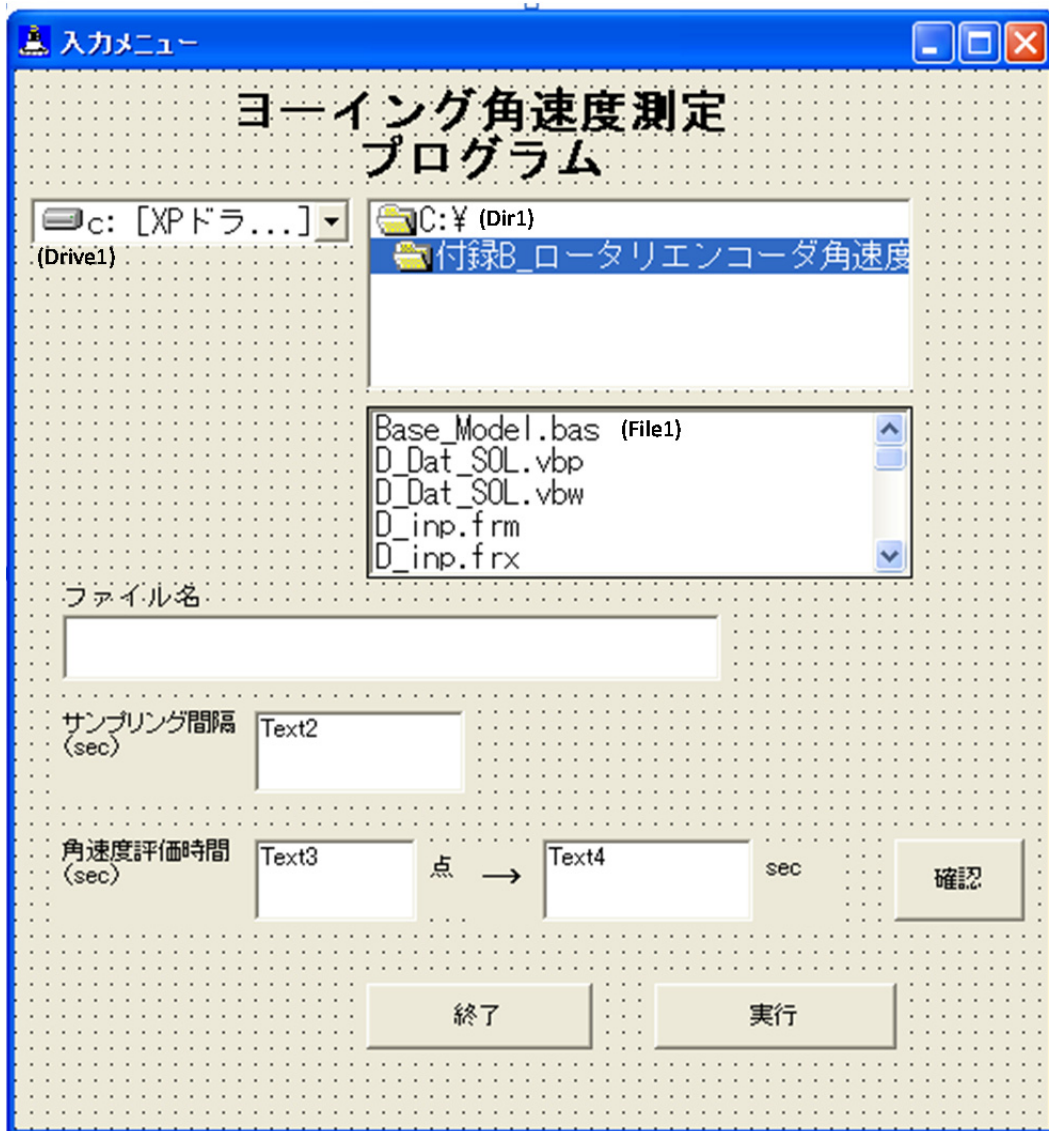
```
Unload CALCURATE
```

```
End Sub
```


付録 B： ヨーイング角速度試験データ（ロータリエンコーダ出力）の処理コード

（使用言語 Microsoft Visual Basic 6.0）

[オブジェクト (D_inp)]



[コード (D_inp)]

```
Private Sub 実行_Click()
```

```
fname = Text1.Text
```

```
ST = Text2.Text
```

```
SN = Text3.Text
```

```
Text4.Text = Val(SN * ST) 'NR のサンプリング周期を STsec としたとき
```

```
Load SOL_OUT
SOL_OUT.Show
Unload D_inp
End Sub
```

```
Private Sub 終了_Click()
```

```
Unload D_inp
End
```

```
End Sub
```

```
Private Sub 確認_Click()
```

```
ST = Text2.Text
SN = Text3.Text
Text4.Text = Val(SN * ST)
End Sub
```

```
Private Sub Dir1_Change()
```

```
Dir1.Path = dr
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Dir1_Click()
```

```
Dir1.Path = dr
SEL_NE = Dir1.ListIndex
file_ne = Dir1.List(SEL_NE)
Text1.Text = file_ne
File1.Path = file_ne
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Drive1_Change()
```



```

SEL_D = Drive1.ListIndex
dr = Drive1.List(SEL_D)
Text1.Text = dr
End Sub

Private Sub File1_Click()

    file_ne = File1.FileName
    'FILE_B = file_ne
    PATH_A = Dir1.Path
    Text1.Text = file_ne

    ban = Len(File1.Path)

    If ban > 3 Then

        FILE_A = File1.Path + "¥" + file_ne
        FILE_B = File1.Path + "¥"

    Else

        FILE_A = File1.Path + file_ne

    End If

    Text1.Text = FILE_A
    nn = Len(FILE_A)
    n_no = Val(nn) - 4
    ex_file2 = Left(FILE_A, n_no) + ".CSV"
    ex_file3 = Left(FILE_A, n_no)
    file_ne2 = Left(file_ne, n_no) + ".CSV"
    Text1.Text = ex_file2

End Sub

Private Sub Form_Load()
Text1.Text = ""

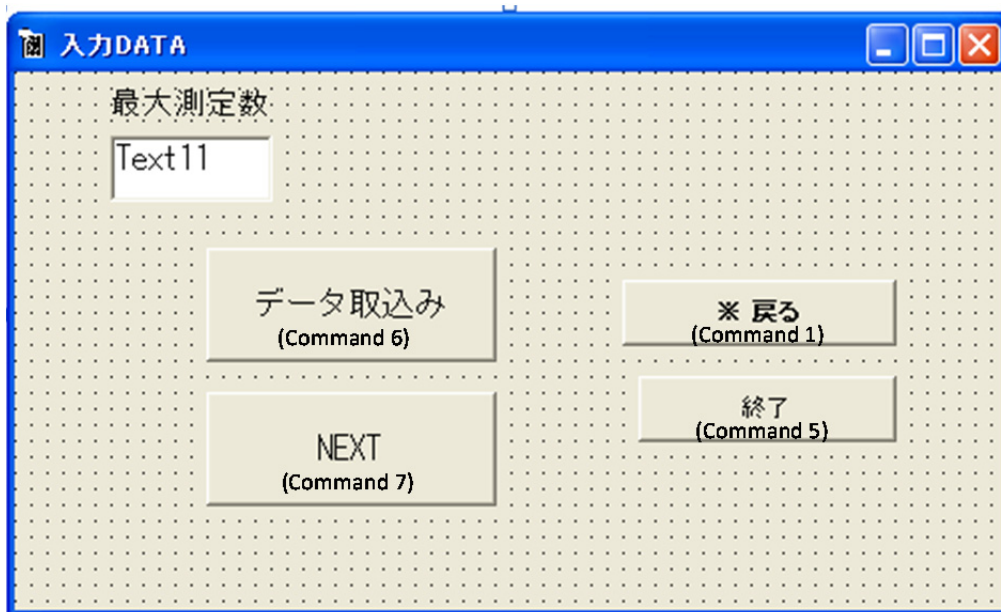
```

Text2.Text = 0.0002

Text3.Text = 500

End Sub

[オブジェクト (SOL_OUT)]



[コード (SOL_OUT)]

```
Dim read_dat$, fnum%, A$, Z$, X$
```

```
Sub chk_data()
```

```
    read_dat = ex_file2:
```

```
        fnum = FreeFile
```

```
        Open read_dat For Input As #fnum
```

```
        maxrec = 0
```

```
        Do
```

```
            Line Input #fnum, TMPDATA
```

```
            maxrec = maxrec + 1
```

```

Loop Until EOF(fnum)

Close #fnum

End Sub
Sub Read_Data()
Dim YOBI() As String '予備の配列変数 (文字列用)
Dim YC      '文字列の分割数

read_dat = ex_file2:

fnum = FreeFile

Open read_dat For Input As #fnum

C = 0
BB = 0
Do
Line Input #fnum, TMPDATA
BB = BB + 1
If BB < 14 Then '14 はヘッター行数
GoTo A
End If
C = C + 1
YOBI = Split(TMPDATA, ",")
For YC = 0 To UBound(YOBI)
If YC = 0 Then
DAT(C, 1) = YOBI(0)
ElseIf YC = 1 Then
DAT(C, 2) = Val(YOBI(1))
ElseIf YC = 2 Then
DAT(C, 3) = Val(YOBI(2))
End If
Next
A:
Loop Until BB = maxrec - 1

```

```

    Close #fnum

Text11.Text = maxrec

End Sub

Private Sub Command1_Click()

Unload SOL_OUT
Load D_inp
D_inp.Show

End Sub

Private Sub Command5_Click()

Unload SOL_OUT
End

End Sub

Private Sub Command6_Click()
ReDim YAW(maxrec, 3)
maxrec2 = maxrec - 13
I = 0
DD = 2
    Do
        CC = 0
        CCC = 0
        For EE = 1 To SN
            I = I + 1
            If I = maxrec2 Then
                GoTo GG
            End If
            If Val(DAT(I, 2) - DAT(I + 1, 2)) < -4 Then
                '連続角度データの差が-4V 未満(変化 0.5° 超)ならば
                CC = CC + 1
            End If
        Next EE
    Loop
GG:

```

```

End If
If Val(DAT(I, 3) - DAT(I + 1, 3)) > 4 Then
'連続 Z 軸データの差が 4V 未満(正対位置にきた)ならば
CCC = CCC + 1
End If
Next EE
SA = DD '2 列目からループ開始
YAW(SA, 1) = DAT(I, 1)
YAW(SA, 2) = CC
YAW(SA, 3) = CCC
DD = DD + 1
Loop Until I = maxrec2
GG:
YAW(1, 1) = "時間"
YAW(1, 2) = "ピーク数"
YAW(1, 3) = "ピーク数 Z"

```

```
End Sub
```

```
Private Sub Command7_Click()
Load OUT_DAT
OUT_DAT.Show
Unload SOL_OUT

```

```
End Sub
```

```
Private Sub Form_Load()
chk_data
ReDim DAT(maxrec, 3)
Read_Data

```

```
End Sub
```