

# 浮体式洋上風力発電システムの運転制御に関する研究

角谷, 啓

<https://doi.org/10.15017/4060211>

---

出版情報 : Kyushu University, 2019, 博士 (工学), 課程博士  
バージョン :  
権利関係 :



九州大学大学院 総合理工学府 博士後期課程

学位論文

浮体式洋上風力発電システムの  
運転制御に関する研究

所 属：大気海洋環境システム学専攻

学籍番号：3ES17401E

氏 名：角谷 啓

## 要旨

【目的】地球温暖化抑制とエネルギー自給率向上のために、浮体式洋上風力発電システムが注目されている。浮体式洋上風力発電システムの主課題は、陸上風力発電システムに実装される、ロータ回転角速度を保持するためのブレードピッチ角度制御（可変速制御）によって、浮体前後動揺（固有振動）が励起されることである。浮体前後動揺の情報に基づいてブレードピッチ角度を調整する浮体動揺制御により、浮体前後動揺を抑制できるとの報告がある。しかしながら、浮体動揺制御の追加により、発電電力を調整する制御との干渉、発電電力の低下、およびブレードピッチ駆動部の負荷増大といった新たな課題が引き起される。本研究は、上記課題を解決する運転制御方法を提供することを目的とする。

【方法】はじめに、浮体前後動揺現象を解明するため、古典制御理論を用いて、ロータ回転角速度から浮体前後動揺までの系を構築し、Nyquist の安定判別法を利用して安定性を判別し、Routh の安定判別法により、浮体前後動揺の要因を明確化した。次に、浮体前後動揺をさらに低減するための、発電電力に基づくゲインスケジューリング機能を追加した新たな浮体動揺制御、ならびに、ブレードピッチ角度制御と発電機トルク制御の干渉を抑制するための、ナセル風速に基づく発電機トルク下限値制御を提案した。さらに、浮体動揺制御の追加によって低下する発電電力を回復するための、複数あるブレードのブレードピッチ角度を独立に調整する独立ピッチ角度制御、そして最後に、浮体動揺制御の追加によって増加するブレードピッチ駆動部の負荷を軽減するための、ナセル風速を入力とし、フィードフォワード形態でブレードピッチ角度指令値を決定するフィードフォワード制御を提案した。そしてさらに、上記の提案制御の有効性をシミュレーションおよび商用規模の浮体式洋上風力発電システムを用いた実機試験により評価した。

【結果】検討の結果、Nyquist の安定判別法により、浮体前後動揺は定格条件のみ発生すること、および浮体動揺制御により浮体前後動揺を抑制できることを示した。Routh の安定判別法により、可変速制御が浮体前後動揺を励起することだけでなく、浮体前後動揺の要因は浮体構造物のモーダル粘性係数が低いこと、ならびにロータ中心から浮体前後動揺の回転中心との距離が長いことを明らかにした。商用規模の浮体式洋上風力発電システムを用いた実機試験により、ゲインスケジューリング機能を追加した浮体動揺制御が全運転条件で浮体前後動揺を抑制できること、ナセル風速に基づく発電機トルク下限値制御が定格未満の運転条件での制御干渉を抑制して浮体前後動揺を抑制できること、独立ピッチ角度制御が発電電力の低下を回復できること、およびナセル風速に基づくフィードフォワード制御がブレードピッチ角度の累積移動量を低減してブレードピッチ駆動部の負荷を低減できることを確認し、本研究における提案制御の有効性を示した。

【結論】浮体前後動揺現象の解析により、浮体式洋上風力発電システムの構造だけでなく、浮体動揺制御の設計指針を明らかにした。また、提案する制御手法により、ソフトウェアの変更のみで浮体式洋上風力発電システムの課題を解決できることを確認した。本研究の成果により、浮体式洋上風力発電システムの導入加速に貢献することが期待できる。

# 目次

第1章	まえがき	1
1.1	研究背景	1
1.2	本研究の目的	4
1.3	研究課題	4
1.4	課題の解決方法	5
1.5	本書の構成	6
1.6	第1章の引用文献	7
第2章	浮体式洋上風力発電システムの概要と先行研究	11
2.1	風力発電システムの歴史	11
2.2	浮体式洋上風力発電システムの動向	13
2.3	風力発電システムの概要	16
2.3.1	システム構成	16
2.3.2	洋上風力発電システムの基礎構造物	17
2.3.3	ロータ位置：アップウィンド型とダウンウィンド型	18
2.3.4	風力発電システムの制御	21
2.3.5	浮体前後動揺の発生原理	26
2.4	浮体式洋上風力発電システムの研究動向（先行研究）	27
2.4.1	研究推移	27
2.4.2	研究概要	28
2.4.3	浮体式洋上風力発電システムの課題	35
2.4.4	本研究の方針	36
2.5	まとめ	37
2.6	第2章の引用文献	37
第3章	古典制御理論を用いた浮体前後動揺現象の安定性解析	44
3.1	背景と目的	44
3.2	解析対象の風力発電システム	45
3.3	伝達関数による定格条件での浮体前後動揺現象の解析	47
3.3.1	伝達関数	47
3.3.2	伝達関数の各特性	48
3.3.3	伝達関数を利用した安定判別	52
3.3.4	浮体動揺制御による安定化	56
3.4	伝達関数による定格条件以外での浮体前後動揺現象の解析	58
3.4.1	遷移条件および可変速条件での制御方法	58
3.4.2	遷移条件での浮体前後動揺現象の解析	60

3.4.3	可変速条件での浮体前後動揺現象の解析 .....	68
3.5	浮体構造物および浮体動揺制御の設計指針 .....	74
3.5.1	浮体構造物の設計指針 .....	74
3.5.2	浮体動揺制御の設計指針 .....	77
3.6	まとめ .....	84
3.7	第3章の引用文献 .....	85
第4章	ゲインスケジューリング機能を備えた浮体動揺制御の提案 .....	87
4.1	背景と目的 .....	87
4.2	定常条件以外での浮体前後動揺抑制の必要性 .....	88
4.3	ゲインスケジューリング機能を備えた浮体動揺制御 .....	88
4.4	提案する浮体動揺制御の効果 .....	91
4.5	試験装置 .....	92
4.6	シミュレーションによるゲインスケジューリングパラメータの選定 .....	93
4.7	実機試験結果 .....	96
4.7.1	評価方法 .....	96
4.7.2	発電電力を 200kW に制限した場合 .....	96
4.7.3	発電電力を 550kW に制限した場合 .....	98
4.7.4	定格条件（発電電力が 500kW，および 2000kW） .....	99
4.8	まとめ .....	99
4.9	第4章の引用文献 .....	101
第5章	ナセル風速に基づく発電機トルク下限値制御の提案 .....	103
5.1	背景と目的 .....	103
5.2	浮体動揺制御の適用による遷移条件での浮体前後動揺 .....	105
5.5	シミュレーション結果 .....	113
5.5.1	評価方法 .....	113
5.5.2	発電運転時の時間応答 .....	114
5.5.3	運転特性 .....	117
5.5.4	最大荷重 .....	119
5.5.5	疲労等価荷重 .....	121
5.6	実機試験結果 .....	121
5.7	まとめ .....	124
5.8	第5章の引用文献 .....	126
第6章	浮体前後動揺と発電電力低下を抑制する独立ピッチ角度制御の提案 .....	129
6.1	背景と目的 .....	129
6.2	浮体動揺制御（FVC）による発電電力の低下 .....	130
6.3	発電電力低下を抑制する独立ピッチ角度制御 .....	132
6.4	試験装置 .....	137

6.5	実機試験結果 .....	137
6.5.1	評価方法 .....	137
6.5.2	ブレードピッチ角度の時間応答 .....	137
6.5.3	ナセルピッチ角度の時間応答と運転特性 .....	139
6.5.4	発電電力の運転特性 .....	141
6.5.5	ブレードピッチ角度の運転特性 .....	141
6.6	まとめ .....	143
6.7	第6章の引用文献 .....	144
第7章	ブレードピッチ角度の運転特性モデルに基づくフィードフォワードを利用したブレードピッチ角度制御の提案 .....	145
7.1	背景と目的 .....	145
7.2	試験装置 .....	147
7.3	浮体動揺制御 (FVC) 適用時の課題 .....	147
7.4	フィードフォワードを利用したブレードピッチ角度制御の提案 .....	150
7.4.1	制御アルゴリズム概要 .....	151
7.4.2	フィードフォワード制御ゲインの決定 .....	153
7.5	シミュレーション結果 .....	155
7.5.1	シミュレーション条件と評価項目 .....	155
7.5.2	時系列応答 .....	155
7.5.3	運転特性 .....	155
7.5.4	最大荷重 .....	158
7.5.5	疲労等価荷重 .....	159
7.6	実機試験結果 .....	160
7.6.1	評価方法 .....	160
7.6.2	時系列応答 .....	160
7.6.3	ブレードピッチ角度の累積移動量 .....	161
7.7	まとめ .....	163
7.8	第7章の引用文献 .....	164
第8章	結言 .....	165
8.1	本論文のまとめ .....	165
8.2	対外発表 .....	166
8.3	今後の課題 .....	166
謝辞	.....	168

## 第1章 まえがき

本章では、浮体式洋上風力発電システムの運転制御に関する研究の背景となる、環境変化や社会情勢に関して述べ、浮体式洋上風力発電システムの動向について言及した後、本研究の目的を述べる。また、本研究の対象である浮体式洋上風力発電システムに関する研究課題を述べると共に、本研究における上記課題への解決方針について述べる。

### 1.1 研究背景

地球温暖化が要因と推測される環境問題が顕在化している。気象庁の統計データによると、20世紀初頭の30年間（1901～1930年）と最近30年（1977～2006年）を比較すると、100年に1回の大雨といわれる、日降水量が100mm以上の出現頻度は約1.2倍に、200mm以上の出現頻度も約1.4倍に及び、異常気象の頻度が増加したことが報告されている [1]。また、全国地球温暖化防止活動推進センターによると、海水温度上昇に伴う熱膨張と氷河や凍土の融解によって、1901～2010年の間に海水面が19cm上昇したことが観測されており、海拔の低い土地の面積が減少しつつある [2]。

地球温暖化の主要因は人間生活によって排出される温室効果ガスと見なされており、二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）が76.0%を占めると言われている [3]。2015年に開催された国連機構変動枠組条約締約国会議（COP21）にて発行されたパリ協定では、主要国の温室効果ガスの排出削減目標が掲げられており、Europe Union（以下、EU）は2030年のCO<sub>2</sub>排出量を1990年比40%削減、アメリカは2025年のCO<sub>2</sub>排出量を2005年比26～28%削減、日本は2030年のCO<sub>2</sub>排出量を2013年比26%削減、を目標とすることが合意された [4]。資源エネルギー庁によると、日本における2017年度の温室効果ガス総排出量は1.292[百万 t-CO<sub>2</sub>]であり、これに占めるエネルギー起源のCO<sub>2</sub>排出量は86.0%であったと報告している [5]。この中でも、電力分は総排出量の38.0%に及ぶことから、地球温暖化抑制の一手段として電力分野でのCO<sub>2</sub>排出量の削減が求められている。

電力分野でのCO<sub>2</sub>排出量削減策には、発電施設の省エネルギー化（効率向上）があるが、これまで活用されてきた火力発電や原子力発電とは異なり、発電過程でCO<sub>2</sub>を全く排出しない再生可能エネルギー発電が注目されている。2015年の国際連合本部で開催された持続可能な開発サミットにおいて、持続可能な開発目標（Sustainable development goals, SDGs）が採択され、2030年に向けて再生可能エネルギーの導入を進めることが目標の1つに挙げられた [6]。資源エネルギー庁の調査結果によると、再生可能エネルギーの導入は世界各地で進められており、水力を除く、2015年の再生可能エネルギー発電の総発電電力量に占める割合は、ドイツが30.5%、スペインが25.5%、イギリスが27.9%、およびイタリアが23.3%であった [7]。2016年統計では、日本はアメリカおよびカナダに次いで8.1%であった [7]。

各国は再生可能エネルギーの導入率拡大に向けた高い目標を掲げている。EUは欧州全体で2030年度の総発電電力に対する再生可能エネルギーの割合を32%とすることを目標としている

[8]. アメリカは州毎に異なるが、ニューヨーク州やカリフォルニア州では2030年の同割合を50%、バーモント州では2032年の同割合を75%に、ハワイ州で2045年の同割合を100%とすることを目標としている [9]. 中国の目標は2030年の同割合が53%であり [10], 日本の目標は2030年の同割合が22~24%である [11]. これらの目標からも、再生可能エネルギーの導入が継続的に推進されると推測できる. 国際連合によると、SDGs に対する2019年の進捗状況として、再生可能エネルギーの導入割合は増加したものの、地球の平均気温の上昇を2℃以内に抑えるためには更なる加速が必要と報告していることから [12], 再生可能エネルギー導入が更に推進されると推測できる.

再生可能エネルギー発電の導入が進められる目的は、上述のCO<sub>2</sub>排出量削減だけでなく、エネルギー安全保障を確保するためのエネルギー自給率の向上もある. 火力発電に利用される化石燃料の埋蔵地は偏在しており [13], 日本だけではなく、化石燃料の調達を輸入に依存する国が多い. 化石燃料の価格や取引量は世界情勢によって変化するため、最悪の場合には化石燃料を調達できず、化石燃料を利用する発電を利用できなくなる可能性がある. このことから、自国のエネルギーを活用して発電できる手段として、再生可能エネルギー発電の導入が進められている.

再生可能エネルギー発電には太陽光、水、地熱、および風等を利用するものがある. **Renewable 2019 Global Status Report** によると、2017年末の世界の総発電量に占める再生可能エネルギー発電による発電量は26.5%であり、その内訳は水力が16.5%、風力が5.6%、バイオマスが2.2%、太陽光が1.9%、海洋や地熱等のその他が0.4%であった [14]. 2007年から2017年の再生可能エネルギー導入量は倍以上に増加しており、今後もその導入量は増加すると予測できる. 資源エネルギー庁によると、再生可能エネルギー導入を促進している主要国で、主要再生エネルギーを風力とする国は、ドイツ(12.3%)、スペイン(17.7%)、イギリス(12.0%)、フランス(3.8%)、およびカナダ(3.9%)である [15]. このように再生可能エネルギーに占める風力発電の割合が高いことから、今後の再生可能エネルギー導入拡大に伴って風力発電もその導入量が拡大すると予測する.

上記予測に基づき、本研究では風力発電システムに注目する. その理由は以下の通りである. 風力発電システムの特徴は24時間発電できること、発電効率が20~40%程度であり、水力の80%程度に次いで比較的高いこと、世界各地で利用できることから、今後も再生可能エネルギー発電の大きな割合を占めると推測できる. このことから、風力発電システムが抱える課題を解決することで、風力発電システムの導入を加速し、再生可能エネルギー発電の発展に貢献できると考えたためである.

ここで、風力発電システムの市場動向に目を向ける. **Global Wind Statistics 2017** によると、2017年末の風力発電システムの累積導入量は539GWに及んだ [16]. また、**World Wind Energy Association (WWEA)** は、2018年末の風力発電システムの累積導入量は2017年末に対して10%以上増加して597GWに及び、世界の電力需要の6%を供給できる能力があると報告している [17]. この増加は今後も継続すると予測されており、**PES Essential** によると、2022年末の風力発電システムの累積導入量は現状の約1.4倍である840GWに到達すると予測されている [18].

上述の通り、風力発電システムの導入が進んでいるが、これまでは主に陸上に建設される陸上風力発電システムであった。陸上風力発電システムの導入量が増加するに従って、風上に障害物が少なく風力に好適な地域が減少してきた。そのため現在は、洋上に建設する洋上風力発電システムの導入が進められている。Renewable 2019 Global Status Reportによると、2017年末の洋上風力発電システムの累積導入量は18.8GWに及び、2014年末の2倍以上に拡大した[14]。これらの洋上風力発電システムのほとんどが欧州に建設されたが、この理由は、欧州では100km程度の離岸距離であっても、水深が30m程度である遠浅地域が広がっているためである。洋上風力発電システムが拡大している背景には、陸上と比較して、洋上の風況は平均風速が高く、かつ、変動が低い特徴があることから、安定した電力を供給できる特徴を備えることもある。

これらの洋上風力発電システムは海底に支持構造物を直接設置する着床式と言われる形式である。着床式洋上風力発電システムに適する水深は50m程度と言われている。上述の通り、このような遠浅の海域は欧州に多く存在するが、海岸を有する全ての国に存在しない。このことから、着床式とは異なり、浮体構造物上に風力発電システムを設置する浮体式洋上風力発電システムが注目を集めている。浮体式洋上風力発電システムは、着床式が設置可能な海域よりも、風速が高く、かつ変動の少ない、より遠方の海域に設置できるため、遠浅の海域がない国にも導入できる洋上風力発電として有望視されている。また、洋上風力発電システムの視認が難しい、海岸から遠く離れた海域に設置できるため、景観汚染や騒音問題も解決できる。

浮体式洋上風力発電システムの現状は、フルスケールでの実証から量産フェーズに移行しつつある。スコットランドのStatoil社がHywind projectにて2009年より細長い円筒形状のスパーク型浮体に設置した2.3MWの風力発電1基の実証を開始した[19]。このプロジェクトでの実証結果に基づき、スパーク型浮体に設置した6MWの風力発電システムを5基、ノルウェー沖に建設し、2017年10月に商用運転を開始した[20]。ポルトガルのPrinciple power社は3つの円柱部材がトラス構造で構成されるセミサブ型浮体WindFloat®に2MWの風力発電システムを設置した浮体式洋上風力発電1基の実証を2011年10月から2016年7月まで実施した[21]。環境省はコンクリートと鋼材からなるスパーク型浮体(ハイブリッドスパーク)に2MW風力発電システムを設置し、2013年より長崎県杵島沖で実証を開始した[22][23][24][25][26]。本基は、浮体式洋上風力発電システムの世界初の移設後、2017年3月より長崎県五島市沖で、五島ウィンドファーム社により商用運転が開始された[27]。経済産業省は、4つの円柱型構造物をトラス構造で構成したセミサブ型浮体に設置した2MW、3つの矩形構造物をL字形状に配置したセミサブ型浮体に設置した7MW、および、円柱型構造物の上下部それぞれに六角形状の平底構造物(バージ)を配置したアドバンストスパーク型浮体に設置した5MWの浮体式洋上風力発電システムから構成される3基のウィンドファームの実証を、2013年12月より福島県沖で開始し、2019年は2MWと5MWの浮体式洋上風力発電システムの実証を継続している[28]。フランスのIDEOL社は、矩形上のバージ型浮体に設置した2MWの浮体式洋上風力発電システムの実証を2018年9月よりSaint Nazaire沖で開始した[29]。さらにNEDOは、同形状のバージ型浮体に設置した3MWの浮体式洋上風力発電システムの実証を2018年8月に北九州市沖で開始した[30]。

## 1.2 本研究の目的

上述より、近い将来、世界各地で浮体式洋上風力発電システムが実用化され、量産化されることが容易に想像できるが、更なる導入拡大の加速には、浮体式洋上風力発電システムの技術課題を早期に解決する必要がある。本研究の目的は、浮体式洋上風力発電システムの課題を解決する技術を研究することで、風力発電導入を加速、再生可能エネルギー導入量の拡大に貢献することを目的とする。

## 1.3 研究課題

浮体式洋上風力発電システムの発電運転時の課題を Jonkman ら [31]、および Skaare ら [32]が報告している。その課題は、発電運転時にシステム全体が風上と風下の方向へ大きく動揺する現象が発生することである。以下、本書では、システム全体の風上と風下の方向を「前後方向」と定義し、システム全体の前後方向の動揺を「浮体前後動揺」と定義する。この浮体前後動揺は、浮体式洋上風力発電システムの固有振動であり、ブレードの風に対する迎え角を調整するブレードピッチ角度が、浮体式洋上風力発電システムに実装されたコントローラによって調整されることで発生する。ブレードピッチ角度は、複数ブレードを接続する部材であって、風力エネルギーを回転エネルギーに変換するハブと、ブレードから構成されるロータの、回転角速度（以下、ロータ回転角速度）を制御するために調整される。この制御は一般的に、可変速制御 (Variable speed control, VSC) と呼ばれている。この VSC がロータ回転角速度を一定に保持するためにブレードピッチ角度を調整することで、前後方向の固有振動が励起され、浮体前後動揺が発生する。

上述の浮体前後動揺を抑制する手段として、ブレードピッチ角度を調整する手段を Jonkman らが提案している [31]。1つ目は浮体前後動揺の加速度に基づいてブレードピッチ角度を動作させる方法、2つ目はブレードが発電効率を低下するようにロータ回転角速度を調整する方法、3つ目は VSC のゲインを低減する方法、である。比較の結果、発電運転時のロータ回転角速度の制御精度が高い1つ目の方法が適当であると結論付けている。以下では1つ目の方法に注目し、この制御を「浮体動揺制御」 (Floating platform vibration control, FVC) と定義する。

筆者も、上述に示した、環境省推進の浮体式洋上風力発電事業 [24] [25] [26]にて、上記 FVC の適用による浮体前後動揺の抑制に関わった。その結果、FVC は発電運転時の浮体前後動揺を抑制に有効だが、下記課題があることを確認した。

第1の課題は、前後方向の浮体動揺現象が発生する理由が理論的に解明されていないことである。シミュレーションおよび実証により FVC が有効であることは公開されているが、浮体前後動揺の発生メカニズムを理論的に述べた文献は公開されていない。また、FVC を追加することで浮体前後動揺が低減し、安定化する理由も明確化されていない。

第2の課題は、発電運転時の浮体前後動揺の更なる低減である。Jonkman 含めた先行研究者は、ロータ回転角速度が一定、かつ、発電電力が定格値に達する運転条件（以下、定格条件）での検討結果について報告している。浮体前後動揺（固有振動）は、上述の定格運転条件以外でも風況や海象によって短期的に励起される場合があり、システム全体の疲労蓄積を抑制するためには、

定格運転条件以外での浮体前後動揺を低減する必要がある。

第3の課題は、VSCとFVCの制御干渉である。この2つの制御は共にブレードピッチ角度を調整するため、場合によっては両制御の目的を両立するブレードピッチ角度の決定に時間を要する、または決定できず不安定化する、といった事象が生ずる。特に、千差万別の風況と海象に応じてブレードピッチ角度を適切に調整する制御パラメータの決定には時間を要する。このことから、両制御の干渉を抑制する手段が必要である。

第4の課題は、FVCの追加によって浮体式洋上風力発電システムの発電効率が低下することである。VSCのみであれば、ブレードピッチ角度は発電性能を満足するロータ回転速度を満足するべく動作するが、FVCを追加したことにより、ブレードピッチ角度が発電性能を確保する最適値から変更されることが要因である。浮体前後動揺を抑制しながら、発電性能の低下を可能な限り抑制する手段が必要である。

第5の課題は、ギヤ、ベアリング、およびアクチュエータで構成されるブレードピッチ駆動部の負荷軽減である。ブレードピッチ角度はVSCだけでなくFVCの指示にも従って動作するため、浮体前後動揺を抑制するためには、FVC未適用時と比較してその動作頻度や累積移動量が増加する。FVC適用に伴う、ハードウェアへの悪影響を軽減するための手段が必要である。

#### 1.4 課題の解決方法

本研究では、上記課題を以下のように解決する。

第1の課題に対しては、浮体式洋上風力発電システムの浮体前後動揺特性のみでなく、VSCを含めた、浮体前後動揺特性に影響を及ぼす特性を1つの系として捉え、古典制御理論を用いて伝達関数で表現する方法を提案する。得られた伝達関数を利用し、Nyquistの安定判別法を利用して系の安定性を評価する。陸上風力発電システムと浮体式洋上風力発電システムの系を比較し、浮体前後動揺の要因を明確化する。また、系にFVCを追加することで、どのように安定性が確保されるかを理論的に証明する。

第2の課題に対しては、運転状況に応じたゲインスケジューリング機能を追加した新たな制御手法を提案する。ブレードピッチ角度に関わる手法であり、提案する機能は浮体式洋上風力発電が出力する発電電力に基づいてFVCおよびVSCの制御パラメータを変更する。運転状況に応じて制御の強度を調整することで、運転条件に関わらず、浮体前後動揺を可能な限り低減することを狙う。

第3の課題に対しては、制御干渉を抑制するための新たな制御方法を提案する。風力発電システムにおいて、ロータが発生する回転力を電力に変換する発電機のトルク（以下、発電機トルク）に関わるものであり、発電機や増速機を設置するナセル上に設置した、風速計が出力する風速値（以下、ナセル風速）に基づいて、発電機トルク指令値を変更することで、ロータ回転角速度の変動を抑制し、制御干渉によって生ずるブレードピッチ角度の変動を抑制する。具体的には、ロータ回転角速度が一定に保持され、発電機トルクが変化する運転（後述の遷移条件）において、発電機トルクの下限値をナセル風速に比例して調整する手法である。

第4の課題に対しては、ロータ1回転中に複数ブレードを独立に調整する独立ピッチ角度制御を提案する。ロータ1回転のブレード位置を示すアジマス角度のうち、浮体姿勢の安定性に影響を及ぼさない範囲において、FVCによって発電効率が低下するブレードピッチ角度の操作をキャンセルするようにブレードピッチ角度を調整する。上記キャンセル量は、FVCの効果を阻害しないように、浮体前後動揺を抑制する方向にモーメントを生ずるように決定される。

第5の課題に対しては、ブレードピッチ角度のフィードフォワード制御を提案する。VSCおよびFVCはそれぞれロータ回転角速度および浮体前後動揺に基づくフィードバック制御であるが、提案手法はロータに入力する風力エネルギーに基づき、浮体式風力発電システムの運転特性から得られるブレードピッチ角度モデルを利用して、運転状況に応じたブレードピッチ角度をフィードフォワードで決定する。上記のロータに入力する風力エネルギーはナセル近傍の風速を利用する。

## 1.5 本書の構成

本書の構成を以下に示す。

第2章では、風力発電システムの歴史と浮体式洋上風力発電システムの動向について述べる。また、風力発電システムの構成、および浮体式洋上風力発電システムの構成について述べた後、浮体前後動揺の発生原理について述べる。最後に、浮体式洋上風力発電の研究動向（先行研究）について述べる。

第3章では、古典制御理論に基づき、風力発電に関するロータ回転速度と浮体前後動揺との関係を示す伝達関数の導出方法について述べる。導出した系全体の伝達関数を用い、Nyquist線図とBode線図を利用して系の安定性を確認する。陸上風力発電システムと浮体式洋上風力発電システムの安定性を比較し、浮体式洋上風力発電システムにて浮体前後動揺が発生する理由を解明する。また、上記の系にFVCを追加した系に関しても安定性を確認し、FVCの効果を確認する。上記安定判別は、詳細は後述するが、風力発電システムの3つの運転条件である可変速条件、遷移条件、および定格条件の全てで実施し、上述の定格条件のみで浮体前後動揺が不安定化することを示す。さらに、定格条件において、FVCの制御パラメータを操作した際のNyquist線図とBode線図を確認することにより、FVCの制御パラメータの設計方針を示す。本章の最後に、安定判別の結果に基づき、浮体式洋上風力発電システムの設計方針についても記述する。

第4章では、第3章にて実施した浮体式洋上風力発電システムのFVC未適用時の安定判別結果を踏まえ、上述の3つの運転条件の全てにおいて、浮体前後動揺を低減するための、ゲインスケジューリング機能を備えたFVCについて述べる。制御アルゴリズムについて述べた後、ハイブリッドスパー型の浮体構造物を備えた商用規模の2MW浮体式洋上風力発電システムのモデルを用いたシミュレーションにて、ゲインスケジューリング機能に関わる最適な制御パラメータについて検討する。得られた最適パラメータを利用し、風況および海象が変化する条件下でのシミュレーションにてその性能を評価した後、商用規模の試験装置を用いた実環境下での試験にて、提案制御の有効性を評価する。

第 5 章では、FVC 追加による浮体式洋上風力発電システムにおける制御干渉について述べた後、上記制御干渉を回避するための、ナセル風速に基づく発電機トルク下限値制御のアルゴリズムについて述べる。その後、ハイブリッドスパー型の浮体構造物を備えた商用規模の 2MW 浮体式洋上風力発電システムをモデル化し、提案制御適用有無での性能差をシミュレーションで評価する。その後、実規模の試験装置を用いて、実環境下での試験結果から、提案制御の有効性を証明する。

第 6 章では、浮体式洋上風力発電システムに FVC を追加したことで生ずる発電電力の低下に関して述べる。その後、発電電力の回復を狙い、ブレードの先端の高さが最高点および最下点を中心としたアジマス角度において、ブレードピッチ角度を FVC のブレードピッチ角度の操作量と逆の方向に操作する独立ピッチ角度制御の制御アルゴリズムについて述べる。さらに、ハイブリッドスパー型の浮体構造物を備えた商用規模の 2MW 浮体式洋上風力発電システムを用いた実環境下での試験にて、提案制御の有効性を評価する。

第 7 章では、ナセル風速に基づいてブレードピッチ角度の指令値を決定するフィードフォワード制御のアルゴリズムについて述べた後、アドバンストスパー型浮体構造物を備えた 5MW 浮体式洋上風力発電システムのモデルを用いたシミュレーションを実施する。また、同浮体式洋上風力発電の実規模の試験装置を利用した試験結果を用いて、提案制御の有効性を評価する。

第 8 章では、本研究を総括する。本研究の成果と先行研究との違いを述べると共に、本研究の今後の展望、および本研究に関わる研究業績について述べる。

## 1.6 第 1 章の引用文献

- [1] 気象庁, “異常気象リスクマップ 大雨が増えている,” 2019. [オンライン]. Available: <https://www.data.jma.go.jp/cpdinfo/riskmap/heavyrain.html>. [アクセス日: 6 8 2019].
- [2] IPCC 第 5 次評価報告書, “全国地球温暖化防止活動推進センター (Japan Center for Climate Change Actions, JCCCA) ウェブサイト (<http://www.jccca.org/>) より,” 2014. [オンライン]. Available: [https://www.jccca.org/global\\_warming/knowledge/kno02.html](https://www.jccca.org/global_warming/knowledge/kno02.html). [アクセス日: 6 8 2019].
- [3] IPCC 第 5 次評価報告書 (2014) より JCCCA が作成, “全国地球温暖化防止活動推進センター (JCCCA) ウェブサイト (<http://www.jccca.org/>) より,” 2019. [オンライン]. Available: [https://www.jccca.org/global\\_warming/knowledge/kno02.html](https://www.jccca.org/global_warming/knowledge/kno02.html). [アクセス日: 6 8 2019].
- [4] 田尻貴裕, “COP21 の結果と今後の課題,” 経済産業省, 2016. [オンライン]. Available: [https://archive.iges.or.jp/files/climate/pdf/cop21/20160120/2\\_tajiri.pdf](https://archive.iges.or.jp/files/climate/pdf/cop21/20160120/2_tajiri.pdf). [アクセス日: 28 8 2019].
- [5] 資源エネルギー庁, “2019—日本が抱えているエネルギー問題 (前編),” 2019. [オンライン]. Available: <https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/energyissue2019.html>. [アクセス日: 23 8 2019].
- [6] United Nation (国際連合), “Sustainable development goals, Ensure access to affordable, rel

- iable, sustainable and modern energy,” 21 8 2015. [オンライン]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/>. [アクセス日: 29 8 2019].
- [7] 資源エネルギー庁, “2019—日本が抱えているエネルギー問題（後編）,” 2019. [オンライン]. Available: [https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/energyissue2019\\_2.html](https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/energyissue2019_2.html). [アクセス日: 23 8 2019].
- [8] 資源エネルギー庁, “「パリ協定」のもとで進む、世界の温室効果ガス削減の取り組み⑤～産業部門別に排出を規制する EU,” 2019. [オンライン]. Available: [https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/pariskyotei\\_sintyoku5.html](https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/pariskyotei_sintyoku5.html). [アクセス日: 28 8 2019].
- [9] 資源エネルギー庁, “平成 30 年度 新興国におけるエネルギー使用合理化等に資する事業（海外における再生可能エネルギー等動向調査） 調査報告書（公表用）,” 2019. [オンライン]. Available: [https://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/H30FY/000766.pdf](https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H30FY/000766.pdf). [アクセス日: 28 8 2019].
- [10] 自然エネルギー財団, “連載コラム 自然エネルギー・アップデート, 「自然エネルギー大国」をめざす中国とインド、そして南米の国々—日本だけが取り残される—,” 2015. [オンライン]. Available: [https://www.renewable-ei.org/column/column\\_20150827.php](https://www.renewable-ei.org/column/column_20150827.php). [アクセス日: 28 8 2019].
- [11] 資源エネルギー庁, “新しくなった「エネルギー基本計画」、2050 年に向けたエネルギー政策とは?,” 2018. [オンライン]. Available: <https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/energykihonkeikaku.html>. [アクセス日: 28 8 2019].
- [12] United Nation (国際連合), “Sustainable development goal 7, Ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all, Progress of goal 7 in 2019,” 2019. [オンライン]. Available: <https://sustainabledevelopment.un.org/sdg7>. [アクセス日: 29 8 2019].
- [13] 資源エネルギー庁, “エネルギー白書 2019 化石エネルギーの動向,” 2019. [オンライン]. Available: <https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2019html/2-2-2.html>. [アクセス日: 23 8 2019].
- [14] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), “Renewable 2018 Global Status Report,” 2018. [オンライン]. Available: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2019\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf). [アクセス日: 5 8 2019].
- [15] 資源エネルギー庁, “2030 年エネルギーミックス必達のための対策～省エネ、再エネ等～,” 2017. [オンライン]. Available: [https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/022/pdf/022\\_006.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/022/pdf/022_006.pdf). [アクセス日: 28 8 2019].
- [16] Global Wind Energy Council (GWEC) , “Global Wind Statistics 2017,” 2018. [オンライン]. Available: [https://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC\\_PRstats2017\\_EN-003\\_FINAL.pdf](https://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2017_EN-003_FINAL.pdf). [アクセス日: 23 8 2019].

- [17] World Wind Energy Association (WWEA) , “Wind power capacity worldwide reaches 59 7 GW, 50.1 GW added in 2018,” 2019. [オンライン]. Available: <https://wwindea.org/blog/2019/02/25/wind-power-capacity-worldwide-reaches-600-gw-539-gw-added-in-2018/>. [アクセス日: 5 8 2019].
- [18] PES Essential, “Global wind power: 2017 market and outlook to 2022,” 2018. [オンライン]. Available: <http://cdn.pes.eu.com/v/20160826/wp-content/uploads/2018/06/PES-W-2-18-GW-EC-PES-Essential-1.pdf> . [アクセス日: 27 5 2019].
- [19] B. Skaare, F. Nielsen, T. Hanson, R. Yttervik, O. Halvmoller , A. Rekdal, “Analysis of measurements and simulations from the Hywind Demo floating wind turbine,” Wind Energy 2014, 2014.
- [20] OffshoreWIND.biz, “Scotland Set to Open World’ s First Floating Wind Farm,” 18 10 2017. [オンライン]. Available: <https://www.offshorewind.biz/2017/10/18/scotland-set-to-open-worlds-first-floating-wind-farm/>. [アクセス日: 7 8 2018].
- [21] Principle Power, Inc., “Globalizing Offshore Wind,” 2015. [オンライン]. Available: <http://www.principlepowerinc.com/>. [アクセス日: 7 8 2019].
- [22] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 23 年度, 戸田建設株式会社, 2012.
- [23] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 24 年度, 戸田建設株式会社, 2013.
- [24] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 25 年度, 戸田建設株式会社, 2014.
- [25] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 26 年度, 戸田建設株式会社, 2015.
- [26] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 27 年度, 戸田建設株式会社, 2016.
- [27] 自然エネルギー財団, “浮体式の洋上風力発電で日本発の商用運転ー長崎県・五島市で漁業との共生を目指すー,” 2018. [オンライン]. Available: <https://www.renewable-ei.org/activities/column/20180111.html>. [アクセス日: 7 8 2019].
- [28] “福島洋上風力コンソーシアム,” 2019. [オンライン]. Available: <http://www.fukushima-forward.jp/>. [アクセス日: 7 8 2019].
- [29] IDEOL, “FLOATGEN (フロージェン) 実証プロジェクト,” 2019. [オンライン]. Available: <https://www.ideol-offshore.com/jp/floatgenfuroshishizhengfuroshiekuto>. [アクセス日: 7 8 2019].
- [30] IDEOL, “日本沖合の意で折るの浮体式洋上風力発電が、正式に運転開始を始めました。”

2019. [オンライン]. Available: <https://www.ideol-offshore.com/jp/ribenchonghenoteorunofutishiyangshangfenglifadiankazhengshiniyunzhuankaishiwoshimemashita>. [アクセス日: 7 8 2019].

- [31] J. M. Jonkman, “Influence of Control on the Pitch Damping of a Floating Wind Turbine,” 2008 ASME Wind Energy Symposium, 2008.
- [32] B. Skaare, T. D. Hanson, F. G. Nielsen, R. Yttervik, A. Hansen, K. Thomsen , T. J. Laussen, “Integrated Dynamic Anaysis of Floating Offshore Wind Turbines,” Proceedings of 2007 European Wind Energy Conference and Exhibition (published online), 2007.

## 第2章 浮体式洋上風力発電システムの概要と先行研究

本章では、第3章以後での詳細報告に先立ち、風力発電システムの歴史と浮体式洋上風力発電システムの動向について述べる。また、本研究の対象である浮体式洋上風力発電システムの理解を深めることを狙い、風力発電システムの構成、および浮体式洋上風力発電システムの構成について述べた後、浮体式洋上風力発電システムの発電運転時の課題である、浮体前後動揺の発生原理について述べる。最後に、浮体式洋上風力発電の研究動向（先行研究）の調査結果について述べ、結果を踏まえて決定した研究方針について述べる。

### 2.1 風力発電システムの歴史

風力を生活活動に利用し始めたのは紀元前 3000 年とされており、帆船の動力源として用いられたといわれている [1]。その後、10 世紀のアフガニスタン、12 世紀にはイギリスやフランス、15 世紀にはオランダにおいて、揚水や製粉のために風力が活用されたと記録されており、17 世紀には風車のメカニズムに関するスケッチが Leonardo da Vinci によって描かれている [2]。

19 世紀後半より、風力は電力源として利用されるようになった。1887 年にはイギリスの James Bryce が、直径 8m に及ぶ 3kW の垂直軸ロータを発明して発電を開始した。当時利用できる電力形態は直流のみであり、長距離の送電には不向きであったため、蓄電池に蓄電して街頭照明に活用した。1888 年にはアメリカの Charles F Brush が、144 枚のブレードを持つ直径 17m、12kW の水平軸風力発電を発明し、350 個の白熱灯への電力供給を開始した。この風力発電は 1908 年までの 20 年間、稼動を続けた。1891 年にはデンマークの Paul la Cour が、不安定な風から一定の回転角速度を取り出す機械式回転调速機を発明し、これを用いた発電用風力タービンの実験を開始した。さらに彼は、風力発電の発電電力を蓄電するのではなく、水を電気分解して水素を生成するために電力を利用した。当時は鉛蓄電池の価格が高かったことがその理由である。Paul la Cour によって出力変動が抑制され、利用しやすい電力に変換できるようになった風力発電は、デンマークの農村に多数設置されることとなった。

このように 19 世紀末には風力発電が普及し始めたが、ディーゼル燃料が安価、安定に供給されるエネルギー源として普及したことにより、風力発電への注目度は低くなっていった。ただし、第一次世界大戦の影響による石油と石炭の価格高騰によって、風力発電は安価なエネルギー源として再度注目され始めたのも束の間、大戦の長期化による鉄や鋼の供給不足でその普及速度は再び低迷した。

20 世紀初頭の第一次大戦終了後には、これまでの直流型ではなく、交流型の風力発電が出現した。1919 年にはデンマークの Johannes Jensen と Paul Vinding が、航空機用の形状で可変ピッチが可能な 5 枚のブレードを備え、交流型、非同期発電機を備えた 40kW のアグリコ風車を発明した。この風力発電はプロペラ型のブレードを用いた画期的なものであり、これまで 20%程度であった発電効率を 43%以上まで向上させた。その後、1940 年代までは第二次世界大戦による材料不足が影響し、小型、軽量でブレード枚数が少ない風力発電が普及した。

風力発電への注目度が低い時代が続いたが、ディーゼル燃料不足によって、当時広く活用されていた内燃機関での発電が安定稼働できなくなったことから、大型の風力発電のニーズが高まった。1941年にはアメリカの Palmer C Putnam が設計した、直径 53m、タワー高さ 36m、出力 1250kW の Smith-Putnam 風車が発明された。この風力は史上初のメガワット級の風力発電であったが、1945年の稼働開始より 1100 時間しか運転できなかった。

20 世紀には、航空工学や空気力学によって風力発電の大型化が推進され、100kW 級のものが開発された。イギリスでは 1950 年に John Brown 社が直径 15m、出力 100kW の風力発電の実証を開始したが失敗に終わったが、1951年に Andreau 設計の直径 24m、出力 100kW の風力発電が設置された。1957年にはデンマークの Johannes Juul によって、直径 24m、出力 200kW、非同期発電機を搭載したゲザー風車が発明された。この風力発電には出力調整のため、ブレード先端(チップ)が高回転時に角度を変えて風を逃がす機構(チップブレーキ)が備えられているだけでなく、ロータを風向きに向かせるために電動のヨー駆動装置を備えたものであった。1950年後半から 1960 年前半にはフランス電力庁 EDF が直径 30m、出力 800kW から直径 35m、出力 1085kW の 3 基の風力発電を設置した。

その後、発電の主役として、比較的安価で豊富に産出された石油が普及したことと、原子力発電が台頭したことによって、再び風力発電の普及は減速していった。ところが、1973 年の第一次石油危機を発端としたエネルギー源の多様化の必要が高まったことを発端に、風力発電が再び注目を集めた。1975年にはデンマークの Amdi Petersen によって率いられた Tvind Schools は、出力 2000kW のツヴィン風車を設置した。この風力発電は、ブレード取付け部の強度を向上させる設計方法が適用されると共に、ガラス繊維強化プラスチックを素材に採用することで、軽量かつ片持ちが可能なブレードが適用されたものであり、その後のデンマーク風力産業に大きな影響を与えた。

さらに 1979 年の第二次石油危機により、エネルギー政策の転換の必要性と共に、雇用創出を狙って風力発電に大きな注目が集まり、参画する企業が増加した。1980 年代後半には大型化および低コスト化が更に進められ、普及した風力発電のサイズは 500kW に及んだ。その後、1990 年代にはデンマークよりカリフォルニア州へ多くの風車が輸出され、アメリカでの市場が拡大した。その後、欧州内でもドイツやイギリスを中心に市場が拡大した。1995 年以降は 2000~3000kW を越えるメガワット級サイズの風力発電が開発されており、2002 年にはデンマークにおける、80 基の 2MW 風力発電で構成される洋上風力発電が運転を開始した。

上述から判るように、洋上へ設置される洋上風力発電が注目を浴びるようになった。2000 年以後は洋上への設置を視野に入れた 4~5MW の開発が進められてきた。この動きは 2019 年現在でも継続しており、そのサイズは 6MW を越えるだけでなく、最大で 10MW に到達するところまで来ている。2014 年には日本の日立製作所が、タワーの風下側にロータを設置する、ロータ直径 127m の 5MW ダウンウィンド風力発電システムを建設した [3]。同年にはドイツの Senvion がロータ直径 152m の 6.15MW 風力発電システムを建設した [4]。2016 年にはアメリカの GE Renewable Energy がロータ直径 150m の 6MW 風力発電システムを建設した [5]。2017 年にはス

ペインの Siemens Gamesa がロータ直径 167m の 8MW 風力発電システムを発表した [6]. 2018 年にはデンマークの MHI Vestas Offshore Wind がロータ直径 164m の 9.5MW 風力発電システムが国際電気標準会議 (International Electrotechnical Commission, IEC) の認証を取得したと発表した [7].

風力発電システムの大型化のメリットは以下の通りである. 垂直方向の風速分布は地表面ほど低く, 上空ほど高くなるウィンドシアの特性があることで, 大型化によるロータ中心位置高さの上昇によって, より強い風速を利用できることから, より多くの電力を発電できる. また, 発電に利用できる風力エネルギーはロータの面積に比例することから, より多くの風力エネルギーを捕まえることが出来る. さらに, 設置基数を減らせることから, 建設コストだけでなく, メンテナンスコストを低減できる. Wind Europe の報告によると, 2018 年に欧州に導入された 2974 基の陸上風力発電システムの定格出力の平均値は 2.7MW であるのに対し, 洋上風力発電システムは 411 基建設され, その定格出力平均値は 6.5MW であった [8]. 再生可能エネルギー導入拡大を動機として, このような風力発電システムの大型化は今後も継続すると推測する.

## 2.2 浮体式洋上風力発電システムの動向

前節の通り, 風力発電はその設置場所を陸上から洋上へ拡大していった. その理由は, 風を遮る障害物が少ないため, 陸上と比較して平均風速が高くなり, 高い発電電力を得られることだけでなく, 風速変動が少ないことで安定な発電電力を得られることが挙げられる. また, 陸上から離れることで, 風力発電が運転時に発生させるブレードの風切り音や機械部分の回転駆動音といった騒音だけでなく, 機械振動および電気品振動等の, 設置地点近隣で人体が悪影響を受ける要因を考慮する必要がなくなる.

上記のような洋上のメリットを背景として, 着床式の洋上風力発電システムが普及していったが, その設置場所は水深が比較的に浅い大陸棚のような地域であった. しかしながら, 昨今の洋上風力発電システムの普及拡大により, 水深の浅い地域に限られるようになった. また, 大陸棚のような地域は偏在しているため, 風力を効率的に利用できる地域に限られてきた.

このような課題を解決する手段の一つとして, 浮体式構造物に風力発電システムを設置する浮体式洋上風力発電システムが注目を集めている. 浮体式洋上風力発電システムのメリットは以下の通りである. 第一に, より水深の深い場所に設置できるため, 大陸棚のような海域ではない地域にも建設できるだけでなく, 平均風速が高い地域に設置できることである. 第二に, 陸上から更に距離の離れた地域に設置できるため, 景観汚染や騒音問題を解決できる.

現在稼動している浮体式洋上風力発電システムの多くは実証プロジェクトにより推進されるものであるが, 商用運転を開始, 継続しているものもあり, 現状は実証から量産フェーズに移行しつつあると言える. 浮体式洋上風力発電システムの実証プロジェクト, および商用運転の実例を以下に示す.

図 2-1 は, スコットランドの Statoil 社が 2009 年から 2011 年まで, 2.3MW 風力発電システムをスパー型浮体に設置し, 3 本のカテナリー係留を備えた浮体式洋上風力発電システム 1 基を実証した (Hywind project) [9]. 実証の結果, シミュレーションモデルの妥当性と, スパー型浮体



図 2-1. Hywind project にて実証された 2.3MW 浮体式洋上風力発電システム

構造物が風力発電の性能に影響を及ぼさないことが確認された [10]。得られた実証結果に基づいて、定格出力を 6MW とした同形式の浮体式洋上風力発電システム 5 基をノルウェー沖に建設、2017 年 10 月より商用運転を開始し、現在も継続運転中である [11]。

図 2-2 は、ポルトガルの Principle power 社が 2011 年 10 月からポルトガル沖で実証を開始した浮体式洋上風力発電システム WindFloat®である。3 つの円柱部材をトラス構造で連結したセミサブ型浮体に 2MW の風力発電システムを設置し、6 本のカテナリー係留にて係留される浮体式洋上風力発電システムである [12]。このプロジェクトは 5 年間継続し、最終年度には撤去方法が検証されて終了した。

図 2-3 は、環境省委託の浮体式洋上風力発電設備の実証事業により建設された、ダウンウィンド型、2MW の浮体式洋上風力発電システムである [13] [14] [15] [16] [17]。このシステムの浮体構造物は上側が鋼構造であり、下側がプレストレスコンクリート構造から構成されるスパー型（ハイブリッドスパー）であり、3 本のカテナリー係留を備えている。本実証事業は 2013 年より長崎県杵島沖で実証を開始し、当初は連系システムの制約により 500kW に定格出力を制限していた。その後、浮体式洋上風力発電システムの世界初の移設を経験した後、2017 年 3 月より長崎県五島市沖で五島ウィンドファーム社により、定格出力を 2MW とした商用運転が開始され、現在も稼動中である [18]。

図 2-4 は、経済産業省委託の福島浮体式ウィンドファーム実証研究事業にて建設された浮体式洋上風力発電システムである。本実証事業では世界初の浮体式洋上変電所を備えると共に、3 種の異なる浮体式洋上風力発電システムが存在する。1 つ目は 4 つの円柱型構造物をトラス構造で構成したセミサブ型浮体に設置したダウンウィンド型の 2MW、2 つ目は 3 つの矩形構造物を L 字形状に配置したセミサブ型浮体に設置したアップウィンド型の 7MW、3 つ目はスパー型浮体の上下部それぞれに八角形状のバージ構造物を設置したアドバンストスパー型浮体に設置したダウンウィンド型の 5MW の浮体式洋上風力発電システムである。この実証事業は 3 基での実証



図 2-2. WindFloat®



図 2-3. 環境省実証事業にて実証された 2MW 浮体式洋上風力発電システム



(a) 2MW



(b) 7MW



(c) 5MW

図 2-4. 経済産業省実証事業にて実証された浮体式洋上風力発電システム

を 2013 年 12 月より福島県沖で開始し、2019 年は 2MW と 5MW の浮体式風力発電システムの実証を継続している [19].

図 2-5 は、フランスの IDEOL が 2018 年 9 月より Saint Nazaire 沖で実証を開始した 2MW の浮体式洋上風力発電システムである [20]. IDEOL が提供する浮体構造物はバージ型であるが、浮体中心部がプール状にくり貫かれたような形状の DampingPool®を採用していることが特徴である。本プロジェクトは現在も継続中である。IDEOL はまた、国立研究開発法人 新エネルギー・



図 2-5. DampingPool®

産業技術総合開発機構（以下，NEDO）が 2018 年 8 月に北九州市沖で開始した浮体式洋上風力発電システム実証研究（バージ型）に対して上記浮体を提供した [42]。この実証研究は上記浮体構造物の上に，2 枚ブレードの 3MW 風力発電システムを搭載している。

上述のように，現時点で 10 基の浮体式洋上風力発電システムが系統に電力を供給している。運転期間は複数年に及ぶことから，建設，運転，およびメンテナンスに関わる課題は抽出できている。解決技術の開発が推進されていると推測できる。エネルギー自給率向上のために，より多くの風力エネルギーを求めて浮体式洋上風力発電システムの量産化と導入が進むと予測する。

## 2.3 風力発電システムの概要

### 2.3.1 システム構成

図 2-6 に，代表的な陸上風力発電システムの概要構成を示す。複数のブレードと，ブレードを接続するハブにより構成されるロータによって，風力エネルギーがロータの回転エネルギーに変換される。ハブに対するブレードの角度（ブレードピッチ角度と呼ぶ）は，ピッチアクチュエータによって変更可能であり，ロータに流入する風力エネルギーを調整できる。ロータが発生する回転エネルギーは主軸に伝えられ，主軸が接続される増速機を介して発電機に伝達される。増速機はロータの回転角速度（ロータ回転角速度）を発電機に適した回転角速度（発電機回転角速度）に変換する。発電機と増速機はナセルと呼ぶ構造物の中の適宜位置に設置される。ナセルはタワー上に設置されるが，ナセルとタワーの回転位置関係を変更可能な機構が備えられており，この機構はヨーギヤおよびヨーアクチュエータより構成される。タワーに対するナセルの回転位置をヨー角度と呼び，ロータ面に流入する風力エネルギーを最大限活用するため，ロータ平面と風向が垂直に近づくようにヨー角度が調整される。タワーは基礎構造物を介して地上に設置されるが，タワーと地表の関係を変更する機構は備えていない。タワー内には，発電機で発電した電力を，系統へ送電できる形態へ変換するパワーコンディショニングシステム（Power conditioning system, PCS）が設置される（PCS は電力変換器とも呼ばれる）。また，説明の便宜上，風力発電システム外に描写しているが，システム内の適宜位置に風力発電システムコントローラが設置される。このコントローラは，ブレードピッチ角度，ヨー角度，および発電機回転角速度，等を検出する

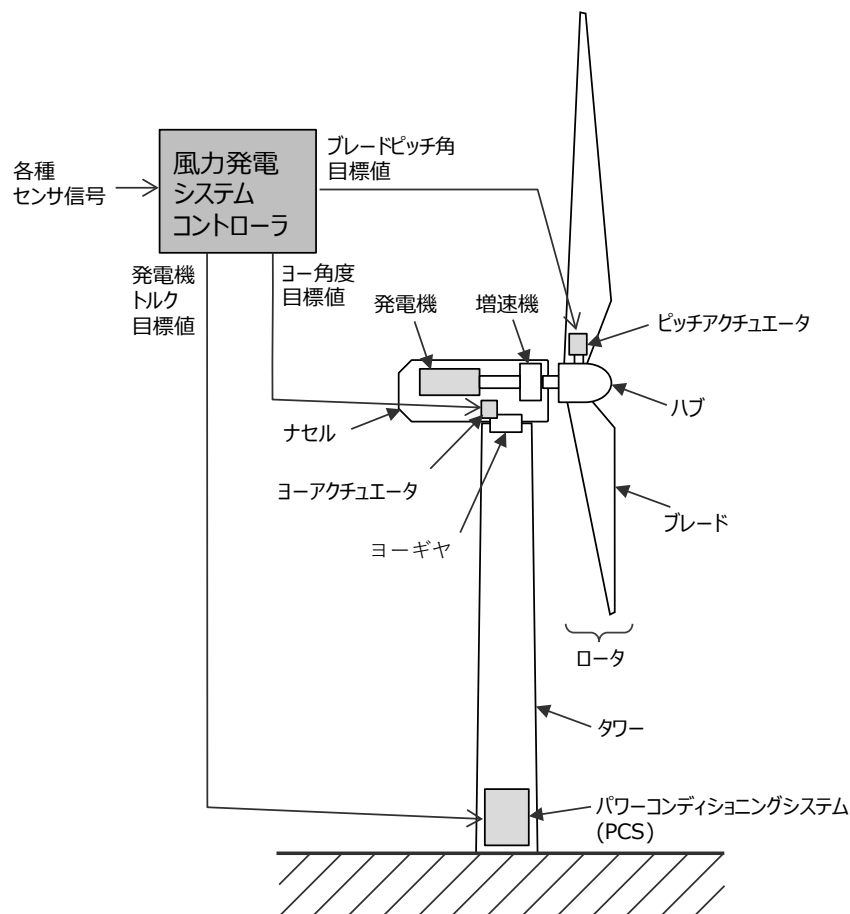


図 2-6. 陸上風力発電システムの概要構成

各種センサの出力信号が入力され、それらに基づいてブレードピッチ角、発電機トルク、およびヨー角度を適切に調整するためのそれぞれの目標値を PCS および各アクチュエータに出力する。他のセンサとしては、風速を検出する風速センサや風向を検出する風向センサがあり、ナセル上の適宜位置に設置される。

図 2-6 に示す構成はあくまで代表的なものであり、構成される装置の有無や配置は設計するメーカーや機関によって異なる。また、PCS の出力電力は交流系統の送電線に直接送電されるものではなく、電力を遮断する遮断機や、絶縁と電圧調整のための変圧器を介して送電される。

### 2.3.2 洋上風力発電システムの基礎構造物

図 2-6 に示す構成は、陸上に設置する陸上風力発電システムの例であるが、着床式洋上風力発電システムでは、海底とタワーをつなぐ基礎構造物が洋上に適したものに变更される。図 2-7 に、浮体式洋上風力発電システムの基礎構造物の例を示す。基礎構造物としては、図 2-7 (a) に示すようなタワーとほぼ同じ直径の円筒構造物を海底に深く埋没するモノパイル (Monopile) 式、図 2-7 (b) に示すような基礎構造物の重量で建設位置を固定してシステム全体の姿勢を安定させる重力 (Gravity based) 式、図 2-7 (c) に示すようなトラス構造等を用いたやぐら形状を持つジャケット (Jacket) 式、および、図 2-7 (d) に示すような複数パイルを海底に打ち込み、海水面より高

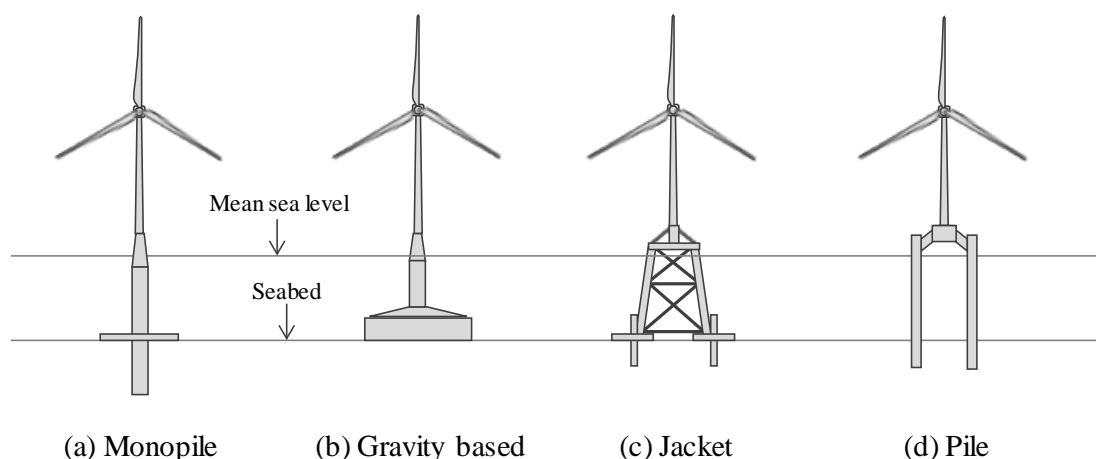


図 2-7. 着床式洋上風力発電システム

いパイルの上端部に接続する構造物上に風力発電システムを設置するパイル (Pile) 式, がある。いずれの基礎構造物も, 風力発電システムを洋上に着床して建設するために有効であるが, 適切な水深は 50m 程度までと言われており, これ以上深い水深部では, 後述の浮体式構造物を利用した方がコストを抑制できると言われている。

浮体式洋上風力発電システムの基礎構造物は, 浮体構造物と係留から構成される。図 2-8 に, 浮体式洋上風力発電に用いられる基礎構造物の概要を示す。図 2-8 (a)に示すバージ (Barge) 型は河川や港湾で貨物を輸送するために利用される平底の船舶と同様の形状を備えている。図 2-8 (b)の Tension-leg platform (以下, TLP) 型は洋上で石油やガス採掘に利用される浮体構造物であり, 緊張状態の係留ラインによって係留される。図 2-8 (c)に示すセミサブ (Semi-submergible) 型はトラス構造やラーメン構造の骨組みを備えており, 構造物の下半面が水面下にある半潜水式の浮体構造物である。図 2-8 (d)に示すスパー (Spar) 型は円筒形状の浮体構造物を備えている。TLP 型以外の係留としてカテナリー (Catenary) 係留があり, 係留ライン自身 (チェーン) の重量によって係留力を発生させる。

浮体構造物および係留は石油やガス採掘の用途に多く用いられており, 設置可能な水深は数百メートルにも及ぶ。この技術を用いることで, 大陸棚のような比較的浅い海洋地域でなくとも, 洋上風力発電を設置することができ, 風力エネルギーを有効活用できる。

### 2.3.3 ロータ位置：アップウィンド型とダウンウィンド型

図 2-9 に, 風力発電システムのロータ位置の違いを示す。図 2-9 (a)はタワーに対してブレード (ロータ) が風上側に配置されるアップウィンド型を示し, 図 2-9 (b)はタワーに対してブレード (ロータ) が風下側に配置されるダウンウィンド型を示す。表 2-1 に, ロータ位置の違いによる特徴を比較した結果を示す。

まず, ブレード位置に注目する。風力発電システムのタワー直径は数メートルに及ぶことから, タワー風下を流れるタワー後流には風の乱れが発生する。これをタワーシャドウと呼ぶ。アップウィンド型はブレードがタワーよりも風上に位置することから, このタワーシャドウの影響を受

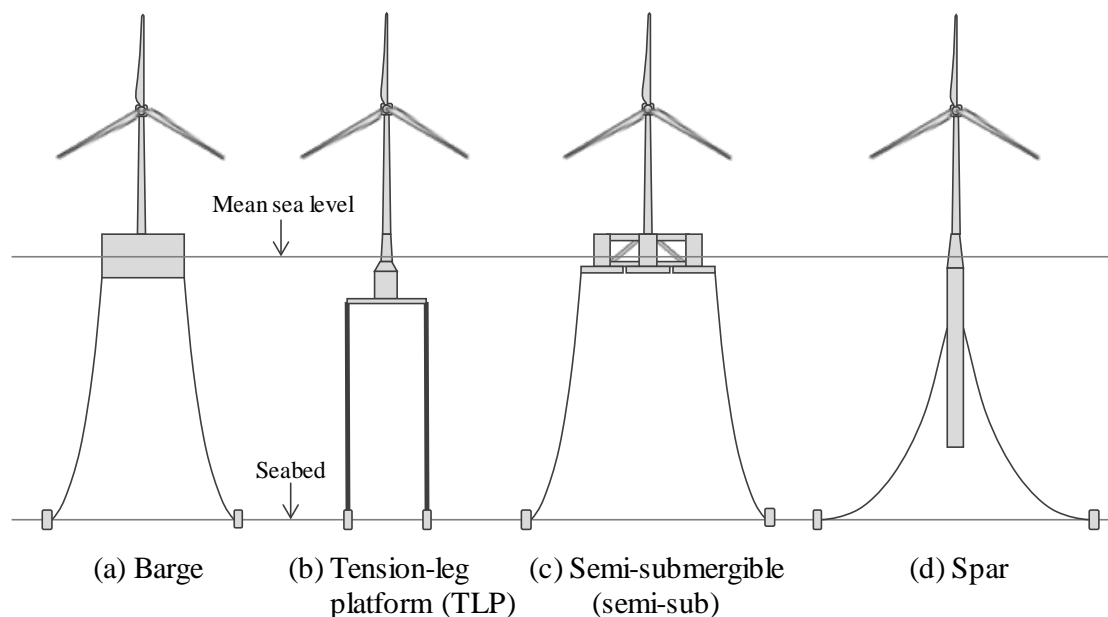


図 2-8. 浮体式洋上風力発電システム

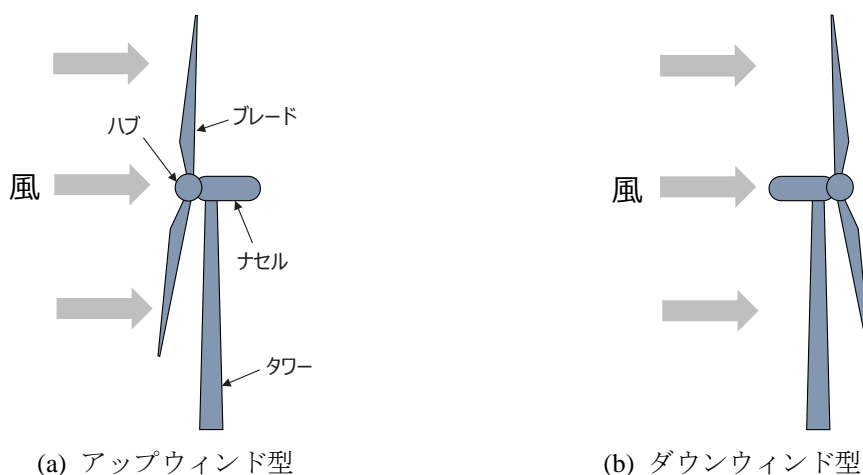


図 2-9. アップウィンド型とダウンウィンド型

けない。これに対してダウンウィンドはブレードがタワーの風下に配置されることでタワーシャドウの影響を受けるため、風の乱れによるブレードの振動等を考慮した施策を必要とする。アップウィンド型には上述のタワーシャドウの影響に対する長所があるが、ブレード変形に関する短所がある。ロータが回転して発電運転をしている際、ブレードは風の荷重を受けて、風下側に変形する。このため、アップウィンド型はタワーとブレードの衝突を回避するために、ブレード変形を考慮した設計が必要である。対してダウンウィンド型は、タワーがブレードの風上にあることから、発電運転中のブレード変形による衝突を回避するための設計を必要としない。

次に、チルト角の影響に注目する。図 2-10 に、チルト角の概要を示す。水平面に直角な平面に対し、ブレードが最下端の回転位置にある状態でのブレード先端が、タワーから離れるように

表 2-1. アップウィンド型とダウンウィンド型の特徴

No.	比較項目		アップウィンド型	ダウンウィンド型
1	ブレード (ロータ) 位置の影響	長所	タワーの後流（タワーシャドウ）の影響がない	風荷重を受けてもブレードとタワーが衝突しない
2		短所	風荷重によるブレード変形を考慮する必要がある	タワーシャドウの影響がある
3	チルト角の影響	長所	吹下風で高効率化	ロータ面が風向に正対して高効率化 ①吹上風（丘陵） ②浮体式の姿勢変化
4		短所	ロータ面と風向の差で効率低下 ①吹上風（丘陵） ②浮体式の姿勢変化	風向への正対によりスラスト力が増加し、浮体の姿勢変化が大きくなる
5	ヨー制御の影響	長所		風見鶏効果で風向にロータ面を正対させやすい
6		短所	ロータ面が風向から外れやすい	

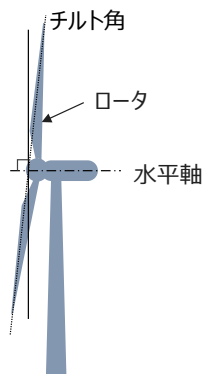


図 2-10. チルト角

ロータ面（主軸）が傾けられている。この角度をチルト角と呼び、上述のブレード変形によるタワーとの衝突を回避するために設けられている。図 2-11 および図 2-12 に、チルト角の影響を示す。図 2-11 は丘陵地に建設した場合の吹上げ角の影響である。アップウィンド型はロータ面が風を見上げるようなチルト角がついている。そのため、吹下風の場合にロータと風向が正対することで効率を向上できるが、図 2-11 (a)のような吹上風の場合は効率が低下する。これに対して、ダウンウィンド型はロータが風を見下ろすようにチルト角を設けるため、図 2-11 (b)に示すように、吹上風において風向に対してロータが正対することで効率が向上する。また、図 2-12 は、浮体式洋上風力発電システムに対するチルト角の影響を示した図である。基礎構造物が堅牢に保持されていない浮体式洋上風力発電システムでは、風からロータを後方に押す力であるスラスト

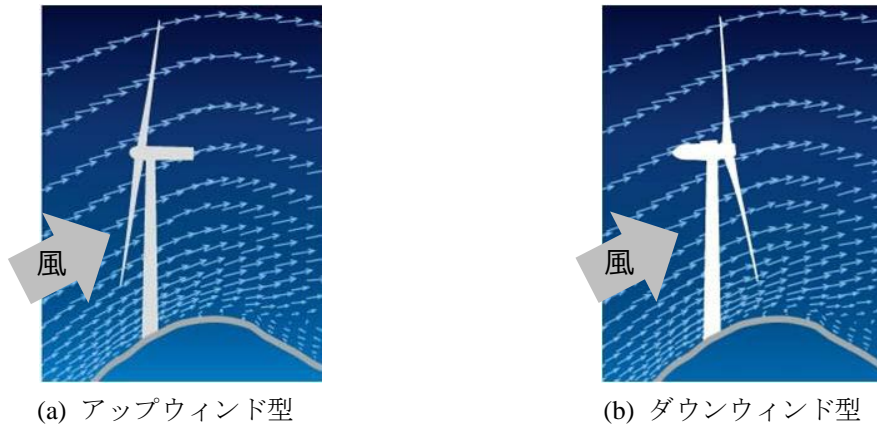


図 2-11. チルト角の影響：吹上げ風

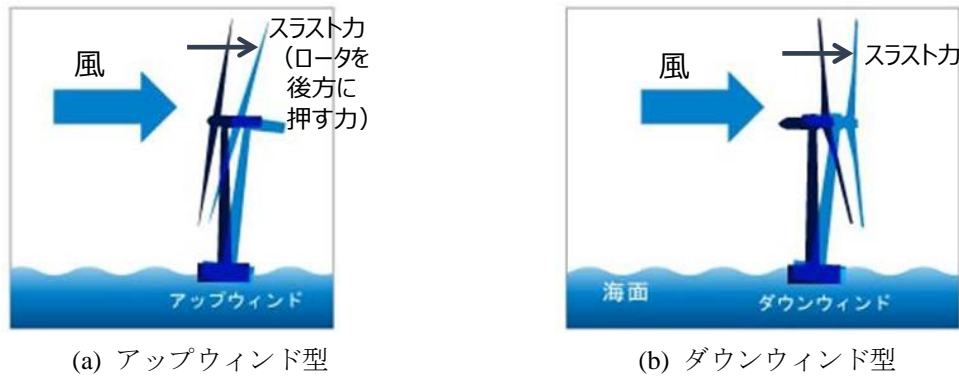


図 2-12. チルト角の影響：浮体式

力を受けることによりロータ面の姿勢（傾斜角度）が変化する．図 2-12 (a)に示すアップウインド型では，ロータ面が風向を見上げる角度が大きくなるように傾斜角度が変化することで，ロータに流入する風力エネルギーが減少し，効率が低下する場合がある．これに対して，図 2-12 (b)に示すダウンウインド型では，ロータの傾斜角度が大きくなることで，ロータ面が風に正対する状態に近づくため，効率を向上できる．

最後に，ヨー制御に注目する．タワー（ヨー回転中心）に対するロータ位置がヨー制御に影響を及ぼす．図 2-13 に，ロータ位置に関するヨー制御の違いを示す．図 2-13 (a)に示すアップウインド型は，ロータが風から荷重を受ける作用点がヨー回転中心よりも風上にある．そのため，風を受けてロータが正対状態から外れやすい特徴があり，正対状態を保持するようなヨー制御が必要である．図 2-13 (b)に示すダウンウインド型は，ロータが風から荷重を受ける作用点がヨー回転中心よりも風下にある．そのため，風見鶏効果によってロータが風向に正対しやすいため，ヨー角度を保持するヨー駆動力が比較的少ない特徴を備える．

#### 2.3.4 風力発電システムの制御

本節では，風力発電システムの制御の概要について述べる．着床式を想定した制御システムについて述べた後，浮体式洋上風力発電システムの制御システムについて述べる．

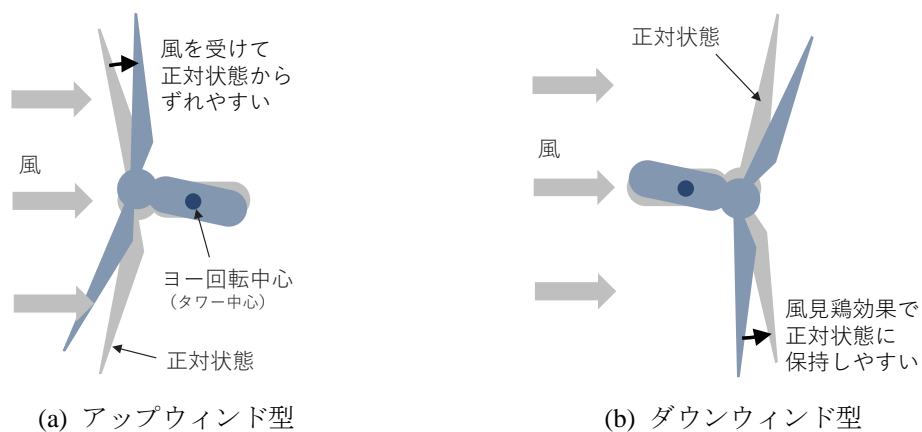


図 2-13. ヨー制御の影響

図 2-14 に示すように、風力発電システムコントローラが調整する操作量には、発電機トルク、ブレードピッチ角度、およびヨー角度がある。発電機トルクは、ロータから増速機を介して発電機に伝達される回転エネルギーから取り出されるトルクであり、ロータの回転を低下させるブレーキのような効果を及ぼす。ブレードピッチ角度は、風に対するブレードの迎え角を調整するものである。ロータ回転角速度に対して、ブレードの効率が最大となるブレードピッチ角度をファイン角度と呼び、ファイン角度よりブレードピッチ角度が風を逃がすような方向をフェザー方向と呼ぶ。ヨー角度は、タワーとナセルの回転位置関係を示す角度である。

上述の操作量によって実現される風力発電システムの定常特性を図 2-15 に示す。図 2-15 の横軸は風速を示し、縦軸は図上段よりロータ回転角速度、発電機トルク、ブレードピッチ角度、発電電力、および運転条件を示す。なお、図 2-15 に示す定常特性は、ロータ面が風向に正対しており（風向とナセル方位のずれであるヨー誤差が 0deg）、さらに、横軸に示す各風速が一定値を保持することを想定している。

まず、ブレードピッチ角度に注目すると、風速 $V_0$ から $V_3$ まではファイン角度を保持し、 $V_3$ より高い風速条件でブレードピッチ角度を、風を逃がす方向であるフェザー方向へ調整する。風速 $V_0$ から $V_3$ までは、ブレード効率を最も高い状態に保つためにファイン角度に保持する。また、 $V_3$ より高い風速は、発電電力を定格値に保持するため、ロータに流入する風力エネルギーを減少させるようにブレードピッチ角度をフェザー方向へ調整する。

次に、ロータ回転角速度に注目すると、風速 $V_0$ から $V_1$ までは低い回転角速度を維持する。これは、風力発電システムの運転に関わる補機類を動作させるため、ロータ回転角速度を所定値以上に維持する必要があるためである。風速 $V_1$ から $V_2$ では、風速の上昇に伴ってロータ回転角速度を増加させる。これは、ブレードの効率を高く維持するには、風速に対するブレードピッチ角度の比である収束比

$$\lambda = \omega R / V \quad \dots \text{式(2-1)}$$

を一定値に保つ必要があるためである。ここで、 $\omega$ はロータ回転角速度、 $R$ はロータ半径、 $V$ は

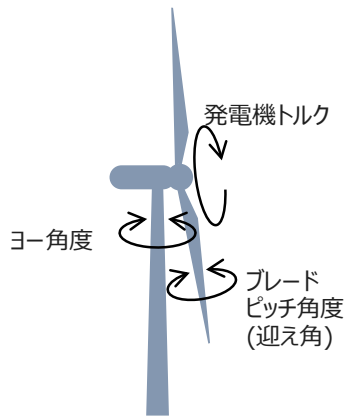


図 2-14. 風力発電システムの操作量

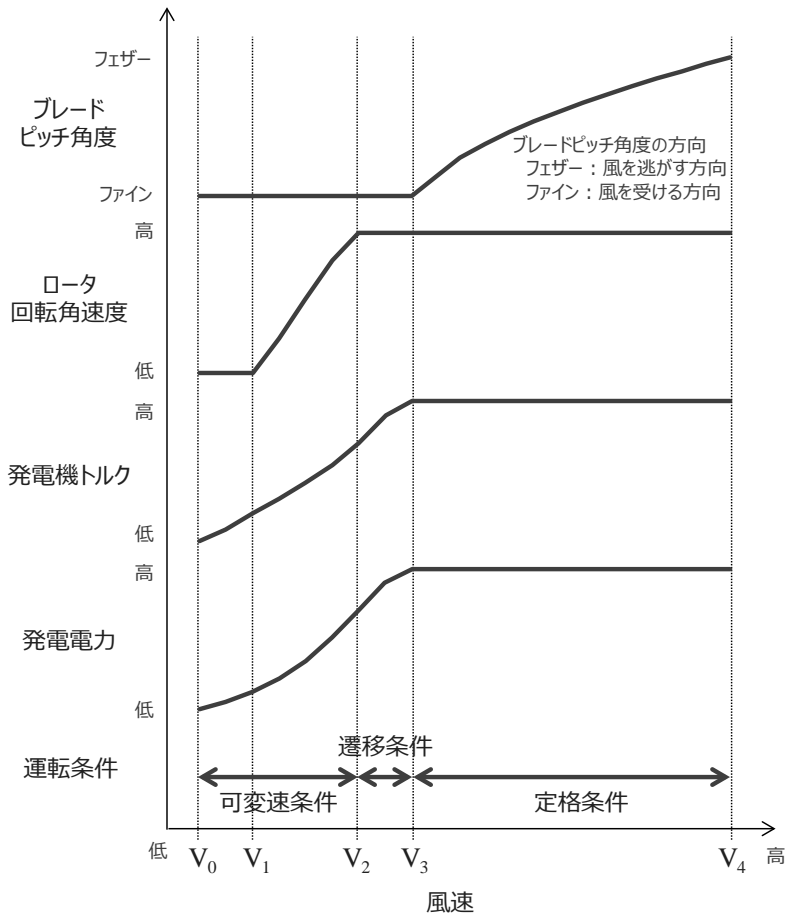


図 2-15. 風力発電システムの定常特性

風速である。  $V_2$ 以上の風速では、ロータ回転角速度を一定に維持する。この理由は、ロータ回転角速度の上昇による軸受けやブレードへの荷重増加を抑制するためである。また、ロータ回転角速度が上昇してブレード先端の速度が速くなることで風切音が増加するため、風切音の制限も理由の一つである。

さらに、発電機トルクに注目すると、風速 $V_0$ から $V_3$ まで、風速の増加に伴って発電機トルクが増加され、風速 $V_3$ 以上では発電電力を定格値に制限するために、発電機トルクも定格値に制限する。風速 $V_0$ から $V_3$ の領域の中でも、特に風速 $V_1$ から $V_2$ においては、ロータ回転角速度を風速に応じて変化することができるため、ブレード効率を最大にできるような収束比を保つように発電機トルクを増加させる。

発電電力は、発電機回転角速度と発電機トルクを乗算することで得られ、風速 $V_0$ から $V_3$ まで、風速の増加に伴って発電電力が増加され、風速 $V_3$ 以上では発電電力が定格値に制限される。

上述をまとめると、図 2-15 の縦軸最下段に示すように、運転条件を 3 つに分けることが出来る。第 1 は、風速が $V_0$ から $V_2$ までの条件であり、この条件はロータ回転角速度および発電機トルクの双方を変化させる。特に、風速 $V_1$ から $V_2$ においては、ブレードピッチ角度をフィン角度に保持し、最もブレード効率が高い状態で運転する。第 2 は、風速 $V_2$ から $V_3$ の条件であり、この条件ではロータ回転角速度を定格値に保持しながら、発電機トルクを上昇させる。第 3 は、風速が $V_3$ 以上でロータ回転角速度および発電機トルクの双方を定格値に保持する条件である。

本研究では上記 3 条件を以下のように定義する。上記第 1 の運転条件ではロータ回転角速度を変化させることから、この運転条件を可変速運転と定義する。さらに、上記第 3 の運転条件では操作量を定格値に保持することから、これを定格条件と定義する。また、上記第 2 の運転条件は可変速条件と定格条件を遷移するための運転条件であることから、遷移条件と定義する。

図 2-16 に、風力発電システムの制御系概要を示す。制御対象である風力発電システムに対して、風力発電システムコントローラが風力発電システムの運転を調整するアクチュエータに目標値を伝送する。風力発電システムコントローラには大まかに下記の 3 つの制御が実装される。第 1 は、発電機回転角速度（ロータ回転角速度）をブレードピッチ角度で制御する可変速制御（Variable speed control, VSC）である。VSC は計測された発電機回転角速度に基づき、上記の運転条件に応じた発電機（ロータ）回転角速度を満足するようにブレードピッチ角度の目標値を決定する。第 2 は、発電機トルクを制御する発電機トルク制御（Generator torque control, GTC）である。GTC は計測された発電機回転角速度に基づき、運転条件に応じた発電機トルクを実現するような発電機トルク目標値を決定する。第 3 は、ヨー制御（Yaw control）である。ヨー制御は計測したヨー角度（ナセル方位）と風向の差分であるヨー誤差に基づいて、ナセル方位と風向を一致させるためのヨー角度目標値を決定する。

上述の通り、風力発電システムに実装される制御は制御対象にて計測した値をフィードバックすることで操作量を調整するフィードバック制御である。なお、図 2-16 に示す制御系では、目標値がそれぞれの操作量そのものの例であるが、これに限るものではなく、各操作量の速度を利用する制御系もある。

図 2-17 に、浮体式洋上風力発電システムの制御系概要を示す。浮体式洋上風力発電システムコントローラに実装される制御のうち、VSC、GTC、およびヨー制御は上述の内容と同様であるが、浮体動揺制御（Floating platform vibration control, FVC）が追加される。浮体式洋上風力発電システムはその基礎構造物（浮体構造物）が着床式のように硬く保持されておらず、風況、海象、

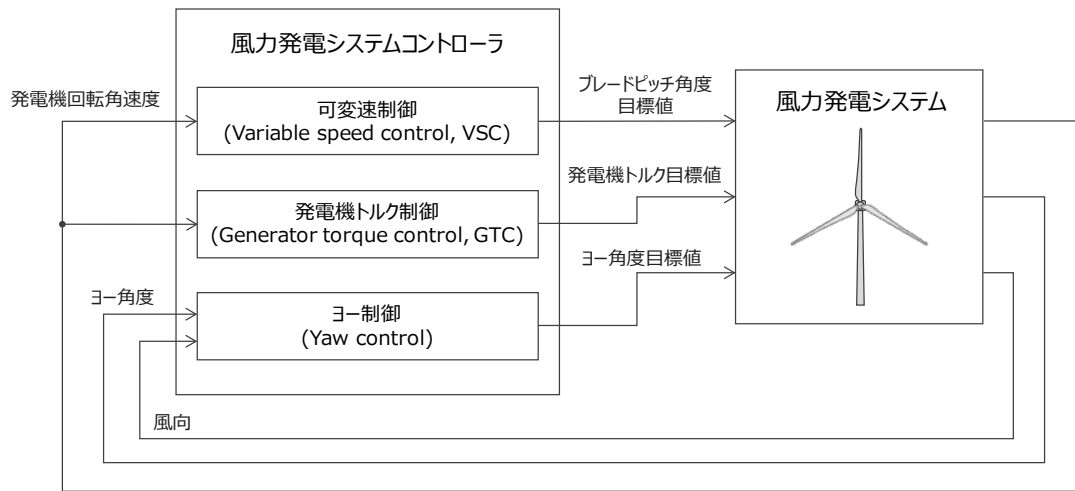


図 2-16. 陸上風力発電システムの制御系概要

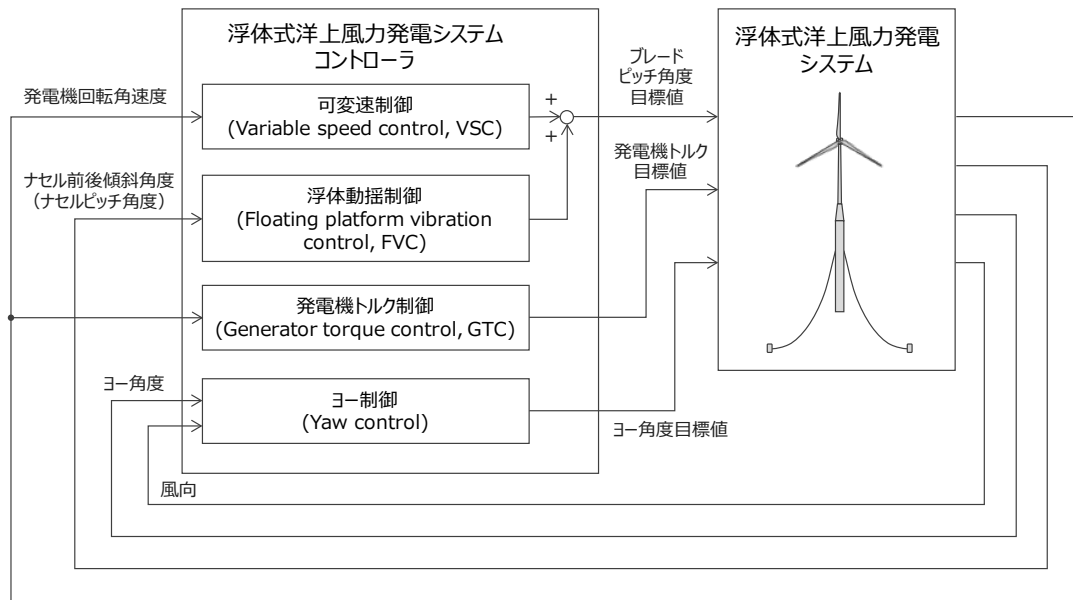


図 2-17. 浮体式洋上風力発電システムの制御系概要

および海流の影響を受けてその姿勢（傾斜角度）が変化しやすい。また、発電運転時にシステム全体の前後方向の動揺（浮体前後動揺）が発生する現象がある。FVC はこのような発電運転時の浮体前後動揺を、ロータが風から受けるスラスト力を調整することで低減する。FVC は、浮体前後動揺の情報として、計測されるナセル前後傾斜角度（ナセルピッチ角度）に基づき、ブレードピッチ角度の目標値を決定する。ブレードピッチ角度の目標値を決定する制御はVSCとFVCがあるため、最終的には双方が決定したブレードピッチ角度目標値を加算することで、コントローラからの出力値を決定する。

### 2.3.5 浮体前後動揺の発生原理

本節では、浮体式風力発電システムにおける、発電運転時の浮体前後方向の動揺（浮体前後動揺）現象について述べる。図 2-15 の縦軸最下段に示す運転条件のうち、定格条件を想定する。定格条件下では、上述の VSC によって、ロータ回転角速度を定格値に保持するようにブレードピッチ角度が調整される。また、図 2-18 は、浮体前後方向の傾斜角度（ナセルピッチ角度）を示す概要図である。以下では、ナセルピッチ角度の回転中心（メタセンター）が浮体構造物（Floating platform）の所定位置から変化しないことを想定する。また、ナセルピッチ角度の符号は、ロータが風下側に傾く方向を正とし、ロータが風上側に傾く方向を負と定義する。

まず、ナセルピッチ角度が正方向（風下方向）に変化している条件を想定する。ナセルピッチ角度が正方向に変化すると、風に対するロータの相対速度が低下するため、ロータに流入する風力エネルギーが低下し、ロータ回転角速度が低下する。VSC はロータ回転角速度を定格値に保持するためにブレードピッチ角度をファイン方向（風をより受ける方向）へ操作する。このファイン方向へのブレードピッチ角度の操作により、ロータに作用するスラスト力が上昇する。このようなスラスト力の上昇がナセルピッチ角度をより風下側へ変化させる要因となる。

次に、ナセルピッチ角度が負方向（風上方向）に変化している条件を想定する。ナセルピッチ角度が負方向に変化すると、風に対するロータの相対速度が上昇するため、ロータに流入する風力エネルギーが上昇し、ロータ回転角速度が上昇する。これに対して、VSC はロータ回転角速度を定格値に保持するべく、ブレードピッチ角度をフェザー方向（風を逃がす方向）へ操作する。このフェザー方向へのブレードピッチ角度の操作により、ロータに作用するスラスト力が低下する。これにより、ナセルピッチ角度がさらに負方向（風下方向）へ変化する。

上述において、VSC がナセルピッチ角度の絶対値を更に増加させるようなスラスト力を発生させることを述べたが、これによりナセルピッチ角度の振動（浮体前後動揺）が継続する現象が励起される。風や波の影響により、ナセルピッチ角度が正方向に大きく変化し、VSC によってその変化が助長されると、浮体構造物の復元力と係留力が増加する。そのため、ナセルピッチ角度が正方向の所定値を超えると、ナセルピッチ角度が負方向に急速に変化し始める。ナセルピッチ角度が負方向に変化すると、VSC によってロータ面が負方向へ変化するのを抑制する力（スラスト力）が減少するようにブレードピッチ角度が動作することで、ナセルピッチ角度が負方向へ大きく変化する。同様に、ナセルピッチ角度が負方向の所定値を越えると、浮体構造物の復元力と係留力の増加によって、ナセルピッチ角度が正方向に急速に変化する。このような現象が繰り返されることで、浮体前後動揺の固有周期と一致する振動、すなわち共振が引き起こされる。

この浮体前後動揺は、浮体式風力発電システムを構成する部材であるタワーやブレードだけでなく、システム内部に設置される補機類にも大きな荷重変動が加わるため、疲労の蓄積を促進する。また、ナセルピッチ角度が大きく変化すると、各部位に加わる荷重を瞬間的に増加する場合もある。更に、ナセルピッチ角度が正方向または負方向へ変化すると、ロータ面と風向の差が極端に大きくなることで流入する風力エネルギーが低下し、所望の発電運転を継続できなくなる状況にも陥る。これらのことから、VSC によって励起される浮体前後動揺は可能な限り低減する

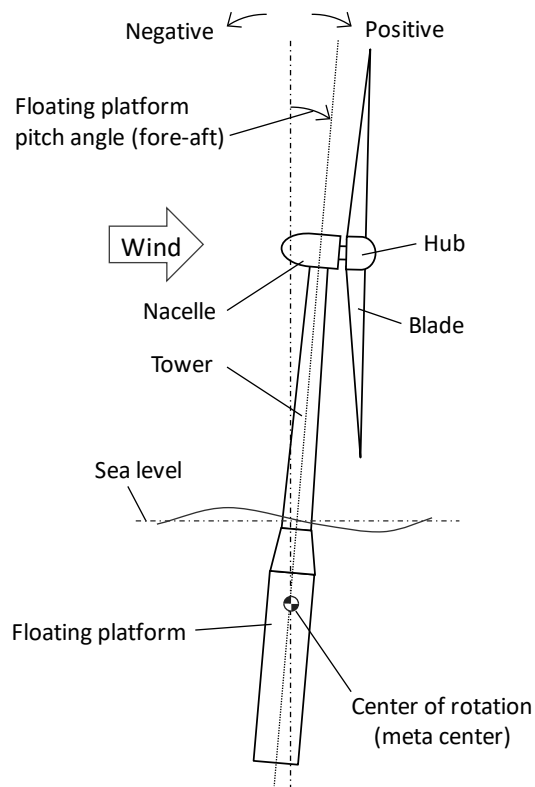


図 2-18. 浮体式洋上風力発電システムの前後方向の傾斜角度（ナセルピッチ角度）

必要がある。また、風況や海象によって短期間に発生する浮体前後動揺も同様に抑制することで、浮体式風力発電システムの荷重低減と安定運転に貢献できる。

FVC は、ナセルピッチ角度の情報に基づいて、VSC によるスラスト力の変化を相殺するようにブレードピッチ角度を調整することで、上述のような浮体前後動揺を低減できる。

## 2.4 浮体式洋上風力発電システムの研究動向（先行研究）

第 1 章にて述べたように、本研究は浮体式洋上風力発電システムに関するものである。以下では、浮体式洋上風力発電システムの先行研究の調査結果について述べる。

調査の結果、浮体式風力発電システムの研究動向をまとめたレビューが幾つか報告されている。Thiagarajan ら [22]は浮体構造物、Veen ら [23]は制御技術、および Jiang ら [24]はブレードピッチ角度制御に注目して報告している。本節ではまず、浮体式風力発電システムに関する研究全貌の俯瞰を狙い、研究推移について述べる。次に、研究推移で分類した各カテゴリに関連する研究について概要を述べる。最後に、浮体式洋上風力発電システムの課題を抽出した後、本研究の方針について述べる。

### 2.4.1 研究推移

2003 年および 2004 年に複数の浮体構造物の形式に関するフィージビリティスタディの結果が

報告された。この報告では、Oil & Gasに関わる施設の建造で蓄積した浮体構造物設計の知見に基づき、浮体式洋上風力発電システムに適した浮体構造物の考察と、システム構成やメンテナンスを含めたコストの評価結果について報告している。

続いて、2004年頃からは浮体式洋上風力発電システムの挙動解析や運転方法確立に向けたモデリング技術や制御技術に関する研究が報告され始めた。モデリングに関しては当初はバージ型、TLP型、セミサブ型、およびスパー型の4種を比較する研究が報告されていたが、近年はセミサブ型とスパー型の性能比較に関する研究内容へ変遷するとともに、制御を含めた発電性能の評価結果が報告されている。

制御技術に関しては、風や波から影響を受けて発生する姿勢変化や、上記姿勢変化に伴う荷重増加が課題であることを明確化するとともに、浮体式洋上風力発電システムに備えられるアクチュエータであるブレードピッチ角度（複数ブレードを同様に動作させるコレクティブピッチ制御）、ロータ回転角速度、および発電機トルクを調整する技術が報告されている。また、2014年以降では、独立ピッチ角度制御やLaser imaging detection and ranging (LIDAR)によって予測したロータ前面の風速に基づく制御技術も報告されている。さらに、ソフトウェア上の技術だけでなく、将来技術として、ハードウェア追加での姿勢安定化手法も報告されている。

上述は主に数値解析に基づく研究であったが、一部では縮小モデルを用いた検証試験結果が2007年に報告されている。その後も縮小モデル試験は継続されているが、そのサイズはフルスケール（商用規模）に近づいており、2013年より実環境での検証結果や、モデルとの比較評価結果が報告されている。

上述のまとめとして、浮体式風力発電システムの研究推移概要を図2-19に示す。図2-19より、研究フェーズはフルスケールの浮体式風力発電システムを用いた実証試験に遷移していることが確認できる。このことから、今後は浮体式洋上風力発電システムで構成されるウィンドファームの構築や、製品化に向けた信頼性向上技術が推進されると推測する。

## 2.4.2 研究概要

以下では、上述で述べた4つのカテゴリであるフィージビリティスタディ、モデル解析、制御、および試験について、関連する研究の概要について述べる。

### 2.4.2.1 フィージビリティスタディ

Hendersonら[25][26]、およびBulderら[27]は、2003年および2004年に、水深50m以上の洋上に設置する浮体式洋上風力発電システムの技術的および経済的実行可能性を検討した。上記報告では浮体構造物として、Single Cylindrical Floater、TLP型やカテナリー係留を備えたスパー型、Damping plateを備えたTri floater型などについて考察している。浮体式洋上風力発電システムは最寄り港での建設やメンテナンスが可能であり、取壊しが容易である特徴を備えることから、着底式洋上風力発電システムと比較してコストメリットがあるが、浮体構造物と風力発電システムの動的干渉によって発生する姿勢変化を低減することが技術課題であることを明らかにして

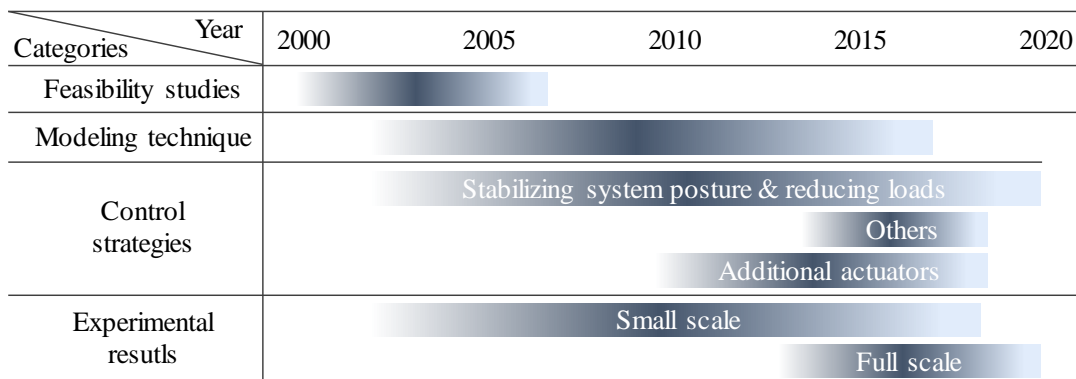


図 2-19. 浮体式洋上風力発電システムに関する研究の推移

いる。

Musial らは、浮体式洋上風力発電システムの構造に関する考察を報告している [28]。浮体式洋上風力発電システムのコンセプトとして、複数の風力発電システムを 1 台の浮体構造物上に設置するもの、および 1 台の浮体構造物に 1 台のみ風力発電システムを設置するものがある。係留方式としては、広範囲に広げられ、海底と浮体構造物間が比較的緩い係留力で接続されるカテナリー係留と、海底と浮体構造物間の係留が緊張状態となる Tension-Leg 係留についての考察をしている。また、アンカー形式についても 4 種類を紹介している。さらに、浮体構造物として Tri-floater 型と TLP 型の 2 つコンセプトを例に挙げてそれぞれのコストを評価しており、TLP 型の方がコストを抑制できるが、いずれの型式でも量産効果により更なるコスト低減ができることを示している。

#### 2.4.2.2 モデル解析

モデル解析に関する多くの研究が、浮体式洋上風力発電システムで課題となる、上述の浮体前後動揺とロータ回転角速度に注目して簡略化したモデルを提案しており、その検証はアメリカの国立再生可能エネルギー研究所 (The National Renewable Energy Laboratory, NREL) が開発したソフトウェア FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence) で構築したモデルと比較している。また、モデル構築の動機は初期の研究では主に挙動解析であったが、制御設計や制御適用へ変化してきた。

浮体式洋上風力発電システムの設計概要については、Moriarty らが風力発電システムのモデリングの限界について言及しており、制御設計において留意すべき点について報告している [29]。ウィンドシアのべき指数が 0.2 以上となること、ロータ面内での風況の違い、およびブレード表面の劣化に対応した制御技術が必要であることを述べている。浮体式洋上風力発電システムに関する記述もあるが、この報告では係留や浮体構造物の姿勢を安定化するための重量物であるバラストによって安定性が確保されることを前提としているが、姿勢変化に伴う重力荷重によって疲労が蓄積されることについて言及している。

また、複数タイプの浮体構造物の特徴を比較する研究が報告されている。Jonkman らは、TLP 型、スパー型、およびバージ型の浮体構造物を備えた浮体式洋上風力発電システムの極値荷重と疲労等価荷重を比較した結果について報告している [30]。着床式の洋上風力発電システムと比較して、浮体式洋上風力発電システムは姿勢変化が大きくなることから、各部位に発生する荷重が増加する。そのため、姿勢変化を抑制することで荷重を低減できることを明らかにしている。また、Thiagarajan らは、浮体式洋上風力発電システムの浮体前後動揺を模擬するスパー型およびセミサブ型の浮体式洋上風力発電システムモデルを提案している [31]。スラスト係数が一定となる条件化でのモデリングであるが、詳細な浮体前後動揺を精度良く記述するためには、いくつかの無次元数を利用する必要があることを示している。さらに、Bagbanci らは、FAST モデルを利用し、スパー型とセミサブ型の長期間にわたる疲労等価荷重を評価した結果について報告している [32]。この報告では、浮体構造物のサージ（前後並進方向）、スウェイ（左右並進方向）、ヒープ（上下並進方向）、およびタワー曲げのいずれの疲労等価荷重も、セミサブ型のほうが大きくなることを示している。また、波の周期が長くなるほど、浮体振動の振幅は小さくなることも明らかにしている。

スパー型浮体式洋上風力発電システムに注目した研究は以下の通りである。Skaare らは、洋上に浮かべられた浮体構造物の挙動や荷重を解析できる SIMO/RIFLEX と、風力発電システムの挙動や荷重を解析できる HAWC2 を連成したソフトウェア SIMO/RIFLEX/HAWC2 を提案し、スパー型浮体構造物を備えた浮体式洋上風力発電システム（Hywind コンセプト）が風況や海象から受ける動的挙動をシミュレーションしている [33]。Betti らは、浮体前後動揺のみを記述する 2 次元のスパー型浮体式洋上風力発電システムのシミュレーションモデルについて報告している [34]。3 次元の挙動を解析できる FAST にて構築したスパー型浮体式洋上風力発電システムのシミュレーション結果と比較し、浮体構造物の前後挙動がほぼ一致することを示している。Schlipf らは、風速、ロータ回転角速度、浮体前後動揺、およびブレードピッチ角度の 4 自由度を有すスパー型浮体式洋上風力発電システムのシミュレーションモデルを提案しており、FAST で構築した 22 自由度モデルでのシミュレーション結果とほぼ一致することを報告している [35]。Sandner らは、スパー型浮体式洋上風力発電システムについて浮体構造物の設計指針について報告している [36]。浮体構造物の直径と長さ（ドラフト長）だけでなく、制御方法を変更した場合の挙動を解析している。制御は比例積分（Proportional-Integral, PI）制御に基づき、ロータ回転角速度とタワートップの変動を評価関数としたゲイン調整法である。スパー型浮体式洋上風力発電システムの姿勢安定化には、ドラフトの長尺化および高い制御ゲインを要することを明らかにしている。Utsunomiya らは、スパー型浮体構造物を備えるダウンウィンド型浮体式洋上風力発電システムを挙動、荷重、および係留力を解析するためのシミュレーションツールである SparDyn と Moorsys を提案している [37]。100kW のスパー型浮体式洋上風力発電システムを対象とし、暴風待機時における上記ツールを利用したシミュレーション結果と試験結果とを比較、ほぼ試験結果をトレースできることを示している。ただし、海流と波の Cross flow がある場合には荷重を過小評価する傾向があり、これを解決するためにはシミュレーションツールに Vortex-Included

Motion (VIM) を組込む必要があることを明らかにしている。Shuang らは、スパー型の浮体構造物と、緊張係留を備えた浮体式洋上風力発電システムを 2 次元平面上で記述したモデルを提案している [38]。このモデルはタワートップと係留接続点に浮体式洋上風力発電システムの姿勢を安定化するための力を発生させることができる油圧式アクチュエータを備えたものである。

セミサブ型に注目した研究も報告されている。Dominique らは WindFloat と呼ばれる 3 つのポッドから構成される浮体構造物を備えた浮体式洋上風力発電システムの概要を紹介するとともに、認証に向けた必要項目と一部の解決策を報告している [39]。また、Christian らは同様の WindFloat に関する TimeFloat と呼ぶ独自開発のモデルを提案している [40]。Jeffery らは、セミサブ型浮体式洋上風力発電システムについて、浮体式洋上風力発電システムの重心の位置、姿勢、およびロータ回転を含んだ 14 自由度を備えた非線形モデルを提案し、FAST モデルと挙動がほぼ一致することを確認している [41]。この報告ではさらに、上記非線形モデルからフィードフォワード制御に将来利用するための Linear Parameter Varying (LPV) モデルを構築し、非線形モデルとほぼ同等の結果を得られたことを示している。

また、Bagherieh らは、制御設計を容易にするために 4 自由度を備えた LPV モデルについて報告している [42]。LPV モデルと FAST モデルを比較し、ロータ回転角速度および浮体前後動揺を比較している。

#### 2.4.2.3 制御

上記モデル解析により、浮体式洋上風力発電システムには浮体姿勢を安定化する手法を要することが明らかとなったことから、制御による姿勢安定化手法の研究が盛んに行われるようになった。ブレードピッチ角度の調整のみならず、発電機トルクも合わせて調整することで、ロータに加わるスラスト力を制御し、主に浮体前後動揺を抑制する手法が報告されている。その目的には浮体前後動揺の抑制だけでなく、発電電力の変動抑制も含まれている。そのカテゴリは、ロータ回転角速度や浮体前後動揺のフィードバック制御を利用する古典制御に基づくものと、状態空間法定式を利用した現代制御理論に基づくものに大きく分類される。また、近年では解析モデルや LIDAR を利用して予測した風速に基づくフィードフォワード制御についても報告されている。

##### (a) ブレードピッチ角度の利用

ブレードピッチ角度制御を利用した研究は以下の通りである。Skaare らは、浮体前後動揺を低減するためのブレードピッチ角度制御について報告しており、ブレードピッチ角度の調整でダンピング特性を発生させることで浮体前後動揺を低減できることを示している [33]。Bagherieh らは、4 自由度の LPV モデルを利用し、浮体式洋上風力発電システムの発電運転時のロータ回転角速度と浮体前後動揺を低減するために、Input/output feedback 制御と Sliding 制御の 2 種を提案しており、後者を用いることで上記 2 つの変動を低減できることを示している [42]。Jonkman は、浮体式洋上風力発電システムの浮体前後動揺を低減するための 3 つの制御手法を提案している [43]。ナセルピッチ角加速度に基づくブレードピッチ角度制御、ストール制御、および VSC

のゲインを低下させる方法をシミュレーションで比較した結果、VSC のゲインを低下させる方法が最良であるが、その性能に限界があることを報告している。Christiansen らは、スパー型浮体式洋上風力発電システムを対象とし、風速推測器と、ロータ回転およびタワー変位に関する状態を推測するオブザーバに基づく Linear Quadratic Regulator (LQR) 制御を提案している [44]。ブレードピッチ角度と発電機トルクを調整する提案手法を適用することで疲労等価荷重と発電電力の変動を安定化できることを報告している。Guo らは、計測値と目標値の差分に基づいて比例積分微分 (Proportional-Integral-Derivative, PID) 制御のゲインを調整する Expert PID 制御を提案している [45]。提案制御はロータ回転位置に基づく d-q 変換を利用してブレードピッチ角度を独立に調整する機能も備えている。提案手法により、発電電力変動と浮体前後動揺を低減できることを示している。Kakita らは、Fictitious Reference Iterative Tuning (FRIT) を利用し、PI 制御のゲインを調整するコレクティブブレードピッチ角度制御手法を提案している [46]。平均風速 18m/s での風速変動によって発生するロータ回転角速度変動と浮体前後動揺を低減できるが、ブレードピッチ角速度が約 3 倍に増加することを示している。

#### (b)ブレードピッチ角度と発電機トルクの利用

ブレードピッチ角度と発電機トルクの双方を利用した研究を以下に示す。Betti らは、2次元のスパー型浮体式洋上風力発電システムのシミュレーションモデルを利用し、浮体前後動揺を低減する  $H_{\infty}$  制御を提案し、ブレードピッチ角度と発電機トルクを調整することで、浮体前後動揺を低減できることを報告している [34]。Larsen らは、浮体式洋上風力発電システムの定格条件の課題である浮体前後動揺について詳細を記述しているとともに、浮体前後動揺を抑制する複数の手法を提案し、FAST での性能評価結果を報告している [47]。ブレードピッチ制御 (VSC) のゲインを調整する手法については、発電電力の変動が発生するとともに、浮体前後動揺もうまく低減できない。これに対してストール制御を利用した手法では、発電電力および浮体前後動揺の双方を低減でき、良好な結果を得ている。Christiansen らは、発電電力が定格に達する風速 (定格風速) 以上でロータ回転角速度を低下させることで、ロータに加わるスラスト力を最小とする LQR 制御を提案している [48]。発電電力の変動と浮体前後動揺を低減できるが、浮体構造物の左右方向の傾斜であるロール角度の振動が増加する課題があるため、従来の VSC と提案する LQR 制御とを組合せた手法が良いことを示している。Betti らは、TLP 型浮体式洋上風力発電システムを対象とし、2次元の解析モデルを構築するとともに、風や波の影響を低減する  $H_{\infty}$  制御を提案している [49]。3次元の FAST モデルを利用して提案制御を評価した結果、浮体前後動揺を低減できることを示している。Bagherieh らは、定格出力未満の風速条件 (9.3m/s) における発電電力と浮体前後動揺を低減する 3 つの制御手法を比較した結果を報告している [50]。ブレードピッチ角度を一定値に保持した制御、ロータ回転角速度に基づいて発電機トルクを制御する LPV 制御 (LPV1) , およびロータ回転角速度に基づいてブレードピッチ角度と発電機トルクを調整する LPV 制御 (LPV2) , である。シミュレーションの結果、LPV1 では発電電力を微増できるが浮体前後動揺を低減できないこと、LPV2 は発電電力が微減するが浮体前後動揺を低減で

きることを示している。Raachらは、4次元の浮体式洋上風力発電システムモデルに基づいて推測した浮体式洋上風力発電システムの応答挙動に基づき、ロータ平面内でのブレード荷重変動を低減するためのモデル予測制御手法を提案している [51]。発電電力、ロータ回転角速度、浮体前後動揺および荷重といった複数に関わる目的関数を利用するとともに、ブレードピッチ角度を独立に調整する特徴を備える。FASTで構築した22次元モデルでの評価の結果、良好な結果が得られたことを示している。Shahsavariらは、浮体式洋上風力発電システムの姿勢安定化で増加するブレードピッチ角度の変動を低減するための最適なモード切替え手法を提案している [52]。定格出力以上と定格出力未満の運転モード切替え回数と、発電電力および浮体前後動揺の状態を目的関数とし、上記運転モードの切替え回数を低減することを狙っている。提案手法の適用により、発電電力は減少するが、モード切替え回数は削減できることを示している。ただし、発電電力の低下は関連するパラメータの調整で解決できる見込みであることも述べている。Namikらは、スパー型浮体式洋上風力発電システム向けの独立ピッチ角度制御について報告している [53]。この報告では、スパー型はTLP型やバージ型と比較して低周波数領域への応答が良いため、高周波数領域に効果的な独立ピッチ角度制御の効果が限定的であることを述べている。また、State Feedback Control (SFC) と Disturbance-Accommodating Control (DAC) を、ゲインスケジューリング機能を備えたPI制御(GSPI)と比較し、SFCはタワー前後曲げ疲労を軽減できるが主軸の疲労を増加すること、DACはロータ回転角速度の制御精度を向上できることを示すとともに、SFCおよびDACともにブレードピッチへの負荷が増加するデメリットがあることを示している。

#### (c) LIDAR の利用

LIDARを利用して予測した風速を活用した研究を以下に示す。Schlipfらは、LIDARを想定した風速予測と、4自由度のシミュレーションモデルを利用して推測した浮体式洋上風力発電システムの挙動に基づく制御を提案しており、これにより浮体前後動揺を抑制して安定した運転が可能であることを示している [35]。Navalkarらは、LIDARから得られる風速に比例するフィードフォワードに基づいて決定したブレードピッチ角度指令値を利用する $H_{\infty}$ 制御を提案している [54]。定格出力以上の条件化でのステップ応答、変動風速での検証の結果、発電機回転角速度とタワートップ変位の変動を低減できることを示している。

#### (d) その他の観点の制御

上記と異なる観点に注目した研究を以下に示す。Jasimは、浮体式洋上風力発電システムの姿勢に関するダイナミクスの係数や浮体式洋上風力発電システムに影響を及ぼす外乱が不確定であっても、浮体前後動揺を収束させる制御手法を提案している [55]。本報告では、利用するアクチュエータに関する具体的な記述はないが、シミュレーションにより提案手法がブレードピッチ角度を $0rad$ に収束できることを報告している。Thieryらは、ブレードピッチアクチュエータ部の故障時の補償機能をモデル予測制御に追加した制御手法を提案している [56]。上記補償機能がなくともモデル予測制御で挙動安定化は可能だが、提案手法により安定までの時間を短縮

できることを示している。Chenlu らは、セミサブ型浮体式洋上風力発電システムで構成するウィンドファームを対象とし、ブレードピッチ角度、ヨーおよび発電機トルクを調整することで、ウィンドファーム内の浮体式洋上風力発電システムの相対位置関係を調整する手法について提案し、シミュレーションで上記相対位置を変更可能であることを示している [57]。

#### (e) 追加アクチュエータの利用

上述の制御に関わる研究は、LIDAR の追加設置を要する研究以外は、浮体式洋上風力発電システムに備えられたアクチュエータを利用して姿勢安定化と発電電力安定化を図るものである。これらに対して、姿勢安定化のためにアクチュエータを追加する研究についても報告されている。Shuang らは、スパーク型浮体式洋上風力発電システムを対象とし、タワートップと係留接続点に、浮体式洋上風力発電システムの姿勢を安定化する入力を発生できる油圧式アクチュエータに対し、Lyapunov 関数を利用して指令値を決定する制御手法を提案し、シミュレーションで浮体式洋上風力発電システムの姿勢を安定化できることを示している [38]。Luo は、浮体式洋上風力発電システムのタワートップに Tuned Liquid Column Damper (TLCD) を設置することで浮体式洋上風力発電システムの姿勢を安定化する手法を提案している [58]。TLCD のバルブを調整する  $H_{\infty}$  制御であり、シミュレーションによりタワートップの変位を低減できることを示している。Stewart らは、Tuned Mass Damper (TMD) を洋上風力発電システムに適用した場合の効果について報告している [59]。Monopile 型の着床式、バージ型浮体式洋上風力発電システム、TLP 型浮体式洋上風力発電システム、およびスパーク型浮体式洋上風力発電システムを対象としている。TMD は受動的な機構であってもいずれの浮体構造物でも疲労等価荷重と極値荷重を軽減できるが、Monopile 型とバージ型の減少度合いが大きいことを示している。Si らは、スパーク型浮体式洋上風力発電システムのナセル内部に設置する TMD の特性について検討した結果を報告している [60]。運転条件に関わらず、TMD の特性は一定であることを想定している。TMD パラメータが小さい場合には定格出力以上の条件で荷重を低減できるが、定格未満では逆に荷重がすること、TMD パラメータが大きい場合には全運転条件で荷重を低減できることを示している。TMD パラメータを大きくすることでナセルトップの重量が増加することから、一部の条件のみで有効化できる TMD が好適であることを述べている。Cabral らは、セミサブ型浮体式洋上風力発電システムの複数ある円筒状の浮体構造物部材 (Column) の相対的な位置関係を調整できる機構による浮体姿勢を安定化する手法について報告している [61]。現状は 2 つの Column のみでの検討であるが、浮体姿勢の安定化が可能であり、消費電力の平均値もほぼ 0 であることを示している。Li らは、筋肉のように変形するアクチュエータを TLP 型浮体式洋上風力発電システムの係留に追加設置したシステムにおける浮体姿勢の安定化手法を提案している [62]。提案手法の適用で、タワー基部とヨーベアリングの疲労等価荷重を低減できることを示している。

#### 2.4.2.4 試験

数値解析による研究だけでなく、スケールモデルを利用した試験結果についても報告されてい

る。

スパー型に関する試験結果を以下に示す。Skaare らは、スパー型浮体式洋上風力発電システムの 1/47 スケールモデルでの水槽試験を実施し、シミュレーション結果と水槽試験結果がほぼ一致することを示すとともに、浮体式洋上風力発電システムが定格条件で浮体前後動揺が発生する試験結果を報告している [33]。Skaare らはまた文献において、Hywind コンセプトと呼ぶ 2.3MW のスパー型浮体式洋上風力発電システムの実証結果について報告している [63]。これはフルスケールモデルで実証を開始した世界初の浮体式洋上風力発電システムである。文献 [63]では、定格出力未満および定格の条件下での浮体姿勢や発電電力が安定したことを示すとともに、解析モデルでのシミュレーション結果が実証試験結果にほぼ一致したことを述べている。Utsunomiya らは、1/10 スケールのスパー型ダウンウィンド浮体式洋上風力発電システムでの洋上試験結果を報告している。計測結果と構築した解析モデルの挙動がほぼ一致することを示している [64]。Utsunomiya らはまた、スパー型浮体構造物を備えるダウンウィンド型浮体式洋上風力発電システムの 1/2 スケールモデルの台風通過時の計測結果とシミュレーション結果がほぼ一致していることを報告している [65]。また、フルスケールモデルの当時の建設状況にも言及している。

複数タイプの浮体構造物の試験を比較した結果も報告されている。Koo らは、スパー型、セミサブ型、および TLP 型浮体式洋上風力発電システムの 1/50 スケールモデルを用いた水槽試験結果について報告している [66]。浮体側の剛性が高い TLP 型のタワーの固有周波数は他の 2 つよりも低くなること、風によるスラスト力により、浮体式洋上風力発電システムのサージおよび前後動揺の粘性特性が向上することを示している。さらに Goupee らは文献 [66]と関連した研究結果を報告している [67]。穏やかな海象条件における前後方向のタワー基部荷重は浮体前後動揺の固有周波数で大きくなること、激しい海象条件ではタワー基部荷重は上記固有周波数に無関係であり、海象に応じて変化することを明らかにしている。

セミサブ型に関する試験結果は以下の通りである。Christian らはセミサブ型浮体式洋上風力発電システムである WindFloat に関して、TimeFloat と呼ぶ独自開発のモデルを構築し、1/105 スケールモデルでの試験結果と比較し、浮体構造物の動揺特性を示す Response Amplitude Operator (RAO) がほぼ一致することを報告している [40]。Viselli らはセミサブ型浮体式洋上風力発電システムの 1/2 スケールモデルの洋上試験結果と解析モデルとの比較結果を報告しており、両者がほぼ一致することを示している [68]。Yoshida らは、2MW のセミサブ型浮体式洋上風力発電システムの実証結果について報告しており、浮体前後動揺を低減するブレードピッチ角度制御を適用せずとも、安定した運転が可能であることを示している [69]。

#### 2.4.3 浮体式洋上風力発電システムの課題

浮体式洋上風力発電システムの主課題は姿勢変化によって荷重が増加することであり、多くの解決策が研究されていることは上述の通りである。主に、ブレードピッチ角度や発電機トルクといった既存のアクチュエータの制御方法を変更することで浮体式洋上風力発電システムの姿勢を安定化できることが示されている。ただし、先行研究の動向調査より、浮体式風力発電システ

ムに関する以下の課題を抽出した。

浮体式洋上風力発電システムのブレードピッチ角度はロータ回転角速度調整、荷重低減、および浮体姿勢安定化といった複数の目的に基づいて制御されるが、これらの複数要求を同時に満足する制御手法の提供が必要である。複数要求を満足するには複数のコントロールループが形成される場合があるが、Pao らが文献 [70]にて報告しているように、複数のコントロールループは制御間の干渉を引き起こす場合があるため、制御干渉を抑制する必要がある。

Bagherieh らは、浮体動揺制御を追加すると、定格出力未満の運転条件下で発電電力が低下することを示している [50]。このことから、浮体前後動揺を抑制する制御を追加したとしても、発電電力の低下を可能な限り抑制できる制御の確立が必要である。

Christiansen らは、浮体式洋上風力発電システムの運転状態を安定化するための制御の適用により、ブレードピッチ角度の標準偏差が 300%以上に達することを報告している [44]。標準偏差が増加することは、ブレードピッチアクチュエータが頻繁に駆動されることに等しい。このことから、ブレードピッチアクチュエータの駆動負荷を軽減する制御の提供が必要である。

Luo は、風と波の相乗効果で浮体式洋上風力発電システムの各部位に大きな荷重を及ぼす可能性があることを報告している [58]。近年懸念されている異常気象を考慮し、浮体式洋上風力発電システムによる安定した電力供給には更なるモデリングの精度向上や演算負荷軽減に関する研究も進められるべきである。

また、先行研究の動向全体を俯瞰すると、浮体前後動揺の発生原理、および安定性に関して理論的に研究した報告は見つけられなかった。特に、浮体前後動揺の安定性については、浮体式洋上風力発電システムの浮体構造物の設計指針となるため、優先的に研究すべき課題である。

#### 2.4.4 本研究の方針

前節の結果と、環境省推進の浮体式洋上風力発電事業 [15] [16] [17]に関わる FVC 適用の経験に基づいて決定した本研究の方針を以下に示す。特に、システムコスト、メンテナンスコスト、および収益性に関わる課題の解決が浮体式洋上風力発電システムの導入拡大に最も貢献できると考え、浮体前後動揺を理論的に解析すると共に、発電運転を統括する運転制御に関する研究を推進する。

まず、第 3 章において、浮体前後動揺現象について理論的に検討する。浮体式洋上風力発電システムが備える浮体前後動揺特性のみでなく、浮体前後動揺特性に影響を及ぼす VSC の特性を含めて、全体を一つの系として捉え、古典制御理論を用いて伝達関数で表現する方法を提案する。得られた伝達関数を利用し、Nyquist の安定判別法を利用して系の安定性を評価する。陸上風力発電システムと浮体式洋上風力発電システムの系を比較し、浮体前後動揺の要因を明確化する。また、系に FVC を追加することで、どのように安定性が確保されるかを理論的に証明する。

次に、第 4 章において、浮体前後動揺をより軽減するために、運転状況に応じたゲインスケジューリング機能を追加した新たな制御手法を提案する。提案制御はブレードピッチ角度に関わる手法であり、提案する機能は浮体式洋上風力発電が出力する発電電力に基づいて FVC および

VSC の制御パラメータを変更する。運転状況に応じて制御の強度を調整する。

さらに、第 5 章において、制御干渉を抑制するための新たな制御方法を提案する。提案制御は発電機トルクに関わるものであり、ナセル風速に基づいて、発電機トルク指令値を変更することで、ロータ回転角速度の変動を抑制し、制御干渉によって生ずるブレードピッチ角度の変動を抑制する。具体的には、遷移条件において、発電機トルクの下限値をナセル風速に比例して調整する手法である。

また、第 6 章において、浮体前後動揺を抑制する浮体動揺制御適用時の発電電力の低下を抑制することを目的として、ロータ 1 回転中に複数ブレードを独立に調整する独立ピッチ角度制御を提案する。ロータ 1 回転のブレード位置を示すアジマス角度のうち、浮体前後動揺の低減に影響を及ぼさない範囲において、FVC によって発電効率が低下するブレードピッチ角度の操作をキャンセルするようにブレードピッチ角度を調整する。上記キャンセル量は、FVC の効果を阻害せず、前後方向の浮体動揺を抑制する方向にモーメントを生ずるように決定される。

最後に、ブレードピッチアクチュエータ部の駆動負荷を軽減するための、フィードフォワード制御を提案する。上述の通り、VSC および FVC はそれぞれロータ回転角速度および浮体前後動揺に基づくフィードバック制御であるが、提案手法はロータに入力する風力エネルギーを推測できるナセル風速に基づき、浮体式風力発電の運転特性から得られるブレードピッチ角度モデルを利用して、運転状況に応じたブレードピッチ角度をフィードフォワード形式で決定する。提案制御をフィードバック制御に追加することで、フィードバック制御の負担を軽減し、制御干渉を軽減してブレードピッチアクチュエータの負荷を軽減する。

## 2.5 まとめ

第 2 章では、本研究の背景として、風力発電システムの歴史、浮体式洋上風力発電システムの動向、風力発電システムの構成、および浮体式洋上風力発電システムの構成について述べた。また、浮体式洋上風力発電システムの発電運転時の課題である、浮体前後動揺の発生原理について述べた。さらに、浮体式洋上風力発電の研究動向（先行研究）の調査結果から抽出した、5 つの浮体式洋上風力発電システムの課題を述べるとともに、制御手法の変更により上記課題を解決するための本研究の方針について述べた。

## 2.6 第 2 章の引用文献

- [1] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, E. Bossanyi, Wind Energy Handbook second edition, Wiley, 2011.
- [2] 牛山 泉, 風力発電の歴史, Ohmsha, 2013.
- [3] 日立製作所, “5MW ダウンウィンド風力発電システム「HTW5.0-126」初号機の建設が完了,” 24 3 2015. [オンライン]. Available: <https://www.hitachi.co.jp/New/cnews/month/2015/03/0324.html>. [アクセス日: 30 8 2019].

- [4] Senvion, “Prototype of Senvion 6.2M152 with the biggest rotor is erected,” 5 12 2014. [オンライン]. Available: [https://www.senvion.com/fileadmin/Redakteur/Press\\_Media/Press\\_releases/2014/2014\\_12\\_05\\_Prototype\\_6\\_2M152\\_erected.pdf](https://www.senvion.com/fileadmin/Redakteur/Press_Media/Press_releases/2014/2014_12_05_Prototype_6_2M152_erected.pdf). [アクセス日: 30 8 2019].
- [5] GE Renewable Energy, “HALIADE 150-6MW OFFSHORE WIND TURBINE,” 2016. [オンライン]. Available: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/offshore-turbine-haliade>. [アクセス日: 30 8 2019].
- [6] Green Tech Media, “Siemens Gamesa Unveils 2 New Turbines, Renewed Focus Post-Merger,” 5 12 2017. [オンライン]. Available: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/siemens-gamesa-new-turbines-product-strategy-merger#gs.zw0d44>. [アクセス日: 30 8 2019].
- [7] スマートグリッドフォーラム, “MHI Vestas が開発した世界最大出力の風力発電設備が認証を取得、2019 年末から設置可能に,” 29 6 2018. [オンライン]. Available: <https://sgforum.impress.co.jp/news/4529>. [アクセス日: 30 8 2019].
- [8] Wind Europe, “Wind energy in Europe in 2018, Trends and statistics,” 21 2 2019. [オンライン]. Available: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2018.pdf>. [アクセス日: 2 9 2019].
- [9] B. Skaare, F. Nielsen, T. Hanson, R. Yttervik, O. Halvmoller , A. Rekdal, “Analysis of measurements and simulations from the Hywind Demo floating wind turbine,” Wind Energy 2014, 2014.
- [10] Hywind, “Hywind Experience from offshore operation,” 1 10 2012. [オンライン]. Available: [http://www.conventor.no/vindkraft/pdf/Vindkraft\\_2012\\_1130\\_Sverre\\_Trollnes.pdf](http://www.conventor.no/vindkraft/pdf/Vindkraft_2012_1130_Sverre_Trollnes.pdf). [アクセス日: 3 9 2019].
- [11] OffshoreWIND.biz, “Scotland Set to Open World’s First Floating Wind Farm,” 18 10 2017. [オンライン]. Available: <https://www.offshorewind.biz/2017/10/18/scotland-set-to-open-worlds-first-floating-wind-farm/>. [アクセス日: 7 8 2018].
- [12] Principle Power, Inc., “Globalizing Offshore Wind,” 2015. [オンライン]. Available: <http://www.principlepowerinc.com/>. [アクセス日: 7 8 2019].
- [13] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 23 年度, 戸田建設株式会社, 2012.
- [14] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 24 年度, 戸田建設株式会社, 2013.
- [15] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 25 年度, 戸田建設株式会社, 2014.
- [16] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 26 年度, 戸田建設株式会社, 2015.

- [17] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 27 年度, 戸田建設株式会社, 2016.
- [18] 自然エネルギー財団, “浮体式の洋上風力発電で日本発の商用運転ー長崎県・五島市で漁業との共生を目指すー,” 2018. [オンライン]. Available: <https://www.renewable-ei.org/activities/column/20180111.html>. [アクセス日: 7 8 2019].
- [19] “福島洋上風力コンソーシアム,” 2019. [オンライン]. Available: <http://www.fukushima-forward.jp/>. [アクセス日: 7 8 2019].
- [20] IDEOL, “FLOATGEN (フロージェン) 実証プロジェクト,” 2019. [オンライン]. Available: <https://www.ideol-offshore.com/jp/floatgenfuroshienshizhengfuroshiekuto>. [アクセス日: 7 8 2019].
- [21] IDEOL, “日本沖合のイデオルの浮体式洋上風力発電が、正式に運転開始を始めました。” 2019. [オンライン]. Available: <https://www.ideol-offshore.com/jp/ribenchonghenoiteorunofutishiyangshangfenglifadiankazhengshiniyunzhuankaishiwoshimemashita>. [アクセス日: 7 8 2019].
- [22] K. P. Thiagarajan , H. J. Dagher, “A Review of Floating Platform Concepts for Offshore Wind Energy Generation,” *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, May 20 14, Vol.136, pp. 02903-1 - 02903-6., 2014.
- [23] G. J. van der Veen, I. J. Couchman , R. O. Bowyer, “Control of floating wind turbines,” *Proceedings of the American Control Conference*, pp. 3148-3153, 2012.
- [24] Z. Jiang, Z. Chen, W. Liu, Y. Liu , X. Wang, “A Review of Individual Pitch Control for Wind Turbines,” *Proceedings of 2016 IEEE 11th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, pp.399-404, 2016.
- [25] A. Henderson, B. H. Bulder, R. Huijsmans , G. H. Wijnants, “Feasibility study of floating wind farms in shallow offshore sites,” *Wind Engineering*, Vol. 27, Issue. 5, September 2003, 2003.
- [26] A. Henderson, B. Bulder, R. Huijsmans, J. Peeringa, J. Pierik, E. Snijders, M. van Hees, G. H. Wijnants , M. Wolf, “Floating windfarms for shallow offshore sites,” *ISOPE Conference*, 2004.
- [27] B. H. Bulder, A. Henderson, R. H. M. Huijsmans, J. M. Peeringa, J. T. G. Pierik, E. J. B. Snijders, M. T. van Hees, G. H. Wijnants , M. J. Wolf, “Floating OffShore Wind Turbines for Shallow waters,” *Proceedings of European Wind Energy Wind Conference, EWE C*, pp.1-9, 2003.
- [28] W. Musial, S. Butterfield , A. Boone, “Feasibility of floating platform systems for wind turbines,” *The 23rd American Society of Mechanical Engineering (ASME) Wind Energy Sy*

mposium, 2004.

- [29] P. J. Moriarty , S. B. Butterfield, “Wind turbine modeling overview for control engineers,” Proceedings of the American Control Conference, pp. 2090-2095, 2009.
- [30] J. Jonkman , D. Matha, “A quantitative comparison of the responses of three floating platform forms,” European Offshore Wind 2009 Conference and Exhibition, 2009.
- [31] K. P. Thiagarajan, R. Urbina , W. Hsu, “Nonlinear Pitch Decay Motion of a Floating Offshore Wind Turbine Structure,” Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, February 2015, Vol. 137, pp.011902-1 - 011902-7., 2015.
- [32] H. Bagbanci, D. Karmakar , C. Guedes Soares, “Comparison of Spar and Semisubmersible Floater Concepts of Offshore Wind Turbines Using Long-Term Analysis,” Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, December 2015, Vol. 137, pp.061601-1 - 061601-10, 2015.
- [33] B. Skaare, T. D. Hanson, F. G. Nielsen, R. Yttervik, A. Hansen, K. Thomsen , T. J. Laussen, “Integrated Dynamic Analysis of Floating Offshore Wind Turbines,” Proceedings of 2007 European Wind Energy Conference and Exhibition (published online), 2007.
- [34] G. Betti, M. Farina, A. Marzorati , R. Scattolini, “Modeling And Control Of A Floating Wind Turbine With Spar Buoy Platform,” Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), IEEE International, 2012, pp. 189-194, 2012.
- [35] D. Schlipf, F. Sandner, S. Raach, D. Matha , P. W. Cheng, “Nonlinear model predictive control of floating wind turbines,” Proceedings of the 23rd International Ocean and Polar Engineering Conference - ISOPE, pp.440-446., 2013.
- [36] F. Sandner, D. Schlipf, D. Matha , P. W. Cheng, “Integrated optimization of floating wind turbine systems,” Proceedings of the 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE, 2014.
- [37] T. Utsunomiya, S. Yoshida, H. Ookubo, I. Sato , S. Ishida, “Dynamic Analysis of a Floating Offshore Wind Turbine Under Extreme Environmental Conditions,” Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, MAY 2014, Vol. 136, pp.020904-1 - 020904-11, 2014.
- [38] Z. Shuang, Q. Hui, H. Xiuyu , H. Wei, “Modeling and Vibration Control of a Coupled Floating Wind Turbine System,” 2015 15th International Conference on Control, Automation and Systems (ICCAS 2015), pp.1989-1994, 2015.
- [39] R. Dominique, C. Christian , W. Alla, “WindFloat: A Floating Foundation for Offshore Wind Turbines Part I: Design Basis and Qualification Process,” Proceedings of the ASME 2009 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, OMAE 2009

009, 2009.

- [40] C. Christian, R. Dominique , A. Alexia, “WINDFLOAT: A FLOATING FOUNDATION FOR OFFSHORE WIND TURBINES PART II: HYDRODYNAMICS ANALYSIS,” Proceedings of the ASME 2009 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, OMAE 2009, 2009.
- [41] R. H. Jeffrey , R. Nagamune, “Control-Oriented Physics-Based Models for Floating Offshore Wind Turbines,” 2015 American Control Conference, pp.3696-3701, 2015.
- [42] O. Bagherieh, K. Hedrick , R. Horowitz, “Nonlinear control of floating offshore wind turbines using input/output feedback linearization and sliding control,” American Society of Mechanical Engineers (ASME) 2014 Dynamic Systems and Control Conference, 2014.
- [43] J. M. Jonkman, “Influence of Control on the Pitch Damping of a Floating Wind Turbine,” 2008 ASME Wind Energy Symposium Reno, 2008.
- [44] S. Christiansen, T. Bak , T. Kundsen, “Optimal Control of Ballast-Stabilized Floating Wind Turbine,” 2011 IEEE International Symposium on Computer-Aided Control System Design (CACSD), Part of 2011 IEEE Multi-Conference on Systems and Control, pp.1214-1219, 2011.
- [45] H. Guo, X. Lu , T. Qiu, “Research on Pitch Control of Floating Offshore Wind Turbines,” 2012 9th International Conference on Fuzzy Systems and Knowledge Discovery (FSKD 2012), pp.2966-2970, 2012.
- [46] K. Kakita, N. Hara , K. Konishi, “PI controller gain tuning with FRIT in collective blade pitch control of floating offshore wind turbines,” 2015 15th International Conference on Control, Automation and Systems (ICCAS 2015), pp.7-11, 2015.
- [47] T. J. Larsen , T. D. Hanson, “A method to avoid negative damped low frequent tower vibrations for a floating, pitch controlled wind turbine,” IOP Publishing, The Science of Making Torque from Wind, Journal of Physics: Conference Series 75 (2007) 012073, doi:10.1088/1742-6596/75/1/012073, 2007.
- [48] S. Christiansen, T. Bak , T. Kundsen, “Minimum Thrust Load Control for Floating Wind Turbine,” 2012 IEEE International Conference on Control Applications (CCA), Part of 2012 IEEE Multi-Conference on Systems and Control, pp.587-592, 2012.
- [49] G. Betti, M. Farina, G. A. Guagliardi, A. Marzorati , R. Scattolini, “Development of a control-oriented model of floating wind turbines,” IEEE Transactions on Control Systems Technology, Vol. 22, No.1, Jan 2014, pp.69-82, 2014.
- [50] O. Bagherieh , R. Nagamune, “Utilization of Blade Pitch Control in Low Wind Speed for Floating Offshore Wind Turbines,” 2014 American Control Conference (ACC), pp.4354-4

359, 2014.

- [51] S. Raach, D. Schlipf, F. Sandner, D. Matha , P. W. Cheng, “Nonlinear Model Predictive Control of Floating Wind Turbines with Individual Pitch Control,” 2014 American Control Conference (ACC), pp.4434-4439, 2014.
- [52] B. Shahsavari, O. Bagherieh, N. Mehr, R. Horowitz , C. Tomlin, “Optimal Mode-Switching and Control Synthesis for Floating Offshore Wind Turbines,” 2016 American Control Conference (ACC), pp.2295-2300, 2016.
- [53] H. Namik , K. Stol, “Individual Blade Pitch Control of a Spar-Buoy Floating Wind Turbine,” IEEE Transactions of Control Systems Technology, Vol.22, No.1, January 2014, pp.214-223, 2014.
- [54] S. T. Navalkar, J. W. van Wingerdegn, P. A. Fleming , G. A. M. van Kuik, “Integrating Robust Lidar-Based Feedforward with Feedback Control to Enhance Speed Regulation of Floating Wind Turbines,” Proceedings of American Control Conference, pp.3070-3075, 2015.
- [55] N. F. Jasim, “Pitch Angle Regulation of Floating Wind Turbines with Dynamic Uncertainty and External Disturbances,” 2010 1st International Conference on Energy, Power and Control (EPC-IQ), pp.245-249, 2010.
- [56] F. Thiery, N. Hara , K. Konishi, “Model Predictive Control for Floating Offshore Wind Turbines with Failure Compensation using Individual Blade Pitch Control,” 2015 15th International Conference on Control, Automation and Systems (ICCAS 2015), pp.1469-1473, 2015.
- [57] C. Han , R. Nagamune, “Position Control of an Offshore Wind Turbine with a Semi-submersible Floating Platform Using the Aerodynamic Force,” 2016 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2016.
- [58] N. Luo, “Analysis of Offshore Support Structure Dynamics and Vibration Control of Floating Wind Turbines,” Proceedings of the 31th Chinese Control Conference, pp.6692-6697, 2012.
- [59] G. Stewart , M. Lackner, “Offshore Wind Turbine Load Reduction Employing Optimal Passive Tuned Mass Damping Systems,” IEEE Transactions on Control Systems Technology, Vol. 21, No. 4, July 2013, pp-1090-1104, 2013.
- [60] Y. Si, H. R. Karimi , H. Gao, “Modeling and Parameter Analysis of the OC3-Hywind Floating Wind Turbine with a Tuned Mass Damper in Nacelle,” Hindawi Publishing Corporation, Journal of Applied Mathematics, Volume 2013, Article ID 679071, 2013.
- [61] A. R. W. S. Cabral , R. Nagamune, “Floating-Body Motion Control by Coupling an Oscillating Mass for Wind Turbine Applications,” 2016 IEEE Canadian Conference on Electric

al and Computer Engineering (CCECE), 2016.

- [62] Y. Li , Z. Wu, “Stabilization of Floating Offshore Wind Turbines by Artificial Muscle based Active Mooring Line Force Control,” 2016 American Control Conference (ACC), pp.2277-2282, 2016.
- [63] B. Skaare, F. G. Nielsen, T. D. Hanson, R. Yttervik, O. Havmøller , A. Rekdal, “Analysis of measurements and simulations from the Hywind Demo floating wind turbine,” Wind Energy 2014, DOI: 10.1002/we.1750, pp.1105-1122, 2014.
- [64] T. Utsunomiya, H. Matsukuma, S. Minoura, K. Ko, H. Hamamura, O. Kobayashi, I. Sato, Y. Nomoto , K. Yasui, “At Sea Experiment of a Hybrid Spar for Floating Offshore Wind Turbine Using 1/10-Scale Model,” Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, August 2013, Vol. 135, pp.034503-1 -034503-8, 2013.
- [65] T. Utsunomiya, T. Shiraishi, E. Inui , S. Ishida, “Floating Offshore Wind Turbine Demonstration Project at Goto Islands, Japan,” Oceans 2014, 2014.
- [66] B. J. Koo, A. J. Goupee, R. W. Kimball , K. F. Lambrakos, “Model Tests for a Floating Wind Turbine on Three Different Floaters,” Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, May 2014, Vol. 136, pp.020907-1 -- 020907-11, 2014.
- [67] A. J. Goupee, B. J. Koo, R. W. Kimball, K. F. Lambrakos , H. J. Dagher, “Experimental Comparison of Three Floating Wind Turbine Concepts,” Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, May 2014, Vol. 136, pp.020906-1 -- 020906-9, 2014.
- [68] A. M. Viselli, A. J. Goupee , H. J. Dagher, “Model Test of a 1:8-Scale Floating Wind Turbine Offshore in the Gulf of Maine,” Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, August 2015, Vol. 137, pp.041901-1 -- 041901-9, 2015.
- [69] S. Yoshida, I. Tobinaga, J. Sugino, S. Kiyoki , A. Imakita, “Performance Measurement of Fukushima-FORWARD 2MW Semi-submersible Floating Offshore Wind Turbine without Tower Vibration Control,” Grand Renewable Energy 2014, 2014.
- [70] L. Y. Pao , K. E. Johnson, “Control of wind turbines: Approaches, challenges, and recent developments,” IEEE Control Systems Magazine, vol. 31, no. 2, pp. 44-62, 2011.

## 第3章 古典制御理論を用いた浮体前後動揺現象の安定性解析

本章では、浮体前後動揺現象について理論的に検討することを目的として、浮体式洋上風力発電システムが備える浮体前後動揺特性のみでなく、浮体前後動揺特性に影響を及ぼす VSC の特性を含めて、全体を一つの系として捉え、古典制御理論を用いて伝達関数で表現する方法を提案する。得られた伝達関数を利用し、Nyquist の安定判別法を利用して系の安定性を評価する。陸上風力発電システムと浮体式洋上風力発電システムの系を比較し、浮体前後動揺の要因を明確化する。また、系に FVC を追加することで、どのように安定性が確保されるかを理論的に証明する。

### 3.1 背景と目的

浮体式洋上風力発電システムは比較的安定した風力エネルギーを活用できるが、発電運転時に、ロータの前後方向（ピッチング方向）に大きく動揺する課題があることは前述の通りである。Larsen らは、このような浮体前後動揺は周波数が 0.01Hz オーダーの低い周波数であり、定格条件において発生することを報告している [1]。この浮体前後動揺の要因は、陸上風力発電システムに実装されており、ロータ回転角速度を一定に保つためにブレードピッチ角度を調整する制御である可変速制御（Variable speed control, VSC）である。浮体前後動揺はシステムの各部位に加わる荷重変動を増加させることで疲労を蓄積させることから、上記動揺を抑制する手段が必要である。

浮体前後動揺の抑制に関するいくつかの研究が報告されている。Skaare らは浮体前後動揺を抑制するためのブレードピッチ角度制御を提案しており、提案制御が浮体前後動揺の粘性特性を上昇させることで、浮体前後動揺を低減できると報告している [2]。Larsen らは、浮体前後動揺を抑制するためのいくつかの対策を提案している [1]。Larsen らの報告によると、VSC のゲインを調整する手法は、浮体前後動揺に伴う発電電力の変動を抑制することが可能であるが、浮体前後動揺を低減できないこと、および、ブレードに流入する風の流れの剥離を利用してロータ回転角速度を調整するストール制御は、発電電力と浮体前後動揺の両方の変動を抑制できることが述べられている。Jonkman は、ナセル加速度に基づくブレードピッチ角度制御、ストール制御、および、ゲインを低減した VSC 制御を提案している [3]。シミュレーションによる比較の結果、第 3 のストール制御が最も良い性能を備えるが、その効果に限界があることを示している。Christiansen らは、ロータの回転角度とタワートップの移動量を予測するオブザーバに基づく Linear quadratic regulator (LQR) 制御を提案し、スパア型浮体式洋上風力発電システムに適用したシミュレーション結果を報告している [4]。提案制御はブレードピッチ角度と発電機トルクを制御することで、疲労蓄積を緩和すると共に発電電力の変動を低減できることを示している。Guo らは、目標値と計測値の差分に基づいて関連ゲインを変化させるとともに、ブレードのロータ回転角度位置を利用した direct-quadrature (d-q) 変換に基づいてブレードピッチ角度を独立に

調整する機能を備えた、Expert proportional-integral-derivative (PID) 制御を提案している [5]. 提案制御は、発電電力と浮体前後動揺を安定化できることを示している. Betti らは、2次元のスパイ型浮体式洋上風力発電システムのシミュレーションモデルを構築、浮体前後動揺を抑制するための  $H_{\infty}$  制御を提案し、提案制御の有効性について報告している [6]. Christiansen らは、ロータに加わるスラスト力を最小化する LQR 制御を提案し、浮体前後動揺を抑制することを示しているが、反面、浮体の左右方向（ロール）の動揺が増加することを報告している [7]. Bagherieh らは、ロータ回転角速度と浮体前後動揺を抑制する Input/output feedback 制御と Sliding 制御を提案、比較し、後者が優れることを報告している [8]. 著者らは、ナセルピッチ角度（前後傾斜角度）に基づくブレードピッチ角度制御であるが、発電電力に基づいて制御ゲインを変化させる機能を備えた制御を提案し、2MW 商用規模かつスパイ型浮体式洋上風力発電システムを利用した実証試験にて、定格条件のみならず、定格未満の運転条件においても浮体前後動揺を低減できることを報告している [9].

上記研究は浮体前後動揺の抑制に有効である. しかしながら、浮体前後動揺の発生要因そのものに注目し、現象解明を狙った研究は先行研究に見当たらない. また、浮体前後動揺を抑制するための浮体動揺制御の適用有無による、浮体前後動揺現象の変化について検討した報告もなされていない. 本章の目的は、古典制御による伝達関数を用いて、浮体前後動揺現象について解析することである. 具体的には、浮体動揺現象を1つの系として捉え、系の安定性を評価することで浮体動揺現象を深堀する.

本章の構成を以下に示す. 第2節では、対象とする2つのシミュレーションモデル（陸上風力発電システム、および浮体式洋上風力発電システム）について述べる. 第3節では、定格条件に注目し、入力を発電機回転角速度、出力をナセルピッチ角度とした、浮体前後動揺を表す系の伝達関数を提案し、Nyquist の安定判別法を利用して提案する系の安定性を評価する. また、ナセルピッチ角度に基づいてブレードピッチ角度を調整して浮体前後動揺を低減する浮体動揺制御（Floating platform vibration control, FVC）を系に含む場合の伝達関数も提案し、同様に安定性を評価、FVC 未適用時と比較する. その後、Routh の安定判別法を用いて、浮体前後動揺の発生要因について述べる. 第4節では、定格条件以外である可変速条件と遷移条件についても同様の伝達関数を提案すると共に、Nyquist の安定判別法を用いて、両条件での安定性を評価した後、FVC 適用後の安定性の変化について確認する. 第5節では、伝達関数での安定判別結果に基づいて、浮体前後動揺現象を低減するための浮体構造物の設計指針について述べる. さらに、FVC に関連するパラメータを変化させた際の系の安定性を確認することで、FVC のパラメータの設計指針について述べる. 第6節で本章をまとめる.

### 3.2 解析対象の風力発電システム

図 3-1 および表 3-1 に、解析対象の浮体式洋上風力発電システムのシミュレーションモデルの外観と仕様を示す. 本システムは平成 22 年度から平成 27 年度まで実施された環境省委託の「浮体式洋上風力発電設備の実証事業」により建設された [10] [11] [12] [13] [14]. 定格出力は 2000kW,

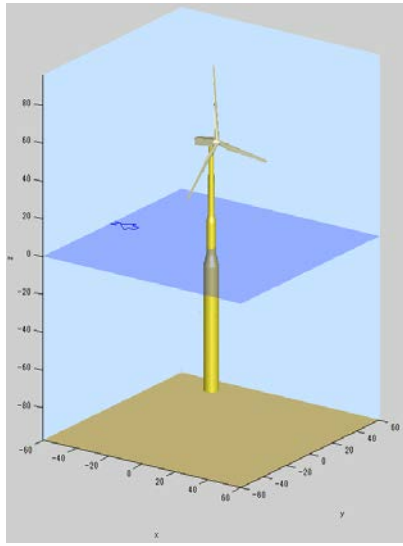


図 3-1. 浮体式洋上風力発電システムのシミュレーションモデル

表 3-1. 浮体式洋上風力発電システムの仕様

定格出力 [kW]	2000
ロータ位置	ダウンウィンド
ロータ直径 [m]	80
浮体構造物	ハイブリッドスパー
係留	カタナリー (3本)
ハブ高さ [m]	55.88
定格風速 [m/s]	12

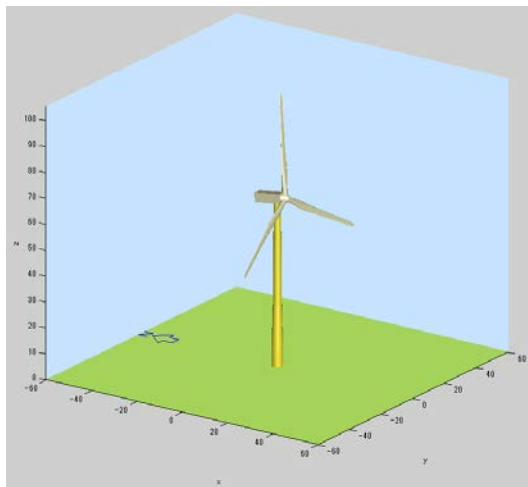


図 3-2. 陸上風力発電システムのシミュレーションモデル

表 3-2. 陸上風力発電システムの仕様

定格出力 [kW]	2000
ロータ位置	ダウンウィンド
ロータ直径 [m]	80
ハブ高さ [m]	65.38
定格風速 [m/s]	12

ロータ位置はダウンウィンド型であり、ロータ直径は 80m である。浮体構造物は上側が鋼材、下側がプレストレストコンクリートで構成されるハイブリッドスパーである。係留は3本のカタナリーチェーンを備える。平均海面高さからのハブ高さは 55.88m であり、発電電力が定格に達する定格出力は 12m/s である。

また、浮体式洋上風力発電システムの解析結果の比較対象とする、陸上風力発電システムの外観と仕様を図 3-2 および表 3-2 に示す。なお、図 3-1 に示す浮体式洋上風力発電システムは、図 3-2 に示す陸上風力発電システム風力発電システムに大きな傾斜角度に対応可能な改良（例、オ

イル漏れ対策)を施したシステムが浮体上に設置されており、基本的なシステムの発電運転特性は同一であるが、ハブ高さのみ異なり、浮体式洋上風力発電システムでは 55.88m、陸上風力発電システムでは 65.38m である。

なお、両シミュレーションモデルは風力発電システムの挙動をシミュレーション可能なソフトウェアである BLADED®を利用して構築した。

### 3.3 伝達関数による定格条件での浮体前後動揺現象の解析

#### 3.3.1 伝達関数

浮体前後動揺はブレードピッチ角度がロータ回転角速度を定格に維持するように動作することで発生する。ロータ回転角速度を定格値に維持するようにブレードピッチ角度を調整するのは可変速制御 (VSC) であり、VSC は計測した発電機回転角速度に基づいてブレードピッチ角度の指令値を決定する。VSC が決定したブレードピッチ角度の変化によって、ロータに印加するスラスト力が増加するため、浮体前後動揺 (ナセルピッチ角度の固有振動) が発生する。

このようなメカニズムに基づき、定格条件での浮体前後動揺現象を伝達関数で表現した。入力を発電機 (ロータ) 回転角速度、出力をナセルピッチ角度とした。なお本章では、浮体構造物のピッチ角度とナセルピッチ角度が同一であると定義する。図 3-3 に、発電機回転角速度からナセルピッチ角度の応答に対する伝達関数を示す。図 3-3 に示す伝達関数は下記を仮定している。

- (a) 定格発電機回転角速度を保持する運転中に、ナセルピッチ角度の変化で発電機回転角速度が影響を受ける状況を想定。
- (b) 定格風速以上の風速を想定。具体的には 14 m/s。
- (c) 定格発電機回転角速度から、ナセルピッチ角度によって影響を受ける発電機回転角速度を差し引いた変化分によって発生するスラスト力の変化が、ナセルピッチ角度を変化させる特性を表現。
- (d) 系全体の伝達関数を構成する各伝達関数は時間に応じて変化せず、一定を保持。
- (e) ナセルピッチ角度の回転中心はナセルピッチ角度の変化に関わらず一定を保持。
- (f) 各特性はシミュレーションより決定。

図 3-3 に示す伝達関数は、浮体式洋上風力発電システムの下記特性を利用して構成される。

- (1) スラスト力  $F_T$  とナセルピッチ角度  $\theta$  の関係 :  $G_{WT1}(s)$
- (2) 発電機回転角速度  $\omega$  とスラスト力  $F_T$  の関係 :  $G_{WT2}(s)$
- (3) ブレードピッチ角度  $\beta$  とスラスト力  $F_T$  の関係 :  $G_{WT3}(s)$
- (4) ナセルピッチ角速度  $\dot{\theta}$  と発電機回転角速度  $\omega$  の関係 :  $G_{WT4}(s)$
- (5) 可変速制御 (VSC) の特性 :  $G_{C1}(s)$

$G_{WT2}(s)$ にて発電機回転角速度からスラスト力を演算し、並行して VSC によるブレードピッチ角度を  $G_{C1}(s)$ を利用して演算し、ブレードピッチ角度がスラスト力に及ぼす影響を  $G_{WT3}(s)$ を利用して演算した後、両者を加算することでロータに印加するスラスト力を決定する。決定されたスラスト力に基づき、 $G_{WT1}(s)$ にてナセルピッチ角度を演算する。その後、演算されたナセルピ

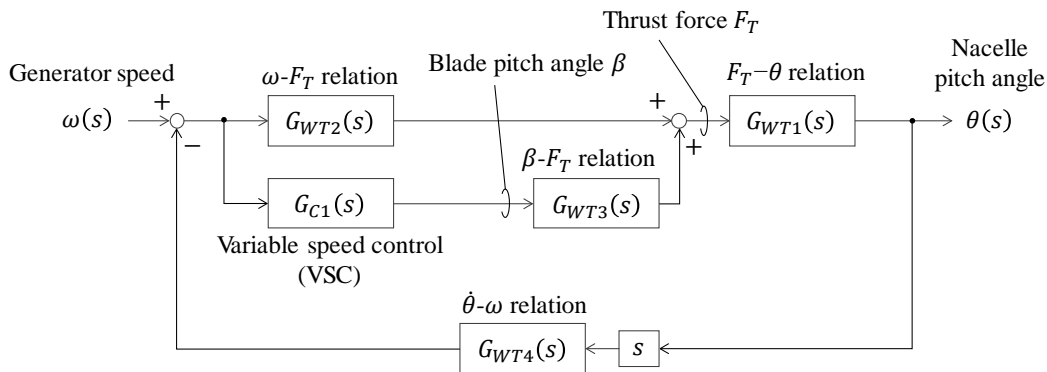


図 3-3. 定常条件での発電機回転速度とナセルピッチ角度の間の特性を表すブロック線図：  
浮体動揺制御未適用時

ッチ角度を微分し、 $G_{WT4}(s)$ を利用してナセルピッチ角速度から発電機回転角速度に及ぼす影響をフィードバックする。

ただし、これらの特性は、ブレードピッチ角度と風速の関係を示す定常特性において、上記(b)で想定した風速で得られるブレードピッチ角度を利用して決定する。

### 3.3.2 伝達関数の各特性

以下では、図 3-3 に示す伝達関数を構成する各特性について述べる。

#### 3.3.2.1 スラスト力とナセルピッチ角度の関係

上述の伝達関数を表現するための仮定(d)で記載したように、ナセルピッチ角度の回転中心(メタセンター)はナセルピッチ角度の変化に関わらず一定を保持することを想定する。この回転中心に対するナセル代表点の変化を1次の振動モードと仮定し、この振動を2次の応答特性で表現する。なお、ナセル代表点とはタワー中心を通る軸とハブの回転軸が交差する点と定義する。

$$F_T L = M\ddot{\theta} + D\dot{\theta} + K\theta \quad \dots \text{式(3-1)}$$

$$G_{WT1}(s) = \frac{\theta(s)}{F_T(s)} = \frac{L}{Ms^2 + Ds + K} \quad \dots \text{式(3-2)}$$

ここで、 $L$ は回転中心からナセル代表点までの距離、 $M$ は2次の応答特性のモーダル慣性、 $D$ は2次の応答特性のモーダル粘性係数、 $K$ は2次の応答特性のモーダル弾性係数、 $s$ はラプラス演算子、である。なお、式(3-2)は式(3-1)をラプラス変換することで得られる。

2次の応答特性の各係数は下記にて演算する。発電運転から発電を停止するシャットダウンのシミュレーション結果から求める。具体的には、定常風速での運転を所定時間継続した後、シャットダウンさせるシミュレーションを実施する。シャットダウンの直前のスラスト力とナセルピッチ角度より、下式にてモーダル弾性係数を演算する。

$$F_{TSD} L = K\theta_{SD} \quad \dots \text{式(3-3)}$$

なお、シミュレーションデータは応答の非線形性があることから、スラスト力はシャットダウン後、所定期間の平均値を利用し、ナセルピッチ角度もシャットダウン後の所定期間を利用して演算する。

$$F_{TSD} = \int_{T_{SD}-T_{ave}}^{T_{SD}} F_t(t)dt - \int_{T_{end}-T_{ave}}^{T_{end}} F_t(t)dt \quad \dots\text{式(3-4)}$$

$$\theta_{SD} = \int_{T_{SD}-T_{ave}}^{T_{SD}} \theta(t)dt - \int_{T_{end}-T_{ave}}^{T_{end}} \theta(t)dt \quad \dots\text{式(3-5)}$$

ここで、 $F_{TSD}$ はシャットダウン直前のスラスト力、 $\theta_{SD}$ はシャットダウン直前のナセルピッチ角度、 $F_t(t)$ はシャットダウンシミュレーションのスラスト力の時系列データ、 $\theta(t)$ はシャットダウンシミュレーションのナセルピッチ角度の時系列データ、 $t$ はシミュレーションでの時刻、 $T_{SD}$ はシャットダウン時刻、 $T_{ave}$ はシャットダウン直前の値（平均値）を演算するための時間、 $T_{end}$ はシミュレーション終了時刻、である。

モーダル慣性は、2次の応答特性を持つ下式の特性より得られる。

$$M = \frac{K}{2\pi f_p} \quad \dots\text{式(3-6)}$$

ここで、 $f_p$ はナセルピッチ角度の固有周波数、である。ナセルピッチ角度の固有周波数は、シャットダウン後のナセルピッチ角度の応答の周波数特性より取得する。

モーダル粘性係数は、同様に2次の応答特性が備える下式より得られる。

$$D = 2\zeta M \times 2\pi f_p \quad \dots\text{式(3-7)}$$

ここで、 $\zeta$ は2次の応答特性の減衰比、である。減衰比はシャットダウン時のオーバーシュート量 $O_s$ を利用して、下式より得ることができる。

$$\zeta = \frac{\sqrt{(\log O_s)^2}}{\sqrt{\pi^2 + (\log O_s)^2}} \quad \dots\text{式(3-8)}$$

また、回転中心からナセル代表点までの距離 $L$ は発電時のシミュレーション結果（図 3-4）より取得する。具体的には、変動風速を想定したシミュレーションを実施し、ナセルから浮体最下部までに設定された代表点の、絶対座標系の前後方向と垂直方向の位置をプロットする。なお、垂直方向は水面位置（Mean sea level, MSL）が0 mを示す。浮体式洋上風力発電システムが最も前（Front）側に位置する際でのナセルピッチ角度の変動範囲を点線（Front 1 および Front 2）で示し、2つの交点（Point A）が前位置でのナセルピッチ角度の回転中心とみなせる。同様に後（Back）位置でのナセルピッチ角度の変動範囲を破線（Back 1 および Back 2）で示し、2つの交点（Point B）から後位置でのナセルピッチ角度の回転中心位置を得る。得られた2つの交点位置の垂直位置の平均値と、水面からのハブ高さに基づき、ナセル代表点からナセルピッチ角度の回転中心までの距離を決定する。

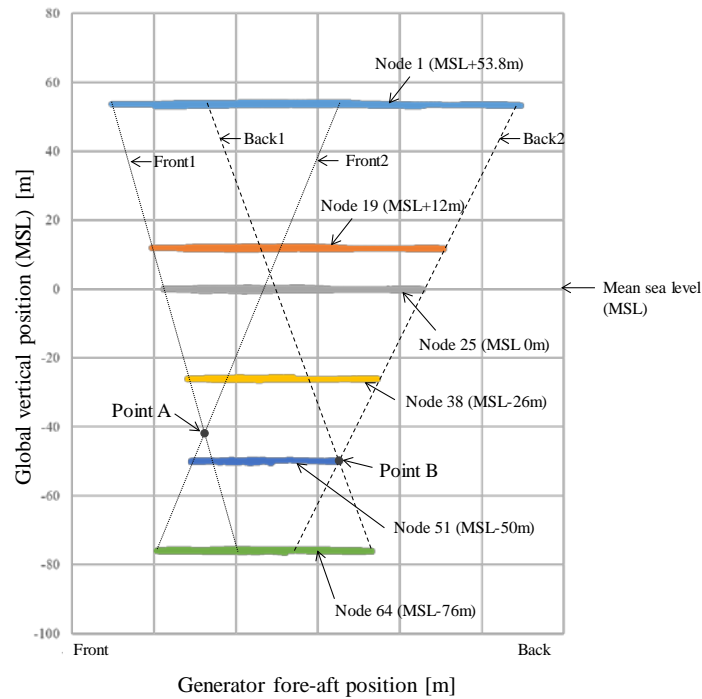
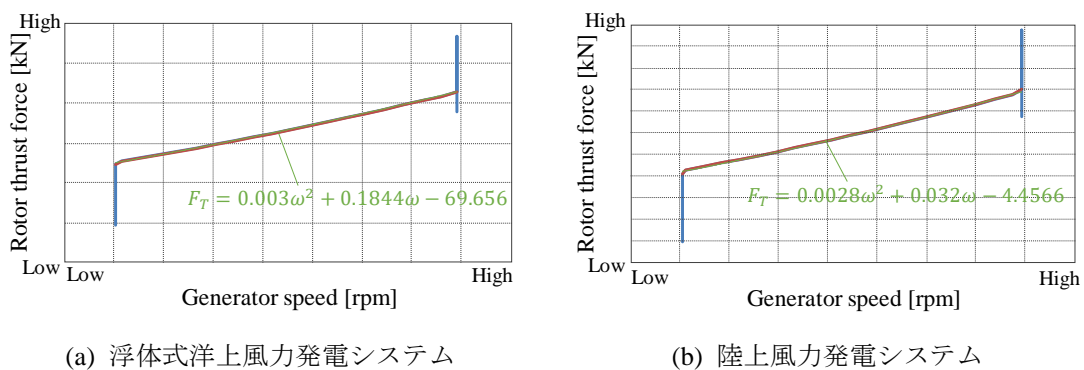


図 3-4. 浮体式洋上風力発電システムに設定した代表点の位置変化



(a) 浮体式洋上風力発電システム

(b) 陸上風力発電システム

図 3-5. 定常シミュレーション結果に基づく、定常条件での発電機回転角速度とスラスト力の関係

### 3.3.2.2 発電機回転角速度とスラスト力の関係

本関係は、シミュレーションから得られる定常特性に基づいて決定する。図 3-5 に、発電機回転角速度とスラスト力の関係をプロットした結果を示す。本関係は、発電機回転角速度の最小値より大きく、最大値よりも小さい範囲のデータを 2 次曲線で近似し、その傾きを利用することで決定する。上記 2 次曲線を下式で定義する。

$$F_T = a_g \omega^2 + b_g \omega + c_g \quad \dots \text{式(3-9)}$$

ここで、 $a_g$ 、 $b_g$ 、および  $c_g$  は発電機回転角速度とスラスト力の関係を近似した 2 次曲線の係数である。得られた 2 次曲線を利用し、本関係の伝達関数を下式で定義することで、発電機回転角速

度の変化からスラスト力の変化を得る.

$$G_{WT2}(s) = (2a_g\omega_{rat} + b_g)L \quad \dots\text{式(3-10)}$$

ここで,  $\omega_{rat}$ は発電機回転角速度の定格値である.

### 3.3.2.3 ブレードピッチ角度とスラスト力の関係

本関係も, シミュレーションにて得られる定常特性に基づいて決定する. 図 3-6 に, ブレードピッチ角度とスラスト力の関係をプロットした結果を示す. 本関係はプロット結果を 2 次曲線で近似し, その傾きを利用して決定する. この 2 次曲線を下式で定義する.

$$F_T = a_b\beta^2 + b_b\beta + c_b \quad \dots\text{式(3-11)}$$

ここで,  $a_b$ ,  $b_b$ , および  $c_b$  はブレードピッチ角度とスラスト力の関係を近似した 2 次曲線の係数,  $\beta$  はブレードピッチ角度, である. 得られた 2 次曲線を利用し, 本関係の伝達関数を下式で定義する.

$$G_{WT3}(s) = (2a_b\beta_{rep} + b_b)L \quad \dots\text{式(3-12)}$$

ここで,  $\beta_{rep}$  は想定した風速で平均的に利用されるブレードピッチ角度である.

### 3.3.2.4 ナセルピッチ角速度と発電機回転角速度の関係

本関係の導出方法を以下に示す. ただし, ナセルピッチ角度によって発生する風速がすべてロータパワーへ変換されることを仮定する. 風力エネルギーからロータが得るパワー (ロータパワー) は下式にて演算できる.

$$P = q\omega = \frac{1}{2}\rho AC_p v^3 \quad \dots\text{式(3-13)}$$

ここで,  $P$  はロータパワー,  $\rho$  は空気密度,  $A$  はロータ面積,  $C_p$  はパワー係数,  $v$  は風速,  $q$  は発電機トルク, である. ただし, 発電機回転角速度と風速はナセルピッチ角度の微小変化が発生した場合の微小変化分とする. 上式を微分することで下式が得られる.

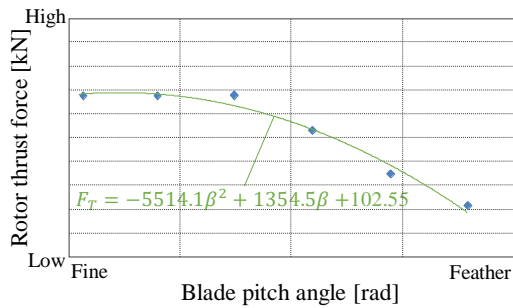
$$\frac{dq}{dt}\omega + q\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2}\rho A\frac{dC_p}{dt}v^3 + \frac{3}{2}\rho AC_p v^2\frac{dv}{dt} \quad \dots\text{式(3-14)}$$

ここで, 上記仮定(d)に基づき, パワー係数は時間に応じて変化せず一定であること, および定格条件での発電機トルクが一定であると仮定すると, 下式が得られる.

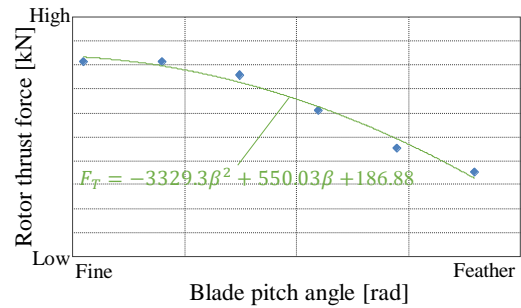
$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{3\rho AC_p v^2}{2q}\frac{dv}{dt} \quad \dots\text{式(3-15)}$$

また, ロータに流入する風速 (ナセルピッチ角度変化で発生する風速) とナセルピッチ角度には下式の関係が成立する.

$$v = -L\frac{d\theta}{dt} \quad \dots\text{式(3-16)}$$



(a) 浮体式洋上風力発電システム



(b) 陸上風力発電システム

図 3-6. 定常シミュレーション結果に基づく、定常条件でのブレードピッチ角度とスラスト力の関係

上式を微分すると下式を得る.

$$\frac{dv}{dt} = -L \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad \dots\text{式(3-17)}$$

式(3-15)に式(3-17)を代入すると、下式が得られる.

$$\frac{d\omega}{dt} = -\frac{3\rho AC_p v^2 L}{2q} \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad \dots\text{式(3-18)}$$

上式をラプラス変換することで下式が得られる.

$$\omega(s) = -\frac{3\rho AC_p v^2 L}{2q} s\theta(s) \quad \dots\text{式(3-19)}$$

上式からゲインのみ取出すと、本関係の伝達関数が得られる.

$$G_{WT4}(s) = \frac{3\rho AC_p v_{rep}^2 L}{2q_{rep}} \quad \dots\text{式(3-20)}$$

ここで、 $v_{rep}$ は本関係を記述する際の代表風速（本報告では 14 m/s）、 $C_{p_{rep}}$ は代表風速におけるパワー係数、 $q_{rep}$ は代表風速における発電機トルク、である.

### 3.3.2.5 可変速制御（VSC）の特性

VSC は比例積分制御（Proportional-Integral control, PI control）に基づいて特性を決定する.

$$G_{C1}(s) = K_p + K_i \frac{1}{s} = K_p + \frac{K_p}{t_i} \frac{1}{s} \quad \dots\text{式(3-21)}$$

ここで、 $K_p$ は比例ゲイン、 $K_i$ は積分ゲイン、 $t_i$ は積分時間、である.

### 3.3.3 伝達関数を利用した安定判別

本節では、上述の伝達関数を利用し、ナセルピッチ角度の安定性を判別する. 系が安定であることは浮体前後動揺が収束、低減することを意味し、系が不安定であることは浮体前後動揺が発散、拡大していくことを意味する. 安定判別には Nyquist 線図に基づく Nyquist の安定性判別法

を用いる。また、系全体の特性も確認するために、伝達関数の Bode 線図も併せて確認することとする。Nyquist 線図を描くための、図 3-3 に示す伝達関数の開ループ伝達関数 $G_{OL1}(s)$ を以下に示す。表 3-3 に、伝達関数に利用した定数を示す。

$$G_{OL1}(s) = \frac{[(2a_g\omega_{rat} + b_g)L + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_P]s + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_I}{Ms^2 + Ds + K} \frac{3\rho AC_{p_{rep}} v_{rep}^2 L}{2q_{rep}} \quad \dots\text{式(3-22)}$$

また、Bode 線図を描くための、系全体の伝達関数 $G_{ALL1}(s)$ を以下に示す。

$$G_{ALL1}(s) = \frac{\{(2a_g\omega_{rat} + b_g)L + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_P\}s + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_I}{D_{ALL1}(s)} \quad \dots\text{式(3-23)}$$

$$D_{ALL1}(s) = Ms^3 + \left[ D + \{(2a_g\omega_{rat} + b_g)L + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_P\} \frac{3\rho AC_{p_{rep}} v_{rep}^2 L}{2q_{rep}} \right] s^2 + \left\{ K + (2a_b\beta_{rep} + b_b)K_I \frac{3\rho AC_{p_{rep}} v_{rep}^2 L^2}{2q_{rep}} \right\} s \quad \dots\text{式(3-24)}$$

図 3-3 に示す定数を利用し、Nyquist 線図と Bode 線図を描いた結果を図 3-7 に示す。なお、Nyquist 線図と Bode 線図は MATLAB を利用して作成した。図 3-7(a)の Nyquist 線図では、矢印で示すように、陸上風力発電システムおよび浮体式洋上風力発電システムともに時計回りの方向の軌跡を描く。そのため、Nyquist 線図上で系の安定判別は「系の伝達関数の開ループ伝達関数の極が左半面にあり、開ループ伝達関数の軌跡が進行方向に対して $(-1, j0)$ が左側にあると安定」であることから、図 3-7 の結果では「系の伝達関数の開ループ伝達関数の極が左半面にあり、開ループ伝達関数の軌跡の外側に $(-1, j0)$ が存在する場合は系が安定」と一致する。なお、陸上風力発電システムおよび浮体式洋上風力発電システムともに開ループ伝達関数の極は左半面にあることを確認した。

上記を踏まえて図 3-7(a)に注目すると、陸上風力発電システムでは安定であるが、浮体式洋上風力発電システムは不安定と判別できる。また、図 3-7(b)の Bode 線図におけるゲインに注目すると、浮体式洋上風力発電システムはナセルピッチ角度の固有周波数である 0.035 Hz 付近にピークをもつことから、ナセルピッチ角度の固有周波数の動揺が励起され、発散する可能性があることを示す。これに対し、図 3-7(b)の陸上風力発電システムでは、0.4 Hz 近傍にナセルピッチ角度の固有周波数のピークが存在することから、この周波数での動揺は発生するが、図 3-7(a)で安定と判定されているため、発散に至らないと考える。

浮体式が不安定である理由は下記の通りである。表 3-4 に、陸上風力発電システムと浮体式洋上風力発電システムのモーダル係数を比較した結果を示す。モーダル慣性係数に対するモーダル粘性係数およびモーダル剛性係数の比が、陸上風力発電システムと比較して浮体式洋上風力発電システムの値が極端に低い。この特性によって浮体式洋上風力発電システムの浮体前後動揺が発生する要因と考えるが、詳細検討のため、Routh の安定判別法を利用する。Routh の安定判別法

表 3-3. 定常条件における発電機回転角速度とナセルピッチ角度の伝達関数に関連するパラメータ

風力発電システムのタイプ	浮体式洋上風力 発電システム	陸上風力発電 システム
代表風速 $v_{rep}$ [m/s]	14	
ナセル代表点とナセルピッチ角度回転中心の距離 $L$ [m]	101.88	65.38
ナセルピッチ角度の固有周波数 $f_n$ [Hz]	$0.085f_n^{onshore}$	$f_n^{onshore}$
シャットダウン時刻 $T_{SD}$ [s]	30	
シミュレーション終了 $T_{end}$ [s]	600	
シャットダウン直前の値 (平均値) 演算用の時間 $T_{ave}$ [s]	30	
シャットダウン直前のスラスト力 $F_{TSD}$ [kN]	$1.37F_{TSD}^{onshore}$	$F_{TSD}^{onshore}$
シャットダウン直前のナセルピッチ角度 $\theta_{SD}$ [rad]	$13.598\theta_{SD}^{onshore}$	$\theta_{SD}^{onshore}$
シャットダウン時のオーバーシュート量 $O_s$ [rad]	$19.732O_s^{onshore}$	$O_s^{onshore}$
2 次の応答特性の減衰比 $\zeta$ [-]	$0.49\zeta$	$\zeta$
2 次の応答特性のモーダル慣性 $M$ [Nms <sup>2</sup> /rad]	$216.008M^{onshore}$	$M^{onshore}$
2 次の応答特性のモーダル粘性係数 $D$ [Nms/rad]	$0.908D^{onshore}$	$D^{onshore}$
2 次の応答特性のモーダル弾性係数 $K$ [Nm/rad]	$0.157K^{onshore}$	$K^{onshore}$
$G_{WT2}(s)$ の係数 $a_g$ [kNs <sup>2</sup> /rad <sup>2</sup> ]	0.003	0.0028
$G_{WT2}(s)$ の係数 $b_g$ [kNs/rad]	0.1844	0.032
$G_{WT2}(s)$ の係数 $c_g$ [kN]	-69.656	-4.4566
定格発電機回転速度 $\omega_{rat}$ [rad/s]	$\omega_{rat}^{onshore}$	
$G_{WT3}(s)$ の係数 $a_b$ [kN/rad <sup>2</sup> ]	-5514.1	-3329.3
$G_{WT3}(s)$ の係数 $b_b$ [kN/rad]	1354.5	550.03
$G_{WT3}(s)$ の係数 $c_b$ [kN]	102.55	186.88
代表風速で平均的に利用されるブレードピッチ角度 $\beta_{rep}$ [rad]	$\beta_{rep}^{onshore}$	
空気密度 $\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]	1.225	
ロータ面積 $A$ [m <sup>2</sup> ]	$A^{onshore}$	
代表点でのパワー係数 $C_{p_{rep}}$ [-]	$C_{p_{rep}}^{onshore}$	
代表点での発電機トルク $q_{rep}$ [kNm]	$q_{rep}^{onshore}$	
PI 制御の比例ゲイン $K_p$ [s]	$K_p^{onshore}$	
PI 制御での積分ゲイン $K_I$ [-]	$K_I^{onshore}$	

は、伝達関数の特性方程式から得られる Routh 配列の成分に符号変化がない場合には系が安定であり、符号変化がある場合には系が不安定化する。図 3-3 に示す系の特性方程式は下式の通りである。

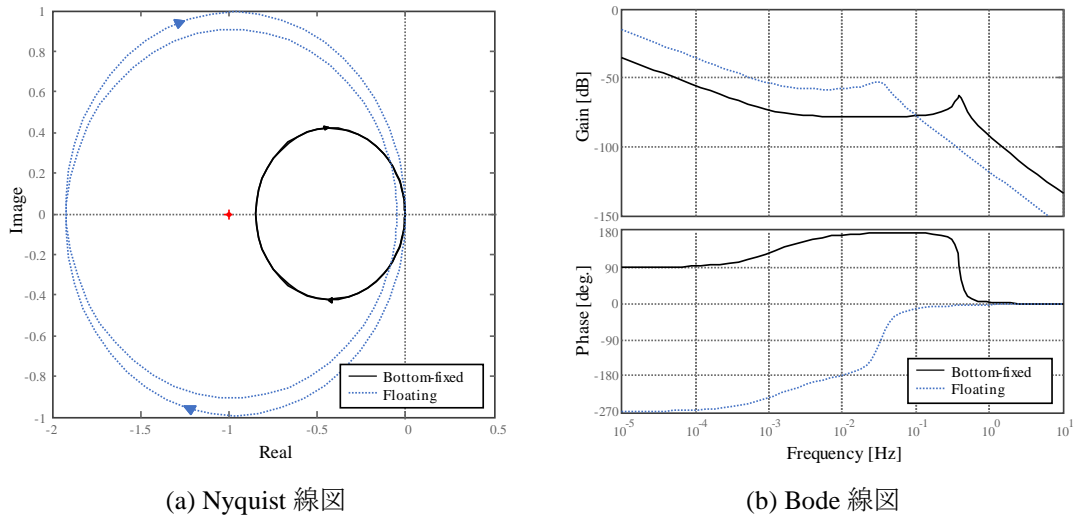


図 3-7. 定常条件での発電機回転角速度とナセルピッチ角度の伝達関数の Nyquist 線図と Bode 線図：陸上風力発電システムと浮体式洋上風力発電システムの比較

表 3-4. モーダル特性パラメータの比較

風力発電システムのタイプ	浮体式洋上風力発電システム	陸上風力発電システム
モーダル慣性係数 $M$ に対するモーダル粘性係数 $D$ の比	$0.042R_1^{onshore}$	$R_1^{onshore}$
モーダル慣性係数 $M$ に対するモーダル粘性係数 $K$ の比	$0.007R_2^{onshore}$	$R_2^{onshore}$

$$D_{ALL1}(s) = 0 \quad \dots \text{式(3-25)}$$

Routh 配列の成分は式(3-25)の係数より演算でき、その結果を表 3-5 に示す。表 3-5 より、浮体式洋上風力システムの Routh 配列のうち、 $a_1$  の符号が負であり、Routh 配列の符号が変化することが確認できる。これは、浮体式洋上風力発電システムの浮体前後動揺特性は不安定であることを示す。 $a_1$  は式(3-24)の右辺第 2 項に等しいため、下式を利用することで浮体式洋上風力発電システムの安定性を検討できる。

$$a_1 = D + \{(2a_g \omega_{rat} + b_g)L + (2a_b \beta_{rep} + b_b)LK_p\} \frac{3\rho A C_{p_{rep}} v_{rep}^2 L}{2q_{rep}} \quad \dots \text{式(3-26)}$$

表 3-3 および式(3-26)より、風力発電システムの特徴の 1 つを示す係数である  $a_b$  が負であるために、 $a_1$  の符号が負となる。式(3-26)において、 $K_p$  と  $a_b$  が乗算されることから、VSC の影響が少ない場合、すなわち  $K_p$  が小さければ系は安定であることが確認できる。また、式(3-26)にはモーダル粘性係数  $D$  は含まれるが、モーダル弾性係数  $K$  を含まない。このことから、浮体式洋上風力発電システムの浮体前後動揺の安定性はモーダル弾性係数  $K$  には無関係であり、モーダル粘性係数  $D$  に依存することがわかる。 $a_1$  が正となるモーダル粘性係数  $D$  を確認した結果、表 3-3 に示す

表 3-5. 定格条件での浮体前後動揺特性を表す伝達関数の Routh 配列成分

Routh 配列の成分	値	
	浮体式洋上風力発電システム	陸上風力発電システム
$a_0$	$7.652a_0^{onshore}$	$a_0^{onshore}$
$a_1$	$-0.868a_0^{onshore}$	$0.159a_0^{onshore}$
$b_1$	$0.344a_0^{onshore}$	$2.289a_0^{onshore}$

値の 1.92 倍が必要であることが分かった。なお、表 3-3 に示す通り、陸上風力発電システムにおいても  $a_b$  が負であるが、Routh 配列の符号変化がない。この理由は、モーダル粘性係数  $D$  が大きいこともあるが、ナセル代表点からナセルピッチ角度の回転中心までの距離  $L$  が小さいためである。

本節で得られた知見を以下にまとめる。

- (a) VSC によって浮体前後動揺が励起される。
- (b) 浮体前後動揺のモーダル弾性係数は浮体前後動揺の安定性に影響を及ぼさない。
- (c) 浮体前後動揺の要因の 1 つはモーダル粘性係数が低いことである。モーダル粘性係数の増加で浮体前後動揺を抑制するためには、本検討で想定した値の 1.92 倍が必要である。
- (d) 浮体前後動揺の他の要因はナセル代表点とナセルピッチ角度の回転中心との距離が長いことである。

### 3.3.4 浮体動揺制御による安定化

本節では、図 3-3 に示す伝達特性に対し、ナセルピッチ角度に基づいてブレードピッチ角度を調整することでナセルピッチ角度の振動を低減できる浮体動揺制御 (FVC) を追加したことで、系の安定性がどのように変化するかについて述べる。

#### 3.3.4.1 伝達関数

図 3-8 に、FVC を追加した場合の系の伝達特性のブロック線図を示す。図 3-3 に対して、FVC の伝達特性を示す  $G_{c2}(s)$  が追加されている。浮体動揺制御  $G_{c2}(s)$  をバンドパスフィルタと比例微分 (Proportional-Derivative, PD) 制御により構成する。

$$G_{c2}(s) = \frac{2\zeta_c \omega_c}{s^2 + 2\zeta_c \omega_c s + \omega_c^2} (B_p + B_D s) \quad \dots \text{式(3-27)}$$

$$B_D = B_p t_D \quad \dots \text{式(3-28)}$$

ここで、 $\zeta_c$  はバンドパスフィルタの減衰比、 $\omega_c$  はバンドパスフィルタの角周波数、 $B_p$  は PD 制御の比例ゲイン、 $B_D$  は PD 制御の微分ゲイン、 $t_D$  は PD 制御の微分時間である。

図 3-8 に示すように、FVC はナセルピッチ角度に基づいてブレードピッチ角度を調整することから、VSC が決定するブレードピッチ角度に加算され、最終的なブレードピッチ角度を決定

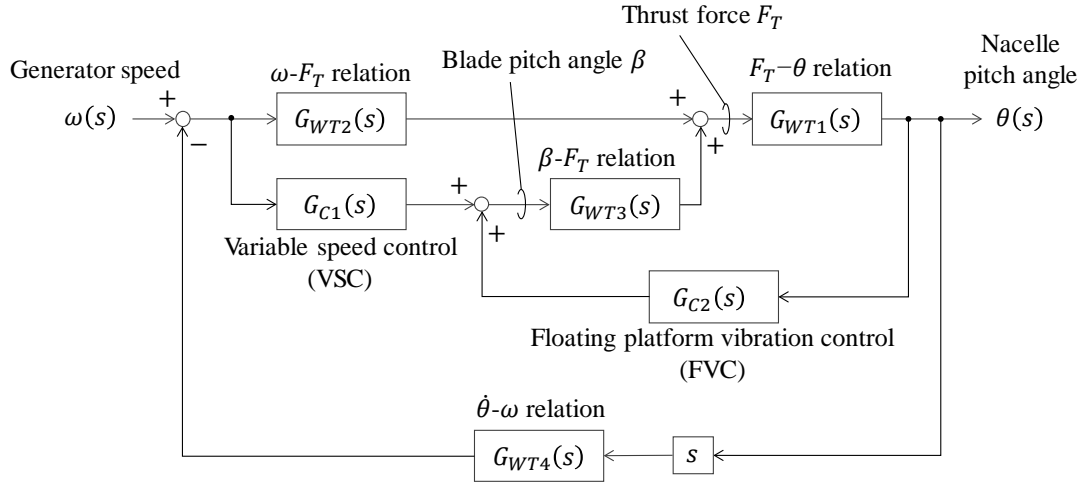


図 3-8. 定常条件での発電機回転角速度とナセルピッチ角度の間の特性を表すブロック線図：  
浮体動揺制御適用時

する。このことから、風力発電システムを制御するコントローラはVSCとFVCにて構成される。

### 3.3.4.2 浮体動揺制御の追加による安定性の変化

図 3-8 に示す FVC を追加した伝達特性の安定性を判別するため、上述の第 3.2.3 節と同様に開ループ伝達関数  $G_{OL2}(s)$  と系全体の伝達関数  $G_{ALL2}(s)$  を計算した。開ループ伝達関数と系全体の伝達関数は以下の通りである。

$$G_{OL2}(s) = \frac{N_{OL2}(s)}{D_{OL2}(s)} \quad \dots\text{式}(3-29)$$

$$\begin{aligned} N_{OL2}(s) = & \{(2a_g\omega_{rat} + b_g)L + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_P\}s^3 \\ & + \{(2a_g\omega_{rat} + b_g)L + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_P\} \\ & + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_I \left[ \frac{3\rho AC_{p_{rep}} v_{rep}^2 L}{2q_{rep}} s^2 \right. \\ & + \{(2a_g\omega_{rat} + b_g)L + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_P\} \\ & + 2(2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_I \zeta_c \omega_c \left. \right] \frac{3\rho AC_{p_{rep}} v_{rep}^2 L}{2q_{rep}} s \\ & + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_I \omega_c^2 \frac{3\rho AC_{p_{rep}} v_{rep}^2 L}{2q_{rep}} \end{aligned} \quad \dots\text{式}(3-30)$$

$$\begin{aligned} D_{OL2}(s) = & Ms^4 + (2M\zeta_c\omega_c + D)s^3 \\ & + \{M\omega_c^2 + 2D\zeta_c\omega_c + K + 2(2a_b\beta_{rep} + b_b)LB_D\zeta_c\omega_c\}s^2 \\ & + \{D\omega_c^2 + 2DK\omega_c + 2(2a_b\beta_{rep} + b_b)LB_P\zeta_c\omega_c\}s \\ & + K\omega_c^2 \end{aligned} \quad \dots\text{式}(3-31)$$

$$G_{ALL2}(s) = \frac{N_{ALL2}(s)}{N_{OL2}(s) + D_{OL2}(s)} \quad \dots\text{式}(3-32)$$

$$\begin{aligned}
N_{ALL2}(s) = & \{(2a_g\omega_{rat} + b_g)L + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_P\}s^3 \\
& + [2\{(2a_g\omega_{rat} + b_g)L + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_P\}\zeta_c\omega_c + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_I]s^2 \\
& + [\{(2a_g\omega_{rat} + b_g)L + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_P\}\omega_c^2 + 2(2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_I\zeta_c\omega_c]s \\
& + (2a_b\beta_{rep} + b_b)LK_I\omega_c^2
\end{aligned} \quad \dots\text{式(3-33)}$$

ここで、 $\omega_p = 2\pi f_p$ はナセルピッチ角度の固有振動数である。

これらの伝達関数を利用し、前章と同様に FVC を追加した系についての安定性を評価した。図 3-9 に、FVC を追加した系の Nyquist 線図と Bode 線図を示す。なお、FVC のパラメータについては後述のパラメータ特性に基づいて調整した結果を利用した。FVC のパラメータを表 3-6 に示す。

図 3-9(a)の Nyquist 線図に注目すると、FVC を追加した伝達関数の軌跡の面積が小さくなっており、 $(-1, j0)$ を内側に含まないため、系は安定であることが確認できる。図 3-9(b)の Bode 線図のゲイン注目すると、FVC を追加する前にあったナセルピッチ角度の固有周波数近傍のピークが低減できている。このことからナセルピッチ角度の固有振動を低減できると考える。

これらの結果は、FVC の追加によって、系全体の安定性を向上でき、洋上浮体式風力発電システムの浮体前後動揺を抑制できることを示す。

### 3.4 伝達関数による定格条件以外での浮体前後動揺現象の解析

本節では上記知見に基づき、より風速が低い条件である可変速条件と、可変速条件と定格条件の間である遷移条件における浮体動揺特性を伝達関数で表現し、安定性を検討する。読者の理解のため、運転条件を示す図 2-15 を再掲する。

#### 3.4.1 遷移条件および可変速条件での制御方法

##### 3.4.1.1 遷移条件

遷移条件では、発電機トルクは発電機回転角速度の差分に基づく PI 制御により調整される。

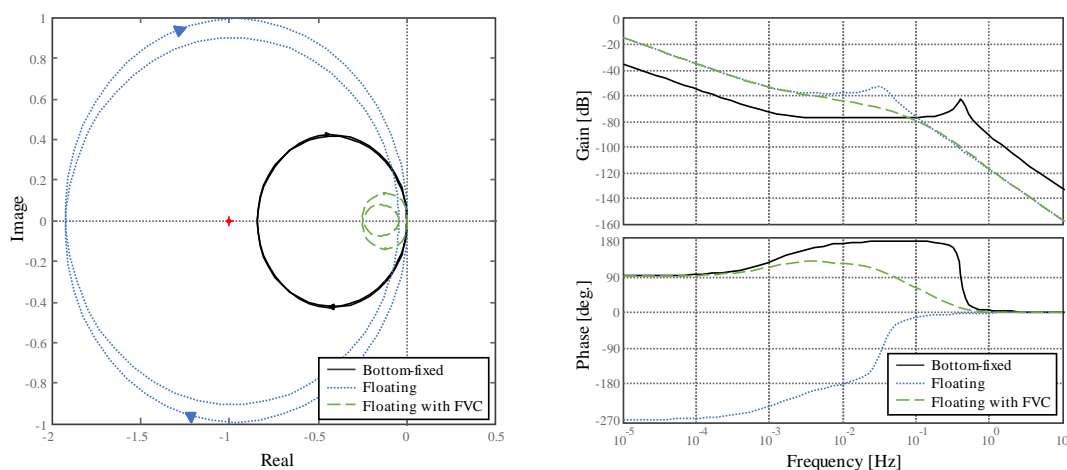
$$q_{dem}^{Middle} = K_{Pq}(\omega - \omega_{rated}) + K_{Iq} \int (\omega - \omega_{rated}) dt \quad \dots\text{式(3-34)}$$

ここで、 $q_{dem}^{Middle}$ は遷移条件での発電機トルクの指令値、 $K_{Pq}$ は発電機トルク制御の比例ゲイン、 $K_{Iq}$ は発電機トルク制御の積分ゲイン、である。以下、本制御を発電機トルク制御 (Generator torque control, GTC) と定義する。

また、ブレードピッチ角度は下式に基づいて制御される。

$$\begin{aligned}
\beta_{dem}^{Middle} = & K_P(\omega - \omega_{rated}) + K_I \int (\omega - \omega_{rated}) dt \\
& + K_{P2}(q - q_{rated}) + K_{I2} \int (q - q_{rated}) dt
\end{aligned} \quad \dots\text{式(3-35)}$$

ここで、 $\beta_{dem}^{Middle}$ は遷移条件でのブレードピッチ角度の指令値、 $q$ は発電機トルク、 $q_{rated}$ は発電機トルクの定格値、 $K_{P2}$ は発電機トルクに基づくブレードピッチ角度制御の比例ゲイン、 $K_{I2}$ は発



(a) Nyquist 線図

(b) Bode 線図

図 3-9. 定常条件での発電機回転角速度とナセルピッチ角度の伝達関数の Nyquist 線図と Bode 線図：陸上風力発電システム，浮体式洋上風力発電システム，および浮体動揺制御を適用した浮体式洋上風力発電システムの比較

表 3-6. 浮体動揺制御（FVC）のパラメータ

パラメータ名称	単位	値
PD 制御の比例ゲイン $B_p$	-	12.0
PD 制御の微分時間 $t_D$	s	8.0
バンドパスフィルタの減衰比 $\zeta_c$	-	3.5
バンドパスフィルタの角周波数 $\omega_c$	rad/s	$2.5\omega_p$

電機トルクに基づくブレードピッチ角度制御の積分ゲイン，である。式(3-35)の右辺第 1 項および第 2 項は，上記式(3-34)と同様に発電機回転角速度を一定に保持するための成分である。これに対して式(3-35)の右辺第 3 項および第 4 項は，発電機トルクの差分に基づいてブレードピッチ角度をファイン側へ調整するための成分であり，この制御も上記と同様に PI 制御に基づいている。以下，右辺第 3 項および第 4 項で構成される機能を発電機トルクに基づくブレードピッチ角度制御（Blade pitch angle control based on generator torque, BPCT）と定義する。この BPCT の目的は，遷移条件において，VSC によってブレードピッチ角度がフェザー側に調整されることを抑制し，遷移条件での発電電力を可能な限り上昇させることである。

### 3.4.1.2 可変速条件

可変速条件では，ロータの発電効率を最大化するために，発電機回転角速度に基づいて発電機トルクを下式のように調整する。

$$q_{dem}^{Variable} = K_{opt}\omega^2 \quad \dots\text{式(3-36)}$$

ここで， $q_{dem}^{Variable}$  は可変速条件での発電機トルクの指令値， $K_{opt}$  は可変速条件における発電機ト

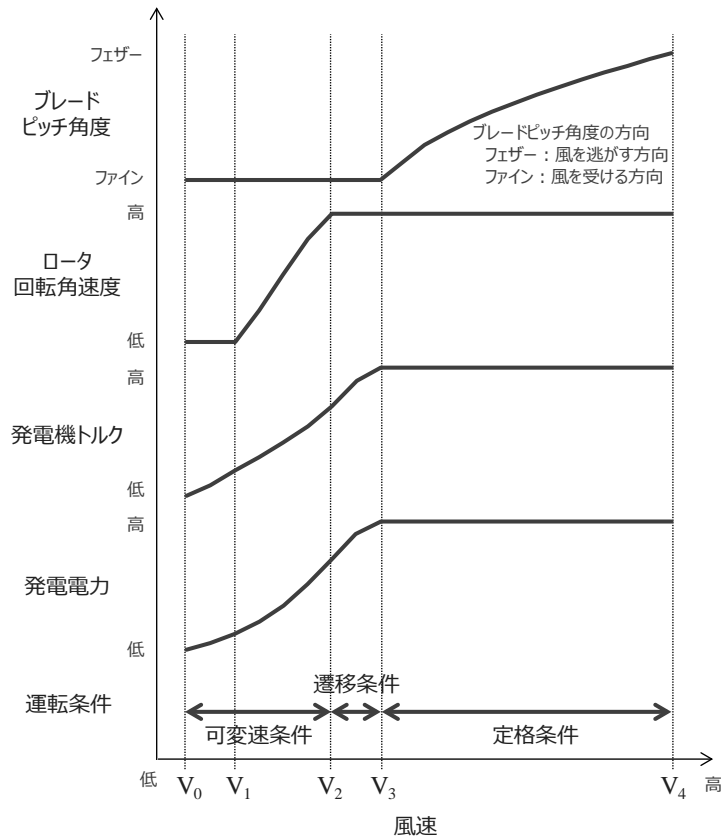


図 2-15 (再掲) . 風力発電システムの運転概要 (最下段が運転条件を示す)

トルクの最適モードゲイン, である.

また, 可変速条件では風速に応じて発電機回転角速度を変化させるため, ブレードピッチ角度を, ロータの発電効率を最大化できるファインピッチ角度に保持する.

$$\beta_{dem}^{Variable} = \beta_{Fine} \quad \dots \text{式(3-37)}$$

ここで,  $\beta_{dem}^{Variable}$  は可変速条件でのブレードピッチ角度の指令値,  $\beta_{Fine}$  はファインピッチ角度, である.

### 3.4.2 遷移条件での浮体前後動揺現象の解析

#### 3.4.2.1 伝達関数

遷移条件での浮体動揺現象を示す伝達関数は第 3.3 節と同様の(a)から(f)の条件を仮定するが, (b)の代表風速のみ, 遷移条件に合わせて 11m/s とした.

図 3-10 に, 遷移条件での浮体動揺現象を記述する伝達関数を示す. また, 図 3-10 に示す伝達関数は, 下記の伝達関数により構成される.

- (1) スラスト力  $F_T$  とナセルピッチ角度  $\theta$  の関係:  $G_{WT1}(s)$  . . . 第 3.3.2.1 節にて記述
- (2) 発電機回転角速度  $\omega$  とスラスト力  $F_T$  の関係:  $G_{WT2}(s)$
- (3) ブレードピッチ角度  $\beta$  とスラスト力  $F_T$  の関係:  $G_{WT3}(s)$

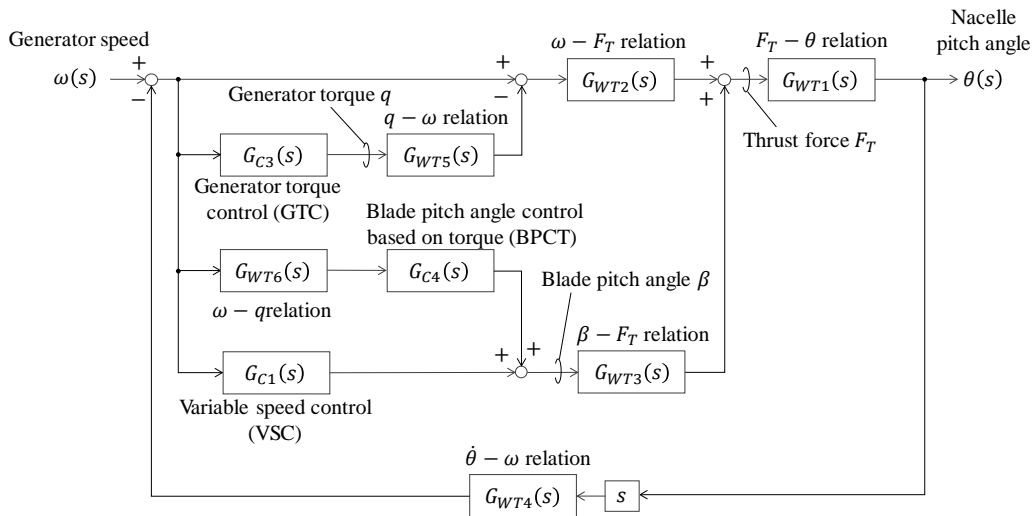


図 3-10. 遷移条件での発電機回転速度とナセルピッチ角度の間の特性を表すブロック線図：  
浮体動揺制御未適用時

- (4) ナセルピッチ角速度 $\dot{\theta}$ と発電機回転角速度 $\omega$ の関係： $G_{WT4}(s)$  ……第 3.3.2.4 節にて記述
- (5) 発電機トルク $q$ と発電機回転角速度 $\omega$ の特性 1： $G_{WT5}(s)$
- (6) 発電機トルク $q$ と発電機回転角速度 $\omega$ の特性 2： $G_{WT6}(s)$
- (7) 可変速制御 (VSC) の特性： $G_{C1}(s)$  ……第 3.3.2.5 節にて記載
- (8) 発電機トルク制御 (GTC) の特性： $G_{C3}(s)$
- (9) 発電機トルクに基づくブレードピッチ角度制御 (BPCT) の特性： $G_{C4}(s)$

発電機回転角速度の変化に対し、 $G_{C3}(s)$ で記述する GTC によって発生した変化を $G_{WT5}(s)$ で演算し、差し引いた後に $G_{WT2}(s)$ にて発電機回転角速度に基づくスラスト力を演算する。並行して、ブレードピッチ角度によるスラスト力変化を次のように演算する。VSC によるブレードピッチ角度を $G_{C1}(s)$ を利用して演算するとともに、発電機回転角速度の変化に伴う発電機トルク変化を $G_{WT6}(s)$ で演算した後、BPCT によって決定するブレードピッチ角度を演算し、双方を加算する。加算後のブレードピッチ角度に基づき、 $G_{WT3}(s)$ を利用して演算してブレードピッチ角度がスラスト力に及ぼす影響を演算し、発電機回転角速度に基づくスラスト力に加算し、ロータに印加するスラスト力を決定する。決定されたスラスト力に基づき、 $G_{WT1}(s)$ にてナセルピッチ角度を演算する。その後、演算されたナセルピッチ角度を微分し、 $G_{WT4}(s)$ を利用してナセルピッチ角速度から発電機回転角速度に及ぼす影響をフィードバックする。ただし、これらの特性は、ブレードピッチ角度と風速の関係を示す定常特性において、代表風速 (11m/s) から得られるブレードピッチ角度を利用して決定する。

### 3.4.2.2 伝達関数の各特性

#### 3.4.2.2.1 発電機回転角速度とスラスト力の関係

本関係は、第 3.3.2.2 節で述べた式(3-9)および式(3-10)を利用することは定常条件と同様である

が、利用する係数を遷移条件に合わせて変更する。図 3-11 に示す、発電機回転角速度とスラスト力の関係をプロットした結果を利用する。

### 3.4.2.2.2 ブレードピッチ角度とスラスト力の関係

本関係は、第 3.3.2.3 節にて述べた式(3-11)および式(3-12)を利用する。図 3-12 に、係数を決定するためのブレードピッチ角度とスラスト力の関係を示す。

### 3.4.2.2.3 発電機トルクと発電機回転角速度の関係 1

本特性を表現するにあたり、入力である発電機トルクの変化がすべて出力である発電機回転角速度に変換されること、および、ロータパワーがすべて発電機パワーに変換されることを仮定する。

ロータパワー、発電機トルク、および発電機回転角速度には以下の関係が成立する。

$$P = q\omega \quad \dots\text{式(3-38)}$$

ここで、 $P$ はロータパワー、 $q$ は発電機トルク、 $\omega$ は発電機回転角速度、である。

ロータパワーが一定であると仮定すると、発電機回転角速度は発電機トルクに基づいて下式により決定される。

$$\omega = \frac{P}{q} \quad \dots\text{式(3-39)}$$

上式を代表点周りに一次関数で近似することで下式を得る。

$$\omega = A_{rep1}q + B_{rep1} \quad \dots\text{式(3-40)}$$

ここで、 $A_{Rep1}$ 、および $B_{Rep1}$ は代表点周りで近似した一次関数の傾きと切片である。

また、式(3-40)を代表点周りで微分することで下式が得られる。

$$A_{Rep1} = -\frac{P_{rep1}}{q_{rep1}^2} \quad \dots\text{式(3-41)}$$

ここで、 $P_{Rep1}$ 、および $q_{Rep1}$ は代表点でのロータパワーおよび発電機トルクである。

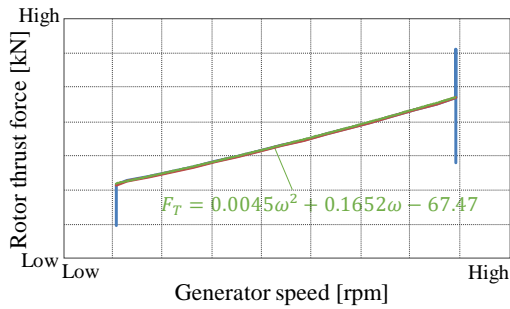
式(3-40)の両辺を微分した後、ラプラス変換して整理し、式(3-41)を代入することで本特性の伝達関数が得られる。

$$G_{WT5}(s) = \frac{\omega(s)}{q(s)} = -\frac{P_{rep1}}{q_{rep1}^2} \quad \dots\text{式(3-42)}$$

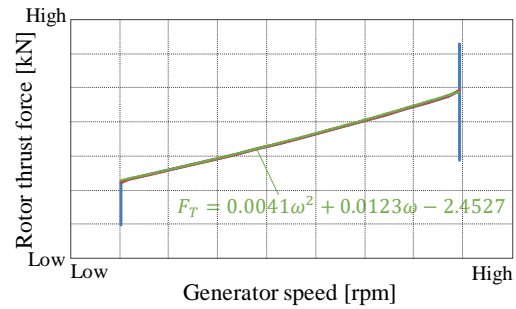
### 3.4.2.2.4 発電機トルクと発電機回転角速度の特性 2

本特性を表現するにあたり、入力である発電機回転角速度の変化がすべて出力である発電機トルクに変換されること、およびロータパワーがすべて発電機パワーに変換されることを仮定する。

ロータパワーが一定であると仮定すると、式(3-38)より、発電機回転角速度は発電機トルクに基づいて下式により決定される。

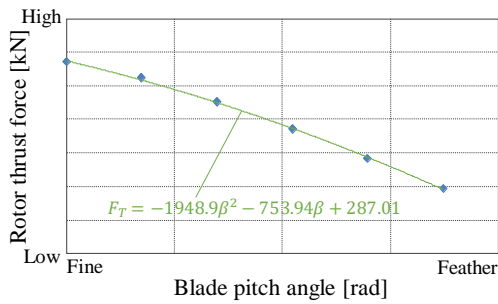


(a) 浮体式洋上風力発電システム

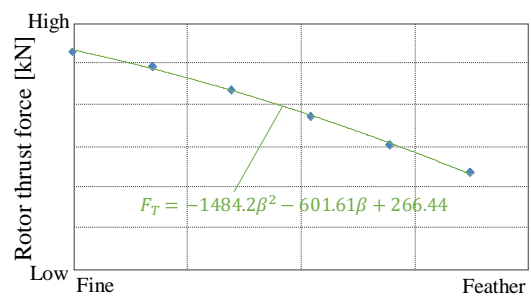


(b) 陸上風力発電システム

図 3-11. 定常シミュレーション結果に基づく、遷移条件での発電機回転角速度とスラスト力の関係



(a) 浮体式洋上風力発電システム



(b) 陸上風力発電システム

図 3-12. 定常シミュレーション結果に基づく、遷移条件でのブレードピッチ角度とスラスト力の関係

$$q = \frac{P}{\omega} \quad \dots \text{式(3-43)}$$

上式を代表点周りに一次関数で近似することで下式を得る.

$$q = A_{rep2}\omega + B_{rep2} \quad \dots \text{式(3-44)}$$

ここで,  $A_{Rep2}$ , および  $B_{Rep2}$  は代表点周りで近似した一次関数の傾きと切片である.

また, 式(3-44)を代表点周りで微分することで下式が得られる.

$$A_{Rep2} = -\frac{P_{rep2}}{\omega_{rep2}^2} \quad \dots \text{式(3-45)}$$

ここで,  $P_{Rep2}$ , および  $\omega_{Rep2}$  は代表点でのロータパワーおよび発電機回転角速度である.

式(3-45)の両辺を微分した後, ラプラス変換して整理し, 式(3-44)を代入することで本特性の伝達関数が得られる.

$$G_{WT6}(s) = \frac{q(s)}{\omega(s)} = -\frac{P_{rep2}}{\omega_{rep2}^2} \quad \dots \text{式(3-46)}$$

### 3.4.2.2.5 発電機トルク制御 (GTC) の特性

本特性は式(3-34)をラプラス変換することで得られる.

$$G_{C3}(s) = K_{Pq} + K_{Iq} \frac{1}{s} \quad \dots\text{式(3-47)}$$

### 3.4.2.2.6 発電機トルクに基づくブレードピッチ角度制御 (BPCT) の特性

本特性は式(3-35)の右辺第3項と第4項をラプラス変換することで得られる.

$$G_{C4}(s) = K_{P2} + K_{I2} \frac{1}{s} \quad \dots\text{式(3-48)}$$

### 3.4.2.3 伝達関数を利用した安定判別

本節では, 上述の伝達関数を利用し, 遷移条件でのナセルピッチ角度の安定性を判別する Nyquist 線図を描くための, 図 3-10 に示す伝達関数の開ループ伝達関数  $G_{OL1}^{Middle}(s)$  を以下に示す.

$$\begin{aligned} G_{OL1}^{Middle}(s) = & \frac{LG_{WT4}^{Middle}}{Ms^2 + Ds + K} \{G_{WT2}^{Middle} - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Pq} \\ & + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{P2} + K_P)\}s \\ & + \frac{LG_{WT4}^{Middle}}{Ms^2 + Ds + K} \{-G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Iq} \\ & + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{I2} + K_I)\} \end{aligned} \quad \dots\text{式(3-49)}$$

$$G_{WT2}^{Middle} = (2a_g^{Middle} \omega_{rep}^{Middle} + b_g^{Middle})L \quad \dots\text{式(3-50)}$$

$$G_{WT3}^{Middle} = (2a_b^{Middle} \rho_{rep}^{Middle} + b_b^{Middle})L \quad \dots\text{式(3-51)}$$

$$G_{WT4}^{Middle} = \frac{3\rho A C_p^{Middle} v_{rep}^{Middle^2}}{2q_{rep}} \quad \dots\text{式(3-52)}$$

$$G_{WT5}^{Middle} = -\frac{P_{rep}^{Middle}}{q_{rep}^{Middle^2}} \quad \dots\text{式(3-53)}$$

$$G_{WT6}^{Middle} = -\frac{P_{rep}^{Middle}}{\omega_{rep}^{Middle^2}} \quad \dots\text{式(3-54)}$$

また, Bode 線図を描くための, 系全体の伝達関数  $G_{ALL1}^{Middle}(s)$  を以下に示す.

$$G_{ALL1}^{Middle}(s) = \frac{N_{ALL1}^{Middle}(s)}{D_{ALL1}^{Middle}(s)} \quad \dots\text{式(3-55)}$$

$$\begin{aligned} N_{ALL1}^{Middle}(s) = & L\{G_{WT2}^{Middle} - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Pq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{P2} + K_P)\}s \\ & + L\{-G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Iq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{I2} + K_I)\} \end{aligned} \quad \dots\text{式(3-56)}$$

$$\begin{aligned}
D_{ALL1}^{Middle}(s) = Ms^3 & \\
& + \{D + G_{WT2}^{Middle} - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Pq} \\
& + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{P2} + K_P)\} s^2 & \dots \text{式(3-57)} \\
& + \{K - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Iq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{I2} + K_I)\} s
\end{aligned}$$

表 3-7 に、伝達関数に利用した定数を示す。表 3-7 に示す定数を利用し、Nyquist 線図と Bode 線図を描いた結果を図 3-13 に示す。前述のように、Nyquist 線図では「系の伝達関数の開ループ伝達関数の極が左半面にあり、開ループ伝達関数の軌跡の外側に  $(-1, j0)$  が存在する場合は系が安定」と一致する。なお、陸上風力発電システムおよび浮体式ともに開ループ伝達関数の極は左半面にあることを確認した。

上記を踏まえて図 3-13(a) に注目すると、陸上風力発電システムおよび浮体式洋上風力発電システムともに安定である判別できる。また、図 3-13(b) の Bode 線図におけるゲインに注目すると、ピークを持つ周波数成分がみられないため、周期的な振動が持続するようなことはないと推測できる。ただし、陸上風力発電システムと比較して浮体式洋上風力発電システムでは、ナセルピッチ角度の固有周波数である 0.035Hz 付近のゲインが増大していることから、ナセルピッチ角度の固有周波数近傍では振動しやすい傾向があることも推測できる。

#### 3.4.2.4 浮体動揺制御による安定化

本節では、図 3-10 に示す伝達特性に対し、FVC を追加したことで、系の安定性がどのように変化するかについて述べる。

##### 3.4.2.4.1 伝達関数

図 3-14 に、FVC を追加した場合の系の伝達特性のブロック線図を示す。図 3-10 に対して、FVC の伝達特性を示す  $G_{c2}(s)$  が追加されている。FVC は式(3-27)および式(3-28)に示すものと同様である。図 3-14 に示すように、FVC はナセルピッチ角度に基づいてブレードピッチ角度を調整することから、系の中でブレードピッチ角度を調整する制御として VSC, BPCT, および FVC の 3 つが存在することとなる。ブレードピッチ角度は発電機回転角速度（ロータ回転角速度）を制御するが、発電機トルクも発電機回転速度に影響を及ぼすことから、GTC を含む 4 つの制御がロータの特性およびナセルピッチ角度の特性に影響を及ぼす複雑な系が構成される。

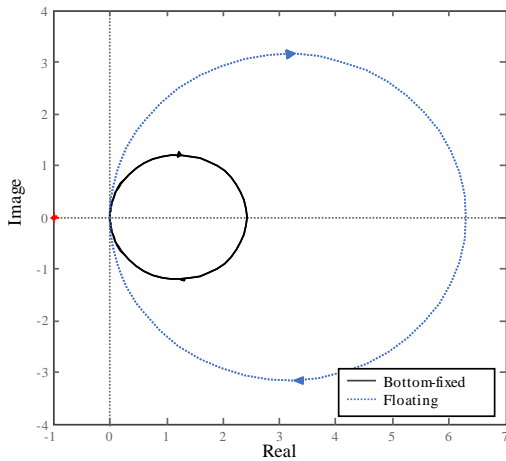
##### 3.4.2.4.2 浮体動揺制御の追加による安定性の変化

図 3-14 に示す FVC を追加した伝達特性の安定性を判別するため、上述と同様に開ループ伝達関数  $G_{OL2}^{Middle}(s)$  と系全体の伝達関数  $G_{ALL2}^{Middle}(s)$  を計算した。開ループ伝達関数と系全体の伝達関数は以下の通りである。

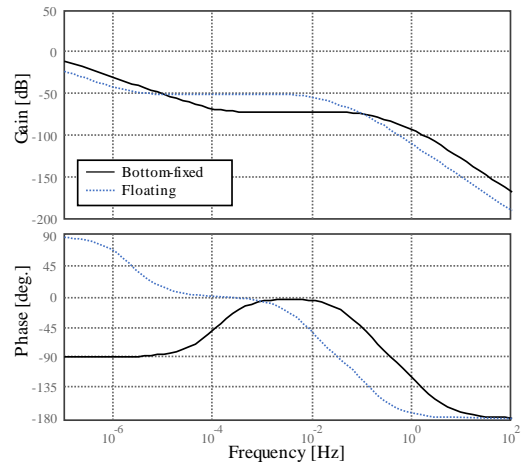
$$G_{OL2}^{Middle}(s) = \frac{N_{OL2}^{Middle}(s)}{D_{OL2}^{Middle}(s)} \quad \dots \text{式(3-58)}$$

表 3-7. 遷移条件における発電機回転角速度とナセルピッチ角度の伝達関数に関連するパラメータ

風力発電システムのタイプ	浮体式洋上風力 発電システム	陸上風力発電 システム
代表風速 $v_{rep}^{Middle}$ [m/s]	11	
$G_{WT2}(s)$ の係数 $a_g^{Middle}$ [kNs <sup>2</sup> /rad <sup>2</sup> ]	0.0045	0.0041
$G_{WT2}(s)$ の係数 $b_g^{Middle}$ [kNs/rad]	0.1652	0.0123
$G_{WT3}(s)$ の係数 $a_b^{Middle}$ [kN/rad <sup>2</sup> ]	-1948.9	-1484.2
$G_{WT3}(s)$ の係数 $b_b^{Middle}$ [kN/rad]	-753.94	-606.61
代表風速で平均的に利用されるブレードピッチ角度 $\beta_{rep}^{Middle}$ [rad]	$\beta_{rep}^{Mid-onshore}$	
代表点でのパワー係数 $C_{p_{rep}}^{Middle}$ [-]	$C_{p_{rep}}^{Mid-onshore}$	
代表点での発電電力 $P_{rep}^{Middle}$ [MW]	$1.096P_{rep}^{Mid-onshore}$	$P_{rep}^{Mid-onshore}$
代表点での発電機回転速度 $\omega_{rep}^{Middle}$ [rad/s]	$\omega_{rat}^{onshore}$	
代表点での発電機トルク $q_{rep}^{Middle}$ [kNm]	$1.097q_{rep}^{Mid-onshore}$	$q_{rep}^{Mid-onshore}$
GTC の比例ゲイン $K_{Pq}$ [s]	$K_{Pq}^{onshore}$	
GTC の積分ゲイン $K_{Iq}$ [-]	$K_{Iq}^{onshore}$	
BPCT の比例ゲイン $K_{P2}$ [s]	$K_{P2}^{onshore}$	
BPCT の積分ゲイン $K_{I2}$ [-]	$K_{I2}^{onshore}$	



(a) Nyquist 線図



(b) Bode 線図

図 3-13. 遷移条件での発電機回転角速度とナセルピッチ角度の伝達関数の Nyquist 線図と Bode 線図：陸上風力発電システムと浮体式洋上風力発電システムの比較

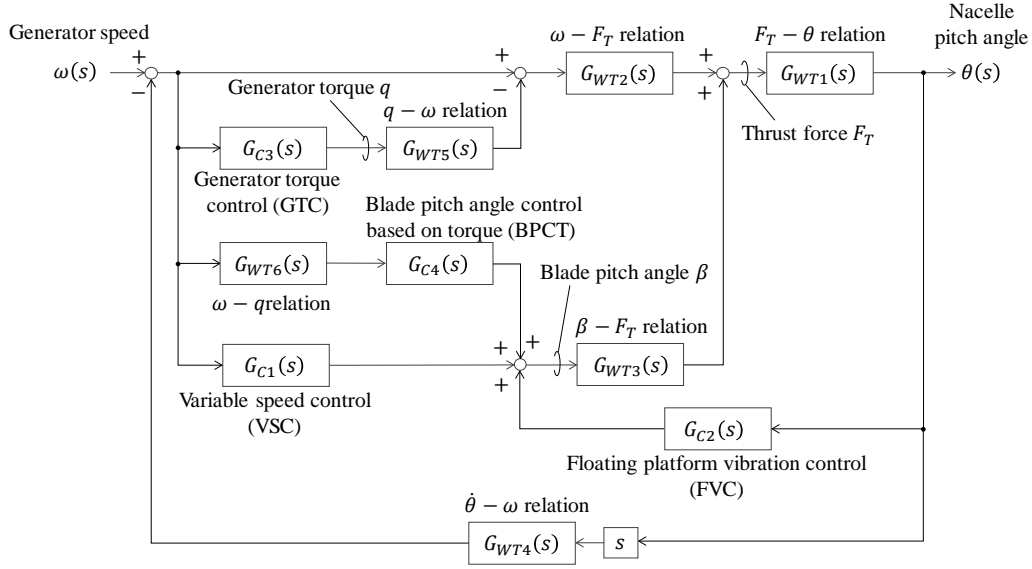


図 3-14. 遷移条件での発電機回転角速度とナセルピッチ角度の間の特性を表すブロック線

図：浮体動揺制御適用時

$$\begin{aligned}
 N_{OL2}^{Middle}(s) = & s^3 L G_{WT4}^{Middle} \{ G_{WT2}^{Middle} - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Pq} \\
 & + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{P2} + K_P) \} \\
 & + s^2 L G_{WT4}^{Middle} [ -G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Iq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{I2} + K_I) \\
 & + 2\zeta_c \omega_c \{ G_{WT2}^{Middle} - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Pq} \\
 & + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{P2} + K_P) \} ] \quad \dots \text{式(3-59)} \\
 & + s L G_{WT4}^{Middle} [ 2\zeta_c \omega_c \{ -G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Iq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{I2} + K_I) \} \\
 & + \omega_c^2 \{ G_{WT2}^{Middle} - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Pq} \\
 & + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{P2} + K_P) \} ] \\
 & + L G_{WT4}^{Middle} \omega_c^2 \{ -G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Iq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{I2} + K_I) \}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 D_{OL2}^{Middle}(s) = & M s^4 + (D + 2M\zeta_c \omega_c) s^3 \\
 & + \{ K + 2D\zeta_c \omega_c + M\omega_c^2 - 2\zeta_c \omega_c L G_{WT3}^{Middle} B_D \} s^2 \quad \dots \text{式(3-60)} \\
 & + \{ 2K\zeta_c \omega_c - 2\zeta_c \omega_c L G_{WT3}^{Middle} B_P + D\omega_c^2 \} s + K\omega_c^2
 \end{aligned}$$

$$G_{ALL2}^{Middle}(s) = \frac{N_{ALL2}^{Middle}(s)}{D_{ALL2}^{Middle}(s)} \quad \dots \text{式(3-61)}$$

$$\begin{aligned}
N_{ALL2}^{Middle}(s) = & s^3 L \{ G_{WT2}^{Middle} - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Pq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{P2} + K_P) \} \\
& + s^2 L \{ -G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Iq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{I2} + K_I) \\
& \quad + 2\zeta_c \omega_c \{ G_{WT2}^{Middle} - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Pq} \\
& \quad + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{P2} + K_P) \} \} \\
& + s L \{ 2\zeta_c \omega_c \{ -G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Iq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{I2} + K_I) \} \\
& \quad + \omega_c^2 \{ G_{WT2}^{Middle} - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Pq} \\
& \quad + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{P2} + K_P) \} \} \\
& + L \omega_c^2 \{ -G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Iq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{I2} + K_I) \}
\end{aligned} \tag{3-62}$$

$$\begin{aligned}
D_{ALL2}^{Middle}(s) = & M s^5 \\
& + s^4 [ D + 2M\zeta_c \omega_c \\
& \quad + L G_{WT4}^{Middle} \{ G_{WT2}^{Middle} - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Pq} \\
& \quad + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{P2} + K_P) \} ] \\
& + s^3 \{ K + 2D\zeta_c \omega_c + M\omega_c^2 - 2\zeta_c \omega_c L G_{WT3}^{Middle} B_D \\
& \quad + L G_{WT4}^{Middle} [ -G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Iq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{I2} + K_I) \\
& \quad + 2\zeta_c \omega_c \{ G_{WT2}^{Middle} - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Pq} \\
& \quad + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{P2} + K_P) \} ] \} \\
& + s^2 [ 2K\zeta_c \omega_c - 2\zeta_c \omega_c L G_{WT3}^{Middle} B_P + D\omega_c^2 \\
& \quad + 2\zeta_c \omega_c \{ -G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Iq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{I2} + K_I) \} \\
& \quad + \omega_c^2 \{ G_{WT2}^{Middle} - G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Pq} \\
& \quad + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{P2} + K_P) \} ] \\
& + s [ L\omega_c^2 \{ -G_{WT2}^{Middle} G_{WT5}^{Middle} K_{Iq} + G_{WT3}^{Middle} (G_{WT6}^{Middle} K_{I2} + K_I) \} + K\omega_c^2 ]
\end{aligned} \tag{3-63}$$

これらの伝達関数を利用し、定常条件と同様にFVCを追加した系についての安定性を評価した。図3-15に、FVCを追加した系のNyquist線図とBode線図を示す。なお、FVCのパラメータは表3-6の値を用いた。図3-15(a)のNyquist線図に注目すると、FVCを追加した伝達関数の軌跡も $(-1, j0)$ を内側に含まないため、系は安定であり、FVCの追加で不安定化しないことが確認できる。また、軌跡が囲む面積は陸上風力発電システムよりも小さくなっている。図3-15(b)のBode線図のゲインに注目すると、FVC追加前と比較してナセルピッチ角度の固有周波数近傍のピークが低減し、陸上風力発電システムと同程度となっている。これらの結果は、FVC追加によってナセルピッチ角度の振動を低減できることを示す。このことから、FVCの追加によって風速や波の状況によって発生するナセルピッチ角度振動の収束性を向上できると推測する。

### 3.4.3 可変速条件での浮体前後動揺現象の解析

本節では、可変速条件 (Variable speed condition) における浮体動揺現象について検討する。

#### 3.4.3.1 伝達関数

上述の定格条件および遷移条件での浮体動揺現象を表す伝達関数と同様に、可変速条件でも3.3.1に示す(a)から(f)の仮定を踏襲した。ただし、(b)の代表風速のみ可変速条件に合わせて8m/s

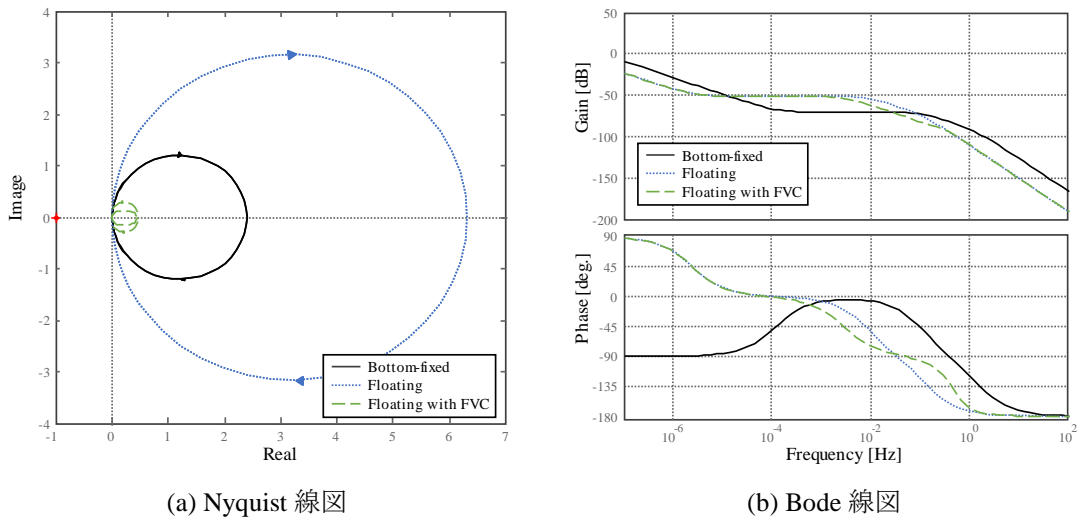


図 3-15. 遷移条件での発電機回転角速度とナセルピッチ角度の伝達関数の Nyquist 線図と Bode 線図：陸上風力発電システム，浮体式洋上風力発電システム，および浮体動揺制御を適用した浮体式洋上風力発電システムの比較

に変更する。

図 3-16 に，可変速条件での浮体動揺現象を記述する伝達関数を示す。また，図 3-16 に示す伝達関数は，浮体式洋上風力発電システムの下記特性を利用して構成される。

- (1) スラスト力 $F_T$ とナセルピッチ角度 $\theta$ の関係： $G_{WT1}(s)$ ・・・第 3.3.2.1 節にて記述
- (2) 発電機回転角速度 $\omega$ とスラスト力 $F_T$ の関係： $G_{WT2}(s)$
- (3) ナセルピッチ角速度 $\dot{\theta}$ と発電機回転角速度 $\omega$ の関係： $G_{WT4}(s)$ ・・・第 3.3.2.4 節にて記述
- (4) 発電機トルク $q$ と発電機回転角速度 $\omega$ の特性 1： $G_{WT5}(s)$ ・・・第 3.4.2.2.3 節にて記述
- (5) 発電機トルク制御 (GTC) の特性 2： $G_{C5}(s)$

発電機回転角速度の変化に対し， $G_{C3}(s)$ で記述する GTC によって発生した変化を $G_{WT5}(s)$ で演算し，差し引いた後に $G_{WT2}(s)$ にて発電機回転角速度に基づくスラスト力を演算する。式(3-37)に示した通り，本条件ではブレードピッチ角度は最適角度（ファイン角度）に保持することから，これまでのようなブレードピッチ角度によってスラスト力が変化する特性は不要である。決定されたスラスト力に基づき， $G_{WT1}(s)$ にてナセルピッチ角度を演算する。その後，演算されたナセルピッチ角度を微分し， $G_{WT4}(s)$ を利用してナセルピッチ角速度から発電機回転角速度に及ぼす影響をフィードバックする。ただし，これらの特性は，ブレードピッチ角度と風速の関係を示す定常特性において，上記(b)で想定した風速で得られるブレードピッチ角度を利用して決定する。

### 3.4.3.2 伝達関数の各特性

本節では，図 3-16 に示す伝達関数を構成する各特性について述べる。

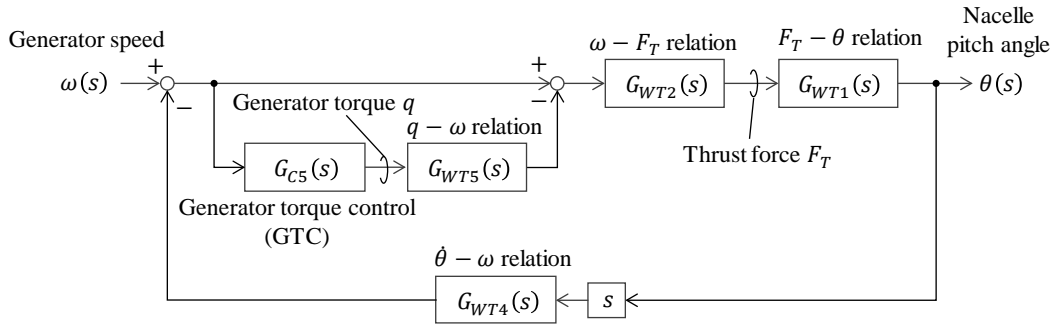


図 3-16. 可変速条件での発電機回転速度とナセルピッチ角度の間の特性を表すブロック線

図：浮体動揺制御未適用時

### 3.4.3.2.1 発電機回転角速度とスラスト力の関係

本関係は、第 3.3.2.2 節で述べた式(3-9)および式(3-10)を利用することは定常条件と同様であるが、利用する係数を遷移条件に合わせて変更する。図 3-17 に示す、発電機回転角速度とスラスト力の関係をプロットした結果を利用する。

### 3.4.3.2.2 発電機トルク制御 (GTC) の特性 2

可変速条件での発電機トルク制御は式(3-36)に従う。伝達関数表現とするため、代表点周りに一次関数で近似する。

$$q = A_{rep3}\omega + B_{rep3} \quad \dots\text{式}(3-64)$$

ここで、 $A_{Rep3}$ 、および $B_{Rep3}$ は代表点周りで近似した一次関数の傾きと切片である。

また、式(3-36)および式(3-64)を代表点周りで微分することで下式が得られる。

$$A_{Rep3} = 2K_{opt}\omega_{rep3} \quad \dots\text{式}(3-65)$$

ここで、 $\omega_{Rep3}$ は代表点での発電機回転角速度である。

式(3-64)をラプラス変換し、式(3-65)を代入することで本特性の伝達関数が得られる。

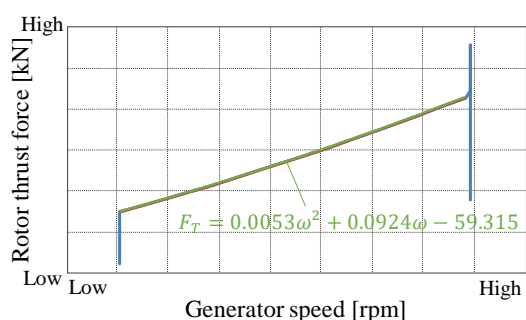
$$G_{C5}(s) = \frac{q(s)}{\omega(s)} = 2K_{opt}\omega_{rep3} \quad \dots\text{式}(3-66)$$

### 3.4.3.3 伝達関数を利用した安定判別

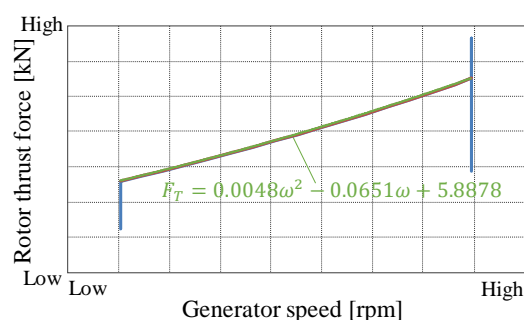
本節では、上述の伝達関数を利用し、可変速条件でのナセルピッチ角度の安定性を判別する。Nyquist 線図を描くための、図 3-16 に示す伝達関数の開ループ伝達関数 $G_{OL1}^{Variable}(s)$ を以下に示す。

$$G_{OL1}^{Variable}(s) = \frac{G_{WT2}^{Variable}(1 - 2K_{opt}\omega_{rep3}^{Variable}G_{WT5}^{Variable})LG_{WT4}^{Variable}s}{Ms^2 + Ds + K} \quad \dots\text{式}(3-67)$$

$$G_{WT2}^{Variable} = (2a_g^{Variable}\omega_{rep3}^{Variable} + b_g^{Variable})L \quad \dots\text{式}(3-68)$$



(a) 浮体式洋上風力発電システム



(b) 陸上風力発電システム

図 3-17. 定常シミュレーション結果に基づく、可変速条件での発電機回転角速度とスラスト力の関係

$$G_{WT4}^{Variable} = \frac{3\rho AC_p^{Variable} v_{rep}^{Variable^2}}{2q_{rep}} \quad \dots\text{式(3-69)}$$

$$G_{WT5}^{Variable} = -\frac{p_{rep}^{Variable}}{q_{rep}^{Variable^2}} \quad \dots\text{式(3-70)}$$

また、Bode 線図を描くための、系全体の伝達関数  $G_{ALL1}^{Middle}(s)$  を以下に示す。

$$G_{ALL1}^{Middle}(s) = \frac{G_{WT2}^{Variable} (1 - 2K_{opt}\omega_{rep}^{Variable} G_{WT5}^{Variable}) Ls}{Ms^2 + \{D + G_{WT2}^{Variable} (1 - 2K_{opt}\omega_{rep}^{Variable} G_{WT5}^{Variable}) LG_{WT4}^{Variable}\}s + K} \quad \dots\text{式(3-71)}$$

表 3-8 に、可変速条件での伝達関数に代入する値を示す。

表 3-3 および表 3-8 に示す定数を利用し、Nyquist 線図と Bode 線図を描いた結果を図 3-18 に示す。可変速条件においても、陸上風力発電システムおよび浮体式洋上風力発電システムともに開ループ伝達関数の極は左半面にあることを確認した。Nyquist 線図の軌跡は時計回りであることから、Nyquist 線図の軌跡の外側に  $(-1, j0)$  が存在することが安定である。図 3-18(a) の Nyquist 線図に注目すると、陸上風力発電システムおよび浮体式洋上風力発電システムの双方で可変速条件においても安定であることが確認できる。ただし、図 3-18(b) の Bode 線図のゲインに注目すると、ナセルピッチ角度の固有周波数 0.035Hz の帯域において、浮体式洋上風力発電システムのゲインが高いことから、本周波数帯域で振動しやすいことが判る。なお、これらの特性は第 3.4.2 節にて述べた遷移条件の特性と類似している。

### 3.4.3.4 浮体動揺制御による安定化

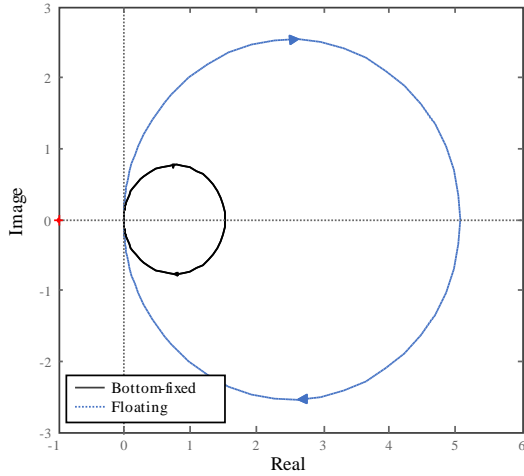
以下では、図 3-16 に示す伝達関数に対し、FVC の追加が系の安定性に及ぼす影響について述べる。

#### 3.4.3.4.1 伝達関数

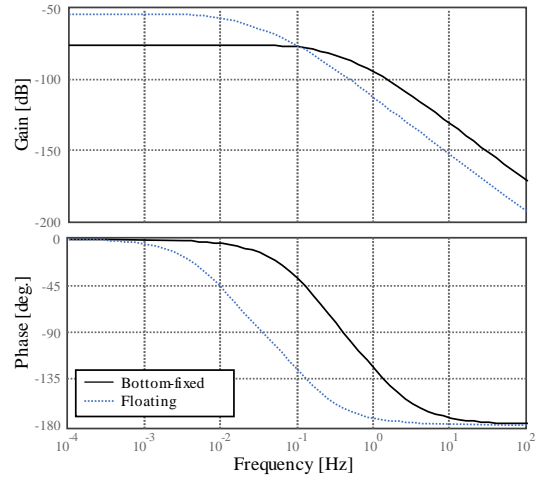
図 3-19 に、FVC を追加した場合の系の伝達特性のブロック線図を示す。図 3-16 に対して、FVC

表 3-8. 可変速条件での伝達関数のパラメータ

風力発電システムのタイプ	浮体式洋上風力発電システム	陸上風力発電システム
代表風速 $v_{rep}^{Variable}$ [m/s]	8	
$G_{WT2}(s)$ の係数 $a_g^{Middle}$ [kNs <sup>2</sup> /rad <sup>2</sup> ]	0.0053	0.0048
$G_{WT2}(s)$ の係数 $b_g^{Variable}$ [kNs/rad]	0.0924	-0.0651
$G_{WT3}(s)$ の係数 $a_b^{Variable}$ [kN/rad <sup>2</sup> ]	-238.42	-219.97
$G_{WT3}(s)$ の係数 $b_b^{Variable}$ [kN/rad]	-701.74	-522.71
代表風速で平均的に利用されるブレードピッチ角度 $\beta_{rep}^{Variable}$ [rad]	$\beta_{rep}^{Vari-onshore}$	
代表点でのパワー係数 $C_{p_{rep}}^{Variable}$ [-]	$C_{p_{rep}}^{Vari-onshore}$	
代表点での発電電力 $P_{rep}^{Variable}$ [MW]	$1.099P_{rep}^{Vari-onshore}$	$P_{rep}^{Vari-onshore}$
代表点での発電機回転速度 $\omega_{rep}^{Variable}$ [rad/s]	$1.031\omega_{rep}^{Vari-onshore}$	$\omega_{rep}^{Vari-onshore}$
代表点での発電機トルク $q_{rep}^{Variable}$ [kNm]	$1.064q_{rep}^{Vari-onshore}$	$q_{rep}^{Vari-onshore}$
可変速条件における発電機トルクの最適モードゲイン $K_{opt}$ [Nms <sup>2</sup> /rad <sup>2</sup> ]	$K_{opt}^{Vari-onshore}$	



(a) Nyquist 線図



(b) Bode 線図

図 3-18. 可変速条件での発電機回転角速度とナセルピッチ角度の伝達関数の Nyquist 線図と Bode 線図：陸上風力発電システムと浮体式洋上風力発電システムの比較

の伝達特性を示す  $G_{C2}(s)$  が追加されている。なお、 $G_{C2}(s)$  の特性は式(3-27)および式(3-28)に示すものを用いる。

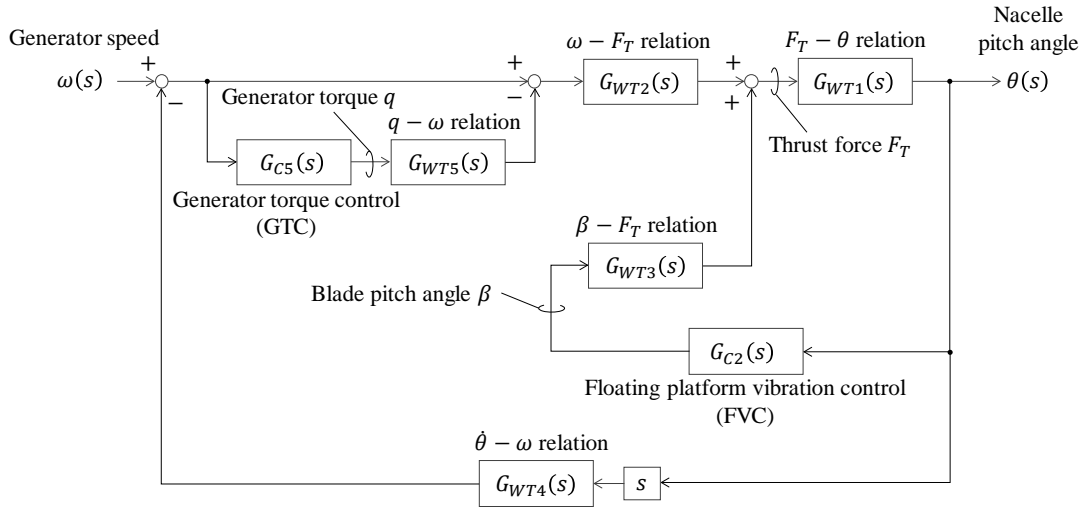


図 3-19. 可変速条件での発電機回転角速度とナセルピッチ角度の間の特性を表すブロック線

図：浮体動揺制御適用時

### 3.4.3.5 浮体動揺制御の追加による安定性の変化

図 3-19 に示す FVC を追加した伝達特性の安定性を判別するため、上述と同様に開ループ伝達関数  $G_{OL2}^{Variable}(s)$  と系全体の伝達関数  $G_{ALL2}^{Variable}(s)$  を計算した。開ループ伝達関数と系全体の伝達関数は以下の通りである。

$$G_{OL2}^{Variable}(s) = \frac{G_{WT2}^{Variable}(1 - 2K_{opt}\omega_{rep}^{Variable}G_{WT5}^{Variable})LG_{WT4}^{Variable}(s^3 + 2\zeta_c\omega_c s^2 + \omega_c^2)}{D_{OL2}^{Variable}(s)} \quad \dots \text{式(3-72)}$$

$$D_{OL2}^{Middle}(s) = Ms^4 + (D + 2M\zeta_c\omega_c)s^3 + \{K + 2D\zeta_c\omega_c + M\omega_c^2 - 2\zeta_c\omega_c LG_{WT3}^{Variable}B_D\}s^2 + \{2K\zeta_c\omega_c - 2\zeta_c\omega_c LG_{WT3}^{Variable}B_P + D\omega_c^2\}s + K\omega_c^2 \quad \dots \text{式(3-73)}$$

$$G_{ALL2}^{Middle}(s) = \frac{G_{WT2}^{Variable}(1 - 2K_{opt}\omega_{rep}^{Variable}G_{WT5}^{Variable})L(s^3 + 2\zeta_c\omega_c s^2 + \omega_c^2)}{D_{ALL2}^{Middle}(s)} \quad \dots \text{式(3-74)}$$

$$D_{ALL2}^{Middle}(s) = Ms^4 + s^3[D + 2M\zeta_c\omega_c + G_{WT2}^{Variable}(1 - 2K_{opt}\omega_{rep}^{Variable}G_{WT5}^{Variable})LG_{WT4}^{Variable}] + s^2[K + 2D\zeta_c\omega_c + M\omega_c^2 - 2\zeta_c\omega_c LG_{WT3}^{Variable}B_D + 2\zeta_c\omega_c G_{WT2}^{Variable}(1 - 2K_{opt}\omega_{rep}^{Variable}G_{WT5}^{Variable})LG_{WT4}^{Variable}] + s[2K\zeta_c\omega_c - 2\zeta_c\omega_c LG_{WT3}^{Variable}B_P + D\omega_c^2 + \omega_c^2 G_{WT2}^{Variable}(1 - 2K_{opt}\omega_{rep}^{Variable}G_{WT5}^{Variable})LG_{WT4}^{Variable}] + K\omega_c^2 \quad \dots \text{式(3-75)}$$

$$G_{WT3}^{Middle} = (2a_b^{Variable} \beta_{rep}^{Variable} + b_b^{Variable})L \quad \dots \text{式(3-76)}$$

これらの伝達関数を利用し、前章と同様に FVC を追加した系についての安定性を評価した。FVC のパラメータは表 3-6 に示したものを利用した。図 3-20 に、FVC を追加した系の Nyquist 線図と Bode 線図を示す。図 3-20(a) の Nyquist 線図に注目すると、FVC を追加した伝達関数の軌跡も  $(-1, j0)$  を内側に含まないため、系は安定であり、FVC の追加で不安定化しないことが確認できる。また、軌跡が囲む面積は陸上風力発電システムよりも小さくなっている。図 3-20(b) の Bode 線図のゲインに注目すると、FVC 追加前と比較してナセルピッチ角度の固有周波数近傍のピークが低減した。これらの結果は、FVC 追加によってナセルピッチ角度の振動を低減できることを示す。このことから、可変速条件においても、FVC の追加によって風速や波の状況によって発生するナセルピッチ角度振動の収束性を向上できると推測する。

### 3.5 浮体構造物および浮体動揺制御の設計指針

本節では、上述の伝達関数を用いた安定性判別の結果に基づき、浮体構造物、浮体動揺制御の設計指針について述べる。なお、Nyquist の安定判別法による安定性の評価の結果、浮体前後動揺現象が発生するのは定常条件のみと確認したため、以下では定常条件を想定して述べる。

#### 3.5.1 浮体構造物の設計指針

第 3.3.3 節での Routh の安定判別法を用いた検討により、式(3-26)を利用することで、浮体前後動揺が発生する要因は、第 1 には、VSC がロータ回転角速度を一定値に保持すること、第 2 には、浮体前後動揺のモーダル粘性係数が低いこと、および、第 3 には、ナセル代表点とナセルピッチ角度の回転中心（メタセンター）の距離が長いこと、を確認した。上述の理由の中でも、第 1 については、発電性能が低下するため、浮体式洋上風力発電システムのコントローラから除外することは出来ない。このことから、第 2、および第 3 の要因を対策し、浮体前後動揺を抑制するための浮体構造物の設計指針を提案する。

##### 3.5.1.1 浮体前後動揺のモーダル粘性係数

まず、第 2 の要因である「浮体前後動揺のモーダル粘性係数が低いこと」に注目する。浮体前後動揺のモーダル粘性係数を高くするためには、浮体構造物がナセルピッチ角度の変化をする際の海水による抵抗を増やすことと一致する。このような抵抗を増やす方策として、図 3-21 に示すような、浮体構造物にプレートをつけることが考えられる。スパーク型であれば、浮体構造物の外壁に放射上にプレートを配置する方法がある（図 3-21(a)）。バージ型やセミサブ型であれば、浮体構造物の横方向の長さよりも長いプレートを浮体構造物の海底面側に設置する方法がある（図 3-21(b)。なお、図 3-21(b)はバージ型の例）。

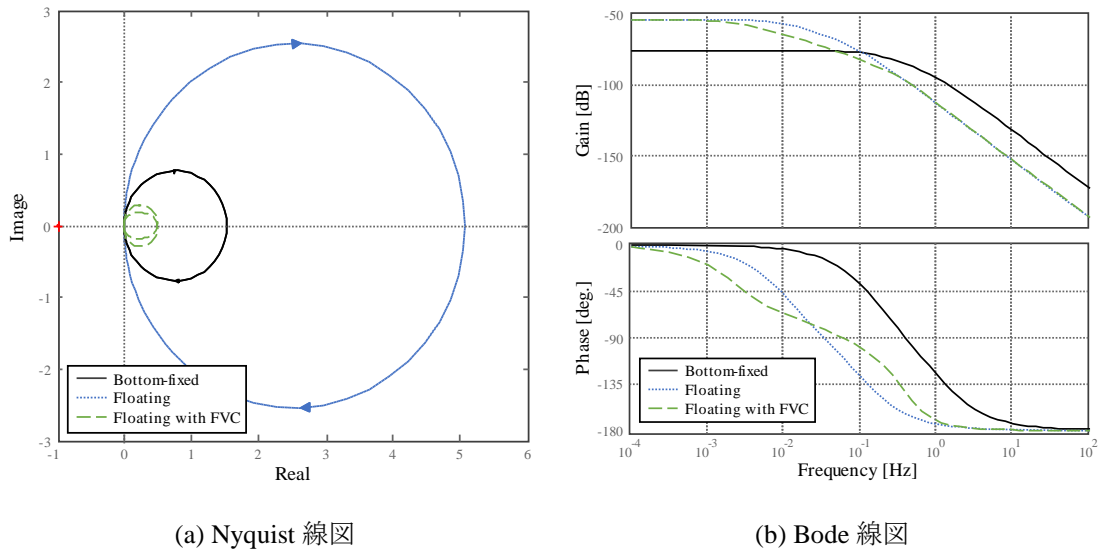


図 3-20. 可変速条件での発電機回転角速度とナセルピッチ角度の伝達関数の Nyquist 線図と Bode 線図：陸上風力発電システム，浮体式洋上風力発電システム，および浮体動揺制御を適用した浮体式洋上風力発電システムの比較

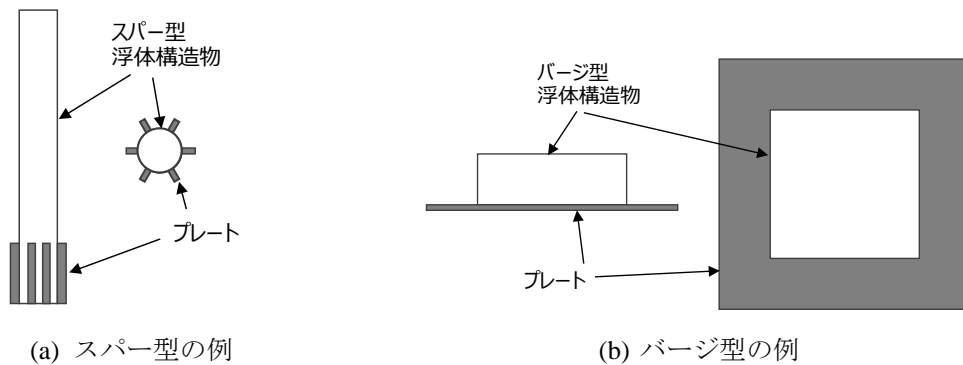


図 3-21. 浮体構造物のモーダル粘性係数を増加させる方策

### 3.5.1.2 ナセル代表点とナセルピッチ角度の回転中心との距離

次に，第 3 の要因である「ナセル代表点とナセルピッチ角度の回転中心（メタセンター）との距離が長いこと」に注目する．対策としてはシンプルであり，ナセル代表点とナセルピッチ角度の回転中心との距離を短くすること，である．1 つ目としては，ナセル代表点を低くする，すなわちハブ高さを決定するタワー高さを下げることが挙げられる．これは設計上可能であるが，以下の理由で制限がある．

- (a) ブレード先端が海水面に接触するまで高さを下げられない．また，浮体式洋上風力発電システムのメンテナンス用の扉は，荒天時の海水の浸入を避けるためある程度海水面より高くする必要があると共に，作業員とブレード先端の接触を避けるため，上記扉より

もブレード先端の最下端高さがある程度の距離をもつ必要がある。

- (b) タワー高さを下げ、ロータ中心（ハブ）の高さが下がることで、上空の高い風力エネルギーをロータに流入させることが出来ない。すなわち、発電特性が劣化する。

これらの制限より、タワー高さを下げることが現実的ではない。

また、2つ目としては、ナセルピッチ角度の回転中心（メタセンター）を可能な限り、ナセル代表点に近づけることである。図 3-22 に、メタセンター（傾心）の概要を示す。図 3-22 は浮体構造物を、海水面に垂直かつ、浮体構造物の前後方向を含む面で切断した断面を示す。ただし、浮体構造部が前後方向に傾斜する状態を想定している。図 3-22(a)は浮体構造物が傾斜していない場合を示しており、点 A-B-C-D で囲まれる浮体構造物が線分 H-H' に示す海面に浮いており、海水面下の断面を点 J-B-C-L で示す。また、浮体構造物の線分 A-D と線分 B-C に垂直が線分を線分 E-F とする。さらに、点 M は重心を、点 S は点 J-B-C-L で示す断面の断面中心を示す。図 3-22(b)は浮体構造物が傾斜した場合を示しており、海水面下の浮体構造物の断面が点 J'-B-C-L' に変化し、その断面中心が S' に変化した場合である。海水面（線分 H-H'）に垂直かつ S' を含む線分 V-V' に対し、線分 E-F が交錯する点 MC がメタセンター（傾心）を示す。メタセンターの海水面からの高さを決定する要素は、断面中心 S から断面中心 S' への海水面方向への変化であり、浮体構造物の線分 AD および線分 BC が線分 AB および線分 CD よりも長い横長の浮体構造物は、断面中心 S から断面中心 S' への海水面方向の変化が大きいため、メタセンターの位置を海底面からより高い位置に配置することができる。これに対して、浮体構造物の線分 AD および線分 BC が線分 AB および線分 CD よりも短い縦長の浮体構造物は、断面中心 S から断面中心 S' への海水面方向の変化が小さいため、メタセンターの位置が海水面下に配置される。すなわち、スパー型よりも、セミサブ型、およびバージ型のメタセンター位置が高く、ナセル代表点とメタセンター（ナセルピッチ角度の回転中心）の距離を短くできる。

### 3.5.1.3 まとめ

上述をまとめると、定格条件での浮体前後動揺を抑制するためには、基本構造として、ナセル代表点とナセルピッチ角度（メタセンター）との距離が短いバージ型またはセミサブ型とし、その海底面側にナセルピッチ角度の変化の抵抗となるプレートを設置すること、が有効であることを示す。しかしながら、浮体構造物の形状はこれだけでは決定できない。要因の1つとして、製造工程がある。バージ型およびセミサブ型は水平面方向に広い構造を持つため、構造物の強度を保つための補強部材を要し、構造が複雑になる。これに対し、スパー型は円筒形状のシンプルな構造のため、製造コストの上昇を抑制できる。また、2つ目の要因として、荒天時の衝撃荷重がある。横長形状の浮体構造物は、暴風時の波高が高い場合に、浮体構造物の一部が海面上に露出することがあり、再び海水面下に戻る際、海水面に叩きつけられることで大きな衝撃荷重が生ずる。上述のような、浮体構造物の海水面側にプレートを設置した場合、このような衝撃荷重に耐えられる強度を担保する構造を備える必要があり、この点もコスト増に繋がる。対してスパー型は波高が高い場合であっても、浮体構造物が海水に叩きつけられるような現象は起こらない

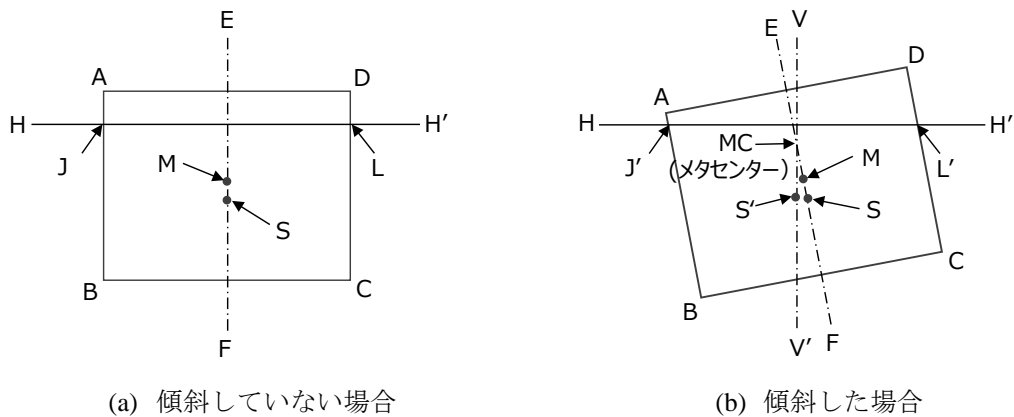


図 3-22. 浮体構造物のメタセンター（傾心）の概要

め、上述の衝撃荷重を考慮する必要はなく、この点に関連するコスト増加がない。このように、総合的な観点から浮体構造物を設計する必要がある。

### 3.5.2 浮体動揺制御の設計指針

本節では、図 3-8 に示す伝達関数を利用し、FVC 追加後の系全体の安定性が FVC のパラメータを調整した場合の変化を確認することで、FVC の設計指針を検討する。表 3-9 に、各ケースにおける FVC のパラメータを示す。網掛け部分が基準である Baseline からの変更箇所である。図 3-23 に基準とする Nyquist 線図と Bode 線図を示す。

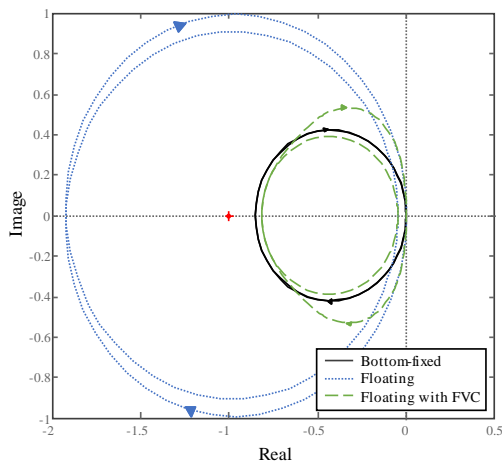
以下、図 3-24 から図 3-35 を用いて基準に対する FVC のパラメータ変更時の変化を確認する。各図において、黒線が陸上風力発電システムを、青色点線が FVC 未適用時の浮体式風力発電システムを、緑色破線が FVC 適用時の浮体式洋上風力発電システムを示す。図 3-23(a) の Nyquist 線図より、FVC の追加によって系は安定化されている。

#### 3.5.2.1 PD 制御のゲイン

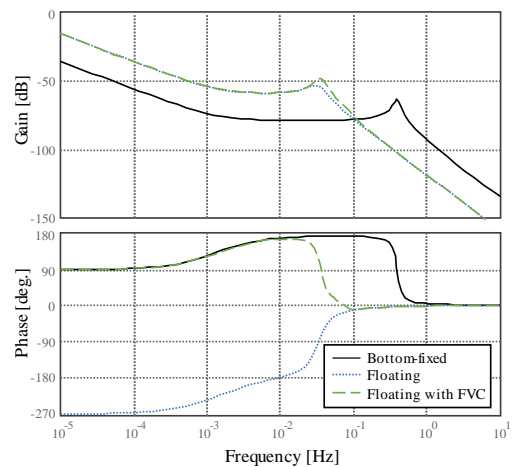
図 3-24 から図 3-26 に、FVC の PD 制御のゲインを変更した場合の Nyquist 線図と Bode 線図を示す。ゲインが小さい場合の図 3-24 は Bode 線図の様子は FVC 未適用時と同様であるが、Nyquist 線図では  $(-1, j0)$  が軌跡の内側に存在するため、不安定であることがわかる。図 3-25 に示すように、ゲインを増加させることで、Nyquist 線図の軌跡の外側に  $(-1, j0)$  が存在するようになって安定化できるが、図 3-26 に示すようにゲインを上げすぎること、軌跡の内側に  $(-1, j0)$  が存在するようになるため、不安定化する。ただし、図 3-24 ではほぼナセルピッチ角度と同等の周波数帯のピークが、図 3-25 および図 3-26 では、ゲインの上昇とともに高周波側へシフトしている。そのため、ナセルピッチ角度の固有周波数よりも高い周波数成分での動揺が励起される可能性があることを示す。浮体前後動揺は、FVC によってブレードピッチ角度の動揺を発生させる可能性があるため、PD 制御のゲインの上げすぎには注意が必要である。

表 3-9. FVC に設定したパラメータ

ケース 番号	PD 制御の比例 ゲイン $B_P$	PD 制御の 微分時間 $t_D$	バンドパスフィルタ の減衰比 $\zeta_c$	バンドパスフィルタ の角周波数 $\omega_c$	図番号
	-	s	-	rad/s	
Baseline	5.0	1.0	0.5	$2.0\omega_P$	図 3-23
B-1	1.0	1.0	0.5	$2.0\omega_P$	図 3-24
B-2	20.0	1.0	0.5	$2.0\omega_P$	図 3-25
B-3	50.0	1.0	0.5	$2.0\omega_P$	図 3-26
T-1	5.0	0.0	0.5	$2.0\omega_P$	図 3-27
T-2	5.0	4.0	0.5	$2.0\omega_P$	図 3-28
T-3	5.0	16.0	0.5	$2.0\omega_P$	図 3-29
Z-1	5.0	1.0	0.1	$2.0\omega_P$	図 3-30
Z-2	5.0	1.0	1.0	$2.0\omega_P$	図 3-31
Z-3	5.0	1.0	5.0	$2.0\omega_P$	図 3-32
O-1	5.0	1.0	0.5	$1.0\omega_P$	図 3-33
O-2	5.0	1.0	0.5	$3.0\omega_P$	図 3-34
O-3	5.0	1.0	0.5	$6.0\omega_P$	図 3-35



(a) Nyquist 線図

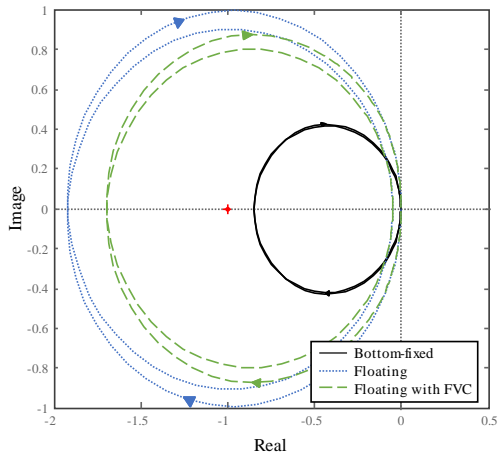


(b) Bode 線図

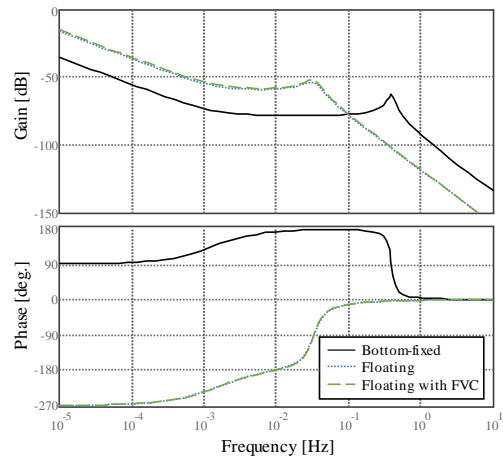
図 3-23. Nyquist 線図と Bode 線図 : Baseline

### 3.5.2.2 PD 制御の微分時間

図 3-27 から図 3-29 に、FVC の PD 制御の微分時間を変更した場合の Nyquist 線図と Bode 線図を示す。まず、3 つの図の Nyquist 線図に注目すると、全てのケースにおいて、 $(-1, j0)$  が軌跡の外側に存在するため安定であると共に、微分時間を長期化することで  $(-1, j0)$  からの距離が離れ

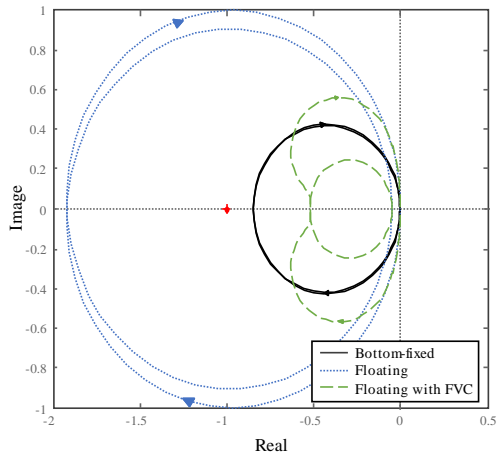


(a) Nyquist 線図

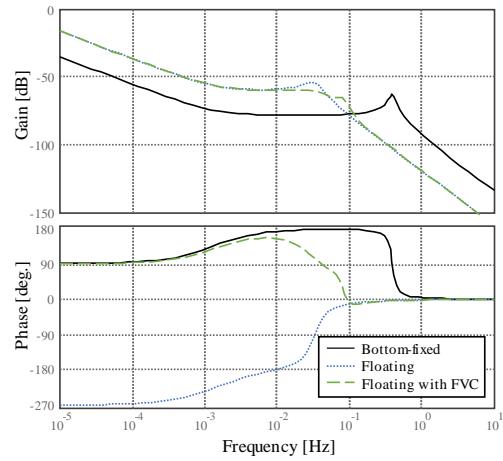


(b) Bode 線図

図 3-24. Nyquist 線図と Bode 線図 : B-1

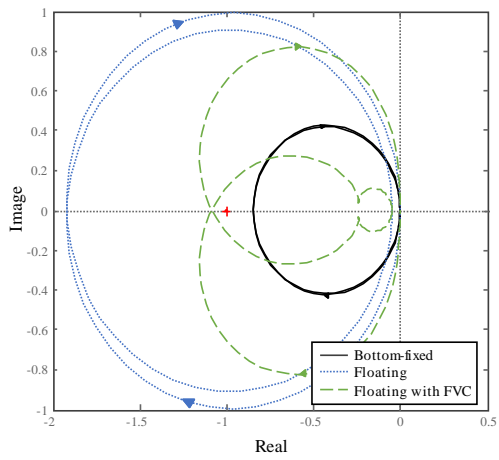


(a) Nyquist 線図

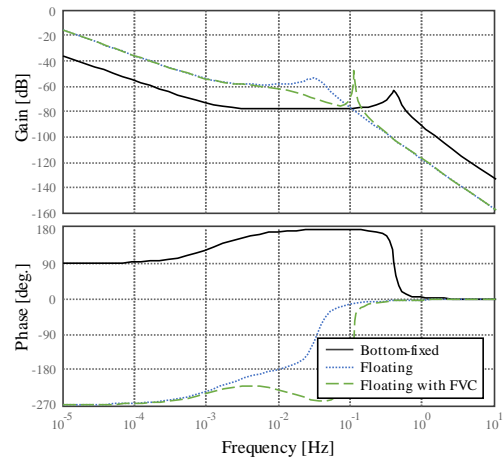


(b) Bode 線図

図 3-25. Nyquist 線図と Bode 線図 : B-2

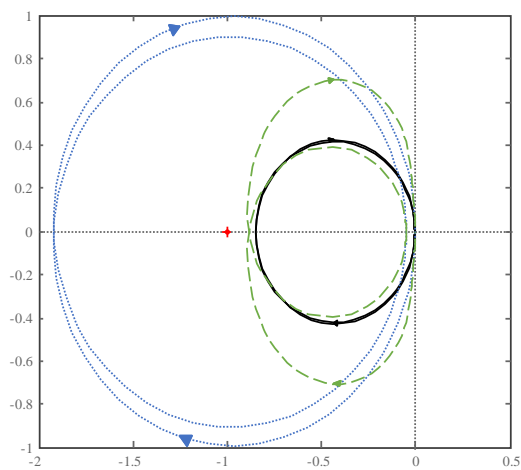


(a) Nyquist 線図

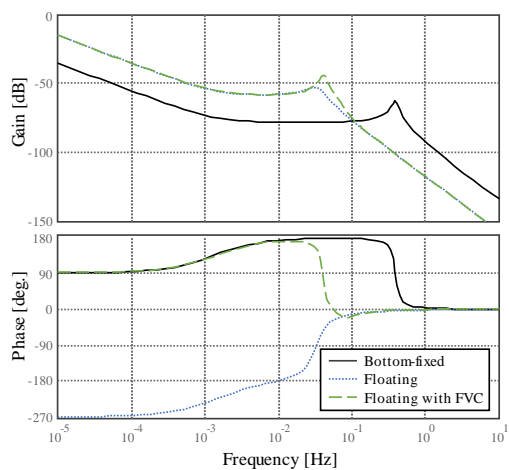


(b) Bode 線図

図 3-26. Nyquist 線図と Bode 線図 : B-3

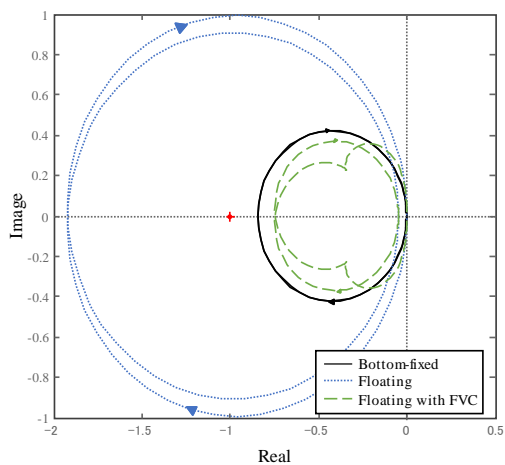


(a) Nyquist 線図

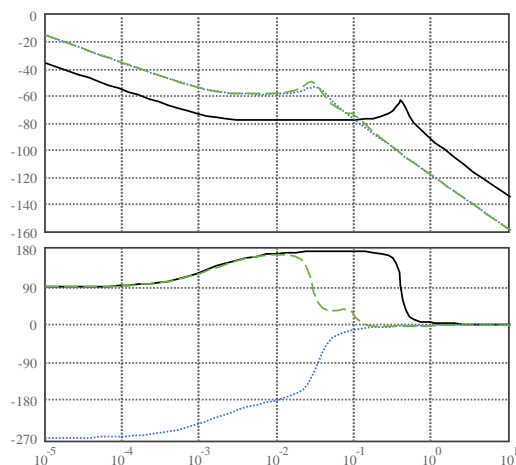


(b) Bode 線図

図 3-27. Nyquist 線図と Bode 線図 : T-1

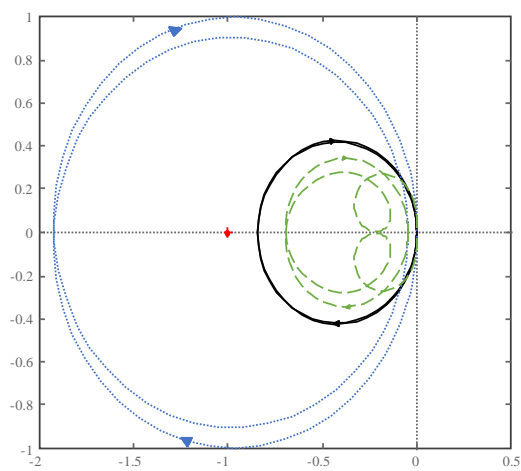


(a) Nyquist 線図

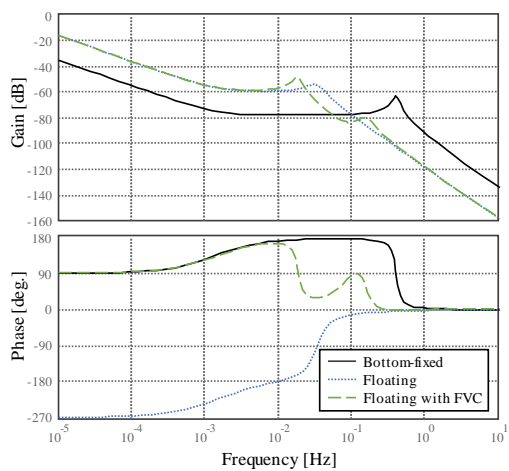


(b) Bode 線図

図 3-28. Nyquist 線図と Bode 線図 : T-2



(a) Nyquist 線図



(b) Bode 線図

図 3-29. Nyquist 線図と Bode 線図 : T-3

ることが判る。これは微分時間が安定性に大きく影響を及ぼさない傾向があることを示す。Bode線図に注目すると、基準に対して微分時間が小さい図 3-27 では、ナセルピッチ角度の固有周波数近傍のピークが基準よりも増加していることがわかる。図 3-28 および図 3-29 に示すように、微分時間を基準よりも増加させることで上記ピークを低減できるが、微分時間を上げすぎることによって、ナセルピッチ角度の固有周波数よりも低い成分と高い成分にピークが現れてくる。このことから、微分時間の上昇で新たなナセルピッチ角度およびブレードピッチ角度に新たな振動成分を励起する可能性がある。

### 3.5.2.3 バンドパスフィルタの減衰比

図 3-30 から図 3-32 に、FVC のバンドパスフィルタの減衰比を変更した場合の Nyquist 線図と Bode 線図を示す。まず、3 つの図の Nyquist 線図に注目すると、図 3-30 に示すように減衰比が低い場合は  $(-1, j0)$  が軌跡の内側に存在するため不安定であるが、図 3-31 のように減衰比を上昇させることで  $(-1, j0)$  が外側に存在するため、安定化できることが判る。しかしながら、減衰比が高いほど安定化できることではなく、図 3-32 より、減衰比の上昇で  $(-1, j0)$  が軌跡の内側に存在するようになって不安定化するため、注意が必要である。このことから、適切な範囲があるが、その帯域は他パラメータの設定値に応じて変化すると推測する。Bode 線図に注目すると、減衰比を増加させることで、ピークを持つ周波数が高周波側へ少しシフトするとともに、ピークのゲインが増加することが確認できる。すなわち、減衰比を上げすぎることによって、ナセルピッチ角度の固有周波数よりも少し高い周波数をもつ動揺が発生する可能性がある。

### 3.5.2.4 バンドパスフィルタの角周波数

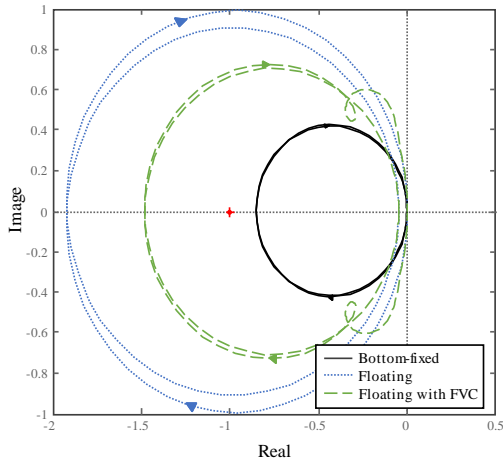
図 3-33 から図 3-35 に、FVC のバンドパスフィルタの角周波数を変更した場合の Nyquist 線図と Bode 線図を示す。まず、3 つの図の Nyquist 線図を比較すると、 $(-1, j0)$  を軌跡の内側に存在させるためには、角周波数を適切に選択する必要があることが判る。図 3-23 と合わせて判断すると、ナセルピッチ角度の固有周波数よりも少し高い周波数帯域、すなわち約 2.0~3.0 倍の範囲が適当と考える。また、Bode 線図に注目すると、バンドパスフィルタの角周波数が低い場合には、ナセルピッチ角度の固有周波数よりも高い周波数帯域のピークを増加させるとともに、バンドパスフィルタの角周波数を増加させることで、ナセルピッチ角度の固有周波数近傍のピークを増加させる特徴があることが確認できる。

### 3.5.2.5 浮体動揺制御のパラメータ設定方針の提案

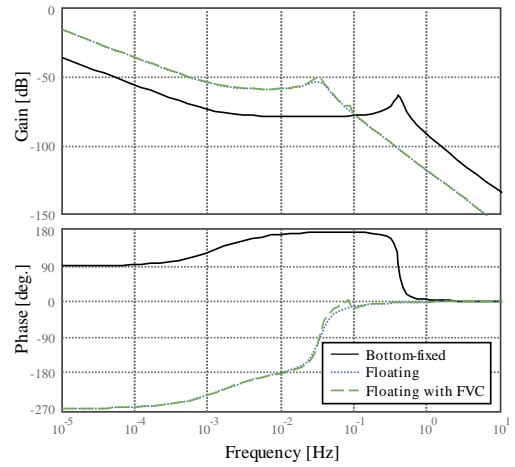
前節の結果を踏まえ、以下に示す FVC のパラメータの設定方針を提案する。

#### (1) PD 制御のゲイン：

大きくすることで安定化が可能だが、高すぎるゲインで不安定化する。また、高いゲインはナセルピッチ角度よりも高い周波数帯域の動揺を励起することに留意が必要である。

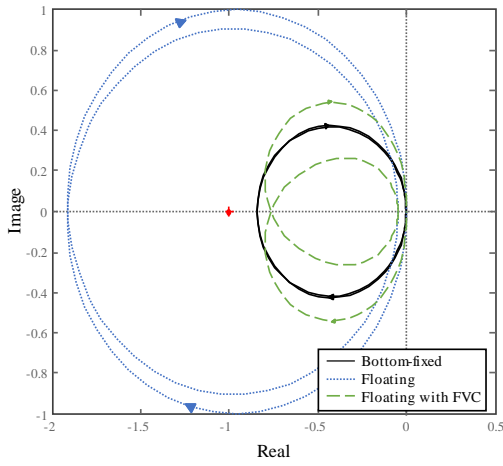


(a) Nyquist 線図

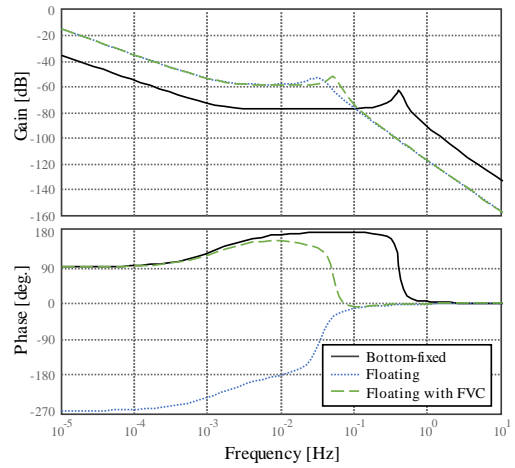


(b) Bode 線図

図 3-30. Nyquist 線図と Bode 線図 : Z-1

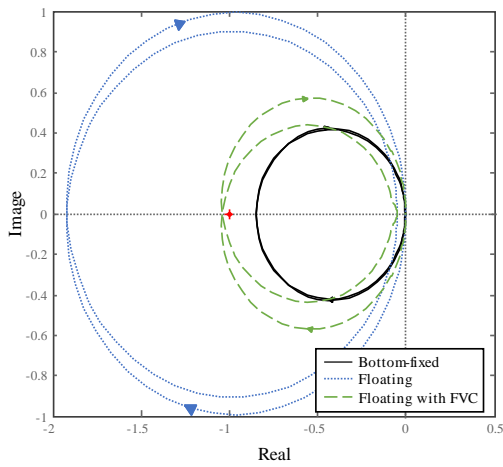


(a) Nyquist 線図

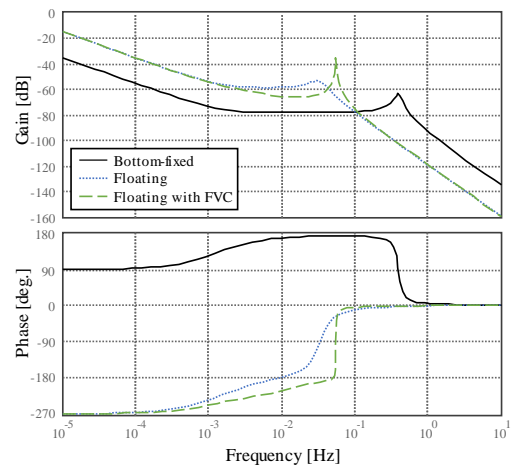


(b) Bode 線図

図 3-31. Nyquist 線図と Bode 線図 : Z-2

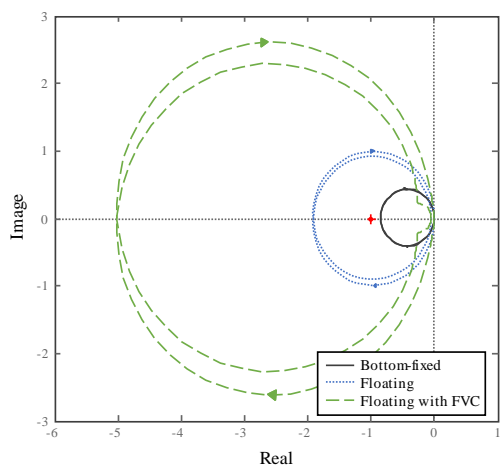


(a) Nyquist 線図

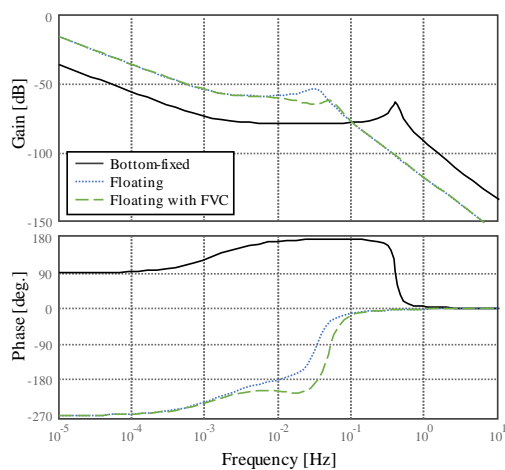


(b) Bode 線図

図 3-32. Nyquist 線図と Bode 線図 : Z-3

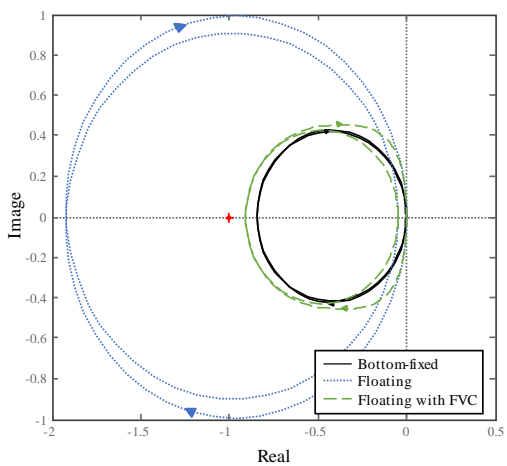


(a) Nyquist 線図

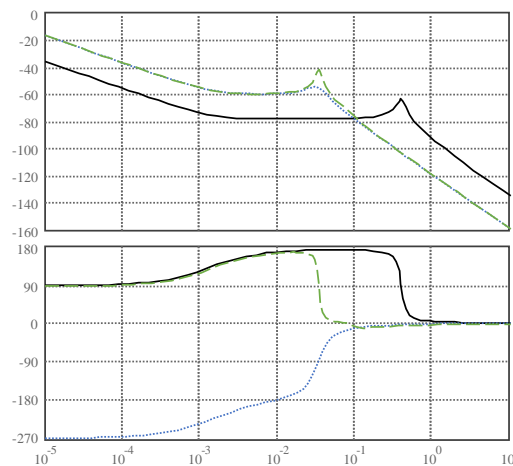


(b) Bode 線図

図 3-33. Nyquist 線図と Bode 線図 : O-1

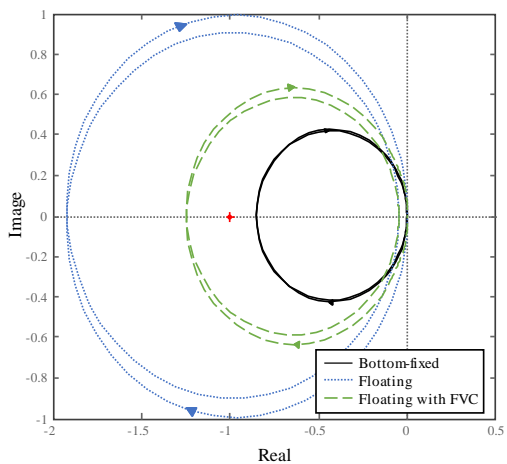


(a) Nyquist 線図

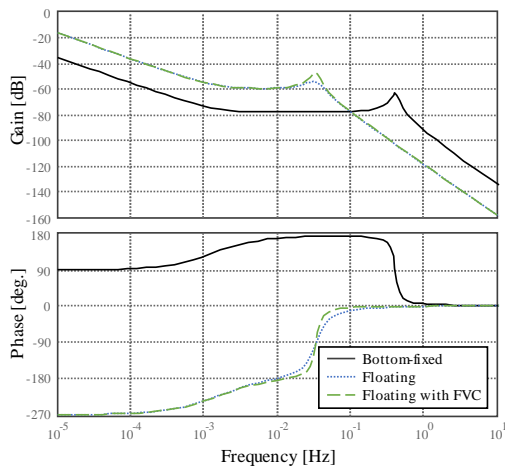


(b) Bode 線図

図 3-34. Nyquist 線図と Bode 線図 : O-2



(a) Nyquist 線図



(b) Bode 線図

図 3-35. Nyquist 線図と Bode 線図 : O-3

(2) PD 制御の微分時間：

大きくすることで安定化できる。ただし、高すぎる微分時間はナセルピッチ角度の固有周波数よりも低い成分と高い成分の動揺を励起することに留意が必要である。

(3) バンドパスフィルタの減衰比：

適切な範囲があり、その範囲は他パラメータに依存。低すぎても高すぎても安定性が低下すること、高くすることによってゲインのピークが高周波数側へシフトすることに留意が必要である。

(4) バンドパスフィルタの角周波数：

適切な範囲が存在。ナセルピッチ角度の固有周波数よりも少し高い周波数帯域、すなわち約 2.0~3.0 倍が適当である。また、低い場合にはナセルピッチ角度の固有周波数よりも高い成分の動揺を励起すること、高い倍にはナセルピッチ角度の固有周波数近傍の成分の動揺を励起することに注意が必要である。

なお、ナセルピッチ角度の変動を低減するための FVC のパラメータは、実装時の参考とはなるが、FVC 以外の制御の性能にも関係することから、実装対象の応答に合わせて調整しなければならないことに留意が必要である。また、遷移条件では VSC, BPCT, FVC, および GTC の 4 つの制御が存在するため、制御干渉を回避するようなパラメータ選定が必要である。

### 3.6 まとめ

第 3 章では、古典制御理論を用いて、風力発電システムでの可変速制御 (VSC) を含めた、発電機回転角速度とナセルピッチ角度との応答特性を伝達関数の形式で表現し、系の安定性を評価した。また、浮体動揺制御 (FVC) の適用後の系の安定性も評価した。得られた成果を以下に示す。

- (1) 発電運転時に浮体前後動揺現象が発生するのは、浮体式洋上風力発電システムの運転条件である可変速条件、遷移条件、および定格条件のうち、定格条件のみであることを示した。  
なお、可変速条件と遷移条件の浮体前後動揺特性は類似していることも確認した。
- (2) FVC の適用により、定格条件での浮体前後動揺現象を抑制し、安定化できることを示した。
- (3) 定常条件での浮体前後動揺現象が発生する要因は、VSC が発電機回転角速度を一定に保持すること、ナセルピッチ角度のモーダル粘性係数が低いこと、ナセル代表点とナセルピッチ角度の回転中心の距離が長いこと、を示した。
- (4) 浮体前後動揺現象を抑制するための浮体構造物の設計指針として、横長かつ高さの低い構造を供え、海水の抵抗を増やすプレートを海底面側に設置することを提案した。しかしながら、高波高時の衝撃荷重軽減や製造コスト等を総合的に判断する必要がある。
- (5) FVC のパラメータの変更が系の安定性におよぼす影響を明確化し、FVC パラメータの設計方針を提案した。

3.7 第3章の引用文献

- [1] T. J. Larsen , T. D. Hanson, “A method to avoid negative damped low frequent tower vibrations for a floating, pitch controlled wind turbine,” IOP Publishing, The Science of Making Torque from Wind, Journal of Physics: Conference Series 75 (2007) 012073, doi:10.1088/1742-6596/75/1/012073, 2007.
- [2] B. Skaare, T. D. Hanson, F. G. Nielsen, R. Yttervik, A. Hansen, K. Thomsen , T. J. Lause n, “Integrated Dynamic Anaysis of Floating Offshore Wind Turbines,” Proceedings of 2007 European Wind Energy Conference and Exhibition (published online), 2007.
- [3] J. M. Jonkman, “Influence of Control on the Pitch Damping of a Floating Wind Turbine,” 2008 ASME Wind Energy Symposium Reno, 2008.
- [4] S. Christiansen, T. Bak , T. Kundsen, “Optimal Control of Ballast-Stabilized Floating Wind Turbine,” 2011 IEEE International Symposium on Computer-Aided Control System Design (CACSD), Part of 2011 IEEE Multi-Conference on Systems and Control, pp.1214-1219, 2011.
- [5] H. Guo, X. Lu , T. Qiu, “Research on Pitch Control of Floating Offshore Wind Turbines,” 2012 9th International Conference on Fuzzy Systems and Knowledge Discovery (FSKD 2012), pp.2966-2970, 2012.
- [6] G. Betti, M. Farina, A. Marzorati , R. Scattolini, “Modeling And Control Of A Floating Wind TurbineWith Spar Buoy Platform,” Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), IEEE International, 2012, pp. 189-194, 2012.
- [7] S. Christiansen, T. Bak , T. Kundsen, “Minimum Thrust Load Control for Floating Wind Turbine,” 2012 IEEE International Conference on Control Applications (CCA), Part of 2012 IEEE Multi-Conference on Systems and Control, pp.587-592, 2012.
- [8] O. Bagherieh , R. Nagamune, “Utilization of Blade Pitch Control in Low Wind Speed for Floating Offshore Wind Turbines,” 2014 American Control Conference (ACC), pp.4354-4359, 2014.
- [9] H. Kakuya, T. Shiraishi, S. Yoshida, T. Utsunomiya , I. Sato, “Experimental results of floating platform vibration control with mode change function using full-scale spar-type floating offshore wind turbine,” Wind Engineering (published online), SAGE Journals, doi:10.1177/0309524X17737336, 2017.
- [10] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 23 年度, 戸田建設株式会社, 2012.
- [11] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 24 年度, 戸田建設株式会社, 2013.

- [12] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 25 年度, 戸田建設株式会社, 2014.
- [13] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 26 年度, 戸田建設株式会社, 2015.
- [14] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 27 年度, 戸田建設株式会社, 2016.

## 第4章 ゲインスケジューリング機能を備えた浮体動揺制御の提案

本章では、定常条件のみならず、可変速条件および遷移条件において浮体前後動揺を軽減することを目的とし、運転条件に応じたゲインスケジューリング機能を追加した新たな制御手法を提案する。提案制御はブレードピッチ角度に関わる手法であり、提案する機能は浮体式洋上風力発電が出力する発電電力に基づいて FVC および VSC の制御パラメータを変更することで、運転状況に応じて制御の強度を調整する。シミュレーションおよび商用規模の浮体式洋上風力発電システムを用いた試験を実施し、提案制御の有効性を確認する。

### 4.1 背景と目的

前述の通り、浮体式洋上風力発電システムに特有の課題は、発電運転時に浮体構造物の前後方向の固有振動（浮体前後動揺）が発生することで、システムを構成する部位に対して、大きな荷重変動が繰り返し加わり、疲労が蓄積されることである。上述の浮体前後動揺を抑制するための研究が報告されている。Skaare らは、浮体前後動揺を抑制するためのブレードピッチ角度制御を提案し、提案手法は浮体構造物のピッチ角度（ナセルピッチ角度）の変化に対する粘性特性が増加するようにブレードピッチ角度を動作させることで、浮体前後動揺を低減できることを報告している [1]。Guo らは浮体前後動揺を抑制するための独立ピッチ角度制御について報告している [2]。提案制御は、ブレードのロータ回転軸回りの回転位置を利用した  $d$ - $q$  変換に基づき、風力発電システムの非線形な特性を考慮することで、ブレードピッチ角度を独立に決定する Expert proportional-integral-derivative (Expert PID) 制御である。Christiansen らは、ロータに加わるスラスト力を最小化する制御について報告している [3]。提案制御は、ブレードピッチ角度と発電機トルクを調整することで、スラスト係数を最小化するためのロータ（発電機）回転角速度を減少させるものである。Betti らは、スパー型浮体構造物を備えた浮体式洋上風力発電システムを簡略化した数式モデルを提案すると共に、これを利用し、定格条件にて有効な  $H_{\infty}$  制御を提案している [4]。Luo は、Tuned liquid column damper と呼ぶ、制振のためのアクチュエータを利用した  $H_{\infty}$  制御を提案している [5]。

上述の提案制御は浮体前後動揺の抑制に有効であるが、既報告はロータ（発電機）回転角速度が一定、かつ、発電電力が定格値に達する運転条件（定格条件）に注目していた。浮体前後動揺（固有振動）は、上述の定格運転条件以外でも風況や海象によって短期的に励起される場合があり、システム全体の疲労蓄積を抑制するためには、定格運転条件以外でも浮体前後動揺を低減する必要がある。第3章にて、Nyquist 線図に基づく安定性判別により、浮体前後動揺の特性は定格条件と、それ以外の可変速条件および遷移条件とで大きく異なることを確認した。本章では、この知見に基づき、浮体式洋上風力発電システムの浮体前後動揺を抑制するために実装される浮体動揺制御 (Floating platform vibration control, FVC) に対し、運転条件に応じてゲインを変更する (ゲインスケジューリング) 機能を追加した新たな FVC を提案する。この機能の追加により、

風況や海象の変化によって定格条件と定格条件未満の運転条件を遷移する際にも、すばやく浮体前後動揺を抑制することが出来る。

本章の構成は以下の通りである。第2節において、浮体前後動揺の発生原理について述べる。第3節では、運転条件に基づいてゲインスケジューリング機能を備えたFVCについて提案する。第4章では、提案するFVCの効果について述べる。第5節では、提案制御の性能評価に利用した試験装置について述べる。続く第6節では、シミュレーションを利用して提案制御のパラメータ設定方法について述べる。さらに第7節では、ハイブリッドスパー型浮体構造物を備えた、商用規模の2MW浮体式洋上風力システムを用い、提案制御の性能を評価した結果について述べる。最後に、第8節で本章をまとめる。

#### 4.2 定常条件以外での浮体前後動揺抑制の必要性

本節以下では、再掲する図2-18に示すように、浮体前後方向の傾斜角度（ナセルピッチ角度）を定義する。ナセルピッチ角度の回転中心（メタセンター）が浮体構造物（Floating platform）の所定位置から変化しないことを想定する。また、ナセルピッチ角度の符号は、ロータが風下側に傾く方向を正とし、ロータが風上側に傾く方向を負と定義する。

第2.3.5節において、定格条件における浮体前後動揺の発生原理について述べた。浮体前後動揺は、可変速制御（Variable speed control, VSC）が定格条件においてロータ（発電機）回転角速度を一定に保つようにブレードピッチ角度を調整することが原因で発生する。ブレードピッチ角度の調整はロータ（発電機）回転角速度を変更するのみならず、ロータが受けるスラスト力をも変更する。そのため、ロータ（発電機）回転角速度を一定するためのブレードピッチ角度の調整によって、スラスト力が変化し、ナセルピッチ角度を大きく変化させることで浮体前後動揺が発生する。この浮体前後動揺は、浮体構造物のナセルピッチ角度に関する固有振動であり、0.01Hzオーダーのゆっくりとした動揺である。

第3章において、浮体前後動揺は定格条件でのみ不安定化することを示した。定格条件では浮体前後動揺を抑制することが当然のことであるが、ナセルピッチ角度の固有周波数を持つ浮体前後動揺は、不安定化はしないが、定格未満の運転条件である可変速条件および遷移条件においても、風速の変化によるスラスト力の変化や、浮体構造物が受ける波や潮流の力によって励起される場合がある。また、風速の変動が大きく変化し、運転条件が定格条件とそれ以外の条件の間を行き来する際に、遷移条件が定格条件から遷移条件、または可変速条件へ変化することによって発生するブレードピッチ角度の動作によっても発生する。このことから、定格条件未満においても、浮体前後動揺を抑制する手段が必要である。

#### 4.3 ゲインスケジューリング機能を備えた浮体動揺制御

図4-1から図4-3に、定格条件、遷移条件、および可変速条件でのブレードピッチ角度制御を示す。第2章にて述べたように、ブレードピッチ角度制御の基本的な構成は、陸上風力発電システムのブレードピッチ角度制御にFVCが追加される。まず、各図のFVC以外に注目する。図

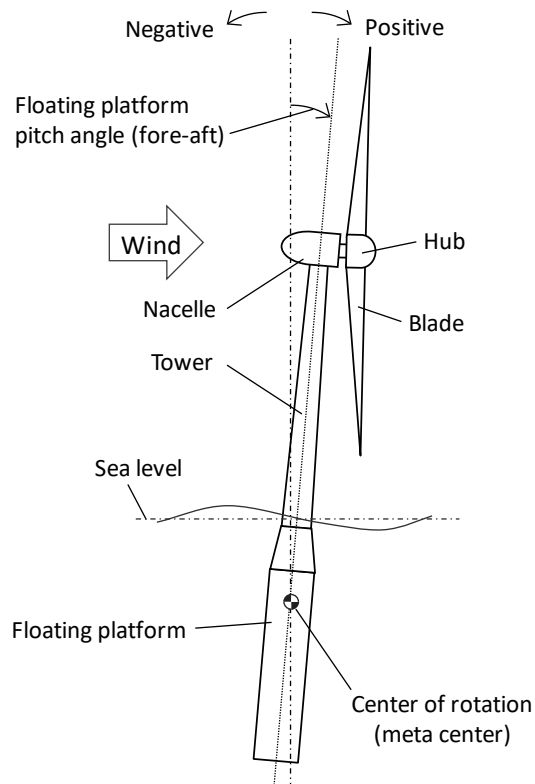


図 2-18 (再掲) . 浮体式洋上風力発電システムの前後方向の傾斜角度 (ナセルピッチ角度)

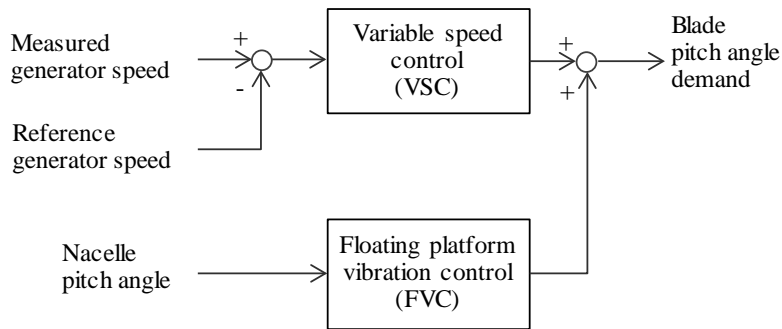


図 4-1. 定格条件でのブレードピッチ角度制御

4-1 に示すように、定格条件では、ロータ（発電機）回転角速度の目標値と計測値の差分に従い、VSC がブレードピッチ角度を決定する。この際、ブレードピッチ角度はロータ（発電機）回転角速度を一定にするように積極的に調整される。また、図 4-2 に示すように、遷移条件では、上述の VSC と共に、発電機トルクの目標値と計測値の差分に基づいてブレードピッチ角度を決定する、発電機トルクに基づくブレードピッチ角度制御 (BPCT) が追加される。遷移条件では、ロータ（発電機）回転角速度を一定にする一方で、風速に基づいて発電機トルクを上昇させる必要がある。VSC のみだと、ロータ（発電機）回転角速度を一定にすることのみにブレードピッチ角度が調整されるため、ロータのエネルギー変換効率が低くなり、発電機トルクを増加させる

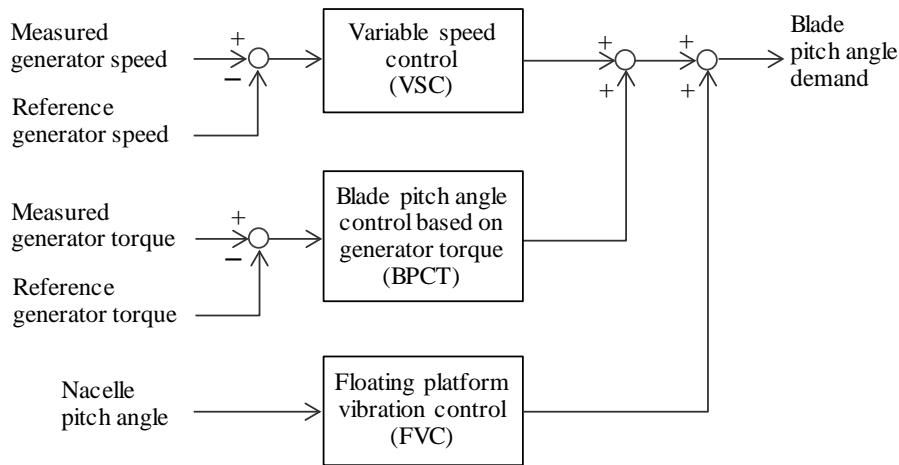


図 4-2. 遷移条件でのブレードピッチ角度制御

ことが出来ない. BPCT はこのような状態を防ぐように, 発電機トルクの発生状況に基づいて, ロータ効率を上昇させる方向であるファイン方向にブレードピッチ角度を調整する. さらに, 図 4-3 に示すように, 可変速条件ではブレードピッチ角度を, ロータ効率が最も高いファイン角度 (一定値) に保持するようにブレードピッチ角度を調整する.

図 4-4 に, 提案する FVC のブロック線図を示す. ナセルピッチ角度 (浮体構造物のピッチ角度)  $\theta$  に基づいて, FVC が必要とするブレードピッチ角度の目標値  $\beta_{FVC}$  を決定するが, 2 次の伝達特性を備えるバンドパスフィルタ (Band-pass filter, BPF) と, 比例微分 (Proportional-derivative, PD) 制御により構成される. バンドパスフィルタはナセルに設置した傾斜角度信号であるナセルピッチ角度  $\theta$  より, ナセルピッチ角度の固有振動数近傍の周波数成分  $\theta_{BPF}$  を抽出する. 2 次の伝達特性を用いた理由は, バンドパスフィルタの特性を角周波数と減衰比で特性を明確に規定できるためである. PD 制御は  $\theta_{BPF}$  に基づいて FVC の出力であるブレードピッチ角度の目標値  $\theta_{FVC}$  を決定する. この  $\theta_{FVC}$  がロータに加わるスラスト力が調整することで, ナセルピッチ角度の回転中心回りに, 浮体前後動揺を抑制するような回転力が発生する. バンドパスフィルタと PD 制御を以下に示す.

$$G_{BPF} = \frac{\theta_{BPF}(s)}{\theta(s)} = \frac{2\zeta_{FVC}\omega_{FVC}s}{s^2 + 2\zeta_{FVC}\omega_{FVC}s + \omega_{FVC}^2} \quad \dots\text{式(4-1)}$$

$$G_{PD} = \frac{\beta_{FVC}(s)}{\theta_{BPF}(s)} = K_{FVC}^P(1 + \tau_{FVC}s) \quad \dots\text{式(4-2)}$$

ここで,  $s$  はラプラス演算子,  $\zeta_{FVC}$  はバンドパスフィルタの減衰比,  $\omega_{FVC}$  はバンドパスフィルタの角周波数,  $K_{FVC}^P$  は PD 制御の比例ゲイン, および  $\tau_{FVC}$  は PD 制御の微分時間, である.

バンドパスフィルタの目的は浮体前後動揺の周波数成分の抽出であることから, バンドパスフィルタの角周波数  $\omega_{FVC}$  はナセルピッチ角度の固有周波数と近い値とする必要がある. 第 3 章で述べたように, ナセルピッチ角度の固有周波数の 2~3 倍が適当である. 減衰比  $\zeta_{FVC}$  はバンドパ

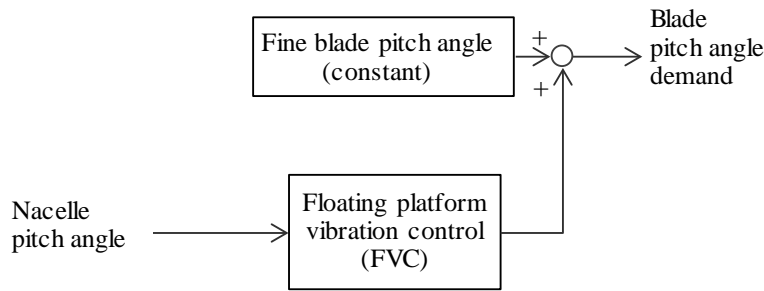


図 4-3. 可変速条件でのブレードピッチ角度制御

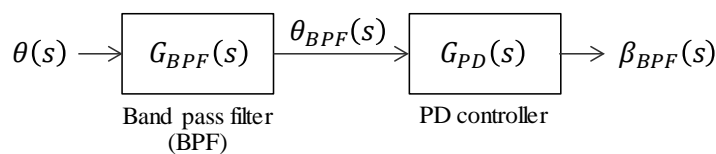


図 4-4. 提案する浮体動揺制御の概要

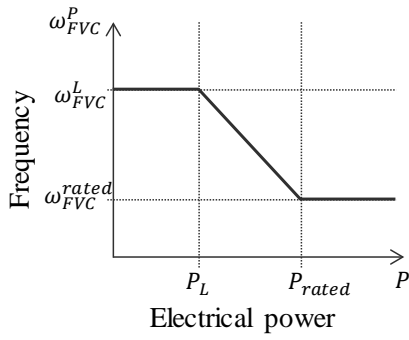
スフィルタが抽出する周波数帯域の広さを調整するのに有効である。上記 2 つのパラメータは、適用する浮体式洋上風力発電システム、特に浮体構造物の浮体前後動揺特性に依存するため、シミュレーションや実機試験にて適切な値に設定する必要がある。

その上、提案する FVC は発電電力に基づいて、上述のバンドパスフィルタや PD 制御のゲインスケジューリング機能を備える。図 4-5 に、ゲインスケジューリング機能の概要を示す。図 4-5(a)および(b)はそれぞれ、発電電力とバンドパスフィルタの角周波数の関係、および発電電力と PD 制御のゲインの関係、を示す。提案制御は、発電電力が  $P_L$  未満の条件、および  $P_{rated}$  以上において、上述の角周波数とゲインを一定値に保つ。ここで、 $P_{rated}$  は定格発電電力、および  $P_L$  は  $P_{rated}$  より小さい発電電力を示す。 $P_{rated}$  の値はシステムの特性に合わせて設定する必要があるが、 $P_L$  と  $P_{rated}$  の差は運転条件が  $P_{rated}$  における発電電力の変動値よりも大きな値が適切である。例えば、 $P_L = 0.95P_{rated}$  である。また、発電電力が  $P_L$  以上、および  $P_{rated}$  未満では、バンドパスフィルタの角周波数、および PD 制御のゲインが連続的に変化するようにした。これはそれぞれの値が急変することで、FVC の特性が急変し、FVC によってナセルピッチ角度の変動を励起しないようにするためである。上記のゲインスケジューリング機能は、浮体式洋上風力発電システムの運転条件が、定格と定格未満の間で交互に行き来する条件において、浮体前後動揺の抑制に有効である。これにより、定格条件のみならず、定格未満の運転条件において浮体式洋上風力発電システムの運転状態を安定化できる。

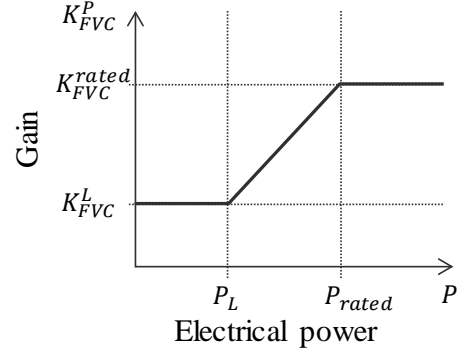
#### 4.4 提案する浮体動揺制御の効果

図 2-18 に示す浮体前後動揺に、下式のような特性が成立することを想定する。

$$F_{Thrust}L = J\ddot{\theta}_{BPF} + D\dot{\theta}_{BPF} + K\theta_{BPF} \quad \dots\text{式(4-3)}$$



(a) バンドパスフィルタの角周波数



(b) PD 制御のゲイン

図 4-5. 提案制御が備えるバンドパスフィルタと PD 制御のゲインスケジューリング

ここで、 $\theta_{BPF}$  はナセルピッチ角度の固有周波数、 $F_{Thrust}$  はロータに加わるスラスト力、 $L$  はナセルピッチ角度の回転中心と、タワー中心軸とロータ回転軸が交錯するナセル代表点との距離、 $J$  は浮体前後動揺のモーダル慣性係数、 $D$  は浮体前後動揺のモーダル粘性係数、 $K$  は浮体前後動揺のモーダル弾性係数、を示す。

提案する FVC を適用した場合、FVC はブレードピッチ角度を調整することでロータに加わるスラスト力を変更することから、式(4-3)を下式のように変更できる。

$$(F_{Thrust} + F_{Thrust}^{FVC})L = J\ddot{\theta}_{BPF} + D\dot{\theta}_{BPF} + K\theta_{BPF} \quad \dots\text{式(4-4)}$$

ここで、 $F_{Thrust}^{FVC}$  は提案する FVC によってブレードピッチ角度の調整で生成されるスラスト力、である。

また、 $F_{Thrust}^{FVC}$  は式(4-2)に基づいて下式のような特性を有する。

$$F_{Thrust}^{FVC} = -K_{Blade}^{Thrust} \beta_{FVC} \quad \dots\text{式(4-5)}$$

$$F_{Thrust}^{FVC} = -K_{Blade}^{Thrust} K_{FVC}^P \theta_{BPF} - K_{Blade}^{Thrust} K_{FVC}^P \tau_{FVC} \dot{\theta}_{BPF} \quad \dots\text{式(4-6)}$$

ここで、 $K_{Blade}^{Thrust}$  はロータに加わるスラスト力とブレードピッチ角度が一次関数で近似できると想定した場合の比例係数である。

式(4-4)に式(4-6)を代入することで下式が得られる。

$$F_{Thrust}L = J\ddot{\theta}_{BPF} + (D + K_{Blade}^{Thrust} K_{FVC}^P \tau_{FVC})\dot{\theta}_{BPF} + (K + K_{Blade}^{Thrust} K_{FVC}^P)\theta_{BPF} \quad \dots\text{式(4-7)}$$

式(4-3)と式(4-7)を比較すると、式(4-7)のモーダル弾性特性とモーダル粘性特性が増加したことが確認できる。これは、提案する FVC を適用することにより、ナセルピッチ角度に想定したモーダル特性が変化し、ナセルピッチ角度が変化しづらい、すなわち浮体前後動揺が発生しづらい特性へと変化したことを示す。

#### 4.5 試験装置

図 4-6 および表 4-1 に、試験装置である浮体式洋上風力発電システムの外観と仕様を示す。本



図 4-6. 環境省実証にて建設された 2MW 浮体式洋上風力発電システムの概観

表 4-1. 浮体式洋上風力発システムの仕様

定格出力 [kW]	2000
ロータ位置	ダウンウィンド
ロータ直径 [m]	80
浮体構造物	ハイブリッドスパー型
係留	カテナリー, 3 本
ハブ高さ [m]	55.88
定格風速 [m/s]	12
Modal inertia	30062 kN m s <sup>2</sup> /rad
Modal damping coefficient	74 kN m s/rad
Modal stiffness coefficient	1805 kN m/rad

システムは平成 22 年度から平成 27 年度まで実施された環境省委託の「浮体式洋上風力発電設備の実証事業」により構築された [6] [7] [8] [9] [10]. 定格出力は 2000kW であり, 直径 80m のロータがタワーよりも風下側に配置されるダウンウィンド型である. 浮体構造物は上側が鋼材, 下側がプレストレストコンクリートの構造を備えたハイブリッドスパー型である. 係留はカテナリーチェーンが 3 本配置されている. また, ハブ高さは平均海面より 55.88m であり, 定格風速は 12m/s である. 以下, 本章では, 本システムを風力発電システムの応答や荷重を評価可能な市販ソフトウェアである, BLADED®にて構築したモデルを利用して, 提案手法のシミュレーションを実施するとともに, 試験装置にも提案手法を実装して試験を実施した.

#### 4.6 シミュレーションによるゲインスケジューリングパラメータの選定

本節では, シミュレーションを利用して, 提案する FVC において適切なゲインスケジューリング機能について検討する. 具体的には, 図 4-4 に占めず  $\omega_{FVC}$ , および  $K_{FVC}^P$  と発電電力の関係を評価する. 表 4-2 に, シミュレーション条件を示す. 風速条件は変動風速を利用し, 平均風速は

表 4-2. シミュレーション条件

平均風速 [m/s]	8-14
乱流強度 [-]	International electrotechnical committee (IEC) Class-C
初期ヨー誤差 [deg]	0
波高 [m]	2.16
波周期 [s]	6.21
波のタイプ	規則波
流れ [m/s]	0
シミュレーション期間 [s]	600
バンドパスフィルタの角周波数比 $C_1$ [-]	0.8-2.0
PD 制御のゲイン比 $C_2$ [-]	0.2-1.8

8～14m/s とした。この理由は、この風速範囲において、発電電力が定格値と定格未満の間で変化するためである。変動風の乱流強度は International electrotechnical committee (IEC) で最も強度が低く、洋上を想定した Class-C とした。海象条件としては、試験装置が設置されるサイトにおいて、発生頻度が比較的高い波高 2.16m、波周期 6.21m とし、規則波を利用すると共に、流れがない条件を想定した。また、シミュレーション期間は 600s (10 分間) とした。なお、乱流強度、および海象条件はシミュレーション期間中に時間変化しないこととした。バンドパスフィルタの角周波数比  $C_1$ 、および PD 制御のゲイン比  $C_2$  は下式を満足するものとした。なお、この 2 つの係数は可能な限り広い範囲を選択した。

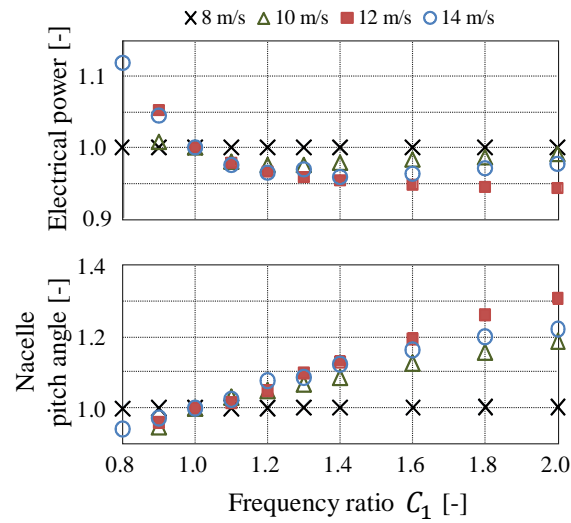
$$\omega_{FVC}^L = C_1 \omega_{FVC}^{rated} \quad \dots \text{式(4-8)}$$

$$K_{FVC}^L = C_2 K_{FVC}^{rated} \quad \dots \text{式(4-8)}$$

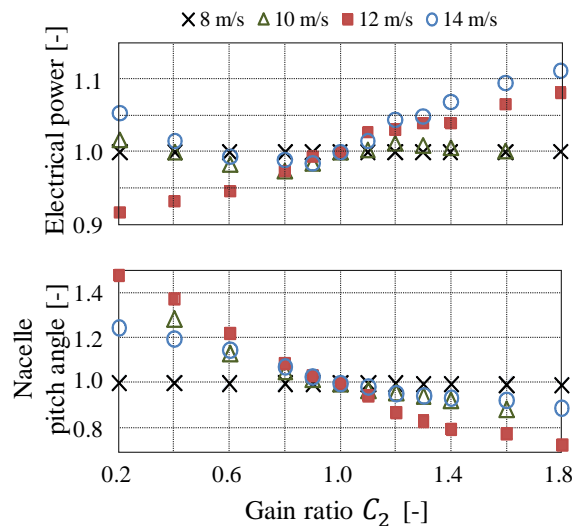
図 4-7 に、シミュレーション結果を示す。図 4-7(a) および (b) の横軸はそれぞれバンドパスフィルタの角周波数比  $C_1$ 、および PD 制御のゲイン比  $C_2$  であり、縦軸は発電電力、およびナセルピッチ角度の正規化標準偏差を示す。なお、標準偏差の正規化は、バンドパスフィルタの角周波数比  $C_1$ 、および PD 制御のゲイン比  $C_2$  を 1.0 とした場合の発電電力およびナセルピッチ角度を基準として演算した。

図 4-7 より、8m/s の結果はバンドパスフィルタの角周波数比  $C_1$ 、および PD 制御のゲイン比  $C_2$  に依存せず、一定であることが確認できる。この結果は、8m/s は定格未満の運転条件であることから、提案するゲインスケジューリング機能は定格条件と定格未満の運転条件とを交互に行き来する運転において効果を発揮することを示す。以下では、10m/s 以上の結果について注目する。

図 4-7(a) に注目すると、角周波数比  $C_1$  の増加に伴い、発電電力の正規化標準偏差は低下するが、ナセルピッチ角度の正規化標準偏差は増加することが確認できる。これに対し、図 4-7(b) に注目すると、ゲイン比  $C_2$  の増加に伴い、発電電力の正規化標準偏差は増加するが、ナセルピッチ角度の正規化標準偏差は低下することが確認できる。発電電力に影響を及ぼす VSC とナセルピッチ



(a) バンドパスフィルタの角周波数比



(b) PD 制御のゲイン比

図 4-7. バンドパスフィルタの角周波数比 $C_1$ , および PD 制御のゲイン比 $C_2$ を操作した場合のシミュレーション結果

角度を制御する FVC は共にブレードピッチ角度を調整することから, PD 制御のゲイン比 $C_2$ の増加は FVC の効果を強めることに繋がるため, ナセルピッチ角度の正規化された標準偏差が低下し, 発電電力の正規化された標準偏差が増加することは当然の結果と考える.

図 4-7 の結果を総合的に見ると, 発電電力, およびナセルピッチ角度の変動を同時に低減するためには, バンドパスフィルタの角周波数比 $C_1$ , および PD 制御のゲイン比 $C_2$ を適切に設計する必要があると言える. 例えば, 定格未満での運転条件での角周波数比 $C_1$ を定格条件の値より少し

大きくすることで発電電力の変動を低減し、これによって悪化するナセルピッチ角度の変動を、ゲイン比 $C_2$ を定格未満での値を定格条件よりも大きくすることで補うことができる。両値の最適解は対象のシステムに応じて変化するが、本研究におけるシミュレーションでの最適値は、 $C_1 = 1.1$ 、および $C_2 = 1.1$ であった。

#### 4.7 実機試験結果

本節では、図 4-6、および表 4-1 に示した商用規模の浮体式洋上風力発電システムを用いた試験結果について述べる。

##### 4.7.1 評価方法

本章では下記 3 つの運転条件においてナセルピッチ角度の変動を抑制できるかについて確認した。

- (1) 発電電力を 200kW に制限した場合
- (2) 発電電力を 550kW に制限した場合
- (3) 定格条件（発電電力が 500kW、および 2000kW）

なお、段階的に発電電力を制限した目的は、試験のためのパラメータがうまく設定できていない段階でナセルピッチ角度が大きく変動すると、システムの各部位に加わる荷重変動が大きくなることから、システムを保護するためである。表 4-3 に、試験に利用したパラメータを示す。試験を繰り返すことでこれらの値を決定した。

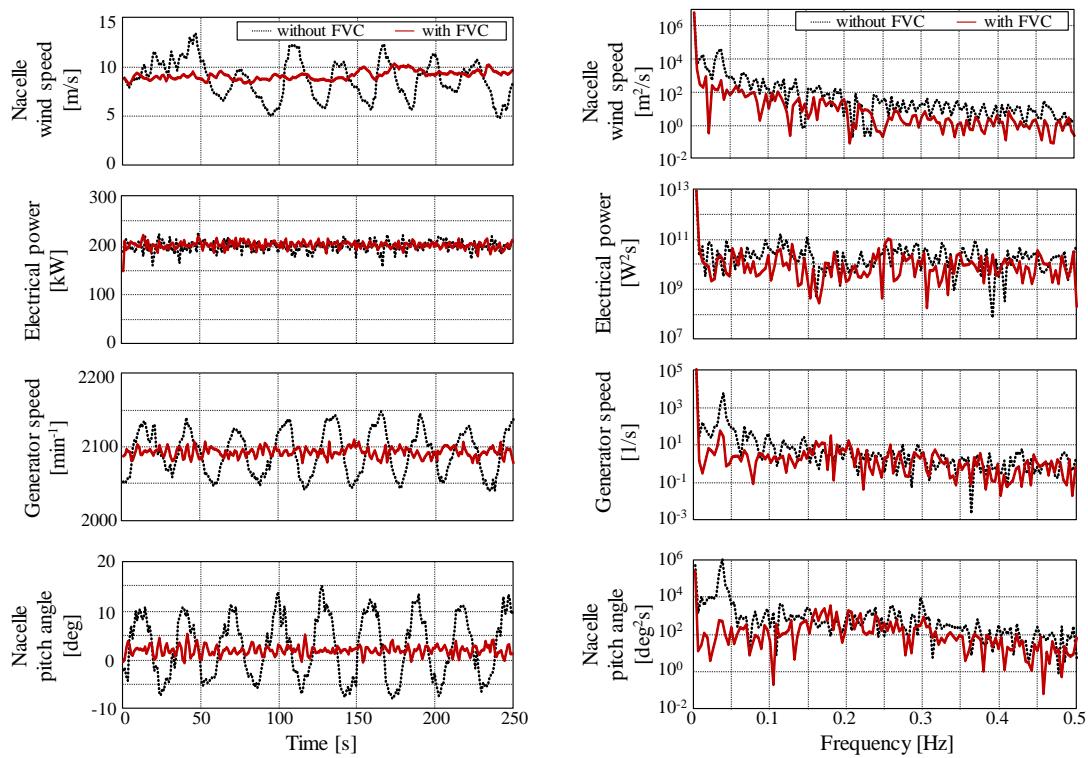
##### 4.7.2 発電電力を 200kW に制限した場合

図 4-8 に、発電電力を 200kW に制限した場合の試験結果を示す。図 4-8(a)は時系列データを示し、横軸は時間、縦軸は図上方からそれぞれ、ナセル上に設置した風速計で計測した風速（以下、ナセル風速）、発電電力、発電機回転角速度、およびナセルピッチ角度、を示す。図 4-8(b)は(a)の時系列データのパワースペクトル密度であり、横軸が周波数、縦軸はそれぞれ図 4-8(a)と同様の値を示す。なお、上述の通り、ナセルピッチ角度は風下側にナセルが変化した場合を正とする。また、図 4-8 において、黒色破線が提案する FVC を適用していない場合の結果（FVC 未適用時）を示し、赤色実線が提案する FVC を適用した場合の結果（FVC 適用時）を示す。なお、FVC 未適用時と FVC 適用時の試験は、同日に連続して実施したものであり、風況や海象はほとんど同様の条件であった。

まず、図 4-8(a)の FVC 未適用時（黒色破線）に注目すると、ナセル風速、発電機回転角速度、およびナセルピッチ角度が周期的に振動していることが確認できる。このナセルピッチ角度の周期的振動は、上述の通り、VSC によるブレードピッチ角度の調整によって励起されたものである。図から確認できるように、ピーク to ピークで 20deg に及ぶ大きな振動である。また、ナセル風速、および発電機回転角速度の周期的振動が、このナセルピッチ角度の周期的振動と同期していることが確認できる。この理由は、ナセルピッチ角度が周期的に振動することにより、ロー

表 4-3. 試験に利用した FVC のパラメータ

名称	単位	条件			
		発電電力制限時		定格条件	
		200 kW	550 kW	500 kW	2000 kW
$\zeta_{FVC}$	-	0.4	0.4	0.4	0.4
$\tau_{FVC}$	s	0.3	0.3	0.3	0.3
$\omega_{FVC}^L$	rad/s	0.15	0.40	0.7	1.54
$\omega_{FVC}^{rated}$	rad/s	0.15	0.28	0.26	0.7
$K_{FVC}^L$	-	2.04	2.45	2.45	4.07
$K_{FVC}^{rated}$	-	2.04	2.45	2.45	3.74
$P_L$	kW	185	525	475	1850
$P_{rated}$	kW	200	550	500	2000



(a) 時系列データ

(b) パワースペクトル密度

図 4-8. 発電電力制限時 (200kW) の試験結果

タに流入する風力エネルギーが周期的に振動するためであると考えられる。図 4-8(b)のパワースペクトル密度に注目すると、この周期的振動の成分は 0.035Hz 近傍であり、この値はナセルピッチ角の固有周波数と一致することを確認した。

次に、図 4-8(a)の FVC 適用時（赤色実線）に注目すると、ナセル風速，発電機回転角速度，およびナセルピッチ角度の周期的振動が抑制されていることが確認できる。また、図 4-8(b)のパワースペクトル密度においても、上述の 0.035Hz の成分のピークが低減していることが確認できる。この結果より、提案制御を適用することで、発電電力を 200kW に制限した条件におけるナセルピッチ角度の固有振動を抑制できることを確認した。

#### 4.7.3 発電電力を 550kW に制限した場合

図 4-9 に、発電電力を 550kW に制限した場合の試験結果を示す。図 4-9(a)は時系列データを示し、横軸は時間、縦軸は図上方からそれぞれ、ナセル風速，発電電力，発電機回転角速度，およびナセルピッチ角度，を示す。図 4-9(b)は(a)の時系列データのワースペクトル密度であり、横軸が周波数、縦軸はそれぞれ図 4-9(a)と同様の値を示す。また、図 4-9 において、黒色破線が FVC 未適用を示し、赤色実線が FVC 適用時を示す。それぞれのナセル風速の平均値は 8.3m/s と 8.7m/s であった。なお、FVC 未適用時と FVC 適用時の試験は、同日に連続して実施したものであり、風況や海象はほとんど同様の条件であった。

図 4-9(a)より、FVC 未適用時（黒色破線）では、ほとんどの期間において発電電力を 550kW に保持できているが、ナセルピッチ角度の振動が発生していることが確認できる。時刻 500s 近傍でのナセル風速の低下により、一時的にナセルピッチ角度の振幅が低下するが、その後のナセル風速の上昇によってナセルピッチ角度の振動が再び発生している。これに対して、FVC 適用時（赤色実線）に注目すると、提案する FVC により、ナセル風速，発電機回転角速度，およびナセルピッチ角度の振動を抑制できたことが確認できる。図 4-8(b)のナセルピッチ角度の固有周波数（0.035Hz）近傍のピークに注目すると、黒色破線よりも赤色実線のピークが小さいことが確認できる。これらの結果より、発電電力を 550kW に制限した条件においても、提案する FVC はナセルピッチ角度の振動を抑制できることを確認した。

図 4-10 に、発電電力を 550kW に制限した条件において、提案するゲインスケジューリング機能を検証した結果を示す。図 4-10(a)は時系列データを示し、横軸は時間、縦軸は図上方からそれぞれ、ナセル風速，発電電力，発電機回転角速度，およびナセルピッチ角度，を示す。図 4-10(b)は(a)の時系列データのワースペクトル密度であり、横軸が周波数、縦軸はそれぞれ図 4-10(a)と同様の値を示す。また、図 4-10 において、黒色破線がゲインスケジューリング機能のない FVC 適用時を示し、赤色実線が提案するゲインスケジューリング機能を備えた FVC 適用時を示す。それぞれのナセル風速の平均値は 6.4m/s と 6.6m/s であった。これらの平均値の近傍でナセル風速が変化した場合、発電電力が 550kW 未満での運転と、550kW を保持する運転を交互に繰り返す。なお、FVC 未適用時と FVC 適用時の試験は、同日に連続して実施しており、風況や海象はほとんど同様の条件であった。

図 4-10(a)に注目すると、FVC を適用したとしても、ゲインスケジューリング機能がない場合（黒色破線）には、発電電力、およびナセルピッチ角度に周期的な振動があることが確認できる。これに対し、ゲインスケジューリング機能を適用した場合（赤色実線）では、上述の振動が抑制

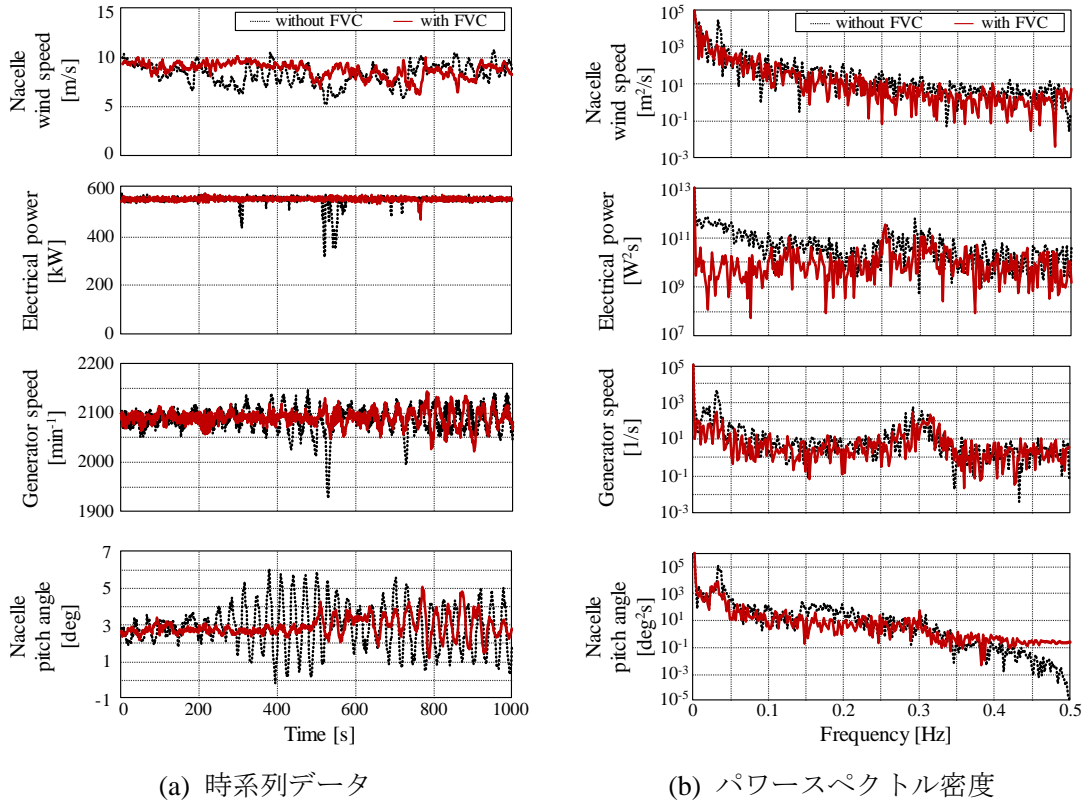


図 4-9. 発電電力制限時（550kW）の試験結果

されていることが確認できる。図 4-10(b)に注目すると、黒色破線では、ナセルピッチ角度の固有周波数近傍の成分のピークが高いが、赤色実線ではそのピークが減少していることが確認できる。これらの結果より、提案するゲインスケジューリング機能は、発電電力が定格条件と定格未滿を交互に行き来する運転条件におけるナセルピッチ角度の振動を抑制できることを確認した。

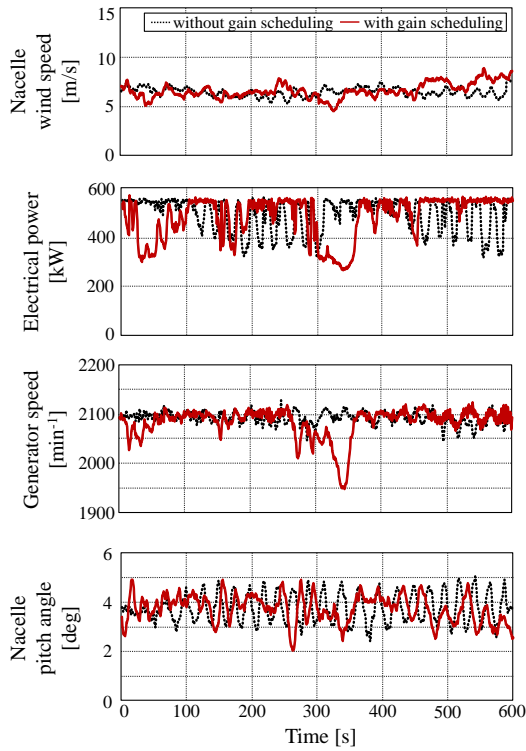
#### 4.7.4 定格条件（発電電力が 500kW，および 2000kW）

図 4-11，および図 4-12 に，提案する FVC を適用した場合の，発電電力が定格条件を維持できる風速での試験結果を示す。図の横軸は時間，縦軸は図上方からそれぞれ，ナセル風速，発電電力，発電機回転角速度，およびナセルピッチ角度，を示す。また，図 4-11，および図 4-12 はそれぞれ，発電電力を 500kW，2000kW と設定し，発電機回転角速度を  $1600\text{min}^{-1}$ ， $2098\text{min}^{-1}$  に設定した。これらの設定値において，定格風速はそれぞれ 7m/s，12m/s である。なお，図 4-11，および図 4-12 のナセル風速の平均値は 12m/s，および 15m/s であった。

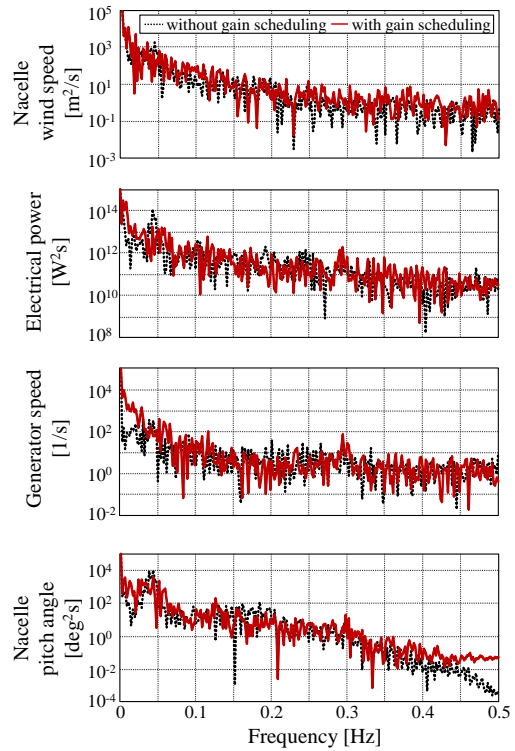
図 4-11，および図 4-12 より，提案する FVC を適用することで，定格風速を超える運転条件においても，ナセル風速，発電電力，発電機回転角速度，およびナセルピッチ角度の周期的振動は見られず，安定した発電運転を実行できることが確認できる。

#### 4.8 まとめ

第 4 章では，ナセルピッチ角度に基づいてブレードピッチ角度を調整し，浮体式洋上風力発電



(a) 時系列データ



(b) パワースペクトル密度

図 4-10. 発電電力制限時 (550kW) の試験結果 (ゲインスケジューリング機能の有無)

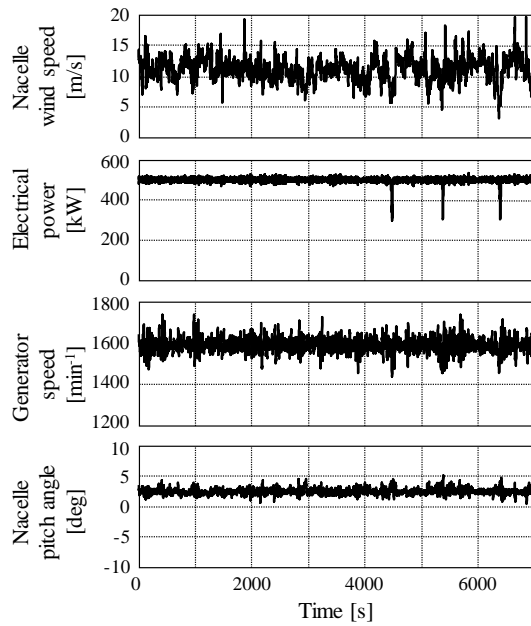


図 4-11. 提案する FVC の試験結果 (発電電力定格値 500kW)

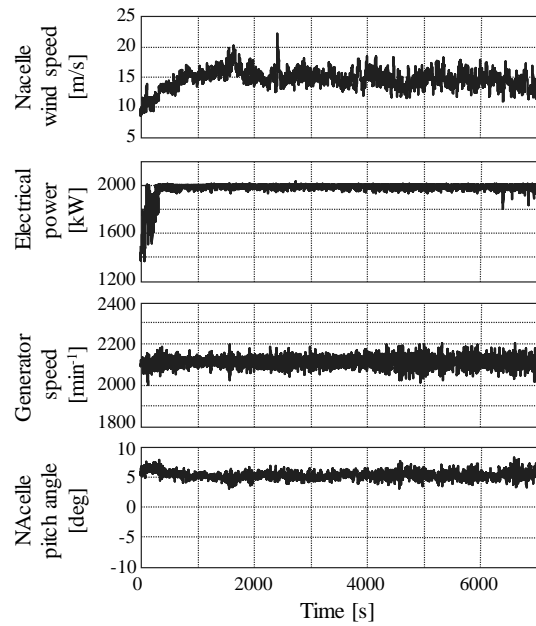


図 4-12. 提案する FVC の試験結果 (発電電力定格値 2000kW)

システム特有の浮体前後動揺（ナセルピッチ角度の振動）を抑制する浮体動揺制御（FVC）に対し、発電電力に基づくゲインスケジューリング機能を追加する手法を提案した。得られた成果を以下に示す。

- (1) シミュレーションにより、提案するゲインスケジューリング機能に関連するパラメータの組合せを最適化することで、発電電力、およびナセルピッチ角度の振動を抑制できることを示した。
- (2) スパー型浮体構造物を備えた商用規模の浮体式洋上風力発電システムの試験装置を利用した試験により、発電電力を 200kW、および 550kW に制限した運転条件において、発電電力が定格値を保持する条件と定格未満の条件を交互に行き来する条件においても、提案する FVC が浮体前後動揺（ナセルピッチ角度の振動）を低減できることを確認した。
- (3) 上述の試験装置を利用した試験により、発電電力が定格値を保持する風速よりも高い風速条件においても、従来と同様に浮体前後動揺を抑制し、安定した運転が出来ることを確認した。

#### 4.9 第 4 章の引用文献

- [1] B. Skaare, T. D. Hanson, F. G. Nielsen, R. Yttervik, A. Hansen, K. Thomsen , T. J. Lausen, “Integrated Dynamic Anaysis of Floating Offshore Wind Turbines,” Proceedings of 2007 European Wind Energy Conference and Exhibition (published online), 2007.
- [2] H. Guo, X. Lu , T. Qiu, “Research on Pitch Control of Floating Offshore Wind Turbines,” 2012 9th International Conference on Fuzzy Systems and Knowledge Discovery (FSKD 2012), pp.2966-2970, 2012.
- [3] S. Christiansen, T. Bak , T. Kundsén, “Minimum Thrust Load Control for Floating Wind Turbine,” 2012 IEEE International Conference on Control Applications (CCA), Part of 2012 IEEE Multi-Conference on Systems and Control, pp.587-592, 2012.
- [4] G. Betti, M. Farina, A. Marzorati , R. Scattolini, “Modeling And Control Of A Floating Wind TurbineWith Spar Buoy Platform,” Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), IEEE International, 2012, pp. 189-194, 2012.
- [5] N. Luo, “Analysis of Offshore Support Structure Dynamics and Vibration Control of Floating Wind Turbines,” Proceedings of the 31th Chinese Control Conference, pp.6692-6697, 2012.
- [6] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 23 年度, 戸田建設株式会社, 2012.
- [7] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 24 年度, 戸田建設株式会社, 2013.
- [8] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 25 年度, 戸田

建設株式会社, 2014.

[9] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 26 年度, 戸田建設株式会社, 2015.

[10] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 27 年度, 戸田建設株式会社, 2016.

## 第5章 ナセル風速に基づく発電機トルク下限値制御の提案

本章では、制御干渉を抑制するための新たな制御方法を提案する。提案制御は発電機トルクに関わるものであり、ナセル風速に基づいて、発電機トルク指令値を変更することで、ロータ回転角速度の変動を抑制し、制御干渉によって生ずるブレードピッチ角度の変動を抑制する。具体的には、遷移条件においてナセル風速に比例して発電機トルクの下限值を調整する手法である。

### 5.1 背景と目的

浮体式洋上風力発電システムの浮体構造物は海底にしっかりと固定されていないため、着床式の洋上風力発電システムと比較して、その姿勢が変化しやすい特徴を備える。Larsen らは、浮体式洋上風力発電システムが定格条件において、ナセルピッチ角度が 0.01Hz オーダーの低い周波数の振動（浮体前後動揺）が発生することを報告している [1]。この浮体前後動揺の原因は、ブレードピッチ角度を調整する可変速制御（Variable speed control, VSC）であることは前述のとおりである。定格条件において、VSC はロータ（発電機）回転角速度を定格値に保持するためにブレードピッチ角度を調整する。この VSC によるブレードピッチ角度の調整は、風がロータを後方に押す力であるスラスト力を変化させるため、これにより浮体前後動揺が励起される。浮体前後動揺が継続すると、浮体式洋上風力発電システムを構成する部品、部材に疲労を蓄積させることから、この浮体前後動揺を抑制する必要がある。

浮体前後動揺の抑制手法に関するいくつかの研究が報告されている。これらの研究は以下の 2 つの種類に分類できる。一方はブレードピッチ角度のみを利用した手法であり、他方はブレードピッチ角度と発電機トルクを利用した手法である。

ブレードピッチ角度を利用した手法に関する研究は以下の通りである。Skaare らは、浮体前後動揺を抑制するためのブレードピッチ角度を提案し、提案手法は浮体構造物のピッチ角度（ナセルピッチ角度）の変化に対する粘性特性が増加するようにブレードピッチ角度を動作させることで、浮体前後動揺を低減できることを報告している [2]。Bagherieh らは、ロータ（発電機）回転角速度とナセルピッチ角度の両方の変動を抑制するための入出力フィードバック制御とスライディング制御の 2 つの制御を提案し、後者が両変動を抑制できることを示している [3]。

Jonkman は、ナセルピッチ角速度に基づくブレードピッチ角度制御、ストール制御、および VSC のゲインを調整する制御、の 3 制御を提案し、シミュレーションを利用して、VSC のゲインを調整する制御が最も効果的であるが、その効果には限界があることを報告している [4]。Guo らは、計測値と目標値の差分に基づいて関連ゲインを調整する機能と、ロータ（ブレード）のロータの回転軸（主軸）に対する回転角度位置に応じて、3 本のブレードのブレードピッチ角度を独立に調整する機能とを備えた比例積分微分（Proportional-integral-derivative, PID）制御を提案し、提案制御が発電電力と浮体前後動揺の双方の変動を抑制できることを報告している [5]。

また、ブレードピッチ角度と発電機トルクの両方を利用した手法に関連する研究は以下の通り

である。Betti らは、スパー型浮体構造物を有する 2 次元の浮体式洋上風力発電システムのモデルを利用した  $H_{\infty}$  制御を提案し、提案制御が浮体前後動揺を低減できることを報告している [6]。Larsen らは、VSC のゲインを調整することで発電電力の変動を抑制できるが、浮体前後動揺を抑制できないことを示すと共に、ストール制御に基づく手法により、発電電力の変動と浮体前後動揺の両方を低減できることを示している [1]。Christiansen らは、スパー型浮体式風力発電システムに注目し、ロータ（ブレード）のロータ回転軸（主軸）に対する回転角度位置とタワーの振動を予測するオブザーバに基づき、ブレードピッチ角度と発電機トルクを調整する Linear quadratic regulator (LQR) 制御を提案し、提案制御が浮体式洋上風力発電システムの各部位に蓄積される疲労を軽減するだけでなく、発電電力の変動を低減できることを示している [7]。Christiansen らはさらに、定格条件において、ロータ（発電機）回転角速度を減少することで、ロータに加わるスラスト力を最小化する LQR 制御を提案し、提案制御が浮体前後動揺を低減できるが、横方向の浮体動揺を拡大することから、従来の VSC と協調した制御手法が必要であることを報告している [8]。

上述の研究は浮体前後動揺の抑制に有効である。その反面、これらの制御の適用が新たな課題を生むことを示す研究がいくつか報告されている。Kakita らは、Fictitious reference interactive tuning (FRIT) 法に基づいてゲインを調整する比例積分 (Proportional-integral, PI) 制御を提案しているが、提案制御が可変速条件での浮体前後動揺とロータ（発電機）回転角速度の変動を抑制できる反面、ブレードピッチ角度の変動度が、提案制御を適用する前と比較して約 3 倍に増加する課題があることを報告している [9]。Namik らは、状態フィードバック制御 (State feedback control) 、および外乱緩和制御 (Disturbance-accommodating control) の性能を比較したシミュレーション結果を報告している [10]。状態フィードバック制御はタワーの前後曲げ疲労を軽減できる反面、ロータ回転軸の疲労が悪化すること、外乱緩和制御はロータ（発電機）回転角速度の変動を抑制できることを報告しているが、両制御はブレードピッチ駆動部の負荷を増大させる課題があることを報告している。

上述より、浮体前後動揺を抑制するための制御が何らかの副作用を及ぼす可能性があることが確認できる。著者らも、発電電力に基づくモード切り替え機能を備えたブレードピッチ角度制御 (Floating platform vibration control, FVC) を提案し、定格条件のみならず、定格未満の運転条件においても浮体前後動揺を低減できることを報告しているが [11]、その後の継続した性能評価の際に、ロータ（発電機）回転角速度が一定、かつ発電電力が定格未満である遷移条件において、浮体前後動揺が継続する場面があることを確認した。本章の目的は、浮体動揺制御の適用によって顕在化した新たな課題を解決する制御手法を提案することである。具体的には、遷移条件において、ナセル風速に基づいて発電機トルクの下限値を積極的に調整する発電機トルク制御である。

本章の構成を以下に示す。第 2 節では、遷移条件において、浮体前後動揺が継続する理由について述べる。第 3 節では、提案する発電機トルク下限値制御のアルゴリズムについて詳細を述べる。第 4 節では、対象とする浮体式風力発電システムの実証機について述べる。第 5 節では、提案制御の有効性を示すシミュレーション結果について述べる。第 6 節では、上記実証機を利用し

た試験結果により、提案制御の有効性を示す。最後に、第7節で本章をまとめる。

## 5.2 浮体動揺制御の適用による遷移条件での浮体前後動揺

本節では、再掲する図 2-15 に示す遷移条件における浮体前後動揺の要因を明らかにする。陸上風力発電システムはロータ（発電機）回転角速度と発電電力を制御するために、可変速制御（VSC）、発電機トルクに基づくブレードピッチ角度制御（Blade pitch angle control based on generator torque, BPCT）、および発電機トルク制御（Generator torque control, GTC）が実装されている。これに対し、浮体式洋上風力発電システムは VSC, BPCT, および GTC だけでなく、浮体動揺制御（FVC）も実装されている。

図 5-1 に、遷移条件における浮体式洋上風力発電システムに実装されるブレードピッチ制御の概要を示す。VSC は、ロータ（発電機）回転角速度の目標値と計測値の差分に基づいてブレードピッチ角度の目標値を決定する。また、BPCT は発電機トルクの目標値と計測値に基づいてブレードピッチ角度の目標値を決定する。さらに、FVC はナセルピッチ角度に基づいてブレードピッチ角度の目標値を決定する。最終的なブレードピッチ角度の目標値は、VSC, BPCT および FVC が決定したブレードピッチ角度の目標値を加算することで決定される。

図 5-2 に、浮体式洋上風力発電システムに実装される発電機トルク制御（GTC）の概要を示す。図 5-1 に示す VSC と同様に、GTC はロータ（発電機）回転角速度の目標値と計測値の差分に基づくフィードバック制御である。再掲した図 2-15 に示すように、風速  $V_2$  から  $V_3$  において、ロータ（発電機）回転角速度を一定としながら、発電機トルクを風速の上昇に従って上昇させるように、ブレードピッチ角度と発電機トルクを制御する。

遷移条件において、VSC がロータ（発電機）回転角速度を一定に保持するようにブレードピッチ角度をフェザー側へ変化させることでロータのエネルギー変換効率が低下するが、BPCT が発電機トルクに基づいてブレードピッチ角度をファイブ側へ戻し、ロータのエネルギー変換効率を保持する。GTC は、上述のブレードピッチ角度によって上昇するロータ（発電機）回転角速度に基づいて、発電機トルクを上昇させる。これら 3 つの制御は陸上風力発電システムと同様であるが、浮体式風力発電システムでは更に FVC が追加される。すなわち、遷移領域では 4 種の制御が同時に有効化されている。特に、ブレードピッチ角度の目標値を決定する 3 つの制御はフィードバック制御であるが、それぞれが独立した目的を達成するためのブレードピッチ角度の目標値を決定する。そのため、一方の制御が決定したブレードピッチ角度の目標値は、他方のブレードピッチ角度の目標値を相殺する場合がある。すなわち、制御干渉が発生する。

図 5-3 に、コントローラと制御対象の応答の因果関係を示す。左側がコントローラ、右側が制御対象である浮体式洋上風力発電システムを示す。図左側のコントローラには VSC, BPCT, GTC, および FVC が実装されており、ブレードピッチ角度と発電機トルクの目標値を図右側の制御対象へ送達する。図右側の制御対象には、運転時の制御対象の応答を示す特性を記載しており、ロータ（発電機）回転角速度、ロータスラスト力、および浮体ピッチ角度（ナセルピッチ角度）の特性と、因果関係を示す矢印をブロック線図の形式で表現している。ロータ（発電機）回転角速

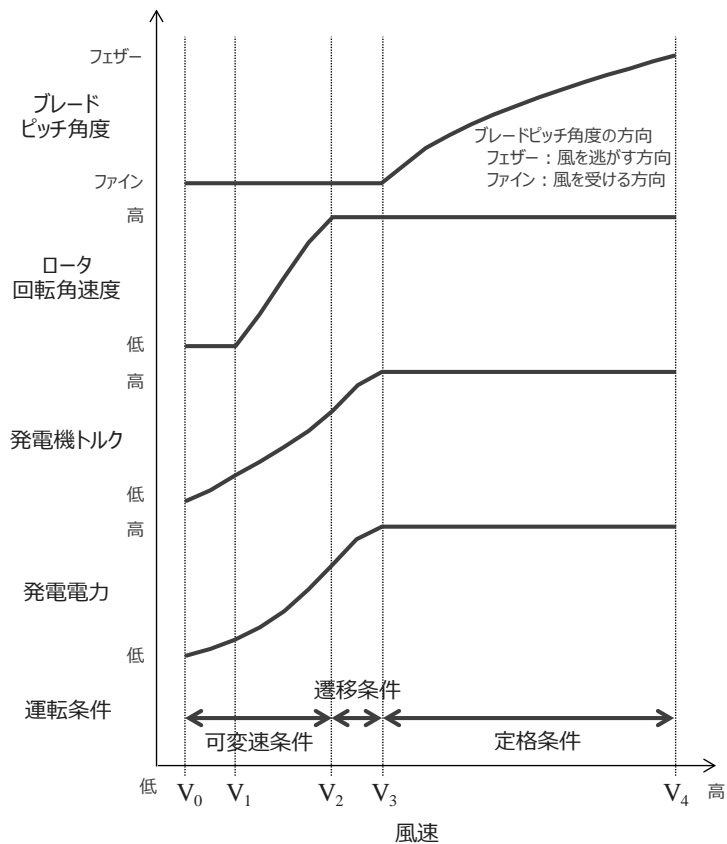


図 2-15 (再掲) . 風力発電システムの運転概要 (最下段が運転条件を示す)

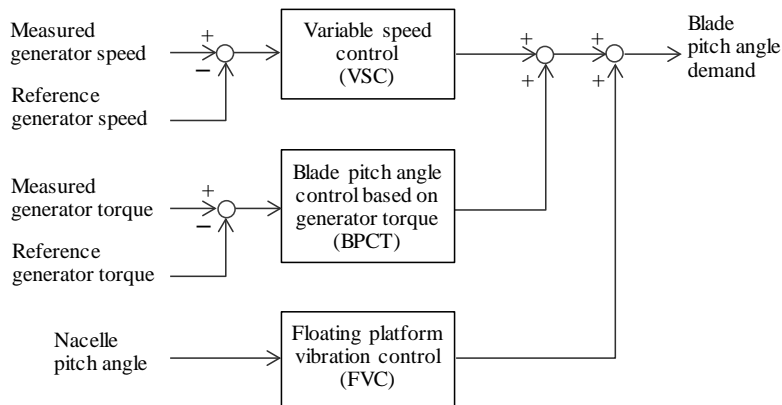


図 5-1. 浮体式洋上風力発電システムに実装されるブレードピッチ角度制御の概要

度の特徴は、風速、ブレードピッチ角度の目標値、発電機トルクの目標値、およびロータ自身の動きであるナセルピッチ角度に基づいてロータ（発電機）回転角速度が決定されることを表現している。ロータスラスト力の特徴は、風速、ロータ（発電機）回転角速度、ブレードピッチ角度の目標値、およびナセルピッチ角度に基づいて、ロータのスラスト力が決定されることを表している。浮体ピッチ角度（ナセルピッチ角度）の特徴は、ローラのスラスト力に基づいてナセルピ

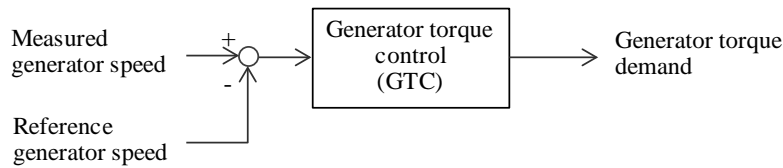


図 5-2. 浮体式洋上風力発電システムに実装される発電機トルク制御の概要

ッチ角度が決定されることを表している。

図 5-3 の赤色実線は、FVC によるブレードピッチ角度制御への制御干渉が及ぼすルートを示す。FVC の追加によるブレードピッチ角度への制御干渉はまず、ロータ（発電機）回転角速度の特性に変動を発生させる。このロータ（発電機）回転角速度の変動はロータのスラスト力の変動を発生させる。さらに、ロータのスラスト力の変動は、最終的に浮体ピッチ角度（ナセルピッチ角度）を変動させる。ロータ（発電機）回転角速度の変動により、それを入力とする VSC と GTC が影響を受け、それぞれの出力であるブレードピッチ角度および発電機トルクの目標値が変動する。また、発電機トルクの変動は、発電機トルクを入力する BPCT に影響を及ぼし、これが決定するブレードピッチ角度の目標値を変動させる。さらに、発生した浮体ピッチ角度（ナセルピッチ角度）の変動は、FVC に影響を及ぼし、ブレードピッチ角度の目標値を変動させる。上記のように 4 つの制御の制御干渉によって変動のループが形成されるために、制御対象の応答に変動を発生させる。

なお、上述のような FVC のブレードピッチ角度指令値の変動が起点となるだけでなく、風速の変動や、波の変化で発生する浮体ピッチ角度(ナセルピッチ角度)の変動に伴って励起される、ロータに流入する相対風速の変動も、ロータ（発電機）回転角速度を変動させるため、制御干渉の起点となり得る。

遷移条件での浮体前後動揺の発生メカニズムの理解を深めるために、表 5-1 を利用して各制御の具体的な動作について説明する。表 5-1 は、ロータ（発電機）回転角速度と浮体ピッチ角度の変化方向を 4 つのケースに分け、遷移条件に関わる 4 つの制御が調整するブレードピッチ角度および発電機トルクの調整と、その結果として現れるシステムへの影響を示す。なお、遷移条件で BPCT が有効化されるが、その変化方向はフェザー側であり、さらにゲインが小さく、VSC および FVC よりも調整量が微小とみなせるため、以下の説明では省略する。

まず、ロータ（発電機）回転角速度と浮体ピッチ角度が双方とも正方向に変化した場合の Case 1 に注目する。この場合、VSC および FVC は共にブレードピッチ角度をフェザーへ調整するために、ブレードピッチ角度が過剰にフェザーへ調整される。また、GTC はロータ（発電機）回転角速度を減少させる方向へ発電機トルクを調整するが、ロータ（発電機）回転角速度の減少はスラスト力を減少させるため、結果として浮体ピッチ角度が減少する。上記の結果、システム全体として、ロータ（発電機）回転角速度および浮体ピッチ角度が過剰に減少する方向へ調整されるため、浮体ピッチ角度が大きく負方向へ変化する。これにより、浮体前後動揺が励起される。

次に、ロータ（発電機）回転角速度と浮体ピッチ角度が双方とも負方向に変化した場合の Case

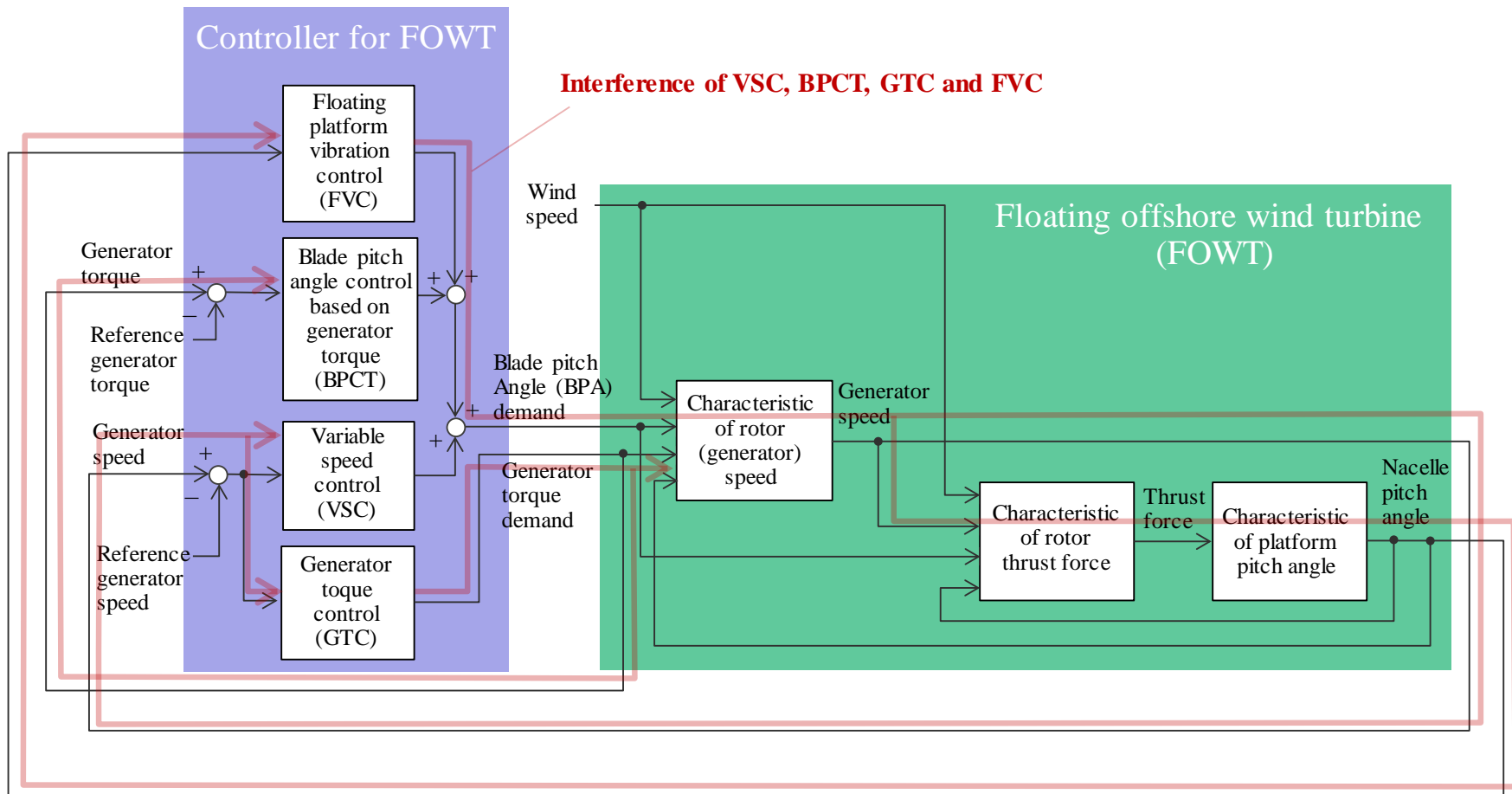


図 5-3. 浮体式洋上風力発電システムのコントローラと制御対象の応答の因果関係

表 5-1. 遷移条件での浮体前後動揺の発生メカニズムのイメージ

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
ロータ（発電機）回転角速度の変化	+	-	+	-
浮体ピッチ角度の変化	+	-	-	+
ブレードピッチ角度の調整	フェザーへの過剰調整で、回転角速度と浮体ピッチ角度を過剰に減少	ファインへの過剰調整で、回転角速度と浮体ピッチ角度を過剰に増加	VSC と FVC の調整が相殺される	
	VSC による調整	フェザー	ファイン	フェザー
	FVC による調整	フェザー	ファイン	フェザー
	BPCT による調整	ファインへ調整するが、VSC および FVC よりもゲインが小さく、調整量は微小		
GTC による発電機トルクの調整	回転角速度を減少（浮体ピッチ角度も減少）	回転角速度を増加（浮体ピッチ角度も増加）	回転角速度を減少（浮体ピッチ角度も減少）	回転角速度を増加（浮体ピッチ角度も増加）
制御全体がシステムに及ぼす影響	回転角速度、浮体ピッチ角度の双方が過剰に減少	回転角速度、浮体ピッチ角度の双方が過剰に増加	回転角速度の変化は緩和するが、浮体ピッチ角度が更に減少	回転角速度の変化は緩和するが、浮体ピッチ角度が更に増加

2 に注目する。この場合、Case 1 と逆方向にブレードピッチ角度および発電機トルクが調整されるため、結果として、システムがロータ（発電機）回転角速度および浮体ピッチ角度が過剰に増加する方向へ調整されるため、浮体ピッチ角度が正方向へ大きく変化する。これにより、浮体前後動揺が励起される。

続いて、ロータ（発電機）回転速度と浮体ピッチ角度の変化方向が逆である Case 3 および Case 4 に注目する。両ケースにおいて、VSC および FVC がブレードピッチ角度を逆方向に変化させるため、ブレードピッチ角度の調整が相殺される。これに対して、GTC はロータ（発電機）回転角速度の変化を緩和する方向へ発電機トルクを調整するが、この調整は浮体ピッチ角度の変化を助長する。結果として、浮体ピッチ角度の変化が拡大し、浮体前後動揺が励起される。

制御干渉対策の 1 つは、関連ゲインの上昇（最適化）である。しかしながら、千差万別に変化する浮体式洋上風力発電システムの運転条件や環境条件に対し、複数の制御に関係するゲインを最適化することは、非常に困難な課題である。

本節にて記述した内容を以下にまとめる。

- (a) 風速または海象の変動や、FVC 追加によるブレードピッチ角度の調整はロータ（発電機）回転角速度の変動を引起こす。
- (b) ロータ（発電機）回転角速度の変動は、ロータのスラスト力の変動を励起し、最終的に浮体ピッチ角度（ナセルピッチ角度）の変動を励起する。
- (c) ロータ（発電機）回転角速度の変動は、VSC、GTC の出力の変動を発生させる。

- (d) GTC の出力の変動は BPCT の出力を変動させる。
- (e) 浮体ピッチ角度（ナセルピッチ角度）の変動は、FVC の出力であるブレードピッチ角度を変動させる。
- (f) 結果として制御からシステムへの変動ループが形成され、浮体前後動揺が励起される。

### 5.3 ナセル風速に基づく発電機トルク下限値制御

本節では、遷移条件における制御干渉を抑制するための発電機トルク制御を提案する。その基本コンセプトは、風速自体の変動、および浮体ピッチ角度の変化によって発生するロータへ流入する相対風速の変動、によって発生するロータ（発電機）回転角速度の変化を、発電機トルクの調整によって吸収するものである。浮体前後動揺の根本原因である、ロータ（発電機）回転角速度の変動を抑制することを狙う。

ナセル風速が  $V_2$  から  $V_3$  の領域における従来の GTC を下式に示す。

$$q_G^{dem} = K_p \Delta \omega_G + K_I \int \Delta \omega_G dt \quad \dots \text{式(5-1)}$$

$$\Delta \omega_G = \omega_G - \omega_G^{rat} \quad \dots \text{式(5-2)}$$

$$q_G^{min} \leq q_G^{dem} \leq q_G^{max} \quad \dots \text{式(5-3)}$$

$$q_G^{max} = q_G^{rat} \quad \dots \text{式(5-4)}$$

$$q_G^{min} = K_{opt} \omega_G^{rat^2} \quad \dots \text{式(5-5)}$$

ここで、 $q_G^{dem}$  は発電機トルク指令値、 $K_p$  は比例ゲイン、 $K_I$  は積分ゲイン、 $\Delta \omega_G$  は発電機回転角速度偏差、 $\omega_G$  は発電機回転角速度の計測値、 $\omega_G^{rat}$  は定格発電機回転角速度、 $q_G^{min}$  は発電機トルク指令値の下限値、 $q_G^{max}$  は発電機トルク指令値の上限値、 $q_G^{rat}$  は発電機トルクの定格値、 $K_{opt}$  は最適トルクモードゲイン、である。

ロータ、増速機、および発電機から構成されるドライブトレインを剛体と仮定すると、下式が得られる。

$$J \dot{\omega}_r = q_r - \eta q_G^{dem} \quad \dots \text{式(5-6)}$$

ここで、 $J$  はロータイナーシャ、 $\omega_r$  はロータ回転角速度、 $\eta$  は増速比、 $q_r$  は風力エネルギーから得られるロータトルク、である。また、発電機は発電機トルク指令  $q_G^{dem}$  の通りに発電機トルクを発生できる、すなわち効率 100%であることを仮定する。

発電機（ロータ）回転角速度とロータ回転角速度に下式が成立する。

$$\omega_G = \eta \omega_r \quad \dots \text{式(5-7)}$$

式(5-1)、式(5-6)、および式(5-7)より、ロータ回転角速度  $\omega_r$  とロータトルク  $q_r$  には下式の関係が成立する。

$$J \Delta \dot{\omega}_r + \eta^2 K_p \Delta \omega_r + \eta^2 K_I \int \Delta \omega_r dt = q_r \quad \dots \text{式(5-8)}$$

式(5-8)をラプラス変化することで下式が得られる.

$$\Omega(s) = \frac{s}{Js^2 + \eta^2 K_p s + \eta^2 K_I} Q_r(s) \quad \dots \text{式(5-9)}$$

式(5-9)は, 風力エネルギーから得られるロータトルクの変化によってロータ回転角速度が変化することを示す. 逆に言えば, ロータトルクの操作でロータ回転角速度を自在に変化できる. 上述の通り, 制御干渉によるロータ (発電機) 回転角速度の変動が, 制御対象である浮体式洋上風力発電システムの応答に変動を発生させる. 本節では, 発電機トルク (ロータトルク) をロータに流入する風速 (相対風速) の変動に合わせて積極的に調整することにより, ロータ (発電機) 回転角速度の変動を抑制する手法を提案する. 具体的には, 式(5-1)を下式のように変化させる.

$$q_G^{dem} = K_p \Delta \omega_G + K_I \int \Delta \omega_G dt + q_F \quad \dots \text{式(5-10)}$$

ここで,  $q_F$  は提案手法で追加する発電機トルクである.

式(5-6), 式(5-7), および式(5-10)を用いて, 式(5-9)と同様の式を導出すると下式が得られる.

$$\Omega(s) = \frac{s}{Js^2 + \eta^2 K_p s + \eta^2 K_I} [Q_r(s) - Q_F(s)] \quad \dots \text{式(5-11)}$$

式(5-11)は, 風力エネルギーから得られるロータトルク  $q_r$  と提案手法の追加トルク  $q_F$  を下式のように一致させることでロータ回転角速度の変化を抑制できることを示す.

$$Q_r(s) = Q_F(s) \quad \dots \text{式(5-12)}$$

本報告では式(5-12)を成立させる  $q_F$  を設計するために, 風力エネルギーから得られるロータトルク  $q_r$  の伝達特性を下式で近似する.

$$q_r^0 = \frac{1}{2} \rho A R C_q v^2 \quad \dots \text{式(5-13)}$$

$$Q_r(s) = \frac{1}{1 + sT_r} Q_r^0(s) \quad \dots \text{式(5-14)}$$

ここで,  $\rho$  は空気密度,  $A$  はロータの受風面積,  $R$  はロータ半径,  $C_q$  はトルク係数,  $T_r$  はナセルに設置した風速計からロータまでの時定数,  $v$  はナセル設置の風速計で計測される風速,  $q_r^0$  は風速  $v$  から得られるロータトルクの定常値, である. 式(5-13)は風速からロータトルクに変換する式であり, 式(5-14)はナセル設置の風速計からロータ位置までの応答特性を一次遅れ特性で近似したものである.

本報告において,  $q_F$  に指定する伝達特性を, ゲイン特性にロータ面に流入する風速  $v_r$  の一次特性を利用し, 応答特性に一次遅れを利用した下式で定義する.

$$q_F = A_q v_r + B_q \quad \dots \text{式(5-15)}$$

$$V_r(s) = \frac{1}{1 + sT_F} V(s) \quad \dots \text{式(5-16)}$$

ここで,  $T_F$  は提案手法の時定数,  $A_q$  は風速  $v$  から発電機トルク  $q_F$  を演算する一次式の傾き,  $B_q$  は切片, である.

提案方式の特徴は、式(5-12)の成立のために、応答特性を式(5-14)と同様に一次遅れで近似するが、指定するロータトルクの定常値は式(5-15)のように風速 $v$ の一次式で簡潔に記述することである。この理由は以下の通りである。式(5-13)のようにトルク係数 $C_q$ を利用してもゲイン特性を算出できるが、実装時のトルク係数 $C_q$ の実現にはテーブルや近似曲線を利用する必要がある。テーブル利用時にはメモリ領域の確保やトルク係数 $C_q$ の詳細定義が必要であったり、近似曲線を利用する場合には制御切替え時の不連続性を緩和する必要があったりする。本研究では容易に実装できる形式を狙い、式(5-15)のように一次式を採用した。

式(5-15)および式(5-16)の実装方法は下記の通りである。従来の発電機トルク制御手法を式(5-1)から式(5-5)に示したが、式(5-3)のように発電機トルク指令値に上限値と下限値を設けている。提案手法では、発電機トルク $q_F$ を発電機トルク指令値の下限値 $q_G^{min}$ に代入することで実現する。

$$q_G^{min} = q_F = A_q v_r + B_q \quad \dots \text{式(5-17)}$$

$$A_q = \frac{q_3 - q_2}{v_3 - v_2} \quad \dots \text{式(5-18)}$$

$$B_q = q_3 - A_q v_3 \quad \dots \text{式(5-19)}$$

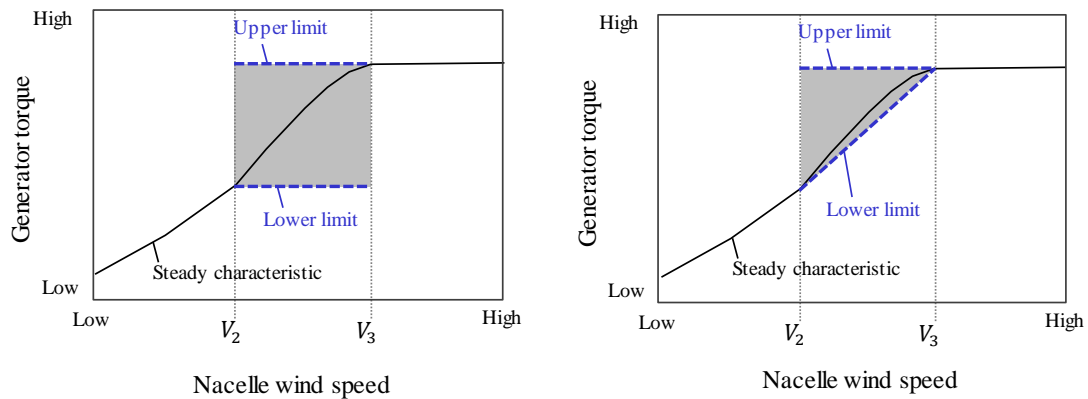
ここで、 $v_r$ はロータ面での風速、 $(v_2 \quad q_2)$ および $(v_3 \quad q_3)$ は式(5-17)の始点と終点を示す座標、である。

発電機トルクの下限値を利用した理由は、式(5-15)を式(5-13)に完全一致させた場合、天気、風況、および海象の変化に起因して空気密度 $\rho$ 、ロータの受風面積 $A$ およびトルク係数 $C_q$ が変化すると、想定するモデルに誤差が発生し、現実的に発生できる最大トルクよりも指令する発電機トルクが低くなる可能性があるためである。下限値を指定し、下限値以上の発電機トルクは式(5-1)のフィードバック制御を利用して発生させることで、千差万別に変化する風況や海象に対応できるものとした。

時定数 $T_F$ はナセル設置の風速計からロータまでの距離を、関連する風速で除算することで得られる。ただし、計測遅れ、制御装置間の通信遅れを考慮する必要があるため、上述の幾何学的な距離から得られる時間より短い値とする必要がある。

提案手法により、ロータに入力されるエネルギーの変動を発電機トルクの増減で吸収し、ロータ回転角速度の変動を抑制できる。特に、ロータに入力する風力エネルギーを事前に検出できるナセル風速を利用して、ロータ面に流入する風速を推定し、フィードフォワードの形式で発電機トルク指令値の下限値を直接変更することで、提案手法適用前のフィードバック制御(従来手法)と比較してナセル風速の変化に対する発電機トルクの応答性を向上できる。

図 5-4 に、従来手法と提案手法の違いを示す。図 5-4(a)に示す従来手法では、ナセル風速が $V_2$ から $V_3$ の領域において発電機トルクの上限值および下限値が一定であることから、発電機トルクが長方形の領域を変化することが可能である。これに対して、図 5-4(b)に示す提案手法では、発電機トルクの下限値をナセル風速の一次式で決定することから、三角形の領域において発電機トルクが変化することとなる。



(a) 従来手法（提案手法未適用時）

(b) 提案手法的適用時

図 5-4. 発電機トルク制御による発電機トルク調整範囲の違い

## 5.4 試験装置

図 5-5 および表 5-2 に、試験装置である浮体式洋上風力発電システムの外観と仕様を示す。本システムは平成 22 年度から平成 27 年度まで実施された環境省委託の「浮体式洋上風力発電設備の実証事業」により構築された [12] [13] [14] [15] [16]。定格出力は 2000kW であり、直径 80m のロータがタワーよりも風下側に配置されるダウンウィンド型である。浮体構造物は上側が鋼材、下側がプレストレストコンクリートの構造を備えたハイブリッドスパー型である。係留はカテナリーチェーンが 3 本配置されている。また、ハブ高さは平均海面より 55.88m であり、定格風速は 12m/s である。以下、本章では、本システムを風力発電システムの応答や荷重を評価可能な市販ソフトウェアである、BLADED®にて構築したモデルを利用して、提案手法のシミュレーションを実施するとともに、試験装置にも提案手法を実装して試験を実施した。

## 5.5 シミュレーション結果

### 5.5.1 評価方法

上述の提案手法の有効性を確認するために、シミュレーションを実施した。評価項目は下記の通りである。

- (1) 発電運転時の時間応答：遷移条件の運転条件を含む平均風速 10m/s と 12m/s において、ブレードピッチ角度の変動が抑制できることを確認
- (2) 運転特性：提案手法の適用による浮体式洋上風力発電システムの運転特性の改善率を確認
- (3) 最大荷重：提案手法の適用による上記(2)の運転特性における最大荷重の変化率を確認
- (4) 疲労等価荷重：提案手法の適用による上記(2)の運転特性を利用して推定した疲労等価荷重の変化率を確認

表 5-3、および表 5-4 にシミュレーション条件を示す。シミュレーションにおいて乱流強度は洋上を想定した、International electrotechnical commission (IEC) に定められた IEC 61400-3 Class C とし、海象は設置場所の条件 (Normal Sea state) とした。発電運転時の時間応答の平均風速は遷移条件を含む 10、12m/s の変動風況を利用し、初期ヨーエラーは 0deg とした。運転特性の風速



図 5-5. 環境省実証にて建設された 2MW 浮体式洋上風力発電システムの概観

表 5-2. 浮体式洋上風力発システムの仕様

定格出力 [kW]	2000
ロータ位置	ダウンウィンド
ロータ直径 [m]	80
浮体構造物	ハイブリッドスパー型
係留	カテナリー, 3 本
ハブ高さ [m]	55.88
定格風速 [m/s]	12
Modal inertia	30062 kN m <sup>2</sup> /rad
Modal damping coefficient	74 kN m s/rad
Modal stiffness coefficient	1805 kN m/rad

範囲は 6m/s から 24m/s, ビン幅は 2m/s とし, 各風速で初期ヨーエラーを -8deg, 0deg, および +8deg とした期間 600s のシミュレーション結果の平均値より運転特性を取得した. また, 式(5-17)から式(5-19)を決定する座標は, 運転特性のシミュレーション結果に基づき,  $(v_2 \quad q_2) = (10 \quad K_{opt}\omega_{rat}^2)$  および  $(v_3 \quad q_3) = (13 \quad Q_{rat})$  とした. さらに, ナセル風速に対する一次遅れ特性の時定数は, ナセル設置の風速計からロータ面までの距離が約 9m あり, 提案手法を有効化する最大風速が 13m/s であることから,  $9/13=0.6923s$  未満とする必要がある. 本報告では, 計測遅れや制御装置間の通信遅れだけでなく, 風を受けてからロータが反応する遅れも考慮し, 0.5s を採用した.

#### 5.5.2 発電運転時の時間応答

図 5-6 および図 5-7 に, 平均風速が 10m/s および初期ヨーエラーが 0deg での発電運転時のシミュレーション結果を示す. 図 5-6 は時系列データであり, 横軸は時刻, 縦軸は図上方よりハブ高風速, ロータ (発電機) 回転角速度, 発電電力, ブレードピッチ角度 (3 本の平均値), およ

表 5-3. シミュレーション条件：  
発電運転時の時間応答確認用

平均風速 [m/s]	10, 12
乱流強度 [-]	0.12 (IEC Class C)
初期ヨーエラー [deg]	0
波タイプ	標準波
流れ [m/s]	0
シミュレーション期間 [s]	600
式(5-17)の低風速側座標 ( $v_2, q_2$ ) [m/s, kNm]	(10, $K_{opt}\omega_{rat}^2$ )
式(5-17)の高風速側座標 ( $v_3, q_3$ ) [m/s, kNm]	(13, $Q_{rat}$ )
時定数 $T_F$ [s]	0.5

表 5-4. シミュレーション条件：  
運転特性確認用

平均風速 [m/s]	6–24 m/s
乱流強度 [-]	0.12 (IEC Class C)
初期ヨーエラー [deg]	-8, 0, 8
波タイプ	標準波
流れ [m/s]	0
シミュレーション期間 [s]	600
式(5-17)の低風速側座標 ( $v_2, q_2$ ) [m/s, kNm]	(10, $K_{opt}\omega_{rat}^2$ )
式(5-17)の高風速側座標 ( $v_3, q_3$ ) [m/s, kNm]	(13, $Q_{rat}$ )
時定数 $T_F$ [s]	0.5

びナセルピッチ角度（浮体ピッチ角度），を示す．図 5-7 は図 6 のシミュレーション結果の周波数特性であり，横軸が周波数，縦軸は図 5-6 と同様の項目のパワースペクトル密度 (Power Spectral density, PSD) を同様の順序でプロットしたものである．なお，図中において黒色点線が提案手法未適用時（従来）のシミュレーション結果を示し，青色実線が提案手法のシミュレーション結果を示す．以下では，提案手法未適用時を従来手法と定義する．

まず，図 5-6 のロータ（発電機）回転角速度に注目すると，従来手法では時刻 220s 頃から時刻 400s 頃までブレードピッチ角度，ナセルピッチ角度，および発電電力の変動が継続している．上述の通り，これは制御干渉またはロータに流入する風速の変動が要因であると推測する．これに対し，提案手法の結果に注目すると，上述の変動が低減していることが確認できる．これは提案手法によってロータ（発電機）回転角速度の変動を発電機トルク下限値の調整で吸収したためと考える．ブレードピッチ角度に注目すると，従来手法ではファイン角度（ブレード効率が低いブレードピッチ角度）からフェザー方向（ブレード効率が低いブレードピッチ角度の操作方向）の範囲へ大きく変化しているのに対し，提案手法適用時にはブレードピッチ角度の動作範囲が低減している．これは，提案手法により，ロータ（発電機）回転角速度の変動を抑制できたことで，VSC によるブレードピッチ角度の調整指令の頻度が減少したためと考える．ナセルピッチ角度に注目すると，提案手法はナセルピッチ角度の動揺を抑制できているが，これはロータ（発電機）回転角速度の変動を抑制することで，結果としてスラスト力の変動を抑制できたためと考える．

次に，図 5-7 に示す周波数特性に注目すると，ロータ（発電機）回転角速度，発電電力，ブレードピッチ角度，およびナセルピッチ角度において，従来手法では周波数が 0.05Hz を中心とした帯域の PSD が高いことがわかる．対する提案手法では，その帯域での PSD が減少していることが確認できる．図 5-5 に示す浮体式洋上風力発電システムの浮体前後動揺（ナセルピッチ角度の振動）の固有周波数は 0.035Hz 近傍であることを確認しているため，上記 0.05Hz 近傍の成分は浮体前後動揺ではなく，上述の制御干渉によって発生したと推測する．提案手法の適用により，

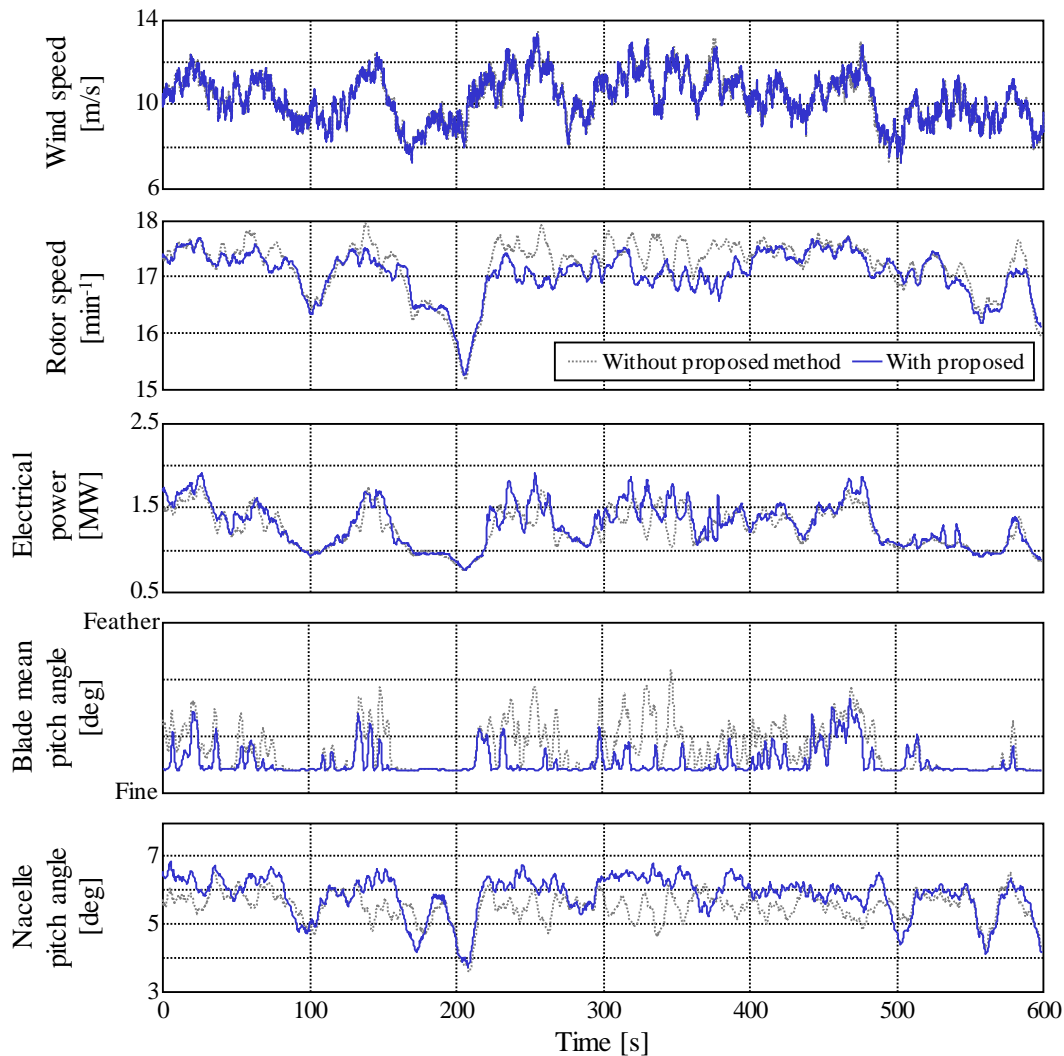


図 5-6. シミュレーション結果：平均風速 10m/s での時間応答

ブレードピッチ角度の制御干渉が軽減されることでロータ回転角速度の変動が低減し、結果として制御対象である浮体式洋上風力発電システムの応答を安定化できたと考える。

また、図 5-8 および図 5-9 に、平均風速が 12m/s および初期ヨーエラーが -8deg での発電運転時のシミュレーションの時間応答と周波数特性を示す。図 5-8 および図 5-9 のフォーマットはそれぞれ図 5-6 および図 5-7 と同様であるため、説明を省略する。

図 5-8 に示すロータ（発電機）回転角速度に注目すると、提案手法の適用により、特に時刻 200s から時刻 400s においてロータ回転角速度の変動を低減できていることが確認できる。また、ブレードピッチ角度に注目すると、提案手法はブレードピッチ角度の頻繁な変化を抑制できている。ナセルピッチ角度においては、提案手法は従来手法と同様にナセルピッチ角度を安定化できしており、時刻 250s から時刻 400s での周期的な変動も抑制できている。

さらに、図 5-9 の周波数特性に注目すると、ロータ（発電機）回転角速度、発電電力、ブレード

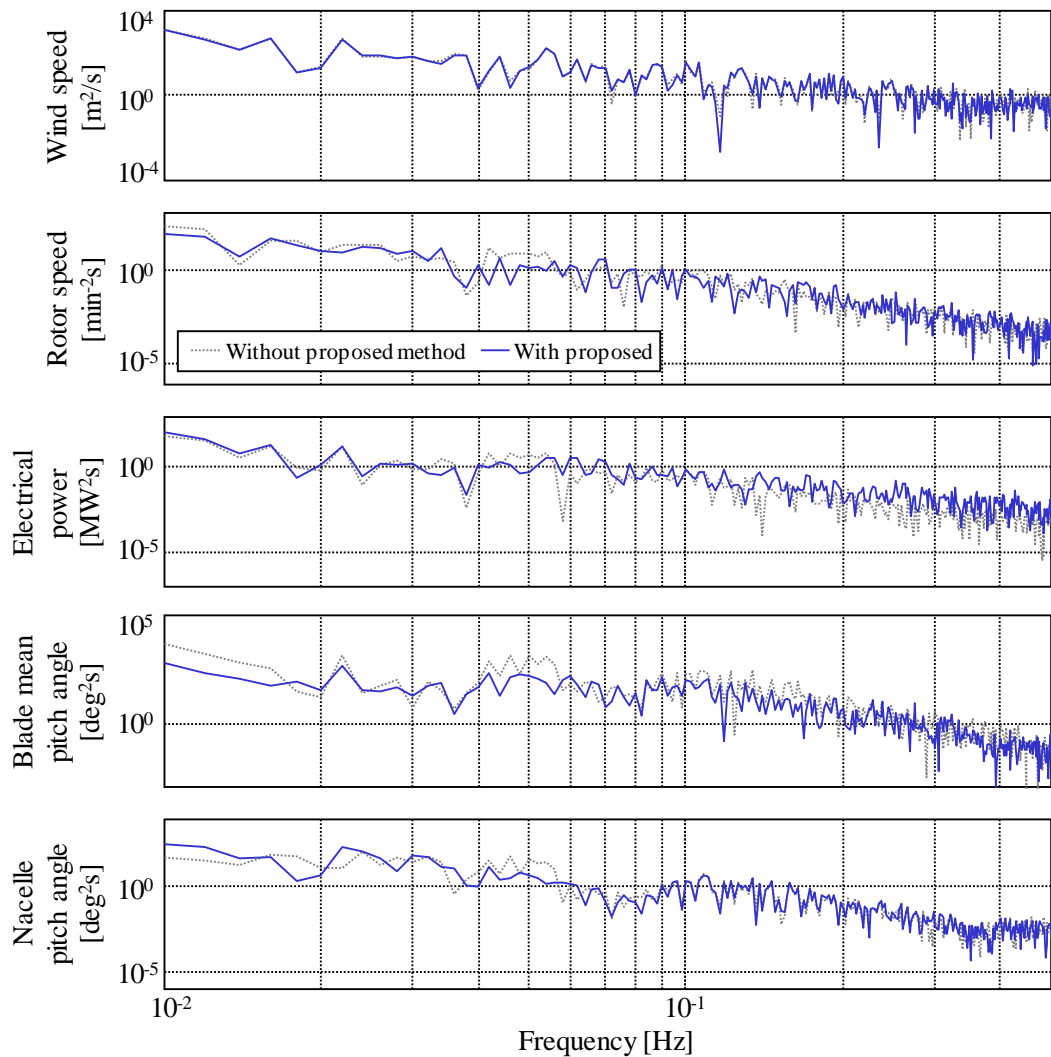


図 5-7. シミュレーション結果：平均風速 10m/s での時間応答の周波数特性

ドピッチ角度、およびナセルピッチ角度において、従来手法の結果に見られる 0.04Hz 近傍の帯域で成分を、提案手法の適用で低減できたことが確認できる。これは図 5-7 の結果と同様に、ナセルピッチ角度の固有周波数 0.026Hz とは異なるため、ブレードピッチ角度の制御干渉によって発生したものと推測でき、提案手法によってこの干渉を抑制できていることを示すと考える。

以上の結果より、提案手法はロータ（発電機）回転角速度の変動を抑制することで、ブレードピッチ角度の変化を減少させるとともに、発電電力およびナセルピッチ角度を安定化できることを確認した。

### 5.5.3 運転特性

図 5-10 に、従来手法を基準とした場合の、提案手法適用時の運転特性の変化率を示す。図 5-10(a), (b), および(c)はそれぞれ風速毎の平均電力、シミュレーション期間中のブレードピッ

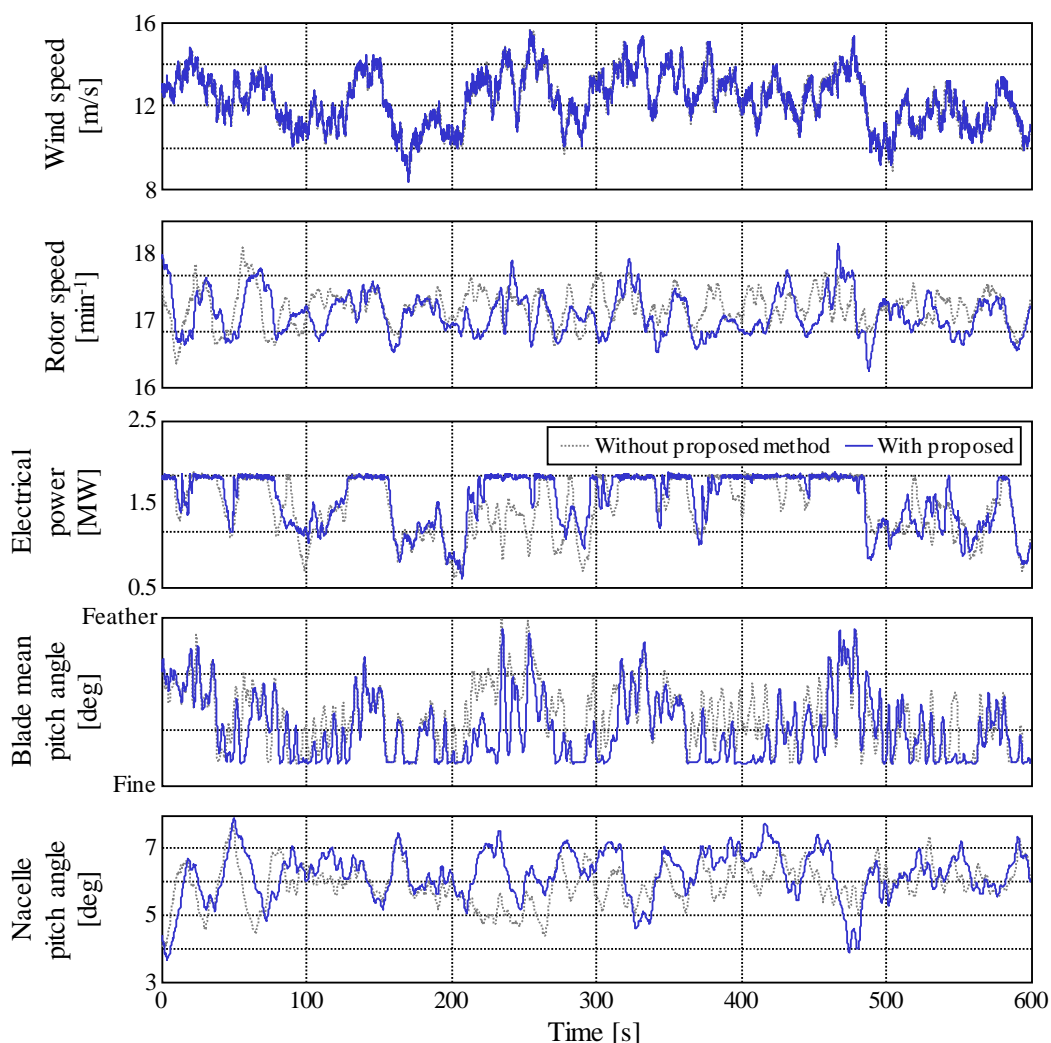


図 5-8. シミュレーション結果：平均風速 12m/s，初期ヨーエラー-8deg での時間応答

チ角度の累積移動量，および平均ナセルピッチ角度の変化率である。

まず，図 5-10(a)の発電電力に注目すると，平均風速 10m/s から 16m/s の範囲で最大 3.4%程度向上している．これは，従来手法ではロータ（発電機）回転角速度の変動により VSC がブレードピッチ角度を変化させる機会が多く発生することでロータ効率が低下する傾向があるが，提案手法ではロータ（発電機）回転角速度の変動を発電機トルクの変化で吸収することで，ブレードピッチ角度をファイン側に保持する期間を長くでき，ロータ効率を高く維持できたためと考える．

次に，図 5-10(b)のブレードピッチ角度の累積移動量に注目すると，風速 10m/s と 12m/s において大きく低減でき，その低減率は最大で-43%に及ぶことが確認できる．これは上述の通り，提案手法の適用によってブレードピッチ角度の変化頻度を低減できたことが要因であると考えられる．ブレードピッチ角度の累積移動距離の低減は，ブレードピッチ駆動部の負荷変動を低減できることから，ブレードピッチ部分の疲労軽減に貢献できると考える．

最後に，図 5-10(c)のナセルピッチ角度に注目すると，平均風速が 8m/s から 14m/s において大

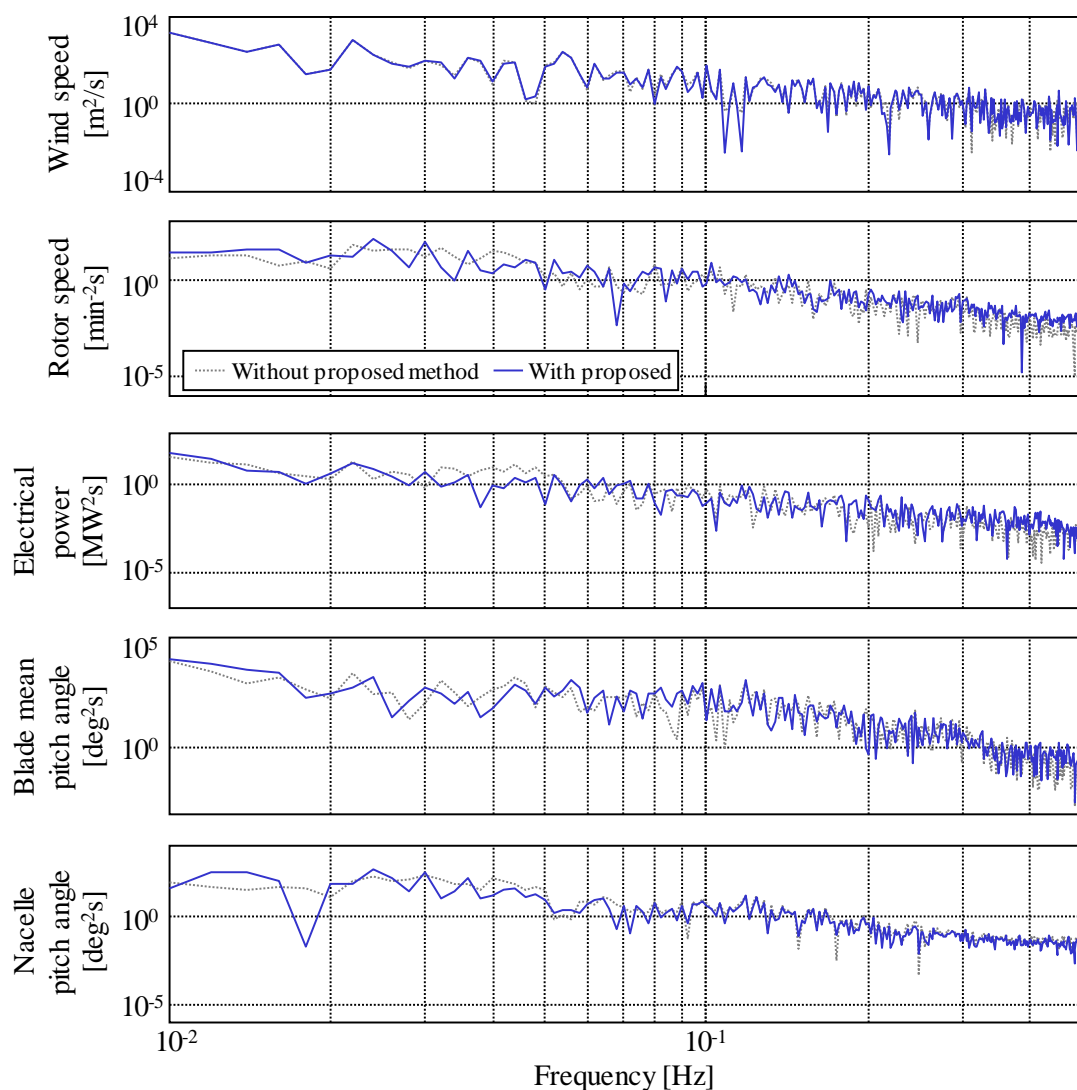


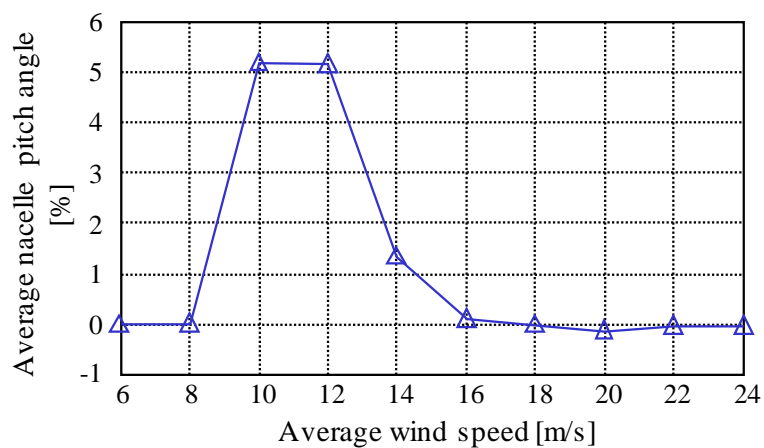
図 5-9. シミュレーション結果：平均風速 12m/s，初期ヨーエラー-8deg での時間応答の周波数特性

大きく上昇していることが確認できる。これは図 5-10(a)の発電電力と関連しており，提案手法の適用でロータ効率が上昇し，より多くの風力エネルギーを利用可能であるが，その反面，スラスト力も上昇したことで発生したと考える。

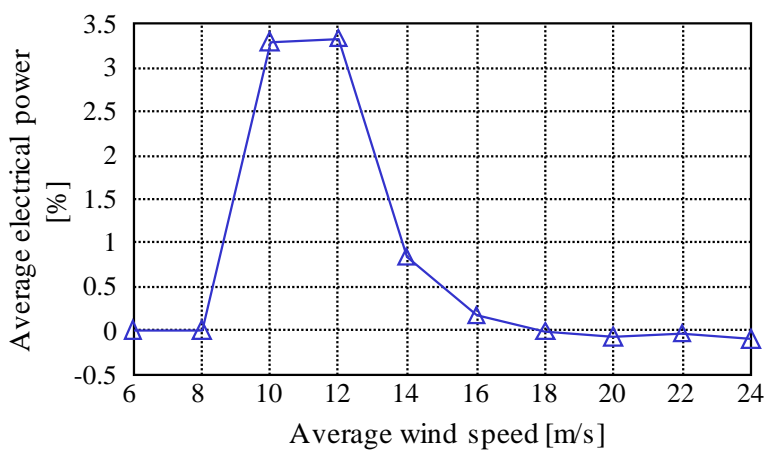
以上の結果より，提案手法の適用により，風速 10m/s から 14m/s での運転特性において，発電電力を上昇できること，および，ブレードピッチ角度の累積移動距離を低減し，ブレードピッチ駆動部の疲労軽減に貢献できることを確認した。

#### 5.5.4 最大荷重

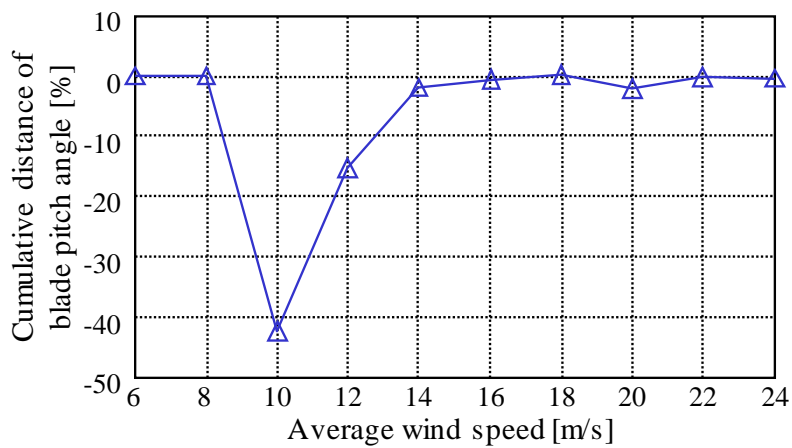
図 5-10 に示す運転特性の改善率を生成するために実施したシミュレーション結果（風速 10 ケース，各風速でヨーエラー3 ケース，シミュレーション期間 600s）を利用して，従来手法と提案



(a) 平均ナセルピッチ角度



(b) 平均発電電力



(c) ブレードピッチ角度の累積移動量

図 5-10. シミュレーション結果：従来手法基準の提案手法適用時の運転特性の変化率

手法における最大荷重を評価した。図 5-11 に、最大荷重の評価結果を示す。図 5-11 においては、

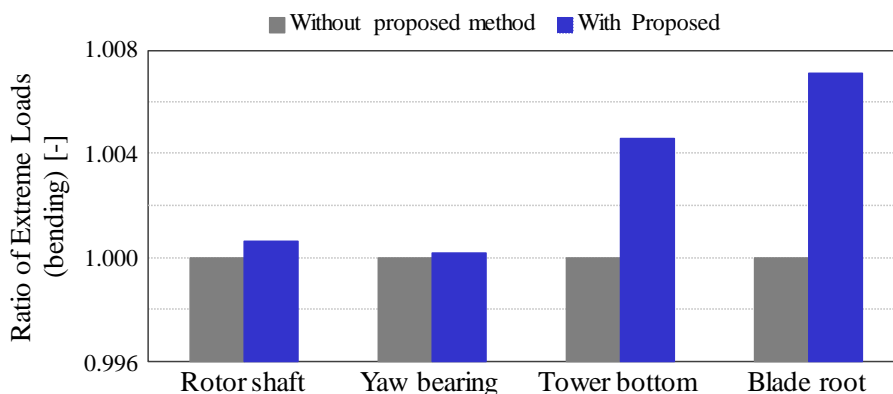


図 5-11. シミュレーション結果：最大荷重の比較

従来手法の最大荷重を 1 とした場合の提案手法の最大荷重比を示しており、比較部位はロータ主軸、ヨーベアリング、タワー基部、およびブレード根元であり、評価項目は曲げモーメントとした。

図 5-11 より、従来手法に対して、提案手法を適用した結果、最大荷重が増加していることが確認できる。ただし、その絶対値は 1%未満であることから、大きな荷重増加ではないと判断する。この増加は、図 5-10 に示したように、提案手法の適用によって風速 10m/s から 14m/s の定格未満の発電電力を増加できたことが要因と考える。発電電力の増加は風速エネルギーをより捉えられることを示しており、スラスト力が増加したことで、各部位の荷重が増加したと考える。

### 5.5.5 疲労等価荷重

さらに、図 5-10 を生成するためのシミュレーション結果を利用し、図 5-11 の最大荷重と同様に疲労等価荷重を比較した。図 5-12 に、従来手法を基準とした、提案手法適用時の疲労等価荷重(曲げモーメント)の比を示す。比較部位は最大荷重と同様に、ロータ主軸、ヨーベアリング、タワー基部、およびブレード根元である。なお、疲労等価荷重の算出にはレインフロー法を利用し、期間 20 年で  $2 \times 10^8$  回繰り返されることを想定した。

図 5-12 より、ブレード根元以外の部位において疲労等価荷重が低減していることが確認できる。疲労等価荷重低減の理由としては、提案手法によりロータ回転角速度の変動を抑制できたことでブレードピッチ角度の変動が低下し、結果としてスラスト力の変動が低減できたためと考える。対照的に、ブレード根元は疲労等価荷重が増加している。この理由は、図 5-8(a)に示したように、発電電力を向上できたことで、ブレード根元に加わる荷重が増加したためと推測する。ただし、その増加量は 1%未満であり、大きな影響を及ぼさないと考える。

### 5.6 実機試験結果

本節では、図 5-5 に示す商用規模の 2MW 浮体式洋上風力発電システムに提案手法を実装し、その有効性を確認した試験結果について述べる。表 5-5 に、実証試験時の条件を示す。ハブ高平均風速は遷移条件に含まれる 9.55m/s 近傍とした。また、式(5-15)から式(5-17)を決定する座標を、

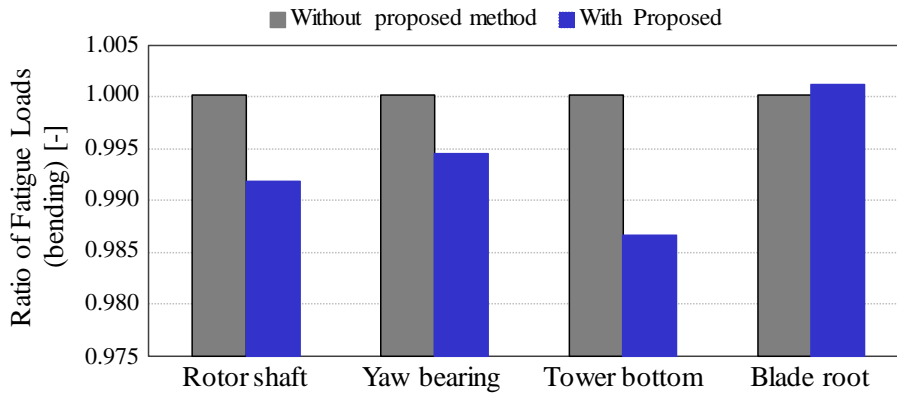


図 5-12. シミュレーション結果：疲労等価荷重の比較

表 5-5. 実証試験時の条件

ハブ高平均風速 [m/s]	9.58 (従来手法) , 9.54 (提案手法適用時)
式(5-17)の低風速側座標 ( $v_2, q_2$ ) [m/s, kNm]	(8.5, $K_{opt}\omega_{rat}^2$ )
式(5-17)の高風速側座標 ( $v_3, q_3$ ) [m/s, kNm]	(12, $Q_{rat}$ )
時定数 $T_F$ [s]	0.5

予備試験結果に基づいて  $(V_{nac1}, q_1) = (8.5, K_{opt}\omega_{rat}^2)$  , および  $(V_{nac2}, q_2) = (12.0, Q_{rat})$  とした。シミュレーションの座標よりも風速が低いが、これは、発電運転時にはハブ高風速よりもナセル風速が低下する特性があるためである。なお、式(5-18)にて利用する時定数  $T_F$  は、シミュレーションと同様に 0.5s と設定した。

図 5-13 および図 5-14 に、平均風速は 9.58 m/s での従来手法の試験結果である時間応答、および周波数特性を示す。図 5-13 の横軸は時間を示し、縦軸は図上方よりナセル風速、ロータ（発電機）回転角速度、発電電力、ブレードピッチ角度、およびナセルピッチ角度をそれぞれ示す。図 5-14 は、図 5-13 に示した時系列データを周波数解析した結果である PSD を示す。図 5-14 の横軸は周波数を示し、縦軸は図上方より図 5-13 と同様の順序でプロットしている。

まず、図 5-13 の時間応答に注目すると、ナセルピッチ角度が時刻 100 s 直前より振動が開始し、時刻 600 s まで継続していることが確認できる。ナセル風速も同様の振動をしているが、自然風にはこのような周期的な成分は含まれないため、ナセルピッチ角度の振動によって、ナセルが風に対して相対的に変化したためと推測する。同様の振動が、ロータ（発電機）回転角速度、発電電力、およびブレードピッチ角度にも存在し、同期していることが確認できる。これらの振動は、時刻 80s 近傍のナセル風速、およびロータ（発電機）回転角速度の増加によって引き起こされた可能性がある。VSC, GTC, BPCT, および FVC の入力は、ロータ（発電機）回転角速度、およびナセルピッチ角度に依存することから、ブレードピッチ角度の制御干渉が上述のナセル風速の急変で引き起こされた後、周期的な振動が発生したと推測する。

次に、図 5-14 に示す周波数特性に注目する。ナセル風速には、0.025 Hz および 0.035 Hz の周

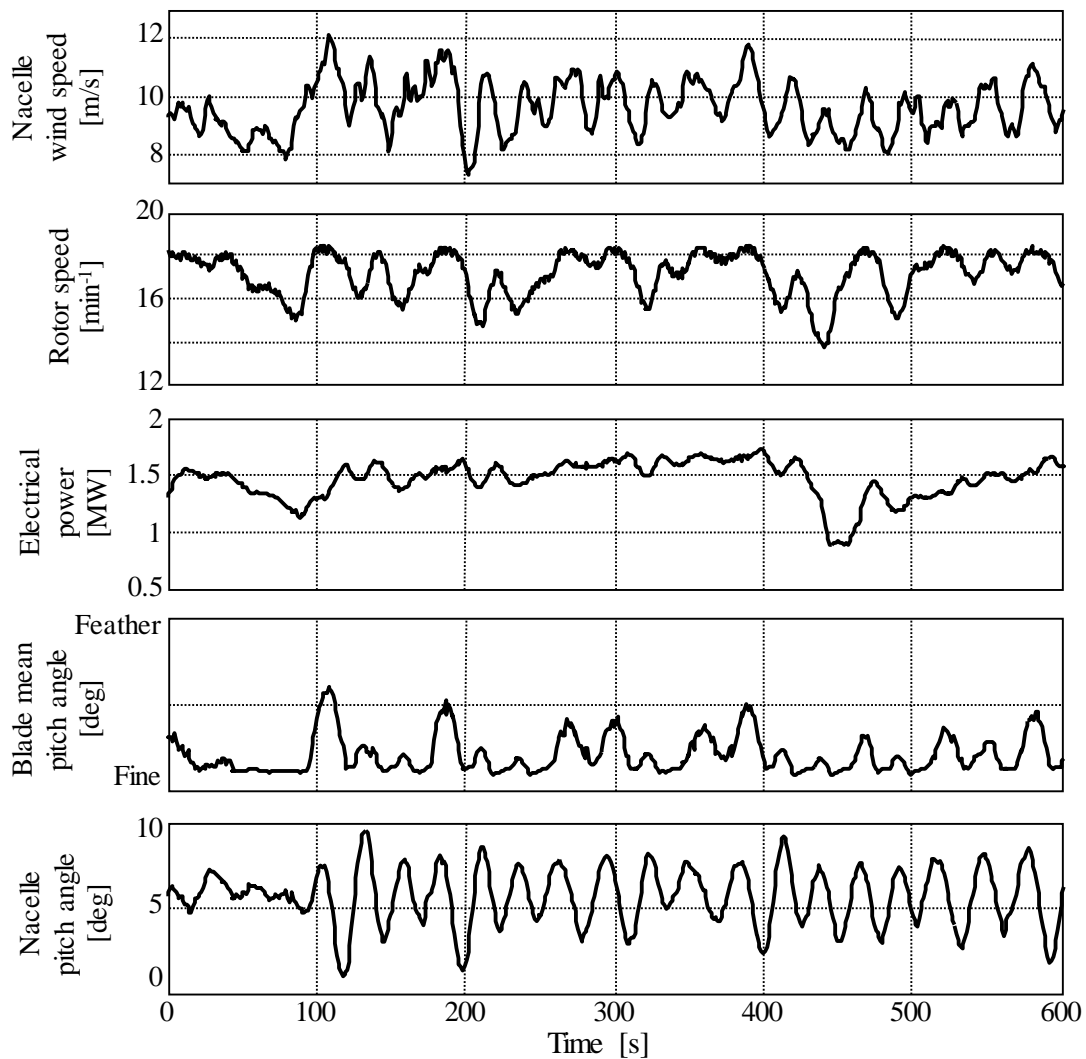


図 5-13. 実機試験結果：平均風速 9.58m/s での従来手法の時間応答

波数帯域近傍にピークが存在することが確認できる。これまでの経験上、このような周期的な成分が自然風中存在することは確認していないため、上述の制御干渉によって発生したと考える。他項目の周波数特性においても同様のピークが確認できる。後者の周波数帯域はナセルピッチ角度の固有周波数であることを確認していることから、浮体前後動揺が励起され、継続したと判断できる。前者の 0.025Hz の成分は VSC や FVC のブレードピッチ角度および発電機トルクの変化により励起されたと推測する。

図 5-15 および図 5-16 に、提案制御適用時の平均風速 9.54m/s での試験結果を示す。図 5-15 は時間応答であり、横軸は時刻、縦軸は図上方よりナセル風速、ロータ（発電機）回転速度、ロータトルク、発電電力、ブレードピッチ角度、およびナセルピッチ角度を示す。図 5-16 は PSD であり、横軸は周波数を示し、縦軸は図 5-16 と同様である。なお、図 5-13 および図 5-15 は従来手法および提案手法を適用した場合の試験結果であるが、試験時刻は従来手法の直後に提案手法を実施しており、風況や海象はほぼ同等であった。

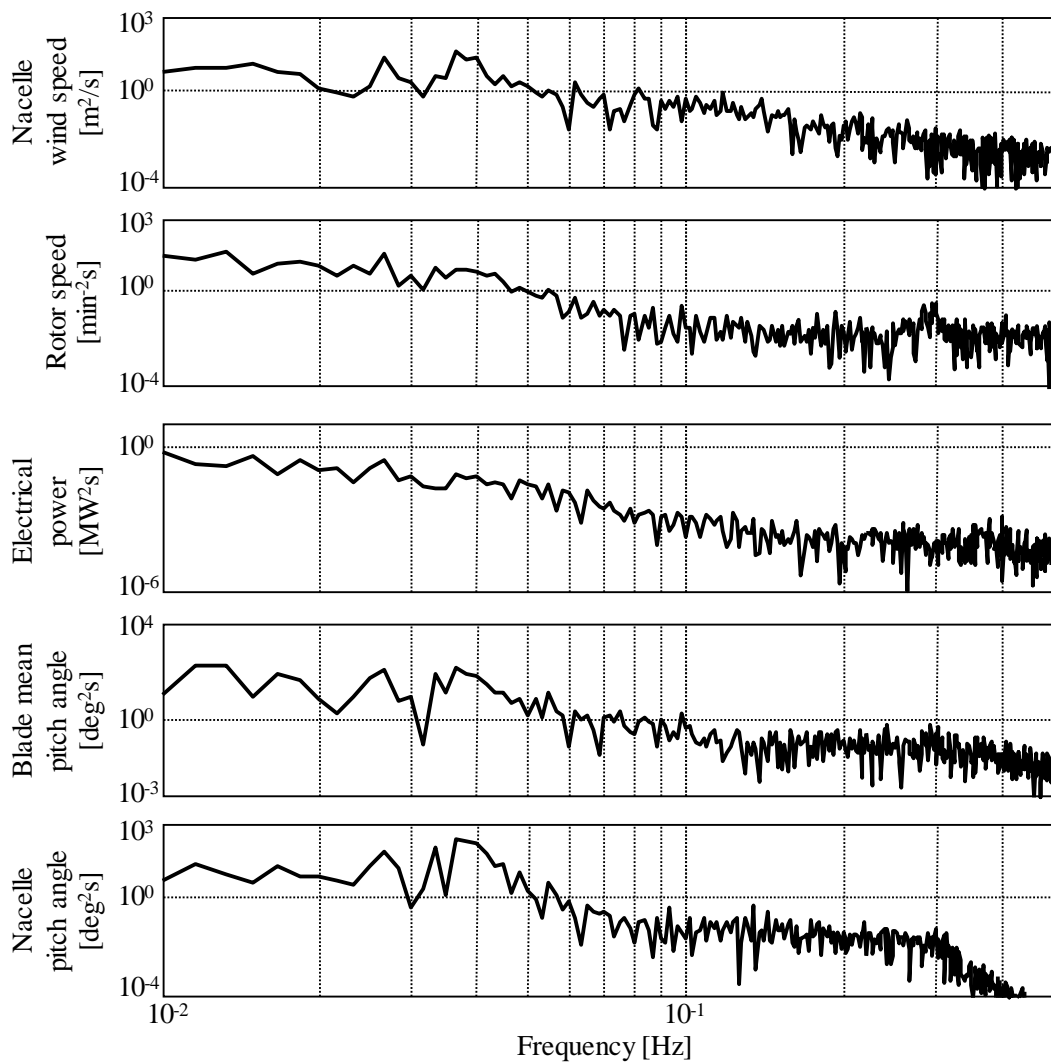


図 5-14. 実機試験結果：平均風速 9.58m/s での従来手法の時間応答の周波数特性

図 5-15 より，提案手法の適用により，図 5-13 で確認された遷移条件でのナセルピッチ角度の振動が低減できていることが確認できる．また，ロータ（発電機）回転角速度，発電電力，およびブレードピッチ角度の振動も抑制できていることが確認できる．また，図 5-16 より，ナセルピッチ角度の 0.025 Hz および 0.035 Hz 近傍のピークがなくなっていることが確認できる．

以上の実機試験結果より，提案手法は遷移条件における浮体前後動揺の抑制に有効であることを確認した．

## 5.7 まとめ

第 5 章では，遷移条件での浮体前後動揺の解析と対策について検討した．得られた成果を以下に示す．

- (1) 浮体式洋上風力発電システムの運転制御に浮体動揺制御（FVC）を適用することで，同様にブレードピッチ角度を調整する可変速制御（VSC），および発電機トルクに基づくブレ

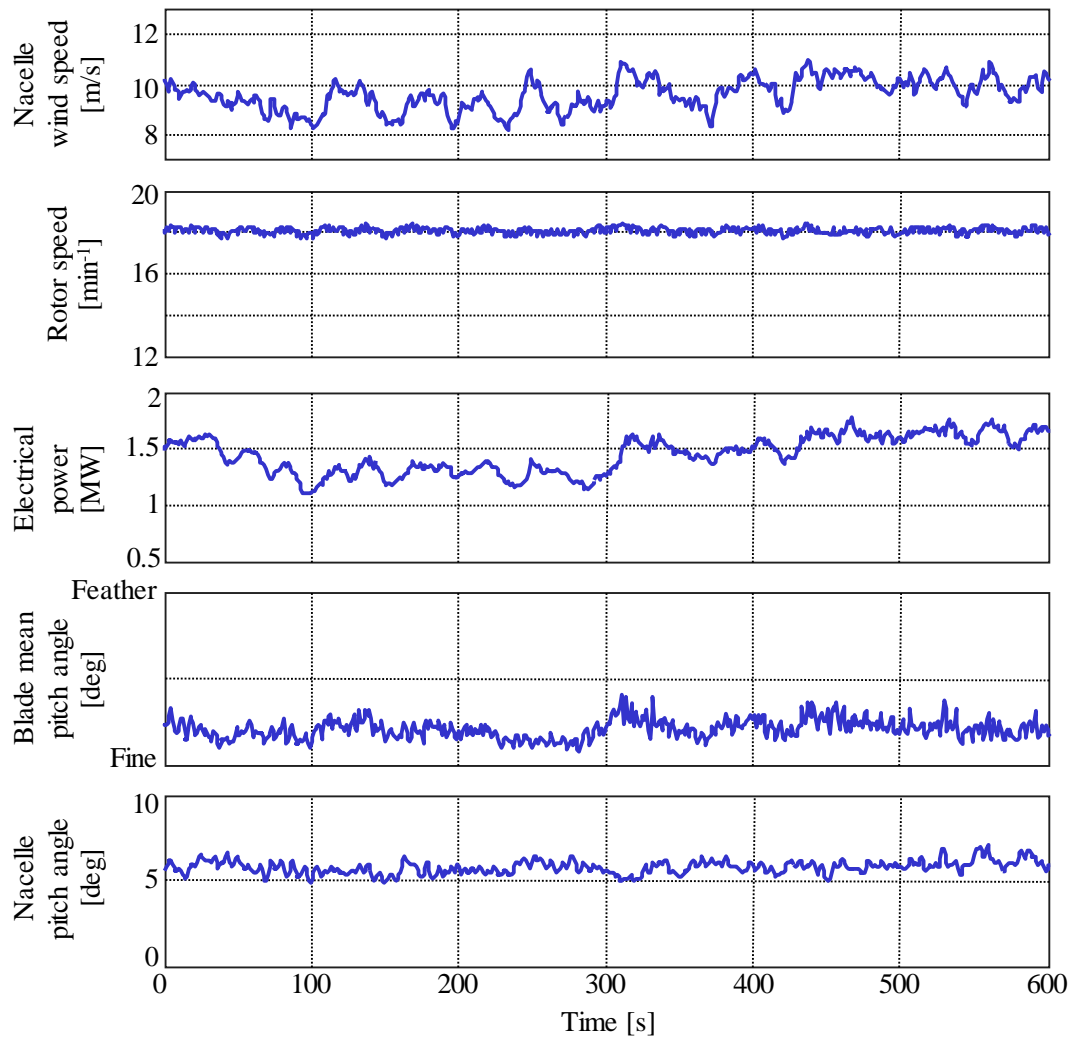


図 5-15. 実機試験結果：平均風速 9.54m/s での提案手法の時間応答

ードピッチ角度制御 (BPCT) が干渉し、ロータ (発電機) 回転角速度に変動を発生させる。その結果、それを入力とする発電機トルク制御 (GTC) の出力を変動させると共に、ナセルピッチ角度が変動する悪循環によって、遷移条件でのシステム応答に変動が発生する要因であることを明確化した。

- (2) 上記制御干渉を抑制するために、風速変動に伴うロータ (発電機) 回転角速度の変動を、発電機トルクの変化で吸収する手法を提案した。この手法は、風速変動をナセル風速により検出し、ナセル風速の発電機トルクの下限値を一次式に基づいて変更する。
- (3) シミュレーションにて下記を確認した。
  - (a) 時間応答：ロータ (発電機) 回転角速度の変動とブレードピッチ角度の変動を低減できる。
  - (b) 運転特性：発電電力を増加、ブレードピッチ角度の累積移動量を低減できる。
  - (c) 最大荷重：従来手法より増加するが、1%未満であり、大きく変化しない。

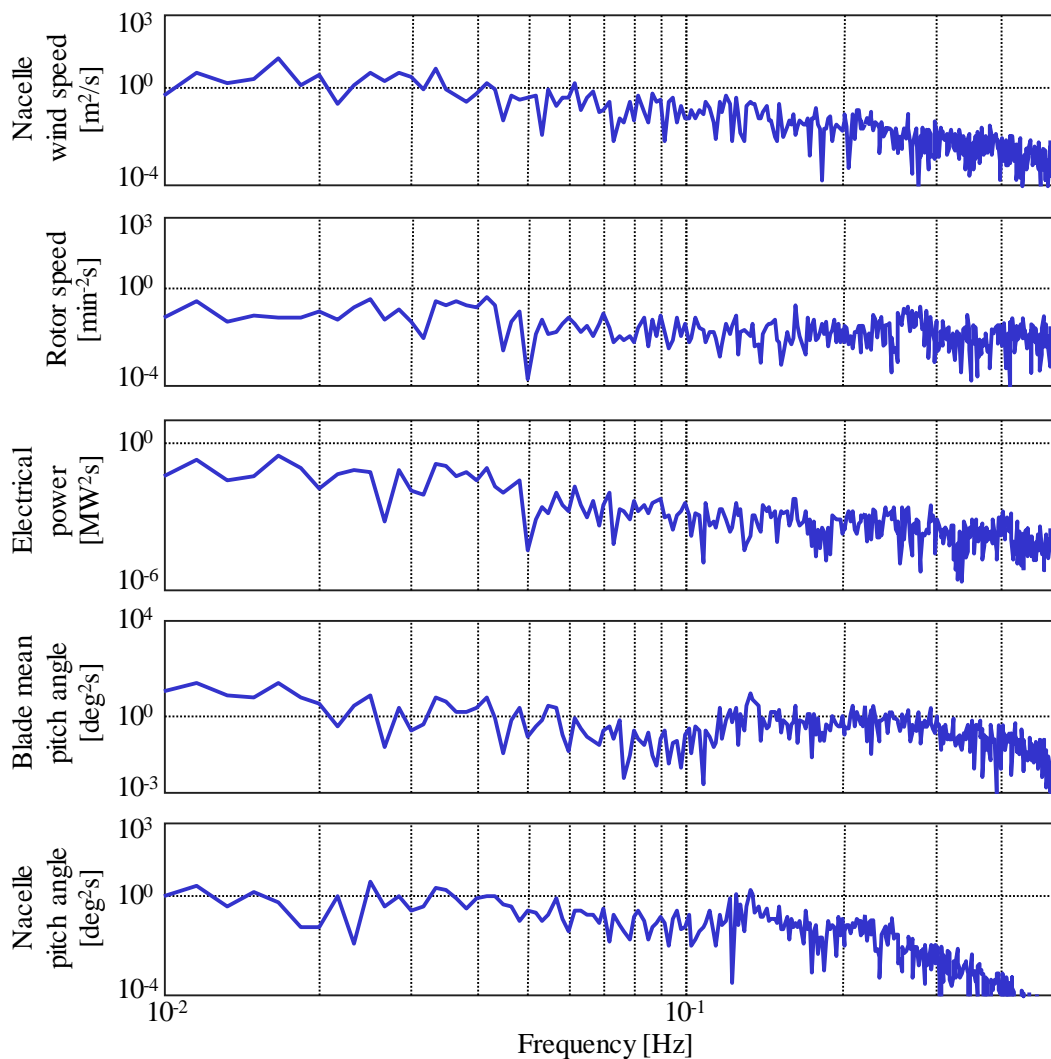


図 5-16. 実機試験結果：平均風速 9.54m/s での提案手法の時間応答の周波数特性

- (d) 疲労等価荷重: 従来手法より増減するが, 増加量は 1%未満であり, 大きく変化しない.
- (4) 商用規模の浮体式洋上風力発電システムを用いた試験により, 従来手法ではブレードピッチ角度の変動, および浮体前後動揺が発生したが, 提案手法の適用によって抑制できることを確認した.

## 5.8 第 5 章の引用文献

- [1] T. J. Larsen , T. D. Hanson, “A method to avoid negative damped low frequent tower vibrations for a floating, pitch controlled wind turbine,” IOP Publishing, The Science of Making Torque from Wind, Journal of Physics: Conference Series 75 (2007) 012073, doi:10.1088/1742-6596/75/1/012073, 2007.
- [2] B. Skaare, T. D. Hanson, F. G. Nielsen, R. Yttervik, A. Hansen, K. Thomsen , T. J. Lause n, “Integrated Dynamic Analysis of Floating Offshore Wind Turbines,” Proceedings of 2007

- European Wind Energy Conference and Exhibition (published online), 2007.
- [3] O. Bagherieh, K. Hedrick , R. Horowitz, “Nonlinear control of floating offshore wind turbines using input/output feedback linearization and sliding control,” American Society of Mechanical Engineers (ASME) 2014 Dynamic Systems and Control Conference, 2014.
  - [4] J. M. Jonkman, “Influence of Control on the Pitch Damping of a Floating Wind Turbine,” 2008 ASME Wind Energy Symposium Reno, 2008.
  - [5] H. Guo, X. Lu , T. Qiu, “Research on Pitch Control of Floating Offshore Wind Turbines,” 2012 9th International Conference on Fuzzy Systems and Knowledge Discovery (FSKD 2012), pp.2966-2970, 2012.
  - [6] G. Betti, M. Farina, A. Marzorati , R. Scattolini, “Modeling And Control Of A Floating Wind Turbine With Spar Buoy Platform,” Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), IEEE International, 2012, pp. 189-194, 2012.
  - [7] S. Christiansen, T. Bak , T. Kundsén, “Optimal Control of Ballast-Stabilized Floating Wind Turbine,” 2011 IEEE International Symposium on Computer-Aided Control System Design (CACSD), Part of 2011 IEEE Multi-Conference on Systems and Control, pp.1214-1219, 2011.
  - [8] S. Christiansen, T. Bak , T. Kundsén, “Minimum Thrust Load Control for Floating Wind Turbine,” 2012 IEEE International Conference on Control Applications (CCA), Part of 2012 IEEE Multi-Conference on Systems and Control, pp.587-592, 2012.
  - [9] K. Kakita, N. Hara , K. Konishi, “PI controller gain tuning with FRIT in collective blade pitch control of floating offshore wind turbines,” 2015 15th International Conference on Control, Automation and Systems (ICCAS 2015), pp.7-11, 2015.
  - [10] H. Namik , K. Stol, “Individual Blade Pitch Control of a Spar-Buoy Floating Wind Turbine,” IEEE Transactions of Control Systems Technology, Vol.22, No.1, January 2014, pp.214-223, 2014.
  - [11] H. Kakuya, T. Shiraishi, S. Yoshida, T. Utsunomiya , I. Sato, “Experimental results of floating platform vibration control with mode change function using full-scale spar-type floating offshore wind turbine,” Wind Engineering (published online), SAGE Journals, doi:10.1177/0309524X17737336, 2017.
  - [12] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 23 年度, 戸田建設株式会社, 2012.
  - [13] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 24 年度, 戸田建設株式会社, 2013.
  - [14] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 25 年度, 戸田建設株式会社, 2014.

[15] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 26 年度, 戸田建設株式会社, 2015.

[16] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 27 年度, 戸田建設株式会社, 2016.

## 第6章 浮体前後動揺と発電電力低下を抑制する独立ピッチ角度制御の提案

本章では、浮体前後動揺を抑制する浮体動揺制御（FVC）適用時の発電電力の低下を抑制することを目的として、ロータ1回転中に複数ブレードのブレードピッチ角度を独立に調整する独立ピッチ角度制御を提案する。ロータ1回転のブレード位置を示すアジマス角度のうち、浮体前後動揺の低減に影響を及ぼさない範囲において、FVCによって発電効率が低下するブレードピッチ角度の操作をキャンセルするようにブレードピッチ角度を調整する。また、提案制御を商用規模の浮体式洋上風力発電システムに実装し、その有効性を評価した結果についても述べる。

### 6.1 背景と目的

前章までの検討により、ブレードピッチ角度を調整することでロータに加わるスラスト力を制御する浮体動揺制御（Floating platform vibration control, FVC）を適用することで、発電運転時に発生する浮体前後動揺（ナセルピッチ角度の変動）を抑制できることを示した。定格条件において、ロータ回転角速度を一定にするために、ブレードピッチ角度を調整する可変速制御（Variable speed control, VSC）が引き起こす、0.01Hz オーダーのナセルピッチ角度の固有振動を抑制できると共に、定格未満の運転条件である可変速条件、および遷移条件に励起されるナセルピッチ角度の固有振動をも抑制できる制御手法を提案した。

ただし、上述のような浮体動揺制御（FVC）を追加することで顕在化する課題があることが報告されている。Bagherieh らは、定格出力未満の風速条件（9.3m/s）における発電電力と浮体前後動揺を低減する3つの制御手法を比較した結果を報告している [1]。ブレードピッチ角度を一定値に保持した制御、ロータ回転角速度に基づいて発電機トルクを制御する Linear Parameter Varying（LPV）制御（LPV1）、およびロータ回転角速度に基づいてブレードピッチ角度と発電機トルクを調整する LPV 制御（LPV2）、である。シミュレーションの結果、LPV1 では発電電力を微増できるが浮体前後動揺を低減できないこと、LPV2 は浮体前後動揺を低減できるが発電電力が減少することを示している。Shahsavari らは、浮体式洋上風力発電システムの姿勢安定化で増加するブレードピッチ角度の変動を低減するための最適なモード切替え手法を提案している [2]。定格出力以上と定格出力未満の運転モード切替え回数と、発電電力および浮体前後動揺の状態を目的関数とし、上記運転モードの切替え回数を低減することを狙っている。提案手法の適用により、モード切替え回数は削減できるが、発電電力が減少することを示している。ただし、発電電力の低下は関連するパラメータの調整で解決できる見込みであることも述べている。

上記の報告はいずれも、複数あるブレードのブレードピッチ角度を同時に調整するコレクティブブレードピッチ角度制御を用いた研究である。本研究にて提案した浮体動揺制御（FVC）も同様にコレクティブブレードピッチ角度制御であることから、上述の先行研究と同様に、定格未満において発電電力が低下する可能性がある。

コレクティブブレードピッチ角度制御と異なる観点として、ロータ 1 回転中に複数あるブレードのブレードピッチ角度を独立に調整する独立ピッチ角度制御があり、Namik らがこの独立ピッチ角度制御に関する研究結果を報告している。彼らは、スパー型浮体式洋上風力発電システム向けの独立ピッチ角度制御に注目し、スパー型は TLP 型やバージ型と比較して低周波数領域への応答が良いため、高周波数領域に効果的な独立ピッチ角度制御の効果が限定的であることを述べている [3]。また、State Feedback Control (SFC) と Disturbance-Accommodating Control (DAC) を、ゲインスケジューリング機能を備えた PI 制御 (GSPI) と比較し、SFC はタワー前後曲げ疲労を軽減できるが主軸の疲労を増加させること、DAC はロータ回転角速度の制御精度を向上できることを示すとともに、SFC および DAC とともにブレードピッチへの負荷が増加するデメリットを有することを示している。しかしながら、Namik らは、浮体前後動揺の低減について注目したものであって、発電電力が減少する課題を解決することを狙っていない。

本章では、FVC 適用時の、定格未満の運転条件での発電電力が低下する課題を解決することを目的とし、浮体前後動揺と発電電力低下を抑制する新たな独立ピッチ角度制御を提案する。本章の構成は以下の通りである。第 2 節では、FVC 適用によって、定格未満の運転条件で発電電力が低下する理由について述べる。第 3 節では、提案する独立ピッチ角度制御 (Individual blade pitch angle control, IPC) のアルゴリズムについて述べる。続く第 4 節では、試験装置である、商用規模の浮体式洋上風力発電システムについて述べる。第 5 章では上記装置を利用した試験による性能評価結果について述べる。最後の第 6 節で本章をまとめる。

## 6.2 浮体動揺制御 (FVC) による発電電力の低下

図 6-1 に、浮体式洋上風力発電システムに実装するブレードピッチ角度制御のアルゴリズムの概要を示す。なお、以下では定格未満の運転条件 (可変速条件、および遷移条件) を想定する。ブレードピッチ角度制御は可変速制御 (VSC) と、浮体動揺制御 (FVC) により構成される。前述の通り、遷移条件においては発電トルクに基づくブレードピッチ角度制御 (Blade pitch angle control based on generator torque, BPCT) も VSC と並列して実装されるが、説明の簡単化のために省略する。VSC は発電機回転角速度に基づき、ブレード効率を最大化するようにロータ回転角速度を調整するためのブレードピッチ角度指令値を決定する。これに対し、FVC はナセルピッチ角度に基づき、浮体前後振動 (ナセルピッチ角度の変動) を低減するためのブレードピッチ角度指令値を決定する。なお、ナセルピッチ角度はナセルに設置された傾斜角度センサより取得する。上記 2 つの制御器から決定されたブレードピッチ角度指令値を加算した後、その結果を複数のブレードに指令する (本研究の対象のブレード本数は 3 本)。

FVC は浮体前後振動の低減に有効であるが、上述の通り、発電電力を低下させる課題がある。その理由を、図 6-2 を用いて説明する。図 6-2 は、VSC および FVC によるブレードピッチ角度の変化の様子を示しており、横軸が時間、縦軸がブレード#1 のピッチ角度の指令値を示す。図中において、点線が VSC によって決定されるブレードピッチ角度指令値を示し、破線が VSC と FVC によって決定されるブレードピッチ角度の指令値を示す。以下では、VSC により決定されるブレードピッチ角度指令値が発電に最適な値であり、FVC は浮体前後振動を低減するよう

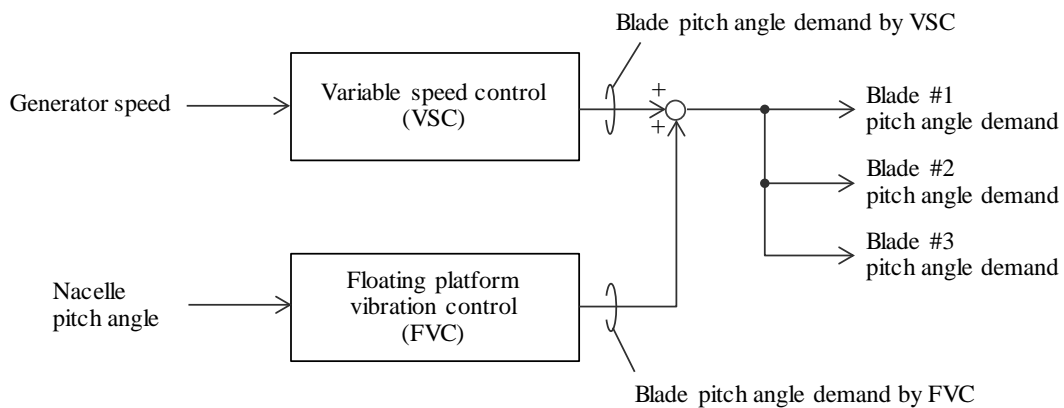


図 6-1. ブレードピッチ角度制御（コレクティブブレードピッチ角度制御の概要を示すブロック線図）

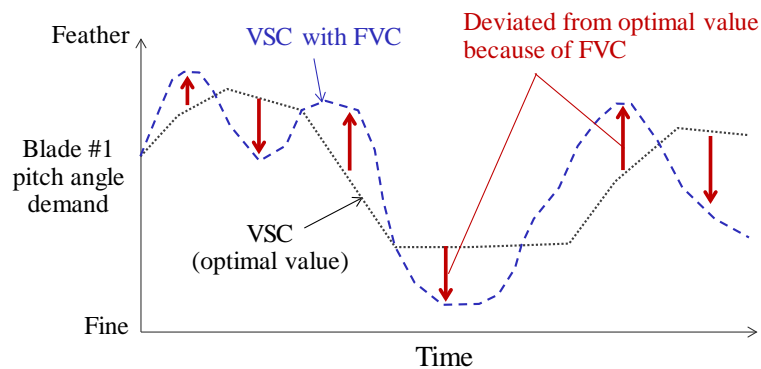


図 6-2. 浮体動揺制御（FVC）の適用によるブレードピッチ角度の変化

に動作することを仮定する。なお、図 6-2 の縦軸に示す、ファインおよびフェザー方向へのブレードピッチ角度の調整概要を図 6-3 に示す。図 6-3(a)のブレードピッチ角度を基準として、図 6-3(b)のように風下方向に調整することをフェザー方向への調整、図 6-3(c)のように風上方向に調整することをファイン方向への調整、と定義する。

図 6-2 において、点線で示す VSC のみの場合は、ブレードピッチ角度が VSC の決定する指令値だけに従って動作するため、発電電力は低下しない。これに対して、破線で示す FVC を追加した場合には、浮体前後振動を低減するためにブレードピッチ角度が調整される。これにより、VSC が決定するブレードピッチ角度指令値と異なるブレードピッチ角度に調整される。結果として、ブレードが風力エネルギーを回転エネルギーに変換する効率が低下することから、発電効率が低下する。FVC によるブレードピッチ角度指令値の調整が長期間継続することはないが、風速変動や波の影響を受けて姿勢が変化するため、FVC によるブレードピッチ角度指令の調整は頻繁に発生する。この調整が蓄積されることで、最終的には年間発電量が低下する。

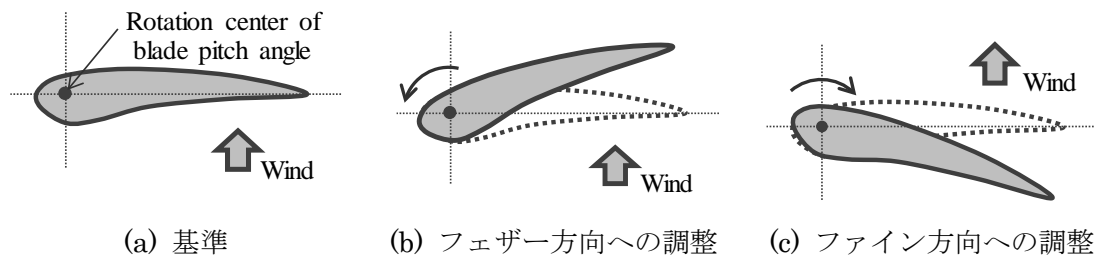


図 6-3. ブレードピッチ角度の調整方向

### 6.3 発電電力低下を抑制する独立ピッチ角度制御

図 6-4 に、提案する独立ピッチ角度制御 (IPC) の概要を示す。図 6-4 は図 6-2 と同様に、制御の違いによるブレードピッチ角度指令値の変化の様子を示す。横軸が時間、縦軸がブレード #1 のピッチ角度を示す。また、点線が VSC によって決定されるブレードピッチ角度指令値を示し、破線が VSC と FVC によって決定されるブレードピッチ角度の指令値、および実線は VSC と FVC に対し、提案制御を適用した場合のブレードピッチ角度指令値を示す。図 6-4 においても上述の図 6-2 の仮定と同様に、VSC により決定されるブレードピッチ角度指令値が発電に最適な値であり、FVC は浮体の前後振動を低減するように動作している状況を仮定する。

提案制御は、FVC の追加によって VSC が決定する最適値から逸脱したブレードピッチ角度指令値を、上記最適値に近づけるようにブレードピッチ角度を制御する。ここで、ロータ回転位置 (アジマス角度) の全範囲で提案制御を有効化して、ブレードピッチ角度指令値を VSC の指令値に近づけた場合に、最も発電損失を低減できる。しかしながら、FVC の効果が相殺されるため、浮体前後動揺を低減できなくなる。このことから、提案制御は一部のアジマス角度の範囲のみで有効化するように、ブレードそれぞれを独立に調整する。提案制御の具体的な機能を以下に示す。

- (1) ブレード先端位置が最高点 (アジマス角度 0deg) および最下点 (同 180deg) で IPC 調整量を最大化する。ブレードが水平となる位置 (アジマス角度が 90deg または 270deg) でも効果があるが、水平位置でのブレードピッチ角度調整はシステムのヨー方向の振動を励起する可能性があるため、最高点および最下点を中心に变化させる。
- (2) IPC 調整量の最大値を制限する。具体的には、VSC と FVC の指令値の差分の範囲内で IPC 調整量を決定する。IPC 調整量が FVC の調整量を越える場合には、浮体前後動揺を十分に抑制できない場合があるためである。
- (3) ブレードの上下位置での IPC 調整量を異なる値とする。これにより、ナセルピッチ角度の変化方向と逆方向に、ロータ回転軸とロータ回転面とが交錯する点 (ロータ中心点) 回りのモーメントを発生できるため、FVC の効果をキャンセルする量を低減できる。

図 6-5 に、提案制御の動作概要を示す。図 6-5 の横軸はアジマス角度、縦軸はブレードピッチ角度指令値を示し、点線は VSC による指令値、破線は FVC が機能した場合の指令値、および実

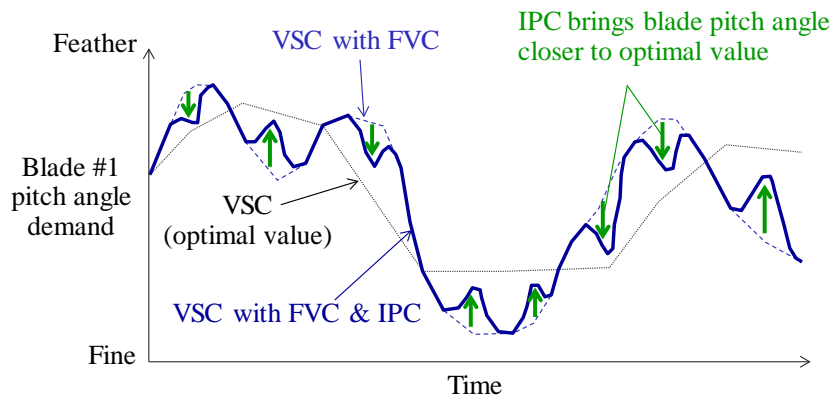
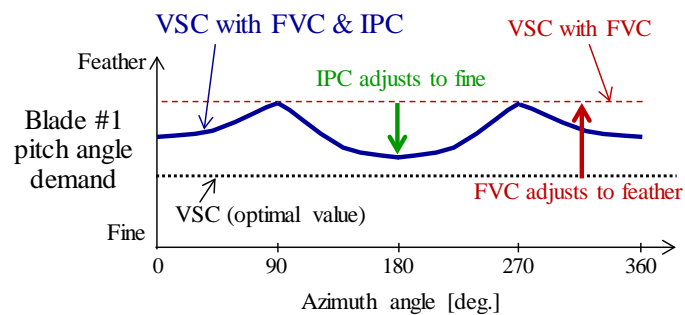
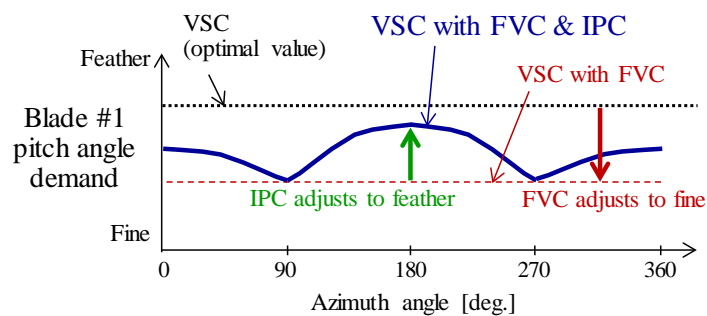


図 6-4. 提案する独立ピッチ角度制御 (IPC) によるブレードピッチ角度の変化



(a) FVC がブレードピッチ角度をフェザー側へ調整した場合



(b) FVC がブレードピッチ角度をファイン側へ調整した場合

図 6-5. 提案する独立ピッチ角度 (IPC) の動作概要

線は提案制御が機能した場合の指令値を示す。また、図 6-5(a)(b)はそれぞれ、FVC がフェザー方向へ調整した場合と、ファイン方向へ調整した場合の様子を示す。

図 6-5(a)に示すように FVC によって VSC の指令値からフェザー方向にブレードピッチ角度指令値を調整した場合には、提案制御は VSC の指令値に近づけるようにファイン方向に調整する。

また、図 6-5(b)に示すように FVC が VSC の指令値からファイン方向に調整した場合には、提案制御はフェザー方向に調整する。

なお、上記(3)に示すようにアジマス角度が 180deg の位置で、提案制御の調整量を大きくすることで浮体前後動揺を低減するモーメントを発生させる。この機能の効果を図 6-6 および図 6-7 を用いて説明する。

図 6-6 に、ナセルピッチ角度が風下方向へ変化している場合の、提案制御が浮体前後動揺を抑制するモーメントを発生させる原理を示す。図 6-6(a)の上側は図 6-5(a)と同様に横軸がアジマス角度、縦軸が#1 ブレードのブレードピッチ角度指令値を示し、下側は提案制御によって発生するスラスト力の概要を示す。また、図 6-6(b)は提案制御が発生させるスラスト力によってロータ中心点回りに発生するモーメントの概要を示す。図 6-6(a)に示すように、ナセルピッチ角度が風下側に変化している場合は、ロータの風に対する相対速度が低下するため、VSC はロータ回転角速度を上昇させるためにブレードピッチ角度をファイン側とするが、ナセルピッチ角度の風下側への変化を抑制するために FVC はスラスト力を低下させるようにブレードピッチ角度をフェザー側へ調整する。これに対し、提案制御はアジマス角度に基づいてブレードピッチ角度をファイン側に調整する。この際、アジマス角度が 0deg (360deg) の振幅よりも、アジマス角度が 180deg の振幅の方が提案制御の振幅が大きくなる。これにより、図 6-6(a)の下側に示すように、ブレードピッチ角度はアジマス角度が 0deg (360deg) よりもアジマス角度が 180deg の方が VSC の値に近づくため、ロータに加わるスラスト力は後者の方が大きくなる。結果として、図 6-6(b)に示すように、ロータ中心点回りには、ナセルピッチ角度の変化する方向と逆方向のモーメントを発生できる。

図 6-7 に、ナセルピッチ角度が風上方向へ変化している場合の、提案制御が浮体前後動揺を抑制するモーメントを発生させる原理を示す。図 6-7(a)(b)の内容は図 6-6(a)(b)と同様のため説明を省略する。図 6-7(a)に示すように、ナセルピッチ角度が風上側に変化している場合は、ロータの風に対する相対速度が上昇するため、VSC はロータ回転角速度を低下させるためにブレードピッチ角度をフェザー側とするが、ナセルピッチ角度の風上側への変化を抑制するために FVC はスラスト力を増加させるようにブレードピッチ角度をファイン側へ調整する。これに対し、提案制御はアジマス角度に基づいてブレードピッチ角度をフェザー側に調整する。この際、アジマス角度が 0deg (360deg) の振幅よりも、アジマス角度が 180deg の振幅の方が提案制御の振幅が大きくなる。これにより、図 6-7(a)の下側に示すように、ブレードピッチ角度はアジマス角度が 180deg よりもアジマス角度が 0deg (360deg) の方が FVC の値に近づくため、ロータに加わるスラスト力は後者の方が大きくなる。結果として、図 6-7(b)に示すように、ロータ中心点回りには、ナセルピッチ角度の変化する方向と逆方向のモーメントを発生できる。

図 6-8 に、提案制御適用時の浮体式洋上風力発電システムに実装されるブレードピッチ角度制御のブロック線図を示す。提案制御適用時は、図 6-1 に示す制御アルゴリズムに IPC を追加した構成を備える。VSC および FVC は上述の IPC 未適用時と同様であるため、詳細説明を省略する。提案制御にて決定されたブレードピッチ角度調整量は、VSC と FVC が決定したブレードピッチ角度指令値を加算した値に、ブレード番号に応じて加算された後、各ブレードピッチアク

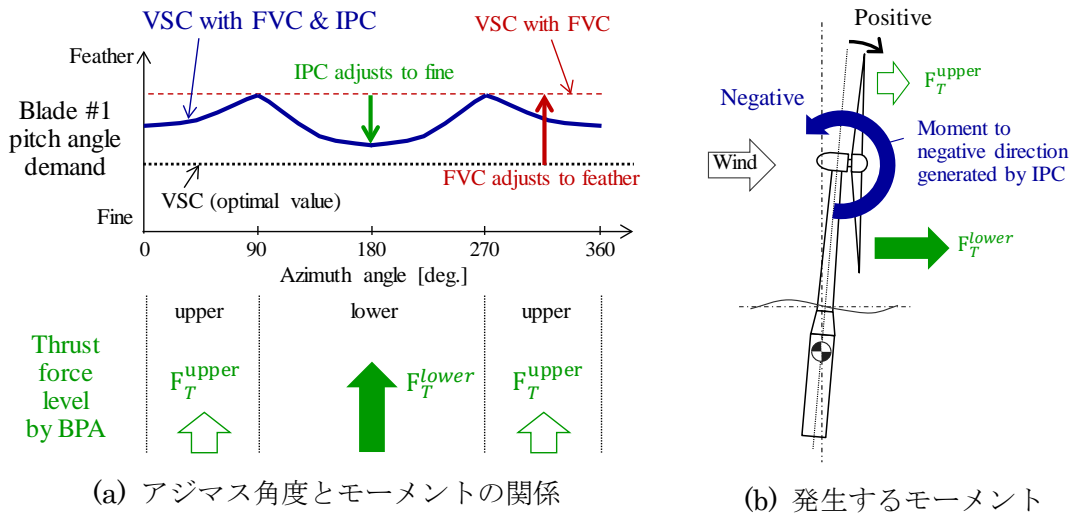


図 6-6. 提案する独立ピッチ角度制御 (IPC) による浮体前後動揺を抑制するモーメントの発生 (ナセルピッチ角度が風下方向へ変化している場合)

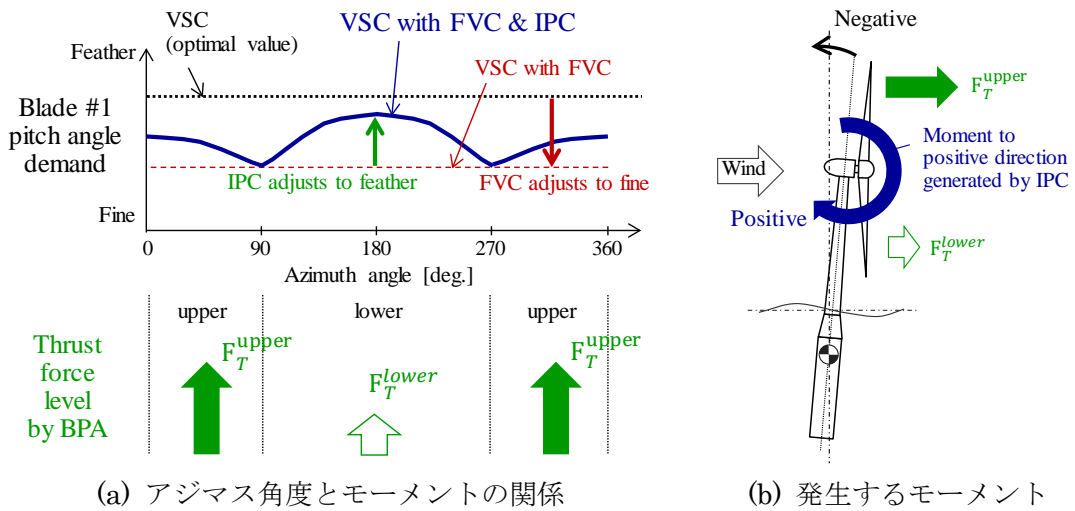


図 6-7. 提案する独立ピッチ角度制御 (IPC) による浮体前後動揺を抑制するモーメントの発生 (ナセルピッチ角度が風上方向へ変化している場合)

チュエータに指令される。

以下より、提案制御のアルゴリズムについて述べる。図 6-8 において網掛けにて示す提案制御は、FVC が決定するブレードピッチ角度指令値、およびアジマス角度に基づき、下式を用いてブレードピッチ角度を独立に操作するための調整量を決定する。

$$\Delta\beta_{IPC}^i = 0.5A_{IPC}[\cos(2\varphi_i) + 1] \quad \dots\text{式(6-1)}$$

ここで、 $i$ はブレード番号、 $\Delta\beta_{IPC}^i$ は提案制御により演算されるブレード番号 $i$ のブレードピッチ角度指令値、 $A_{IPC}$ は提案制御の振幅、 $\varphi_i$ はブレード番号 $i$ のアジマス角度、である。

ブレード番号 $i$ のアジマス角度 $\varphi_i$ は、ハブに対するブレード取り付け位置、およびブレードピ

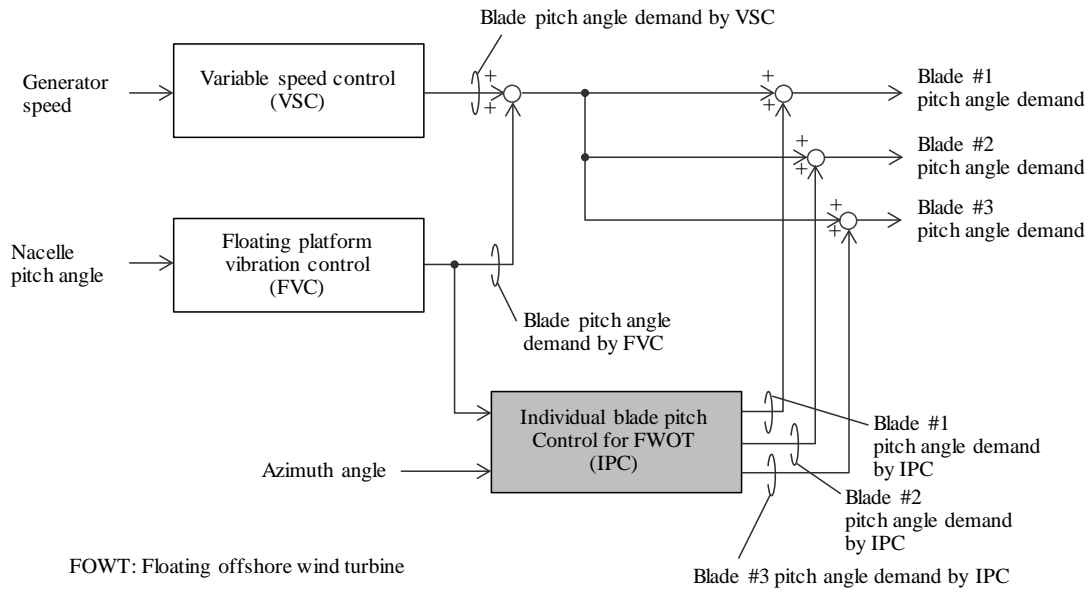


図 6-8. 提案制御を追加した場合のブレードピッチ角度制御の概要を示すブロック線図

ッチ角度指令に対するブレードピッチアクチュエータの動作までの遅れを考慮し、下式により決定する.

$$\varphi_1 = \varphi_0 + \alpha \quad \dots \text{式(6-2)}$$

$$\varphi_2 = \varphi_1 + 120 \quad \dots \text{式(6-3)}$$

$$\varphi_3 = \varphi_1 + 240 \quad \dots \text{式(6-4)}$$

$$\alpha = a_{Gen} \omega_{Gen} + b_{Gen} \quad \dots \text{式(6-5)}$$

ここで、 $\varphi_0$ は基準となるアジマス角度、 $\alpha$ はブレード番号*i*のアジマス角度の補正值、 $a_{Gen}$ 、および $b_{Gen}$ は $\alpha$ を発電機回転角速度 $\omega_{Gen}$ に基づいて決定するための係数、である。なお、 $a_{Gen}$ 、および $b_{Gen}$ は実機試験での応答を確認しながら決定する。

提案制御の振幅 $A_{IPC}$ は下式に基づいて決定する。

$$A_{IPC} = \begin{cases} -|A_{IPC}^1| & (\Delta\theta_{FVC} \geq 0) \\ |A_{IPC}^1| & (\Delta\theta_{FVC} < 0) \end{cases} \quad \dots \text{式(6-6)}$$

$$A_{IPC}^1 = \begin{cases} k_{IPC} A_{IPC}^0 & (0 \leq \varphi_i < 90) \\ A_{IPC}^0 & (90 \leq \varphi_i < 270) \\ k_{IPC} A_{IPC}^0 & (270 \leq \varphi_i < 360) \end{cases} \quad \dots \text{式(6-7)}$$

$$A_{IPC}^0 = \min(|\beta_{FVC}|, A_{IPC}^{Limit}) \quad \dots \text{式(6-8)}$$

ここで、 $A_{IPC}^0$ および $A_{IPC}^1$ は提案制御の演算において利用される基準振幅、 $\beta_{FVC}$ は FVC により決定されるブレードピッチ角度指令値、 $k_{IPC}$ は提案制御において振幅演算に利用するゲイン、 $A_{IPC}^{Limit}$ は提案制御での振幅の制限値、である。

式(6-6)を用いて、FVC が決定するブレードピッチ角度指令値に対して、提案制御のブレードピッチ角度指令値の方向を決定する。また、式(6-7)を用いて、アジマス角度において、提案制御のブレードピッチ角度の振幅をアジマス角度に基づいて変化させる。さらに、式(6-8)を用いて、提案制御によるブレードピッチ角度指令値を制限する。

#### 6.4 試験装置

図 6-9 および表 6-1 に、試験装置である浮体式洋上風力発電システムの外観と仕様を示す。本システムは平成 22 年度から平成 27 年度まで実施された環境省委託の「浮体式洋上風力発電設備の実証事業」により構築された [4] [5] [6] [7] [8]。定格出力は 2000kW であり、直径 80m のロータがタワーよりも風下側に配置されるダウンウィンド型である。浮体構造物は上側が鋼材、下側がプレストレストコンクリートの構造を備えたハイブリッドスパー型である。係留はカテナリーチェーンが 3 本配置されている。また、ハブ高さは平均海面より 55.88m であり、定格風速は 12m/s である。以下、本章では、本システムに提案手法を実装して試験を実施した。

#### 6.5 実機試験結果

##### 6.5.1 評価方法

実機を用いた試験において下記項目を評価した。

- (1) ブレードピッチ角度の時間応答
- (2) ナセルピッチ角度の運転特性と時間応答
- (3) 発電電力の運転特性
- (4) ブレードピッチ角度の運転特性

いずれにおいても提案制御未適用時（IPC 未適用時）の結果を基準として、提案制御適用時の結果（IPC 適用時）の性能を比較した。比較にあたっては、IPC 未適用時と IPC 適用時の試験を長期間実施し、幅広い風況や海象での評価結果を利用した（それぞれ 10 分平均のデータ約 1400 点利用）。また、表 6-2 に、実機試験時に用いた提案制御に関連するパラメータを示す。いずれのパラメータも、調整を目的とした数回の試験結果に基づいて決定した。なお、提案制御はナセル風速が 16m/s 未満で有効化するものとした。この理由は、発電電力が定格値となる風速以上では、発電電力を定格値に保持するため、あえて発電効率を低下させているため、16m/s 以上では不要であること、および、風速の変動や海象条件が厳しい場合には、定格風速 12m/s 以上であっても発電電力が定格値未満となる場合があること、を考慮したためである。

##### 6.5.2 ブレードピッチ角度の時間応答

図 6-10 に、提案制御未適用時と提案制御適用時のブレードピッチ角度動作に関する試験結果を示す。本結果は、ブレードピッチ角度の速い動作を確認するため、10Hz 周期でサンプルしたデータをプロットしたものである。図 6-10 の横軸は時間、縦軸は図上方よりアジマス角度、およびブレードピッチ角度を示す。図中にて、青色実線がブレード#1、緑色点線がブレード#2、および赤色破線がブレード#3 の結果をそれぞれ示す。なお、図 6-10 は時刻約 5.8s より提案制御を



図 6-9. 環境省実証にて建設された 2MW 浮体式洋上風力発電システムの概観

表 6-1. 浮体式洋上風力発システムの仕様

定格出力 [kW]	2000
ロータ位置	ダウンウィンド
ロータ直径 [m]	80
浮体構造物	ハイブリッドスパー型
係留	カテナリー, 3 本
ハブ高さ [m]	55.88
定格風速 [m/s]	12
Modal inertia	30062 kN m <sup>2</sup> /rad
Modal damping coefficient	74 kN m s/rad
Modal stiffness coefficient	1805 kN m/rad

表 6-2. 試験に用いたパラメータ

パラメータ名称	値	単位
$a_{Gen}$	-0.24	deg*min
$b_{Gen}$	544	deg
$k_{IPC}$	0.5	
$A_{IPC}^{Limit}$	2	deg

有効化した結果である。図 6-10 の下側に注目すると、時刻 5.8s 近傍よりブレードピッチ角度が番号毎に周期的に変化していることから、ブレードピッチ角度が独立に制御されていることが確認できる。また、ブレード#1 に関して図上方のアジマス角度と図下方のブレードピッチ角度を比較すると、ブレードが最下点位置となるアジマス角度 180deg 近傍と、最高点位置となるアジマス角度 360deg (0deg) 近傍でブレードピッチ角度の振幅がピークを取ることが確認できる。この結果は、図 6-4(a)(b)に示したようなブレードピッチ角度の独立した調整が実現できていることを示す。

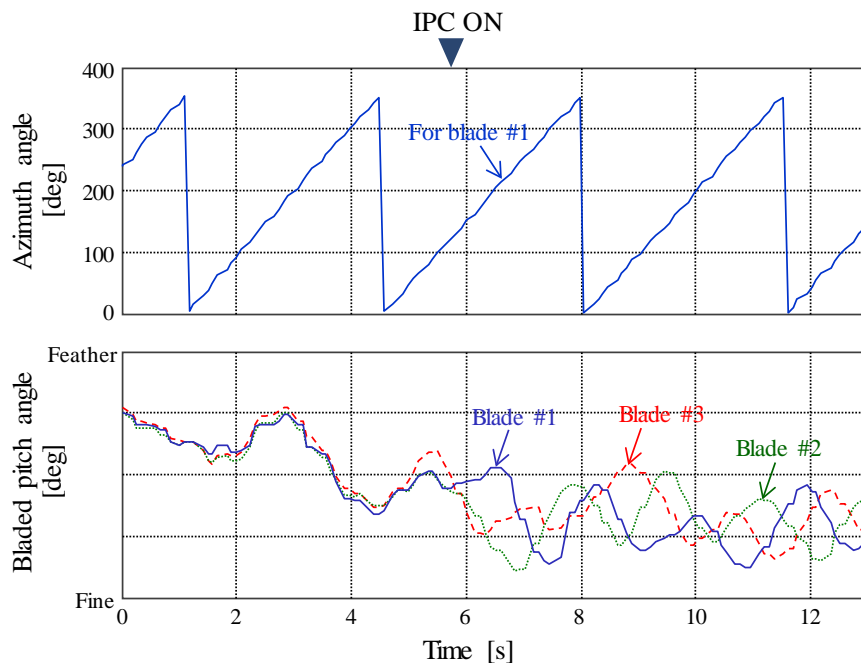


図 6-10. 試験結果 1：ブレードピッチ角度動作の変化

### 6.5.3 ナセルピッチ角度の時間応答と運転特性

図 6-11 に、提案制御を適用した場合のナセルピッチ角度に関する試験結果を示す。図 6-11 の横軸はナセル風速、縦軸は提案制御未適用時を基準とした、提案制御適用時のナセルピッチ角度の変化率を示す。本結果は、1s にて計測した値の 10 分間の平均値を利用しており、ナセル風速が 1m/s の幅毎に平均値を算出し、提案制御未適用時と適用時の変化率を演算することで作成した。なお、縦軸のナセルピッチ角度の符号は、正側が、ナセルピッチ角度が風下側に变化する場合（ロータが後方に变化する場合）を示す。

図 6-11 より、ナセル風速が 6m/s から 13m/s の範囲でナセルピッチ角度の変化率が上昇していることが確認できる。これはこのナセル風速範囲において、ロータに加わるスラスト力が増加したことを示す。この理由は、提案制御を適用することによって、ブレードピッチ角度が VSC の指令値の方向、すなわちスラスト力が大きくなる方向、に近づいたためと推測する。

図 6-12 に、提案制御適用時の時系列データの一例を示す。図 6-12 の横軸は時刻、縦軸は図上方よりナセル風速、発電機回転角速度、発電電力、ブレード#1 のブレードピッチ角度、およびナセルピッチ角度を示す。なお、図 6-12 における平均ナセル風速は 12.33m/s であり、定格風速 12m/s を含み、提案制御の動作範囲である 16m/s 未満の条件である。

図 6-12 の発電機回転角速度に注目すると、ほぼ全期間において定格である  $2098[\text{min}^{-1}]$  近傍を推移していることが確認できる。また、発電電力に注目すると、定格電力 2MW を最大値として推移しており、定格未満と定格条件を行き来する試験条件であることが確認できる。これまでの検討の結果、FVC が適切に調整されていない場合には、浮体前後動揺（ナセルピッチ角度の低周波数での振動）が励起される。また、FVC が適切に調整されていたとしても、提案制御が FVC

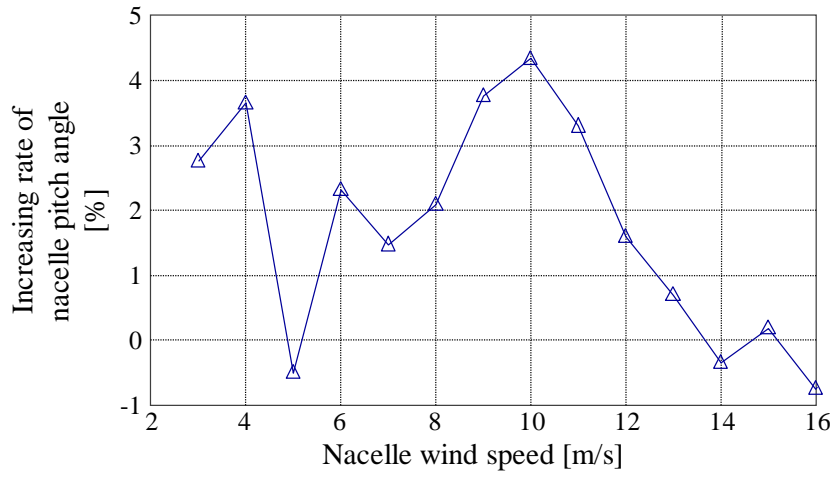


図 6-11. 試験結果 2：提案制御によるナセルピッチ角度の変化

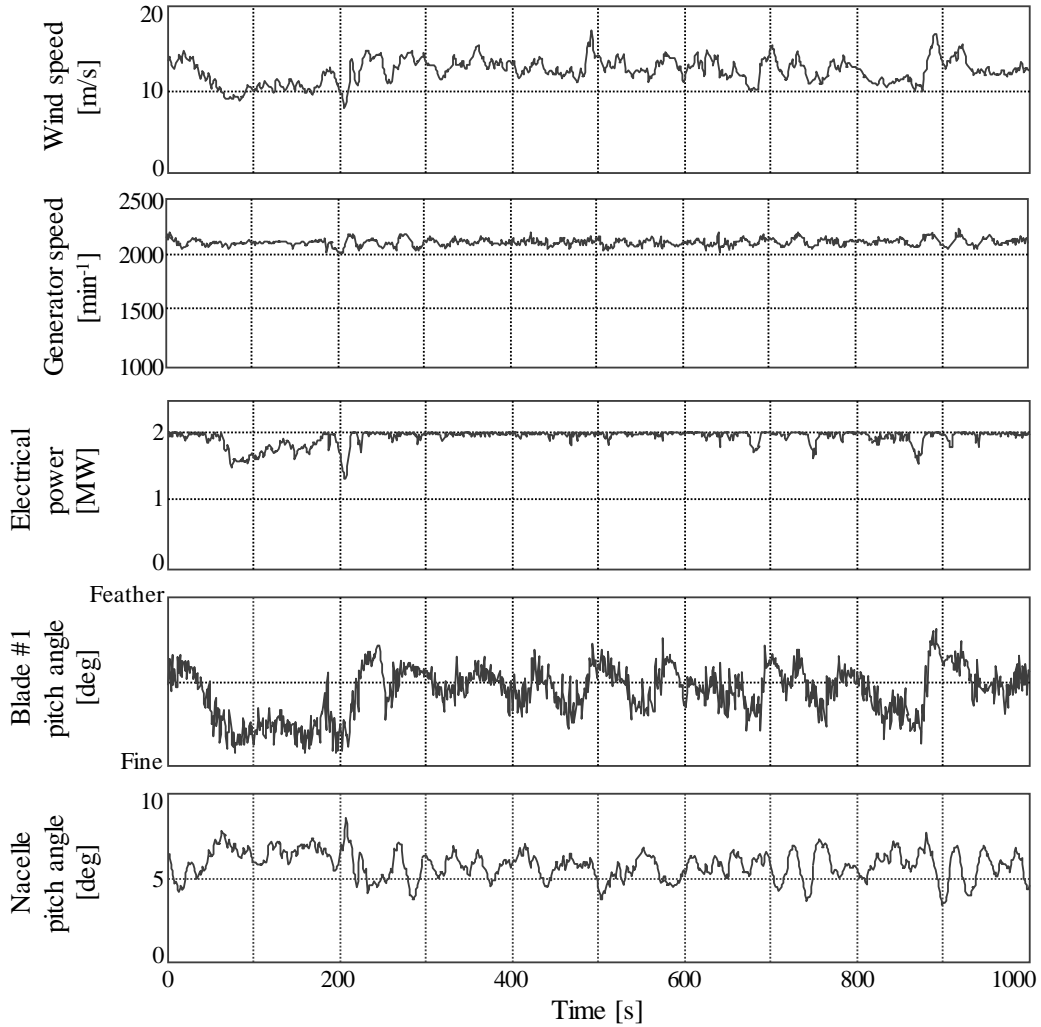


図 6-12. 試験結果 3：提案制御適用時の時系列データの一部  
(平均ナセル風速 12.33m/s)

の効果を相殺する場合には、同様に浮体前後動揺が励起されることが推測できる。しかしながら、図6-12のナセルピッチ角度に注目すると、前章までに示した低周波数での周期的な振動は確認できない。この結果より、提案制御を適用しても、浮体前後動揺を励起することはないことが確認できた。

以上の結果より、提案制御は、浮体前後動揺を抑制するというFVCの効果を妨害しないこと、および、ナセルピッチ角度はロータが倒される方向にシフトする傾向があることを確認した。

#### 6.5.4 発電電力の運転特性

図6-13に、提案制御を適用した場合の発電電力に関する試験結果を示す。図6-13の横軸はナセル風速、縦軸は提案制御未適用時を基準とした、提案制御適用時の発電電力の変化率を示す。本結果は、図6-11と同様に、1sにて計測した値の10分間の平均値を利用しており、ナセル風速が1m/sの幅毎に平均値を算出し、提案制御未適用時と適用時の変化率を演算して作成した。

図6-13より、提案制御を適用することにより、ナセル風速が6m/s以上において発電電力が上昇していることが確認できる。これは、上述の通り、提案制御が所定のアジマス角の範囲において、FVCのブレードピッチ角度指令値をキャンセルする方向にブレードピッチ角度を操作し、ブレードピッチ角度が、発電効率が高いVSCの指令値に近づいたためと考える。なお、発電電力の上昇率は、平均風速が12m/s以下の発電電力が定格未満の条件において比較的大きくなっている。提案制御適用時を基準としてこの結果を見ることで、提案制御未適用時、すなわちFVC適用時には、この風速範囲において発電電力が低下することを示すと考える。提案制御の適用により、FVCによるこのような影響を相殺し、発電電力が上昇したと考える。

なお、ナセル風速が3m/sおよび5m/sで発電電力の変化率の符号が負を示しているが、これはこの風速条件での試験データ点数が少ないためであり、継続した試験を実施することで0%または正符号の結果が得られると推測する。

以上の結果より、提案制御を適用することで、FVC適用時の発電電力の低下を抑制できることを確認した。

#### 6.5.5 ブレードピッチ角度の運転特性

図6-14に、提案制御適用有無でのナセル風速毎の平均ブレードピッチ角度（運転特性）に関する試験結果を示す。図6-14の横軸はナセル風速、縦軸はブレード#1の平均ブレードピッチ角度を示す。図6-14において、本結果は、図6-11、および図6-13と同様に、1sにて計測した値の10分間の平均値を利用しており、ナセル風速が1m/sの幅毎に平均値を算出することで作成した。また、図6-14の縦軸上方はフェザー方向を示し、図下方はファイン方向を示す。なお、黒色点線×印が提案制御未適用時の結果を、青色実線三角印が提案制御適用時の結果をそれぞれ示す。

図6-14より、ナセル風速が7m/sから11m/sにおいて、ブレードピッチ角度が顕著にファイン方向に変化していることが確認できる。これは、上述の発電電力の変化理由と同様に、提案制御が、FVCが指令するブレードピッチ角度の動作をキャンセルし、VSCが指令するブレードピッチ角度、すなわち発電効率の高い状態に近づけたためと推測する。逆に言えば、FVCの適用に

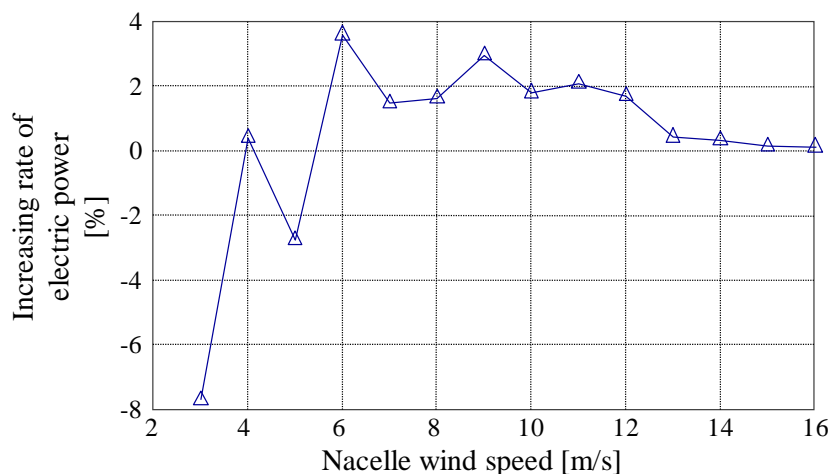


図 6-13. 試験結果 4：提案制御による発電電力の変化

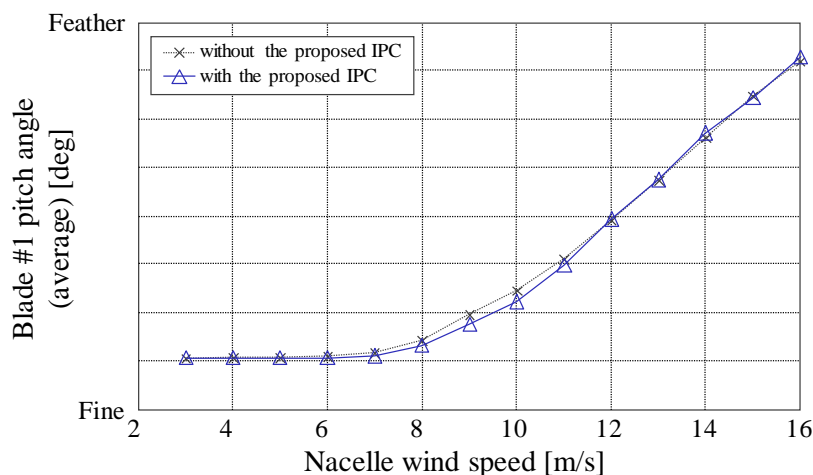


図 6-14. 試験結果 5：提案制御適用有無でのナセル風速毎の平均ブレードピッチ角度

より、ブレードピッチ角度がフェザー側にシフトすることを示す。これは、FVC の適用により発電電力が低下することを裏付けることができる。特にその影響は発電電力が定格となるナセル風速が 12m/s 未満に顕著となることを示す。

図 6-15 に、提案制御適用有無でのナセル風速毎のブレードピッチ角度の標準偏差に関する試験結果を示す。図 6-15 の横軸はナセル風速、縦軸は提案制御未適用時を基準とした、提案制御適用時のブレード#1 のブレードピッチ角度の標準偏差の変化を示す。本結果は、1s にて計測した値の 10 分間の標準偏差を利用しており、ナセル風速が 1m/s の幅毎に平均値を演算することで作成した。また、黒色点線×印が提案制御未適用時の結果を、青色実線三角印が提案制御適用時の結果をそれぞれ示す。

図 6-15 より、提案制御の適用により、ブレードピッチ角度の標準偏差は変化するが、上述の傾向とは異なり、ナセル風速に対して一律に片側へ変化するような明確な傾向がないことが確認

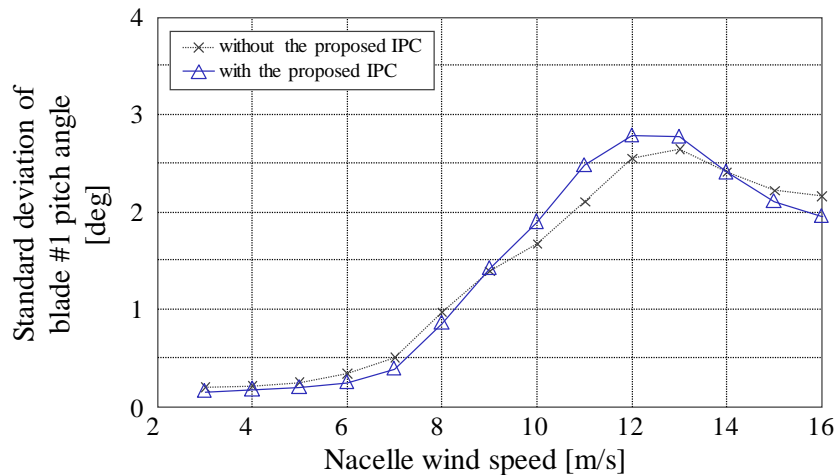


図 6-15. 試験結果 6 : 提案制御適用有無でのナセル風速毎のブレードピッチ角度の標準偏差

できる。推測の域を超えないが、提案制御の適用有無でブレードピッチ角度の標準偏差に大きな変化はないと考える。これは、第 4.3 節にて説明した通り、提案制御によるブレードピッチ角度の補正值には制限を設けており、その変化量は FVC が指令するブレードピッチ角度指令値の範囲内に留められるためと推測する。

以上の結果より、提案制御の適用により、ブレードピッチ角度がファイン側にシフトする傾向があること、および、ブレードピッチ角度の標準偏差は適用前後で特長的な変化をしないこと、を確認した。

## 6.6 まとめ

第 6 章では、ロータの回転角度（アジマス角度）に基づいて、ブレードピッチ角度を独立に調整し、浮体前後動揺を抑制しながら、浮体動揺制御（FVC）による発電電力の低下を抑制できる独立ピッチ角度制御（IPC）を提案した。得られた成果を以下に示す。

- (4) FVC は浮体前後動揺（ナセルピッチ角度の変動）を抑制するためにブレードピッチ角度を調整するが、これによりブレードピッチ角度が、可変速制御（VSC）が発電効率を最大化するために指令する値から逸脱することにより、発電電力が低下することを示した。
- (5) 商用規模の浮体式洋上風力発電システムを用いた試験により、提案制御を適用することでナセルピッチ角度が増加することを示した。これは、提案制御により、ブレードピッチ角度が発電効率を向上する方向へ調整されたことで、スラスト力が大きくなったためである。
- (6) 同試験結果より、提案制御を適用することで、FVC による発電電力の低下を抑制できることを示した。これは、提案制御により、ブレードピッチ角度が、発電効率が高い方向（ファイン方向）へ調整されるためである。
- (7) さらに、ブレードピッチ角度の標準偏差は提案制御の適用有無で変化がないことを示した。

## 6.7 第6章の引用文献

- [1] O. Bagherieh , R. Nagamune, “Utilization of Blade Pitch Control in Low Wind Speed for Floating Offshore Wind Turbines,” 2014 American Control Conference (ACC), pp.4354-4359, 2014.
- [2] B. Shahsavari, O. Bagherieh, N. Mehr, R. Horowitz , C. Tomlin, “Optimal Mode-Switching and Control Synthesis for Floating Offshore Wind Turbines,” 2016 American Control Conference (ACC), pp.2295-2300, 2016.
- [3] H. Namik , K. Stol, “Indivical Blade Pitch Control of a Spar-Buoy Floating Wind Turbine,” IEEE Transactions of Control Systems Technology, Vol.22, No.1, January 2014, pp.214-223, 2014.
- [4] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 23 年度, 戸田建設株式会社, 2012.
- [5] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 24 年度, 戸田建設株式会社, 2013.
- [6] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 25 年度, 戸田建設株式会社, 2014.
- [7] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 26 年度, 戸田建設株式会社, 2015.
- [8] 戸田建設株式会社, 浮体式洋上風力発電実証事業委託業務成果報告書 平成 27 年度, 戸田建設株式会社, 2016.

## 第7章 ブレードピッチ角度の運転特性モデルに基づくフィードフォワードを利用したブレードピッチ角度制御の提案

本章では、ブレードピッチ駆動部の駆動負荷を軽減するための、フィードフォワードを利用したブレードピッチ角度制御を提案する。前述の通り、VSC および FVC はそれぞれロータ回転角速度および浮体前後動揺に基づくフィードバック制御であるが、提案手法はロータに入力する風力エネルギーを推測するナセル風速に基づき、浮体式風力発電システムの運転特性から得られるブレードピッチ角度モデルを利用して、運転状況に応じたブレードピッチ角度をフィードフォワード形式で決定する。提案制御をフィードバック制御に追加することで、フィードバック制御の負担を軽減し、制御干渉を軽減してブレードピッチ駆動部の負荷を軽減する。また、提案制御を商用規模の浮体式洋上風力発電システムに実装し、その有効性を評価した結果についても述べる。

### 7.1 背景と目的

前述の通り、浮体式洋上風力発電システムのブレードピッチ角度は、ロータ回転角速度調整、荷重低減、および浮体姿勢安定化といった複数の目的に基づいて制御されるが、これらの複数要求を同時に満足する制御手法の提供が必要である。複数要求を満足するには複数のコントロールループが重複して形成される場合があるが、Pao らが文献 [1]にて報告しているように、複数のコントロールループは制御間の干渉を引き起こす場合がある。制御干渉が引き起こされると、それぞれの制御はそれぞれの目的を満足するようにブレードピッチ角度の指令値を変更するため、全ての目的を満足するブレードピッチ角度に収束するまでに時間を要する場合がある。時間を要することは、ブレードピッチ角度が収束するまでに駆動する期間が長期化することを意味し、これによりブレードピッチ角度を変化させるブレードピッチアクチュエータの負荷が増大する。このことから、上述の制御干渉を抑制する必要がある。

また、Christiansen らは、浮体式洋上風力発電システムの運転状態を安定化するための制御、例えば浮体動揺制御、の適用により、ブレードピッチ角度の標準偏差が適用前の 300%以上に達することを報告している [2]。標準偏差が増加することは、ブレードピッチアクチュエータが頻繁に駆動されることに等しい。標準偏差が増加する要因の 1 つに、上述のような制御干渉による収束性の悪化が挙げられる。

前述の通り、ブレードピッチ角度制御はフィードバック制御により構成されている。このことから、ブレードピッチ角度の収束性を向上する手法として、各制御のフィードバックゲインを上昇させて制御の応答性を向上することが挙げられる。この手法はコントロールループが少ない場合に有効であるが、各制御が出力するブレードピッチ角度指令値の変化を大きくするために、上述のような制御干渉が助長される場合がある。特に、千差万別の風況や海象に適応できる制御ゲインの選定には時間を要する場合がある。

ブレードピッチ角度制御の応答性を向上させる別の方法として、フィードフォワード制御の適

用がある。フィードバック制御は、システムの応答を計測して、その信号と目標とする値との差分に基づいてブレードピッチ角度を決定するため、システム応答、計測、およびアクションまでに時間を要する。これに対し、フィードフォワード制御は予め決められた特性を利用してブレードピッチ角度指令値を決定することから、システム応答から計測までの時間が不要であり、その分の応答性を向上できる。本章では、フィードフォワード制御を利用し、上述の制御干渉を低減してブレードピッチ角度の収束性を向上させることを狙う。

風力発電システムにフィードフォワード制御を適用する研究がいくつか報告されている。松坂らは、ブレードピッチ角度と発電電力から推定した風速の位相を補償した値よりブレードピッチ角速度を演算して、フィードバック制御にて演算したブレードピッチ角度指令値に加算するフィードフォワード制御を提案し、シミュレーションにて性能を評価した [3]。小玉らは、ブレードピッチ角度と発電電力から推定した風速に対して、1.6Hz 以上を遮断するフィルタを通過した値に基づき、状態空間方程式を利用したフィードフォワード制御を提案し、シミュレーションでその有効性を評価した [4]。Schlipf らは、Light Detection and Ranging (LIDAR) での計測結果に基づいて推定した風速を入力とし、ブレードピッチ角度の定常特性を風速で微分した結果からブレードピッチ角速度を演算するフィードフォワード制御を提案しており、シミュレーションの評価結果を報告している [5]。また、Schlipf は、文献[5]と同様の風速を用いた状態空間法定式を利用したフィードフォワード制御も提案しており、シミュレーションで有効性を確認している [6]。Kumar らは文献[5][6]と同様に LIDAR での計測結果に基づいて推定した風速を入力としたフィードフォワード制御を提案している [7]。ブレードピッチ角度の定常特性に基づき、現時刻の風速と所定時間前の風速の差分からブレードピッチ角速度を演算し、ブレードピッチ角度指令値に加算するが、併設するフィードバック制御のゲインを低減する手法である。Kumar らは他研究とは異なり、実機を用いて提案制御の有効性を確認している。

フィードフォワード制御に関する上述の先行研究はブレードピッチ角度の応答性を向上することで、風速に応じて変化する発電電力の変動を抑制できる有効な手法である。ただし、ほとんどの先行研究が陸上風力発電システムに関するものである。また、フィードフォワード制御の出力はブレードピッチ角速度であると共に、利用する風速は、その時刻のブレードピッチ角度および発電電力からの推定値、または LIDAR の計測結果に基づく推定値を利用していた。本章では、浮体式洋上風力発電システムを対象として、ナセル上に設置した風速センサで計測した風速（ナセル風速）を入力とし、ブレードピッチ角度の運転特性モデルからブレードピッチ角度指令値を演算して、フィードバック制御が演算するブレードピッチ角度指令値に加算するフィードフォワード制御を提案する。また、提案制御を商用規模の浮体式洋上風力発電システムに実装し、有効性を評価した結果について述べる。

本章の構成は以下の通りである。第 2 節では適用対象である浮体式洋上風力発電システムの試験装置について述べる。第 3 節では、浮体式洋上風力発電システムに実装される浮体動揺制御 (FVC) が引き起こす課題について述べる。第 4 節では、提案するフィードフォワード制御のアルゴリズムについて述べる。第 5 節では、提案制御のシミュレーション結果について述べる。さらに第 6 節では、提案制御の実機試験結果について述べる。最後に、第 7 節にて本章をまとめる。

## 7.2 試験装置

図 7-1 に、試験装置である浮体式洋上風力発電システムの概要図および外観を示し、表 7-1 に仕様を示す。本システムは平成 23 年度から開始された経済産業省委託の「浮体式洋上ウィンドファーム実証事業」により構築された。定格出力は 5000kW であり、直径 126m のロータがタワーよりも風下側に配置されるダウンウィンド型である。浮体構造物はスパー型の部材を中心とし、スパー上部と下部に六角形のデッキが設置されたアドバンストスパー型である。係留はカテナリーチェーンがアッパーデッキの頂点部に 1 本ずつ配置されている。また、ハブ高さは平均海面より 86.4m であり、定格風速は 13m/s である。以下、本章では、本システムを風力発電システムの挙動を確認できるソフトウェア BLADED®にて構築したモデルを用いてシミュレーションを実施すると共に、本システムに提案手法を実装して試験を実施した。

## 7.3 浮体動揺制御（FVC）適用時の課題

一般的に、風力発電システムは発電効率を最大化するために、風速に応じてロータ回転角速度を調整する機能を備えている。理想的には風速の上昇に伴ってロータ回転角速度を上昇させることで発電効率を最大化して運転できる。ただし、ロータ回転角速度の上昇に伴ってブレードやドライブトレインに加わる荷重が増大し、破壊に至る懸念がある。このことから、システム保護の観点でロータ回転角速度に上限値が設けられている。このロータ回転角速度の制限（調整）には、風に対するブレードの迎え角であるブレードピッチ角度を調整する。上述の通り、可変速制御（Variable speed control, VSC）がこの役割を担う。

ブレードピッチ角度の調整により風力発電システムを安全に運転できるが、浮体式洋上風力発電システムに適用すると、上述のブレードピッチ角度調整が浮体構造物の前後振動（浮体前後動揺）を増幅する現象が発生する可能性があることは前述の通りである。表 7-1 に示す浮体式洋上風力発電システムにおいても上記の浮体前後動揺が発生することが懸念されたため、前章までに述べた浮体動揺制御（Floating Platform Vibration Control, FVC）を適用した。この手段は浮体構造物（またはナセル）の前後振動角度をフィードバックしてブレードピッチ角度を調整し、ロータに加わるスラスト力を制御する。図 7-2 に、FVC を適用したブレードピッチ角度制御の概要を示すブロック線図を示す。なお、図 7-2 は発電電力が定格電力に保持される定格条件でのブレードピッチ角度制御を示しており、定格条件未満で有効化される、発電機トルクに基づくブレードピッチ角度制御（Blade pitch angle control based on generator torque, BPCT）は省略している。

図 7-3 および図 7-4 に、FVC 適用前後のシミュレーション結果を示す。シミュレーション条件は平均風速が 18m/s、乱流強度が International Electrotechnical Committee (IEC) 61400-3 Class C, Normal Turbulence Model (NTM)、海象は設置地域の条件（有義波高 2.76m、波周期 7.25, Normal Sea State (NSS)）、初期ヨーエラーを 0deg とした。図 7-3 は運転時の時系列データを示し、横軸が時刻を、縦軸が図 7-3 上方より、ハブ高の風速、ロータ回転角速度、発電電力、ブレードピッチ角度（3本のブレードの平均）、およびナセルピッチ角度をそれぞれ示す。図 7-4 は図 7-3 の時系列データのパワースペクトル密度であり、横軸が周波数を、縦軸は図 7-3 と同様の配列とする。また、図中において赤色点線が FVC 未適用時（陸上風力発電システムと同様）を、黒色実線が

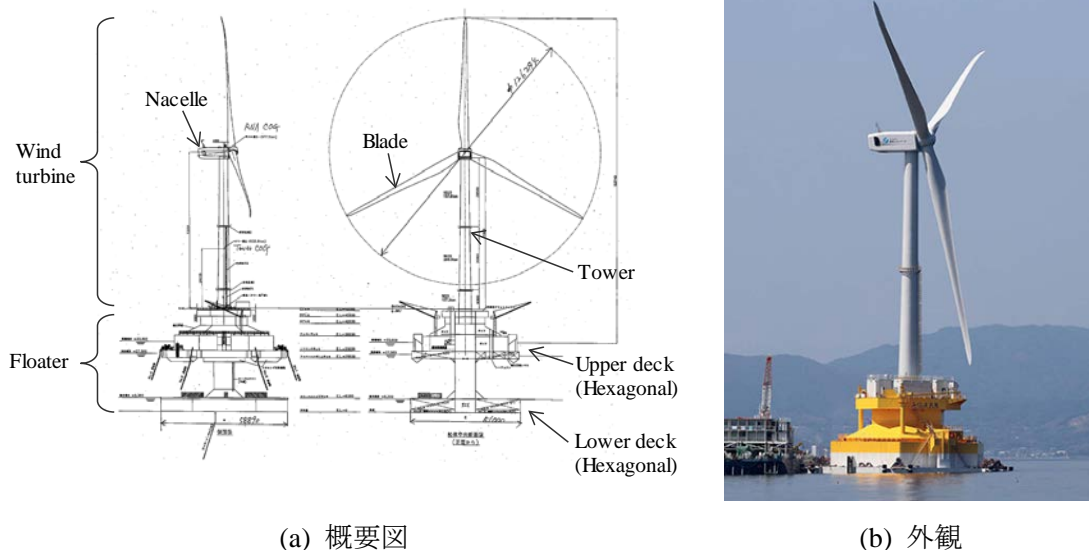


図 7-1. 経済産業省実証にて建設された 5MW 浮体式洋上風力発電システムの概観

表 7-1. 浮体式洋上風力発システムの仕様

定格出力 [kW]	5000
ロータ位置	ダウンウィンド
ロータ直径 [m]	126
浮体構造物	アドバンストスパー型
係留	カテナリー, 6本
ハブ高さ [m]	86.4
定格風速 [m/s]	13

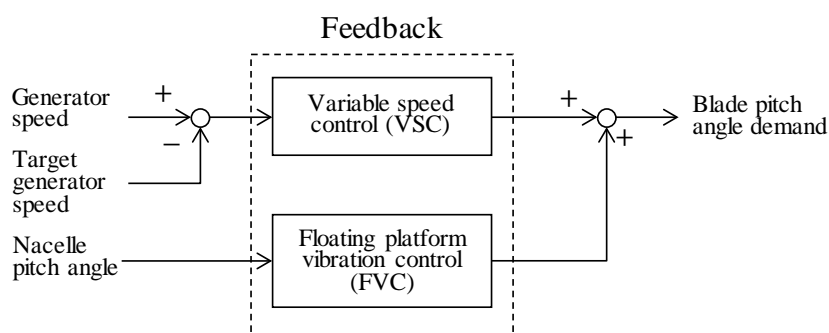


図 7-2. 浮体式洋上風力発電システムに実装されるブレードピッチ角度制御の概要

FVC 適用時の結果を示す。

まず，図 7-3 の最下段に示すナセルピッチ角度に注目すると，FVC 未適用時では，周期的な動揺（浮体前後動揺）が発生していることが確認できる．図 7-4 の最下段に注目すると，上記浮体前後動揺の周波数（固有周波数）は約 0.04Hz であることが確認できる．FVC 未適用時に対し

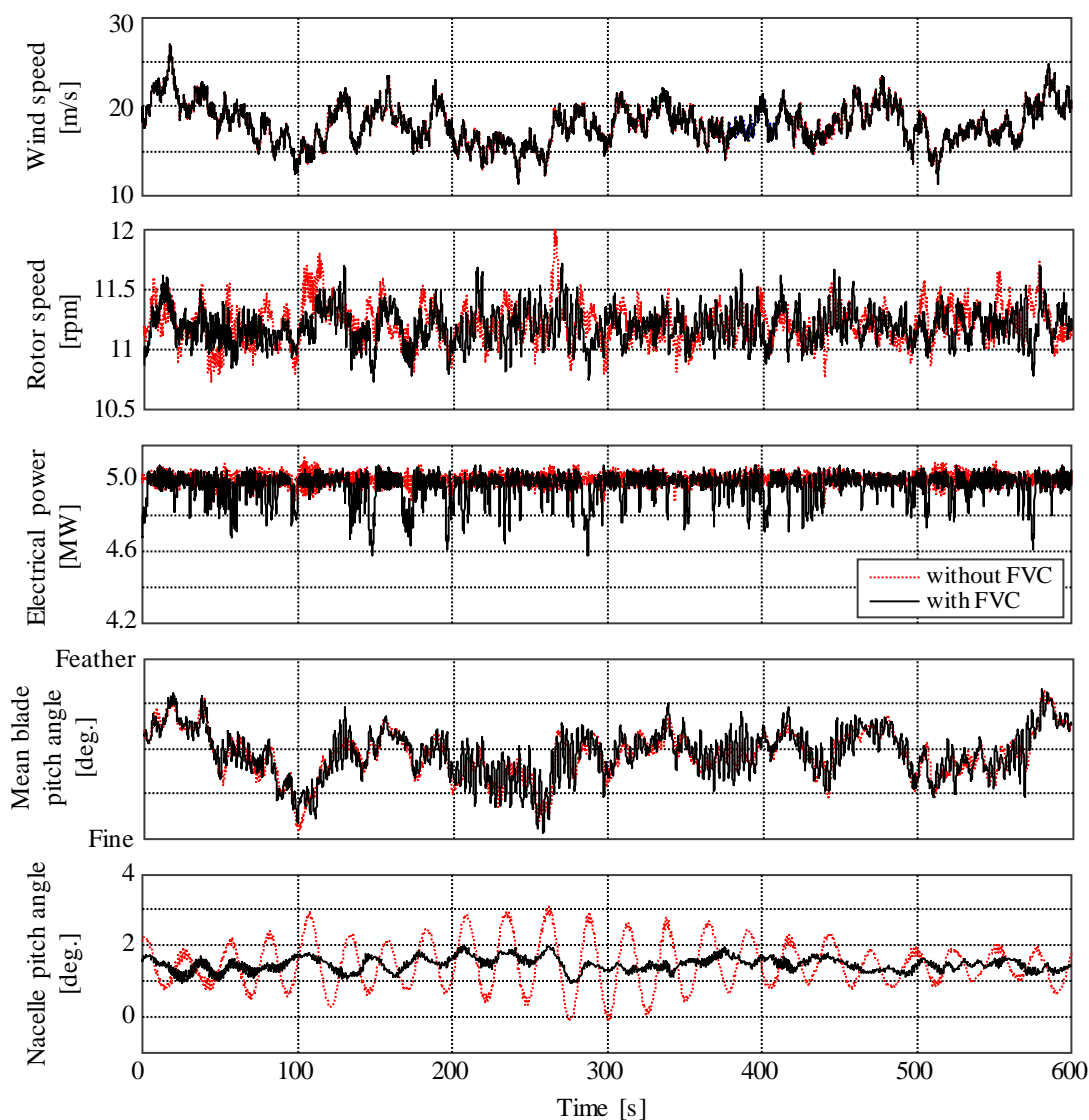


図 7-3. ハブ高平均風速 8m/s でのシミュレーション結果

て、FVC 適用時の結果に注目すると、図 7-3 の最下段から明らかなように、ナセルピッチ角度の動揺を抑制できていることが確認できる。図 7-4 の最下段を再度確認すると、浮体前後動揺の固有周波数成分のピークが低下していることが確認できる。ただし、ロータ回転角速度、発電電力、およびブレードピッチ角度に目を向けると、周波数が 0.3Hz 近傍に FVC 未適用時には無かったピークが存在している。2つのシミュレーションの違いは FVC の有無のため、これは FVC が励起した周波数帯域と考える。このような周波数成分を含むと、ブレードピッチ角度を調整するピッチアクチュエータの動作量が増加し、負荷が増大する。

本章では、動作負荷を示す 1つの指標として、下式に示すブレードピッチ角度の累積移動量 (Cumulative moving distance,  $L_{dis}^{pitch}$ ) を導入し、FVC 適用前後で比較した。

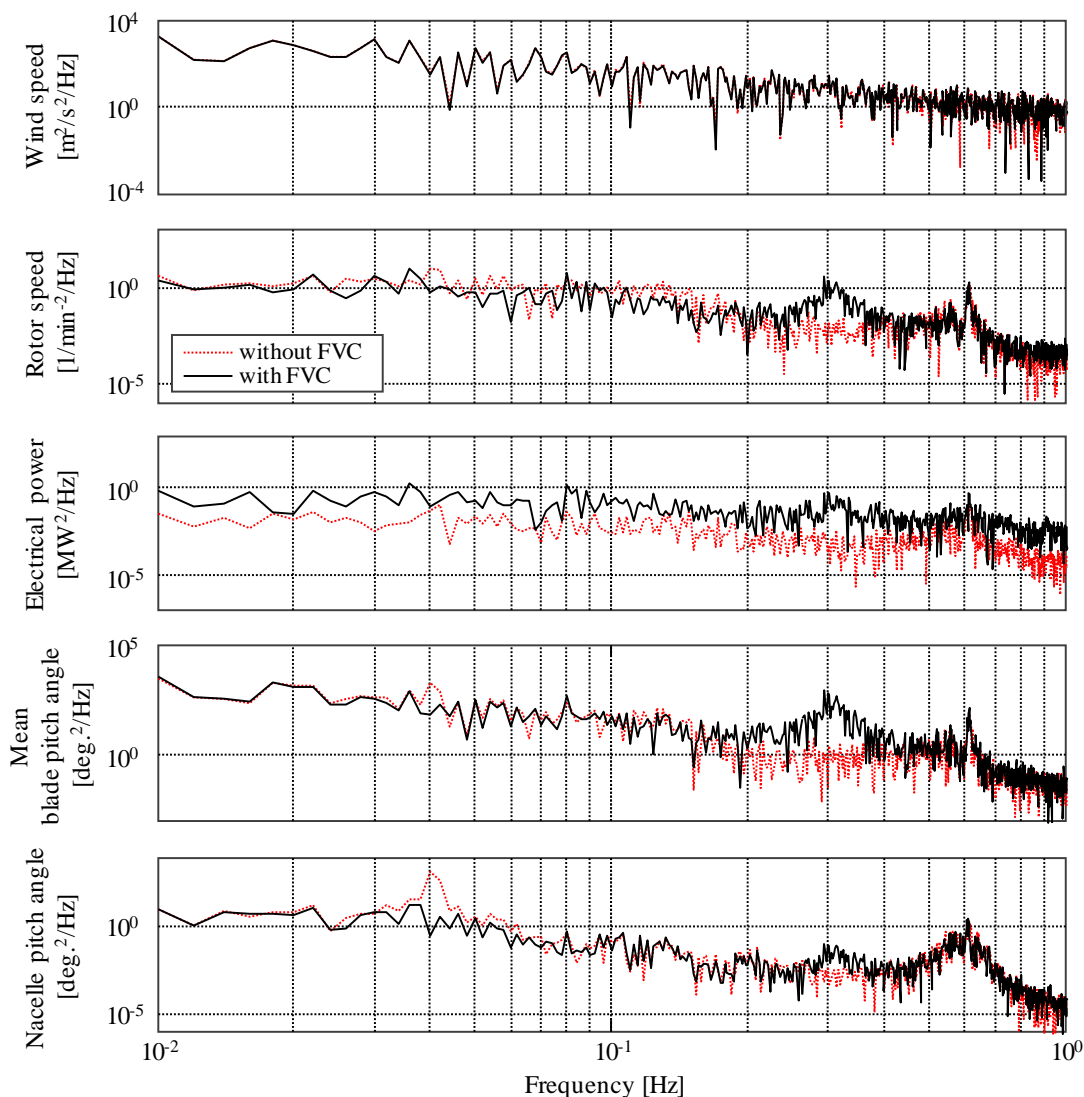


図 7-4. ハブ高風速 18m/s でのシミュレーション結果のパワースペクトル密度

$$L_{dis}^{pitch} = \int_0^T \left| \frac{d\beta}{dt} \right| dt \quad \dots \text{式(7-1)}$$

ここで、 $\beta$ はブレードピッチ角度（3本のブレードの平均値）、 $t$ は時刻、 $T$ は積分時間を示す。

図 7-5 に結果を示す。積分時間は 600s とした。図 7-5 より、FVC の適用でブレードピッチ角度の累積移動量が約 60%増加したことを確認できる。この結果より、FVC は浮体式洋上風力発電システムに特有の浮体前後動揺を抑制できるが、ブレードピッチ角度の負荷を増加させる課題があることを確認した。

#### 7.4 フィードフォワードを利用したブレードピッチ角度制御の提案

以下では、前章で述べた FVC 適用時の課題である、ブレードピッチ角度の累積移動量を低減

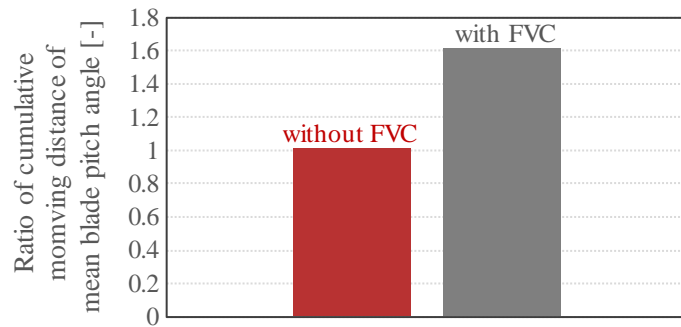


図 7-5. 平均風速 18m/s でのシミュレーションでのブレードピッチ角度の累積移動量  
 できる制御手法を提案する. 提案手法はフィードフォワードの形式で指令することで, フィードバック制御のみの場合と比較して, 制御の応答特性を改善することができる. これにより風速毎に最適なブレードピッチ角度への収束時間を短縮することで, ブレードピッチ角度の累積移動量を低減することができる. 以下, 追加するフィードフォワード形式の部分をフィードフォワード制御と定義する.

#### 7.4.1 制御アルゴリズム概要

図 7-6 に, 提案するフィードフォワード制御の概要を示す. 図 7-2 に示したフィードバック制御が演算したブレードピッチ角度指令値に, フィードフォワード制御の演算結果を加算する. フィードフォワード制御の入力はナセル位置で計測した風速の計測値 (ナセル風速) であり, 下式に示すローパスフィルタによって低周波数帯域のみ利用する.

$$V_{Nac}^{Low}(s) = \frac{1}{1 + sT_c} V_{Nac}(s) \quad \dots\text{式(7-2)}$$

ここで,  $V_{Nac}$  はナセル風速,  $s$  はラプラス演算子,  $V_{Nac}^{Low}$  はローパスフィルタ通過後のナセル風速,  $T_c$  はローパスフィルタの時定数, である.

式(7-2)に示すようなローパスフィルタを利用することにより, ナセル風速に含まれる高周波数成分を遮断できることから, 上記高周波数成分によるブレードピッチ角度の動作を抑制できる.

ローパスフィルタの遮断周波数は, ロータ回転角速度の整数倍成分の振動を励起しないようにするため, 発電時の最低ロータ回転角速度である同期回転角速度  $\omega_{Low}$  と一致させる.  $\omega_{Low}$  の単位が  $[\text{min}^{-1}]$  とすると, ローパスフィルタの時定数は下式のように決定する.

$$f_c = \frac{\omega_{Low}}{60} \quad \dots\text{式(7-3)}$$

$$T_c = \frac{2\pi}{f_c} \quad \dots\text{式(7-4)}$$

ナセル風速を利用した理由は以下の通りである. 本研究はダウンウィンド型浮体式洋上風力発電システムを主に対象とするが, ダウンウィンド型の場合, ナセルに設置した風速計により, ロータに入力する直前の風速を計測することができる. これにより, ロータに入力する風力エネルギーを推測できる. ナセル風速を入力とし, 運転特性から得られるブレードピッチ角度モデルを

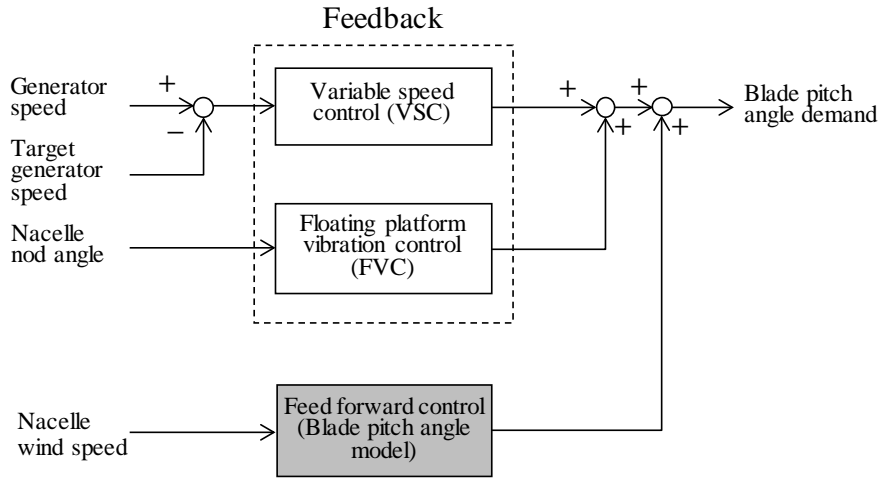


図 7-6. 提案手法を適用したブレードピッチ角度制御を示すブロック線図

利用することで、その風速に適切なブレードピッチ角度指令値をフィードバック制御よりも早く指令することができる。

さらに、フィードフォワード制御が決定するブレードピッチ角度指令値 $\beta_{dem}^{FF}$ を下式に基づいて決定する。

$$\beta_{dem}^{FF} = G_{FF} f_{BPA}(V_{Nac}^{Low}) \quad \dots \text{式(7-5)}$$

ここで、 $G_{FF}$ はフィードフォワード制御ゲイン、 $f_{BPA}(V_{Nac}^{Low})$ はブレードピッチ角度モデル、である。

ブレードピッチ角度モデルを下式にて定義する。

$$f_{BPA}(V_{Nac}^{Low}) = \begin{cases} 0 & (0 \leq V_{Nac}^{Low} < V_a) \\ A_m V_{Nac}^{Low^2} + B_m V_{Nac}^{Low} + C_m & (V_a \leq V_{Nac}^{Low} < V_b) \\ A_h V_{Nac}^{Low^2} + B_h V_{Nac}^{Low} + C_h & (V_b \leq V_{Nac}^{Low}) \end{cases} \quad \dots \text{式(7-6)}$$

上記のように、ブレードピッチ角度モデルは2次関数で近似しているが、これはシミュレーション結果から得られたナセル風速に対するブレードピッチ角度の運転特性から取得する。図 7-7に、ブレードピッチ角度モデルの概要を示す。設置環境の乱流強度を考慮した風速毎のシミュレーションを実施し、シミュレーション期間 600s でのブレードピッチ角度の平均値を×印で示す。これに対し、本モデルはこの運転特性を近似曲線で表現するが、フィッティング度合いを高めるために、ナセル風速を $V_a$ と $V_b$ で領域を分割し、それぞれを2次曲線で近似した。具体的には $V_a=9$  m/s、 $V_b=14$  m/s と設定した。

また、式(7-5)に示すようにフィードフォワード制御ゲイン $G_{FF}$ を適用しているが、これはフィードフォワード制御とフィードバック制御の強さを変更するために適用する。理想的にはフィードフォワード制御のみのブレードピッチ角度指令値のみでブレードピッチ角度を制御することだが、実際には風速変動等によってブレードピッチ角度モデルが想定と異なる場合がある。その

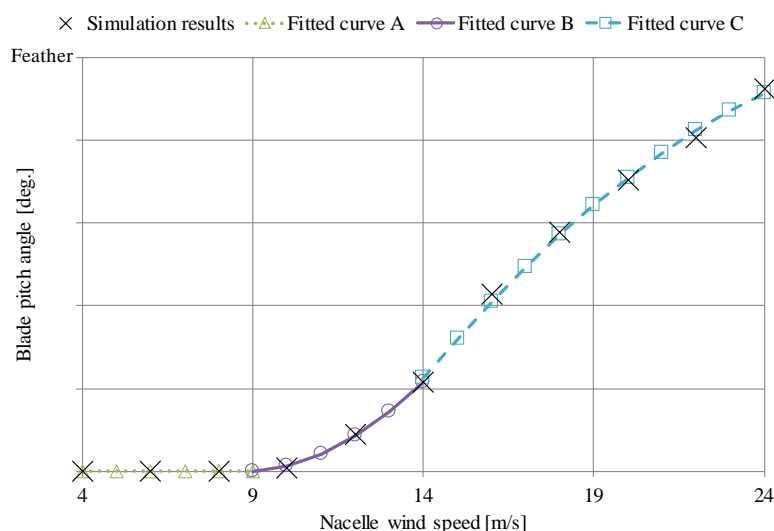


図 7-7. フィードフォワード制御に利用するブレードピッチ角度モデル

ため、フィードバック制御が決定する指令値にフィードバック制御による指令値を加算することで、フィードフォワード制御が対応できない部分を補償する。ただし、フィードフォワード制御を追加した分だけ、下記のようにフィードバック制御の効果を通常よりも低減させる。具体的には、VSC の効果を変更するが、フィードフォワード制御適用前の式(7-7)に対し、フィードフォワード制御を適用する際には式(7-8)のように変更する。

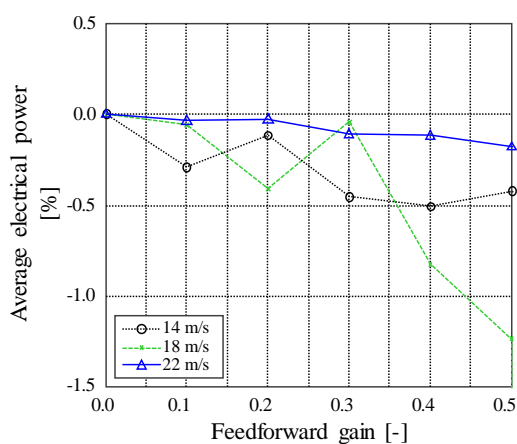
$$\beta_{dem}^{VSC} = K_P(\omega_G - \omega_G^{dem}) + K_I \int (\omega_G - \omega_G^{dem}) dt \quad \dots \text{式(7-7)}$$

$$\beta_{dem}^{VSC} = (1 - G_{FF}) \left[ K_P(\omega_G - \omega_G^{dem}) + K_I \int (\omega_G - \omega_G^{dem}) dt \right] \quad \dots \text{式(7-8)}$$

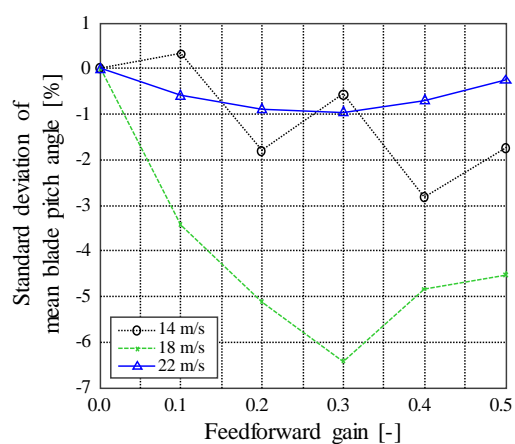
#### 7.4.2 フィードフォワード制御ゲインの決定

本節では、上述のフィードフォワード制御ゲイン $G_{FF}$ の値について述べる。適切な値を調査するため、シミュレーションを実行した。図 7-8 に、フィードフォワード制御ゲイン $G_{FF}$ を変更した場合のシミュレーション結果を示す。風速毎の値はシミュレーション期間 600s の平均値とした。乱流強度は IEC 61400-3 Class C, Normal Turbulence Model (NTM) とし、海象は設置地域の条件に合わせて風速毎に設定した。図 7-8(a)から(d)の横軸はフィードフォワード制御ゲインを示し、縦軸はそれぞれ、平均発電電力、ブレードピッチ角度の標準偏差(3本のブレードの平均値)、ブレードピッチ角度の累積移動量(3本のブレードの平均値)、およびナセルピッチ角度の標準偏差を示す。また、青色三角印が平均ハブ高風速が 14m/s、緑色×印が同 18m/s、黒色丸印が同 22m/s でのシミュレーション結果を示す。なお、フィードフォワード制御ゲインが 0.5 より大きい場合には発電運転を継続不可能であったため、0.5 以下に注目する。

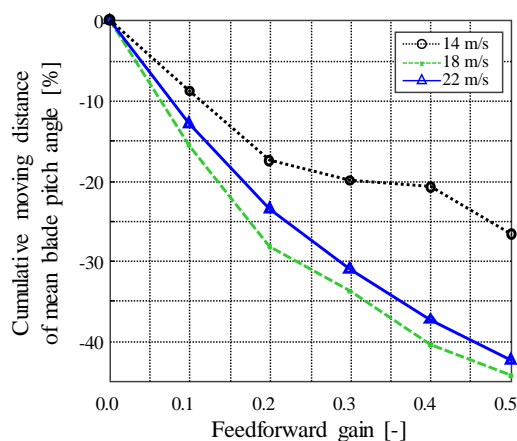
まず、図 7-8(a)の発電電力に注目すると、フィードフォワード制御ゲインの増加に従って発電電力が低下することが確認できる。ただし、フィードフォワード制御ゲインが 0.3 以下であれば



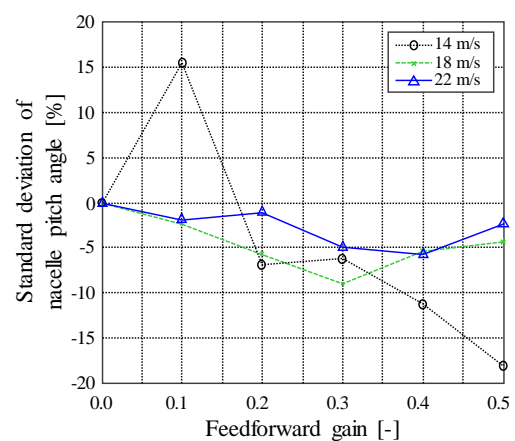
(a) 平均発電電力



(b) ブレードピッチ角度の標準偏差



(c) ブレードピッチ角度の累積移動量



(d) ナセルピッチ角度の標準偏差

図 7-8. フィードフォワード制御ゲイン調整時のシミュレーション結果

0.5%程度であり、この範囲であればフィードフォワード制御が電力に大きな影響を及ぼさないことが分かる。次に、図 7-8(b)のブレードピッチ角度の標準偏差に注目すると、フィードフォワード制御ゲインが 0.1 の場合に 14 m/s で基準よりも増加したが、他の条件では低下することが確認できる。さらに、図 7-8(c)のブレードピッチ角度の累積移動量に注目すると、フィードフォワード制御ゲインの増加により、累積移動量が減少することが確認できる。最後に、図 7-8(d)のナセルピッチ角度の標準偏差に注目すると、上記ブレードピッチ角度の標準偏差と同様に、14 m/s かつゲインが 0.1 の場合以外では、ナセルピッチ角度の標準偏差が減少することが確認できる。

これらの結果に基づき、本章では、発電電力の低下量を少なくしながら、ブレードピッチ角度およびナセルピッチ角度の標準偏差を低減することを狙い、フィードフォワード制御ゲインを 0.2 と設定することとした。

## 7.5 シミュレーション結果

本節では、シミュレーションを実行し、提案制御の有効性を評価した結果について述べる。

### 7.5.1 シミュレーション条件と評価項目

表 7-2 に、シミュレーションに利用したパラメータを示す。シミュレーション条件は上述と同様に、風速の乱流強度を IEC 61400-3 Class C、乱流モデルを Normal Turbulence Model (NTM) とし、海象は設置地域の条件に合わせて風速毎に設定した。シミュレーションでは下記を評価した。

- 1) 時系列応答：代表的な時系列応答を利用して、フィードフォワード制御の適用時の影響を確認。
- 2) 運転特性：風速毎に平均した結果を利用して、フィードフォワード制御がシステム性能に及ぼす影響を確認。
- 3) 最大荷重：フィードフォワード制御の適用が最大荷重に及ぼす影響を確認。
- 4) 疲労等価荷重：フィードフォワード制御の適用が疲労等価荷重に及ぼす影響を確認。

### 7.5.2 時系列応答

図 7-9 に、フィードフォワード制御のシミュレーション結果の一例を示す（平均風速 18m/s、初期ヨーエラー 0deg）。図 7-9 の横軸は時刻を示し、縦軸は図上方より、ハブ高風速、ロータ回転角速度、発電電力、3本のブレードの平均ブレードピッチ角度、およびナセルピッチ角度を示す。また、図中の黒色点線がフィードフォワード未適用時（with FVC）を、緑色実線がフィードフォワード適用時（with FVC & FF）を示す。

図 7-9 のナセルピッチ角度に注目すると、フィードフォワード適用時はフィードフォワード未適用時と同様に変動を抑制できている。また、ロータ回転角速度や発電電力に注目すると、フィードフォワード未適用時とフィードフォワード適用時には大きな違いがなく、同等の性能を確保できている。さらに、ブレードピッチ角度に注目すると、フィードフォワード未適用時には 130s、220s 近傍などで高周波変動が確認できる。これに対して、フィードフォワード適用時には上記の高周波変動が抑制できている。

図 7-10 に、図 7-9 に示す結果のパワースペクトル密度を示す。図 7-10 の横軸は周波数、縦軸は図 7-9 と同様である。図 7-10 において、フィードフォワード未適用時とフィードフォワード適用時を比較すると、平均ハブ高風速以外において、フィードフォワード制御の適用で 0.3 Hz から 0.4 Hz 近傍の成分を低減できたことが確認できる。周波数成分が低減することは、ブレードピッチ角度の繰り返し動作を低減することと同義であることから、フィードフォワード制御の適用によって、ブレードピッチアクチュエータの負荷変動を低減できると考える。

### 7.5.3 運転特性

図 7-11 に、図 7-9 に示すような 600s 期間でのシミュレーション結果を平均した運転特性の比較結果を示す。図 7-11(a)から(d)の横軸は平均ハブ高風速を示し、縦軸はそれぞれ平均発電電力、ナセルピッチ角度の標準偏差、ブレードピッチ角度の標準偏差（3本のブレードの平均値）、お

表 7-2. シミュレーションで利用したパラメータ

ローパスフィルタのカットオフ周波数 [Hz]	0.107
中間風速でのブレードピッチ角度モデルを定義する近似曲線の定数 $A_m$ [deg/(m/s) <sup>2</sup> ]	0.181
中間風速でのブレードピッチ角度モデルを定義する近似曲線の定数 $B_m$ [deg/(m/s)]	3.098
中間風速でのブレードピッチ角度モデルを定義する近似曲線の定数 $C_m$ [deg]	13.211
高風速でのブレードピッチ角度モデルを定義する近似曲線の定数 $A_h$ [deg/(m/s) <sup>-2</sup> ]	-0.074
高風速でのブレードピッチ角度モデルを定義する近似曲線の定数 $B_h$ [deg/(m/s)]	4.541
高風速でのブレードピッチ角度モデルを定義する近似曲線の定数 $C_h$ [deg]	-43.383
フィードフォワード制御ゲイン $G_{FF}$	0.2

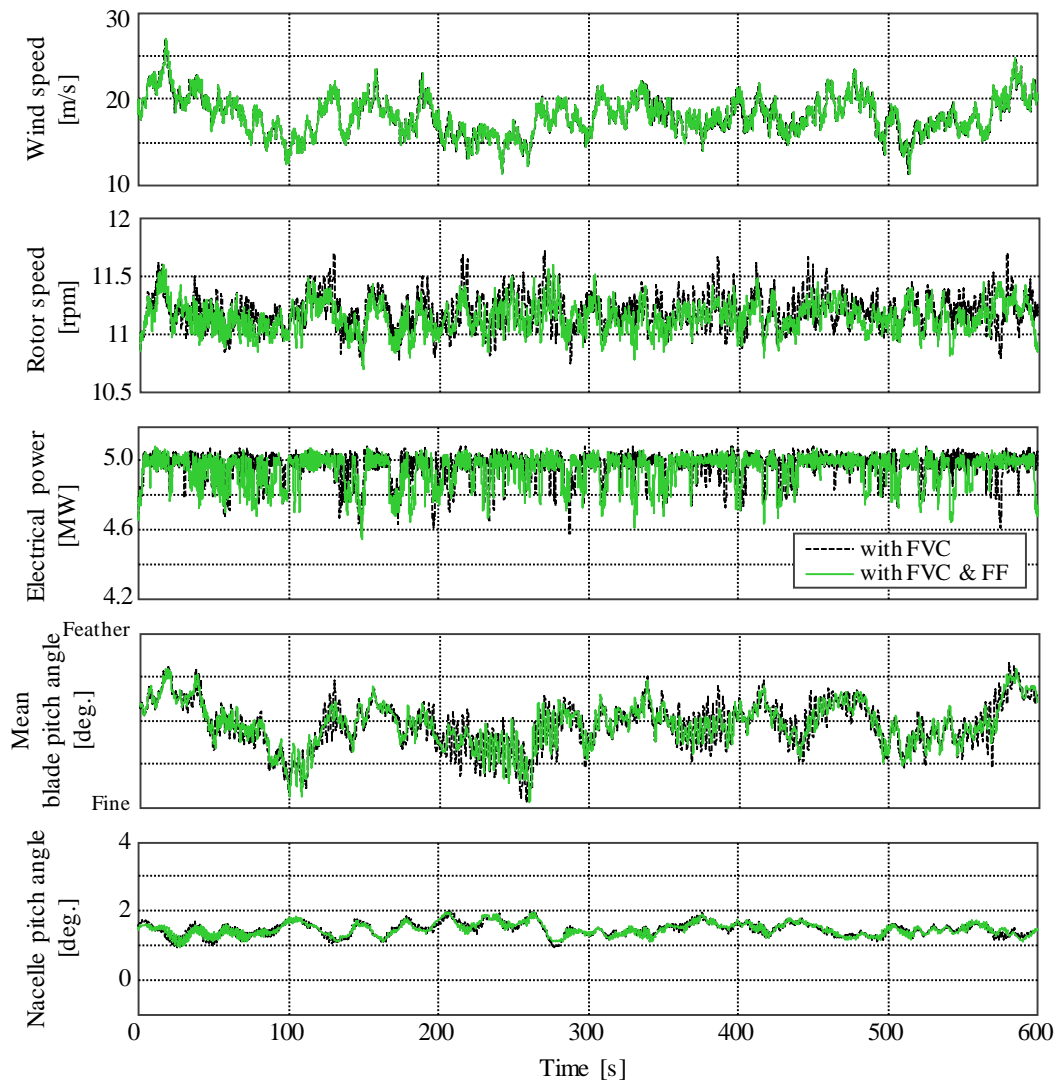


図 7-9. 平均ハブ高風速 18m/s でのシミュレーション結果

よびブレードピッチ角度の累積移動量（3本のブレードの平均値）を示すが、縦軸はフィードフ

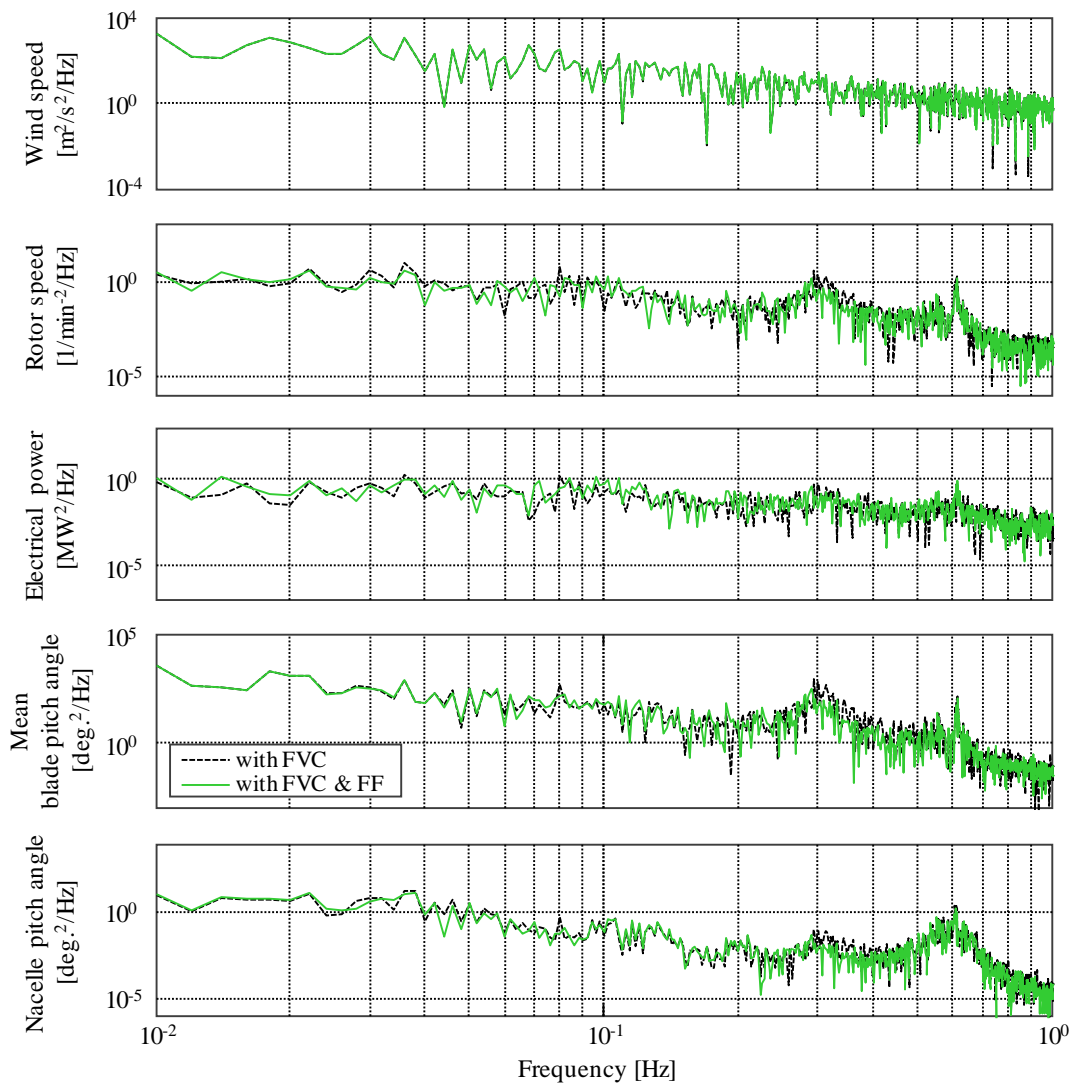
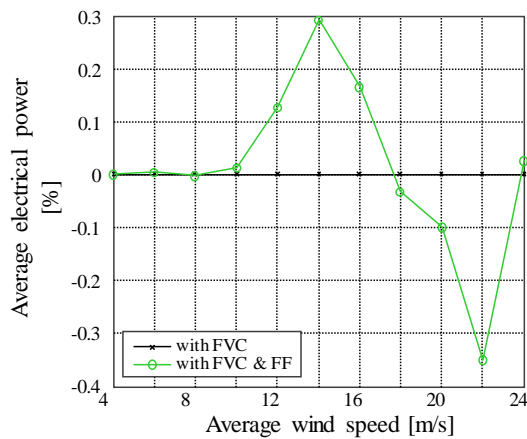


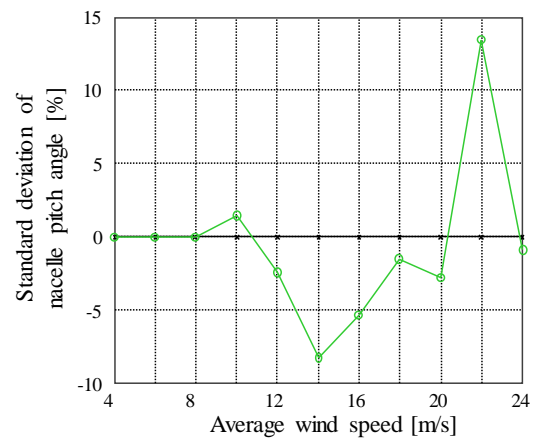
図 7-10. 平均ハブ高風速 18m/s でのシミュレーション結果のパワースペクトル密度

ワード制御未適用時 (with FVC, 黒色×印) を基準としたフィードフォワード制御適用時 (with FVC & FF, 緑色丸印) の変化率を示す. シミュレーション条件としては, 各風速でヨーエラー 0deg.および±8deg の 3 種のシミュレーションの平均値をプロットした. なお, 海象条件は初期ヨーエラーに関わらず一定とした.

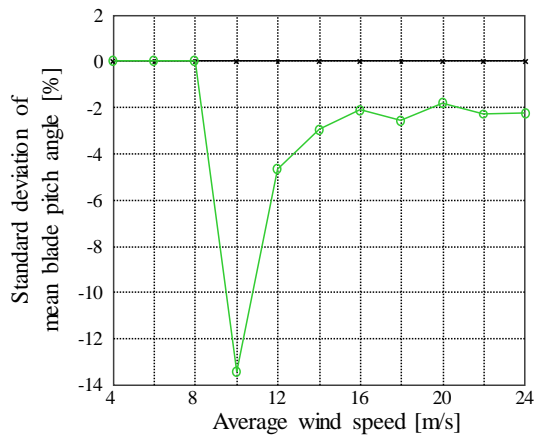
まず, 図 7-11(a)の平均発電電力に注目すると, 増加と減少がみられるが, その絶対値の最大は 0.5%未満であり, フィードフォワード制御は大きな性能の変化を及ぼさないことが確認できる. 次に, 図 7-11(b)のナセルピッチ角度の標準偏差に注目すると, これも同様に増加と減少があり, 風速に基づく傾向はみられない. また, その値が大きい傾向があるが, これは図 7-9 の際下段に示したように, フィードフォワード制御未適用時の絶対値が小さいためであって, フィードフォワード制御が大きく影響を及ぼさないと考える. 最後に, 図 7-11(c)および(d)のブレードピッチ角度の標準偏差と累積移動量に注目すると, 双方の値が風速 8 m/s 以上で大きく減少する



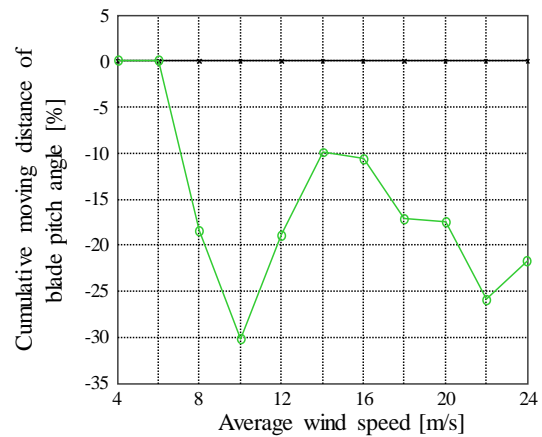
(a) 平均発電電力



(b) ナセルピッチ角度の標準偏差



(c) ブレードピッチ角度の標準偏差



(d) ブレードピッチ角度の累積移動量

図 7-11. フィードフォワード制御適用時のシミュレーション結果 (運転特性)

ことが確認できる。標準偏差の減少はブレードピッチ角度の変動幅が減少したことを示し、累積移動量の減少はブレードピッチ角度の動作量が減少したことを示す。これらより、フィードフォワード制御の適用によってブレードピッチ角度の動作を抑制できると考える。

以上の結果から、FVCのみ適用した場合に対してフィードフォワード制御を追加することで、浮体式洋上風力発電システムに搭載されるブレードピッチ駆動部の負荷を低減できる見込みを得た。

#### 7.5.4 最大荷重

図 7-11 に示した運転特性を取得するためのシミュレーション結果を利用し、フィードフォワード制御適用前後での最大荷重を比較した。図 7-12 に、フィードフォワード制御未適用時を基準とした最大荷重の比率を示す。評価部位はブレードピッチ角度の中心軸の回転方向のモーメント、同中心軸の曲げモーメント、ロータ回転軸の曲げモーメント、タワートップ (ヨー旋回軸) の曲げモーメント、およびタワー基部の曲げモーメント、である。

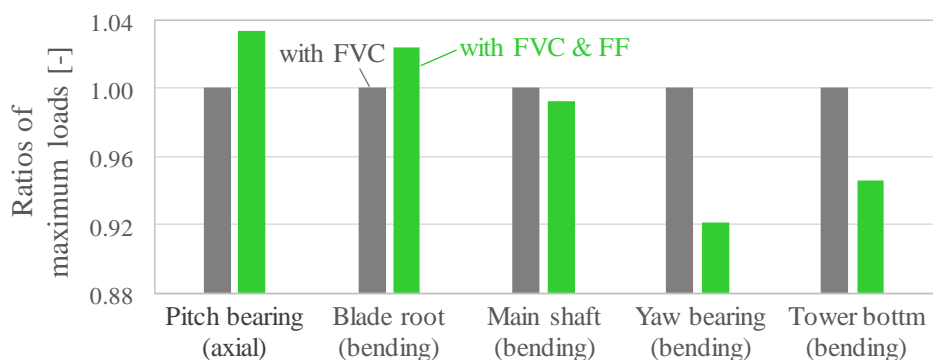


図 7-12. フィードフォワード制御適用前後のシミュレーションにおける最大荷重の比較

図 7-12 に注目すると、ブレードピッチ角度の回転方向モーメントおよび曲げモーメントがフィードフォワード制御未適用前よりも増加している。理由を確認した結果、フィードフォワード制御未適用よりもブレードピッチ角度がファイン側（風からの荷重をより受ける方向）となる場合があり、その状態からフェザー側へ調整する際に発生していた。ただ、他の運転状態でも、上記のファイン側よりもさらにファイン側へ変化し、その後フェザー側へ変化するが、荷重が最大荷重に達しない場合があることを確認した。このことから、フィードフォワード制御の適用によって必ずしも最大荷重が増加するのではなく、運転条件やタイミングによって最大荷重が増加する場合があると考えられる。ただし、これらの最大荷重は設計許容値を超えることはなく、問題ないレベルの増加であることを確認した。

#### 7.5.5 疲労等価荷重

前節と同様に、図 7-11 に示した運転特性のためのシミュレーション結果を利用し、フィードフォワード制御適用前後での疲労等価荷重を比較した。疲労等価荷重の算出の条件を以下に示す。

- 発電運転時のみで比較。待機時、スタートアップ、およびシャットダウンなどは考慮しない。
- Rainflow 方式を適用。期間 20 年、繰返し回数  $2e \times 10^8$  回、およびウェーラー数を  $m=4$  とした。
- 発生頻度はワイブル分布より演算。設置サイト（福島沖）の計測環境条件に基づき、形状パラメータを 1.68、平均風速を 8.4 m/s とした。

図 7-13 に、フィードフォワード制御未適用時を基準とした疲労等価荷重の比率を示す。比較項目は前節の図 7-12 と同様である。

図 7-13 より、フィードフォワード制御の適用により、疲労等価荷重はすべての項目で減少することが確認できる。この理由は、フィードフォワード制御の適用によってブレードピッチ角度の変動が低減できたことにより、浮体式洋上風力発電システムの各コンポーネントに発生する繰返し荷重が低減できたためと考える。

以上の結果より、フィードフォワード制御は疲労に悪影響を及ぼさず、浮体式洋上風力発電システムの疲労軽減に貢献できる見込みを得た。

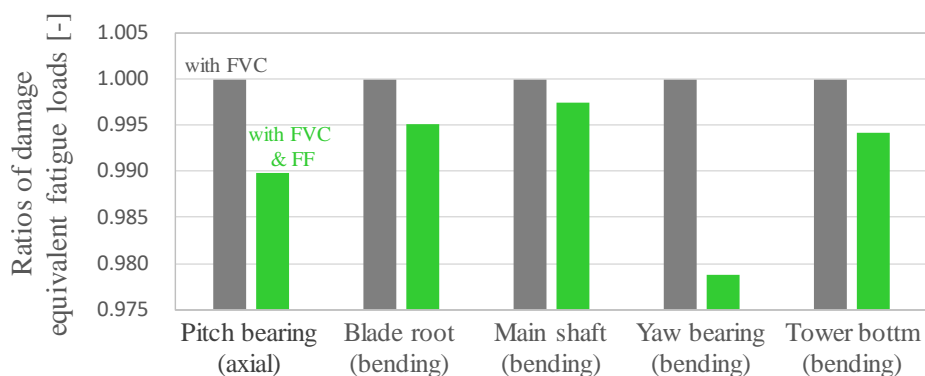


図 7-13. フィードフォワード制御適用前後のシミュレーションにおける疲労等価荷重の比較

## 7.6 実機試験結果

本節では、図 7-1 および表 7-1 に示した浮体式洋上風力発電システムに提案制御を実装し、試験を実施することで提案手法の性能を評価した結果について述べる。

### 7.6.1 評価方法

表 7-3 に、提案制御の評価方法を示す。データ取得方法として、試験期間中の時刻 9:00 から 17:00 においてフィードフォワード制御を有効化し、この期間で取得したデータをフィードフォワード制御適用時 (with F/F) とした。また、上記期間以外にフィードフォワード制御を無効化し、取得したデータをフィードフォワード制御未適用時 (without F/F) とした。なお、試験期間においてスタートアップ、シャットダウン、アラーム発生時、および保守点検等で停止している期間のデータはデータとして採用しないこととした。データ取得のサンプル周期は 1s であり、ブレードピッチ角度の累積移動量を演算するための積分時間を上述と同様に 600s とした。評価項目は時系列応答および風速ビン毎の統計値とした。時系列応答としては、発電電力、ロータ回転角速度、およびナセルピッチ角度をフィードフォワード制御適用前後で比較した。また、ブレードピッチ角度の累積移動量の平均値を風速毎に比較した。試験では表 7-2 に示す関連パラメータを用いた。

### 7.6.2 時系列応答

図 7-14 に、時系列応答に関する試験結果を示す。図 7-14 の横軸は時刻を示し、縦軸は図 7-14 より、ナセル風速、ロータ回転角速度、発電電力、ブレードピッチ角度 (3本の平均値)、およびナセルピッチ角度を示す。図中の黒色点線がフィードフォワード制御未適用時 (without F/F) を示し、緑色実線がフィードフォワード制御適用時 (with F/F) を示す。なお、それぞれの平均風速は 7.51m/s、および 7.54m/s であった。

図 7-14 より、フィードフォワード制御適用時は、フィードフォワード未適用時と同等の発電電力を出力できているとともに、ロータ回転角速度、およびナセルピッチ角度の変化も同等であ

表 7-3. 提案制御の試験方法

No.	項目	内容
1	データ取得方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>・試験期間中の 9:00~17:00 にてフィードフォワード制御を有効化し、この期間のデータをフィードフォワード制御適用時とする。</li> <li>・上記以外の時間はフィードフォワード制御を無効化し、この期間のデータをフィードフォワード制御未適用時として採用。</li> <li>・スタートアップ、シャットダウン、アラーム発生時、および保守点検等の期間のデータは不採用。</li> </ul>
2	取得データ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・サンプル周期 1s</li> <li>・ブレードピッチ角度の累積移動量演算のための積分期間 600s</li> </ul>
3	評価項目	<ul style="list-style-type: none"> <li>・時系列応答：発電電力、ロータ回転角速度、ナセルピッチ角度がフィードフォワード制御適用前後で比較。</li> <li>・風速毎の平均値：ブレードピッチ角度の累積移動量をフィードフォワード制御適用前後で比較。</li> </ul>
4	その他	関連パラメータは表 7-2 に示す値を利用。

ることが確認できる。これらの結果は、提案制御（フィードフォワード制御）の適用は浮体式洋上風力発電システムの運転に大きな影響を及ぼさないことを示す。

### 7.6.3 ブレードピッチ角度の累積移動量

図 7-15 に、風速毎のブレードピッチ角度の累積移動量の結果を示す。図 7-15 の横軸はナセル風速の試験期間 600s での平均値を示し、縦軸は同期間でのブレードピッチ角度の累積移動量を示す。図中の青色×印がフィードフォワード制御未適用時（without F/F）を、緑色丸印がフィードフォワード制御適用時（with F/F）を示す。

図 7-15 より、フィードフォワード制御適用時（with F/F）の方が、ブレードピッチ角度の累積移動量が低い傾向があることが確認できる。

図 7-15 の比較を明確化するために、図 7-15 のナセル風速ビン毎の平均値を比較した。その結果を図 7-16 に示す。図 7-16 の横軸は平均ナセル風速を示し、縦軸はブレードピッチ角度の累積移動量の割合を示す。ブレードピッチ角度の累積移動量は、ナセル風速 1m/s のビン平均値である。図中の黒色点線がフィードフォワード制御未適用時（without F/F）を、緑色実線がフィードフォワード制御適用時（with F/F）を示す。なお、図 7-16 はフィードフォワード制御が有効化する平均ナセル風速が 8m/s 以上をプロットした。また、平均ナセル風速の上限が 20m/s としたのは、図 7-15 に示す通り、試験期間中にフィードフォワード制御適用時のデータが取得できなかったためである。

図 7-16 より、フィードフォワード制御適用時には、ほとんどのナセル風速においてブレードピッチ角度の累積移動量を低減できることが確認できる。ナセル風速が 13, 19, および 20m/s で 100%を超過しているが、これは図 7-15 で確認できるように、取得できたデータ数が少ないためと考える。周辺のデータから推測すると、継続したデータ取得によって、フィードフォワード制御適用時には、8m/s 以上の全ての風速においてブレードピッチ角度の累積移動量を減少でき

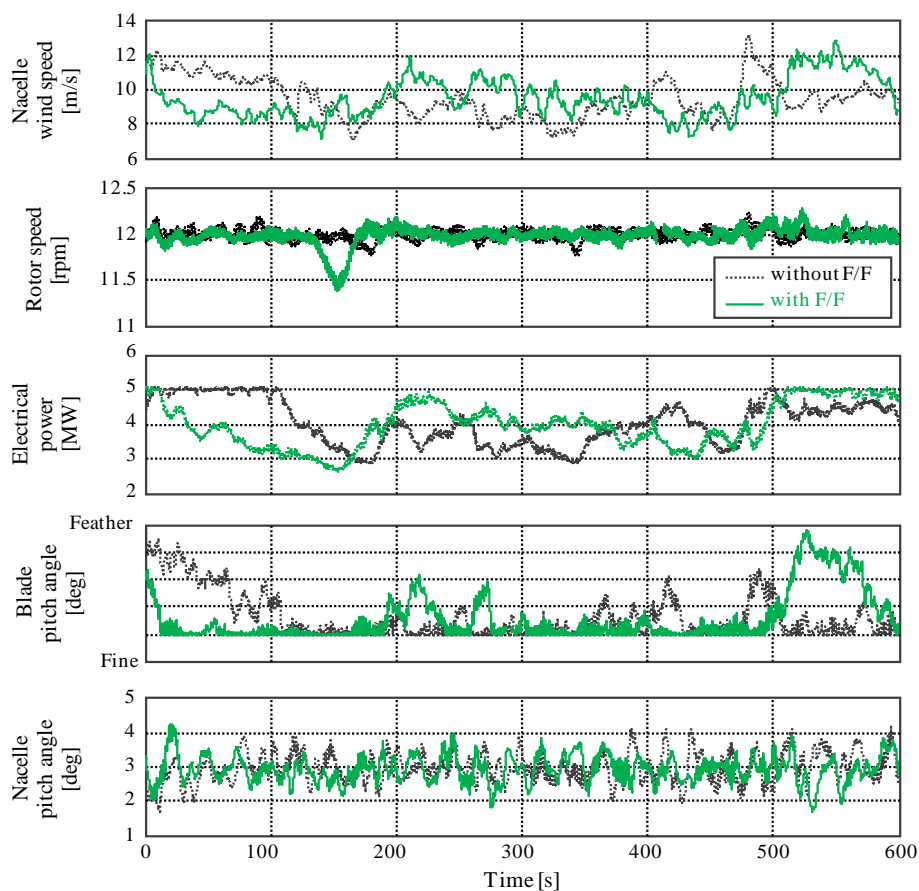


図 7-14. 試験結果：時系列応答

る可能性があると考える。

以上の結果より、提案制御を適用することで、ブレードピッチ角度の累積移動量を低減し、ブレードピッチ駆動部の負荷を軽減できる可能性があることを確認した。ただし、図 7-16 に示すブレードピッチ角度の累積移動量の改善率は、図 7-11(d)に示したシミュレーション結果よりも絶対値が小さい。この理由は以下と推測する。

- (a) フィードフォワード制御に用いたブレードピッチ角度モデル (2 次曲線) はシミュレーションで得られた結果を利用して試験を実施した。このモデルがシミュレーションと実機試験で異なることが影響を及ぼした可能性がある。
- (b) シミュレーションで決定したフィードフォワード制御ゲインの値が実機には最適な値ではなかった可能性がある。
- (c) フィードフォワード制御に利用するナセル風速は、ロータの回転による乱れや、ナセル形状による流れの変化が含まれるため、シミュレーションと実機でこれらに差異があった可能性がある。

上記は、今後検討してその要因を明確にすべき課題である。

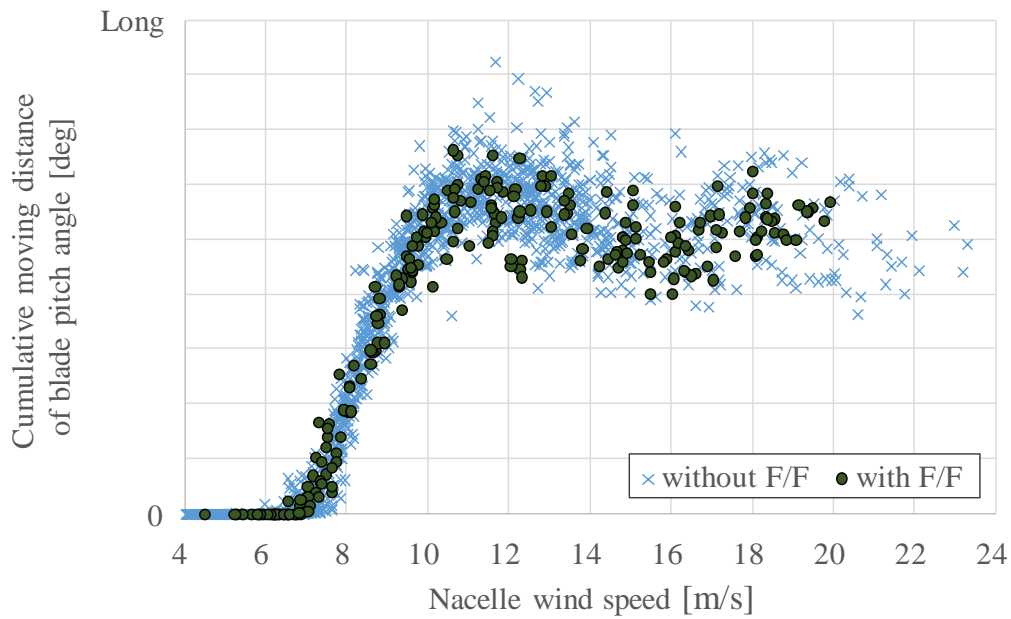


図 7-15. 試験結果：風速毎のブレードピッチ角度の累積移動量の平均値

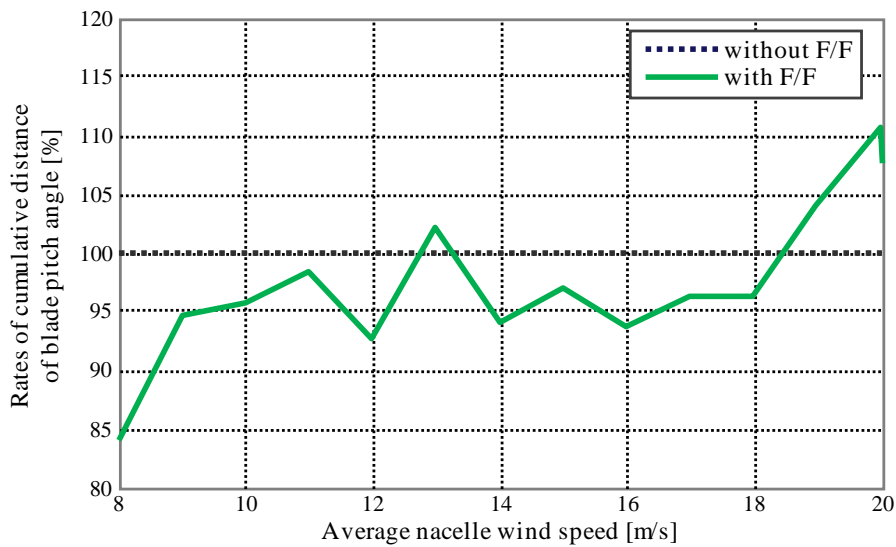


図 7-16. 試験結果：風速ビン毎のブレードピッチ角度の累積移動量の割合

## 7.7 まとめ

第 7 章では、ナセル風速を入力としたブレードピッチ角度の定常モデルに基づき、フィードフォワード形式でブレードピッチ角度指令値を決定するフィードフォワード制御を併用したブレードピッチ角度制御を提案した。得られた成果を以下に示す。

- (1) 浮体動揺制御 (FVC) は浮体前後動揺 (ナセルピッチ角度の振動) の抑制に有効であるが、ブレードピッチ角度の累積移動量を増加させることで、ブレードピッチ駆動部の負荷を増大させることを示した。

- (2) シミュレーションにより，提案制御を適用しても，発電運転にほとんど影響を及ぼさないこと，浮体式洋上風力発電システムの各部位に加わる最大荷重および疲労等価荷重がほとんど変化しないこと，およびブレードピッチ角度の累積移動量を低減できること，を確認した．
- (3) 商用規模の浮体式洋上風力発電システムを用いた実機試験により，提案制御の適用は，未適用時と比較して発電電力およびナセルピッチ角度がほとんど変化しないこと，および，ブレードピッチ角度の累積移動量を低減できることを示した．
- (4) ただし，データ取得期間が短いため，一部風速ではブレードピッチ角度の累積移動量が増加する場合もあったが，継続したデータ取得により，全風速でブレードピッチ角度を低減できる可能性があると推測する．

## 7.8 第7章の引用文献

- [1] L. Y. Pao , K. E. Johnson, “Control of wind turbines: Approaches, challenges, and recent developments,” IEEE Control Systems Magazine, vol. 31, no. 2, pp. 44-62, 2011.
- [2] S. Christiansen, T. Bak , T. Kundsén, “Optimal Control of Ballast-Stabilized Floating Wind Turbine,” 2011 IEEE International Symposium on Computer-Aided Control System Design (CACSD), Part of 2011 IEEE Multi-Conference on Systems and Control, pp.1214-1219, 2011.
- [3] 松坂知行 , 土屋敬一, “フィードフォワード制御による風力発電機の出力安定化制御,” 八戸工業大学情報システム工学研究所紀要, 第8巻, 1995.
- [4] 小玉成人, 松坂知行 , 猪俣登, “風力発電の系統連携時の出力変動抑制シミュレーション,” 計測自動制御学会東北支部 第209回研究会, 資料番号 209-11, 2003.
- [5] D. Schlif, T. Fischer, C. E. Carcangiu, M. Roaeti , E. Bossanyi, “LOAD ANALYSIS OF LOOK-AHEAD COLLECTIVE PITCH CONTROL USING LIDAR,” Proceedings of the German Wind Energy Conference, 2010.
- [6] D. Schlif, P. Grau, S. Raach, R. Duraiaki, J. Trierweiler , P. W. Cheng, “Comparison of Linear and Nonlinear Model Predictive Control of Wind Turbines Using LIDAR,” 2014 American Control Conference (ACC), 2014.
- [7] A. A. Kumar, E. A. Bossanyi, A. K. Scholbrock, P. A. Fleming, M. Boquet , R. Krishnamurthy, “Field Testing of LIDAR Assited Feedforward Control Algorithms for Improved Speed Control and Fatigue Load Reduction on a 600kW Wind Turbine,” European Wind Energy Assosiation (EWEA) Annual Event, 2015.

## 第8章 結言

### 8.1 本論文のまとめ

本論文では、浮体式洋上風力発電システムを対象とし、ソフトウェアのみの変更で運転性能を改善できる制御アルゴリズムを提案した。各章での成果を以下にまとめる。

第2章では、本研究の背景について述べた。風力発電システムの歴史、浮体式洋上風力発電システムの動向、風力発電システムの構成、および浮体式洋上風力発電システムの構成について述べた。また、浮体式洋上風力発電システムの発電運転時の課題である、浮体前後動揺現象の発生原理を明らかにした。さらに、浮体式洋上風力発電の研究動向（先行研究）の調査結果から抽出した、5つの浮体式洋上風力発電システムの課題を述べるとともに、制御手法の変更により上記課題を解決するという本研究の方針について述べた。

第3章では、浮体式洋上風力発電システムの運転時の課題である、浮体前後動揺現象を理論的に解析した。古典制御理論を用いて、風力発電システムの制御系を含めた、発電機回転角速度とナセルピッチ角度との応答特性を伝達関数の形式で表現し、系の安定性を理論的に評価することで、定格条件のみで系が不安定化し、浮体前後動揺が継続することを示した。また、浮体動揺制御（FVC）を適用した系の安定性を評価し、FVCが定常条件で系を安定化し、浮体前後動揺を抑制できることを示した。さらに、上記の系を用いることで、浮体前後動揺の要因は、ナセルピッチ角度の特性に対するモーダル粘性が小さいこと、および、ナセル代表点（ハブ）とナセルピッチ角度の回転中心（メタセンター）との距離が長いこと、を明確化すると共に、浮体構造物の設計指針およびFVCパラメータの設計指針を示した。

第4章では、定格条件以外でも浮体前後動揺を抑制し、システムの疲労蓄積を抑制できるブレードピッチ角度の制御方法を提案した。ナセルピッチ角度に基づいてブレードピッチ角度を調整するFVCに対し、発電電力に基づくゲインスケジューリング機能を追加した。スパー型浮体構造物を備えた商用規模の2MW浮体式洋上風力発電システムを用いたシミュレーションおよび実機試験により、定格条件と定格未満の条件を行き来する環境条件においても、浮体前後動揺を低減できることを確認した。

第5章では、遷移条件での浮体前後動揺に関して検討した。浮体式洋上風力発電システムの運転制御にFVCを適用することで、ブレードピッチ角度および発電機トルクを調整する制御が干渉し、ロータ（発電機）回転角速度およびナセルピッチ角度を変動させることで、ロータに入力する風力エネルギー自体が変動する悪循環によって浮体前後動揺が発生することを示した。その後、上記制御干渉を抑制するために、風速変動に伴うロータ（発電機）回転角速度の変動を、発電機トルクの操作で吸収する手法を提案した。スパー型浮体構造物を備えた商用規模の2MW浮体式洋上風力発電システムを用いたシミュレーションおよび実機試験により、提案手法の適用で、提案手法未適用時に発生したブレードピッチ角度の変動、および浮体前後動揺を抑制できることを確認した。

第6章では、FVCの適用による発電効率の低下に関して検討した。発電効率の低下要因は、

FVC によるブレードピッチ角度の調整が、発電効率を最大化するためのブレードピッチ角度の指令値から逸脱することを示した。発電効率を向上させるため、ロータの回転角度（アジマス角度）に基づいて、ブレードピッチ角度を独立に調整する独立ピッチ角度制御（IPC）を提案した。スパー型浮体構造物を備えた商用規模の 2MW 浮体式洋上風力発電システムを用いた実機試験により、提案制御は発電電力およびナセルピッチ角度に大きな影響を及ぼさず、発電効率を回復できることを確認した。

第7章では、FVC 適用によるブレードピッチ駆動部の負荷増大に関して検討した。FVC は、ブレードピッチ角度の累積移動量を増加させることで、ブレードピッチ駆動部の負荷を増大させることを示した。また、上記負荷増大を抑制するための、ブレードピッチ角度制御を提案した。提案制御は、ナセル風速を入力としたブレードピッチ角度の定常モデルに基づき、フィードフォワード形式でブレードピッチ角度指令値を決定するフィードフォワード制御を併用する制御である。アドバンストスパー型浮体構造物を備えた商用規模の 5MW 浮体式洋上風力発電システムを用いたシミュレーションおよび実機試験により、提案制御は、発電電力およびナセルピッチ角度の応答を未適用時と同様とすると共に、ブレードピッチ角度の累積移動量を低減できる可能性があることを示した。

本研究により、先行研究の動向調査から得られた浮体式洋上風力発電システムの課題を解決できる制御手法を提案することができた。注目すべき点は、ソフトウェアのみの改善で上記課題を解決できることであり、ハードウェアを変更する必要がなく、適用が容易ということである。この観点より、本研究の成果は今後の浮体式風力発電システムの導入拡大に大きく貢献できると考える。

## 8.2 対外発表

表 8-1 に、本研究の対外発表とその成果を示す。No.1 の独立ピッチ角度制御はレビュー後に採択され、2018 年 6 月に英語講演を実施した。No.2 の発電機トルク制御の投稿は複数校閲者からのご意見に基づいて改訂することで採択され、2019 年 7 月に掲載された（オンライン公開）。また、No.3 の古典制御理論による浮体前後動揺現象の解析に関しては、校閲者からのご指摘はあったものの、軽微なものであり、修正後に採択され、2019 年 7 月に掲載された（オンライン公開）。なお、一部校閲者からは「worth publishing」というコメントを頂けた。

## 8.3 今後の課題

本研究の今後の課題は以下の通りである。

第3章にて述べた浮体前後動揺現象に関する理論的な解析に関しては、スパー型以外の浮体構造物を対象とした系を構築し、その系での安定性を評価することで、提案する解析方法の有効性を積上げることができる。

第3章から第5章にて提案したブレードピッチ角度制御、および発電機トルク制御については、スパー型以外の浮体構造物を備えた浮体式洋上風力発電システムに実装し、シミュレーションおよび実機試験を実施することで、提案制御の有効性をさらに示すことができる。

表 8-1. 本研究の対外発表と成果

No.	タイトル	投稿先	種別	内容	結果
1	Demonstration Results of Individual Blade Pitch Angle Control: Improving the Power Performance of a Floating Offshore Wind Turbine	Grand RE2018	講演	発電電力を向上する独立ピッチ角度制御. 本論文の第6章の内容の一部.	2018/6 講演済
2	Proposal for a lower limit control of a generator's torque based on the nacelle wind speed and demonstration results using a full-scale spar-type floating offshore wind turbine	Wind Engineering	論文	遷移条件での浮体前後動揺を改善する発電機トルク制御. 本論文の第5章の内容の一部.	2019/7 掲載済
3	A study on the platform-pitching vibration of floating offshore wind turbines based on classical control theory	Wind Engineering	論文	古典制御理論を用いた浮体前後動揺現象の解析. 本論文の第3章の内容の一部.	2019/7 掲載済

第6章にて提案した独立ピッチ角度制御については、提案制御に関わるパラメータの最適化が必要である。また、スパー型以外の浮体構造物を備えた浮体式洋上風力発電システムに実装し、シミュレーションおよび実機試験での性能確認が必要である。

第7章にて提案したフィードフォワード制御については、実機試験における試験結果（データ数）の積上げによる性能評価が必要である。また、上述と同様に、アドバンストスパー型以外の浮体構造物を備えた浮体式洋上風力発電システムへ実装して性能評価することが必要である。さらに、フィードフォワード制御の入力として、ロータに流入する風速を事前に計測できる LIDAR での計測結果を用いることで提案制御の効果をさらに向上できる可能性があるため、LIDAR を利用した提案制御の試験も今後の課題である。

最後に、本研究にて提案した全ての制御を実装した場合の実機試験も必要である。提案制御が互いに干渉し、それぞれの効果を打ち消しあう可能性も否定できないためである。

## 謝辞

本論文は筆者が九州大学大学院 総合理工学府 大気海洋環境システム学専攻 博士後期課程に在学中の研究成果をまとめたものである。同大学 応用力学研究所 附属自然エネルギー総合利用センター 教授 吉田茂雄 博士には指導教官として本研究の実施の機会を与えて頂き、その遂行にあたって終始、ご指導を頂いた。ここに深謝の意を表す。同大学 応用力学研究所 地球環境力学部門 准教授 中村昌彦 博士、並びに、大阪府立大学大学院 工学研究科 機械系専攻 機械工学分野 准教授 涌井哲也 博士には副査としてご助言を頂くとともに、本論文の細部にわたりご指導を頂いた。ここに深謝の意を表す。本研究の全体にわたり、株式会社日立製作所 エネルギービジネスユニット エネルギー生産統括本部 自然エネルギー発電システム生産本部 シニアプロジェクトマネージャー 佐伯満 氏，同 主管技師長 加藤裕司 氏，同 主管技師 船橋茂久 氏，同 風力発電システム部 部長 稲村慎吾 氏，同 シニアプロジェクトマネージャー 佐野貴彦 博士，同 主任技師 飛永育男 氏，同 主任技師 楠野順弘 博士，株式会社日立製作所 研究開発グループ テクノロジーイノベーション統括本部 エネルギーイノベーションセンタ センタ長 楠見尚弘 博士，同センタ 電磁応用システム研究部 部長 中山武 博士，株式会社日立パワーソリューションズ 上席執行役員 井出一正 博士，株式会社日立パワーソリューションズ エネルギーソリューション事業統括本部 再エネソリューション本部 風力システム部 担当部長 山田昭彦 氏には有益なご助言を頂いた。ここに感謝の意を表す。第2章から第6章の試験においては、環境省浮体式洋上風力発電実証事業にて構築した装置を利用させて頂いた。同実証事業を推進した九州大学 工学研究院 海洋システム工学部門 海洋システム設計学 教授 宇都宮智明 博士，戸田建設株式会社 エネルギー事業部副事業部長 佐藤郁 博士には有益なご助言を頂いた。ここに深謝の意を表す。また、第2章から第6章の検討においては、株式会社日立製作所 エネルギービジネスユニット エネルギー生産統括本部 自然エネルギー発電システム生産本部 風力発電システム部 主任技師 白石崇 氏，同 主任技師 清木荘一郎 氏，同 主任技師 関淳一 氏，同 主任技師 板垣智之 氏，同 技師 小畑了仁 氏，同 技師 山田裕介 氏，同 高橋洋一 氏，株式会社日立製作所 営業統括本部 電力エネルギー営業本部 企画員 結城菜々子 氏，株式会社日立製作所 研究開発グループ テクノロジーイノベーション統括本部 機械イノベーションセンタ ロボティクス研究部 主任研究員 山本幸生 氏，同研究部 研究員 大竹悠介 氏，同テクノロジーイノベーション統括本部 エネルギーイノベーションセンタ エネルギーマネジメント研究部 研究員 只野卓巳 博士，同研究部 総合職研修員 皆川俊介 氏には試験遂行時および試験結果解析時にご援助頂いた。ここに感謝の意を表す。第7章の試験においては、経済産業省福島浮体式洋上ウィンドファーム実証研究事業にて構築した装置を利用させて頂いた。同事業を推進した東京大学大学院 工学系研究科 社会基盤学専攻 教授 石原猛 博士には有益なご助言を頂いた。ここに深謝の意を表す。また、第7章の検討においては、株式会社日立製作所 エネルギービジネスユニット エネルギー生産統括本部 自然エネルギー発電システム生産本部 風力発電システム部 主任技師 杉野淳一 氏，同 大森和樹 氏，同 朝倉正光 氏，株式会社日立製作所 本社営業統括本部 電力エネルギー営業本部 新エネルギー営業部 主任 柳下大輔 氏，同 企

画員 田中聡 氏, 株式会社日立製作所 研究開発グループ テクノロジーイノベーション統括本部  
機械イノベーションセンター ロボティクス研究部 主任研究員 山本幸生 氏には試験遂行時および  
試験結果解析時にご援助頂いた. ここに感謝の意を表する.